



Ministério de Minas e Energia
Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético

PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA 2021



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 Grütner

Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

Cláudio Scliar



Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Presidente

Maurício 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

Ibanês César Cássel

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

Sede
SAN – Quadra 1 – Bloco B – Sala 100-A
70041-903 - Brasília – DF

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 2021 / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2012

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, Hamilton Moss de Souza, João Antônio Moreira Patusco, Jose Antônio Fabrini Marsiglio, José Luiz Scavassa, Kleverson Manoel Marques Gontijo, Lúvia Batista Maciel, Lívio Teixeira de Andrade Filho, Lucas Dantas Xavier Ribeiro, Lúcia Maria Praciano Minervino, Luis Fernando Badanhan, Marco Aurélio dos Santos Araújo, Paulo Antônio Gomes Monteiro, Paulo Augusto Leonelli, Paulo Érico Ramos de Oliveira, Paulo Roberto Garcia, Paula Roberta Moraes Baratella, Roberto Meira Júnior, Tarita da Silva Costa, Rodrigo Afonso Guimarães, Thiago Guilherme Ferreira Prado, Ubyrajara Nery Graça Gomes, Valdir Borges Souza Júnior, Vania Maria Ferreira, Vilma Maria de Resende, Wesley Gomes de Souza.

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, Diogo Santos Baleeiro, Fernando Massaharu Matsumoto, Henrique Soares Vieira Magalhães, Hugo Leonardo Gosmann, José Botelho Neto, João Batista Simon Flausino, Juliano Vilela Borges dos Santos, Karla Branquinho dos Santos Gonzaga, Lauro Doniseti Bogniotti, Luciano Costa de Carvalho, Luiz Carlos Lisbôa Theodoro, Manoel Rodrigues Parada Neto, Marlon Arraes Jardim Leal, Matheus Batista Bodnar, Paulo Roberto Machado Fernandes Costa, Raphael Ehlers dos Santos, Renato Lima Figueiredo Sampaio, Ricardo Borges Gomide, Ricardo de Gusmão Dornelles, Symone Christine de Santana Araújo, Umberto Mattei, Valdimara Alves de Oliveira, Luciano Pedrosa de Souza, Renato Lima Figueiredo Sampaio.

Núcleo Estratégico de Gestão Socioambiental – NESA/SECEX

Coordenação: Maria Ceicilene Aragão Martins

Equipe técnica: Rita Alves Silva, Sílvia Maria Frattini Gonçalves Ramos.

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 Emilio 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, Emilio Hiroshi Matsumura, Fernanda Marques Pereira Andreza, Glaucio Vinicius Ramalho Faria, Guilherme Oliveira Arantes, 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, Angela Regina Livino de Carvalho, Bruno Gregorio Menita, Danielle Bueno de Andrade, Fernanda Fidelis Paschoalino, Fernanda Gabriela B. dos Santos, Gabriel Malta Castro, 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: Marisa Moreira Marques / Paulo Roberto Amaro (Parcial)

Equipe técnica: Giacomo Chinelli, Paulo Roberto Amaro, Paulo Sérgio Caldas

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, Edna Maria de Almeida Araújo, Fábio de Almeida Rocha, Fernando Hevelton Oliveira, Henrique Abreu de Oliveira, João Mauricio Caruso, José Antonio D Affonseca Santiago Cardoso, Jurema Baptistella Ludwig, Marcelo Willian Henriques Szrajbman, Marcelo Lourenço Pires, Maria Alzira Noli Silveira, Marcos Vinicius da Silva Farinha, Maria de Fátima de Carvalho Gama, Maxwell Cury Junior, Priscilla de Castro Guarini, Roberto Luiz Magalhães Rocha, 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: Marco Stiel Radu Halpern e Reneu Rodrigues da Silva

Equipe técnica: Adriana Queiroz Ramos, Aline Maria dos Santos, Aloysio Vasconcelos Filho, Antonio Marco Siciliano, Carlos Augusto Góes Pacheco, Carolina Oliveira de Castro, Denise Faertes, 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, Víctor 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, Frederico Ventorim, Gildo Gabriel da Costa, Giovanni Vitória Machado, Heitor Batista de Alencar, Juliana Rangel do Nascimento, 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, Railson Oliveira Motta, Vitor Manuel do Espírito Santo Silva.

Estudos socioambientais

Coordenação: Flávia Pompeu Serran / Edna Elias Xavier (parcial)

Equipe técnica: Ana Dantas Mendez de Mattos, Ana Lacorte, André Luiz Alberti, André Souza Pelech, Carina Rennó Siniscalchi, Carlos Frederico Menezes, Carolina Maria H. de G. A. Feijo Braga, César Maurício Batista da Silva (parcial), Cristiane Moutinho Coelho, Daniel Dias Loureiro, Diego do Nascimento Bastos, Federica Natasha G. A. dos Santos Sodrê, Gabriela Fernandes Santos Alves, Gustavo Fernando Schmidt, Gustavo Henrique Cunha e Silva, João Paulo Macieira Barbosa (parcial), José Ricardo de Moraes Lopes, Kátia Gisele Soares Matosinho, Luciana Álvares da Silva, Marcos Ribeiro Conde, Marcos Vinicius Fernandes Amaral, Paula Cunha Coutinho, Paulo do Nascimento Teixeira, Robson de Oliveira Matos, Thiago Oliveira Bandeira, Valentine Jahnell, Verônica Souza da Mota Gomes.

APRESENTAÇÃO

O Estado Brasileiro exerce, na forma da lei, as funções de planejamento, sendo este 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, tradicionalmente, apresentaram-se como um dos principais instrumentos de planejamento da expansão eletroenergética do país. Desde 2007 estes planos têm ampliado a abrangência dos 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 2021*** apresenta importantes sinalizações para orientar as ações e decisões relacionadas ao equacionamento do 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 sustentável.

Neste PDE 2021 estão previstos investimentos globais da ordem de R\$ 1,1 trilhão, dos quais 24,4% correspondem à oferta de energia elétrica, 68,4% a petróleo e gás natural, e 7,2% à oferta de biocombustíveis líquidos. Dentre os principais parâmetros físicos, haverá ampliação entre o verificado em 2011 e 2021: da capacidade instalada de geração de energia elétrica, de 116,5 para 182,4 GW; da produção de petróleo, de 2,1 para 5,4 milhões de barris/dia; da produção de gás natural, de 65,9 para 190,9 milhões de m³/dia; e da produção de etanol, de 22,9 para 68,2 milhões de m³.

Ao apresentar o ***Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2021***, resultado final de um processo iterativo de planejamento energético subsidiado por estudos elaborados pela Empresa de Pesquisa Energética, o Ministério de Minas e Energia agradece toda a colaboração recebida por meio da consulta pública realizada entre 24 de setembro e 31 de outubro de 2012, na qual participaram entidades da sociedade civil, órgãos governamentais, empresas e agentes do setor energético.

Brasília, janeiro de 2013.

Edison Lobão

Ministro de Estado de Minas e Energia

ESTRUTURA DO RELATÓRIO

Os diversos estudos contemplados neste relatório foram agrupados nos quatro seguintes 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

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
Aspectos qualitativos e quantitativos do cenário de referência.....	20
2. Premissas Demográficas	24
3. Premissas Setoriais	26
Setor industrial	26
Setor residencial	30
Setor de transportes.....	32
II – DEMANDA DE ENERGIA	34
1. Projeção Consolidada do Consumo Final por Fonte	35
2. Energia Elétrica	38
2.1 Projeção do Consumo.....	38
2.2 Projeção da Carga	41
2.3 Comparação entre as Projeções do PDE 2021 e do PDE 2020	42
3. Gás Natural	43
4. Derivados de Petróleo	46
4.1 Óleo Diesel.....	46
4.2 Gás Liquefeito do Petróleo (GLP)	48
4.3 Gasolina automotiva	49
4.4 Querosene de aviação (QAV)	52
4.5 Óleo combustível e outros secundários de petróleo	53
4.6 Não energéticos do petróleo	55
4.7 Nafta	56
5. Biocombustíveis	57
5.1 Biocombustíveis líquidos	57
5.2 Biomassa da cana	59
5.3 Biomassa da lenha	60
5.4 Carvão Vegetal.....	61
6. Carvão Mineral e Coque	62
7. Consolidação do Consumo Final por Fonte e por Setor - 2021	62

III – GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	66
1. Introdução	66
2. Sistema Existente	68
3. Metodologia e Critérios.....	69
4. Diretrizes e Premissas.....	70
5. Expansão da Geração.....	74
5.1 Parque gerador contratado e em implantação	76
5.2 Parque gerador planejado	78
5.2.1 Expansão hidrelétrica	78
5.2.2 Expansão termelétrica.....	84
5.2.3 Expansão de outras fontes renováveis	87
5.2.4 Resumo da expansão por tipo de fonte.....	90
6. Balço Estático de Garantia Física	94
7. Expansão das Interligações	99
8. Custos Marginais de Operação e Riscos de Déficit.....	101
9. Atendimento à Demanda Máxima.....	106
10. Estimativa de Investimentos.....	113
IV – TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	123
1. Considerações Iniciais.....	123
2. Topologia da Rede de Transmissão.....	124
2.1 Configuração inicial	124
2.2 Expansão do SIN e integração de usinas de grande porte e de novas fontes renováveis	126
2.3 Interligações regionais.....	128
2.4 Interligações dos sistemas isolados ao SIN	133
2.5 Interligações com países vizinhos.....	135
2.6 Copa do Mundo 2014	136
3. Sistemas de Transmissão Regionais	136
3.1 Região Norte	137
3.1.1 Estado do Pará.....	137
3.1.2 Estado do Maranhão	141
3.1.3 Estado do Tocantins.....	142
3.1.4 Estado do Amazonas.....	143
3.1.5 Estado do Amapá.....	145
3.1.6 Estado de Roraima.....	147
3.1.7 Estudos complementares	148
3.2 Região Nordeste.....	149
3.2.1 Estado do Piauí	150
3.2.2 Estado do Ceará.....	152
3.2.3 Estado do Rio Grande do Norte.....	154

3.2.4	Estado da Paraíba	156
3.2.5	Estado de Pernambuco.....	157
3.2.6	Estado de Alagoas.....	159
3.2.7	Estado do Sergipe	161
3.2.8	Estado da Bahia	162
3.2.9	Estudos complementares	165
3.3	Região Sudeste.....	166
3.3.1	Estado de São Paulo	167
3.3.2	Estado de Minas Gerais	169
3.3.3	Estado do Espírito Santo.....	171
3.3.4	Estado do Rio de Janeiro	173
3.3.5	Estudos complementares	174
3.4	Região Centro-Oeste e estados do Acre e Rondônia	176
3.4.1	Estado de Goiás e Distrito Federal.....	176
3.4.2	Estado de Mato Grosso	178
3.4.3	Estados do Acre e Rondônia	180
3.4.4	Estudos complementares	181
3.5	Região Sul	182
3.5.1	Estado do Rio Grande do Sul	183
3.5.2	Estado de Santa Catarina.....	186
3.5.3	Estado do Paraná.....	187
3.5.4	Estado de Mato Grosso do Sul.....	189
3.5.5	Estudos complementares	191
4.	<i>Evolução Física e Investimentos.....</i>	192
5.	<i>Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão - TUST</i>	194
V	<i>PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL.....</i>	200
1.	<i>Introdução</i>	200
2.	<i>Previsões de Produção.....</i>	202
3.	<i>Implicações Estratégicas e Econômicas</i>	208
3.1	Evolução das Reservas Provadas e da Relação R/P	208
3.2	Investimentos em E&P	211
3.3	Possíveis Excedentes de Produção	211
3.4	Demandas por FPSOs e Conteúdo Local na Fabricação de Equipamentos	212
VI	<i>OFERTA DE DERIVADOS DE PETRÓLEO</i>	214
1.	<i>Perspectivas de Preços de Petróleos e Derivados</i>	214
1.1	Perspectivas de preços internacionais de petróleo.....	215
1.2	Perspectivas de preços internacionais de derivados de petróleo.....	216
1.3	Perspectivas de preços nacionais de derivados de petróleo	218
2.	<i>Expansão do Parque Nacional de Refino</i>	220
2.1	Metodologia e premissas adotadas para o abastecimento.....	221
2.2	Evolução do parque de refino atual	224
2.3	Novas refinarias previstas.....	225

2.4	Investimentos Programados	227
2.5	Evolução do parque nacional de refino	227
2.6	Resultados	228
2.6.1	Balanço entre oferta e demanda de derivados e perfil de produção.....	228
2.6.2	Balanço nacional de derivados	230
2.6.3	Balanço nacional de petróleo	235
2.7	Refino – Considerações finais	236
3.	<i>Infraestrutura Nacional de Transporte de Petróleos e Derivados.....</i>	238
3.1	Introdução	238
3.2	Panorama atual da infraestrutura nacional de transporte de petróleo e derivados.....	238
3.2.1	Infraestrutura dutoviária para transporte de petróleo e derivados.....	238
3.2.2	Infraestrutura de armazenamento de petróleo e derivados.....	239
3.2.3	Transporte marítimo de petróleo e derivados	239
3.3	Impactos das movimentações previstas sobre a infraestrutura	240
3.4	Expansão da infraestrutura nacional de transporte de petróleo e derivados	241
3.4.1	Investimentos da carteira de projetos do Grupo Petrobras.....	241
3.4.2	Investimentos sugeridos pela EPE	244
	<i>VII – OFERTA DE GÁS NATURAL</i>	246
1.	<i>Perspectivas de Preços de Gás Natural</i>	246
1.1	Premissas para as previsões de preços.....	247
1.2	Preços de GNL internalizado no Brasil – metodologia netback value	250
1.3	Projeção de Preços de Gás Natural no <i>Henry Hub</i>	252
1.4	Competitividade do Gás Natural no Brasil: projeção dos preços de gás natural na hipótese de competitividade com o óleo combustível	254
2.	<i>Expansão da Oferta de Gás Natural.....</i>	255
3.	<i>Balanço de Oferta e Demanda de Gás Natural.....</i>	258
3.1	Estados da região Norte	259
3.2	Estados da região Nordeste	260
3.3	Estados das regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste	261
3.4	Balanço de oferta e demanda do Brasil – Malha integrada	263
3.5	Considerações finais.....	264
4.	<i>Infraestrutura de transporte de Gás Natural.....</i>	265
4.1	Panorama atual.....	265
4.1.1	Estados da região Norte	265
4.1.2	Estados da região Nordeste.....	266
4.1.3	Estados da região Sudeste	266
4.1.4	Estados da região Sul e Centro Oeste.....	266
4.2	Expansão da infraestrutura.....	266
4.2.1	Estados da região Norte	266
4.2.2	Estados da região Nordeste.....	267
4.2.3	Estados da região Sudeste	268

4.3	Expansão indicativa.....	269
4.4	Novos sistemas em estudo	269
4.4.1	Estado do Pará.....	270
4.4.2	Estado do Maranhão	270
4.4.3	Estado do Piauí	270
4.4.4	Estado de Goiás e Distrito Federal.....	270
4.4.5	Estado de Mato Grosso	270
4.5	Expansão da infraestrutura via GNL	271
4.6	Estimativa de investimentos	271
VIII – OFERTA DE BIOCOMBUSTÍVEIS		272
1.	<i>Expansão da Oferta de Etanol</i>	272
1.1	Projeções da demanda total de etanol.....	272
1.1.1	Demanda do mercado interno	272
1.1.2	Demanda internacional	273
1.1.3	Demanda total.....	277
1.2	Projeções da oferta de etanol no Brasil.....	278
1.2.1	Situação Atual.....	278
1.2.2	Metodologia	278
1.2.3	Premissas para açúcar, ATR e indicadores	279
1.2.4	Premissas para a expansão da Capacidade Industrial	280
1.2.5	Resultados	282
1.2.6	Etanol Celulósico e bioprodutos da cana.....	285
1.2.7	Investimentos para o aumento da produção	285
1.3	Logística de transporte do etanol.....	286
1.3.1	Armazenamento	287
1.3.2	Investimentos dutoviários e hidrovíários	287
1.3.3	Ferrovias	288
1.3.4	Portos	290
1.4	Etanol - Considerações Finais.....	291
2.	<i>Expansão da Oferta de Biodiesel</i>	292
2.1	O consumo obrigatório de biodiesel 2012-2021.....	292
2.2	Os leilões e o estoque estratégico de biodiesel.....	292
2.3	Oferta de biodiesel.....	294
2.3.1	Disponibilidade de insumos para a produção de biodiesel	294
2.3.2	Capacidade de processamento.....	296
2.3.3	Perspectivas de preços de biodiesel.....	296
2.3.4	Balanco de capacidade instalada e demanda de biodiesel	297
2.3.5	Incentivos ao uso adicional de biocombustíveis	297
2.3.6	A Infraestrutura de escoamento da produção de biodiesel	298
2.3.7	Biodiesel – Considerações finais.....	299
3.	<i>Biomassa de Cana-de-Açúcar para Oferta de Energia Elétrica</i>	299
3.1	A participação do setor sucroalcooleiro nos leilões de energia elétrica	300
3.2	Oferta de biomassa de cana-de-açúcar.....	302
3.3	Potencial técnico de geração de energia elétrica da biomassa de cana-de-açúcar.....	302
3.4	Biomassa de cana-de-açúcar – Considerações finais	304

<i>IX – EFICIÊNCIA ENERGÉTICA.....</i>	<i>306</i>
<i>1. Conceitos e Definições.....</i>	<i>307</i>
<i>2. Principais Resultados Agregados</i>	<i>308</i>
2.1 Setor industrial	309
2.2 Setor de transportes.....	311
2.3 Setor residencial	312
2.4 Setor comercial	314
2.5 Outros setores	315
<i>X – ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL.....</i>	<i>316</i>
<i>1. Premissas, critérios e procedimentos</i>	<i>316</i>
1.1 Emissões de GEE.....	317
1.2 Energia elétrica	318
1.3 Petróleo, gás natural e biocombustíveis.....	319
1.4 Análise integrada	319
<i>2. Emissões de gases de efeito estufa</i>	<i>319</i>
2.1 Meta.....	319
2.2 Projeção.....	321
<i>3. Geração hidrelétrica.....</i>	<i>324</i>
3.1 Projetos analisados	324
3.2 Análise socioambiental.....	325
<i>4. Energia eólica, bioeletricidade e PCH.....</i>	<i>329</i>
4.1 Projetos analisados	329
4.2 Análise socioambiental.....	330
<i>5. Transmissão de energia elétrica</i>	<i>331</i>
5.1 Projetos analisados	331
5.2 Análise socioambiental.....	331
<i>6. Produção de petróleo e gás natural</i>	<i>335</i>
6.1 Análise de sensibilidade ambiental	335
6.2 Benefícios socioeconômicos	338
<i>7. Etanol</i>	<i>338</i>
7.1 Aspectos ambientais	340
7.2 Aspectos socioeconômicos	343
<i>8. Biodiesel</i>	<i>344</i>
7.3 Aspectos ambientais	345
7.4 Aspectos socioeconômicos	346

9. Indicadores socioambientais	349
10. Análise socioambiental integrada	351
10.1 Mapeamento dos projetos	353
10.2 Interferências dos projetos e sensibilidades regionais	354
10.3 Temas prioritários para a gestão ambiental	358
CONSOLIDAÇÃO DOS RESULTADOS.....	360
Economia e Energia	360
Matriz Energética	361
Síntese dos Resultados	364
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	368
LISTA DE TABELAS.....	378
LISTA DE GRÁFICOS.....	378
LISTA DE FIGURAS.....	385
AGRADECIMENTOS	386

INTRODUÇÃO

O presente Plano Decenal de Expansão de Energia 2021 incorpora uma visão integrada da expansão da demanda e da oferta de diversos energéticos no período 2012-2021. 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

No que tange ao ambiente econômico, o ano de 2011 caracterizou-se, no contexto global, por um baixo crescimento dos países desenvolvidos atrelado a uma elevação no nível de incertezas, mais especificamente relacionadas ao rumo que a economia da Zona do Euro tomará. Nesse contexto, a dificuldade de recuperação da economia mundial tem influenciado no curto prazo negativamente alguns setores da economia brasileira, especialmente aqueles voltados ao setor externo. A economia nacional, contudo, ainda se beneficia de alguns fatores que vem pautando a evolução do consumo interno, como a oferta de crédito, o baixo nível de desemprego e o aumento da renda da população.

O cenário de referência parte da expectativa de que os países desenvolvidos conseguirão evitar uma nova recessão, mas à custa de um ritmo de crescimento lento e modesto. No caso dos emergentes, permanece a perspectiva de que sua expansão se dará a taxas mais elevadas. O cenário positivo da economia brasileira está pautado especialmente nas perspectivas favoráveis para os próximos anos, tais como os investimentos voltados à realização dos eventos esportivos que serão realizados no país ainda nesta década e as oportunidades ligadas aos setores de infraestrutura e de exploração e produção de petróleo. Um padrão elevado de crescimento econômico, contudo, exige que haja melhorias estruturais que possibilitem a sustentação deste padrão no longo prazo. Neste cenário, 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.

No que concerne ao setor elétrico, ressalta-se a continuidade dada ao sucesso dos leilões de energia nova e de reserva. A potência total dos projetos que comercializaram energia nos leilões de 2011 foi de 5.200 MW, correspondendo a uma energia de aproximadamente 2.900 médios para o mercado regulado. Estão incluídas neste total, vale destacar, a geração de origem eólica, com uma potência total de cerca de 2.900 MW. Foi também dado prosseguimento ao exitoso processo das licitações de empreendimentos de transmissão, tendo sido licitado em 2011, em três leilões, um total da ordem de 3.800 km de linhas de transmissão.

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 2015, contribuindo para o desenvolvimento sustentável das fontes de geração, diretriz esta reafirmada pelo preço competitivo destas fontes demonstrado nos últimos leilões de energia.

Reconhece-se, por outro lado, dada a possibilidade de oferta de grandes volumes de gás natural associado à produção petrolífera do Pré-Sal, que a expansão da geração termelétrica a gás poderia vir a ocupar um maior espaço na matriz energética, principalmente na eventualidade de dificuldades para o licenciamento ambiental de usinas hidrelétricas e de linhas de transmissão. Essa forma de expansão, contemplada neste Plano apenas no final do período decenal, poderá vir a ser considerada nos próximos ciclos do planejamento decenal de forma mais participativa, desde que as condições que venham a ser estabelecidas para o fornecimento do gás possibilitem a competitividade econômica da energia produzida.

Ainda quanto à termelétricidade, 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.

Em continuidade à prática incorporada nos Planos anteriores, o conceito de sustentabilidade orientou os estudos socioambientais desenvolvidos para este Plano. O foco em alternativas de maior sustentabilidade está balizado pelas atuais discussões e negociações internacionais sobre as mudanças do clima, conforme evidenciado na conferência de Copenhague (COP-15). Em âmbito nacional, a questão climática teve sua relevância reiterada pela promulgação da lei 12.187/09 e do Decreto 7.390/10, que regulamenta essa lei. Esse novo arcabouço legal, que 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, desloca as discussões sobre mudanças climáticas, no Brasil, para novo patamar institucional. Um dos destaques é que o referido Decreto estabeleceu que, no setor de energia, o plano setorial de mitigação e adaptação às mudanças do clima é o próprio Plano Decenal de Energia.

Nesse sentido, o PDE 2021 tem entre seus objetivos o atendimento a metas específicas no quesito emissões, uma relacionada às emissões absolutas do setor como um todo no ano 2020, que não poderão ser superiores a 680 MtCO₂, e outra relacionada ao indicador de intensidade de carbono da economia, que não deverá ultrapassar o valor registrado no ano 2005. Cabe registrar que essas metas implicam em um esforço significativo para manter em patamares elevados a participação das energias renováveis na matriz energética brasileira.

Assim, o PDE 2021 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 hidroeletricidade 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 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 maio de 2011 e nas áreas da União, elaboraram-se previsões de produção de petróleo e gás natural. Espera-se que no próximo decênio a produção nacional de petróleo e gás natural seja duplicada, com a contribuição dos recursos contingentes, principalmente na área do Pré-Sal, atingindo cerca da metade dessa produção até 2021. As demandas de derivados de petróleo, confrontadas com as previsões de produção, permitem antever as condições de atendimento ao mercado, 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.

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 refere-se à competição direta com o óleo combustível, primordialmente através dos preços relativos do óleo e do gás natural. Outros aspectos relevantes são: a preferência do gás natural em processos industriais que exigem elevado grau de pureza do produto final, a maior segurança, disponibilidade e praticidade no suprimento. O cenário adotado foi o de uma relação de competitividade entre os preços de gás natural (*citygates*) e os de óleo combustível de alto teor de enxofre (*ex refinaria*) de 75% no horizonte decenal.

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 no Ceará) e do novo terminal previsto (Bahia), como forma de otimização da infraestrutura.

Os estudos relacionados aos biocombustíveis líquidos - etanol carburante e biodiesel - avaliaram a demanda e a capacidade de atendimento da mesma, em toda a cadeia produtiva.

Para o período 2012-2021, projeta-se que o mercado brasileiro de etanol continuará em expansão, devido ao aumento expressivo da frota de veículos *flex-fuel*. No mercado internacional, o Brasil se manterá como um dos principais *players*, ainda que, no período analisado, não tenha sido prevista uma ampliação significativa dos volumes exportados, dada a tendência de mercados mais protecionistas nos próximos anos. No curto prazo, estima-se que a oferta de etanol permanecerá com restrições, as quais deverão ser superadas no médio e longo prazos através de investimentos na renovação do canal e na ampliação e implantação de unidades produtoras. Neste contexto, vislumbram-se empreendimentos direcionados a facilitar e reduzir os custos de transporte e armazenagem de etanol.

Similarmente ao Plano anterior, 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, também de forma similar ao Plano anterior, a avaliação da quantidade de energia já contratada pelo setor elétrico e a análise de seu potencial técnico evidenciaram uma significativa folga para ampliação de sua capacidade, o que possibilitaria sua consolidação como uma fonte importante na matriz elétrica nacional, em consonância com as diretrizes definidas para a expansão da geração através de fontes renováveis.

I - PREMISSAS BÁSICAS

Devido à importância que possuem na determinação da dinâmica do consumo de energia, constituem-se como premissas básicas a serem adotadas no estudo de longo prazo da demanda e oferta de energia, as premissas demográficas, macroeconômicas e setoriais. Além destas, tem-se as relativas à eficiência energética¹ e à autoprodução².

Algumas variáveis econômicas, tais como a taxa de crescimento da demanda doméstica ou aquelas relacionadas ao comércio internacional, possuem impactos relevantes sobre o setor industrial. Além disso, estudos prospectivos setoriais, sobretudo referentes aos segmentos energointensivos, compreendendo alternativas de expansão, rotas tecnológicas e características de consumo energético, são essenciais para a projeção do consumo de energia na indústria. Ademais, é na indústria que a autoprodução de energia ganha maior relevância. A autoprodução de eletricidade desloca parcela do consumo final de energia e, dessa forma, alivia a demanda de investimento na expansão do parque de geração e da rede de transmissão do setor elétrico.

No que se refere aos indicadores demográficos, o crescimento da população brasileira e a evolução dos domicílios são variáveis que afetam especialmente o consumo de energia no setor residencial.

Neste capítulo são apresentadas as premissas básicas adotadas nos estudos do PDE 2021, abrangendo o cenário macroeconômico de referência, as perspectivas de preços do petróleo e o crescimento demográfico. Outras 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 o estudo de cenários de longo prazo. A partir dessa visão de longo prazo, recortes temporais de horizontes menores podem ser determinados, obtendo-se, dessa maneira, trajetórias consistentes ao longo do tempo para as variáveis de interesse. A Figura 1 ilustra esquematicamente este processo.

Nesse sentido, o cenário de interesse do PDE 2021 pode ser visto como um recorte de menor horizonte do cenário de interesse dos estudos de longo prazo que a EPE elabora.

Além da visão de longo prazo, o PDE 2021 incorpora elementos conjunturais, bem como definições e estratégias de médio prazo, que podem influenciar parâmetros relevantes no horizonte decenal, em especial, as taxas de expansão da economia.

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.

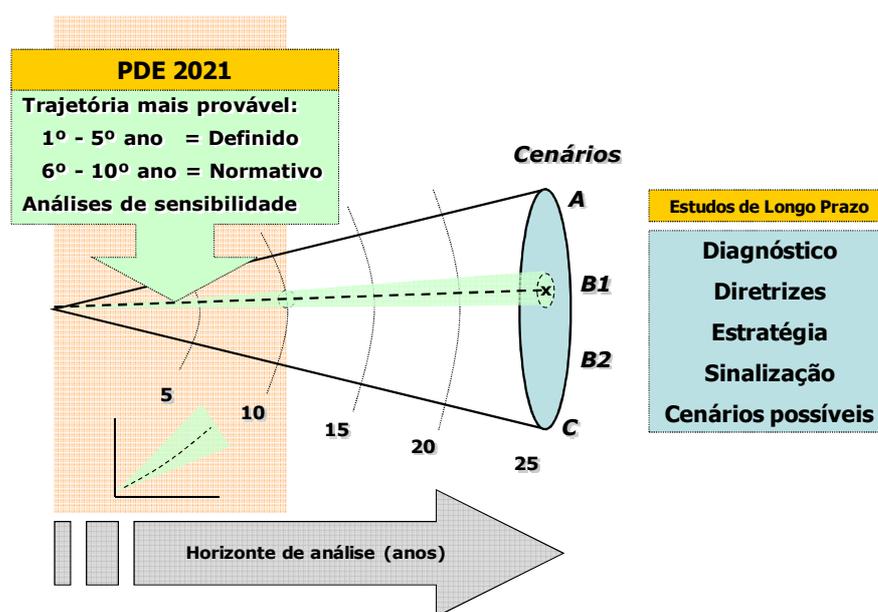


Figura 1 – Cone de cenários: Relação entre o PDE 2021 e os estudos de longo prazo

Nesse contexto, destaca-se a perspectiva de um desempenho nacional superior à média mundial, em alinhamento com os cenários elaborados pela EPE desde o PNE 2030. No PDE 2021, trabalha-se, no horizonte decenal, com uma taxa média de crescimento mundial de cerca de 4% ao ano, enquanto o Brasil se expande a uma taxa média de 4,7% ao ano, conforme analisado nas próximas seções.

Conjuntura econômica

O cenário econômico mundial vem apresentando um ritmo de crescimento heterogêneo: enquanto os países desenvolvidos crescem a um ritmo lento, as economias emergentes, em especial a China, mantêm um elevado crescimento econômico.

A forte intervenção dos governos, com o objetivo de evitar um maior contágio da crise financeira sobre as economias, levou a um aumento do endividamento público e, conseqüentemente, a uma maior incerteza sobre a capacidade de pagamento dessas dívidas. Nos países europeus, as incertezas acerca da capacidade de recuperação dos países da zona do euro são elevadas, mesmo com o plano de ajuda realizado conjuntamente pelo Fundo Monetário Internacional (FMI) e Banco Central Europeu (BCE).

Com relação à economia americana, a situação ainda representa certa apreensão com relação a sua capacidade de recuperação nos próximos anos, na medida em que não se chegou a uma solução para o problema do endividamento. Os problemas têm como consequência o aumento do déficit orçamentário, gerado para tentar solucionar o problema do setor financeiro, e a forte queda dos níveis de atividade, com repercussões sobre o mercado de trabalho, levando a economia americana a índices de desemprego bem acima da média histórica.

Quanto aos países emergentes, observa-se o aumento da participação destas economias no comércio mundial, devido à elevada demanda por alguns produtos comercializados por estes países, apesar do

menor crescimento da economia mundial. Nesse caso, os grandes beneficiados têm sido aqueles países cuja pauta de exportação é composta em grande medida por *commodities*.

Se este canal externo de crescimento econômico é fundamental para a explicação da evolução da economia nacional no período decenal, por outro lado, a dificuldade de recuperação da economia mundial, especialmente das economias desenvolvidas, que sofrem com problemas de desemprego e de desconfiança sobre a capacidade de pagamento de suas dívidas, também influencia negativamente, no curto prazo, alguns setores da economia brasileira. A indústria nacional, especialmente os segmentos voltados ao setor externo, tem sofrido com a alta competitividade dos produtos importados, agravada pela forte valorização do real frente ao dólar. Vale destacar a elevada importância relativa da dinâmica de crescimento da economia chinesa para o Brasil no atual contexto de baixo crescimento mundial, cujas importações de *commodities* têm papel de sustentar o preço destas no mercado internacional, além de justificar investimentos em alguns setores da economia brasileira (a cadeia extrativa de minério de ferro, por exemplo).

Sendo assim, desde que o cenário mundial não apresente uma trajetória de ruptura econômica, vislumbra-se um cenário positivo para a economia brasileira no horizonte decenal, em resposta especialmente ao bom e sustentado desempenho do mercado interno, relacionados à elevação da renda e concessão de crédito, potencializado pelas oportunidades ligadas aos setores de infraestrutura e de exploração e produção de petróleo pelos investimentos voltados à realização dos eventos esportivos que serão realizados no país, ainda nesta década.

Aspectos qualitativos e quantitativos do cenário de referência

Fruto desta conjuntura, o cenário esperado para a economia mundial nos próximos anos ainda reflete os impactos negativos da crise financeira que assola principalmente as economias desenvolvidas. No primeiro quinquênio analisado, o desempenho dos países emergentes, especialmente os países asiáticos, será o grande responsável por manter a taxa de crescimento mundial, enquanto os países desenvolvidos ainda mantêm seus esforços voltados para a reestruturação política e econômica. Na segunda metade do horizonte, mesmo com uma melhora na situação europeia, o crescimento econômico mundial será impactado pela redução esperada do ritmo de crescimento de importantes países emergentes, ainda que estes mantenham elevadas taxas de crescimento quando comparadas à média mundial.

De fato, no que se refere à economia brasileira, a consolidação do arcabouço macroeconômico desenvolvido nos últimos anos é cada vez mais firme, fornecendo meios para um desenvolvimento sustentado e mais acelerado da economia. Certamente o país não é uma "ilha isolada" do mundo, mas suas vantagens comparativas, em termos de estabilidade macroeconômica, o credenciam como economia atrativa para investimentos. Há uma importante oportunidade em termos de ganhos de produtividade a serem conseguidos na economia nacional e, nesta década, o "dever de casa" continua sendo feito, com avanços pontuais importantes em termos de reformas estruturais. Tais avanços trazem um ciclo virtuoso de confiança em busca da redução do "custo Brasil". Os eventos esportivos de caráter internacional (Copa do Mundo em 2014 e Olimpíadas em 2016) não apenas estimularão os investimentos em diversos setores da economia, como potencializarão a marca "Brasil" no cenário internacional.

Neste cenário, a economia brasileira cresce a uma taxa acima da média mundial, apresentando no horizonte decenal um crescimento médio de 4,7% a.a., com um resultado um pouco inferior no 1º quinquênio em decorrência especialmente do desempenho dos anos iniciais, enquanto no segundo quinquênio a taxa de crescimento volta aos patamares observados nos anos anteriores à crise mundial.

Os indicadores econômicos principais do cenário de referência adotado no PDE 2021 são apresentados na Tabela 1.

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

Indicadores Econômicos	Histórico		Projeção	
	2001-2005	2006-2010	2012-2016	2017-2021
PIB mundial (% a.a.)	3,7	3,6	4,1	3,9
Comércio mundial (% a.a.)	5,5	4,1	5,6	5,1
PIB nacional (% a.a.)	2,8	4,4	4,4	5,0

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

Reitera-se que, a despeito do crescimento moderado das economias desenvolvidas, o comércio mundial nos primeiros anos é beneficiado pelo maior dinamismo das economias emergentes, em especial da China. Dessa forma, uma mudança a ser observada nos próximos anos é o aumento da contribuição dos países emergentes ao crescimento mundial.

No cenário doméstico, uma maior taxa de poupança de longo prazo e um crescimento da Produtividade Total dos Fatores (PTF) são elementos essenciais para assegurar a taxa média de crescimento do PIB de 4,7% a.a nos próximos 10 anos.

A taxa de poupança brasileira será beneficiada especialmente pela evolução da poupança pública. Com relação à poupança privada, a grande contribuição virá da maior lucratividade das empresas que se beneficiam do bom momento econômico do país. A perspectiva de crescimento da Produtividade Total dos Fatores (PTF), por sua vez, ocorre estimulada pelo aumento dos investimentos no país e deverá dar-se de forma mais intensa nos setores em que o país apresenta vantagem comparativa. O aumento dos investimentos permitirá um avanço desse indicador, ainda que outros gargalos que impedem um aumento mais expressivo da produtividade, tais como a dificuldade de encontrar mão de obra qualificada, políticas de estímulos às inovações tecnológicas e mudanças institucionais mais profundas, sejam resolvidos gradualmente.

A evolução das taxas de poupança de longo prazo (% PIB) e de crescimento da Produtividade Total dos Fatores (PTF) é apresentada na Tabela 2.

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

Indicadores Econômicos	Histórico		Projeção	
	2001-2005	2006-2010	2012-2016	2017-2021
Taxa de Poupança (% PIB) ¹	16,2	18,1	21,5	21,7
PTF (% a.a.) ²	0,6	1,0	1,5	1,5

(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).

Os investimentos, especialmente aqueles voltados à infraestrutura, 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.

Na trajetória projetada para o horizonte deste estudo, a perspectiva é de um aumento significativo da taxa de investimento em relação ao observado nos últimos anos. Para a primeira metade do horizonte decenal, estudos realizados pelo BNDES acerca dos investimentos mapeados indicam elevação dos investimentos em diversos setores de infraestrutura, com destaque para a área de logística e de energia. Outro fator que contribui para o aumento dos investimentos no período é o reinvestimento dos lucros das empresas impactado pelas perspectivas de crescimento econômico.

As perspectivas de eventos importantes a serem realizados no país nos próximos 10 anos trazem a confiança de que os patamares de investimentos devem se elevar substancialmente nos anos que se seguem. Somado aos eventos esportivos que terão sede no país nos anos de 2014 e 2016, ampliando a necessidade de aumento dos investimentos públicos e privados no país, registra-se o importante avanço da cadeia produtiva de petróleo e gás natural na camada pré-sal.

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

Indicadores Econômicos	Histórico		Projeção	
	2001-2005	2006-2010	2012-2016	2017-2021
Investimento total (% PIB) ⁽¹⁾	16,7	18,3	20,2	21,7
Investimento público (% PIB) ^{(1),(2)}	3,1	3,3	3,4	4,0

(1) Taxas de investimento a preços correntes. (2) Inclui empresas estatais federais.

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

No cenário fiscal, seguindo a tendência observada nos últimos anos, espera-se que, neste horizonte de projeção, haja queda da Dívida Líquida do Setor Público, embora esta queda seja mais suave nos anos iniciais. Da mesma forma, os bons resultados da economia brasileira reduzem a necessidade de um maior esforço fiscal e, por conta disso, o superávit primário apresenta uma trajetória declinante no longo prazo. Além disso, a redução esperada das taxas de juros reais 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	
	2001-2005	2006-2010	2012-2016	2017-2021
Superávit Primário (% PIB)	1,9	3,9	2,1	1,7
Déficit Nominal (% PIB)	4,2	2,9	2,5	1,4
Dívida Líquida (% PIB)	53,3	42,9	38,2	32,0

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

Assim, ao longo desta década o Brasil se consolidará em termos de estabilidade econômica e baixo risco, corroborado por trajetória decrescente da relação dívida/PIB e sustentação dos superávits fiscais. Entretanto, pelo lado do setor externo, a premissa de crescimento da economia brasileira acima da média mundial, induz a uma expectativa de deterioração da balança de pagamentos em virtude, especialmente, do aumento das importações a uma taxa mais elevada do que o crescimento das exportações no primeiro quinquênio. O crescimento econômico nacional, puxado pelo maior consumo interno e o aumento dos investimentos em infraestrutura, são fatores que contribuem para este resultado. As exportações, por sua vez, crescem em função da maior expansão das economias

emergentes. Dessa forma, o Brasil se beneficia do aumento da demanda desses países por *commodities* e pelo aumento do preço destas no mercado internacional.

O maior crescimento da economia brasileira será responsável pela redução do saldo comercial e consequentemente do 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 ocorre beneficiada pelo desempenho da economia nacional acima da média mundial e deve ser direcionada principalmente aos setores em que o país possui maiores vantagens comparativas.

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

Indicadores Econômicos	Histórico		Projeção	
	2001-2005	2006-2010	2012-2016	2017-2021
Balança Comercial (US\$ bilhões)	23,8	27,6	9,1	8,6
Exportações (US\$ bilhões)	81,3	166,5	275,2	343,9
Importações (US\$ bilhões)	57,5	138,9	266,1	335,3
IED (US\$ bilhões)	16,5	34,6	51,0	54,0
Transações Correntes (% PIB)	-0,3	-1,1	-2,9	-2,6

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. A referência aqui adotada foi o petróleo do tipo *Brent*, cotado em Londres. A evolução do preço do óleo *Brent* projetado ao longo do horizonte do PDE 2021 é apresentada na Tabela 6.

Associado à trajetória de crescimento econômico mundial, prevê-se um significativo aumento da demanda mundial de petróleo nos próximos anos, já que a recuperação da demanda por petróleo no mundo (em especial nos países emergentes, como a China), após a crise de 2008-2009, foi mais forte do que o esperado. Por outro lado, associada à desaceleração da economia mundial no segundo quinquênio, há uma tendência de moderação da demanda de petróleo neste período, reforçada pelas políticas de substituição de derivados e de eficiência energética instituídas pelos governos dos países grandes consumidores de energia.

No cenário de oferta mundial de petróleo, considera-se uma defasagem até 2013-2014 da expansão desta oferta em relação ao ritmo de incremento da demanda por petróleo. Isto porque: i) a retomada dos investimentos em projetos de E&P (houve cancelamento/adiamento de projetos por causa das restrições de crédito em 2008-2009) ocorrerá num ritmo moderado; ii) a “Primavera Árabe”, em particular na Líbia, restringiu a oferta de petróleo; iii) a OPEP não tem adotado como estratégia a antecipação de investimentos em capacidade produtiva para balancear o mercado, deixando-o pressionado e vulnerável a eventuais restrições de oferta. Assim, acredita-se que, mesmo com a retomada dos investimentos, não haverá tempo hábil para atender o ritmo de crescimento da demanda, de tal forma que o mercado permanecerá “apertado” até 2015. A própria capacidade ociosa dos países da OPEP cairá para patamares mais modestos, ao longo do primeiro quinquênio, para compensar o hiato da expansão da produção frente ao crescimento da demanda por petróleo, adicionando um prêmio de risco aos preços deste produto. Com essa evolução do balanço de oferta e demanda, assume-se que, no curto prazo, a cotação do petróleo Brent se manterá num patamar acima de US\$ 100/b.

A partir de 2015, no entanto, a combinação de vários efeitos deverá levar a um novo balanço de oferta-demanda de petróleo, amenizando os preços do mesmo: i) retomada e maturação de projetos de E&P que haviam sido cancelados ou adiados por causa da crise; ii) moderação do crescimento econômico mundial; iii) o próprio efeito da alta de preços sobre a demanda de derivados; iv) a maturação de políticas de substituição de derivados e de eficiência energética. Desta forma, as cotações do *Brent*, nesse cenário, deverão cair no final do horizonte para o patamar de US\$ 80/b (a valores de maio de 2011), mesmo num cenário de crescimento do PIB mundial.

Tabela 6 – Evolução do preço do petróleo tipo *Brent*

Indicadores Econômicos	Histórico		Projeção	
	2002-2006	2007-2011	2012-2016	2017-2021
Preço do Petróleo tipo <i>Brent</i> (US\$ maio 2011/barril)	56,78	91,70	105,59	85,23

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

2. Premissas Demográficas

De acordo com estudo realizado pelo Banco Mundial, o Brasil está envelhecendo em um ritmo mais rápido do que o ocorrido nos países desenvolvidos. Com isto, o Brasil está se tornando um país predominantemente velho antes de se tornar uma nação rica.

Entretanto, as mudanças populacionais brasileira trazem resultados positivos para a próxima década. No período entre 2011 e 2021, a população em idade ativa crescerá em ritmo superior a denominada população dependente (representada pela parcela da população abaixo de 14 e acima de 65 anos), levando o país a passar pelo período denominado bônus demográfico³.

As projeções elaboradas pela EPE para a evolução da população brasileira são apresentadas na Tabela 7. Cabe ressaltar que os cenários demográficos realizados pela EPE se baseiam nas projeções divulgadas pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, que são calculadas com base na evolução da taxa de fecundidade, mortalidade e expectativa de vida da população brasileira. Com relação ao perfil regional da população brasileira, podemos observar 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%). 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 a população brasileira continua a crescer, porém a um ritmo menor e está envelhecendo.

³ Bônus demográfico é o período “em que a estrutura etária da população atua no sentido de facilitar o crescimento econômico. Isso acontece quando há um grande contingente da população em idade produtiva e um menor percentual de crianças e idosos no total da população. O primeiro bônus refere-se ao crescimento da renda resultante do aumento da razão entre produtores e consumidores na população, decorrente das transições demográfica e da estrutura etária”. (Alves, 2008)

Tabela 7 – Brasil e Regiões, 2012-2021: Projeção da população total residente (mil hab.)

Ano	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro-Oeste	Brasil
2012	16.335	54.134	81.884	27.849	14.482	194.684
2016	17.002	55.622	84.035	28.503	15.083	200.246
2021	17.712	57.207	86.326	29.200	15.722	206.167
Variação média (% ao ano)						
2011-2016	1,0	0,7	0,7	0,6	1,0	0,7
2016-2021	0,8	0,6	0,5	0,5	0,8	0,6
2011-2021	0,9	0,6	0,6	0,5	0,9	0,6
Estrutura de Participação Populacional (%)						
2012	8,4	27,8	42,1	14,3	7,4	100,0
2016	8,5	27,8	42,0	14,2	7,5	100,0
2021	8,6	27,7	41,9	14,2	7,6	100,0

Fonte: Elaboração EPE.

Refletindo uma mudança no perfil da população brasileira, o número de domicílios particulares permanentes no período de 2012 a 2021 eleva-se em ritmo superior ao crescimento da população nacional. Este dado indica a redução do número de habitantes por domicílios que sai de 3,25 no início do período para 2,85 em 2021.

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

Tabela 8 – Brasil e Regiões, 2012-2021: Projeção do número de domicílios (mil unidades)

Ano	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro-Oeste	Brasil
2012	4.582	15.679	27.984	9.868	4.816	62.928
2016	5.057	17.026	30.500	10.795	5.308	68.685
2021	5.651	18.741	33.714	11.973	5.906	75.985
Variação média (% ao ano)						
2011-2016	2,5	2,1	2,2	2,3	2,5	2,2
2016-2021	2,2	1,9	2,0	2,1	2,2	2,0
2011-2021	2,4	2,0	2,1	2,2	2,3	2,1
Estrutura de Participação dos Domicílios (%)						
2012	7,3	24,9	44,5	15,7	7,7	100,0
2016	7,4	24,8	44,4	15,7	7,7	100,0
2021	7,4	24,7	44,4	15,8	7,8	100,0

Fonte: Elaboração EPE

3. Premissas Setoriais

Setor industrial

A participação setorial no PIB apresentou, nos últimos dez anos, o comportamento ilustrado no Gráfico 1. As análises econômicas setoriais são baseadas no valor adicionado calculado e divulgado pelo IBGE a preços constantes (R\$ de 2010).

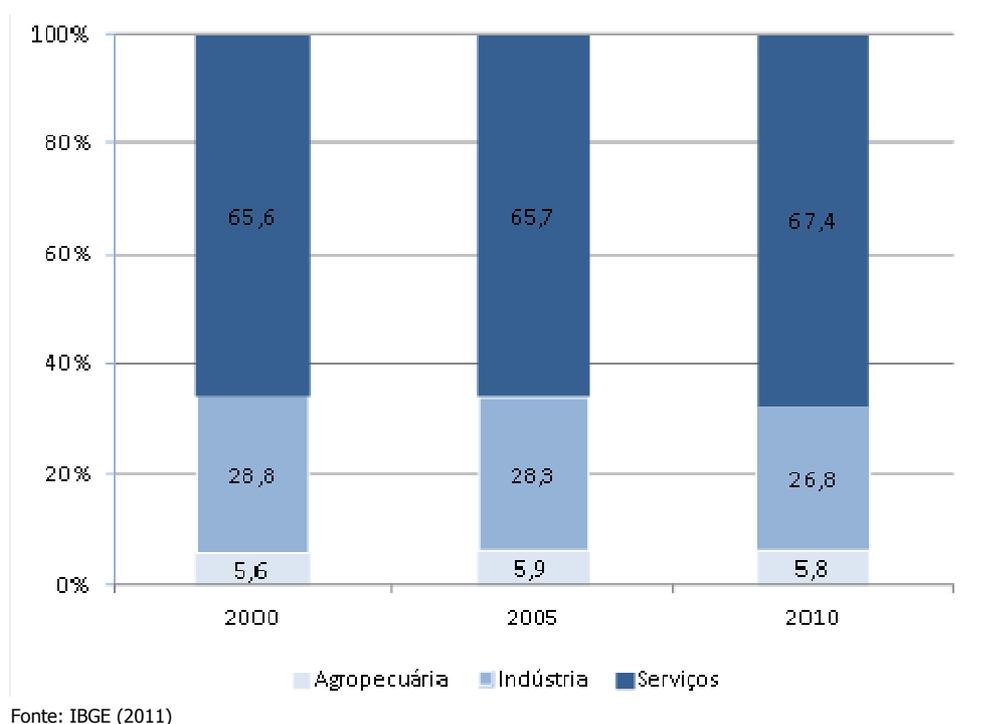
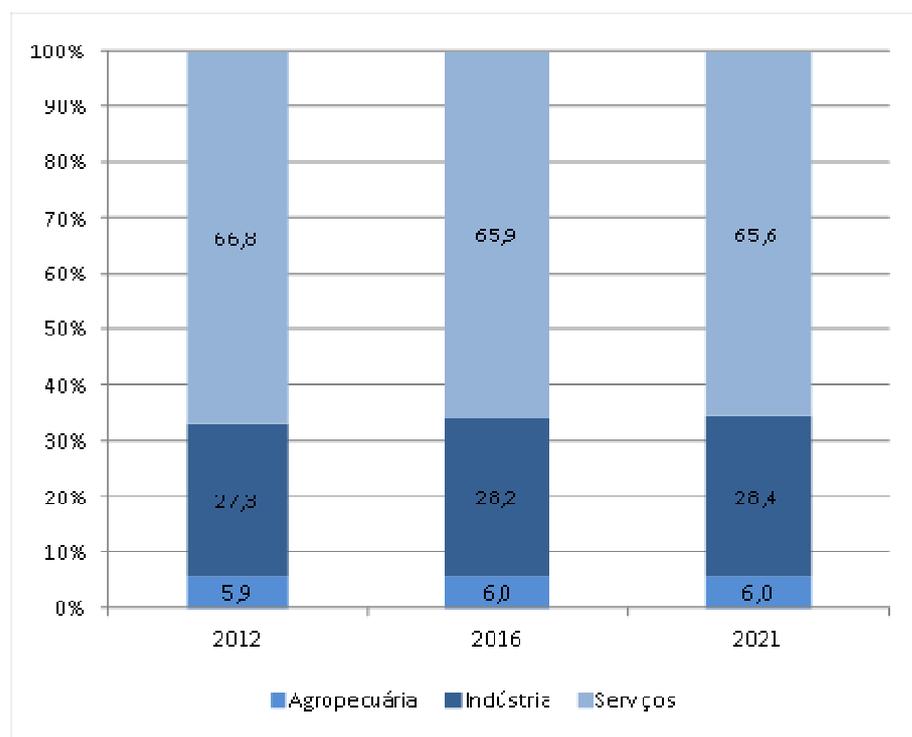


Gráfico 1 – Participação setorial no valor adicionado de 2000 a 2010 (%)

Percebe-se que o setor de serviços ganhou participação, principalmente entre 2005 e 2010, enquanto a indústria perdeu. A participação no valor adicionado da agropecuária permaneceu relativamente estável. Em termos prospectivos visualiza-se uma mudança do padrão de crescimento observado na última década. Ao contrário do período anterior em que as taxas de crescimento do setor de serviços superaram as da indústria, nos próximos dez anos o desempenho da indústria será superior. Quanto à agropecuária, a participação deverá permanecer estável. O Gráfico 2 mostra a composição setorial esperada do valor adicionado para o próximo decênio.



Fonte: Elaboração EPE.

Gráfico 2 – Participação setorial no valor adicionado de 2012 a 2021 (%)

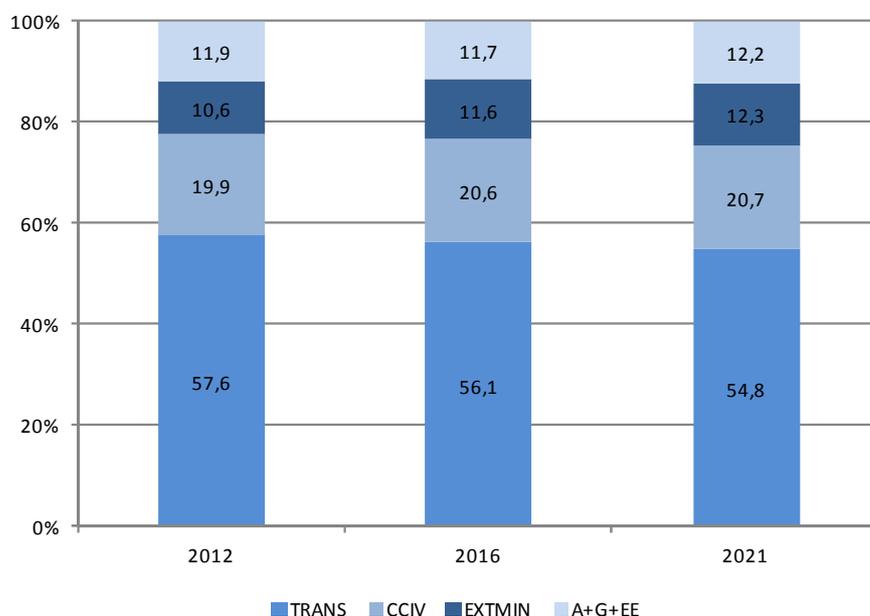
Para o decênio em questão espera-se que o setor agropecuário cresça na média da economia mantendo sua participação relativa. Esse ritmo será sustentado pelo mercado interno e pela demanda internacional crescente que já vêm colocando os preços das *commodities* internacionais em níveis bem elevados.

Para o setor de serviços espera-se uma perda de participação relativa no final do horizonte considerado. Apesar disso, em termos de taxas absolutas, o desempenho deverá ser de um crescimento acelerado, pois o setor também se beneficiará substancialmente de forma direta e indireta dos programas de infraestrutura previstos para os próximos anos.

Importante registrar que o setor de serviços absorve grande parte da mão de obra da economia e terá que enfrentar, no horizonte analisado, restrições de mão de obra qualificada. A taxa de desemprego está em níveis historicamente baixos e a carência desse recurso-chave poderá ser um gargalo ao crescimento mais acelerado do setor.

A indústria, em 2011, apresentou desaceleração do crescimento. Apesar dos resultados recentes, continua existindo uma perspectiva favorável para o comportamento do setor no decênio em questão. Uma análise mais detalhada da indústria mostra que seu crescimento nos próximos anos será puxado pela extrativa mineral (EXTMIN) e pela indústria da construção civil (CCIV). Esta deve se beneficiar de um mercado interno vigoroso e das perspectivas favoráveis de créditos que vão viabilizar a política do Governo Federal para o setor. Aquela, por sua vez, tem uma lógica de crescimento ligada à demanda dos países emergentes mais dinâmicos e que devem manter os preços das *commodities* em patamares elevados.

O setor de transformação (TRANS) deve crescer a taxas menores que seus pares da indústria resultando em perda de participação relativa por estar mais exposto à concorrência externa. Já a fatia da produção e distribuição de energia elétrica água e gás (A+G+EE) não deve sofrer grandes alterações, crescendo no mesmo ritmo da indústria, conforme o Gráfico 3.



Fonte: Elaboração EPE.

Gráfico 3 – Composição do VA industrial a preços básicos de 2012 a 2021 (%)

A Tabela 9 mostra 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 homogênea⁴, 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 heterogêneos⁵, considerou-se a evolução do valor adicionado setorial atrelada ao cenário macroeconômico de referência, conforme a desagregação setorial apresentada no Balanço Energético Nacional (EPE, 2011).

Para as indústrias eletrointensivas, em especial, foram realizadas avaliações específicas⁶. Esse conjunto de indústrias (alumínio – inclusive alumina e bauxita –, siderurgia – aço bruto –, ferroligas, pelletização, 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.

⁴ São exemplos, neste caso: alumínio, alumina, cobre, siderurgia, ferroligas, cimento e papel e celulose.

⁵ São exemplos neste caso: química, alimentos e bebidas, têxtil, cerâmica, outras indústrias, não-ferrosos (exclusive alumínio), alumina e cobre, e outros da metalurgia.

⁶ 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.

Tabela 9 – Grandes consumidores industriais: produção física (10³ t)

Segmento	2012	2021	2011-2021 (% ao ano)
Bauxita	38.894	49.299	3,6
Alumina	10.896	14.582	3,6
Alumínio Primário	1.536	1.659	1,1
Siderurgia (aço bruto)	41.728	70.230	6,8
Ferroligas	1.156	1.943	6,8
Pelotização	59.232	88.272	4,4
Cobre Primário	298	459	6,1
Soda Cáustica	1.597	1.597	0,0
Petroquímica (eteno)	3.653	6.408	5,8
Celulose	14.998	27.409	6,8
Pasta mecânica	504	795	4,7
Papel	10.895	16.557	4,7
Cimento	63.437	103.287	5,5

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 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 10 mostra a evolução esperada do consumo específico de energia elétrica, por segmento industrial.

Tabela 10 – Grandes consumidores industriais: consumo específico de eletricidade (kWh por tonelada produzida)

Segmento	2012	2021	2011-2021 (% ao ano)
Bauxita	13	12	-0,4
Alumina	296	287	-0,4
Alumínio Primário	14.589	13.938	-0,6
Siderurgia (aço bruto)	500	459	-0,9
Ferro ligas	8.683	9.078	0,6
Pelotização	49	47	-0,4
Cobre Primário	1.529	1.460	-0,6
Soda Cáustica	2.697	2.641	-0,3
Petroquímica (eteno)	1.564	1.548	-0,3
Celulose	969	928	-0,5
Pasta mecânica	2.171	2.104	-0,4
Papel	783	752	-0,5
Cimento	114	116	-0,5

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 aproximadamente 63 milhões em 2012 para cerca de 76 milhões de unidades em 2021.

Com relação à posse de eletrodomésticos⁷, apresentada na Tabela 11, 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 da renda das famílias e, de sua melhor distribuição.

⁷ 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 (Procel, 2007).

Tabela 11 – Posse média de equipamentos (unidades/100 domicílios)

Equipamento	2012	2016	2021
Ar condicionado	22	24	28
Refrigerador	98	100	100
Congelador	18	17	15
Chuveiro elétrico ¹	72	71	70
Máquina de lavar roupas	65	70	75
Televisão	142	165	172
Lâmpadas ²	7,57	7,61	7,65

(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 o sucateamento 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. Desta forma, o estoque se expande e se torna cada vez mais eficiente, de acordo com a Tabela 12. 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.

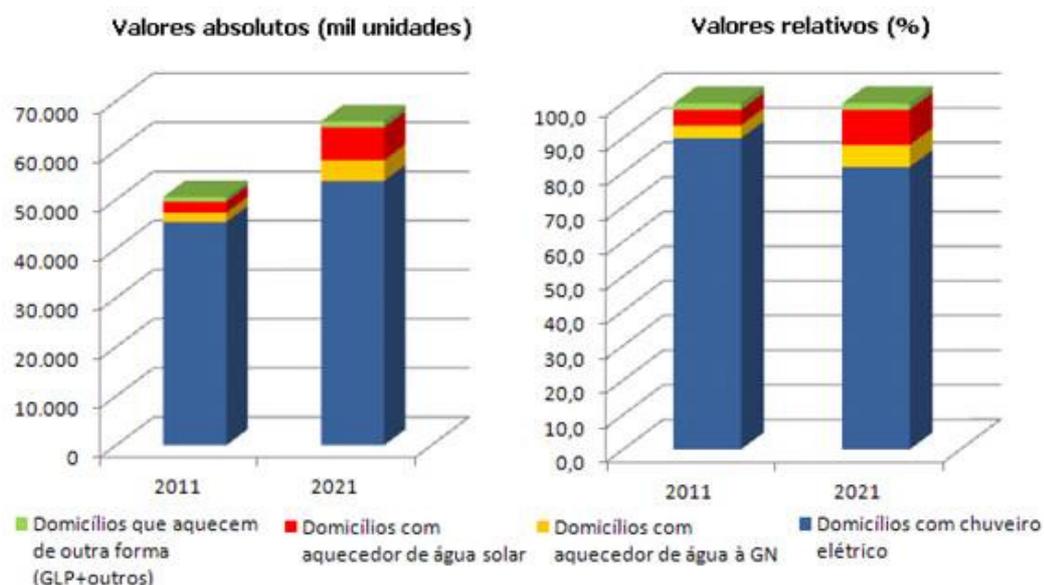
Tabela 12 – Consumo médio do estoque de equipamentos (kWh/ano)

Equipamento	2012	2021	2011-2021 (% ao ano)
Ar condicionado	449	414	-0,9
Refrigerador	345	314	-0,9
Congelador	512	450	-1,3
Televisão	148	144	-0,3
Lâmpadas	38	17	-5,7
Chuveiro elétrico	483	501	0,4
Máquina de lavar roupas	484	62	-0,8

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.

Como premissa, o gás natural desloca parcela do mercado de GLP na medida em que haja expansão da malha de distribuição de gás natural. 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 podemos observar no Gráfico 4, 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.

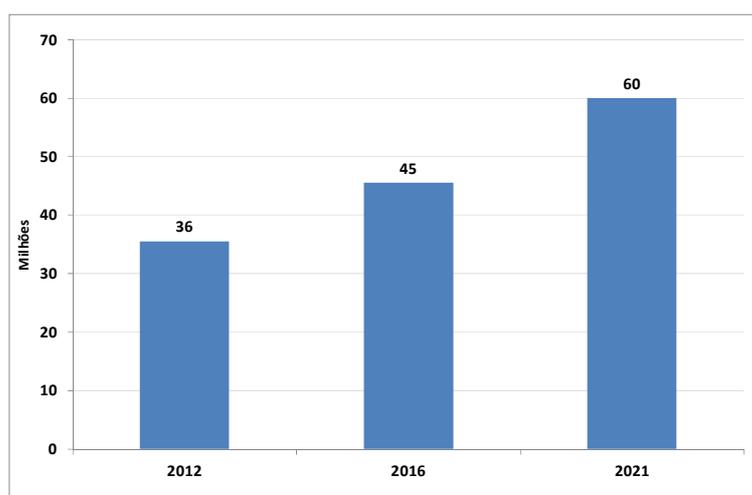


(1) Os domicílios considerados como base para cálculo são os domicílios particulares permanentes que possuem energia elétrica.
Fonte: Elaboração EPE.

Gráfico 4 – Participação das fontes no aquecimento de água para banho nos domicílios

Setor de transportes

Nos próximos anos, o crescimento da população e da renda, associado ao aumento das cidades, levará à maior demanda por mobilidade, que se traduz em aumento da atividade do transporte de passageiros (passageiro-km). Maior renda justificará ampliação expressiva da frota de autoveículos⁸ no período (Gráfico 5). Notadamente, a expansão da frota de veículos leves não sofreu impactos significativos com a crise financeira internacional de 2009, ao contrário da expectativa do setor, resultando em crescimento acima dos patamares projetados no PDE 2020.

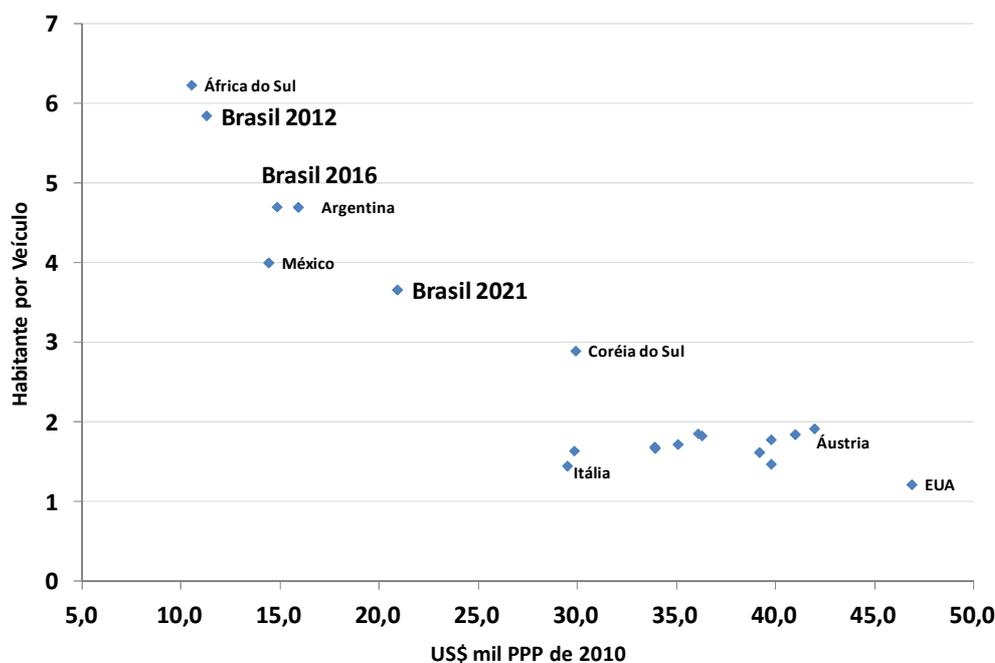


Fonte: Elaboração EPE

Gráfico 5 – Evolução da frota total de veículos

⁸ Utiliza-se o termo “veículos” para denominar, no restante do texto, os autoveículos que, além dos veículos leves, incluem os ônibus e caminhões.

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 6, 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 veículo*.



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

Gráfico 6 – Relação habitante por veículo e PIB per capita

No cenário adotado, a distribuição do transporte de passageiros compreende aumento da participação do transporte individual relativamente ao transporte coletivo, a despeito do crescimento significativo que este experimentará. No horizonte decenal, considera-se que o transporte ferroviário de passageiros deverá aumentar sua participação em função da maturação de projetos que integram o Programa de Aceleração do Crescimento (PAC) e de outros investimentos de concessionários e governos estaduais.

No transporte de cargas, foram considerados projetos incluídos no PAC, lançado em 2007, e outros no PAC 2, lançado em 2009, além da expansão da estrada de ferro Carajás, que acrescentará 100 km de linha à rede e duplicará um trecho de 605 km. A partir desses investimentos, o sistema de transporte tende a tornar-se mais eficiente e estruturalmente menos concentrado no modal rodoviário, que, assim, reduz sua participação na matriz de atividade de carga nacional (tonelada-km), em favor dos modais aeroviário, aquaviário e ferroviário.

II – DEMANDA DE ENERGIA

Neste capítulo, é apresentada a síntese do procedimento metodológico utilizado na projeção da demanda de energia utilizada neste PDE 2021, bem como os resultados obtidos para o consumo final energético, consolidados por tipo de fonte e por setor de consumo. A projeção da demanda teve como base as premissas indicadas no capítulo anterior.

Relativamente ao PDE anterior, foram revisadas algumas premissas, destacando-se, além de um ritmo de crescimento da economia um pouco inferior no primeiro quinquênio, uma diferença significativa no cenário de expansão dos segmentos industriais eletrointensivos, nomeadamente no caso das indústrias de alumínio primário e de soda-cloro, assim como a postergação da Linha de Transmissão Tucuruí-Macapá-Manaus, adiando a integração do sistema Amapá, da margem esquerda do Amazonas no Pará e da região de Manaus ao Sistema Interligado Nacional (SIN) de janeiro de 2013 para julho de 2013. Adicionalmente, foi contemplada, neste PDE, a interligação ao SIN do sistema Boavista a partir de outubro de 2014. Além dessas, 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 2011 – ano base 2010 (EPE, 2011) 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 a inter-relação entre as etapas do processo de projeção da demanda de energia.

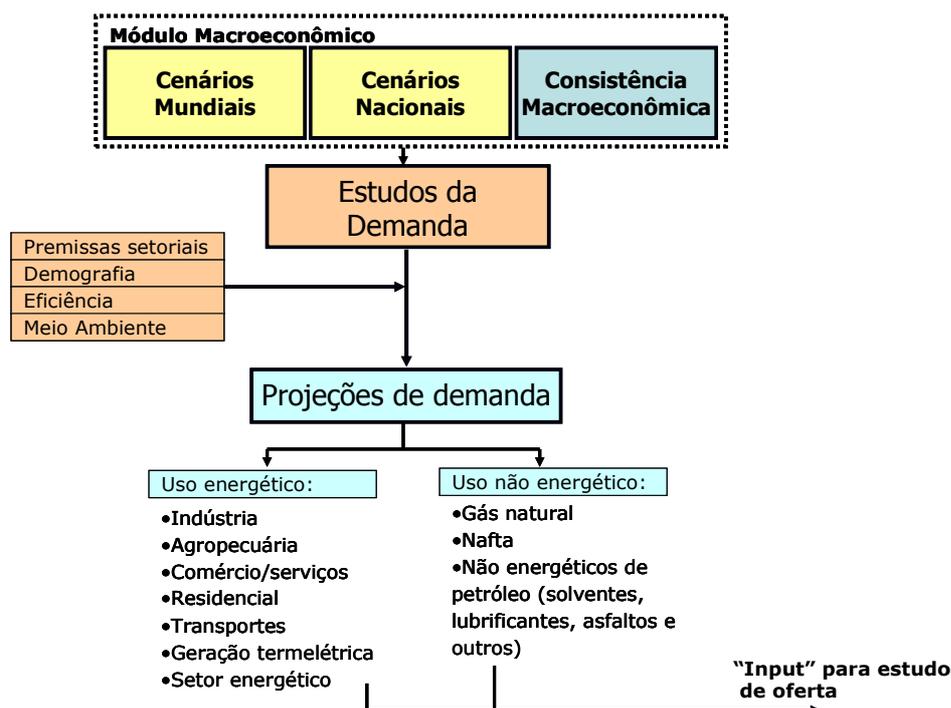


Figura 2 – Representação esquemática do processo de projeção da demanda de energia do PDE 2021

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 de suprimento associada. 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 2021 é apresentada na Tabela 13. Considerando o cenário econômico adotado como referência, essa projeção resulta em uma elasticidade-renda de 1,01 (média para o horizonte decenal), que segue trajetória descendente. Já a intensidade energética, alcança 0,062 tep/10³ R\$ [2010], em 2016, e retornando até o final do horizonte em estudo (2021) ao mesmo valor de 2012, 0,060 tep/10³ R\$ [2010].

Tabela 13 – Economia e consumo final energético – 2012-2021

Discriminação	2012	2016	2021	Variação anual		
				2011/ 2016	2016/ 2021	2011/ 2021
PIB (10 ⁹ R\$ [2010])	3.956	4.717	6.021	4,4	5,0	4,7
População Residente (10 ³ habitantes)	194.684	200.246	206.167	0,7	0,6	0,7
PIB per capita (R\$ [2010]/hab/ano)	20.319	23.557	29.202	3,7	4,4	4,0
Consumo de Eletricidade (TWh)	500	619	774	5,2	4,6	4,9

Consumo Final Energético (10 ³ tep)	238.243	294.057	363.798	5,1	4,3	4,7
Consumo Final de energia ¹ per capita (tep/hab/ano)	1,22	1,47	1,76	4,4	3,7	4,1
Intensidade Energética da Economia (tep/10 ³ R\$ [2010])	0,060	0,062	0,060	-	-	-
Elasticidade-renda do consumo de eletricidade ²	-	-	-	1,18	0,91	1,04
Elasticidade-renda do consumo de energia ²	-	-	-	1,17	0,87	1,01

⁽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.

* Variações médias anuais nos períodos indicados, a partir de 2011 e 2016.

Fonte: EPE

O valor da elasticidade-renda do consumo final energético obtido para o período 2016-2021 foi de 0,87, inferior ao valor do primeiro quinquênio (1,17), refletindo a premissa de eficiência energética crescente ao longo do horizonte decenal. Comportamento semelhante ocorre quando analisada a elasticidade da demanda de eletricidade, que passa de 1,18 para 0,91, 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 ligeiramente superior a elasticidade do consumo de energia elétrica.

Esta diferença em relação ao PDE anterior se deve principalmente às revisões para cima efetuadas no consumo de energia elétrica pelo setor energético, sobretudo oriunda de autoprodução. Se, por um lado, houve esta revisão, que contribui para elevar a elasticidade-renda do consumo de eletricidade, por outro, alinhado com as premissas do capítulo anterior, as expectativas em relação à expansão da indústria eletrointensiva, notadamente alumínio, foram reduzidas, atenuando essa elevação da elasticidade. Estas revisões importantes são apresentadas a seguir:

- A expansão da cadeia de alumínio se dará preponderantemente para produção de bauxita e de alumina para exportação, sendo reduzida a expansão da produção de alumínio primário no horizonte decenal. Assim, nesta cadeia, fontes de energia como o óleo combustível e o gás natural ganham participação em relação à eletricidade⁹. Como consequência, o consumo de eletricidade devido à produção de alumínio primário foi reduzido em cerca de 1.400 MW médios¹⁰, no ano de 2020, relativamente ao PDE 2020.
- Foi desconsiderada qualquer expansão de capacidade instalada da indústria de soda-cloro, o que, no final do período, contribuiu para uma redução do consumo de eletricidade da ordem de 270 MW médios¹¹.
- 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 2.000 MW médios.

⁹ 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.

¹⁰ 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, ao contrário do que havia sido considerado no PDE 2020.

¹¹ Como, segundo a ABICLOR, não há informações sobre intenções de investimentos no setor, não se considerou qualquer expansão adicional de capacidade instalada de soda-cloro no País.

A Tabela 14 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 5,7% em 2012 para 9,6% em 2021. Os biocombustíveis, incluindo o bagaço de cana, a lixívia, a lenha e o carvão vegetal, entre outros, aumentam sua participação no decênio, passando de 29,3% para 33,3%. Vale destacar que a queda observada na participação da lenha se deve a incorporação dos resultados preliminares de pesquisa nacional conduzida pela EPE¹², que já aponta redução do consumo anual per capita em comparação com o PDE anterior, chegando a 230 kg/hab no horizonte decenal. As sinalizações de crescimento da siderurgia continuam a incrementar a participação do carvão mineral (incluindo coque) na matriz energética do País, que aumenta de 5,0% para 5,5% no horizonte deste PDE.

Com relação aos derivados de petróleo, continua se observando queda expressiva de participação no consumo final energético nacional, de 40,1%, em 2012, para 34,8%, em 2021. 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 9,4% para 6,1%. No PDE anterior estes valores eram de 8,0% e 4,5%, respectivamente, nos anos de 2011 e 2020. O GLP também contribui para a perda da importância dos derivados de petróleo, passando de 3,5% para 2,9% na participação do consumo final energético, em parte devido à substituição pelo gás natural. E o óleo diesel (mineral) ainda registra queda de participação no período em questão, passando de 18,7% para 17,8%.

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 18,1% para 18,3%, quando no PDE anterior a eletricidade perdia participação. Já em relação ao gás natural, em função de revisões de classificação, houve deslocamento de parcela do consumo final energético para consumo na geração de energia elétrica (em centros de transformação e em plataformas de produção de petróleo e gás natural). Por isso, se verifica uma queda de valor absoluto no consumo final energético de gás natural, na comparação com o PDE anterior. No entanto, a participação deste energético continua se elevando neste PDE alcançando 8,1% do consumo final energético em 2021. Considerando o uso não energético do gás natural (fertilizantes e refinarias) e o uso para geração de eletricidade, a expansão é ainda mais significativa.

Tabela 14 – Consumo final energético e participação por fonte

Discriminação	2012		2016		2021		Variação anual*		
	10 ³ tep	%	10 ³ tep	%	10 ³ tep	%	2011/ 2016	2016/ 2021	2011/ 2021
Gás natural	17.867	7,5	22.808	7,8	29.414	8,1	6,1	5,2	5,7
Carvão mineral e coque	12.000	5,0	15.827	5,4	20.016	5,5	6,6	4,8	5,7
Lenha	12.961	5,4	13.726	4,7	14.754	4,1	-3,5	1,5	-1,0
Carvão vegetal	5.733	2,4	7.199	2,4	7.447	2,0	7,6	0,7	4,1
Bagaço de cana	29.032	12,2	39.367	13,4	50.010	13,7	7,6	4,9	6,2
Eletricidade	43.011	18,1	53.232	18,1	66.544	18,3	5,2	4,6	4,9
Etanol	11.353	4,8	21.158	7,2	31.655	8,7	14,5	8,4	11,4
Biodiesel	2.339	1,0	2.865	1,0	3.408	0,9	5,6	3,5	4,6

¹² Contrato nº CT-EPE-002/2011 conforme especificações do Projeto Básico do Edital do Pregão Eletrônico nº PE.EPE.020/2010.

Outros	8.309	3,5	10.871	3,7	13.925	3,8	7,0	5,1	6,1
Derivados de petróleo	95.637	40,1	107.003	36,4	126.626	34,8	3,5	3,4	3,5
<i>Óleo diesel</i>	<i>44.435</i>	<i>18,7</i>	<i>54.440</i>	<i>18,5</i>	<i>64.747</i>	<i>17,8</i>	<i>5,6</i>	<i>3,5</i>	<i>4,6</i>
<i>Óleo combustível</i>	<i>5.211</i>	<i>2,2</i>	<i>5.863</i>	<i>2,0</i>	<i>6.723</i>	<i>1,8</i>	<i>5,8</i>	<i>2,8</i>	<i>4,3</i>
<i>Gasolina</i>	<i>22.512</i>	<i>9,4</i>	<i>19.603</i>	<i>6,7</i>	<i>22.350</i>	<i>6,1</i>	<i>-1,3</i>	<i>2,7</i>	<i>0,7</i>
<i>GLP</i>	<i>8.238</i>	<i>3,5</i>	<i>9.168</i>	<i>3,1</i>	<i>10.379</i>	<i>2,9</i>	<i>2,8</i>	<i>2,5</i>	<i>2,6</i>
<i>Querosene</i>	<i>3.710</i>	<i>1,6</i>	<i>4.550</i>	<i>1,5</i>	<i>5.760</i>	<i>1,6</i>	<i>4,9</i>	<i>4,8</i>	<i>4,9</i>
<i>Outros derivados de petróleo</i>	<i>11.531</i>	<i>4,8</i>	<i>13.380</i>	<i>4,6</i>	<i>16.667</i>	<i>4,6</i>	<i>2,9</i>	<i>4,5</i>	<i>3,7</i>
Consumo final energético	238.243	100,0	294.057	100,0	363.798	100,0	5,1	4,3	4,7

* Variações médias anuais nos períodos indicados, a partir de 2011 (resultados preliminares do Balanço Energético Nacional) e 2016.
Fonte: EPE

2. Energia Elétrica

A projeção do consumo de energia elétrica foi realizada de forma desagregada por subsistema elétrico e por classe de consumo¹³, a partir de parâmetros e indicadores típicos do mercado de eletricidade e considerando as premissas demográficas, macroeconômicas, setoriais, de autoprodução¹⁴ e de eficiência energética¹⁵. A metodologia utilizada, tanto nas projeções do consumo quanto nas da carga de energia¹⁶, está descrita em maior detalhe em nota técnica específica¹⁷ (EPE, 2011). As premissas econômicas e demográficas adotadas neste PDE 2021 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 52% no período 2011-2021, concomitantemente a uma pequena elevação da intensidade elétrica da economia.

2.1 Projeção do Consumo

A Tabela 15 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 superior à unidade e a intensidade elétrica da economia aumenta um pouco. Isto resulta da revisão do consumo (autoprodução) no setor energético. Porém, no segundo quinquênio, já se observa elasticidade média menor do que 1 e intensidade elétrica declinante.

¹³ Residencial, comercial, industrial, poderes públicos, iluminação pública, rural e consumo próprio. Em razão de suas dimensões, essas últimas quatro categorias de consumidores serão aqui tratadas de forma agregada, sob o título genérico de “outras classes”.

¹⁴ Neste trabalho, 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, em que não utilizando a rede elétrica de distribuição ou transmissão.

¹⁵ A contribuição da eficiência energética na redução da demanda de eletricidade é estimada levando em 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.

¹⁶ 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.

¹⁷ Nota Técnica EPE: “Projeções de Demanda de Energia Elétrica – 10 anos (2012-2021)”. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/S%C3%A9rie%20Estudos%20de%20Energia/20120104_1.pdf>.

Tabela 15 – Brasil: Elasticidade-renda do consumo de energia elétrica

Ano	Consumo ¹ (TWh)	PIB (10 ⁹ R\$[2010])	Intensidade (kWh/R\$[2010])
2012	500,1	3.956	0,126
2016	619,0	4.717	0,131
2021	773,8	6.021	0,129
Período	Variação (% a.a.)*	Variação (% a.a.)*	Elasticidade
2011-2016	5,2	4,4	1,18
2016-2021	4,6	5,0	0,91
2011-2021	4,9	4,7	1,04

Obs.: (1) Inclusive autoprodução.

A Tabela 16 apresenta a projeção do consumo nacional de energia elétrica na rede (isto é, exclusive autoprodução) desagregada por classe de consumo. Do início de 2012 ao fim de 2021, a taxa média de crescimento do consumo na rede é de 4,2% ao ano, atingindo 656 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 16 – Brasil: Consumo de eletricidade na rede por classe (GWh)

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outros	Total
2012	117.088	192.206	77.388	62.985	449.668
2016	140.053	225.262	96.617	72.609	534.541
2021	173.706	266.546	128.876	86.962	656.090
Período	Variação (% a.a.)				
2011-2016	4,6	4,2	5,6	2,6	4,3
2016-2021	4,4	3,4	5,9	3,7	4,2
2011-2021	4,5	3,8	5,8	3,1	4,2

Fonte: EPE

A análise da projeção do consumo por subsistema elétrico (ver Tabela 17) 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 Boavista¹⁸.

Tabela 17 – Brasil Consumo de eletricidade na rede por subsistema (GWh)

Ano	Subsistema				SIN	Sistemas Isolados	Brasil
	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul			
2012	31.720	62.230	273.074	74.988	442.012	7.656	449.668
2016	47.128	74.843	323.414	87.392	532.777	1.764	534.541
2021	57.725	95.087	394.688	106.333	653.833	2.257	656.090
Período	Variação (% a.a.)						
2011-2016	9,5	4,6	4,3	3,3	4,6	-24,5	4,3
2016-2021	4,1	4,9	4,1	4,0	4,2	5,1	4,2

¹⁸ Retirando-se o efeito da interligação, a taxa média de crescimento do consumo no subsistema Norte no período decenal seria de 4,5% ao ano.

2011-2021 6,8 4,7 4,2 3,6 4,4 -11,0 4,2

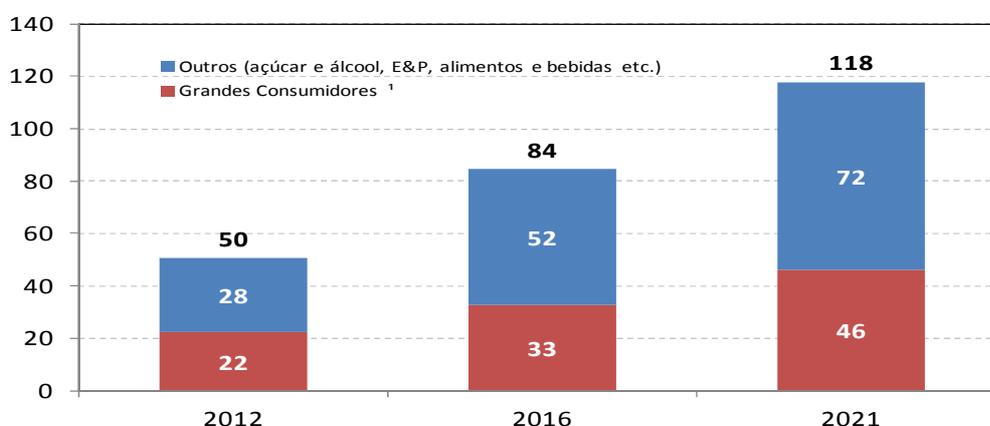
Obs.: Considera a interligação do sistema Tucuruí-Macapá-Manaus ao subsistema Norte a partir de julho de 2013 e a interligação do sistema Boavista a partir de outubro de 2014.
Fonte: EPE

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, a extração de petróleo da camada pré-sal demandará patamares mais elevados de geração elétrica nas plataformas off-shore, 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 9,6% ao ano, atingindo 118 TWh em 2021 (Gráfico 7). Neste horizonte, o setor energético aumenta significativamente a sua participação no total da autoprodução de eletricidade.



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

Gráfico 7 – Brasil Autoprodução de energia elétrica (TWh)

2.2 Projeção da Carga

A carga de energia do Sistema Interligado Nacional (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 julho de 2013 e outubro de 2014, respectivamente. A Tabela 18 apresenta a evolução do índice de perdas considerado em cada subsistema. Há uma redução do nível de perdas do SIN, passando de 16,9% em 2012 para 16,1% em 2021.

Tabela 18 – SIN e subsistemas: índice de perdas (%)

Ano	Subsistema				SIN
	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul	
2012	16,0	18,6	17,2	14,8	16,9
2016	19,1	18,1	16,7	14,2	16,7
2021	18,1	17,4	16,1	13,3	16,1

Obs.: Considera a interligação do sistema Tucuruí-Macapá-Manaus ao subsistema Norte a partir de julho de 2013 e a interligação do sistema Boavista a partir de outubro de 2014.
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 de 4,3% anuais, passando de 58.185 MWmédios em 2011, para 88.921 MWmédios em 2021. Ressalta-se que são previstos importantes acréscimos em 2013 (3.505 MWmédios) e em 2014 (3.373 MWmédios), potencializados pelas já referidas interligações de sistemas isolados.

Tabela 19 – SIN e subsistemas: carga de energia (MWmédio)

Ano	Subsistema				SIN
	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul	
2012	4.312	8.726	37.644	10.047	60.729
2016	6.654	10.432	44.319	11.624	73.029
2021	8.050	13.144	53.720	14.007	88.921
Período	Variação (% a.a.)				
2011-2016	10,3	4,4	4,3	3,6	4,7
2016-2021	3,9	4,7	3,9	3,8	4,0
2011-2021	7,1	4,6	4,1	3,7	4,3

Obs.: Considera a interligação do sistema Tucuruí-Macapá-Manaus ao subsistema Norte a partir de julho de 2013 e a interligação do sistema Boavista a partir de outubro de 2014.
Fonte: EPE

A projeção da carga de demanda¹⁹, desagregada por subsistema, foi feita a partir da projeção da carga de energia e dos fatores de carga²⁰, 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 20.

Uma diferença conceitual importante, relativamente aos PDEs anteriores, é que, a partir deste PDE 2021, passou a utilizar-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”.

Tabela 20 – SIN e subsistemas: carga de demanda instantânea (MW)

Ano	Subsistema				Sistema		SIN
	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul	N/NE	S/SE/CO	
2012	5.046	11.047	48.627	14.642	15.802	62.096	76.809
2016	8.105	13.292	58.333	16.718	20.894	73.660	93.344
2021	9.828	16.747	70.712	20.146	25.944	89.166	113.656
Período	Variação (% a.a.)						
2011-2016	11,3	4,8	5,4	3,0	6,9	5,0	5,6
2016-2021	3,9	4,7	3,9	3,8	4,4	3,9	4,0
2011-2021	7,5	4,8	4,7	3,4	5,6	4,4	4,8

Obs.: Considera a interligação do sistema Tucuruí-Macapá-Manaus ao subsistema Norte a partir de julho de 2013 e a interligação do sistema Boavista a partir de outubro de 2014.
Fonte: EPE

2.3 Comparação entre as Projeções do PDE 2021 e do PDE 2020

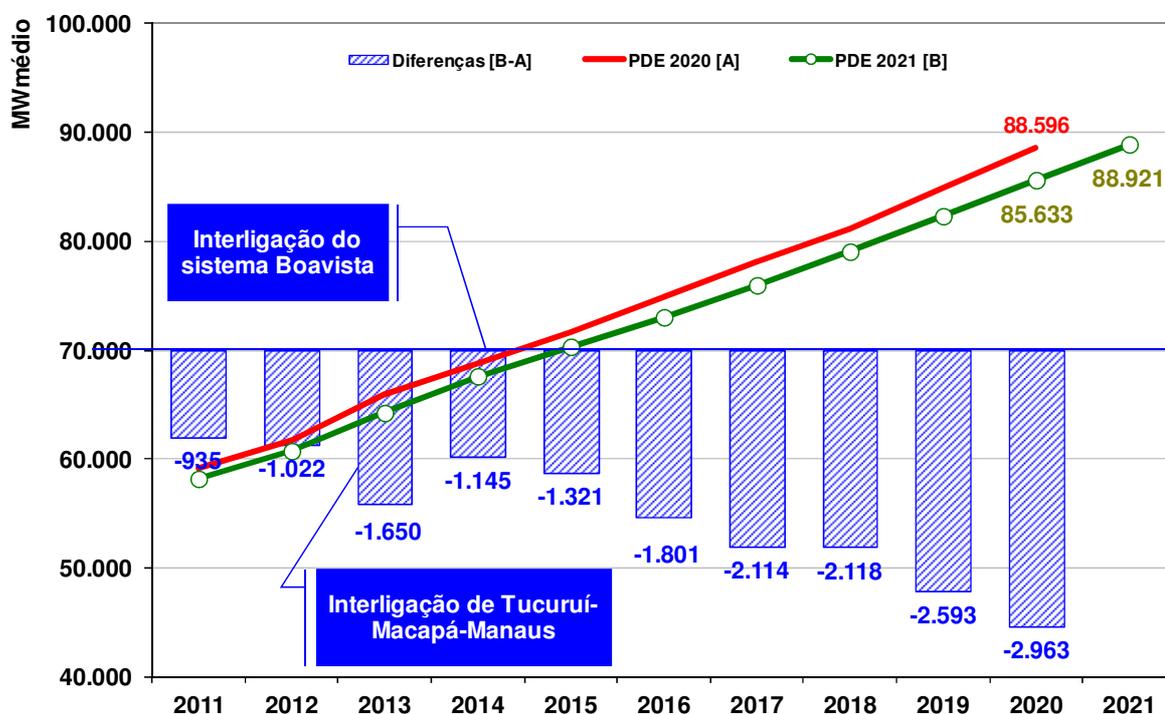
A carga de energia do SIN verificada em 2011 é 935 MW médios inferior à previsão do PDE 2020, em função da expansão mais modesta do que se havia previsto da economia este ano, sobretudo no que se refere à atividade industrial, além de alguns fatores específicos como a desativação de um “smelter” de alumínio na Bahia e a interrupção de energia em fevereiro na região Nordeste, que afetou fortemente a indústria do pólo petroquímico de Camaçari, na Bahia.

A comparação da atual projeção da carga de energia no SIN com aquela do PDE 2020 está ilustrada no Gráfico 8. O atraso da interligação do sistema Tucuruí-Macapá-Manaus, agora previsto para outubro de 2013, contribuiu para um valor da carga de energia no SIN inferior em 1.650 MW médios, no ano de 2013, relativamente ao PDE 2020. As diferenças nos anos posteriores estão, entre outros fatores, influenciadas por uma trajetória de crescimento econômico ligeiramente inferior nos primeiros cinco anos e pela revisão do cenário de expansão das grandes cargas industriais. Reitera-se que foi

¹⁹ Em linhas gerais, carga de demanda é 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.

²⁰ Relação entre a carga média de energia e a carga nos horários de maior consumo.

desconsiderada qualquer expansão de alumínio primário no subsistema Norte, assim como qualquer expansão de soda-cloro no País.



Obs.: LT Tucuruí-Macapá-Manaus em operação a partir de janeiro de 2013 (PDE 2020) e a partir de julho de 2013 (PDE 2021). Adicionalmente, também considera-se no PDE 2021 a interligação do sistema Boavista ao subsistema Norte a partir de outubro de 2014.
Fonte: EPE

Gráfico 8 – PDE 2021 versus PDE 2020: Carga de energia no SIN (MWmédio)

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), bem como 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.

Em paralelo à elaboração da projeção do consumo de gás natural no âmbito do PDE, são feitos os estudos do PEMAT - Plano de Expansão da Malha de Transporte de Gás Natural, onde deve ser traçado um cenário do mercado potencial de gás natural no País, com níveis naturalmente superiores aos observados nos estudos do PDE, considerando-se as possibilidades de maior penetração deste combustível. Neste contexto, destaca-se a importância das pesquisas realizadas junto aos agentes setoriais.

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 no curto prazo 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 regionalizada na Tabela 21. Em 2021, estima-se que o consumo final energético de gás natural ultrapasse 65 milhões de m³ por dia²¹.

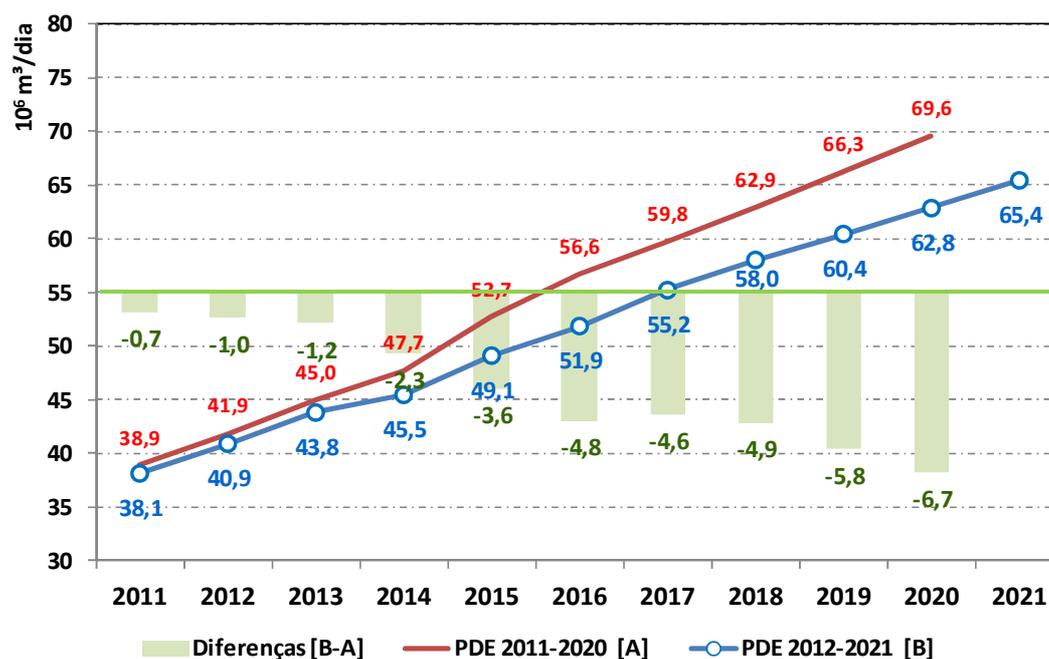
Tabela 21 – Brasil e Regiões: consumo final energético de gás natural (10³ m³/dia)

Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-oeste	Brasil
2012	45	6.832	3.690	30.016	327	40.910
2016	274	8.933	4.971	36.819	864	51.861
2021	447	11.536	6.352	45.974	1.118	65.427
Período	Variação (10 ³ m ³ /dia)					
2011-2021	444	5.256	3.039	17.674	877	27.290
Período	Variação (% a.a.)					
2011-2016	146,7	7,3	8,5	5,4	29,0	6,3
2016-2021	10,3	5,2	5,0	4,5	5,3	4,8
2011-2021	64,9	6,3	6,7	5,0	16,6	5,5

Obs.: 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: EPE

O Gráfico 9 mostra a comparação das projeções do consumo final energético de gás natural deste PDE 2021 com as do precedente.

²¹ Excluindo-se o consumo referente ao setor energético.



Obs.: 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

Gráfico 9 – Consumo final energético de gás natural: PDE 2021 x PDE 2020 (10⁶ m³/dia)

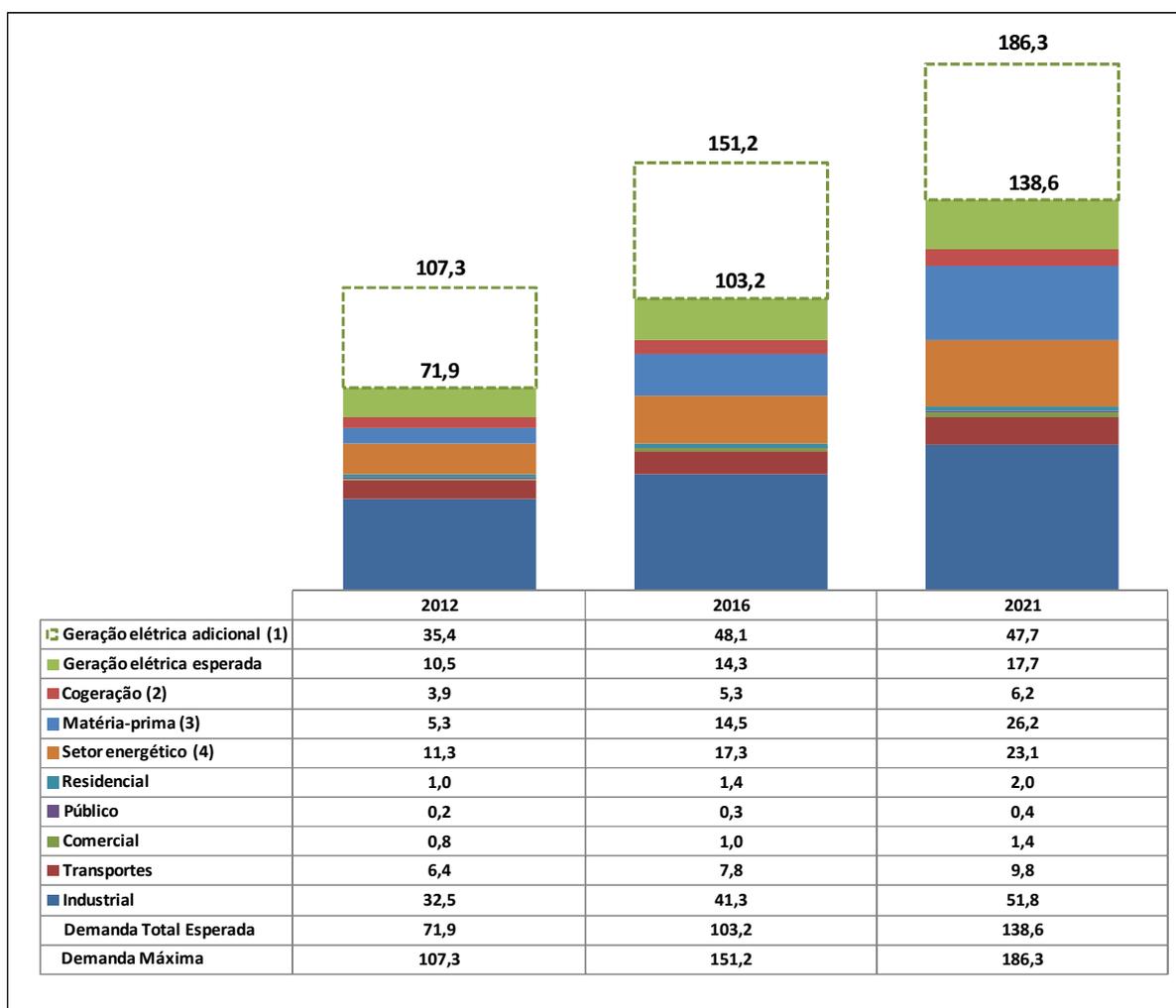
Nota-se que neste Plano o consumo final energético de gás natural se expande menos que no Plano anterior, tendo em vista as revisões de classificação na alocação de consumo que foram feitas, como já explicado, além da redução da perspectiva de crescimento econômico.

Para computarmos a demanda total de gás natural (Gráfico 10), 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, 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 não considerados nos modelos de planejamento. Em termos médios, portanto, espera-se que aos cerca de 72 milhões de m³ diários projetados para o consumo de gás natural em 2012, sejam adicionados cerca de 67 milhões de m³/dia até 2021, dos quais 30% utilizados como consumo não energético em refinarias e unidades de fertilizantes. Desse total de 139 milhões de m³ diários, em 2021 atinge-se em torno de 18 milhões de m³/dia requeridos na produção termelétrica esperada.

Considerando o nível máximo de despacho térmico - informação esta relevante para o dimensionamento da infraestrutura, a demanda total de gás natural em 2021 poderia atingir 186

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



(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

Gráfico 10 – Brasil Consumo total de gás natural (10⁶ m³/dia)

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, é considerada no Capítulo VI deste Plano.

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-chaves 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 carga²², 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, consideraram-se incrementos de 0,7% e 1,0% ao ano, respectivamente, nos rendimentos médios dos veículos novos leves e pesados.

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 100 km de linha, além da duplicação de um trecho de 605 km. Os valores projetados estão em conformidade com o Plano Nacional de Logística e Transporte (PNLT) (CENTRAN, 2007), que indica a necessidade de haver em 2023 cerca de 20.000 km de ferrovias a mais do que em 2007²³. O aumento da extensão da linha férrea reflete no crescimento da atividade deste modal. A partir da atividade (tonelada-quilômetro), utilizou-se o indicador de intensidade energética, com ganhos de eficiência em torno de 1,0% ao ano, para obter o volume de óleo diesel demandado pelo modal ferroviário.

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.

²² 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.

²³ O PAC contempla projetos específicos de construção e/ou ampliação da infraestrutura de transporte, bem como aponta a elaboração de estudos de projetos para algumas estradas, ferrovias e hidrovias. Assim, considerou-se que a entrada em operação da extensão total listada nos projetos (17.130 km de ferrovias) se estenderá para além do período analisado, acomodando a defasagem temporal necessária para a entrada dos projetos que estão em estudo no PAC. Já os projetos específicos, com data de conclusão da obra, foram todos considerados na projeções. Em 2021, a perspectiva é de que a extensão da malha férrea para transporte de cargas se aproxime de 41,5 mil quilômetros.

Cabe destacar que para demanda de biodiesel, calculada sobre a demanda final de diesel²⁴, considerou-se a obrigatoriedade 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/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 72 bilhões de litros, em 2021. A projeção da demanda final regionalizada de óleo diesel é a que se apresenta na Tabela 22.

Tabela 22 – Brasil Demanda de óleo diesel por região (milhões de litros)

Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-oeste	Brasil
2012	5.650	7.639	9.333	20.916	6.500	50.037
2016	6.307	9.324	11.416	25.112	8.139	60.298
2021	7.503	11.088	13.273	29.864	9.765	71.493
Período	Variação no período (mil m ³)					
2011-2021	2.138	3.938	4.418	10.356	3.669	24.519
Período	Variação (% a.a.)					
2011-2016	3,3	5,5	5,2	5,2	6,0	5,1
2016-2021	3,5	3,5	3,1	3,5	3,7	3,5
2011-2021	3,4	4,5	4,1	4,4	4,8	4,3

Obs.: 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 2010. 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 2010, resultando em uma média nacional de 0,19 m³/domicílio/ano.

Conforme dados do BEN, os demais setores representaram juntos, em 2010, cerca de 20% do consumo final energético de GLP (EPE, 2011). No caso da indústria, a projeção da demanda por GLP foi feita considerando-se a evolução do nível de atividade e correlacionando valor adicionado, produção física, 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.

²⁴ Excluída a demanda de diesel do modal aquaviário, que não tem obrigatoriedade de uso do biodiesel.

Na Tabela 23 é apresentada a projeção de demanda final de GLP por região para o período decenal, quando se espera que este indicador salte de pouco mais de 13 milhões de m³, em 2012, para quase 17 milhões de m³, em 2021.

Tabela 23 – Brasil Demanda de GLP por região (mil m³)

Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-oeste	Brasil
2012	752	2.959	2.237	6.526	979	13.453
2016	848	3.287	2.497	7.235	1.098	14.965
2021	970	3.712	2.839	8.168	1.246	16.935
Período	Variação no período (mil m ³)					
2011-2021	242	836	667	1.810	296	3.851
Período	Variação (% a.a.)					
2011-2016	3,1	2,7	2,8	2,6	3,0	2,7
2016-2021	2,7	2,5	2,6	2,5	2,6	2,5
2011-2021	2,9	2,6	2,7	2,5	2,8	2,6

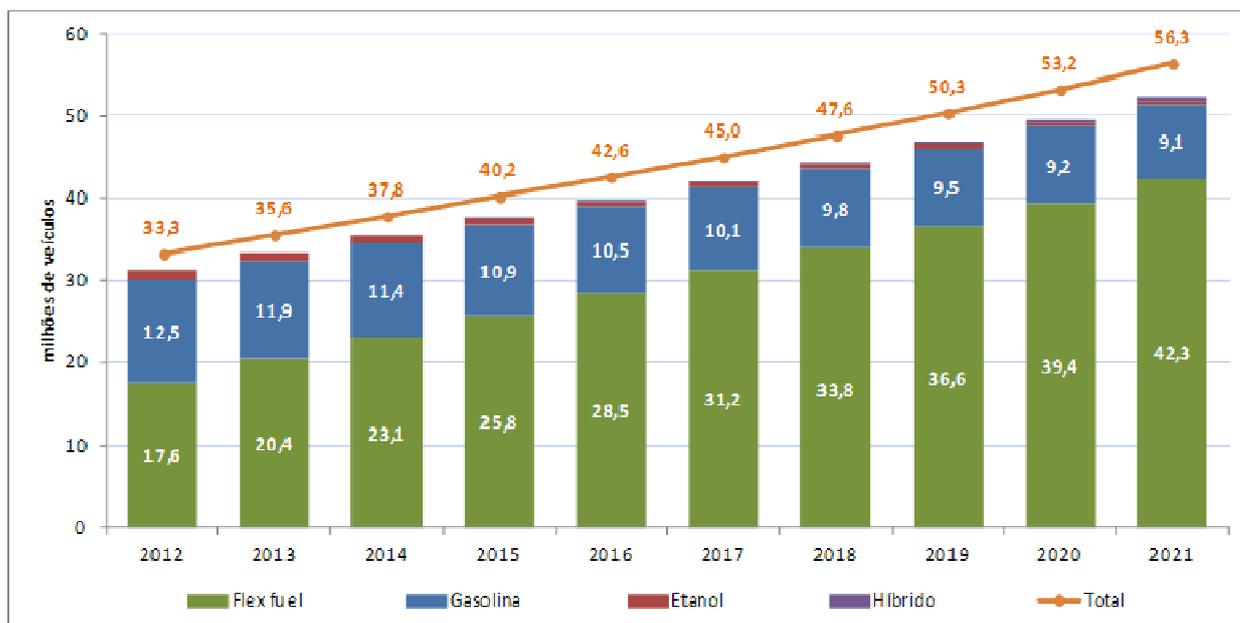
Obs.: Não inclui setor energético.

Fonte: EPE

4.3 Gasolina automotiva

Através de um modelo contábil desenvolvido pela EPE, foi obtida a projeção de demanda de gasolina automotiva para o PDE 2012-2021. Para isso, foram considerados, além do cenário econômico, diversos aspectos, dentre eles, os relacionados às vendas de veículos leves, às eventuais restrições da oferta interna de etanol e à preferência do consumidor entre gasolina e etanol, no abastecimento de veículos *flex fuel*.

Quanto ao cenário de venda de veículos leves no país, estima-se um crescimento de 4,5% a.a. ao longo do período decenal. Em 2011, as vendas alcançaram 3,43 milhões de unidades. Adota-se, como premissa, até o final do período, um perfil de vendas de automóveis majoritariamente a combustão interna e *flex fuel*. Os veículos híbridos deverão estar disponíveis no mercado brasileiro a partir de 2015, crescendo progressivamente sua participação nesse mercado até atingir 3% das vendas domésticas de veículos leves em 2021. A manutenção de barreiras tecnológicas e econômicas (em particular, o alto custo das baterias), a necessidade de investimentos em infraestrutura distinta para abastecimento deste tipo de veículos, bem como o preço mais elevado dos mesmos, são aspectos que tornam residual a penetração desta tecnologia no horizonte do estudo. Como consequência, considerou-se que não haverá penetração significativa das demais tecnologias (híbrida "*plug-in*" e elétrica) no mercado brasileiro, no período decenal. Assim, a frota nacional de veículos leves, crescendo a 6,0% a.a., deverá atingir, em 2021, a marca de 56 milhões de unidades, entre automóveis e comerciais leves, sendo que os veículos *flex fuel* a combustão interna representarão aproximadamente 75% desta frota, correspondendo a um total de 42 milhões de unidades, conforme o Gráfico 11.



Fonte: EPE

Gráfico 11 – Brasil: Perfil da frota de veículos leves por combustível (milhões de veículos)

Com as premissas básicas adotadas no PDE 2021, a frota nacional de veículos leves, somada à de ônibus e caminhões, atinge, em 2021, uma taxa de motorização de 3,5 habitantes por veículo.

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

- Evolução da eficiência veicular: admitiu-se crescimento de 0,7% ao ano 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 resultado da demanda total de combustíveis para a frota nacional de Ciclo Otto (medida em gasolina-equivalente) e da capacidade de oferta interna de etanol;
- No período inicial (2012 e 2013), em função da restrição de oferta de etanol e da consequente perda de competitividade do preço deste produto no país, admitiu-se que a gasolina seria a escolha preferencial para abastecimento de veículos bicompostíveis;
- Para os demais anos do período decenal, com base na premissa de retomada da oferta de etanol e, conseqüentemente, com preços mais competitivos após 2013, o etanol voltaria a ser o combustível preferido dos usuários de veículos *flex fuel*;
- O teor de anidro obrigatório adicionado à gasolina A foi estabelecido em 20% para 2012, 22,5% em 2013 (correspondendo a 20% no primeiro semestre e 25% no segundo) e 25% para o restante do período decenal.

Nessas condições, projetou-se o consumo de gasolina apresentado na Tabela 24, referente à gasolina "A", ou seja, gasolina pura. A Tabela 25 apresenta os volumes de gasolina "C" (ou seja, com a adição obrigatória de etanol anidro), por região. Desta forma, projeta-se uma ligeira diminuição da demanda da gasolina "A" no período decenal, passando de 29,1 bilhões de litros para 28,9 bilhões de litros. Por

outro lado, estima-se o aumento da gasolina "C", de 36,4 bilhões de litros para 38,5 bilhões de litros. Esta diferença de comportamento está relacionada ao teor de anidro adicionado à gasolina "C", conforme citado anteriormente.

Comparativamente à visão expressa no PDE 2020, observa-se um aumento da demanda de gasolina "A" em função da alteração na competitividade do etanol hidratado frente à gasolina "C". Tal fato deve-se a um acirramento da restrição da oferta de etanol, considerando: a redução no ritmo de expansão da área plantada; o envelhecimento do canavial; a queda na qualidade da cana (ATR/tc); a redução da produtividade agrícola da cana (tc/ha); as condições climáticas adversas e a alteração no "mix" de produção açúcar x etanol, conforme será visto no Capítulo VIII.

Ademais, para o período 2012 a 2021, há um aumento da participação de comerciais leves e de veículos dedicados à gasolina nas vendas de veículos leves e, conseqüentemente, no perfil da frota de veículos leves ao longo do período decenal.

Tabela 24 – Brasil: Demanda de gasolina "A" (milhões de litros)

Ano	Brasil
2012	29.154
2016	25.357
2021	28.899
Período	Variação no período (mil m ³)
2011-2021	1.830
Período	Variação (% a.a.)
2011-2016	-1,3
2016-2021	2,6
2011-2021	0,7

Fonte: EPE

Tabela 25 – Brasil e regiões: Demanda de gasolina "C" (milhões de litros)

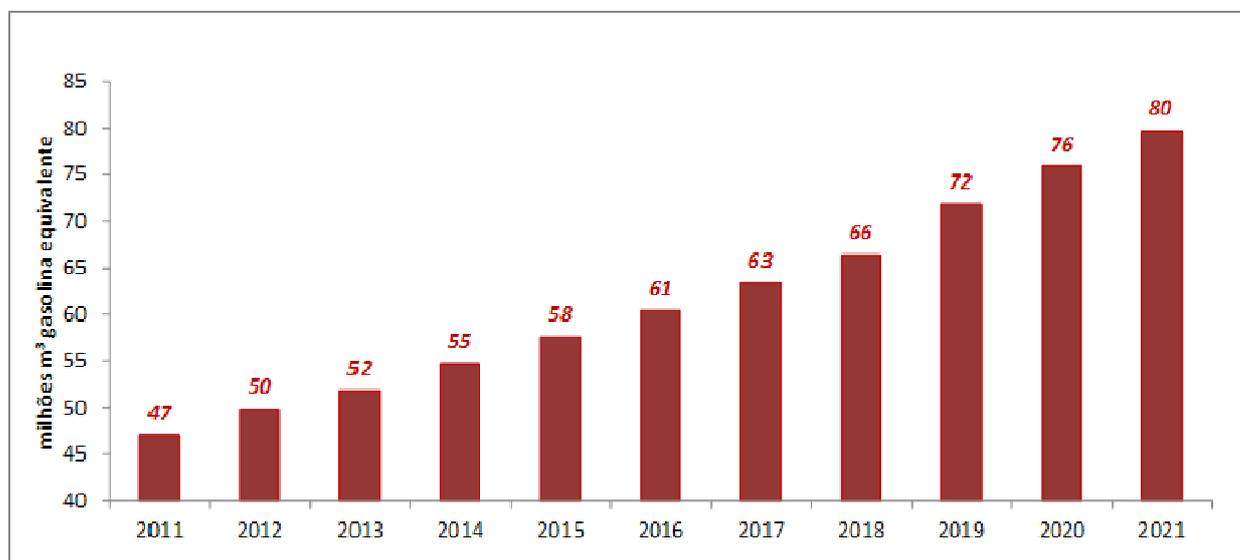
Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-oeste	Brasil
2012	2.331	6.713	7.542	16.478	3.376	36.442
2016	2.839	7.943	8.337	11.934	2.757	33.810
2021	4.039	10.347	10.168	11.614	2.364	38.532
Período	Variação no período (mil m ³)					
2011-2021	1.864	4.105	2.938	-4.977	-941	2.990
Período	Variação (% a.a.)					
2011-2016	5,5	4,9	2,9	-6,4	-3,6	-1,0
2016-2021	7,3	5,4	4,1	-0,5	-3,0	2,6
2011-2021	6,4	5,2	3,5	-3,5	-3,3	0,8

Fonte: EPE

Nota-se que a demanda de gasolina decresce no primeiro quinquênio e aumenta no segundo. Até 2016, este comportamento é explicado pela retomada da participação do etanol hidratado no segmento "flex fuel" (ver seção 5 Biocombustíveis), após as restrições de oferta dos primeiros anos e pelo sucateamento da frota de veículos dedicados a gasolina. A partir de 2017, o aumento da

demanda da gasolina resulta do atendimento à parcela da frota “flex fuel” que consome esse combustível.

A demanda global de combustíveis para a frota total de veículos leves²⁵, expressa em mil m³ de gasolina equivalente, é mostrada no Gráfico 12.



Fonte: EPE

Gráfico 12 – Demanda final de energia para veículos leves do Ciclo Otto (10⁶ m³ gasolina equivalente)

4.4 Querosene de aviação (QAV)

A demanda total 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; i.e., o QAV fornecido no País a aeronaves estrangeiras) é elaborada a partir de uma correlação com o PIB brasileiro, considerando também variáveis *dummy* para explicar 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.

Conforme assinalado, a metodologia utilizada na projeção do consumo do QAV compreende o *bunker* aeronáutico. Contudo, 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, é 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 em 1,0-2,2% 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

²⁵ Inclui GNV e desconsidera a demanda referente aos comerciais leves de Ciclo Diesel.

a eficiência energética média da frota de aeronaves. Além disso, no curto/médio prazo, 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). Assim, o indicador médio de intensidade energética considera um incremento de 1% ao ano na eficiência energética de 2011 a 2021.

Nessas condições, projetou-se o consumo de QAV apresentado na Tabela 26, que passa de 4,5 bilhões de litros em 2012 para 7,0 bilhões de litros em 2021.

Tabela 26 – Brasil e regiões: Demanda de QAV (milhões de litros)

Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-oeste	Brasil
2012	283	752	313	2.753	410	4.512
2016	356	942	384	3.329	521	5.533
2021	467	1.241	494	4.100	702	7.004
Período	Variação no período (mil m ³)					
2011-2021	195	518	193	1.432	310	2.648
Período	Variação (% a.a.)					
2011-2016	5,6	5,5	5,0	4,5	5,9	4,9
2016-2021	5,5	5,7	5,2	4,3	6,1	4,8
2011-2021	5,6	5,6	5,1	4,4	6,0	4,9

Obs.: Não inclui *bunker* aeronáutico.
Fonte: EPE

4.5 Óleo combustível e outros secundários de petróleo

Os dados do BEN relativos ao ano de 2010 (EPE, 2011) revelam que os setores mais significativos no consumo final energético de óleo combustível são o industrial (66%), o de transportes (20%) e o energético (13%). Outros setores (agropecuário, comercial e público) respondem por parcela bastante reduzida deste consumo (2%, 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 nacionais²⁶. Desta forma, a demanda de óleo combustível segue a metodologia do transporte aquaviário, que, conforme apresentado na seção 3 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

²⁶ A demanda de óleo combustível por embarcações estrangeiras, alocada em exportação no BEN, será considerada apenas no Capítulo VI.

do ganho de eficiência estimado (1,0% ao ano), 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 27. 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 28 consolida a projeção de demanda final de óleo combustível por região, que evolui de 4,8 milhões de m³ para 6,4 milhões de m³ entre 2012 e 2021 no País.

Tabela 27 – Brasil: Demanda de óleo combustível e de outros secundários de petróleo (mil tep)

Ano	Óleo Combustível	Outros Secundários				Total
		Subtotal	Coque	Gás de Refinaria	Outros	
2012	5.151	12.125	5.955	4.017	2.153	17.276
2016	6.154	12.893	6.187	4.546	2.160	19.048
2021	7.027	16.746	9.364	5.013	2.368	23.773
Período	Variação no período (mil tep)					
2011-2021	873	4.539	3.420	969	150	5.411
Período	Variação (% a.a.)					
2011-2016	0,0	1,1	0,8	2,4	-0,5	0,7
2016-2021	2,7	5,4	8,6	2,0	1,9	4,5
2011-2021	1,3	3,2	4,6	2,2	0,7	2,6

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

Tabela 28 – Brasil e regiões: Demanda de óleo combustível (mil m³)

Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-oeste	Brasil
2012	1.043	967	396	2.047	296	4.750
2016	1.226	1.150	438	2.349	300	5.464
2021	1.439	1.428	509	2.747	304	6.427
Período	Variação no período (mil m ³)					
2011-2021	437	496	120	758	9	1.820
Período	Variação (% a.a.)					
2011-2016	4,1	4,3	2,4	3,4	0,3	3,5
2016-2021	3,3	4,4	3,0	3,2	0,3	3,3
2011-2021	3,7	4,4	2,7	3,3	0,3	3,4

Obs.: 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 29 resume os resultados obtidos. A demanda nacional de outros derivados de petróleo aumenta de 13,2 milhões de m³, em 2012, para 17,0 milhões de m³, em 2021.

Tabela 29 – Brasil e regiões: Demanda de “outros derivados de petróleo” (mil tep)

Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-oeste	Brasil
2012	205	2.902	2.632	7.073	357	13.169
2016	215	3.152	2.850	8.539	399	15.154
2021	238	3.206	2.919	10.203	442	17.007
Período	Variação no período (mil tep)					
2011-2021	34	802	308	3.187	93	4.424
Período	Variação (% a.a.)					
2011-2016	1,0	5,6	1,8	4,0	2,7	3,8
2016-2021	2,1	0,3	0,5	3,6	2,1	2,3
2011-2021	1,6	2,9	1,1	3,8	2,4	3,1

Obs.: 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 é a demanda supera a produção local, sendo o déficit necessariamente atendido através de importações²⁷. 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 2012-2021, foi projetado um crescimento na demanda total dos derivados não energéticos de petróleo a uma taxa média anual de 4,8%, conforme se pode observar na Tabela 30. O consumo nacional de não energéticos de petróleo atinge cerca de 11,8 milhões de tep em 2021. Essa projeção foi regionalizada (Tabela 31) com base nas vendas deste tipo de produtos pelas distribuidoras, tendo sido analisadas as séries históricas de dados da ANP.

Tabela 30 – Brasil: Demanda de produtos não energéticos de petróleo (mil tep)

Ano	Lubrificantes	Asfaltos	Solventes	Outros	Total
2012	1.441	2.853	828	2.541	7.663

²⁷ Em não havendo projetos adicionais de produção de asfalto no país.

2016	1.735	3.409	991	3.045	9.180
2021	2.252	3.990	1.273	4.276	11.792
Período	Variação no período (mil tep)				
2011-2021	868	1.485	479	1.600	4.431
Período	Variação (% a.a.)				
2011-2016	4,6	6,4	4,5	2,6	4,5
2016-2021	5,4	3,2	5,1	7,0	5,1
2011-2021	5,0	4,8	4,8	4,8	4,8

Obs.: Não inclui o consumo de etano nos outros produtos não energéticos de petróleo.

* Variações médias anuais nos períodos indicados, a partir de 2011 e 2016.

Fonte: EPE

Tabela 31 – Brasil e regiões: Demanda total de produtos não energéticos de petróleo (mil tep)

Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-oeste	Brasil
2012	450	1.100	1.415	3.878	819	7.662
2016	544	1.327	1.692	4.634	983	9.180
2021	704	1.703	2.174	5.927	1.284	11.792
Período	Variação no período (mil tep)					
2011-2021	277	666	811	2.186	492	4.431
Período	Variação (% a.a.)					
2011-2016	5,0	5,1	4,4	4,4	4,4	4,5
2016-2021	5,3	5,1	5,1	5,0	5,5	5,1
2011-2021	5,1	5,1	4,8	4,7	4,9	4,8

* Variações médias anuais nos períodos indicados, a partir de 2011 e 2016.

Fonte: EPE

4.7 Nafta

A nafta petroquímica encontra utilização fundamentalmente nos processos de obtenção de petroquímicos básicos (eteno e propeno, por exemplo) que são insumos para a produção de resinas termoplásticas²⁸. Observa-se que a demanda por petroquímicos básicos, comumente derivados do petróleo, pode ser atendida também a partir de outras fontes, como por exemplo, o gás natural e o etanol. Por essa razão, a projeção da demanda por nafta petroquímica leva consideração a eventual implantação de projetos baseados em outras matérias-primas alternativas.

Projeta-se uma demanda total de nafta constante de 9.271 mil toneladas no horizonte decenal. Isto se deve a ausência de ampliações nas unidades existentes e de indicações de projetos petroquímicos futuros baseados em nafta.

O Gráfico 13 mostra a evolução considerada no PDE 2021 para a participação dos diversos insumos petroquímicos na produção de eteno e indica redução na participação da nafta. As expansões necessárias para atender ao mercado doméstico de resinas devem utilizar preferencialmente etano e propano oriundos do gás natural.

²⁸ 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).

No Brasil, a produção de petroquímicos básicos concentra-se principalmente nas unidades industriais da Braskem (inclusive aquelas provenientes da aquisição da QUATTOR consolidada ainda este ano) e da Petrobras. Recentemente, iniciou-se a operação de uma unidade da BRASKEM, com capacidade instalada de 200 mil toneladas de polietileno verde (isto é, obtido do etanol derivado de cana-de-açúcar), localizada no Pólo Petroquímico de Triunfo (RS). Assim, a mesma passa a fornecer, em escala mundial, uma resina de fonte renovável. Tal investimento reflete a sinalização do setor petroquímico em buscar a diversificação das fontes e a substituição da nafta por outras matérias-primas alternativas.

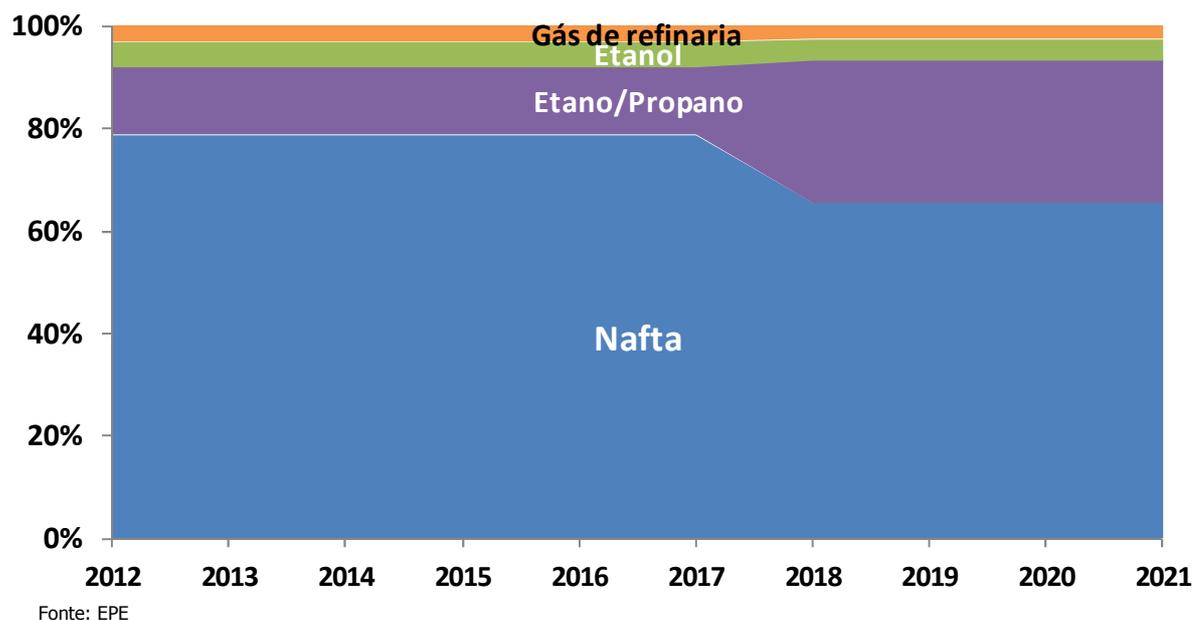


Gráfico 13 – Brasil Evolução da participação das matérias-primas para a produção de eteno (%)

5. Biocombustíveis

5.1 Biocombustíveis líquidos

Este item 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.

Além da adição obrigatória do B100 ao diesel mineral, foi analisada a alternativa de autoprodução no setor agropecuário, como demanda potencial para o biodiesel. No entanto, o cenário assumido é de 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 visualiza atratividade que justifique a implantação, em escala comercial, de empreendimentos voltados para este fim. Nessas condições, a projeção da demanda de biodiesel se refere basicamente à adição obrigatória de 5% no diesel mineral, levando aos números apresentados na Tabela 32. Espera-se que a demanda obrigatória nacional de biodiesel aumente de 2,8 bilhões de litros para 4,1 bilhões de litros entre 2012 e 2021.

Tabela 32 – Brasil e regiões: Demanda obrigatória de biodiesel (milhões de litros)

Ano	Centro-Oeste	Nordeste	Norte	Sudeste	Sul	Brasil
2012	332	422	514	1.147	359	2.774
2016	375	525	642	1.403	458	3.402
2021	452	630	755	1.681	557	4.076
Período	Variação (% a.a.)					
2011-2016	3,5	6,0	5,8	5,7	6,4	5,6
2016-2021	3,8	3,7	3,3	3,7	4,0	3,7
2011-2021	3,7	4,9	4,5	4,7	5,2	4,6

Obs.: Não inclui setor energético e *bunker* estrangeiro e marítimo.
Fonte: EPE

A projeção da demanda de etanol carburante foi elaborada em conjunto com a da gasolina A, por meio do modelo de demanda de gasolina e etanol desenvolvido pela EPE, conforme já exposto na seção 4.3 deste capítulo. 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 mostrado no Capítulo VIII, nos primeiros anos do decênio, por motivos diversos (em particular, restrições na produção de cana e expansão da demanda interna e externa de açúcar), a oferta de etanol continuará sofrendo limitações.

A Tabela 33 e a Tabela 34 apresentam, respectivamente, as projeções regionalizadas do etanol hidratado e do etanol anidro.

Tabela 33 – Brasil e regiões: Demanda energética de etanol hidratado (milhões de litros)

Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-oeste	Brasil
2012	222	1.147	1.421	10.120	1.719	14.629
2016	546	3.034	2.744	22.087	4.225	32.635
2021	982	5.788	3.535	34.184	7.493	51.982
Período	Variação no período (mil m ³)					
2011-2021	806	4.884	2.317	25.643	6.089	39.739
Período	Variação (% a.a.)					
2011-2016	25,4	27,4	17,6	20,9	24,6	21,7
2016-2021	12,4	13,8	5,2	9,1	12,1	9,8
2011-2021	18,8	20,4	11,2	14,9	18,2	15,6

Fonte: EPE

Tabela 34 – Brasil e regiões: Demanda energética de etanol anidro (milhões de litros)

Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-oeste	Brasil
2012	466	1.343	1.508	3.296	675	7.288
2016	710	1.986	2.084	2.983	689	8.452
2021	1.010	2.587	2.542	2.904	591	9.633
Período	Variação no período (mil m ³)					
2011-2021	491	1.099	818	-1.052	-197	1.160
Período	Variação (% a.a.)					

Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-oeste	Brasil
2011-2016	6,5	5,9	3,9	-5,5	-2,6	0,0
2016-2021	7,3	5,4	4,1	-0,5	-3,0	2,6
2011-2021	6,9	5,7	4,0	-3,0	-2,8	1,3

Obs.: Para 2011, o teor de anidro na Gasolina C foi definido em 23,75%. Para 2012, o valor adotado foi de 20%.
Fonte: EPE

Em 2012, projeta-se que a demanda de etanol hidratado alcance 14,6 bilhões de litros. Para o período de 2011 a 2021, verifica-se um crescimento de 15,6% ao ano da demanda de etanol hidratado. Estima-se que, em 2021, seu volume será de 52,0 bilhões de litros.

Quanto à demanda brasileira de etanol anidro, estima-se que, em 2012, o consumo seja de 7,3 bilhões de litros, considerando-se o teor obrigatório de 20% adicionado à gasolina A. Em 2013, o teor adotado foi de 22,5%. Ressalta-se que, para o restante do período decenal, o teor de anidro na Gasolina C foi mantido em 25%. Projeta-se, no período de 2011 a 2021, uma taxa média de crescimento de 1,3% ao ano. Deste modo, em 2021, a demanda de etanol anidro atingirá o valor de 9,6 bilhões de litros.

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 2010, aproximadamente 57% das 145,5 milhões de toneladas de bagaço consumido para fins energéticos foram destinados à produção de açúcar. A produção de etanol absorveu os 43% restantes (EPE, 2011). A tendência é que este quadro se inverta ao longo do horizonte do PDE 2021, 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 35 resume as projeções da demanda de bagaço de cana, que cresce 5,2% anuais e atinge cerca de 235 milhões de toneladas em 2021.

Tabela 35 – Brasil: Demanda de bagaço de cana-de-açúcar (mil toneladas)

Ano	Setor industrial ⁽¹⁾	Setor energético ⁽²⁾	Total
2012	84.446	51.857	136.302
2016	94.789	90.035	184.823
2021	109.383	125.405	234.788
Período	Variação no período (mil t)		
2011-2021	19.656	74.093	93.749
Período	Variação (% a.a.)		
2011-2016	1,1	11,9	5,6
2016-2021	2,9	6,9	4,9
2011-2021	2,0	9,3	5,2

Obs.: (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 8% desse consumo (EPE, 2011). 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 30% do consumo de energia final (EPE, 2011) 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.

A projeção da demanda de lenha para o setor residencial considera variáveis tais como o consumo específico (montante de lenha por domicílio) e o percentual de domicílios com fogão a lenha. O consumo específico está fundamentado nos resultados preliminares da pesquisa de campo contratada pela EPE em 2011²⁹, com valor médio constante e igual a 9,5 kg/domicílio/dia³⁰. 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). A Tabela 36 mostra a trajetória de redução do número de domicílios com uso preponderante de lenha, que chega a cerca de 2,2 milhões unidades em 2021.

Tabela 36 – Brasil e regiões: Número de domicílios com uso preponderante de lenha (mil unidades)

Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-oeste	Brasil
2012	226	1.469	669	619	102	3.084
2016	198	1.310	573	554	80	2.715
2021	162	1.090	435	465	53	2.205
Período	Variação no período (mil unidades)					
2011-2021	-70	-416	-256	-168	-54	-965
Período	Variação (% a.a.)					
2011-2016	-3,1	-2,8	-3,7	-2,6	-5,7	-3,1
2016-2021	-3,9	-3,6	-5,4	-3,4	-7,9	-4,1
2011-2021	-3,5	-3,2	-4,5	-3,0	-6,8	-3,6

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.

A Tabela 37 apresenta a projeção da demanda de lenha desagregada por setor.

Tabela 37 – Brasil e regiões: Demanda de lenha (mil toneladas)

Ano	Setor residencial	Setor industrial	Outros setores ⁽¹⁾	Total
2012	9.227	24.040	8.544	41.811
2016	8.127	27.421	8.731	44.278

²⁹ Contrato n° CT-EPE-002/2011 conforme especificações do Projeto Básico do Edital do Pregão Eletrônico n° PE.EPE.020/2010.

³⁰ Notar que esse índice refere-se aos domicílios com uso preponderante de lenha, portanto, subconjunto do conjunto de domicílios totais.

Ano	Setor residencial	Setor industrial	Outros setores ⁽¹⁾	Total
2021	6.605	32.019	8.968	47.592
Período	Variação no período (mil t)			
2011-2021	-2.878	8.550	468	6.140
Período	Variação (% a.a.)			
2011-2016	-3,0	3,2	0,5	1,3
2016-2021	-4,1	3,1	0,5	1,5
2011-2021	-3,6	3,2	0,5	1,4

⁽¹⁾ Setores comercial e agropecuário.
Fonte: EPE

5.4 Carvão Vegetal

Em 2010, o consumo de carvão vegetal representou apenas 2% do consumo final de energia do País, sendo 87% utilizados no setor industrial, 11% no residencial e 2% no comercial e no agropecuário (EPE, 2011).

No setor industrial, as produções de ferro-gusa e aço e de ferro ligas respondem por aproximadamente 97% do consumo total de carvão vegetal, com uso simultâneo como agente redutor e fornecimento de energia (EPE, 2011). 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 38. Desta forma, até 2016, a demanda nacional de carvão vegetal salta para 11 milhões de toneladas, com crescimento médio anual de 7,2%, enquanto no segundo quinquênio o incremento médio é de 0,7% anuais, alcançando uma demanda total de 11,5 milhões de toneladas.

Tabela 38 – Brasil Demanda de carvão vegetal (mil toneladas)

Ano	Setor industrial	Outros setores	Total
2012	8.275	600	8.875
2016	10.677	467	11.144
2021	11.256	272	11.528
Período	Variação no período (mil t)		
2011-2021	4.002	-359	3.643
Período	Variação (% a.a.)		
2011-2016	8,0	-5,8	7,2
2016-2021	1,1	-10,2	0,7
2011-2021	4,5	-8,1	3,9

Fonte: EPE

6. Carvão Mineral e Coque

Do carvão metalúrgico e do coque de carvão mineral consumidos no País, 90% foram demandados pelo setor siderúrgico, sendo o restante destinado a segmentos como ferro ligas, não ferrosos e mineração e pelletização (EPE, 2011). 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 por cerca de 90% 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 39. O primeiro quinquênio registra o maior crescimento da demanda total de coque e carvão mineral no País, com média anual de 9,2%, atingindo quase 20 milhões de tep em 2016. No segundo quinquênio, há um crescimento percentual médio menos intenso e o consumo chega a aproximadamente 25 milhões de tep em 2021, obtendo-se uma taxa média anual de 6,8% em relação a 2011.

Tabela 39 – Brasil: Demanda de carvão mineral e coque (mil tep)

Ano	Carvão Metalúrgico e Coque ¹	Carvão Vapor ²	Total
2012	11.489	4.272	15.762
2016	15.204	4.317	19.521
2021	19.263	4.779	24.041
Período	Acréscimo no período (mil tep)		
2011-2021	8.826	788	9.613
Período	Variação (% a.a.)		
2011-2016	7,8	1,6	6,2
2016-2021	4,8	2,1	4,3
2011-2021	6,3	1,8	5,2

Obs.: (1) Consumo final energético (inclui consumo como redutor).

(2) Inclui consumo para geração termelétrica. Não inclui autoprodução.

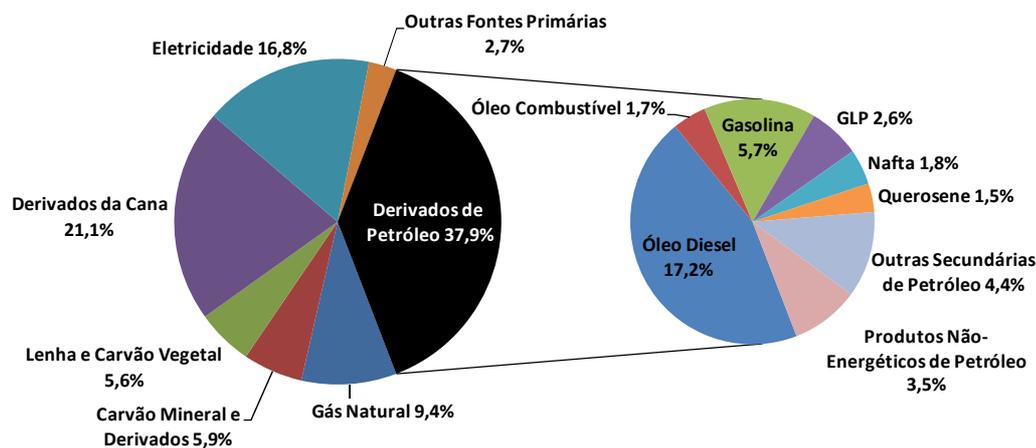
Fonte: EPE

7. Consolidação do Consumo Final por Fonte e por Setor - 2021

Apresenta-se a seguir a consolidação de resultados referentes ao consumo final de energia, por fonte e por setor, para o ano de 2021, além das respectivas variações médias anuais com relação ao ano de 2011 (Tabela 40). Neste período, alguns movimentos merecem destaque:

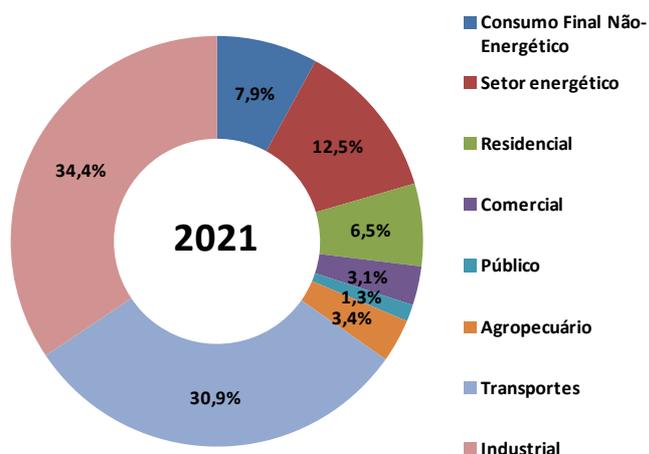
- *Alto incremento do consumo de gás natural no setor energético*, por conta principalmente do aumento da intensidade de consumo nas atividades de E&P, principalmente devido à exploração das reservas localizadas no pré-sal brasileiro;
- *Forte acréscimo do consumo de eletricidade no setor energético*, 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;
- Apesar da revisão para baixo em relação ao PDE anterior, *continua a intensa expansão da demanda de etanol no setor de transportes, em detrimento do consumo de gasolina*, por conta de um cenário favorável ao primeiro combustível em veículos leves "flex fuel", tanto em termos de preço relativo quanto de disponibilidade.

O Gráfico 14 e o Gráfico 15 mostram as respectivas participações dos setores e das fontes no consumo final de energia em 2021.



* Inclui consumo não-energético
Fonte: EPE

Gráfico 14 – Consumo Final de Energia por fonte, 2021 (%)



Fonte: EPE

Gráfico 15 – Consumo Final de Energia por setor, 2021 (%)

No período decenal, merecem destaque algumas alterações na participação no consumo final de energia:

- 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.

Tabela 40 – Brasil: 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	
	2021	% a.a.	2021	% a.a.	2021	% a.a.	2021	% a.a.	2021	% a.a.	2021	% a.a.	2021	% a.a.	2021	% a.a.	2021	% a.a.	2021	% a.a.
TOTAL	49.414	8,2%	25.720	1,0%	12.188	5,5%	5.223	3,3%	13.433	3,0%	121.966	5,1%	135.853	4,4%	363.798	4,7%	31.348	5,9%	395.145	4,8%
GÁS NATURAL	8.398	6,0%	655	8,9%	437	8,8%	131	11,5%	4	28,7%	3.158	6,2%	16.630	5,2%	29.414	5,7%	7.835	16,1%	37.249	7,1%
CARVÃO MINERAL	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	7.337	7,7%	7.337	7,7%	0	-	7.337	7,7%
LENHA	0	-	2.048	-10,9%	66	-3,6%	0	-	2.715	1,0%	0	-	9.926	3,1%	14.754	-1,0%	0	-	14.754	-1,0%
BAGAÇO DE CANA	26.711	9,9%	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	23.298	3,3%	50.010	6,2%	0	-	50.010	6,2%
OUTRAS FONTES PRIMÁRIAS RENOVÁVEIS	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	10.861	6,0%	10.861	6,0%	0	-	10.861	6,0%
GÁS DE COQUERIA	304	4,1%	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	2.569	6,6%	2.872	6,3%	0	-	2.872	6,3%
COQUE DE CARVÃO MINERAL	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	12.679	4,7%	12.679	4,7%	0	-	12.679	4,7%
ELETRICIDADE	5.402	10,4%	14.939	4,5%	11.083	5,7%	4.481	3,2%	2.089	1,2%	235	4,9%	28.314	4,6%	66.544	4,9%	0	-	66.544	4,9%
CARVÃO VEGETAL	0	-	79	-16,5%	87	-0,6%	0	-	10	3,0%	0	-	7.272	5,1%	7.447	4,1%	0	-	7.447	4,1%
ÁLCOOL ETÍLICO	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	31.655	11,4%	0	-	31.655	11,4%	1.820	12,8%	33.475	11,5%
ALCATRÃO	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	192	6,4%	192	6,4%	344	9,9%	536	8,5%
SUBTOTAL DERIVADOS DE PETRÓLEO	8.599	5,4%	7.999	2,3%	516	3,1%	612	3,6%	8.616	4,2%	86.918	3,5%	16.775	2,8%	130.034	3,5%	21.349	3,4%	151.382	3,5%
ÓLEO DIESEL	1.919	7,3%	0	-	31	13,8%	11	10,3%	8.491	4,1%	56.540	4,6%	1.162	1,5%	68.154	4,6%	0	-	68.154	4,6%
ÓLEO COMBUSTÍVEL	559	1,0%	0	-	18	-0,6%	3	-5,6%	97	19,3%	2.271	8,7%	3.775	2,7%	6.723	4,3%	0	-	6.723	4,3%
GASOLINA	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	22.350	0,7%	0	-	22.350	0,7%	0	-	22.350	0,7%
GÁS LIQUEFEITO DE PETRÓLEO	32	8,9%	7.999	2,3%	467	2,9%	597	3,6%	28	8,7%	0	-	1.256	4,1%	10.379	2,6%	0	-	10.379	2,6%
NAFTA	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	7.092	-0,4%	7.092	-0,4%
QUEROSENE	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	5.757	4,9%	3	-0,5%	5.760	4,9%	8	-7,1%	5.768	4,8%
OUTRAS SECUNDÁRIAS DE PETRÓLEO	6.088	5,4%	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	10.579	2,8%	16.667	3,7%	570	5,2%	17.237	3,7%
PRODUTOS NÃO-ENERGÉTICOS DE PETRÓLEO	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	13.679	6,2%	13.679	6,2%

Obs.: Variações médias anuais a partir de 2011 (resultados preliminares do Balanço Energético Nacional).

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 período 2012-2021. Tais estudos visam subsidiar o processo licitatório para expansão da oferta de energia elétrica de modo a 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 SIN.

1. Introdução

O incremento médio anual da carga de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional – SIN será de 3.074 MWmed no período 2012-2021. Deste montante, os subsistemas Sul, Sudeste/Centro-Oeste e Acre/Rondônia respondem por 72%, ou 2.202 MWmed ao ano, enquanto que os subsistemas Norte, Nordeste e Manaus/Amapá/Boa Vista crescem, em média, 871 MWmed ao ano neste período.

É importante destacar que a projeção de demanda de energia elétrica já contempla cenários de ganhos de eficiência energética e de participação da autoprodução. O detalhamento desta projeção é apresentado no Capítulo II – Demanda de Energia.

A expansão da geração no horizonte decenal incorpora os resultados dos leilões de compra de energia elétrica promovidos até dezembro de 2011. Como consequência, uma parcela da expansão da geração já se encontra praticamente definida pelo resultado destes leilões, resultando, a priori, uma configuração de expansão até o ano de 2014, que não mais corresponde a um cenário de análise elaborado pelo planejamento do sistema, no presente Plano. Para os anos de 2015 e 2016, 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 2012 e 2013. A Figura 3 ilustra o cronograma dos leilões que contrataram energia para suprimento

ao acréscimo de carga previsto para o primeiro quinquênio deste Plano e aqueles ainda previstos para este período, sendo os cinco anos seguintes objeto dos estudos desse planejamento.



Figura 3 – Leilões de energia nova – contratação de 2012 a 2021

Integração energética dos países latino-americanos

Na busca pelo desenvolvimento da integração energética dos países latino-americanos, o governo brasileiro vem realizando acordos e empresas brasileiras vêm participando de estudos em países das Américas Central e do Sul. A integração energética do Brasil com estes países proporcionará diversos benefícios para ambas as partes, 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 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 GW, é o que está em estágio mais avançado, porém o início da construção da usina está sem previsão. Esses estudos, que priorizam o atendimento à demanda local, indicam para a possibilidade de exportação de energia excedente para o Brasil com a interligação dos sistemas elétricos se dando no estado de Rondônia.

Analisa-se a possibilidade de participação do Brasil, juntamente com a Bolívia, no projeto da hidrelétrica Cachoeira Esperança, com 800 MW. Caso ocorra a associação entre os dois países, o estudo resultará em um empreendimento binacional Brasil-Bolívia, 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.

A Guiana apresenta um potencial hídrico de 8 GW, aproximadamente. Estudos de inventário, resultantes de acordos com o Brasil, estão em andamento no país. Os excedentes da energia produzida pelas hidrelétricas que venham a ser implantadas poderá ser importada 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 capacidades instaladas de 2 GW no total. Os estudos de inventário hidrelétrico da bacia hidrográfica do rio Uruguai já foram concluídos, e deverão ser iniciados os estudos de engenharia e ambiental dos dois aproveitamentos, com previsão de finalização em até dois anos. 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 dos impactos ambientais. 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 pelos dois países dos recursos disponíveis.

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 concretizem, os estudos ambientais e os projetos de engenharia forem concluídos, as parcelas de energia excedente para exportação para o Brasil poderão passar a ser incorporadas nos estudos de planejamento da expansão da oferta do setor elétrico brasileiro.

2. Sistema Existente

De acordo com dados do Banco de Informações de Geração – BIG/ANEEL, a capacidade instalada total do sistema elétrico brasileiro em 31/12/2011 era de cerca de 117.000 MW. Esse total engloba não apenas as unidades geradoras do Sistema Interligado Nacional – SIN, mas conta também com aquelas instaladas nos sistemas isolados e a autoprodução clássica³¹, não contabilizando a parcela de importação da UHE Itaipu não consumida pelo sistema elétrico Paraguaio.

Nas simulações energéticas deste Plano somente foram considerados os empreendimentos de geração constantes do SIN, cuja capacidade instalada, incluindo a parcela de Itaipu importada do Paraguai, totalizava 115.162 MW em 31/12/2011. A distribuição desse total por tipo de usina do parque gerador existente é apresentada no Gráfico 16.

³¹ 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.

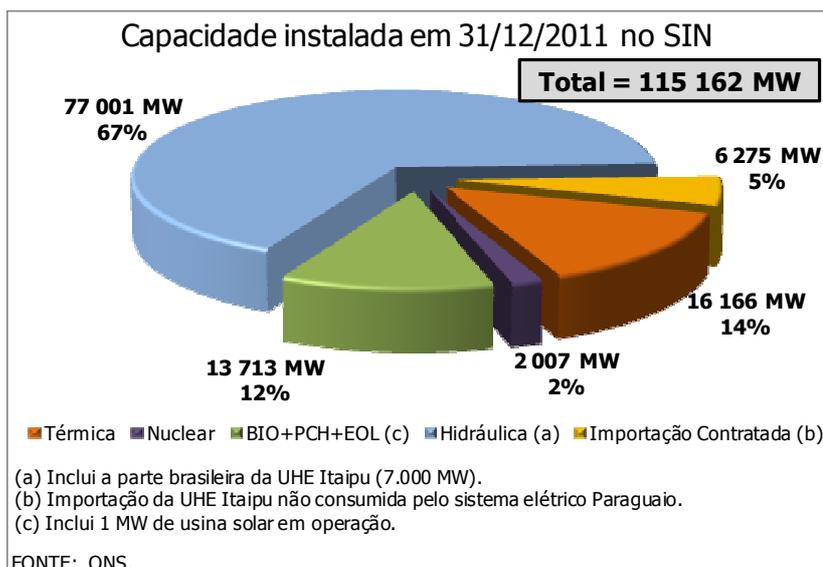


Gráfico 16 - Capacidade Instalada por tipo de fonte em 31/12/2011(MW)

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

As usinas existentes dos sistemas isolados em 31/12/2011 totalizavam 3.110,1 MW de capacidade instalada [25]. A distribuição dessa capacidade por unidade de federação é mostrada na Tabela 41.

Tabela 41 – Capacidade instalada em 31/12/2011 nos sistemas isolados (MW)

UF	Hidráulica	Térmica	Total Instalado	Importação	Total Disponível
AC	0,0	35,8	35,8		35,8
AP	78,0	267,3	345,3		345,3
AM	250,0	1.974,7	2.224,7		2.224,7
PA	0,0	176,2	176,2		176,2
RO	0,0	93,2	93,2		93,2
RR	3,2	194,5	197,7	93,0 ^(a)	290,7
MT	16,2	16,0	32,2		32,2
PE	0,0	5,0	5,0		5,0
TOTAL (MW)	347,4	2.762,7	3.110,1	93,0	3.203,1
TOTAL (%)	11%	86%	97%	3%	100%

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

Fonte: Plano de Operação 2012 – Sistemas Isolados (Eletrobras). Relatório de cadastro de usinas de dezembro/2011 (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 Conselho³² determinam que o custo marginal de operação (CMO) deve ser igual ao custo marginal de expansão

³² CNPE nº 1, de 18 de novembro de 2004, e nº 9, de 28 de julho de 2008.

(CME) e que o risco máximo de déficit permitido é de 5% em cada subsistema do SIN. Assim, 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 hidrológicos³³ simulados. A EPE publicou, para este ciclo de planejamento, estudo específico para a determinação do valor do CME, o qual foi divulgado no início do ciclo de estudos no seu sítio eletrônico [26]. Com base neste estudo, o valor adotado para o CME do PDE 2021 foi de R\$ 102,00/MWh³⁴. A adoção de tal metodologia proporciona melhor estimativa do custo de expansão, pois incorpora, ao mesmo tempo, as tendências de preço apresentadas pelo mercado e a quantidade de energia nova que será ofertada no futuro, discriminadas por ano de entrada 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 NEWAVE³⁵, com a consideração de 2.000 cenários hidrológicos.

O custo do déficit utilizado neste ciclo de planejamento foi de R\$ 3.100,00/MWh [27] e a taxa de desconto foi de 8% ao ano, em termos reais³⁶.

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 (as grandes e pequenas centrais hidrelétricas, as usinas eólicas e as usinas movidas a biomassa).

A principal diretriz deste Plano foi a priorização da participação destas 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 do efeito estufa, estabelecido na Lei nº 12.187 de 29/12/2009 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

³³ Cenários hidrológicos são possíveis realizações do processo estocástico de aflúncias; 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.

³⁴ O CME foi inferido com base nos 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 2020.

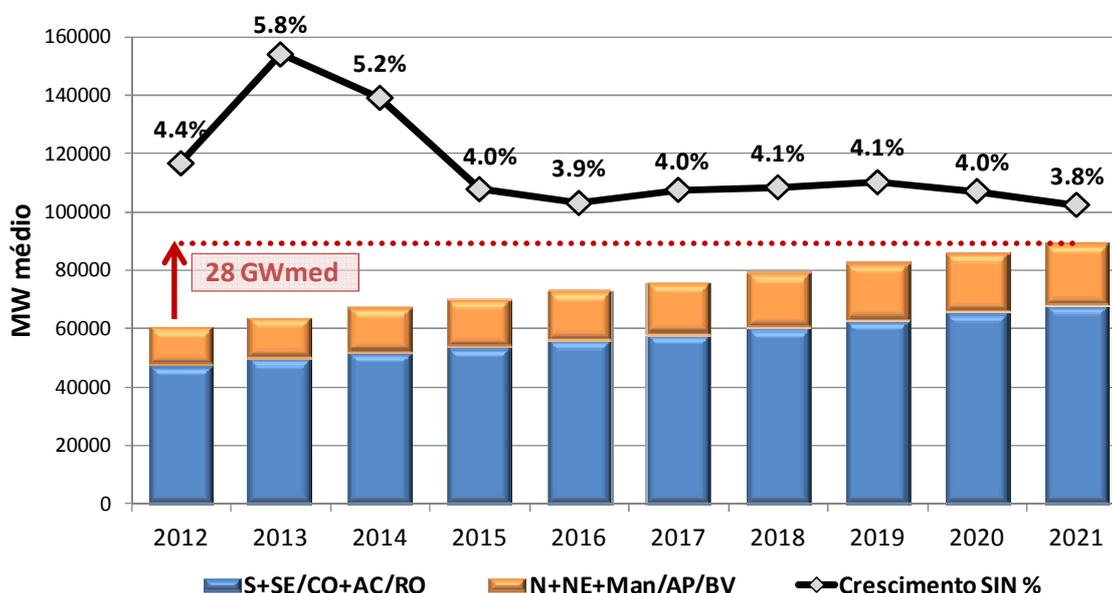
³⁵ Modelo de otimização do despacho hidrotérmico desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – Cepel. Neste Plano, os estudos foram elaborados com a versão 16.8 deste modelo, última versão validada em Força Tarefa – Newave, sob coordenação do ONS e CCEE, à época da realização deste Plano.

³⁶ 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.

energia para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste, Norte e Acre/Rondônia no período 2012-2021. 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 sua data de interligação ao SIN.

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 4,3% a.a. O Gráfico 17 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.



FONTE: EPE.

Gráfico 17 – Evolução anual da carga de energia elétrica no SIN (MWmed)

O elevado crescimento de mercado na região Norte em 2013 e 2014 é decorrente da incorporação das cargas dos sistemas elétricos de Macapá e Manaus, que serão interligados ao SIN em meados de 2013. A contribuição da carga de Boa Vista à região Norte é de 91 MWmed no ano 2015, quando interligado ao SIN.

Atualmente a região de Boa Vista é atendida pela importação de energia da Venezuela. Apesar do 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 deste plano.

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 a soma das demandas de potência dos subsistemas, devido a não simultaneidade das ocorrências. Assim, o sistema de geração deverá se expandir para atender a um crescimento

médio³⁷ de cerca de 4.260 MW no SIN, o que representa um acréscimo de aproximadamente 4,8% a.a., totalizando 42.600 MW de expansão ao longo do período decenal.

A hidrelétrica de Itaipu foi considerada, para fins do presente estudo, integrada ao parque gerador simulado. Assim, para manter a coerência com a premissa adotada, os suprimentos previstos de energia à ANDE³⁸ e o consumo interno da usina Itaipu, que são da ordem de 700 MWmed, em 2012, e crescem a uma taxa de 10% a.a., foram acrescentados à carga total usada nas simulações. Observa-se que esta projeção já incorpora uma estimativa de expansão adicional da carga do sistema paraguaio, que deverá ocorrer devido ao reforço do 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 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 com limite de intercâmbio infinito. Esta representação melhora a modelagem de acoplamento hidráulico³⁹ 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 Norte⁴⁰. Considerando as datas para a entrada em operação das interligações, representou-se a partir de julho 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 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 hidroelétrico comporá um subsistema à parte (subsistema Belo Monte) 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 um ano antes da casa de força principal (março de 2015).

Da mesma forma, as usinas hidrelétricas dos rios Tapajós, Juruena e Teles Pires, que constam do cronograma deste Plano, comporão 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

³⁷ Projeção de crescimento médio no período 2012-2021.

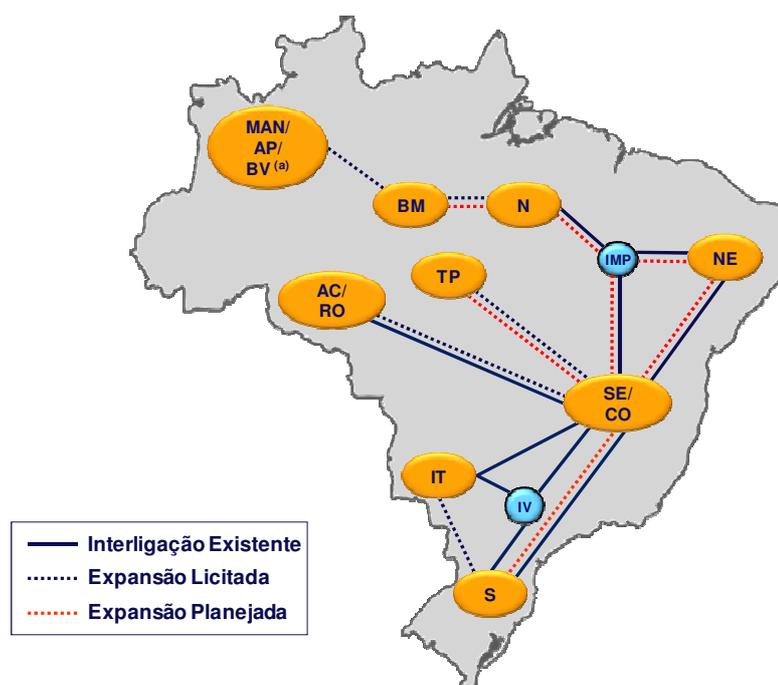
³⁸ Administración Nacional de Electricidad, autarquia responsável pela operação e planejamento do sistema elétrico paraguaio.

³⁹ 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.

⁴⁰ 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.

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 período analisado (2012-2021).



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

Fonte: EPE

Figura 4 – Representação esquemática das interligações entre subsistemas

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/2011⁴¹. Os valores percentuais, em relação à capacidade máxima, dos armazenamentos iniciais dos reservatórios de

⁴¹ Final do período úmido para as principais bacias simuladas.

acumulação que compõem o sistema eletroenergético, verificados em 30/04/2011, foram de: 88% para Sudeste/Centro-Oeste, 90% para o Sul, 90% para o Nordeste e 99% 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 30/04/2011 conforme dados do Programa Mensal da Operação – PMO de maio de 2011, elaborado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

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 Operador – usinas eólicas, a biomassa e pequenas centrais hidrelétricas, não simuladas individualmente no modelo NEWAVE – foi considerada uma expectativa de geração⁴²;
- O desenvolvimento das usinas eólicas, a biomassa 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 de A-3;
- Os limites de intercâmbios entre os subsistemas foram expandidos considerando os seus benefícios (obtidos pela equalização dos custos marginais) comparativamente a 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 resumido no item a seguir.

5. Expansão da Geração

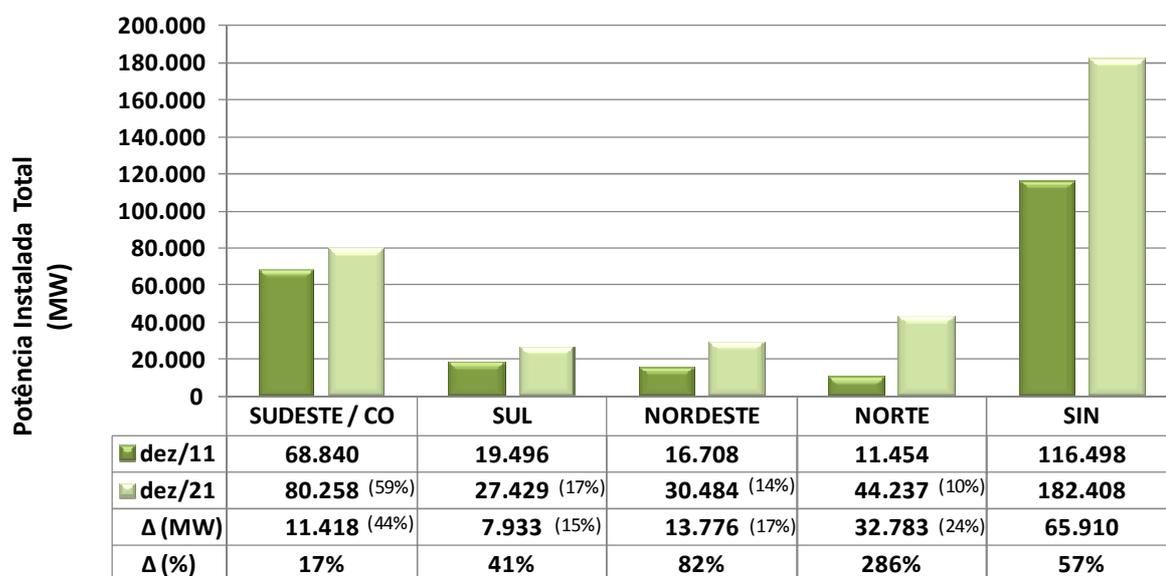
A expansão das capacidades instaladas do SIN e das regiões que o compõem são apresentadas no Gráfico 18, onde se mostram os valores previstos para o final de dezembro/2011 e os valores

⁴² Para usinas não simuladas individualmente no NEWAVE e já contratadas, a representação da geração segue critério das Resoluções Normativas da ANEEL N° 440, de 5 de julho de 2011 e N° 476, de 13 de março de 2012.

resultantes dos estudos, referentes ao final de dezembro/2021. Além dos valores em MW, é também indicada a participação percentual das regiões.

Deve-se ressaltar que o parque de geração instalado em 2011 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) 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.

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 2012, para 24% da capacidade instalada no SIN, em 2021, totalizando 32.783 MW de expansão. Em contrapartida, nas regiões Sudeste/Centro-Oeste, há uma redução de 59% para 44% na participação na oferta total do sistema, mesmo com uma expansão prevista, em termos absolutos, de 11.418 MW para o horizonte decenal. A expansão da potência instalada em todas as regiões agregará 65.910 MW ao SIN, representando um acréscimo de 57% na oferta de eletricidade.



Fonte: EPE

Observações:

(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 deste plano.

Gráfico 18 – Participação regional na capacidade instalada do SIN

O Gráfico 19⁴³ ilustra a evolução da capacidade instalada hidrotérmica por tipo de fonte, partindo de aproximadamente 116 GW em dezembro de 2011 para cerca de 182 GW no final de 2021, com destaque para a manutenção do perfil fortemente renovável da matriz elétrica brasileira.

⁴³ 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.

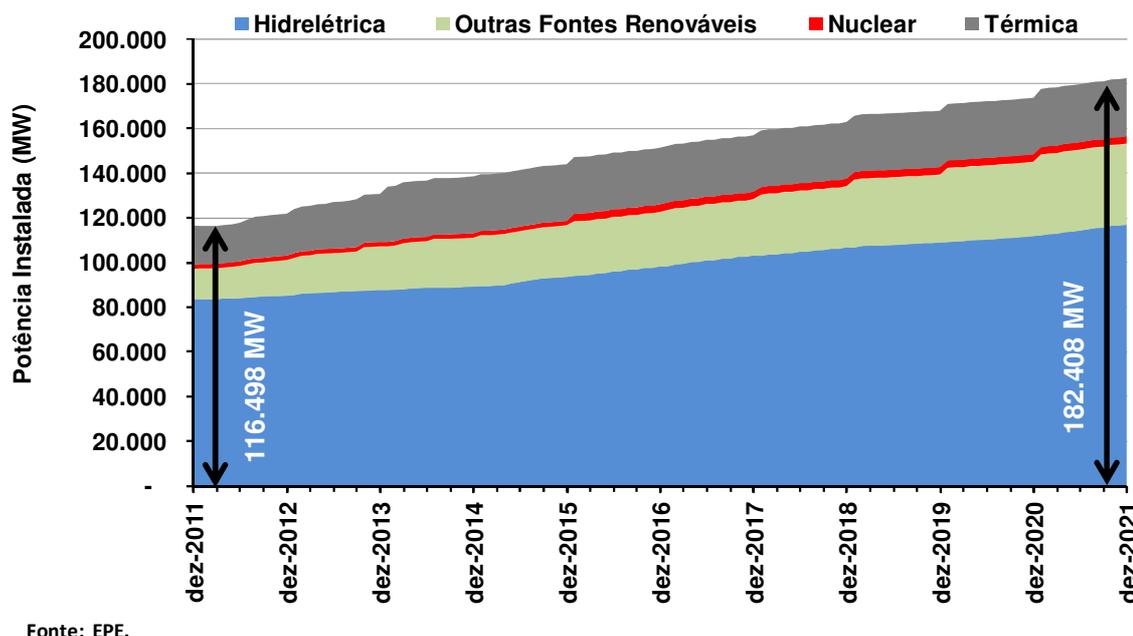


Gráfico 19 – Evolução da capacidade instalada hidrotérmica do SIN (MW)

Nos itens a seguir são apresentados os principais dados dos empreendimentos constantes deste Plano. Os projetos já contratados e em implantação são apresentados inicialmente. Em seguida são apresentados os demais empreendimentos 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 2012 e 2014⁴⁴, além de um parque parcialmente contratado entre 2015 e 2016, oriundo dos leilões ocorridos em 2010 e 2011 – 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. Ou seja, essas são usinas já decididas, por terem sido contratadas nos leilões.

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 Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE.

Os empreendimentos contratados no PROINFA também foram inseridos de acordo com o cronograma do CMSE. Ao final de 2011 foram instalados, no total, 2.889 MW de potência distribuídos em 132 empreendimentos. No presente estudo foram considerados 134 empreendimentos, sendo: 62 pequenas centrais hidrelétricas (PCH), 21 usinas termelétricas a biomassa (BIO) e 51 usinas eólicas

⁴⁴ Composto por usinas vencedoras dos leilões de compra de energia nova, de reserva e de fontes alternativas realizados de 2005 a 2011.

(EOL), onde a previsão de entrada em operação comercial de 2 PCH ficou para janeiro de 2014. Portanto, ao final de janeiro de 2014 serão instalados 2.911 MW de potência.

A expansão hidrotérmica e de outras fontes renováveis (BIO, PCH e EOL), já contratadas e em construção, com datas de entrada consideradas neste Plano nos anos de 2012 a 2016, são apresentadas na Tabela 42 e na Tabela 43.

Tabela 42 – Expansão de biomassa, PCH e eólica contratada e em construção de 2012 a 2016

Tipo	Região	Potência (MW)				
		2012	2013	2014	2015	2016
Biomassa	Sudeste	1.158	211	340	50	0
	Sul	0	0	0	0	0
	Nordeste	0	45	0	0	0
	Norte	0	0	0	0	0
	TOTAL	1.158	256	340	50	0
PCH	Sudeste	288	95	20	24	0
	Sul	155	117	3	0	0
	Nordeste	6	0	0	0	0
	Norte	0	0	3	57	0
	TOTAL	449	212	26	81	0
Eólica	Sudeste	0	0	0	0	0
	Sul	126	230	621	94	26
	Nordeste	452	2.997	1.322	105	657
	Norte	0	0	0	0	0
	TOTAL	578	3.227	1.943	199	683
TOTAL	2.185	3.695	2.309	280	683	

Notas: Os valores da tabela indicam o acréscimo de potência instalada entre os meses de janeiro e dezembro de cada ano. Inclui a capacidade contratada nos leilões de energia de reserva. Inclui os projetos de PCH sinalizados como "verde" pela fiscalização da ANEEL.

Fonte: EPE.

Tabela 43 – Expansão hidrotérmica contratada e em construção de 2012 a 2016

Ano ^(b)	Sudeste/Centro-Oeste		Sul		Nordeste		Norte	
	Projeto	Pot ^(a)	Projeto	Pot ^(a)	Projeto	Pot ^(a)	Projeto	Pot ^(a)
2012	UHE São Domingos	48	UHE Mauá ^(d)	361	UTE Porto Pecém 1	720	UHE Sto Antônio	3.150
	UHE Símplicio ^(d)	334	UHE Passo São João	77	UTE Suape II	381	UTE Porto do Itaqui	360
	UTE Palm. de Goiás	176						
	UTE Santa Cruz Nova	564						
2013	UHE Batalha	54			UTE MC2 Camaçari 1	177	UHE Jirau	3.750
					UTE MC2 Catu	177	UTE Maranhão III	499
					UTE MC2 D. Dávila 1	177	UTE Maranhão IV	338
					UTE MC2 D. Dávila 2	177	UTE Maranhão V	338
					UTE MC2 Feira de Santana	177		
					UTE MC2 Sr. Bonfim	177		
					UTE Pernambuco 3	201		
2014					UTE Porto Pecém 2	360		
	UTE Baixada Fluminense	530	UHE Garibaldi ^(d)	178	UTE Maracanaú II	70	UHE Sto. Ant. do Jari ^(d)	373
	UTE Cauhyra I	148			UTE MC2 Camaçari2	176		

Ano ^(b)	Sudeste/Centro-Oeste		Sul		Nordeste		Norte	
	Projeto	Pot ^(a)	Projeto	Pot ^(a)	Projeto	Pot ^(a)	Projeto	Pot ^(a)
	UTE Iconha	184			UTE MC2 Camaçari3	176		
	UTE MC2 N Venécia 2	176			UTE MC2 Gov.Mang.	176		
					UTE MC2 Messias	176		
					UTE MC2 N. S. Soc.	176		
					UTE MC2 Pecém 2	350		
					UTE MC2 Rio Largo	176		
					UTE MC2 Sapeaçu	176		
					UTE MC2 Sto. Ant.	176		
					UTE MC2 Suape 2B	350		
					UTE Sta Rita Cássia	175		
					UTE Termopower 5	201		
					UTE Termopower 6	201		
							UHE Belo Monte	11.233
							UHE Colider	300
2015							UHE Ferreira Gomes	252
							UHE Teles Pires	1.820
2016	UNE Angra 3 ^(c)	1.405	UHE Baixo Iguaçu	350				
			UHE São Roque	135				
Total		3.619		1.101		5.479		22.413

(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 abril de 2012.

(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.

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 44 apresenta os novos projetos a serem viabilizados de 2017 a 2021.

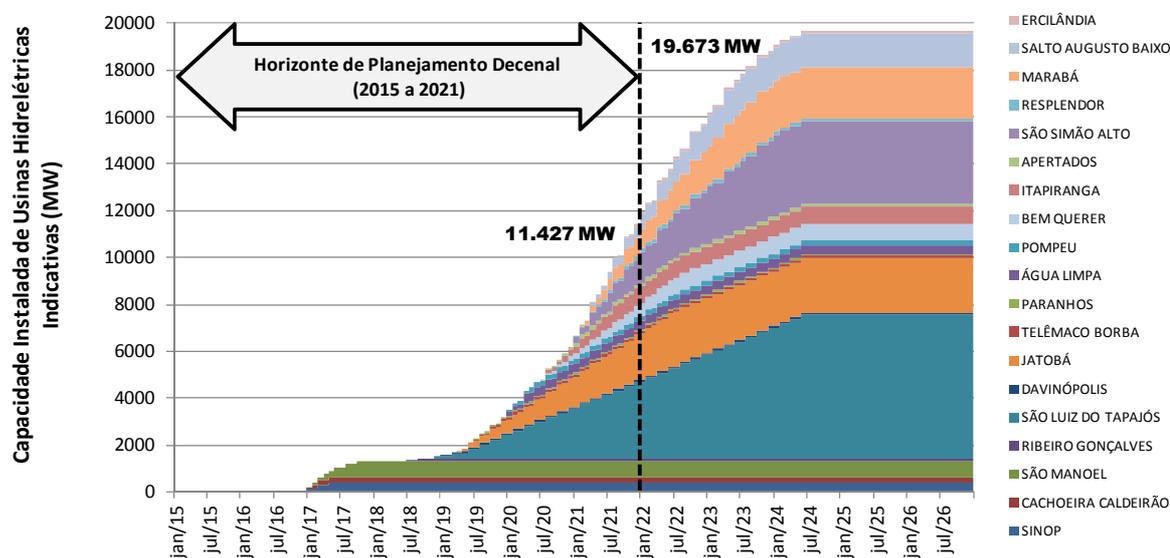
Tabela 44 – Novos projetos hidrelétricos a serem viabilizados de 2017 a 2021

Entrada em Operação	Projeto	Rio	Potência ^(a) (MW)	Região	
Ano	Mês				
2017	Jan	UHE Sinop	Teles Pires	400	Norte
	Jan	UHE Cachoeira Caldeirão	Araguari	219	Norte
	Fev	UHE São Manoel	Teles Pires	700	Norte
2018	Jul	UHE Ribeiro Gonçalves	Parnaíba	113	Nordeste
	Dez	UHE São Luiz do Tapajós	Tapajós	6.133	Norte
2019	Jan	UHE Davinópolis	Paranaíba	74	Sudeste/Centro-Oeste
	Abr	UHE Jatobá	Tapajós	2.336	Norte
	Jul	UHE Telêmaco Borba	Tibagi	109	Sul
	Jul	UHE Paranhos	Chopim	63	Sul
2020	Jan	UHE Água Limpa	Das Mortes	380	Sudeste/Centro-Oeste
	Jan	UHE Pompeu	São Francisco	209	Sudeste/Centro-Oeste
	Jul	UHE Bem Querer	Branco	709	Norte
	Ago	UHE Itapiranga	Uruguai	721	Sul
	Ago	UHE Apertados	Piquiri	136	Sul

Entrada em Operação	Projeto	Rio	Potência ^(a) (MW)	Região	
Ano	Mês				
2021	Jan	UHE São Simão Alto	Juruena	3.509	Norte
	Jan	UHE Resplendor	Doce	144	Sudeste/Centro-Oeste
	Fev	UHE Marabá	Tocantins	2.160	Norte
	Abr	UHE Salto Augusto Baixo	Juruena	1.461	Norte
	Ago	UHE Ercilândia	Piquiri	97	Sul
TOTAL			19.673		

(a) Potência total do empreendimento.
Fonte: EPE.

Os projetos hidrelétricos indicados neste Plano, que compõe o parque gerador no decênio que se encerra em 2021, somam 19.673 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 2024, como mostra o Gráfico 20.



FORNTE: EPE.

Gráfico 20 – Evolução da capacidade instalada de hidrelétrica indicativas (MW)

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 Nº3 de maio de 2011, e por isso foram consideradas neste horizonte do Plano para expansão do sistema de geração.

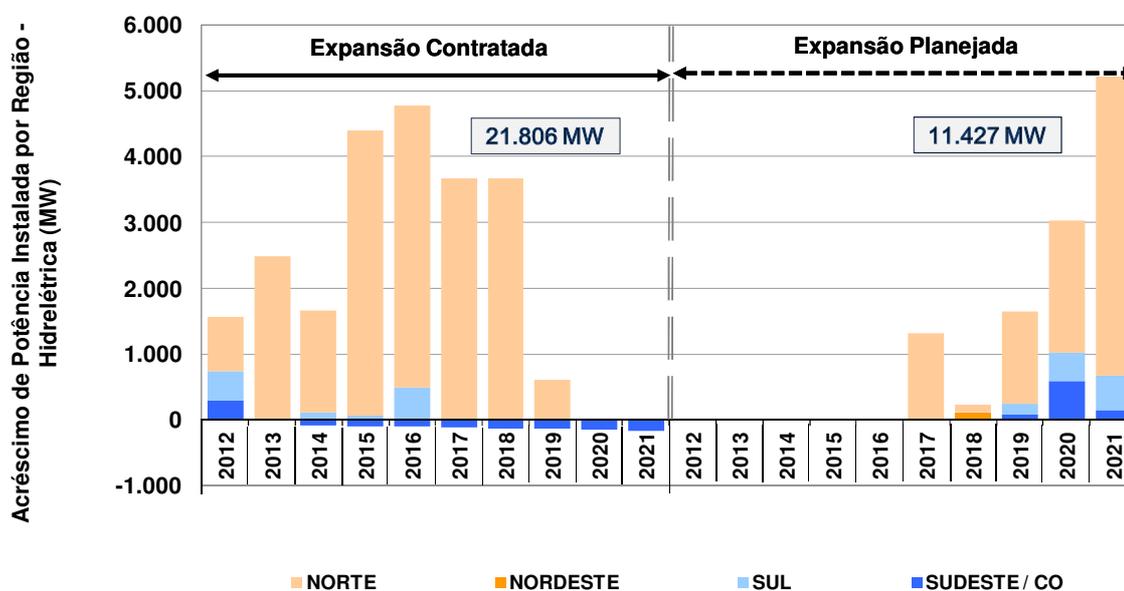
Os projetos de geração com concessão já outorgada no passado, como as usinas hidrelétricas Couto Magalhães (150 MW), Santa Isabel (1.087 MW), Pai Querê (292 MW) e Itaocara I (145 MW), não foram considerados no horizonte de estudo deste Plano, pois apresentam problemas específicos a serem resolvidos para 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 Plano⁴⁵.

A capacidade de geração hidráulica aumentará de 84 GW para 117 GW, aproximadamente, de 2012 até 2021. 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 21 apresenta a expansão hidrelétrica segregando a parcela já contratada da parcela indicada neste Plano⁴⁶. Como pode ser visto, grande parte do crescimento da demanda dos anos de 2017 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.



FORNTE: EPE.

Gráfico 21 – Acréscimo da capacidade instalada hidrelétrica (MW)

Considerando a grande participação hidrelétrica da expansão planejada, é interessante observar a sazonalidade hidrológica dos projetos indicados neste Plano, localizados em diferentes regiões. Assim, o apresenta, para cada usina, a variação mensal da média de longo termo – MLT⁴⁷ em relação ao valor médio anual destas energias⁴⁸.

⁴⁵ Os diagramas apresentados no Anexo I foram elaborados de forma a representar, esquematicamente, a localização das usinas, apresentando a conectividade hidráulica entre os aproveitamentos.

⁴⁶ 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.

⁴⁷ Média das séries históricas das energias naturais afluentes observadas de 1931 a 2010.

⁴⁸ Vazões afluentes a cada reservatório transformadas em energias afluentes, considerando a produtibilidade das usinas hidrelétricas do subsistema analisado. Nesta análise, foi considerado o parque instalado no final do horizonte (2021).

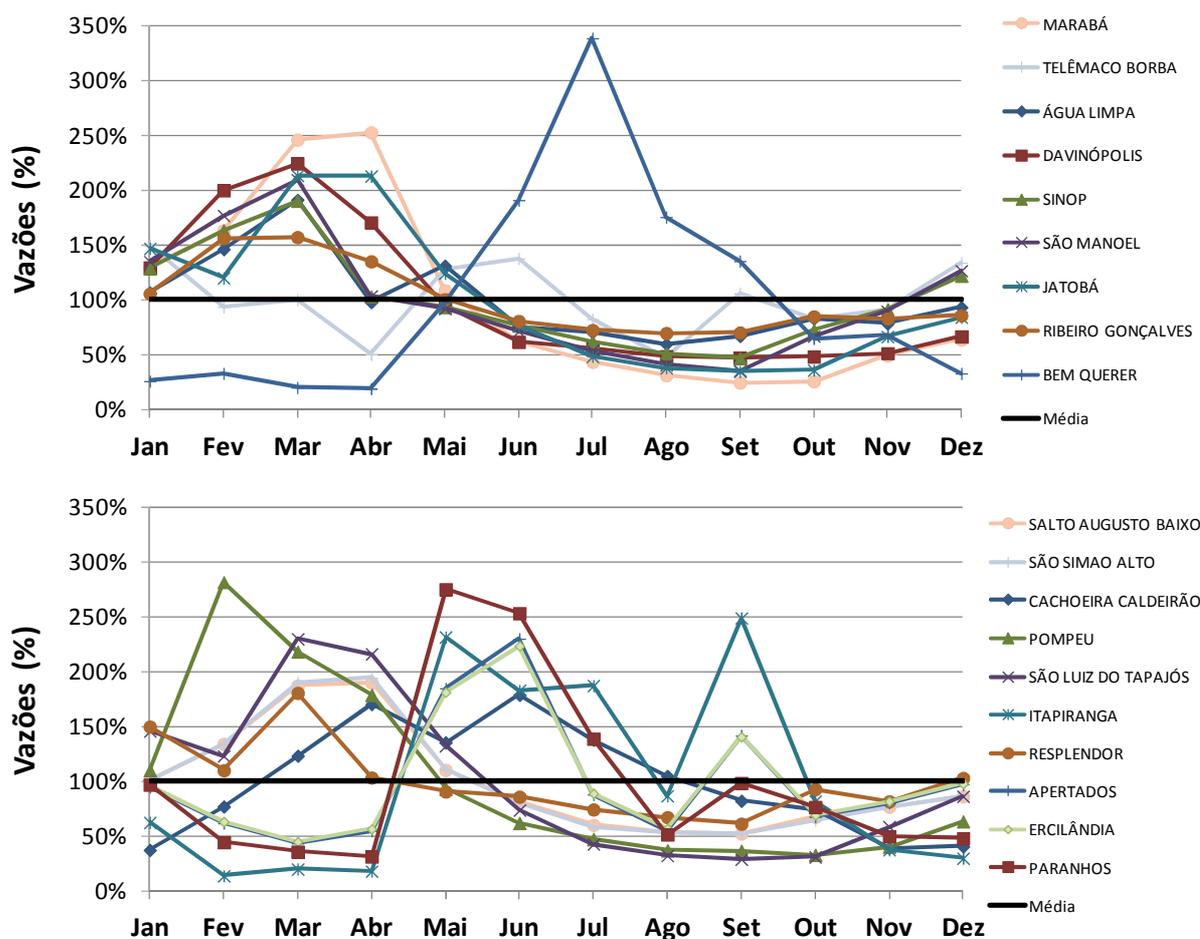


Gráfico 22 – Média de longo termo da ENA mensal das hidrelétricas indicativas (%)

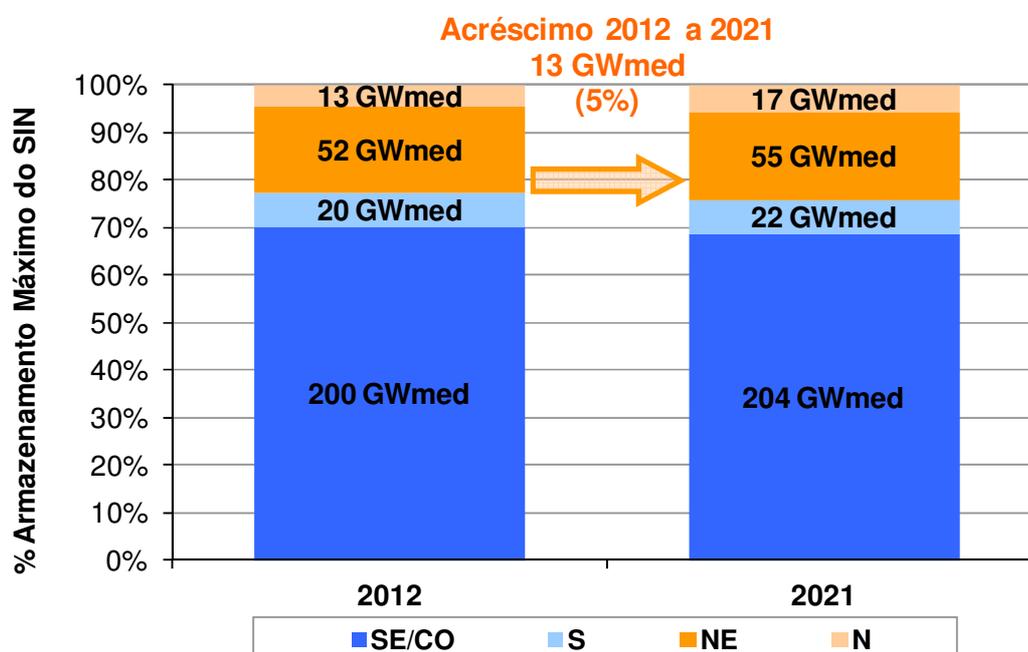
A complementaridade e sazonalidade das vazões afluentes às usinas pode ser notada claramente, destacando-se os regimes hidrológicos do Sul que, apesar de irregulares, tendem a ser mais favoráveis no período de maio a setembro (a exemplo da UHE Itaipiranga), sendo complementares às usinas do Sudeste/Centro-Oeste. Nas bacias da região amazônica também se observam complementaridades, como visto entre as usinas de Marabá e Bem Querer, esta última situada à margem esquerda do Rio Amazonas. A UHE Marabá, localizada à margem direita do rio Amazonas, 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. Já a região Nordeste, representada pela UHE Ribeiro Gonçalves, apresenta características bem similares ao Sudeste/Centro-Oeste.

Através 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 entre regiões e a possibilidade de ganho energético advindo da regularização das vazões propiciada quando se dispõe de reservatórios de acumulação. Estes reservatórios além de regularizar 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 bateria 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 reduzem por falta de vento, ou no período da entre safra da biomassa, ou à noite, no caso da energia solar, a energia armazenada nos reservatórios das hidrelétricas permite que se aumente a geração de suas usinas, colocando no mercado o excedente anteriormente produzido pelas eólicas, biomassas e, futuramente, pela energia solar direta. Esta é uma vantagem comparativa ímpar que o Brasil possui em relação a outros países, que por não ter condições de terrenos para implantar reservatórios fazem essa operação com usinas que utilizam combustíveis fósseis, aumentando a emissão de gases de efeito estufa.

O Gráfico 23 mostra a quantidade de energia que pode ser armazenada nos reservatórios em cada região do país, no início e no final do horizonte deste Plano.



FONTE: EPE.

Gráfico 23 – Evolução da capacidade de armazenamento do SIN (% Armazenamento Máximo)

Em relação à capacidade de regularização dos reservatórios, pode-se destacar a importância dos grandes reservatórios instalados na região Sudeste/Centro-Oeste, que representam 70% do SIN no início de 2012, enquanto que 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 2021, percebe-se que, em termos percentuais, a elevação de 5% 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 neste horizonte está localizada em bacias ainda inexploradas, para as quais não há previsão de instalação de usinas com reservatórios de regularização das vazões afluentes.

Neste Plano, devido aos prazos envolvidos no processo licitatório de novos empreendimentos, há indicação de apenas duas usinas hidrelétricas com reservatórios de acumulação a montante.

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 Sistema Interligado Brasileiro, 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 recém concluídos 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 junho de 2012, os 8.000 MW, conforme apresentado na Tabela 45. Destaca-se que a geração hidrelétrica é uma tecnologia muito madura e seu preço tem sido o mais baixo dentre as fontes disponíveis no país, contratada nos últimos leilões de expansão do sistema.

Tabela 45 – 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	320,00	PCE/Enercamp/Tech/Furnas/Alstom/Andrade/Enorte	EV An.	Desp. 592/09
Apertados	Piquiri	PR	135,50	BE/Desenvix	EV An.	Desp. 211/12
Barra do Pomba	Paraíba do Sul	RJ	80,00	Empreendimentos Patrimoniais Santa Gisele Ltda.	EV	Desp. 2.161/06
Cachoeira	Parnaíba	PI/MA	63,00	Chesf/CNEC/QGalvão/ENERGIMP	EV	Desp. 3.809/10
Cachoeira Caldeirão	Araguari	AP	219,00	Eletronorte/Odebrecht/Neoenergia	EV	Desp. 1.631/12
Castelhano	Parnaíba	PI/MA	64,00	Chesf/CNEC/QGalvão/ENERGIMP	EV	Desp. 4.771/11
Comissário	Piquiri	PR	105,30	COPEL Geração e Transmissão S.A.	EV An.	Desp. 1.140/12
Davinópolis	Paranaíba	MG/GO	74,00	Cemig Geração e Transmissão S. A./Neoenergia Investimentos S. A.	EV An.	Desp. 4.462/09
Ercilândia	Piquiri	PR	96,60	BE/Desenvix	EV An.	Desp. 257/12
Estreito (Parnaíba)	Parnaíba	PI/MA	56,00	Chesf/CNEC/QGalvão/ENERGIMP	EV	Desp. 3.808/10
Foz do Apiacás	Apiacás	MT	230,00	Empresa de Pesquisa Energética – EPE	Ev An.	Desp. 1.242/10
Foz do Piquiri	Piquiri	PR	101,30	COPEL Geração e Transmissão S.A.	EV An.	Desp. 1.139/12
Ipueiras	Tocantins	TO	480,00	Ipueiras Energia S/A	EV	Desp. 1.687/05
Iraí	Uruguai	SC/RS	330,00	Companhia Energética do Uruguai – CEU	EV An.	Desp. 2.302/11
Itaguaçu	Claro	GO	130,00	Consórcio Itaguaçu	EV	Desp. 156/02
Marabá	Tocantins	PA/MA	2.160,00	Eletronorte/Camargo Corrêa	EV An.	Desp. 1.141/12
Mirador	Tocantinzinho	GO	106,00	Furnas Centrais Elétricas S. A.	EV An.	Desp. 1.080/05
Paranhos	Chopim	PR	62,50	Foz do Chopim Energética Ltda.	EV An.	Desp. 2.934/11
Pompéu	São Francisco	MG	209,10	Concremat/Andrade Gutierrez/Cemig/EDP	EV An.	Desp. 009/12
Resplendor	Doce	MG	144,00	CEMIG Geração e Transmissão S. A.	EV An.	Desp. 102/12
Riacho Seco	São Francisco	BA/PE	276,00	Desenvix/Chesf/CNO/Engevix	EV An.	Desp. 2.100/08

Usina	Rio	UF	Potência (MW)	Desenvolvedor do Projeto	Situação	Ato ANEEL
Ribeiro Gonçalves	Parnaíba	PI/MA	113,00	Chesf/CNEC/QGalvão/ENERGIMP	EV An.	Desp. 228/07
São Manoel Serra Quebrada	Teles Pires	MT/PA	700,00	Empresa de Pesquisa Energética – EPE	EV An.	Desp. 441/10
Sinop	Tocantins	TO/MA	1.328,00	Consórcio Alcoa/Billinton/Camargo Corrêa/Eletronorte	EV An.	
Telêmaco Borba	Teles Pires	MT	400,00	Empresa de Pesquisa Energética – EPE	EV An.	Desp. 2.711/10
Tupirantins	Tibagi	PR	109,00	Promon Engenharia Ltda.	EV An.	Ofício 339/03/SGH
Uruçui	Tocantins	TO	620,00	Investco S/A	EV An.	
Volta Grande	Parnaíba	PI/MA	134,00	Chesf/CNEC/QGalvão/ENERGIMP	EV An.	Desp. 239/07
Baixa	Chopim	PR	54,70	Foz do Chopim Energética Ltda.	EV An.	Desp. 3.166/11
Total	29 projetos		8.901,00			

Notas: EV – EVTE aprovado pela ANEEL.
EV An. – EVTE com "Aceite" pela ANEEL.

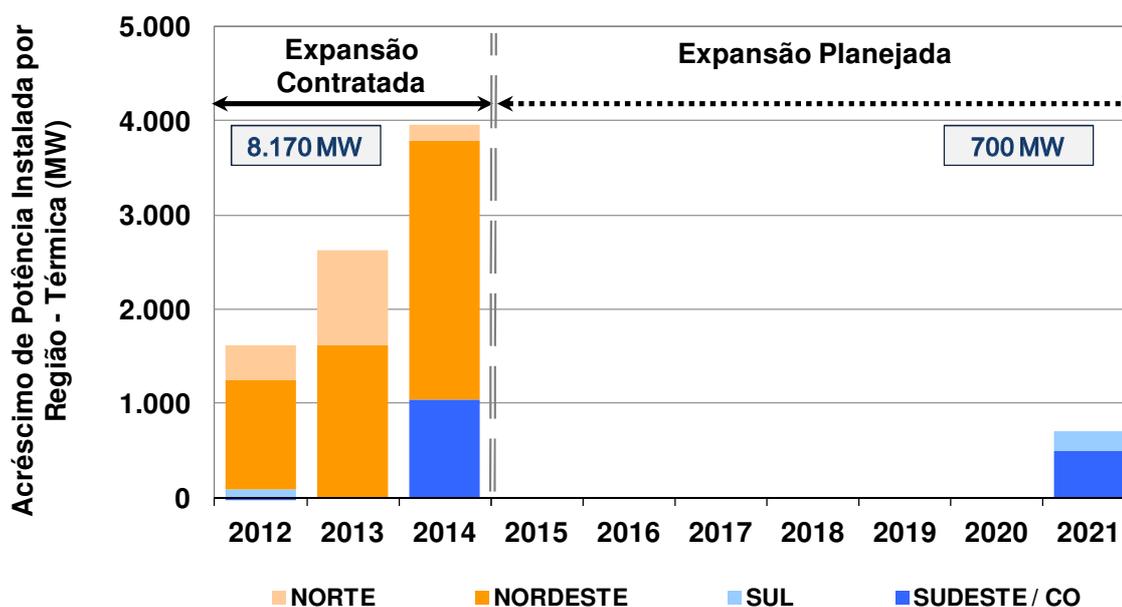
Fonte: ANEEL (18/06/2012).

5.2.2 Expansão termelétrica

No que diz respeito à geração termelétrica, a maior expansão ocorrerá na região Nordeste, conforme ilustra o Gráfico 24, a qual é decorrente dos resultados dos leilões de energia nova já realizados, nos quais não houve oferta suficiente de fontes renováveis, a preços competitivos, para atender ao crescimento da carga. Este gráfico não incorpora a geração termelétrica nuclear.

No ano inicial do estudo, a capacidade térmica instalada no SIN é de 17 GW, evoluindo até o final de 2014 para cerca de 25 GW, capacidade contratada nos leilões realizados, incluindo os dois projetos a gás natural contratados no leilão A-3 de 2011, totalizando cerca de 1 GW. Contudo, conforme deliberado pelo CMSE no primeiro semestre de 2012, a configuração térmica representada neste estudo considera a exclusão de sete usinas que haviam negociado energia nos leilões de energia nova de 2007 e 2008 e não cumpriram com os contratos firmados nestes certames, que somam mais de 1.600 MW.

Para atender de forma adequada ao crescimento da carga de energia, optou-se por indicar a expansão do parque gerador no último ano do estudo com termelétricas a gás natural. A expectativa de custos mais baixos deste combustível, associada ao potencial estimado, apresentado no capítulo VII, que trata da oferta de gás natural, levou à indicação de 700 MW distribuídos entre as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul, buscando atender às necessidades energéticas. 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.



Fonte: EPE.

Gráfico 24 – Acréscimo de capacidade instalada termelétrica (MW)

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 autorizada⁴⁹, está prevista de entrar em operação em janeiro de 2016, aumentando o parque nuclear atualmente existente em 70%, de 2.007 MW para 3.412 MW.

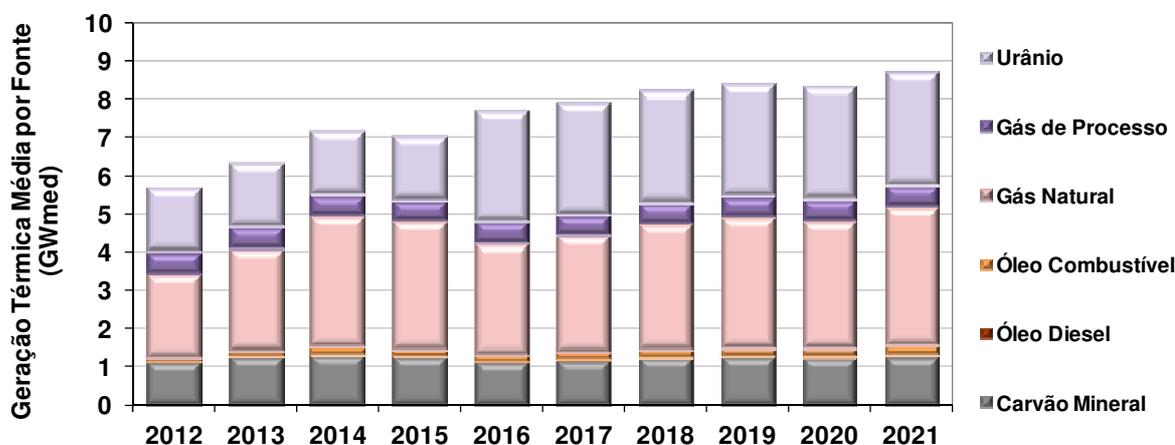
O fato da expansão do parque gerador com usinas nucleares ter ficado restrita à usina de Angra 3 deve-se basicamente aos prazos necessários para a implantação de novas centrais. Estes prazos são da ordem de dez anos, contados a partir da definição do sítio para localização da central nuclear e da decisão 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 esta 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 energia⁵⁰, na medida em que o despacho ótimo do sistema prioriza a operação das fontes renováveis: usinas hidrelétricas (incluindo as pequenas centrais hidrelétricas), pequenas centrais termelétricas a biomassa e eólicas. A expectativa de geração de energia termelétrica neste horizonte de planejamento, considerando a expansão concedida, incluindo a geração das usinas nucleares, pode ser observada no Gráfico 25. Ressalta-se que esta expectativa retrata apenas os despachos realizados para atendimento energético, ou seja, quando estas usinas

⁴⁹ A Portaria MME nº 980/2010 autorizou a contratação da UNE Angra 3 na modalidade de energia de reserva.

⁵⁰ Caso a usina possua inflexibilidade operativa, ou geração mínima obrigatória, tal restrição será respeitada, o que refletirá no seu perfil de geração.

entram em operação por solicitação do ONS, respeitando a ordem de mérito⁵¹, ou para cumprimento de sua geração mínima obrigatória.



FORNTE: EPE.

Gráfico 25 – Geração térmica anual – Média dos 2000 cenários simulados (GWmed)

Para as usinas movidas a óleo diesel e combustível, foram constatados valores muito baixos para os fatores de capacidade⁵², da ordem de 1% e 3%, respectivamente. Para as demais fontes, os resultados foram de 28% 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.

Os reduzidos fatores de capacidade médios, em especial para as termelétricas a óleo diesel e combustível, contribuirão para atenuar as emissões de gases de efeito estufa, significando que estas usinas passarão a desempenhar 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 a restrições elétricas da operação do SIN.

É também importante destacar que, dada a sua competitividade, a tendência atual é a contratação de fontes alternativas renováveis, haja vista os resultados dos últimos leilões de energia específicos para estas fontes. Além disso, a expectativa de contratação de usinas térmicas a gás natural, com custos variáveis menores, assim como aquelas contratadas no leilão A-3 de 2011, tendem a modificar o perfil de geração das usinas já contratadas fazendo com que as usinas flexíveis e caras, movidas a combustíveis fósseis, sejam deslocadas na prioridade de geração, passando a constituir, efetivamente, uma reserva do sistema.

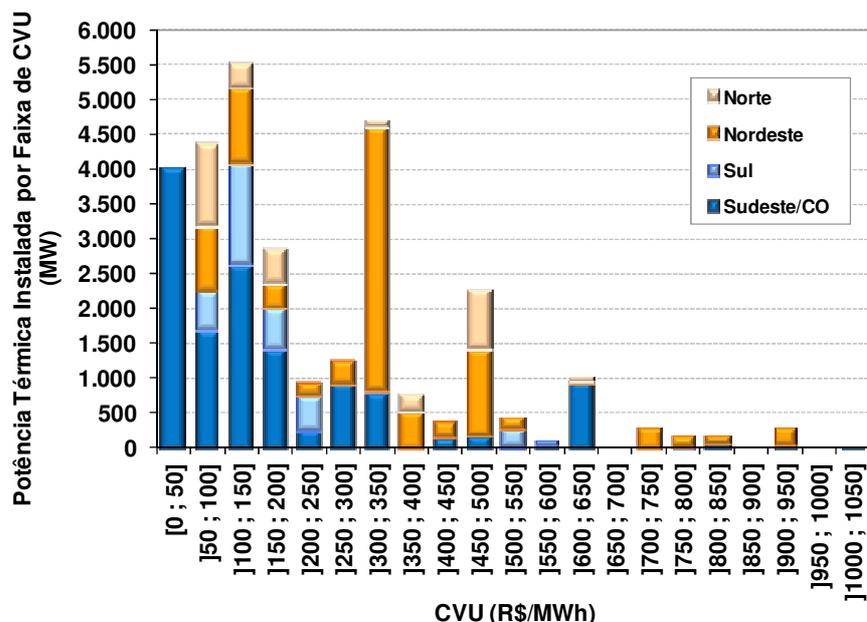
O Gráfico 26 ilustra a distribuição do potencial instalado no SIN, em dezembro de 2021, de usinas térmicas e nucleares classificado por CVU e por subsistema. As usinas nucleares, por possuírem baixos custos, são responsáveis pela alta capacidade instalada no sistema Sudeste/Centro-Oeste na primeira

⁵¹ 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.

⁵² Expectativa de geração com relação à potência instalada.

faixa de CVU (0 a 50 R\$/MWh). As usinas com CVU acima de 400 R\$/MWh são predominantemente movidas a óleo combustível e 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, estas análises permitem avaliar a localização dos blocos termelétricos que serão poupados de gerar nos cenários de melhor hidrologia.



FORNTE: EPE.

Obs.: Data de referência dos CVU: PMO de maio de 2012 (ONS).

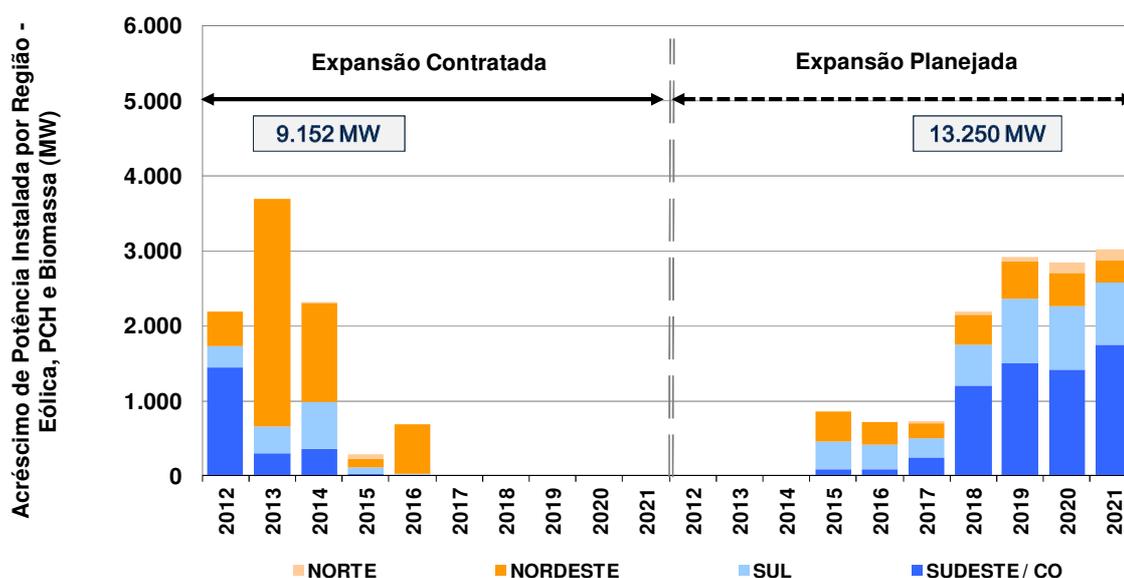
Gráfico 26 – Distribuição do parque térmico por faixa de CVU e por subsistema (MW)

O Anexo II apresenta a relação dos empreendimentos termelétricos que constam da configuração final do estudo, no ano de 2021.

5.2.3 Expansão de outras fontes renováveis

Em relação às outras fontes renováveis de geração consideradas neste estudo – eólicas, as térmicas movidas a biomassa, em sua maioria de bagaço de cana-de-açúcar, e as PCH – nota-se uma expansão média anual de 10%, com destaque para as usinas eólicas. 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 27. Os projetos de PCH, que têm seus estudos e processos de construção e licitatórios acompanhados e fiscalizados pela ANEEL, sinalizados como “verde”⁵³ estão representados na expansão contratada.

⁵³ 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).



FORNTE: EPE.

Gráfico 27 – Acréscimo de capacidade instalada de outras fontes renováveis (MW)

No horizonte deste Plano, existe uma grande oferta potencial de energia proveniente de fontes renováveis. Nesse rol encontram-se basicamente dois grupos: as usinas hidrelétricas (UHE) e as outras fontes renováveis, destacadamente as pequenas centrais hidrelétricas (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. Essa participação crescente no mercado 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.

Atualmente há um portfólio de projetos eólicos habilitados tecnicamente pela EPE de cerca de 600 empreendimentos cuja potência total supera 16 mil MW. Deste, 450 projetos localizam-se na região Nordeste, que totalizam cerca de 12 mil MW e 150 projetos são da região Sul com cerca de 4,3 mil MW. A Figura 5 ilustra a distribuição desses projetos. Isso indica que a expansão das usinas eólicas deve permanecer relevante no atendimento da demanda no horizonte deste plano, em especial nessas regiões. Porém, é importante o estudo e acompanhamento das implicações técnicas envolvidas na sua inserção na matriz elétrica, especialmente a partir da entrada em operação dos blocos contratados nos leilões de energia.

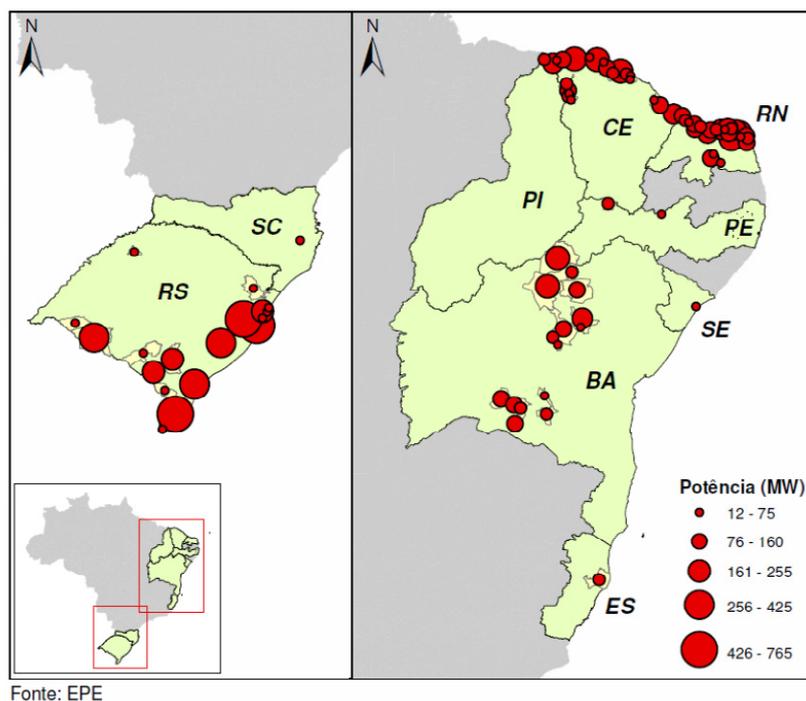


Figura 5 – Empreendimentos eólicos habilitados pela EPE desde 2009, agregados por município

Ao contrário das usinas eólicas, as PCH observaram trajetória decrescente de competitividade nos leilões desde 2009. Sendo uma tecnologia já bastante madura, não se manteve competitiva diante das significativas reduções do preço da energia eólica. Além disso, é comum que as questões relacionadas ao processo de licenciamento ambiental apresentem complicadores à viabilização dos projetos de PCH. A título de exemplo, a situação em junho/2012, de acordo com levantamento da ANEEL esquematizado na Figura 6, apresentava a seguinte situação: 563 MW de obras com andamento, 983 MW de projetos com impedimentos de diversas naturezas e 991 MW de projetos que sequer dispunham de licença de instalação.

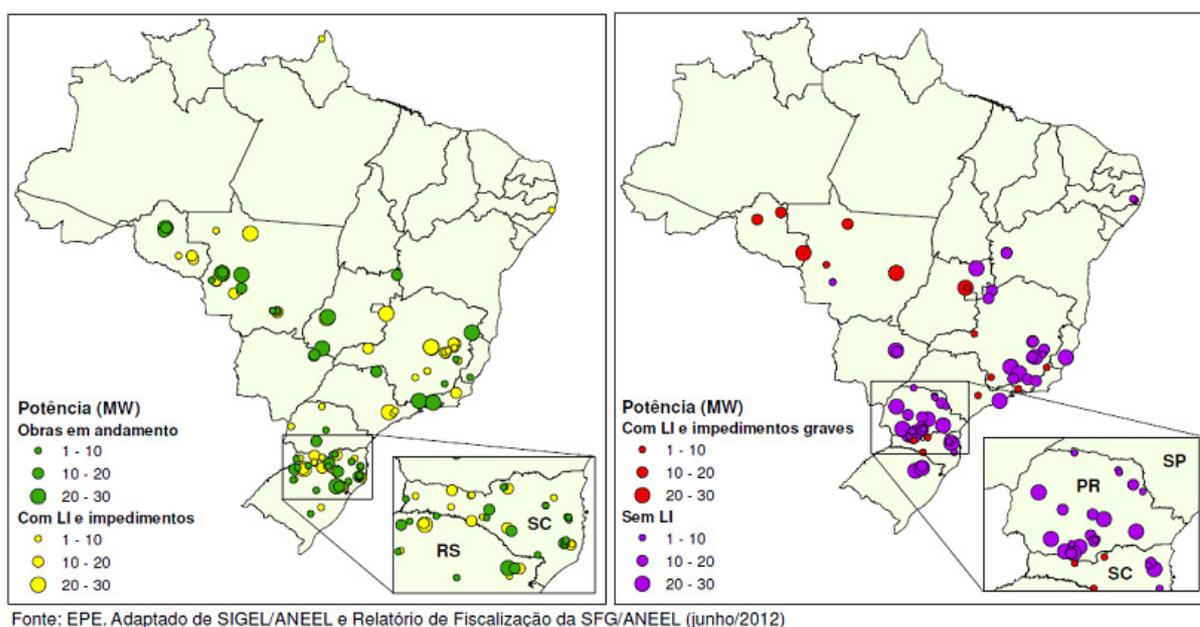


Figura 6 – Situação das PCH com outorga da ANEEL

A 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 deste Plano, que trata da 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 10 GW médios até 2021, dos quais cerca de 1,4 GW médio já contratado nos leilões e com início de suprimento até 2016. O potencial desta fonte está localizado principalmente nos estados de SP, GO, MS e PR, portanto próximo dos maiores centros consumidores de energia. Cabe ressaltar que os investimentos necessários para o desenvolvimento desta fonte estão sujeitos à volatilidade do setor sucroalcooleiro, o que pode inibir, sob determinadas conjunturas, a ampliação da capacidade de geração, assim como a sua competitividade nos leilões com outras fontes, especialmente a eólica.

Quanto a outras fontes renováveis, deve-se mencionar a fonte solar, cujo desenvolvimento é desejável, dependendo da evolução positiva de sua competitividade perante as demais fontes [28]. 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 desta tecnologia são muito elevados e não permitem sua utilização em volume significativo. Porém, esses custos têm registrado acentuada queda nos últimos anos, com tendência de continuidade futura, principalmente na geração fotovoltaica, podendo tornar a fonte competitiva no horizonte de planejamento decenal. Caso essa tendência se concretize, a energia solar fotovoltaica poderia entrar na matriz de energia elétrica brasileira por duas formas: como geração distribuída e como geração concentrada em centrais solares.

O custo de geração fotovoltaica distribuída já alcançou a paridade com as tarifas na rede⁵⁴ de distribuição em algumas áreas de concessão. A instalação de painéis solares por consumidores residenciais e comerciais poderá se tornar viável em alguns anos, porém ainda é difícil estimar a magnitude e a distribuição espacial da inserção dessa rota tecnológica no país, pois além dos custos há outras variáveis que impactam a decisão do consumidor em instalar essa fonte, como a implementação da regulamentação vigente e a existência de incentivos.

Quanto às centrais solares fotovoltaicas, pelo fato de seus custos atualmente estimados serem significativamente maiores que os registrados nos leilões de energia nova, estima-se que terão uma dificuldade relativamente maior para se tornarem competitivas com as demais fontes nos próximos dez anos. Nesse caso, a região com maior potencial para receber as usinas é o Nordeste, principalmente em seu interior.

Há ainda que se mencionar as centrais solares heliotérmicas, para as quais se visualiza a necessidade de aprimoramento tecnológico de alguns de seus componentes e significativa redução de custos para se tornarem competitivas com as outras fontes no horizonte decenal.

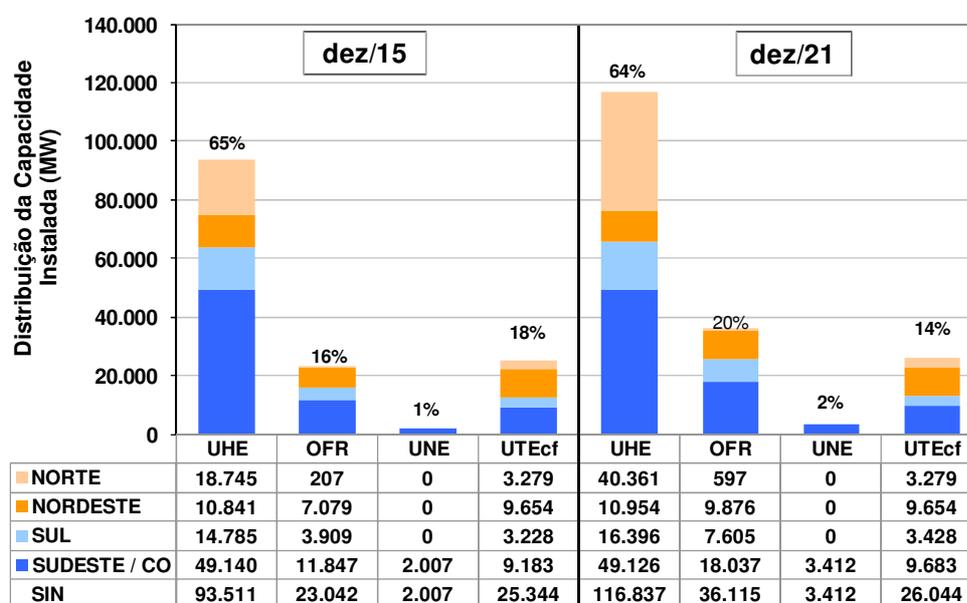
5.2.4 Resumo da expansão por tipo de fonte

⁵⁴ Valor da energia menor ou igual ao preço da distribuidora para o consumidor final, incluindo impostos.

Um resumo da participação das fontes de produção de energia no início do ano de 2016 (que coincide com os valores de dezembro/2015) e no final de 2021, por região e por tipo de fonte, é mostrado no Gráfico 28.

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 16%, em 2015, para 20%, em 2021, distribuídos basicamente entre as regiões Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Sul. Em contrapartida, as usinas termelétricas perdem participação perante as demais fontes, caindo de 18% para 14%, no ano final.

Com relação a participação de hidrelétricas de grande porte, houve uma redução da sua participação em apenas 1% ao longo do período decenal, em relação ao montante total de oferta de geração, apesar do aumento significativo de capacidade instalada, de aproximadamente 23 GW. As usinas nucleares manterão sua representatividade, variando de 1% a cerca de 2% do SIN, percentual assegurado com a entrada em operação da usina de Angra 3, prevista para o ano de 2016.

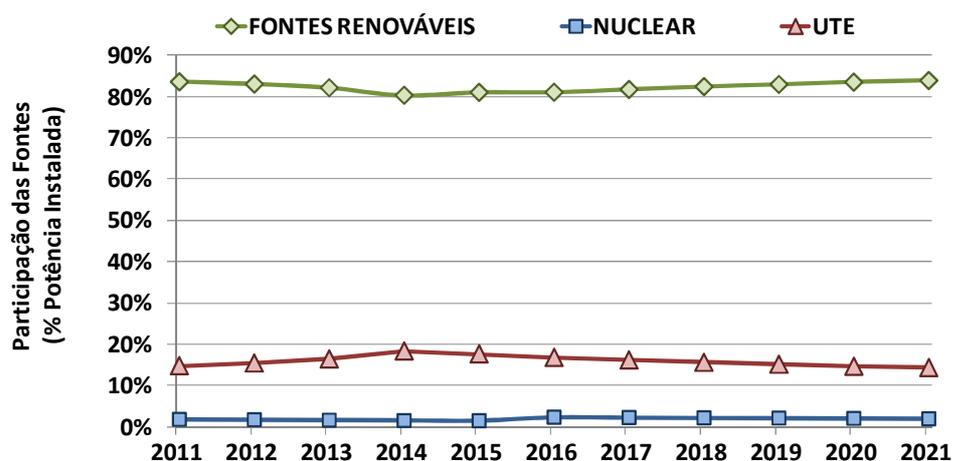


Legenda: UHE-usinas hidrelétricas; OFR-outras fontes renováveis; UNE-usinas nucleares; UTEcf-usinas termelétricas

FONTE: EPE.

Gráfico 28 – Participação das fontes de produção ao final de 2015 e de 2021 (MW)

Outra análise dos fatores de participação das principais fontes de energia na capacidade instalada do SIN pode ser observada no Gráfico 29. Neste gráfico, destaca-se a retomada da participação das fontes renováveis na matriz elétrica a partir do ano de 2014, em detrimento das fontes baseadas em combustíveis fósseis.



Fonte: EPE.

Gráfico 29 – Evolução da participação das fontes de produção na capacidade instalada do SIN em dezembro de cada ano (%)

A evolução da capacidade instalada para diferentes fontes de geração ao longo do período de estudo é apresentada na Tabela 46 (valores em MW) e na Tabela 47 (valores em %). Em complementação, o Gráfico 30 ilustra esta evolução no final dos anos 2011, 2015 e 2021, agregando as fontes em 6 blocos: geração hidrelétrica, termelétrica, nuclear e de outras fontes renováveis (PCH, BIO e EOL). No Gráfico 31 é apresentada a expansão contratada e a planejada por tipo de fonte.

Conforme apresentado nas premissas deste estudo, observa-se a priorização das fontes renováveis no horizonte de planejamento, sendo indicadas, apenas no último ano do estudo, expansão de termelétricas movidas a gás natural.

Tabela 46 – Evolução da capacidade instalada por fonte de geração (MW)

FONTE	2011 ^(d)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
RENOVÁVEIS	97.317	101.057	107.230	111.118	116.553	122.616	128.214	134.151	139.172	144.889	152.952
HIDRO ^(a)	77.329	78.959	81.517	83.184	87.576	92.352	97.337	101.223	103.476	106.499	111.723
IMPORTAÇÃO ^(b)	6.275	6.200	6.120	6.032	5.935	5.829	5.712	5.583	5.441	5.285	5.114
PCH	4.560	5.009	5.221	5.247	5.388	5.448	5.578	5.858	6.168	6.688	7.098
BIOMASSA	7.750	8.908	9.164	9.504	9.554	9.604	9.704	10.454	11.404	12.304	13.454
EÓLICA	1.403	1.981	5.208	7.151	8.100	9.383	9.883	11.033	12.683	14.113	15.563
NÃO RENOVÁVEIS	19.181	20.766	23.395	27.351	27.351	28.756	28.756	28.756	28.756	28.756	29.456
URÂNIO	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	3.412	3.412	3.412	3.412	3.412	3.412
GÁS NATURAL	10.209	10.350	11.362	12.055	12.055	12.055	12.402	12.402	12.402	12.402	13.102
CARVÃO	1.765	2.845	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205
ÓLEO COMBUSTÍVEL	3.316	3.482	4.739	8.002	8.002	8.002	8.002	8.002	8.002	8.002	8.002
ÓLEO DIESEL	1.197	1.395	1.395	1.395	1.395	1.395	1.048	1.048	1.048	1.048	1.048
GÁS DE PROCESSO	687	687	687	687	687	687	687	687	687	687	687
TOTAL^(c)	116.498	121.823	130.625	138.469	143.904	151.372	156.970	162.907	167.928	173.645	182.408

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

(a) Inclui a parte brasileira da UHE Itaipu (7.000 MW).

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

(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 2011, incluindo as usinas já em operação comercial nos sistemas isolados. Fonte: ONS.

Fonte: EPE.

Tabela 47 – Evolução da capacidade instalada por fonte de geração (%)

FONTE	2011 ^(d)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
RENOVÁVEIS	83,5%	83,0%	82,1%	80,2%	81,0%	81,0%	81,7%	82,3%	82,9%	83,4%	83,9%
HIDRO ^(a)	66,4%	64,8%	62,4%	60,1%	60,9%	61,0%	62,0%	62,1%	61,6%	61,3%	61,2%
IMPORTAÇÃO ^(b)	5,4%	5,1%	4,7%	4,4%	4,1%	3,9%	3,6%	3,4%	3,2%	3,0%	2,8%
PCH	3,9%	4,1%	4,0%	3,8%	3,7%	3,6%	3,6%	3,6%	3,7%	3,9%	3,9%
BIOMASSA	6,7%	7,3%	7,0%	6,9%	6,6%	6,3%	6,2%	6,4%	6,8%	7,1%	7,4%
EÓLICA	1,2%	1,6%	4,0%	5,2%	5,6%	6,2%	6,3%	6,8%	7,6%	8,1%	8,5%
NÃO RENOVÁVEIS	16,5%	17,0%	17,9%	19,8%	19,0%	19,0%	18,3%	17,7%	17,1%	16,6%	16,1%
URÂNIO	1,7%	1,6%	1,5%	1,4%	1,4%	2,3%	2,2%	2,1%	2,0%	2,0%	1,9%
GÁS NATURAL	8,8%	8,5%	8,7%	8,7%	8,4%	8,0%	7,9%	7,6%	7,4%	7,1%	7,2%
CARVÃO	1,5%	2,3%	2,5%	2,3%	2,2%	2,1%	2,0%	2,0%	1,9%	1,8%	1,8%
ÓLEO COMBUSTÍVEL	2,8%	2,9%	3,6%	5,8%	5,6%	5,3%	5,1%	4,9%	4,8%	4,6%	4,4%
ÓLEO DIESEL	1,0%	1,1%	1,1%	1,0%	1,0%	0,9%	0,7%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%
GÁS DE PROCESSO	0,6%	0,6%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%
TOTAL^(c)	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fonte: EPE

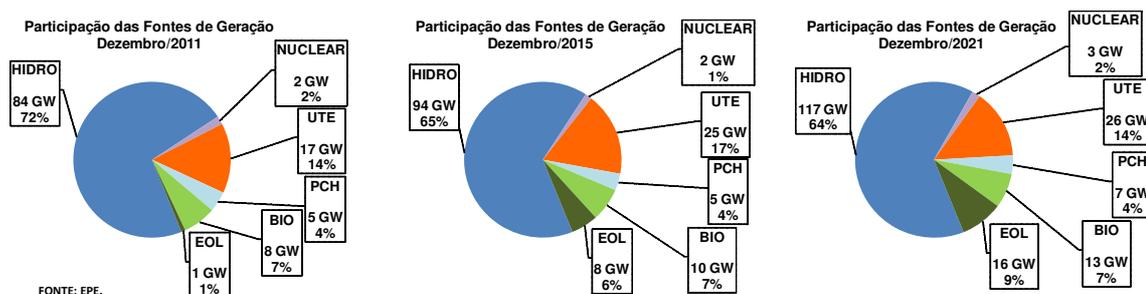
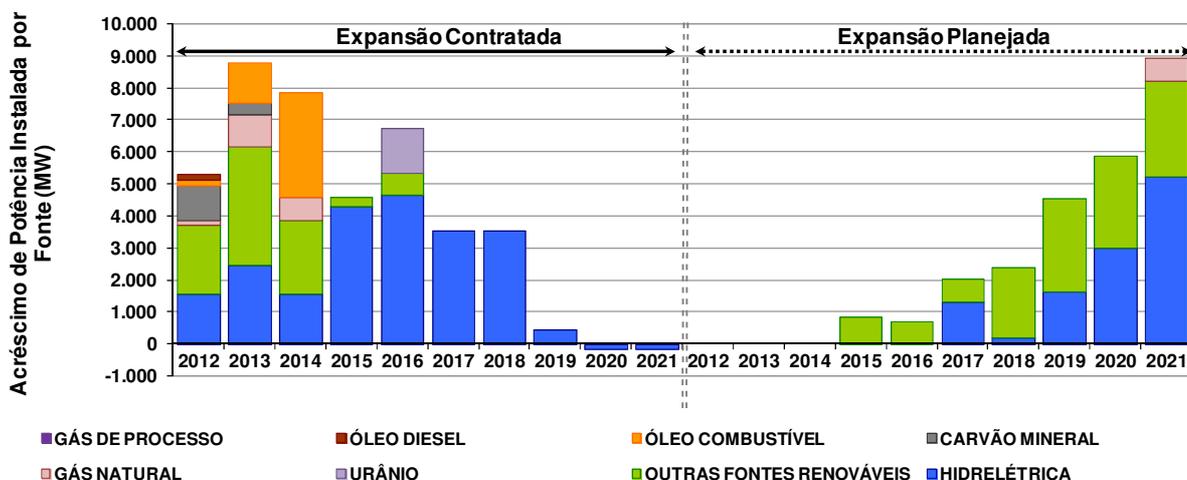


Gráfico 30 – Evolução da capacidade instalada por fonte de geração (GW e %)



Fonte: EPE.

Gráfico 31 – Acréscimo de capacidade instalada anual por fonte (MW)

Há que se ressaltar, no entanto, que a concretização deste Plano com esta composição de fontes na expansão planejada, predominantemente renováveis, depende principalmente da obtenção de Licenças Prévias Ambientais, de modo que as usinas indicadas possam participar dos leilões de compra de energia provenientes de novos empreendimentos, previstos em lei. Caso contrário, uma expansão concentrada em projetos termelétricos, preferencialmente movidos a gás natural, poderá constituir alternativa de atendimento à demanda, frente a eventuais atrasos dos projetos indicados.

6. Balanço Estático de Garantia Física

Neste item é apresentada uma análise do balanço de garantia física de energia do SIN para a configuração de referência deste ciclo decenal.

A elaboração deste balanço tem como finalidade auxiliar na avaliação do equilíbrio estrutural entre oferta e demanda, considerando a configuração hidrotérmica deste PDE. 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 (são elas as pequenas centrais hidrelétricas, as usinas eólicas e as usinas movidas a biomassa) e já contratadas nos leilões de energia nova, buscando apresentar um análise conservadora, optou-se por considerar a expectativa de geração⁵⁵, adotando-se como referência o histórico de usinas já em operação comercial, e não seus certificados de garantia física atualmente vigentes. Ressalta-se, contudo, que a adoção desta expectativa de geração neste balanço não implica na utilização deste critério para o eventual recálculo de garantia física destas usinas, cuja metodologia está em fase de revisão.

Nesta avaliação, a garantia física dos empreendimentos foi mantida constante ao longo do horizonte do estudo. Esses valores podem ser, contudo, alterados, uma vez que há previsão legal de sua revisão. Adicionalmente, existem usinas do parque gerador previstas neste estudo para serem interligadas ao SIN que ainda não possuem garantia física publicada. Para estas usinas, neste exercício, foram considerados os valores atualmente passíveis de serem contratados.

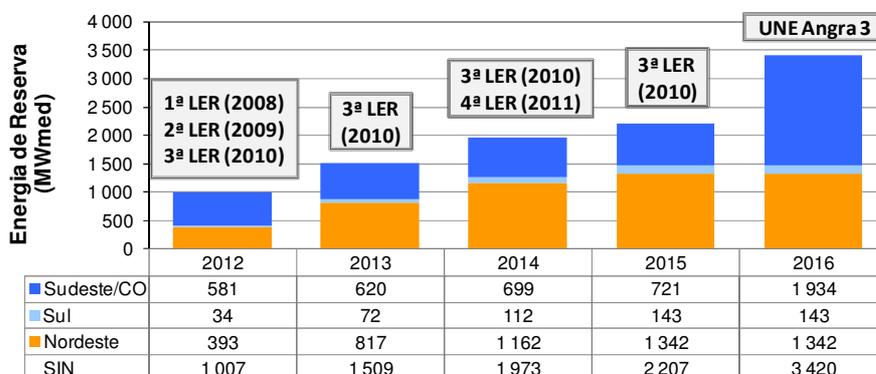
Vale ressaltar que o balanço estático não considera os reais armazenamentos do sistema interligado nacional, as transferências de energia entre os subsistemas ao longo dos anos e as práticas operativas para garantia de atendimento à carga. Portanto, deve ser observado como um instrumento complementar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

Cabe lembrar que, por razões diversas⁵⁶, a soma das garantias físicas já atribuídas às usinas é maior que a atual garantia física total do sistema, ensejando um desequilíbrio que deve ser equacionado. Tal equacionamento, no histórico recente, tem sido realizado mediante a contratação de energia de reserva, para a recomposição do lastro de garantia física sistêmica, energia esta que não pode servir

⁵⁵ Resoluções Normativas da ANEEL Nº 440, de 5 de julho de 2011 e Nº 476, de 13 de março de 2012.

⁵⁶ 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 nº258/2008, e os aperfeiçoamentos dos modelos de simulação empregados nos estudos.

de lastro para os contratos no mercado de energia. O montante de energia contratada como reserva, em leilões específicos, e a energia da usina nuclear de Angra 3, que também foi contratada nesta modalidade, é apresentado no Gráfico 32.

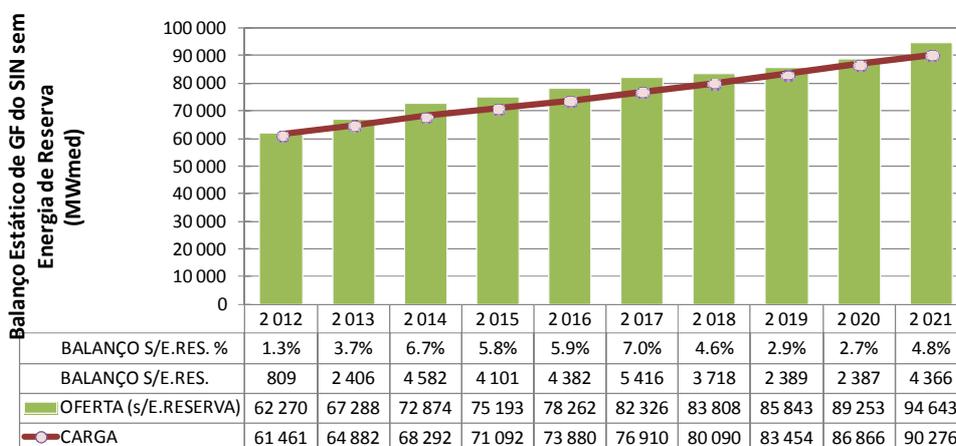


FONTE: EPE.

Obs.: Não considera eventuais alterações de cronograma de projetos que negociaram energia nos leilões de energia de reserva, segundo indicação do DMSE.

Gráfico 32 – Energia de reserva contratada (MWmed)

Desta 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.



FONTE: EPE.

Gráfico 33 – Balanço estático de garantia física do SIN não considerando a energia de reserva

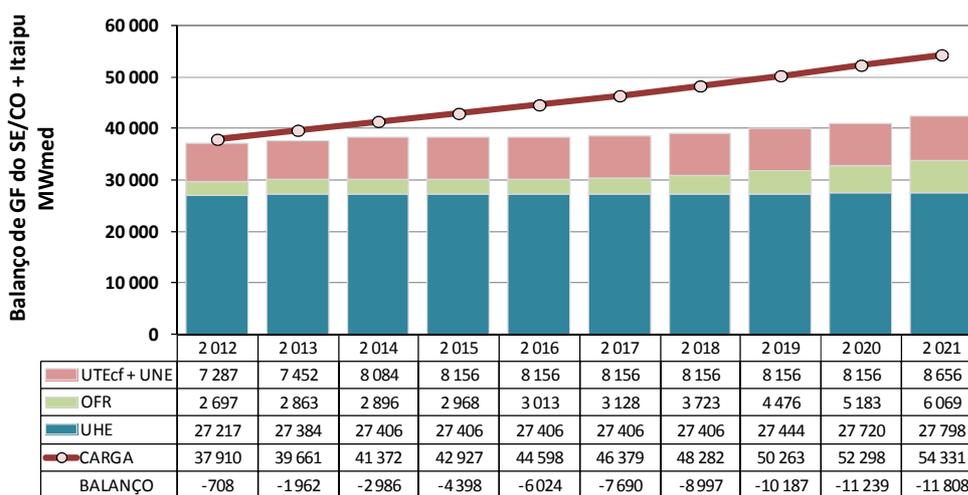
No Gráfico 33 observa-se um excedente de oferta no SIN em relação à carga prevista em todos os anos avaliados, com uma folga de aproximadamente 800 MWmed, em 2012, e de 4.400 MWmed, em 2021, chegando a atingir cerca de 5.400 MWmed, em 2017. Assim, observa-se uma oferta suficiente para suprir a demanda esperada no horizonte analisado.

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. Os hidrelétricos, por exemplo, em geral, deixam parcela de sua energia comercializável como reserva (*hedge*) para fazer face aos riscos hidrológicos de seus contratos de venda de energia na modalidade por quantidade. Considerando este *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 afetos 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 feita com cautela.

Para melhor avaliar a disponibilidade energética de cada subsistema, apresentam-se a seguir os balanços estáticos por região e por tipo de fonte, de forma a dar maior clareza às suas necessidades de importação ou dos seus potenciais de exportação.

O Gráfico 34 apresenta o balanço das regiões Sudeste e Centro-Oeste, considerando, para fins deste exercício, 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 na oferta local suficiente para supri-la. Tal fato reflete a tendência da expansão da capacidade instalada em regiões mais distantes dos principais centros de carga.

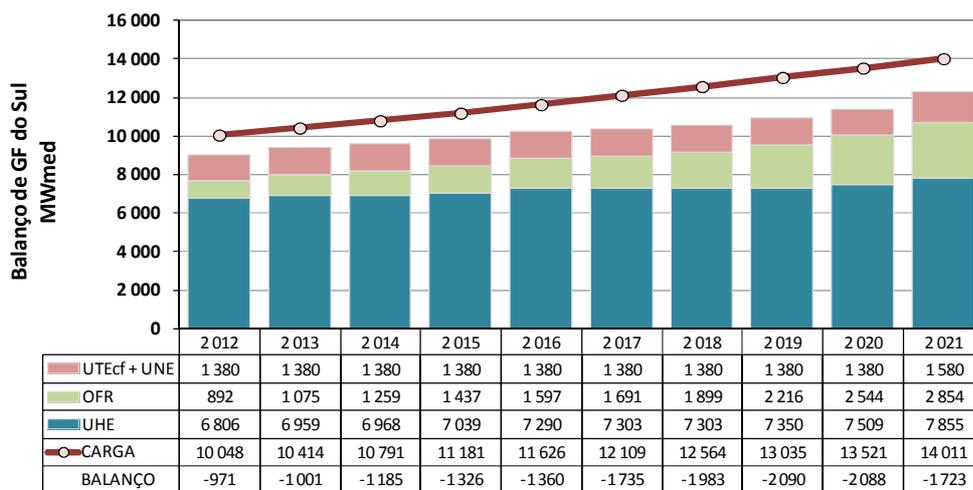


Legenda: UHE-usinas hidrelétricas; OFR-outras fontes renováveis; UNE-usinas nucleares; UTEcf -usinas termelétricas comb. fósseis

FONTE: EPE.

Gráfico 34 – Balanço estático de garantia física – SE/CO + IT

Situação semelhante se apresenta para a região Sul, conforme mostra o Gráfico 35.

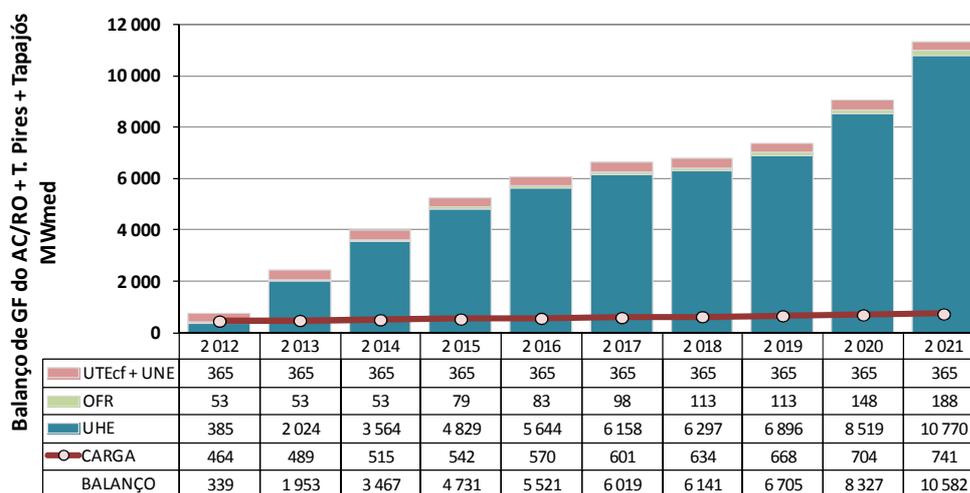


Legenda: UHE-usinas hidrelétricas; OFR-outras fontes renováveis; UNE-usinas nucleares; UTecf-usinas termelétricas comb. fósseis

FONTE: EPE.

Gráfico 35 – Balanço estático de garantia física – S

Percebe-se, portanto, a necessidade de que as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul recebam energia de outras regiões já a partir de 2012. Como exemplo de fontes provedoras dessa energia, citam-se as usinas do rio Madeira, além das usinas das bacias dos rios Tapajós, Juruena e Teles Pires, representadas nos subsistemas Acre/Rondônia e Teles Pires / Tapajós, respectivamente, consolidando a tendência de expansão por hidrelétricas mais distantes dos centros de carga. O Gráfico 36 ilustra o potencial de atendimento desta região, cujo excedente de energia a ser exportado no ano de 2021 atinge um patamar superior a 10 GWmed, que corresponde aproximadamente a 19% da carga de energia da região Sudeste/Centro-Oeste.

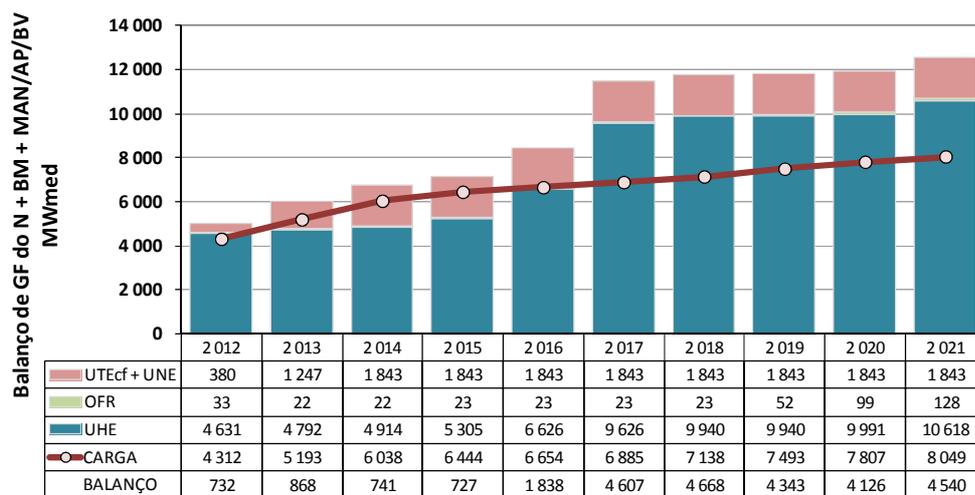


Legenda: UHE-usinas hidrelétricas; OFR-outras fontes renováveis; UNE-usinas nucleares; UTecf-usinas termelétricas comb. fósseis

FONTE: EPE.

Gráfico 36 – Balanço estático de garantia física – AC/RO + T.Pires + Tapajós

O Gráfico 37 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 a partir de 2016, quando da entrada em operação da casa de força principal da UHE Belo Monte, há excedentes de energia consideráveis, passíveis de serem exportados para as demais regiões.

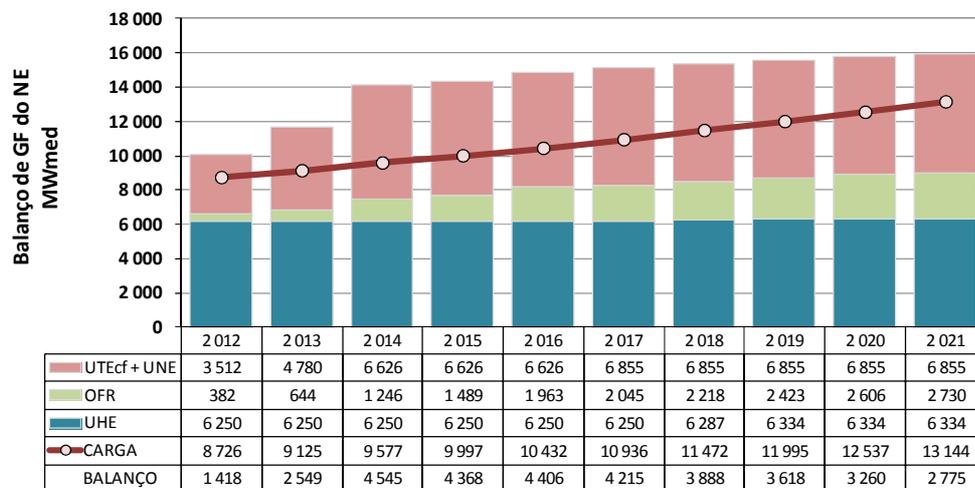


Legenda: UHE-usinas hidrelétricas; OFR-outras fontes renováveis; UNE-usinas nucleares; UTEcf -usinas termelétricas comb. fósseis

FONTES: EPE.

Gráfico 37 – Balanço estático de garantia física – N + BM + MAN/AP/BV

A seguir, apresenta-se o balanço para a região Nordeste no Gráfico 38. Esta região apresenta um balanço positivo, o que justifica os baixos níveis de risco de não atendimento à carga deste subsistema. Ressalta-se que parte desta sobreoferta é advinda dos resultados dos leilões dos anos de 2007 e 2008, constituída, de forma relevante, por usinas termelétricas e eólicas.



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

FONTES: EPE.

Gráfico 38 – Balanço estático de garantia física – NE

Cabe observar que as sobreofertas de garantia física de energia dos subsistemas, principalmente no Nordeste, indicam a necessidade de uma avaliação criteriosa da concretização da expansão da oferta nos demais subsistemas, frente ao escoamento de excedentes de energia da região Nordeste. Sendo assim, foram realizados estudos especiais de forma a antecipar a ampliação da integração entre os subsistemas, como será visto no item a seguir.

7. Expansão das Interligações

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

Com base nas simulações, avaliou-se a necessidade energética de ampliação da capacidade de escoamento de energia entre as regiões. Conforme a necessidade energética, foram indicadas ampliações desses troncos de interligação. 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 neste plano são as restrições de exportação da região SE/CO para as regiões N/NE, fluxo das regiões N/NE para SE/CO e o fornecimento e recebimento da região Nordeste. Os valores usados, em MWmed, estão no Anexo IV e são dados para cada patamar de carga, sendo que o recebimento da região NE contempla ainda sua variação de acordo com o período do ano: úmido ou seco. Estes agrupamentos são ainda apresentados no gráfico a seguir neste Anexo IV, para os patamares de carga leve e pesada, exceto para o agrupamento de recebimento do Nordeste para o qual são apresentados os períodos úmido e seco para a carga leve, comparados com os limites das linhas de transmissão que os compõem. Assim, é possível identificar as restrições de fluxo de energia entre as diversas regiões.

A expansão da interligação no trecho entre Imperatriz e Sudeste/Centro-Oeste em 2014 foi motivada pela necessidade energética da região Sudeste, antecipando, desta forma, o aumento da capacidade de escoamento de energia do Norte, dada a entrada em operação da UHE Belo Monte em 2016 (casa de força principal). A ampliação da capacidade de exportação do Nordeste prevista para meados de 2014 – representada na simulação energética como expansão das linhas que conectam Imperatriz e o próprio Nordeste à região Sudeste/Centro-Oeste – viabiliza o escoamento das sobras energéticas desta região Nordeste, destacadas no Gráfico 38, no caso de situações hidrológicas bastante desfavoráveis em outras regiões ou crescimento acentuado da demanda.

Além destas ampliações vale destacar o aumento da capacidade de recebimento do Sul em 5 GW, através de ampliações das interligações com o Sudeste/Centro-Oeste, Itaipu e Ivaiporã, entre os anos de 2012 e 2019. O limite de exportação do subsistema Teles 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 antecipações e 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
2012	Imp. Sul	2.378	Aumento da interligação entre as regiões Sul e SE/CO para otimização energética.
	Exp. Sul	944	
	Imp. NE Exp. NE	694 846	
2013	AC/RO->SE/CO	6.451	Entrada da linha em corrente contínua para escoamento da energia das usinas do rio Madeira. Previsão de início da operação da LT Tucuruí-Macapá-Manaus.
	BM->Man/AP Man/AP->BM	2.700	
	BM->N N->BM	2.700	
2014	SE/CO->IMP	598	Aumento da interligação entre as regiões Norte e SE/CO para otimização energética. Esta ampliação corresponde à antecipação de reforços associados à integração ao SIN da UHE Belo Monte e de outras usinas a serem contratadas nos leilões futuros.
	IMP-> SE/CO	1.604	
	N->IMP	800	
	Imp. NE Exp. NE	4.456 2.230	
2015	Imp. Sul	203	Aumento da interligação entre as regiões Sul e SE/CO para otimização energética. Previsão de entrada em operação de usinas hidrelétricas na bacia do rio Teles Pires.
	TP->SE/CO	2.400	
	Imp. Sul Exp. Sul	750 994	
2016	AC/RO->SE/CO	433	Reforço para eliminação de restrições de recebimento da região de Mato Grosso, motivada pela ampliação da UHE Jirau. Escoamento da energia da UHE Belo Monte ao longo do período de motorização da usina (entrada da 1ª máquina em abr/2016).
	N->IMP	7.191	
	IMP->N	7.990	
	BM->N N->BM	2.700	
	Imp. Sul Exp. Sul	638 2.827	
2017	BM->N N->BM	2.700	Escoamento da energia da UHE Belo Monte. Escoamento da energia da UHE Belo Monte ao longo do período de motorização da usina (entrada da 1ª máquina em abr/2016).
	SE/CO->IMP	1.785	
	IMP->SE/CO	3.752	
2018	TP->SE/CO	1.400	Motorização das usinas hidrelétricas na bacia do rio Teles Pires. Escoamento da energia da UHE Belo Monte.
	BM->N N->BM	2.700	
	TP->SE/CO	2.300	
2019	TP->SE/CO	2.300	Previsão de entrada em operação de usinas hidrelétricas na bacia dos rios Tapajós e Juruena. Aumento da interligação entre as regiões Sul e SE/CO para otimização energética.
	Imp. Sul	1.070	
	Exp. Sul	735	
2020	N->IMP	9.520	Escoamento do excedente de energia da região Norte para as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, dada a previsão de início de operação de grandes usinas naquela região.
	IMP->N	9.520	
	SE/CO->IMP	1.675	
	IMP->SE/CO	3.700	
2021	TP->SE/CO	2.900	Previsão de entrada em operação de usinas hidrelétricas na bacia dos rios Tapajós e Juruena.

As ampliações indicadas segundo 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 2015 e 2021⁵⁷, 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.

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

O Nordeste, em 2015, é predominantemente exportador dado o elevado potencial termelétrico e eólico contratado nos últimos cinco anos para suprimento ao SIN, localizado nesta região. No final do horizonte do estudo, com a expansão do potencial hídrico na região Amazônica e o crescimento econômico da região, o Nordeste passa a ter característica importadora. No patamar de carga pesada essa mudança de comportamento fica evidente, já que o Nordeste exporta energia em 60% dos cenários hidrológicos simulados em 2015 e, em 2021, importa em mais de 80% dos cenários.

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 60% dos cenários o fluxo energético será em direção ao Sudeste/Centro-Oeste, considerando todos os meses em 2021. No período úmido, este percentual é ainda maior, atingindo o limite da interligação em 10% dos cenários simulados.

8. Custos Marginais de Operação e Riscos de Déficit

Custos marginais de operação

O Gráfico 39 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 2015 ao ano 2021, entretanto, em função do porte e motorização das usinas planejadas⁵⁸, os custos marginais médios anuais oscilam ao longo dos anos, podendo ficar bem abaixo do valor de CME de referência estabelecido para este Plano (102 R\$/MWh⁵⁹).

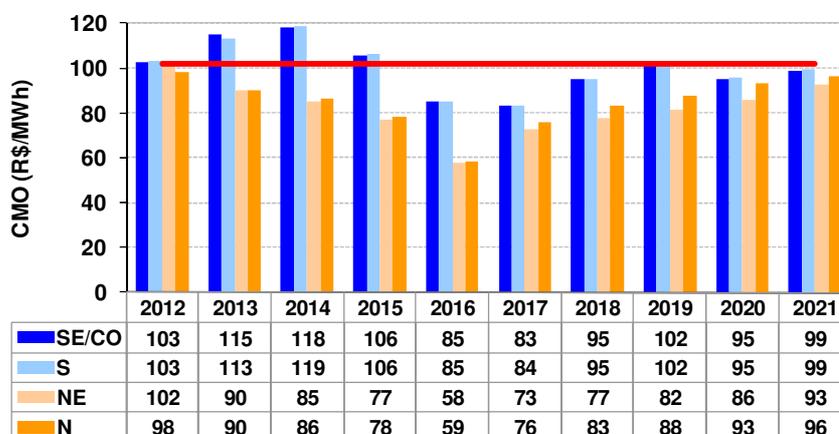
A expansão da oferta de geração até o ano de 2014 já foi contratada nos leilões realizados até o ano de 2011, no entanto, atrasos e exclusões de alguns projetos, sobretudo termelétricos que venderam energia nos leilões de 2007 e 2008, levaram os CMO dos anos de 2013 e 2014 a superarem o valor do CME. No entanto, como será apresentado no próximo item, a probabilidade de déficit nestes anos não

⁵⁷ Amostra total de 24.000 (2.000 x 12) valores.

⁵⁸ 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.

⁵⁹ Admitindo-se uma tolerância para ajuste.

ultrapassa 3,5%, ainda abaixo do limite de 5%, o que garante o atendimento à carga de forma segura.



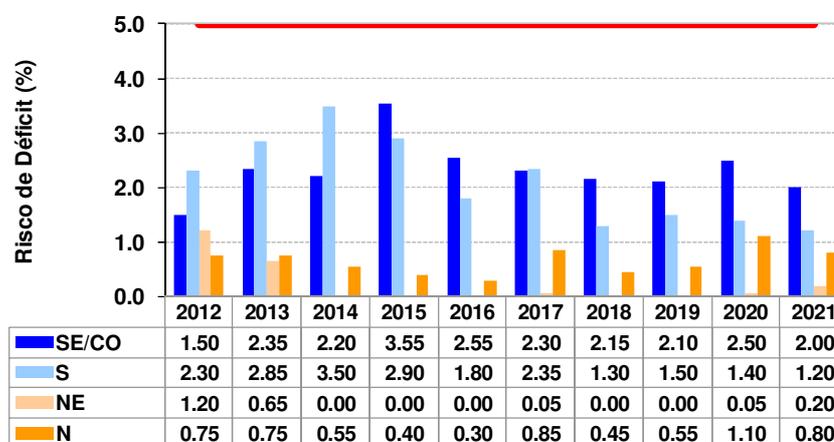
FONTE: EPE.

Gráfico 39 – Custo marginal de operação por subsistema (R\$/MWh)

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.

Riscos de déficit

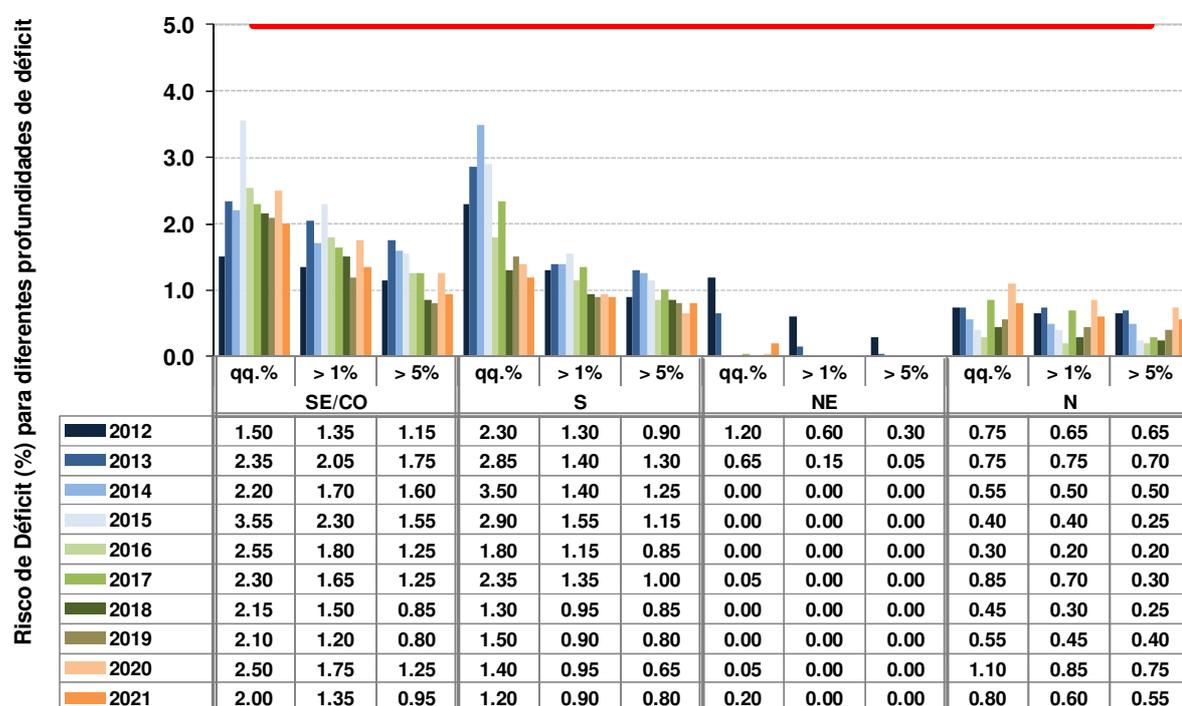
A probabilidade de ocorrência de déficits, associada à expansão da geração, que atende ao critério econômico de planejamento (CMO=CME), é apresentada abaixo. Em relação aos riscos de déficits, para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, nota-se, pelo Gráfico 40, que o critério de segurança no abastecimento é atendido, uma vez que, com a expansão proposta neste estudo, a probabilidade de déficit é inferior a 5% em todas as regiões.



FONTE: EPE.

Gráfico 40 – Risco de déficit por subsistema (%)

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 41.



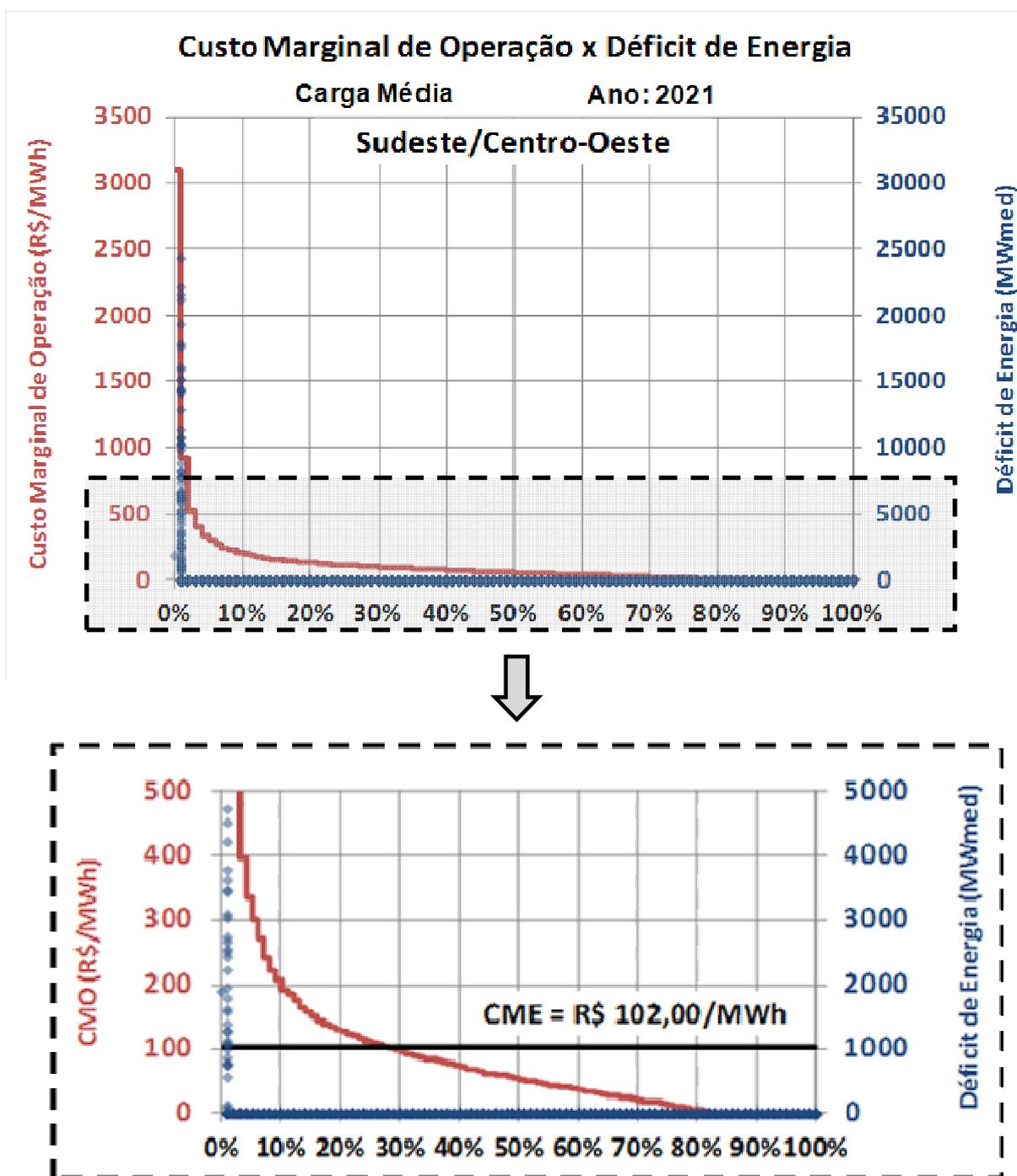
FONTE: EPE.

Gráfico 41 – Análise da profundidade do risco de déficit por subsistema (%)

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 Gráfico 42 compara os valores déficits de energia com o custo marginal correspondente, em cada um dos cenários simulados, no patamar de carga média, para o ano de 2021 (janeiro a dezembro). Todos os subsistemas apresentam comportamento similar, sendo assim, será ilustrado apenas o SE/CO por ser o mais representativo. Percebe-se que apenas 27% dos cenários⁶⁰ em 2021 apresentam CMO superior ao valor do CME e em menos de 1% há déficits, quando o valor do CMO se iguala ao custo atribuído ao déficit.

⁶⁰ A cada ano, tem-se um total de 24.000 valores de CMO, correspondente às 2.000 séries sintéticas simuladas em cada um 12 meses.



FONTE: EPE.

Gráfico 42 – Custo Marginal de Operação (R\$/MWh) X Déficit de Energia (MWmed)

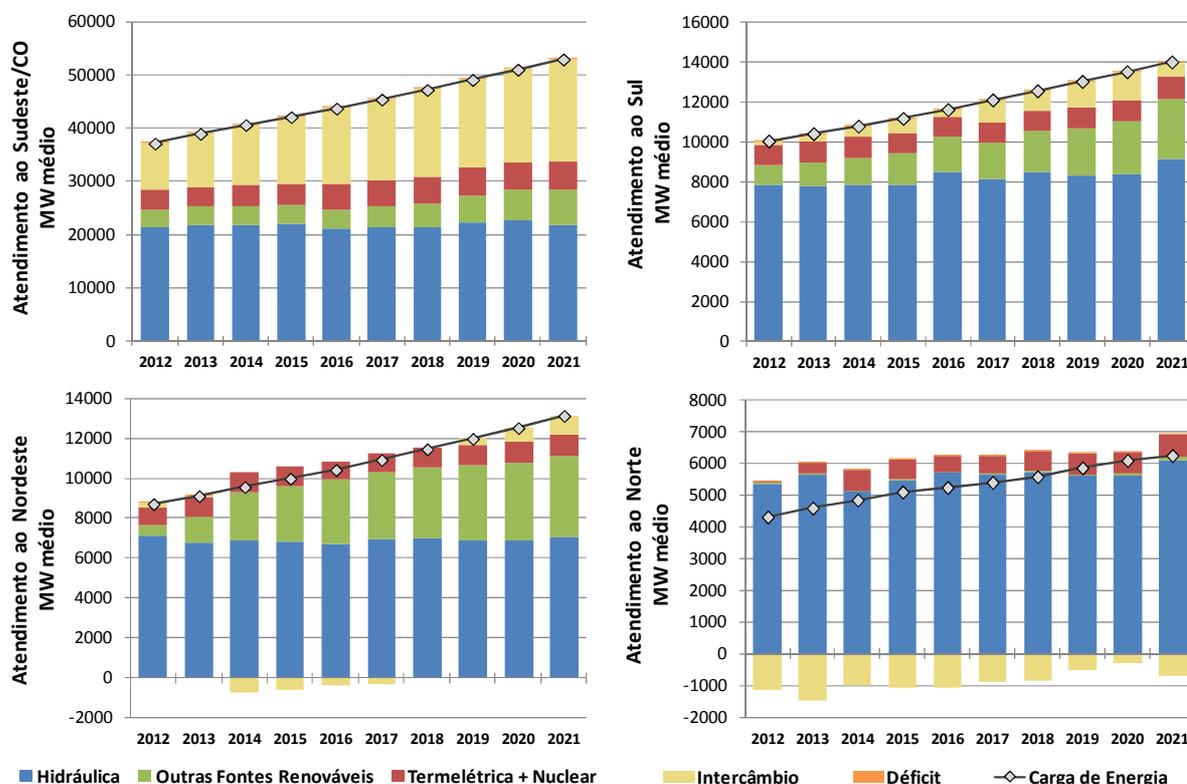
Os resultados da simulação apresentados, sinalizando baixos riscos de déficit ao longo de todo o horizonte do estudo, em sua maioria, inferiores a 3% nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, são consequência da expansão hidrelétrica projetada associada à capacidade térmica instalada, que corresponde a 16% da capacidade total instalada no final do horizonte. Nesta configuração, eventuais déficits são substituídos por geração termelétrica, cujo custo de operação é bem inferior ao custo do

déficit. Como já citado anteriormente, o custo do déficit de energia é de R\$ 3.100,00/MWh, enquanto que o CVU da térmica mais cara do sistema é de R\$ 1.047,38/MWh.

Neste sentido, o subsistema Nordeste apresenta uma redução significativa do risco de déficit, que no ano de 2014 chega a 0%. Esse comportamento, conforme mencionado acima, deve-se à contratação de termelétricas nos leilões de energia nova, em especial os realizados nos anos de 2007 e 2008.

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 43. 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.

Nota-se uma elevada participação da geração hidráulica local, apesar de em termos percentuais ser decrescente ao longo dos anos. O montante de energia originado por fonte hídrica nestes subsistemas se mantém praticamente constante, com pequenas variações onde se destacam o Norte e Sul, com acréscimo de cerca de 1 GW médio no período decenal. Contudo, a expansão de usinas hidrelétricas em outros subsistemas, afastados dos grandes centros de carga, contribui para o aumento da necessidade de troca de energia entre as regiões. Neste contexto, o Sudeste/Centro-Oeste se caracteriza como um importador de energia, sendo cerca de 50% deste fluxo no ano 2021 recebido de subsistemas predominantemente hidráulicos – Acre/Rondônia e Teles Pires/Tapajós – com conexão direta e dedicada. Além disso, grande parte da geração da UHE Itaipu – representada em um subsistema separado neste Plano – é contabilizada como importação pelo subsistema SE/CO.



FORNTE: EPE.

Gráfico 43 – Geração hidrotérmica por subsistema - média dos 2.000 cenários hidrológicos (MWmed)

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, estas fontes, que em 2012 supriam cerca de 6% da carga da região, em 2021, chegam a atender 30% 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 2021, 80% da geração termelétrica do Sul é inflexível, e nos demais subsistemas, este percentual aproximado é de 76%⁶¹, 52% e 35% no Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte, respectivamente.

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. O Nordeste, devido ao elevado montante de capacidade térmica instalada e ao crescente potencial eólico, em alguns anos, contribui para o atendimento a outras regiões, evitando a queima de combustíveis mais caros e déficits de energia localizados.

9. Atendimento à Demanda Máxima

Para o PDE 2021, foram elaborados novos aperfeiçoamentos na metodologia do estudo de atendimento à demanda máxima [29], objetivando uma melhor avaliação e maior detalhamento sobre as condições de atendimento e, assim, avaliar e verificar possíveis medidas preventivas e corretivas que possam ser tomadas na expansão do sistema, que garantam este atendimento de forma adequada.

Os critérios e premissas utilizados para esta análise 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;
- Simulação com todas as séries históricas de vazões.

O Gráfico 44 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 é acrescido 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 3%.

⁶¹ Considera a geração inflexível das centrais nucleares de Angra 1, 2 e 3.

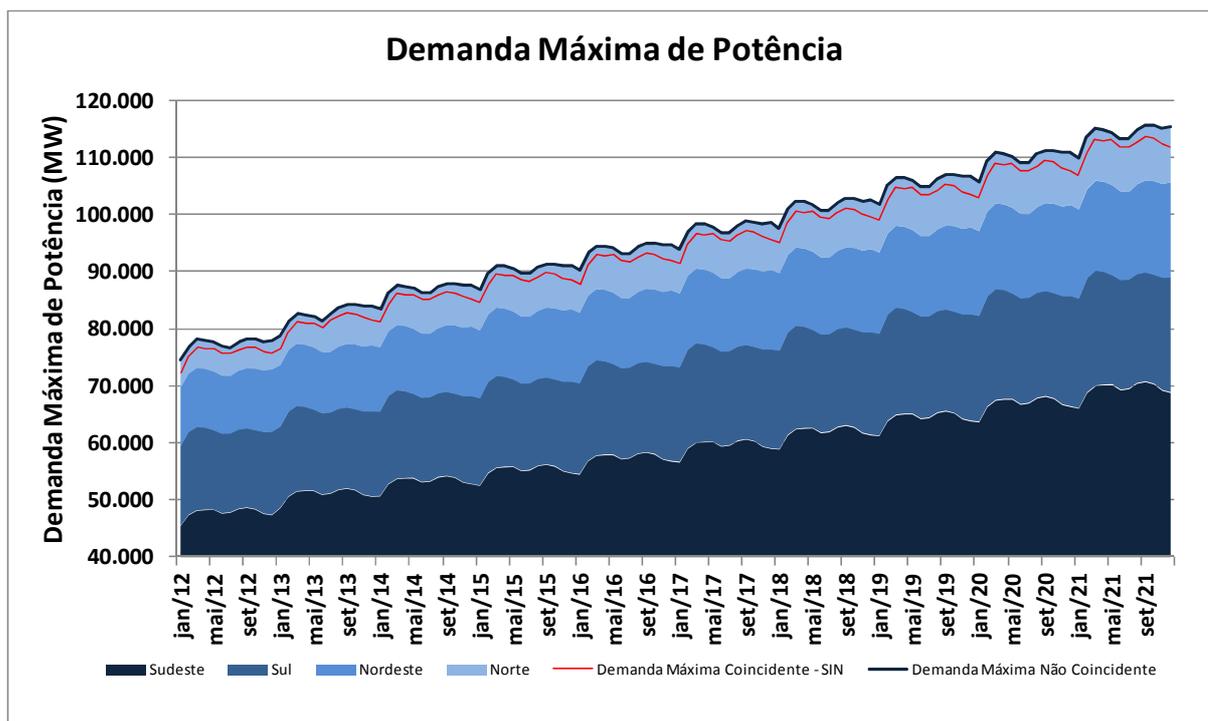


Gráfico 44 – Comparação entre demanda máxima coincidente e não coincidente (MW)

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, para as 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 sistema⁶², 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 reservatório⁶³ e seu nível de montante. Com isto, pode-se obter a queda líquida e, conseqüentemente, 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 aflúente⁶⁴. 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 efetiva⁶⁵ da usina.

No caso das termelétricas, incluindo as centrais nucleares, a potência máxima é a própria potência disponível⁶⁶.

⁶² Esta simulação é executada com o modelo a subsistemas equivalentes – NEWAVE e séries históricas de vazões afluentes.

⁶³ 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.

⁶⁴ 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.

⁶⁵ É a potência instalada descontada das taxas de indisponibilidade forçada e programada (TEIF e IP).

⁶⁶ É a potência instalada descontada do fator de capacidade máximo e das taxas de indisponibilidade forçada e programada (TEIF e IP).

A disponibilidade de potência de PCH, eólicas 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.

Para as usinas eólicas é utilizada a produção mensal garantida, em função da ausência de histórico de operação para definição de um valor típico para esta fonte. 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 Regulado), para aprimoramento dos próximos ciclos de planejamento.

Embora na configuração deste Plano estejam representados nove subsistemas, a análise foi feita considerando uma agregação entre eles, 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, aqui apresentada, é realizada por meio de um balanço de potência. O objetivo é estimar o montante de potência possível de ser utilizado de cada fonte, além de verificar a reserva existente no sistema. É priorizada a utilização de fontes de custo de operação nulo e geração térmica inflexível, esta por sua contribuição compulsória no atendimento. Esta análise é feita para verificar a capacidade do sistema planejado em atender à demanda máxima e as condições deste atendimento. Como principais resultados verifica-se a necessidade de utilização das interligações para o atendimento à ponta e o montante de geração térmica flexível a ser utilizado.

Esta nova metodologia separa o estudo em duas etapas. Na primeira, realiza-se 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 em duas fases. Primeiramente entre os subsistemas mais próximos, ou seja, considerando que o subsistema Sul só pode enviar/receber potência do Sudeste, e vice-versa, assim como o Norte só pode enviar/receber potência do Nordeste. Caso ainda haja necessidade e disponibilidade para as trocas, realiza-se o intercâmbio entre os pares, isto é: SE e S enviam/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 já estava positivo considerando apenas a oferta da primeira etapa, toda a disponibilidade das termelétricas flexíveis somará nas sobras de cada região. Caso o balanço de algum subsistema estiver negativo ao final da primeira etapa e assim continue após a inclusão da oferta desta segunda etapa, realizam-se os mesmos passos de intercâmbio descritos anteriormente.

Considerando a expansão eletroenergética prevista neste Plano, o Gráfico 45 apresenta a disponibilidade de potência esperada por fonte (média dos 80 cenários hidrológicos avaliados). Nota-se a grande 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 e a crescente participação das fontes alternativas nesta região, as quais também apresentam forte sazonalidade.

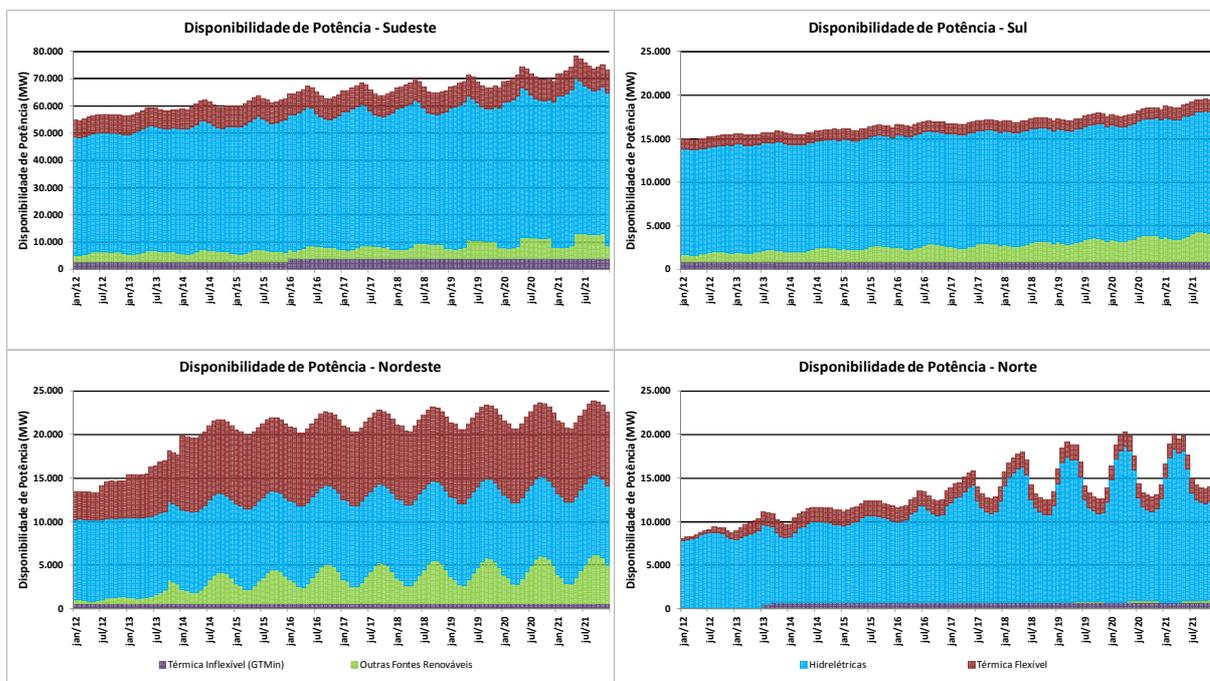


Gráfico 45 – Disponibilidade Esperada de Potência – Média dos 80 cenários históricos (MW)

O Gráfico 46 apresenta o risco de qualquer déficit na ponta do sistema. Percebe-se que, para os cenários hidrológicos analisados, os déficits ocorrem apenas após 2019, em somente quatro períodos, com probabilidade de aproximadamente 1%.

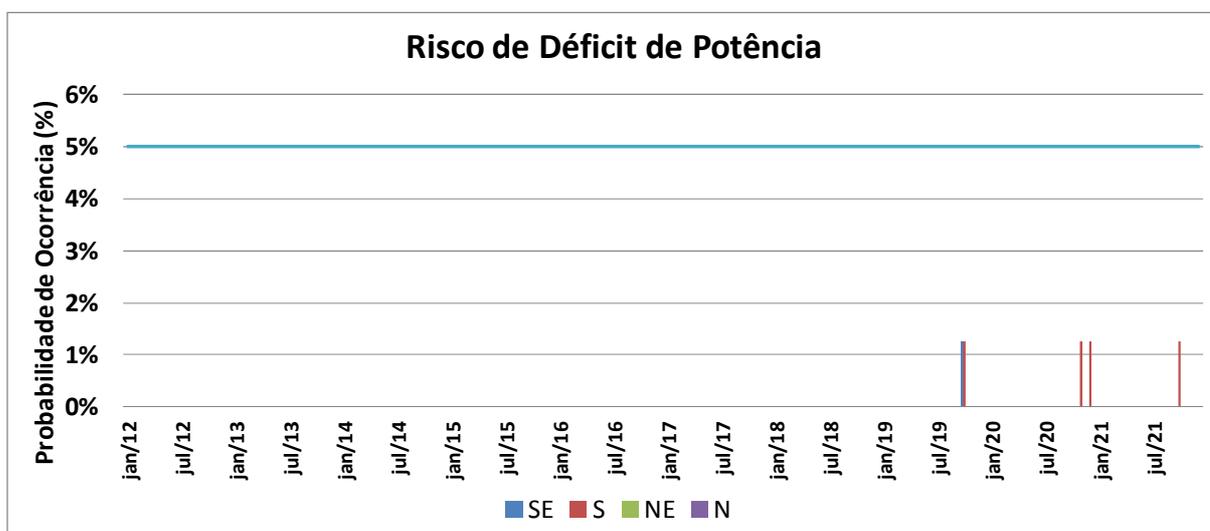


Gráfico 46 – Risco de Déficit de Potência – PDE 2021 (%)

O Gráfico 47 apresenta a profundidade dos déficits com relação à demanda do SIN. Neste caso, em cada mês, foram somados os déficits que ocorreram na mesma série de todos os subsistemas. Isso foi feito, 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, como será visto a seguir, é possível que, em uma situação de déficit, este seja repartido entre os subsistemas, evitando assim a ocorrência de déficits muito profundos em uma região, o que deve ser feito na operação do sistema, minimizando seus efeitos. Assim, o cenário identificado com maior déficit atingiu um valor que corresponde a apenas 1,6% da demanda do SIN.

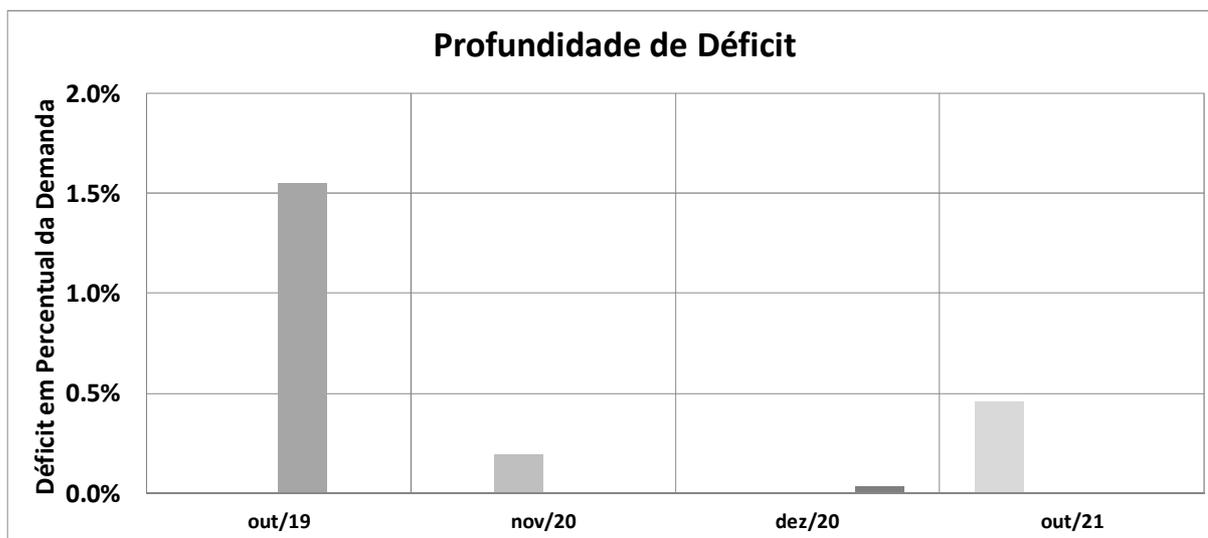


Gráfico 47 – Profundidade dos Déficit com Relação à Demanda (%)

O Gráfico 48 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 46. Novamente, ressalta-se que estes eventos são de baixa probabilidade e ocorrem, apenas, no final do horizonte. 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, estes valores indicam que ela recebeu potência, evidenciando assim a característica importadora desta região. As sobras significativamente baixas da região Norte e elevadas da região Nordeste se devem ao fato da metodologia aplicada priorizar o atendimento por fontes de CVU nulo. Como mostrado no Gráfico 45, a região Norte possui grande disponibilidade hidrelétrica, enquanto a região Nordeste apresenta grande disponibilidade termelétrica.

O Gráfico 49 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. A utilização das linhas pode ser maior do que os valores aqui apresentados, caso isso conduza a uma operação de menor custo. Entretanto, o Gráfico 49 mostra que em poucos cenários, e nos últimos anos do horizonte, a capacidade de fornecimento da região Nordeste, considerando os limites utilizados, pode ser restritiva para atendimento à ponta. Caso se identifique em estudos futuros a utilização da capacidade total da interligação em um número mais expressivo de cenários, seria necessária uma análise mais detalhada para avaliar a real necessidade de sua expansão. 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

esta região, visto que a necessidade de importação não chega a utilizar nem 40% da capacidade da interligação planejada.

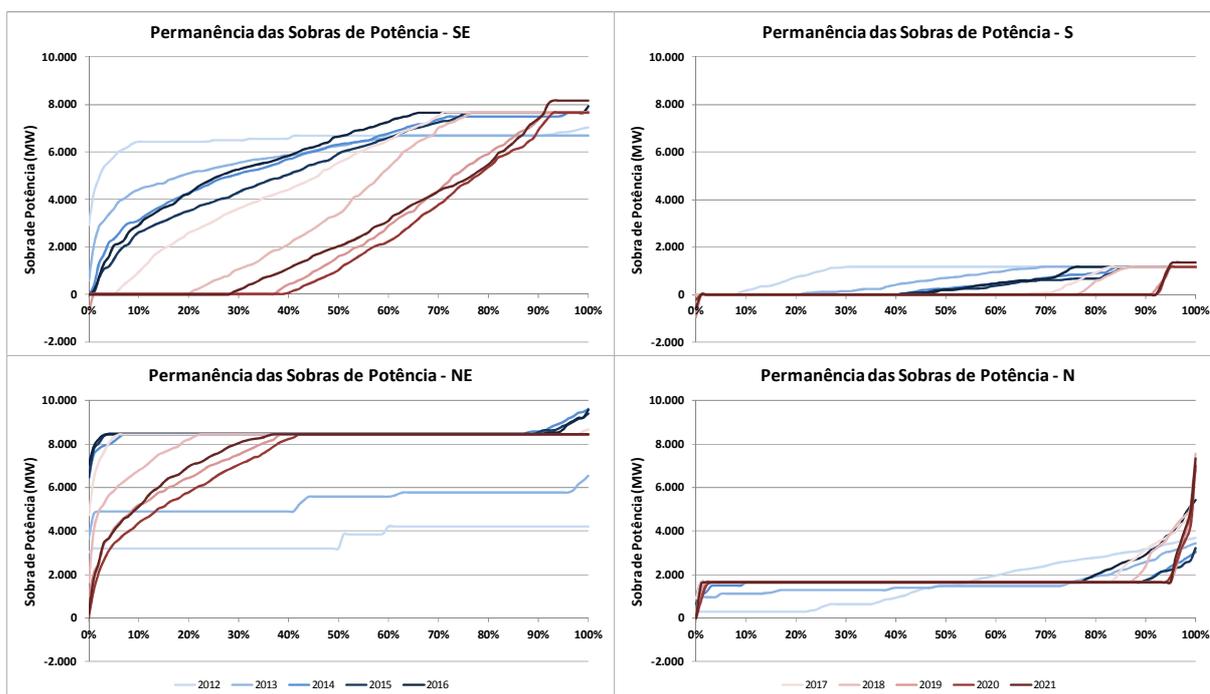


Gráfico 48 – Sobras Finais de Potência (MW)

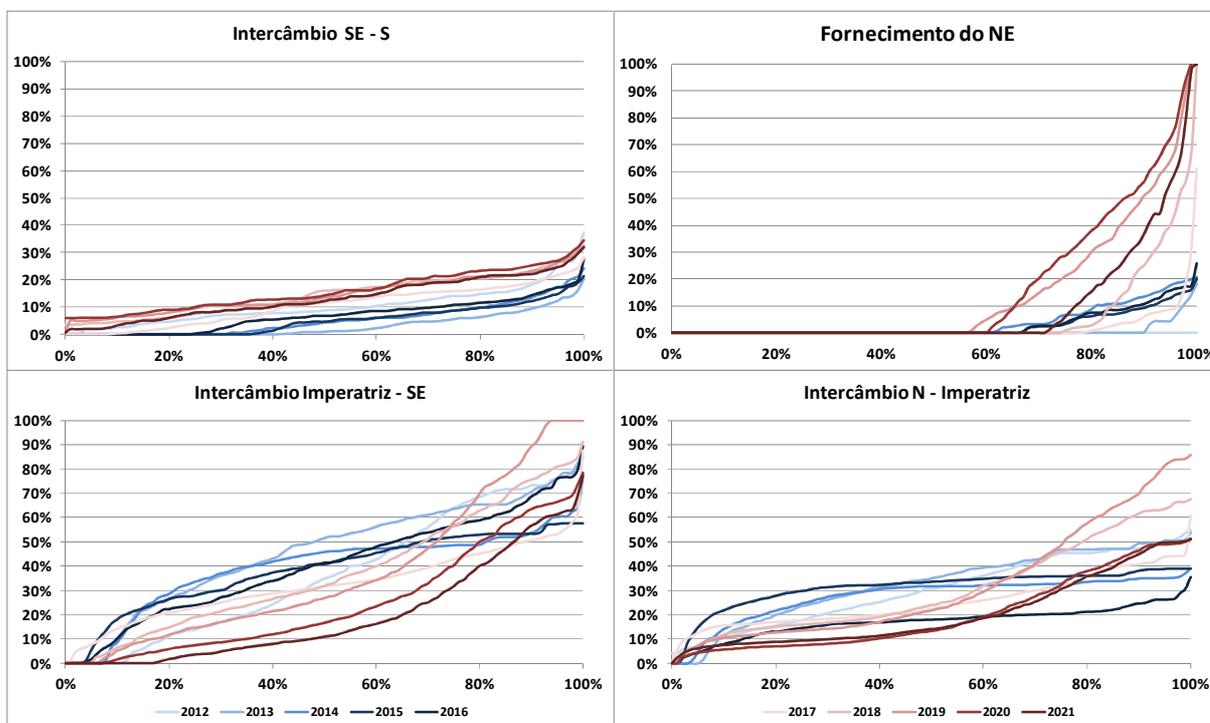


Gráfico 49 – Necessidade de Utilização das Interligações (% da Capacidade Máxima)

Conclui-se, desta forma, que a expansão eletroenergética do SIN indicada neste PDE 2021 está adequadamente dimensionada para o atendimento à demanda máxima de potência projetada, tendo

em vista as sobras existentes e as baixas probabilidades e profundidade dos déficits observadas no estudo.

Entretanto, é função do planejamento analisar, além da capacidade de suprimento, possíveis melhorias nas condições de atendimento. O Gráfico 50 apresenta os valores máximo, mínimo e esperado de geração térmica adicional para o atendimento à ponta. Esta estimativa é realizada pela comparação da geração térmica obtida por esta metodologia com o despacho definido pelo modelo Newave para o atendimento energético. Destaca-se que são esperados valores não nulos já no primeiro ano de análise, e que estes tendem a crescer ao longo do horizonte.

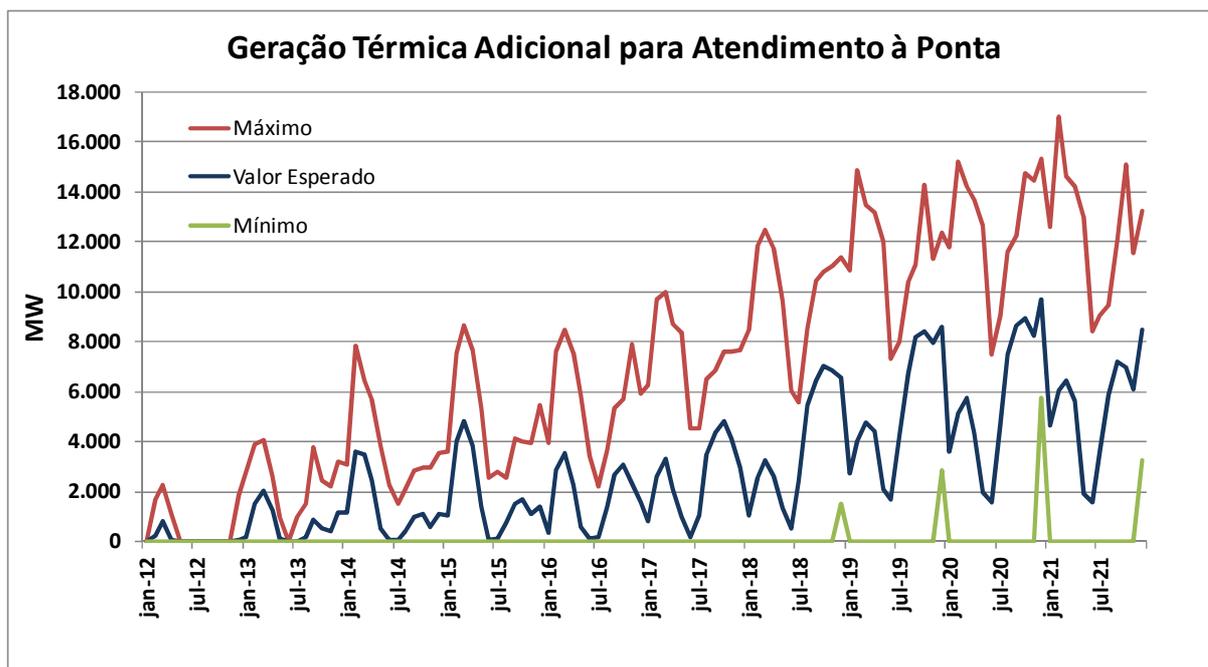


Gráfico 50 - Geração Térmica Adicional para Atendimento à Ponta – SIN (MW)

Do ponto de vista econômico, é necessária a avaliação de alternativas que reduzam o custo adicional de operação para atendimento à demanda máxima, comparando o benefício operativo com os custos destes novos investimentos. A Referência [29] apresenta uma metodologia para esta análise econômica, a qual vem sendo aperfeiçoada, e indica os parâmetros que devem ser definidos para sua realização. O custo evitado de geração térmica adicional neste período deve ser considerado como limite de investimento para viabilizar o suprimento da mesma capacidade por outra fonte. Ressalte-se, no entanto, que a utilização da geração termelétrica para atendimento à demanda máxima deve ser encarada como algo perfeitamente natural no sistema, enquanto o seu custo de operação se mostrar inferior ao custo de qualquer alternativa de expansão com esta finalidade. Destaca-se ainda que alternativas de expansão que envolvam sobremotorizações de usinas hidrelétricas em operação devem levar em conta não apenas seus custos de investimentos, como também restrições ambientais, que em alguns casos são muito caras ou até mesmo impeditivas da implementação da sobremotorização.

10. Estimativa de Investimentos

A expansão em geração, no período 2012 a 2021, requer investimentos da ordem de R\$ 213 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\$ 117 bilhões, sendo 57% em hidrelétricas e 42% no conjunto de outras fontes renováveis (PCH + biomassa + eólica).

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 FONTE	Usinas contratadas e autorizadas		Usinas planejadas		TOTAL	
	Bilhões R\$	%	Bilhões R\$	%	Bilhões R\$	%
HIDRO	40,9	43%	67,3	57%	108,2	51%
TERMELÉTRICA	21,6	23%	1,3	1%	22,9	11%
- Nuclear	6,2	7%	0,0	0%	6,2	3%
- Gás natural	3,0	3%	1,3	1%	4,3	2%
- Carvão	2,4	3%	0,0	0%	2,4	1%
- Óleo combustível/diesel	10,0	10%	0,0	0%	10,0	5%
PCH + BIOMASSA + EÓLICA	33,3	34%	48,8	42%	82,1	38%
TOTAL	95,8	100%	117,4	100%	213,2	100%

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

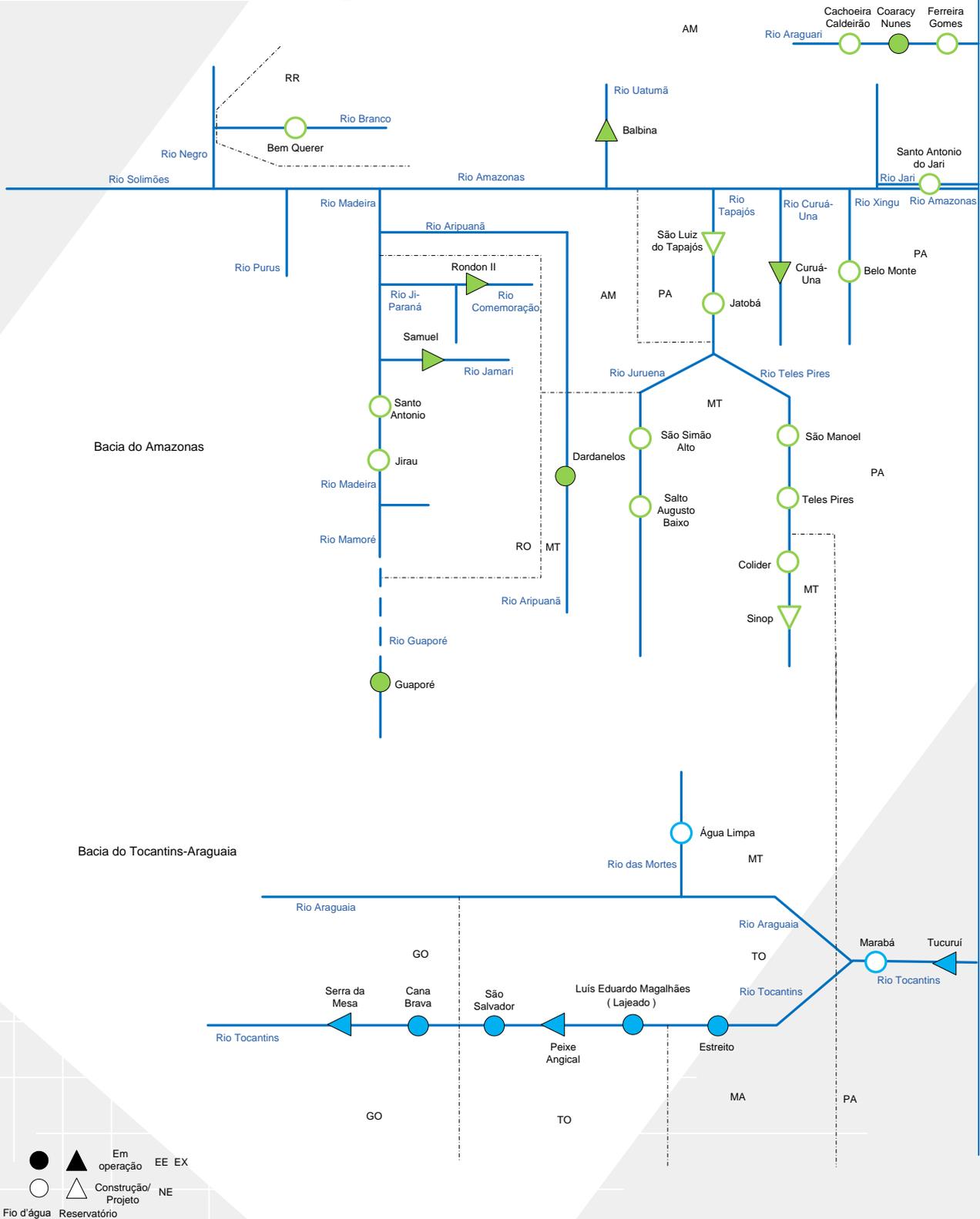


As 12 Regiões Hidrográficas Brasileiras

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



Fonte: ANA - Agência Nacional das Águas, 2005



O c e a n o A t l a n t i c o

Em operação EE EX
 Construção/Projeto NE
 Rio d'água Reservatório



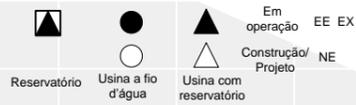
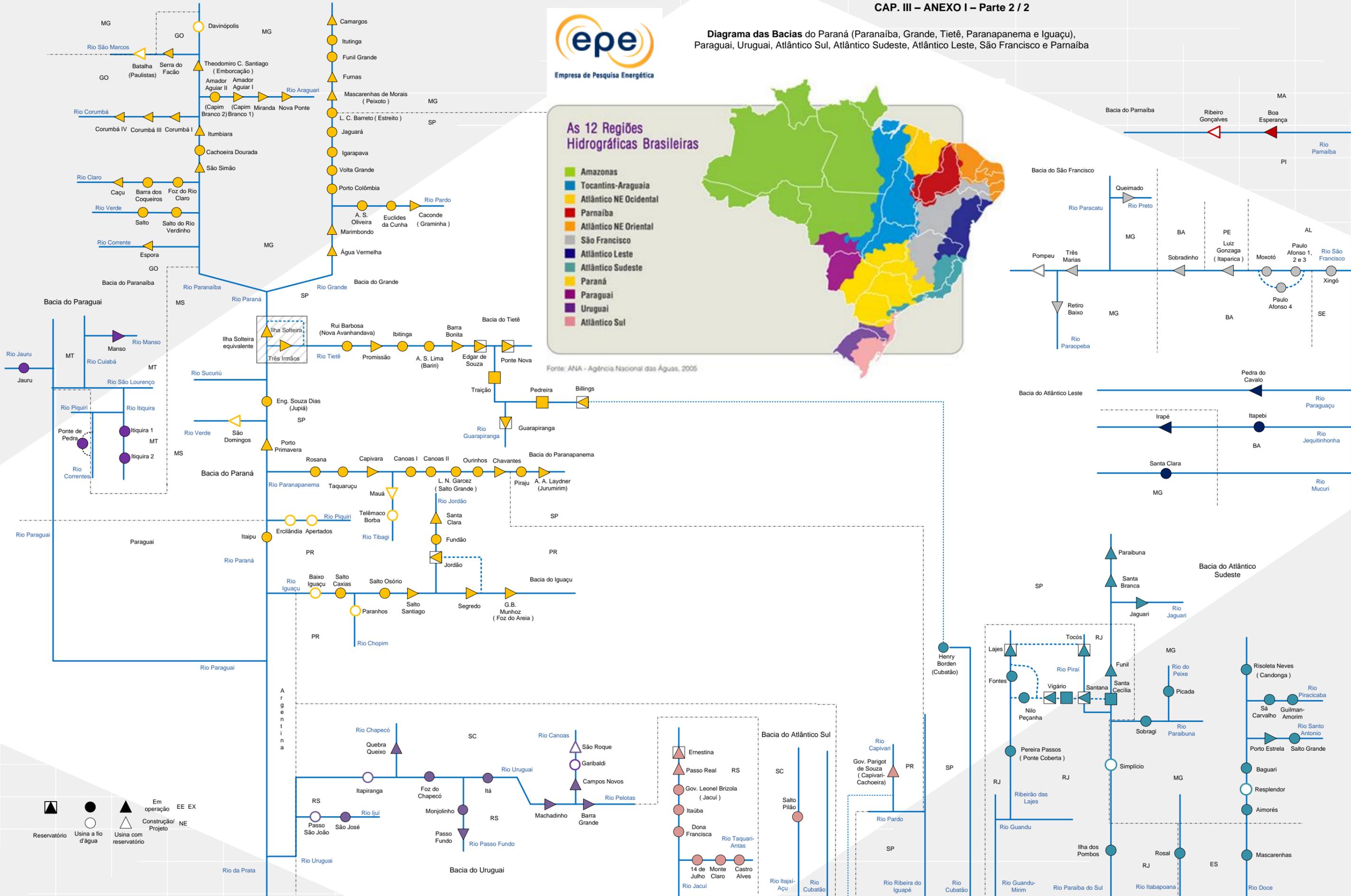
Diagrama das Bacias do Paraná (Paranaíba, Grande, Tietê, Paranapanema e Iguaçu), Paraguai, Uruguai, Atlântico Sul, Atlântico Sudeste, Atlântico Leste, São Francisco e Parnaíba

As 12 Regiões Hidrográficas Brasileiras

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

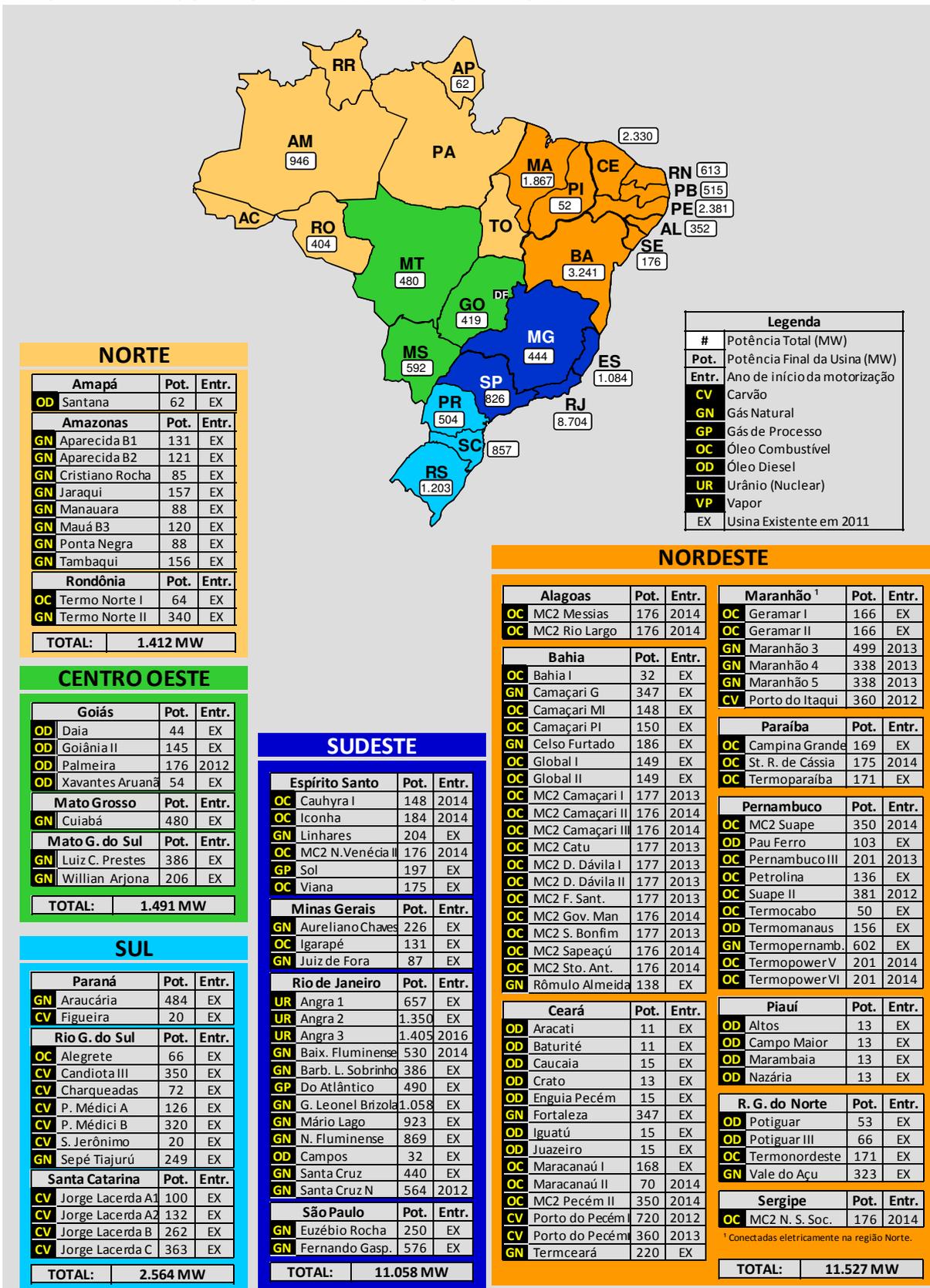


Fonte: ANA - Agência Nacional das Águas, 2005



Oceano Atlântico

CAP. III - ANEXO II
DIAGRAMA DE USINAS TERMELÉTRICAS EM 2021

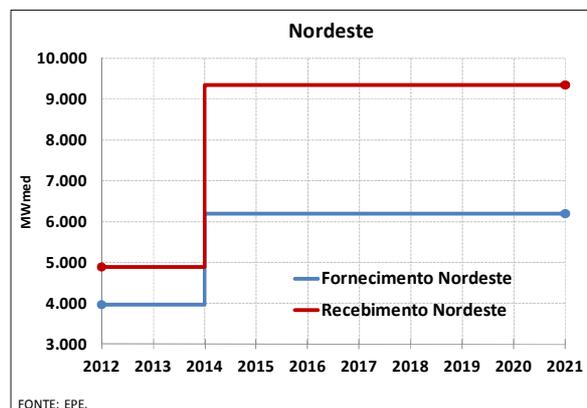
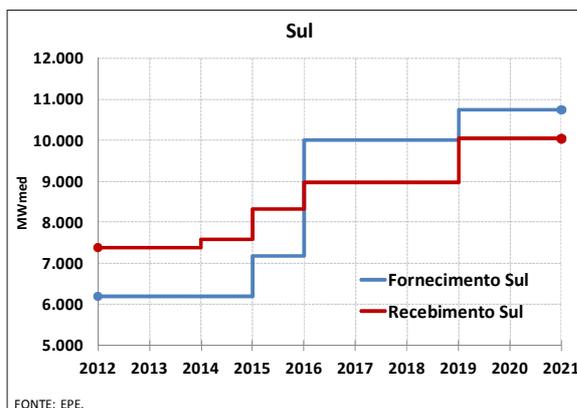
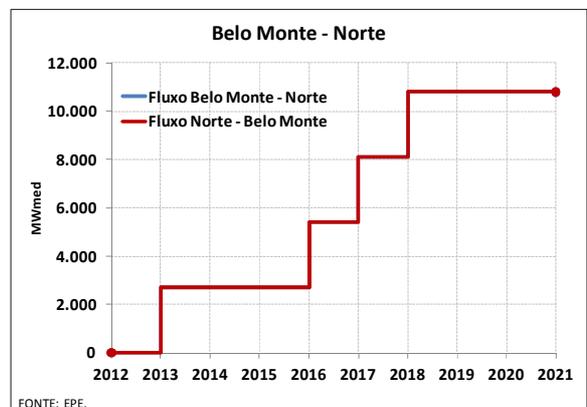
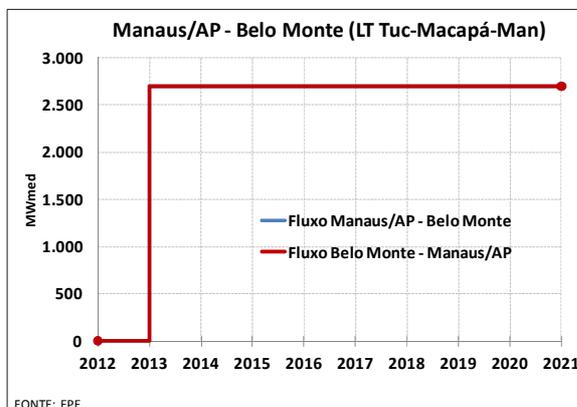
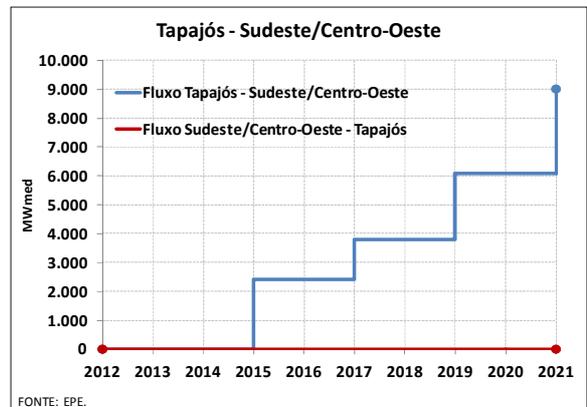
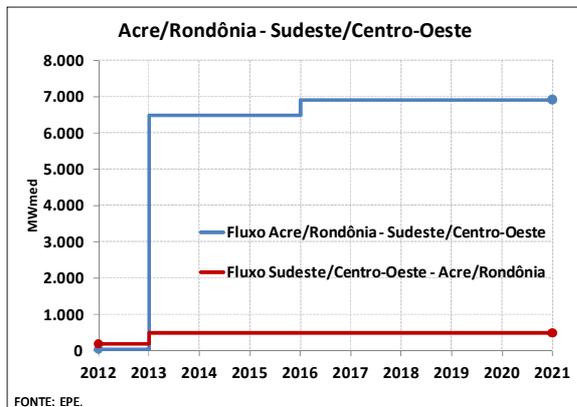
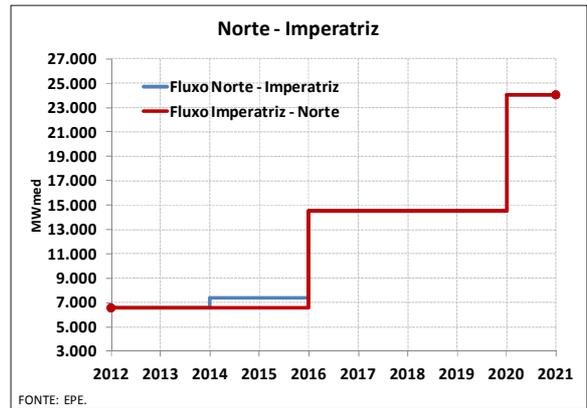
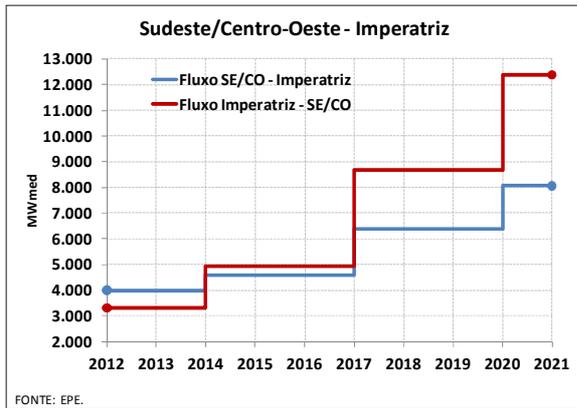


Fonte: Elaboração EPE

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
2012	966	3.466	631	3.086		6.300		6.800
2013	0	3.466	0	3.086		6.300		6.800
2014	98	3.564	0	3.086		6.300		6.800
2015	626	4.190	299	3.385		6.300		6.800
2016	888	5.078	1.692	5.077		6.300		6.800
2017	0	5.078	0	5.077		6.300		6.800
2018	0	5.078	0	5.077		6.300		6.800
2019	350	5.428	411	5.488		6.300		6.800
2020	0	5.428	0	5.488		6.300		6.800
2021	0	5.428	0	5.488		6.300		6.800
	ITAIPU - SE/CO		ITAIPU - SUL		SUL - IVAIPORÃ		IVAIPORÃ - SUL	
	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade
2012		5.500	1.889	1.889	89	2.883	-477	2.023
2013		5.500	0	1.889	0	2.883	0	2.023
2014		5.500	0	1.889	0	2.883	105	2.128
2015		5.500	-65	1.824	667	3.550	189	2.317
2016		5.500	-120	1.704	875	4.425	-130	2.187
2017		5.500	0	1.704	0	4.425	0	2.187
2018		5.500	0	1.704	0	4.425	0	2.187
2019		5.500	177	1.881	283	4.708	543	2.730
2020		5.500	0	1.881	0	4.708	0	2.730
2021		5.500	0	1.881	0	4.708	0	2.730
	SE/CO - IMPERATRIZ		IMPERATRIZ - SE/CO		NORDESTE - IMPERATRIZ		IMPERATRIZ - NORDESTE	
	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade
2012	0	4.000	0	3.319	846	3.361	694	3.894
2013	0	4.000	0	3.319	0	3.361	0	3.894
2014	598	4.598	1.604	4.923	619	3.980	4.056	7.950
2015	0	4.598	0	4.923	0	3.980	0	7.950
2016	0	4.598	0	4.923	0	3.980	0	7.950
2017	1.785	6.383	3.752	8.675	0	3.980	0	7.950
2018	0	6.383	0	8.675	0	3.980	0	7.950
2019	0	6.383	0	8.675	0	3.980	0	7.950
2020	1.675	8.058	3.700	12.375	0	3.980	0	7.950
2021	0	8.058	0	12.375	0	3.980	0	7.950
	SE/CO - NORDESTE		NORDESTE - SE/CO		NORTE - IMPERATRIZ		IMPERATRIZ - NORTE	
	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade
2012	0	1.000	0	600	0	6.556	0	6.556
2013	0	1.000	0	600	0	6.556	0	6.556
2014	400	1.400	1.611	2.211	800	7.356	1	6.557
2015	0	1.400	0	2.211	0	7.356	0	6.557
2016	0	1.400	0	2.211	7.191	14.547	7.990	14.547
2017	0	1.400	0	2.211	0	14.547	0	14.547
2018	0	1.400	0	2.211	0	14.547	0	14.547
2019	0	1.400	0	2.211	0	14.547	0	14.547
2020	0	1.400	0	2.211	9.520	24.067	9.520	24.067
2021	0	1.400	0	2.211	0	24.067	0	24.067
	AC/RO - SE/CO		SE/CO - AC/RO		BELO MONTE - MAN/AP		MAN/AP - BELO MONTE	
	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade
2012	0	35	0	180	0	0	0	0
2013	6.451	6.486	297	477	2.700	2.700	2.700	2.700
2014	0	6.486	0	477	0	2.700	0	2.700
2015	0	6.486	0	477	0	2.700	0	2.700
2016	433	6.919	0	477	0	2.700	0	2.700
2017	0	6.919	0	477	0	2.700	0	2.700
2018	0	6.919	0	477	0	2.700	0	2.700
2019	0	6.919	0	477	0	2.700	0	2.700
2020	0	6.919	0	477	0	2.700	0	2.700
2021	0	6.919	0	477	0	2.700	0	2.700
	BELO MONTE - N		N - BELO MONTE		TP - SE/CO		SUL - ITAIPU	
	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade
2012	0	0	0	0	0	0	224	224
2013	2.700	2.700	2.700	2.700	0	0	0	224
2014	0	2.700	0	2.700	0	0	0	224
2015	0	2.700	0	2.700	2.400	2.400	28	252
2016	2.700	5.400	2.700	5.400	0	2.400	260	512
2017	2.700	8.100	2.700	8.100	1.400	3.800	0	512
2018	2.700	10.800	2.700	10.800	0	3.800	0	512
2019	0	10.800	0	10.800	2.300	6.100	41	553
2020	0	10.800	0	10.800	0	6.100	0	553
2021	0	10.800	0	10.800	2.900	9.000	0	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
2012		4.200		4.200		4.200		4.200		4.200		4.200
2013	1.000	5.200		4.200		4.900		4.200		4.800		4.200
2014	4.150	9.350	2.631	6.831	4.450	9.350	2.631	6.831	4.550	9.350	2.631	6.831
2015		9.350		6.831		9.350		6.831		9.350		6.831
2016		9.350		6.831		9.350		6.831		9.350		6.831
2017		9.350		6.831		9.350		6.831		9.350		6.831
2018		9.350		6.831		9.350		6.831		9.350		6.831
2019		9.350		6.831		9.350		6.831		9.350		6.831
2020		9.350		6.831		9.350		6.831		9.350		6.831
2021		9.350		6.831		9.350		6.831		9.350		6.831

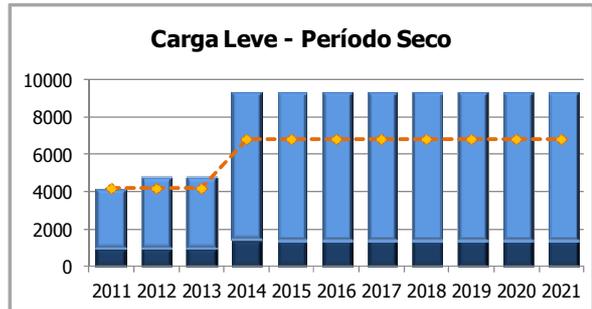
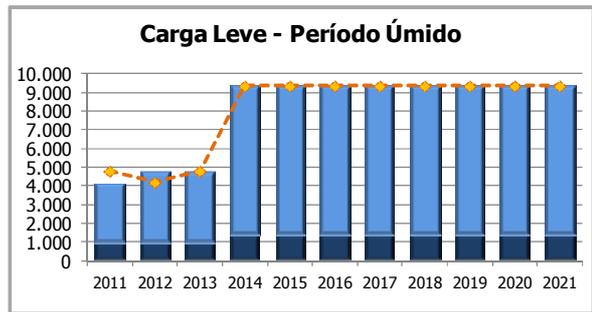
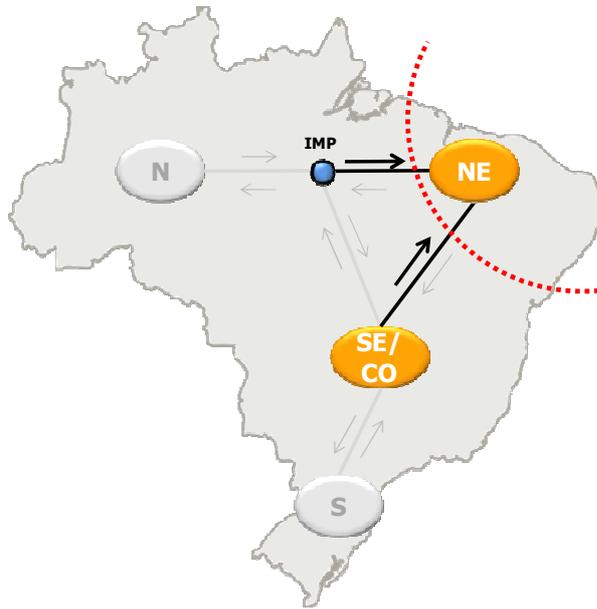
	Exportação NE					
	Carga Pesada		Carga Média		Carga Leve	
	Expansão	Total	Expansão	Total	Expansão	Total
2012		3.700		3.000		4.500
2013		3.700		3.000		4.500
2014	2.355	6.055	3.055	6.055	1.678	6.178
2015		6.055		6.055		6.178
2016		6.055		6.055		6.178
2017		6.055		6.055		6.178
2018		6.055		6.055		6.178
2019		6.055		6.055		6.178
2020		6.055		6.055		6.178
2021		6.055		6.055		6.178

	Exportação SE/CO - N/NE					
	Carga Pesada		Carga Média		Carga Leve	
	Expansão	Total	Expansão	Total	Expansão	Total
2012		4.200		4.200		4.200
2013		4.200		4.200		4.200
2014	1.188	5.388	1.188	5.388	1.188	5.388
2015		5.388		5.388		5.388
2016		5.388		5.388		5.388
2017	3.570	8.958	3.570	8.958	3.570	8.958
2018		8.958		8.958		8.958
2019		8.958		8.958		8.958
2020	3.460	12.418	3.460	12.418	3.460	12.418
2021		12.418		12.418		12.418

	Exportação N/NE - SE/CO					
	Carga Pesada		Carga Média		Carga Leve	
	Expansão	Total	Expansão	Total	Expansão	Total
2012		-		-		-
2013		-		-		-
2014	5.199	5.199	5.199	5.199	5.199	5.199
2015		5.199		5.199		5.199
2016		5.199		5.199		5.119
2017	3.516	8.715	3.330	8.529	3.750	8.869
2018		8.715		8.529		8.869
2019		8.715		8.529		8.869
2020	3.700	12.415	3.700	12.229	3.700	12.569
2021		12.415		12.229		12.569

FONTE: EPE.

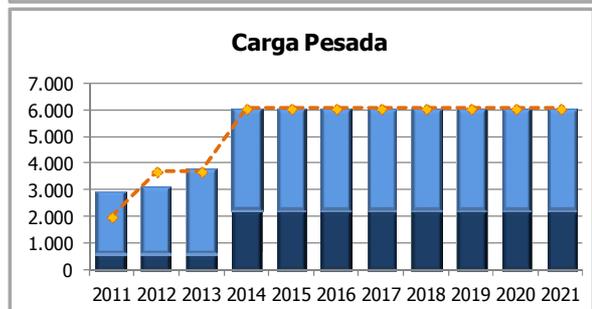
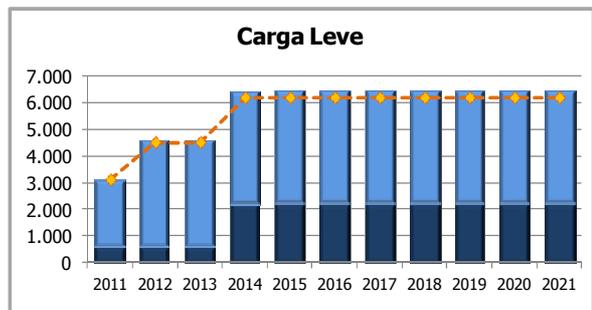
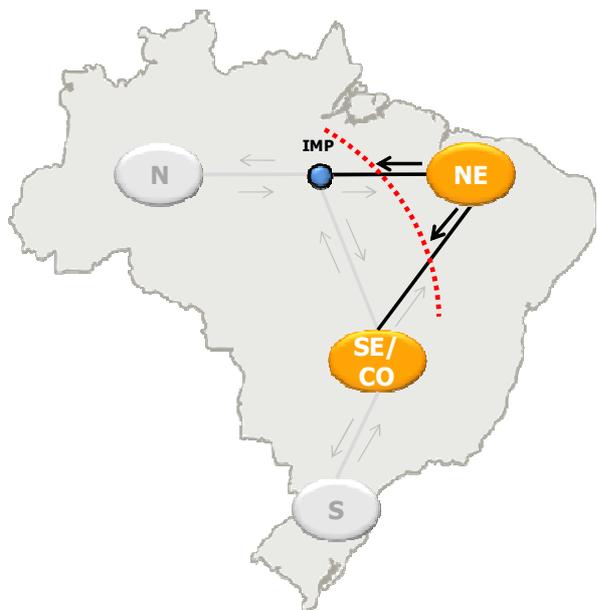
Recebimento Nordeste



FONTE: EPE.

SE-NE IMP-NE Limite do Agrupamento

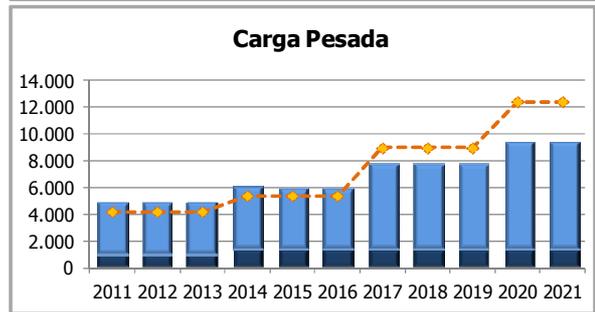
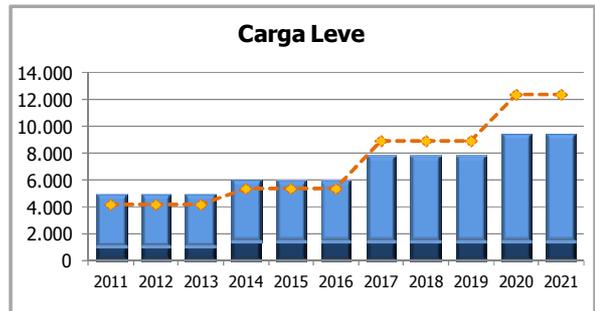
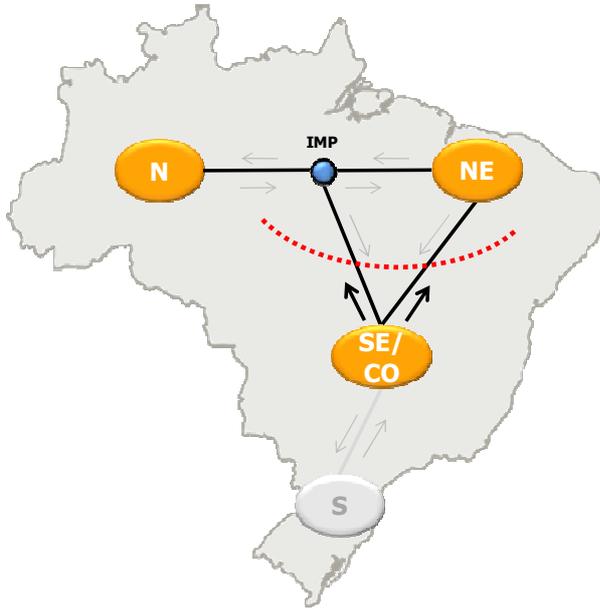
Exportação Nordeste



FONTE: EPE.

NE-SE NE-IMP Limite do Agrupamento

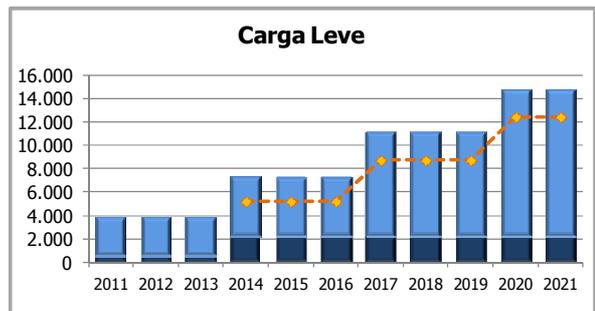
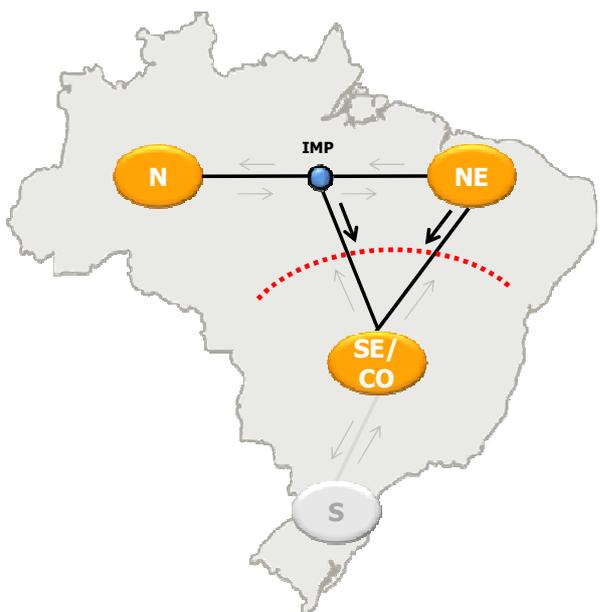
Exportação Sudeste/Centro-Oeste - Norte/Nordeste



FONTE: EPE.

SE-NE SE-IMP Limite do Agrupamento

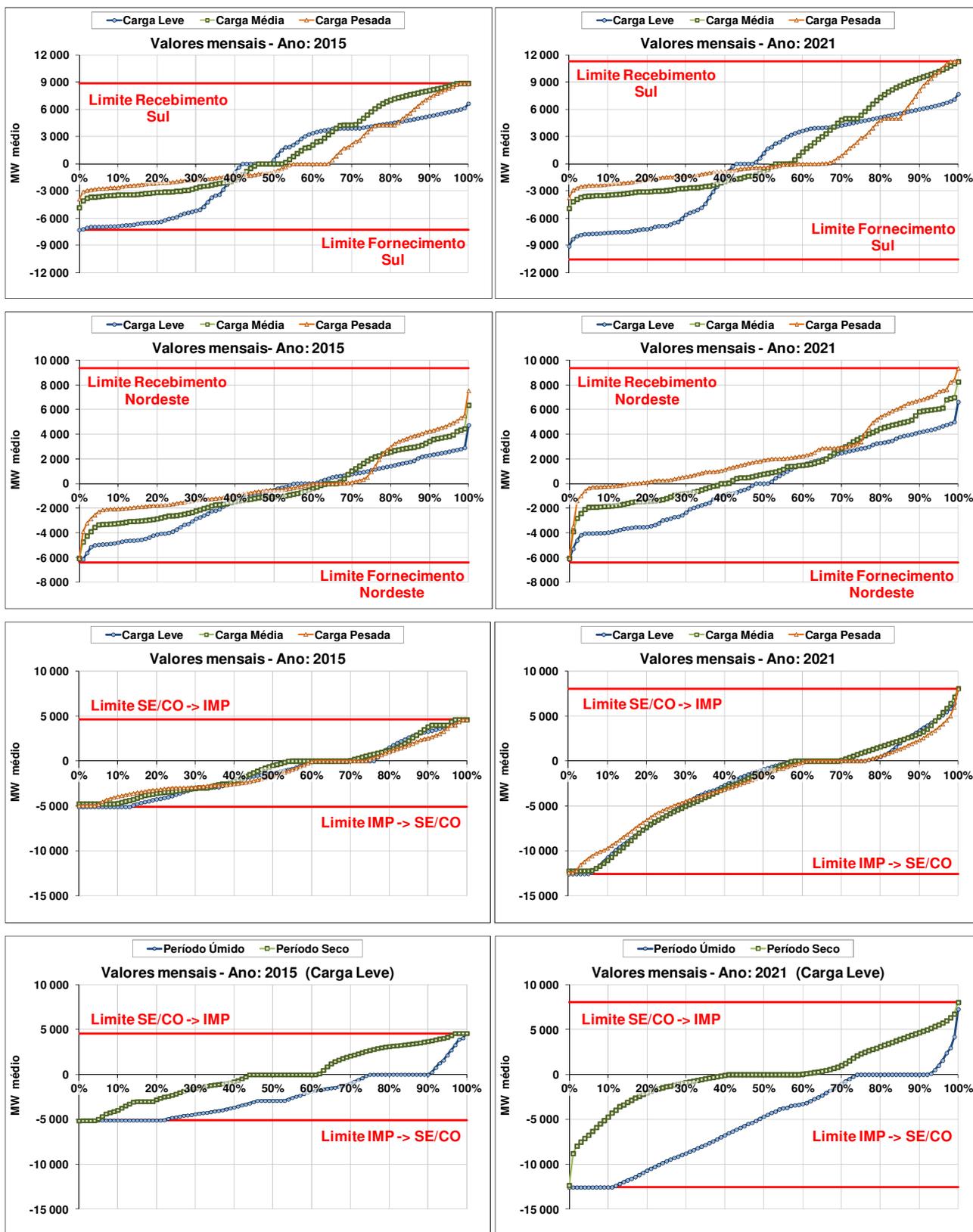
Exportação Norte/Nordeste - Sudeste/Centro-Oeste



FONTE: EPE.

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 no 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 Sistema Interligado Nacional (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 2012-2021. 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) de apoio à EPE, sob a coordenação desta empresa, contando com a colaboração das concessionárias de transmissão e de distribuição na sua área de atuação, conforme apresentado a seguir:

GRUPO DE ESTUDOS		EMPRESAS PARTICIPANTES
Sul	GET-SUL	ELETROBRAS ELETROSUL, CEEE-T, COPEL-T, CELESC, TGE, AES SUL, CEEE-D, COPEL-D, ENERSUL, ELETROBRAS e CPFL-G
Nordeste	GET-NE	ELETROBRAS CHESF, ELETROBRAS DISTRIBUIÇÃO PIAUÍ, COELCE, COSERN, ENERGISA-PB, ENERGISA-BO, CELPE, ELETROBRAS DISTRIBUIÇÃO ALAGOAS, ENERGISA-SE, COELBA, ELETROBRAS
Norte	GET-N	ELETROBRAS ELETRONORTE, CELPA, CEMAR, CELTINS, ELETROBRAS, ELETROBRAS AMAZONAS ENERGIA, CEA, ELETROBRAS DISTRIBUIÇÃO RORAIMA, CERR
São Paulo	GET-SP	AES-TIETÊ, BANDEIRANTE, CESP, CLFSC, CPFL PAULISTA, CPFL PIRATININGA, ISA CTEEP, DUKE-GP, ELEKTRO, ELETROPAULO, EMAE, REDE ENERGIA, ELETROBRAS e, quando necessário, demais concessionárias de distribuição do Estado de São Paulo.
Sudeste/ Centro-Oeste	GET-SE/CO	AMPLA, CDSA, CEB, CELG, CEMAT, CEMIG, CENF, CFLCL, ELETRONORTE, ESCELSA, ELETROBRAS FURNAS, LIGHT, ELETROBRAS, ELETROBRAS DISTRIBUIÇÃO RONDONIA.

Objetivo dos Estudos da Expansão da Transmissão

Os estudos do Plano Decenal visam estabelecer a expansão da Rede Básica de transmissão (instalações com tensão igual ou superior a 230 kV) 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.

Crítérios e Procedimentos dos Estudos

As análises desenvolvidas no planejamento da expansão do sistema de transmissão seguem os critérios de desempenho apresentado em [30], 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.

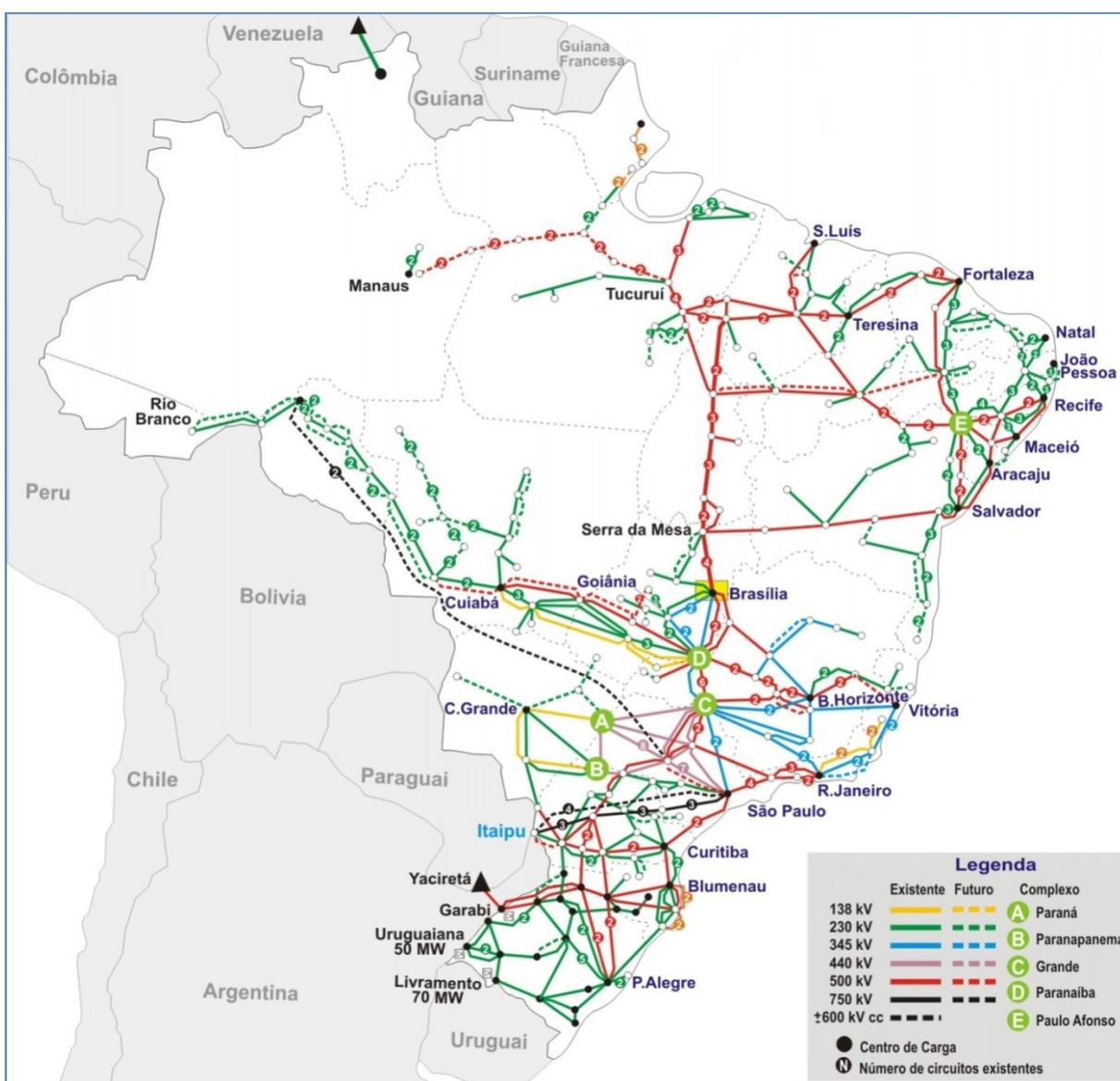
2. Topologia da Rede de Transmissão

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:

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

Além da Rede Básica, o sistema também compreende: i) as Demais Instalações de Transmissão (DIT) com tensões inferiores a 230 kV, de propriedade das empresas transmissoras; ii) a Rede de Distribuição, com tensões inferiores a 230 kV, de propriedade das empresas distribuidoras; e iii) as instalações de uso exclusivo dos geradores. A Figura 7 ilustra, de forma esquemática, a configuração do SIN referente ao ano de 2011 indicando também algumas instalações a serem implantadas no futuro próximo (2012/2013).



Fonte: ONS

Figura 7 – Diagrama do Sistema Interligado Nacional

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 [31] a [100] indicam o conjunto de estudos específicos realizados pelos GET e coordenados pela EPE nos anos de 2011 e 2012, os quais serviram de subsídio para o estabelecimento da configuração de referência do sistema interligado.

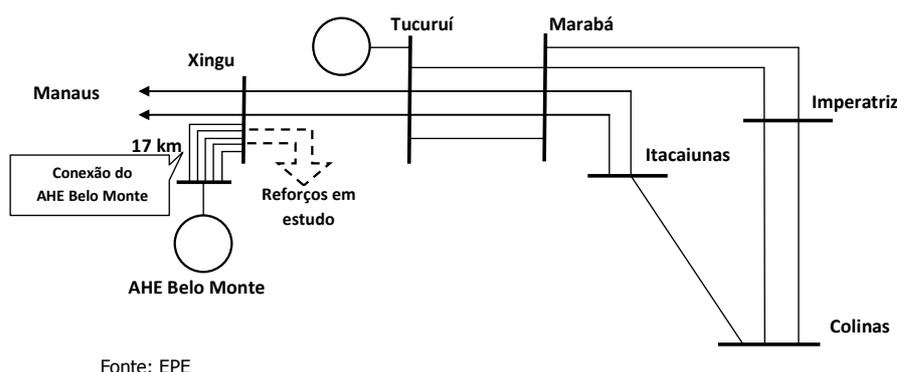
Além dessas expansões foram consideradas, principalmente para os anos finais do período decenal, obras referenciais de integração das usinas de grande porte e das consequentes ampliações das interligações. Cita-se, em particular, as instalações associadas ao AHE Belo Monte e às usinas do rio Tapajós, que estavam, quando da elaboração deste plano, em implantação e em estudos de viabilidade, respectivamente.

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 8 apresenta a conexão do AHE Belo Monte 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.



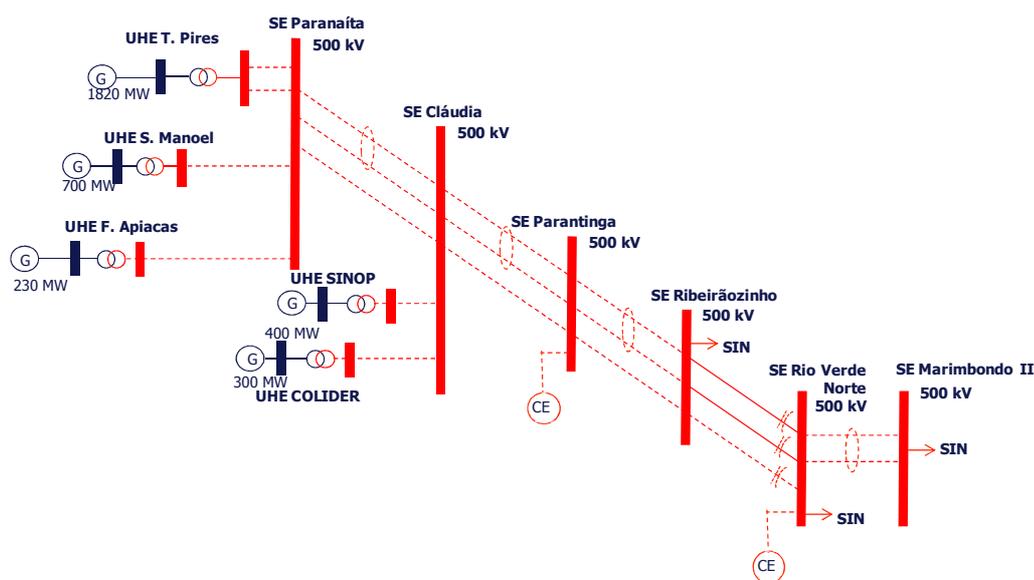
Fonte: EPE

Figura 8 – Conexão do AHE Belo Monte na SE Xingu⁶⁷

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.

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 Apicás 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 9.



Fonte: EPE

Figura 9 – Diagrama unifilar simplificado do sistema de transmissão para escoamento das usinas do Rio Teles Pires

⁶⁷ 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.

Destaque-se que este sistema será dotado de compensação série nas LT 500 kV Cláudia – Paranatinga – Ribeirãozinho. Também foi recomendada: 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 9.

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 2021 é referencial e consta do conjunto de alternativas cujos desempenhos estão 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, e 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 outras fontes renováveis viabilizando os benefícios ambientais, operacionais e socioeconômicos destes projetos.

A ANEEL, então, publicou a Resolução Normativa nº 320/2008, que estabeleceu os critérios para classificação das ICG e regulamentou a realização de Chamada Pública, com o aporte de garantias financeiras, com vistas a subsidiar o planejamento setorial ao apurar compromissos firmes dos empreendedores de geração interessados em participar de uma ICG.

Este incentivo foi também estendido a outras fontes renováveis tais como Pequenas Centrais Elétricas e Usinas Eólicas. Cabe notar, porém, que estas 3 fontes têm características distintas acarretando especificidades ao processo de implantação de cada uma delas

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:

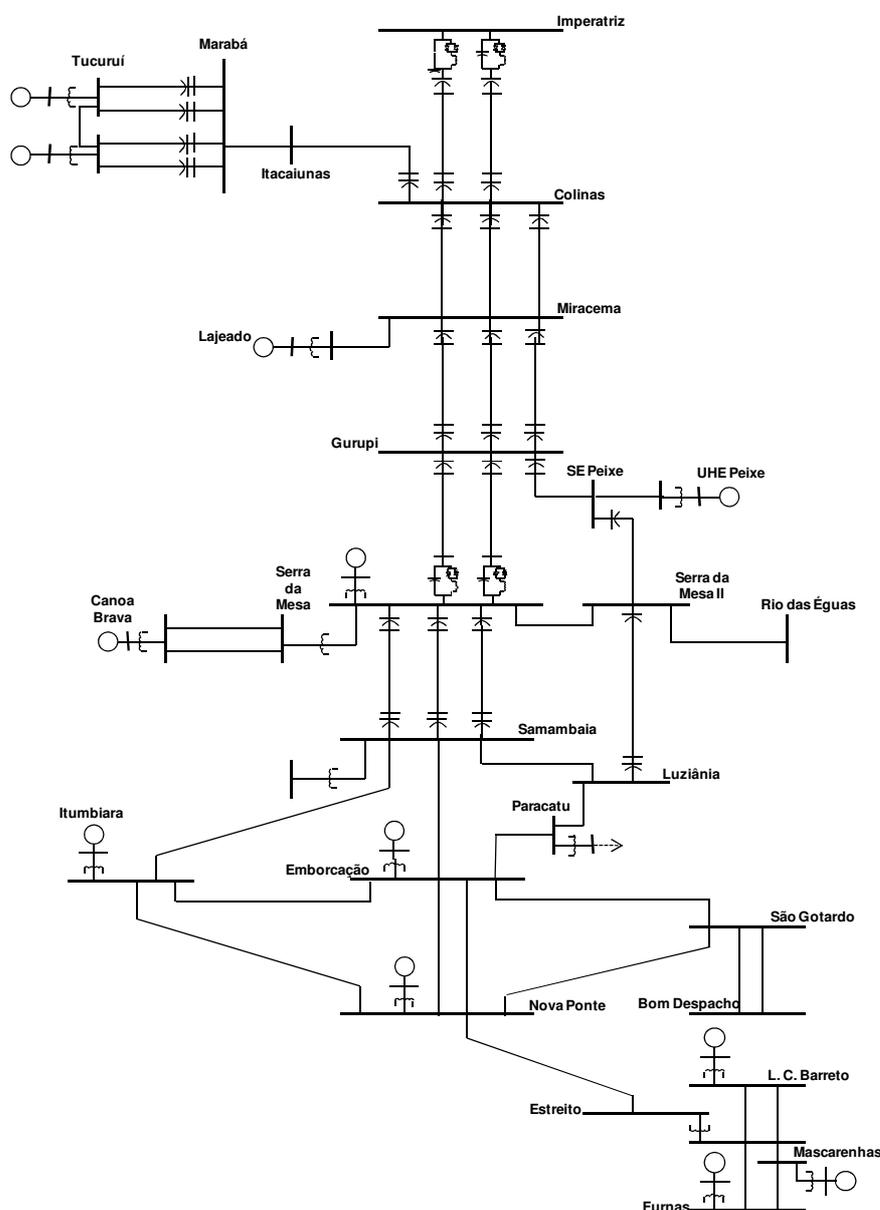
- Sul (S) – Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná;

- 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 10. Estão previstas expansões para esta interligação, além de reforços na região Sudeste.



Fonte: EPE

Figura 10 – Diagrama elétrico da interligação Norte-Sudeste/Centro Oeste com o terceiro circuito e reforços na Região Sudeste

Para 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 8, os resultados das análises realizadas, considerando inúmeras alternativas de expansão, incluindo alternativas em corrente alternada nas tensões de 765 kV e 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 2017 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 11 ilustra as ampliações acima mencionadas entre as regiões Sudeste e Norte considerados referencialmente neste ciclo de planejamento.

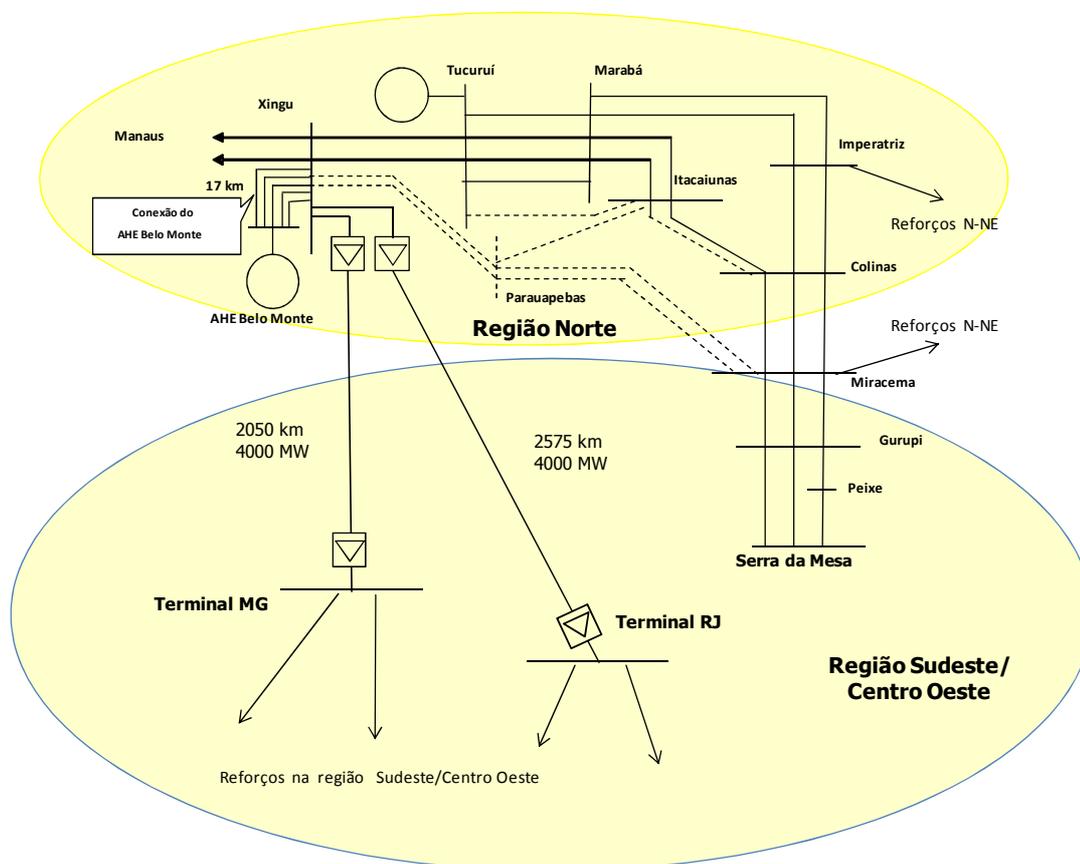
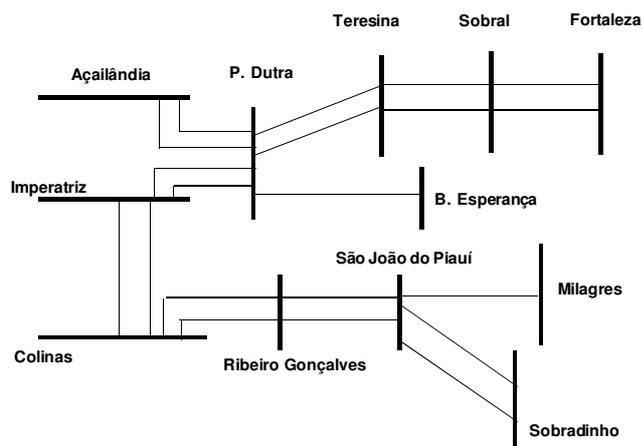


Figura 11 – Reforços na interligação Norte-Sudeste

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 12.



Fonte: EPE

Figura 12 – Diagrama esquemático da interligação Norte – Nordeste – 2010

A definição da expansão desta interligação, prevista para 2014, resultou do estudo específico consolidado nas referências [51] e [64]. Com vistas a atender à necessidade de aumento da capacidade de exportação da região Nordeste para a região Sudeste (conforme tratado no item 7 do Capítulo III – Geração de Energia Elétrica), esses estudos 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 13.

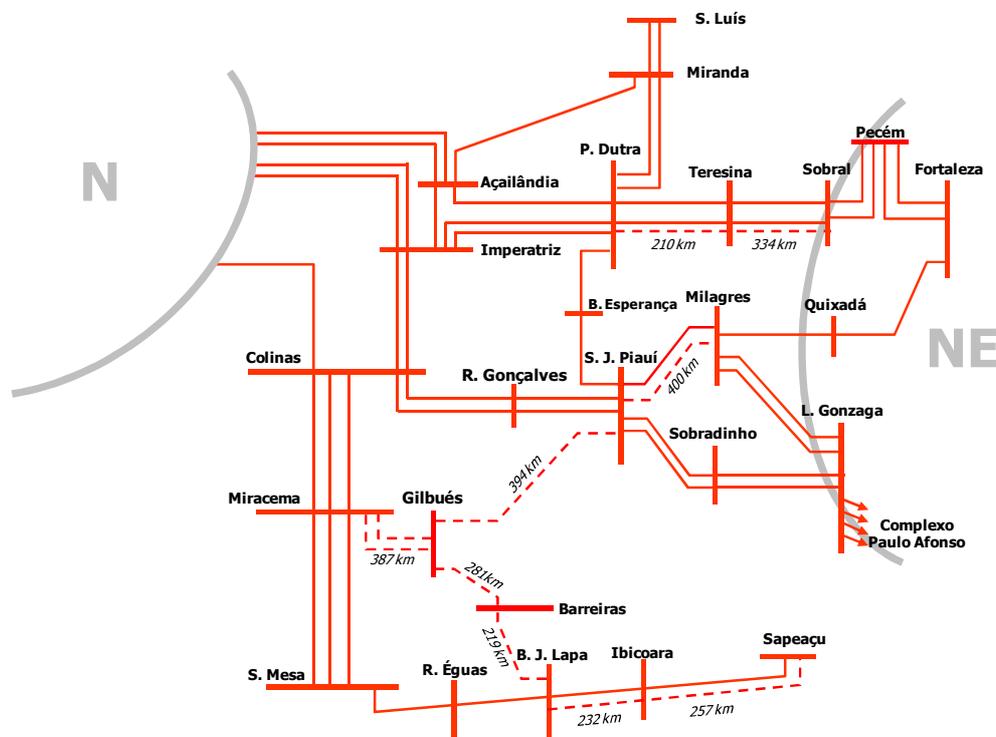
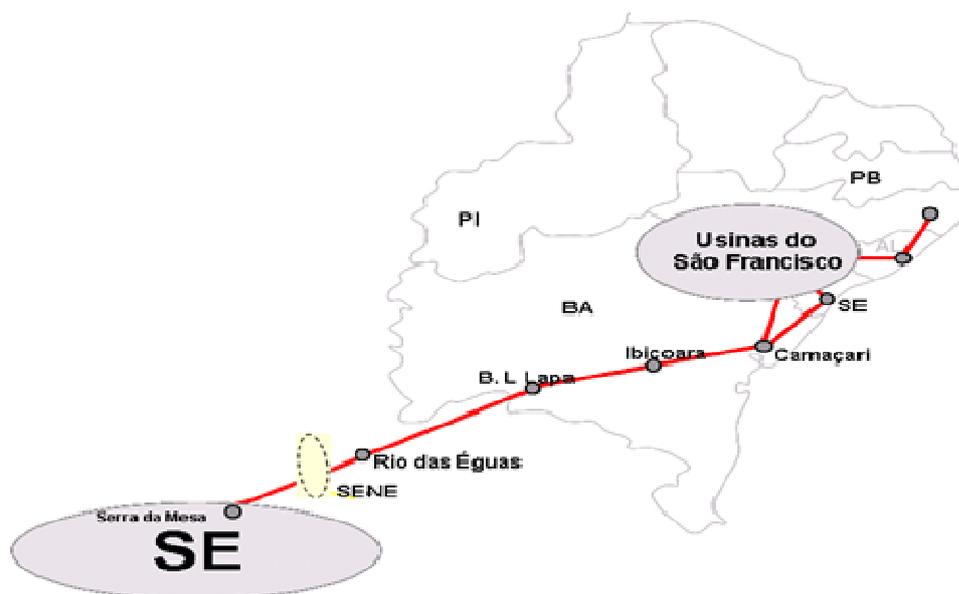


Figura 13 – Reforços indicados para aumentar a capacidade de exportação da região Nordeste para a região Sudeste

Interligação Sudeste/Centro Oeste-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 14.



Fonte: EPE

Figura 14 – Diagrama esquemático da interligação Sudeste/Centro Oeste – Nordeste

A definição da expansão desta interligação, apresentada no relatório [64], contempla o elo em 500 kV Barreiras – Rio das Éguas – Luziânia – Pirapora, conforme apresentada na Figura 15.

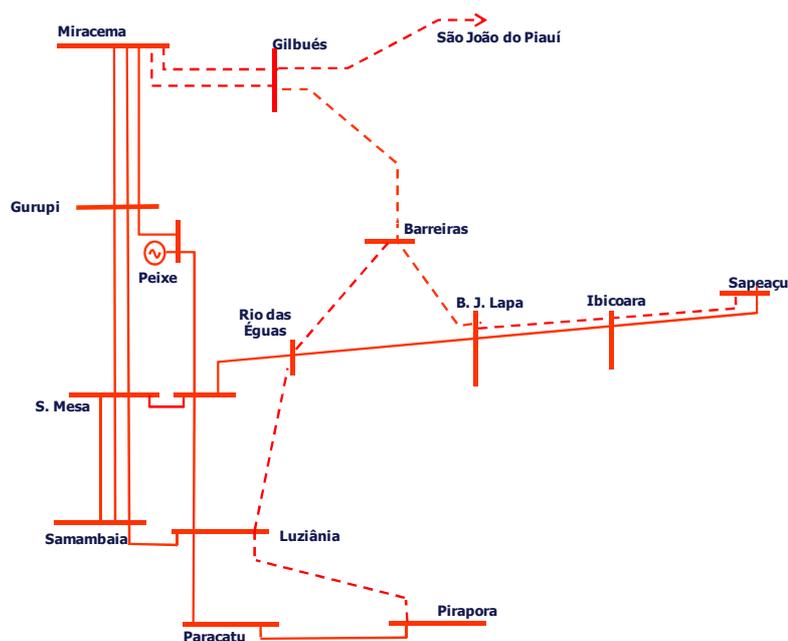


Figura 15 – Diagrama unifilar simplificado da expansão da interligação Sudeste/Centro Oeste – Nordeste

Interligação Sul-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 nesta análise 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 Assis – Londrina C2, 120 km e LT Itatiba – Bateias C1, 390 km, perfazendo 510 km de extensão (Figura 16). Este sistema de transmissão permitirá o atendimento às necessidades energéticas entre as regiões tendo em vista os limites contemplados nesses estudos.

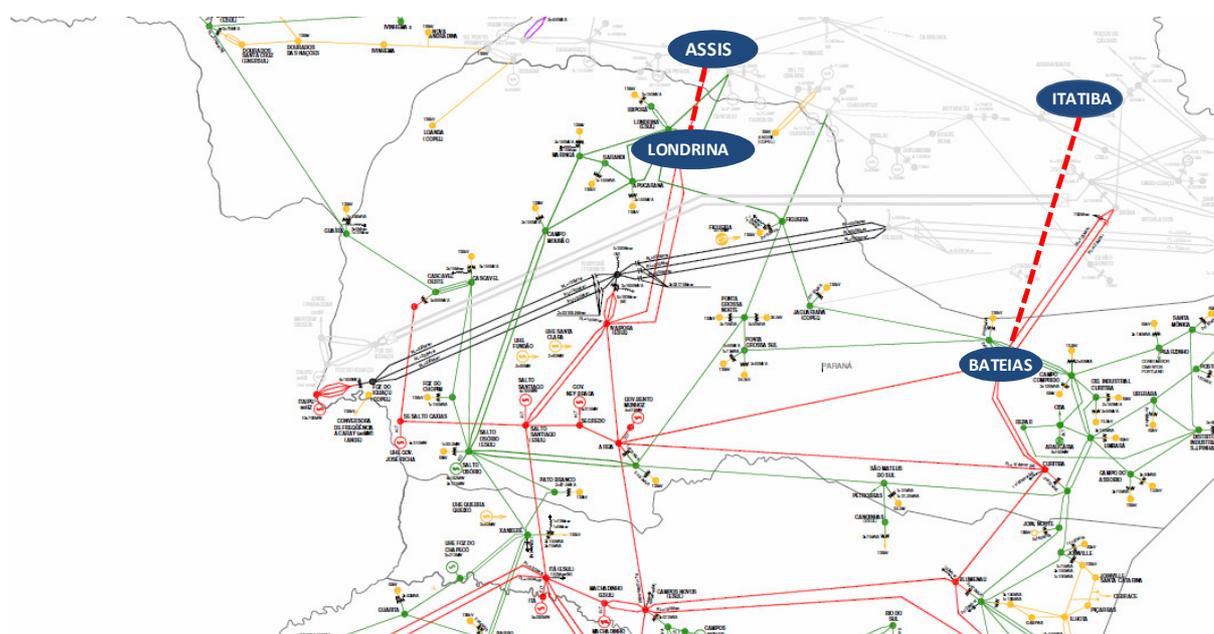
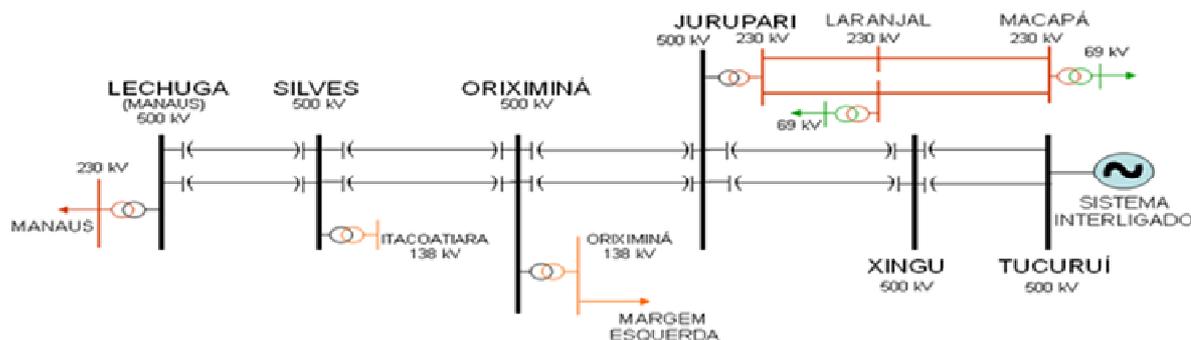


Figura 16 – Diagrama esquemático da expansão da interligação Sul - Sudeste/Centro Oeste

2.4 Interligações dos sistemas isolados ao SIN

Interligação Tucuruí – Macapá - Manaus

A interligação Tucuruí-Macapá-Manaus foi licitada em junho de 2008 e foi 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 17.



Fonte: EPE

Figura 17 – Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus – Unifilar

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 18), 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.

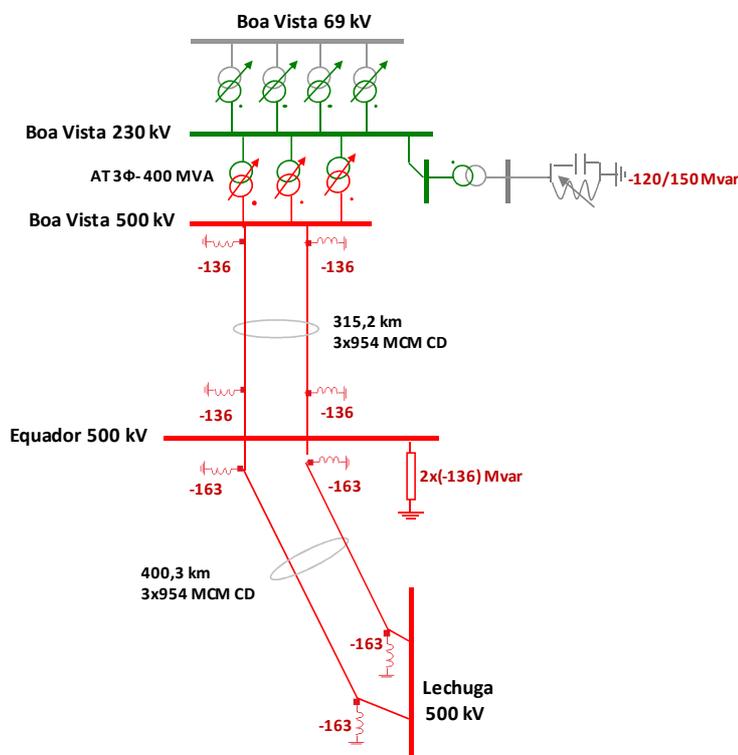


Figura 18 – Interligação Boa Vista - Manaus – Unifilar

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

A segunda conversora, Garabi (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, provavelmente, 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. Atualmente, está em fase de estudos no âmbito do MME a integração plena do mercado uruguaio ao brasileiro, o que acarretará em ampliação dos estudos realizados anteriormente.

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, Curitiba e Belo Horizonte, apresentadas na Tabela 50, totalizando um investimento da ordem de R\$ 180 milhões.

Tabela 50 – Empreendimento 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 obras de reconstrução do eixo em 138 kV entre ZIN e torre 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
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.
Belo Horizonte	LT 500 kV Itabirito 2 – Vespasiano 2, 90km.

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 do programa de geração deste Plano.

3.1 Região Norte

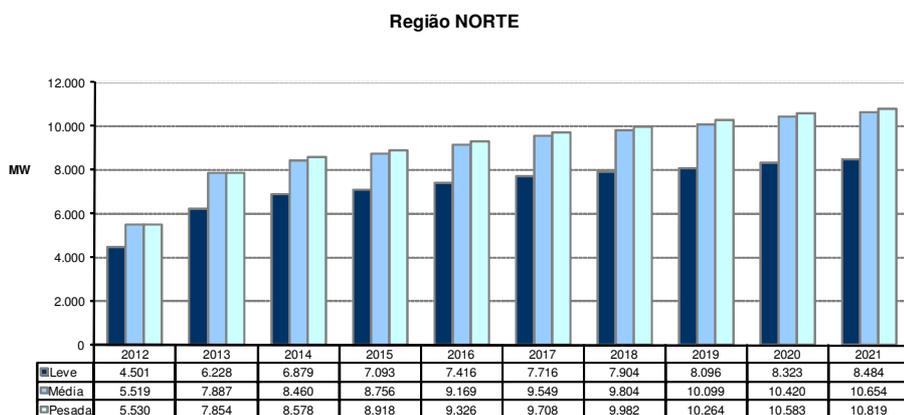
O sistema interligado de transmissão da região Norte atende aos estados do Pará, Maranhão e Tocantins e às cargas industriais eletro-intensivas no estado do Pará - Belém e região de Carajás - e no Maranhão, em São Luís. Esse sistema é suprido quase que integralmente pela energia gerada na UHE Tucuruí 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 7.000 km em 500 kV e 2.000 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.

Geração Regional

O sistema interligado da região Norte, em dezembro de 2012, contava com uma capacidade instalada de cerca de 10.100 MW, sendo 92,5% de geração hidráulica e 7,5% de térmicas. A maior parte dos aproveitamentos hidráulicos está localizada no estado do Pará. Considerando-se também os sistemas isolados, a capacidade instalada é da ordem de 13.000 MW, sendo 9.700 MW hidráulicas (75%) e 3.300 MW térmicas (25%).

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 interligada ao SIN. O Gráfico 51 mostra a evolução da carga da região Norte, que no final do decênio corresponderá a cerca de 9% da carga do Brasil.



Fonte: EPE

Gráfico 51 – Evolução da carga da região Norte

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,

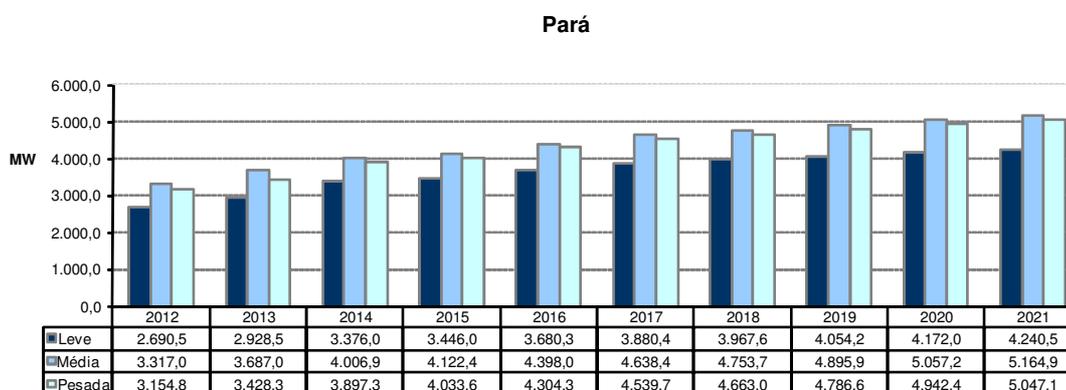
que são alimentadas por linhas de transmissão provenientes da UHE Tucuruí e da SE Itacaiúnas.

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, evolução da carga do estado do Pará prevista para o ciclo de 2012-2021, referente aos três patamares (pesada, média e leve) é apresentada no Gráfico 52. Pode-se observar que crescimento médio anual da carga pesada é da ordem de 5,4%.



Fonte: EPE

Gráfico 52 – Evolução da carga do Estado do Pará

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, onde 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 Utinga – Castanhal, C2, 230 kV, 64 km	2015(1)
LT Tucuruí – Vila do Conde, C4, 500 kV, 330 km	2015(1)
LT Itacaiúnas - Colinas, C2, 500 kV, 304 km	2016
LT Tucuruí 2 – Itacaiúnas, CS	2016

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT Itacaiúnas - Integradora, CD, 500 kV, 165 km	2016(1)
LT Xingu – Parauapebas, C1 e C2, 500 kV, 410 km	2016
LT Parauapebas – Itacaiúnas, CS, 500 kV, 100 km	2016
LT Parauapebas – Miracema, C1 e C2, 500 kV, 400 km	2016
LT Xingu – Estreito, bipolo 1, +/- 800 kV, CC, 2050 km	2017
LT Vila do Conde – Guamá, CD3 e CD4, 230 kV, 49 km	2018(1)
LT Xingu – Terminal RJ, bipolo 2, +/- 800 kV, CC, 2575 km	2019

(1) Data de necessidade sendo reavaliada em estudo atualmente em desenvolvimento, com coordenação da EPE;
Fonte: EPE

Cabem as seguintes observações quanto às obras acima listadas:

- As LT Itacaiúnas – Carajás, C3, 230 kV, LT Integradora – Xinguara CS, 230 kV e LT Itacaiúnas – Integradora, 500 kV, circuito duplo, fazem parte da solução estrutural para o atendimento ao crescimento do consumo previsto para a região sudeste do Pará, suprida a partir da SE Marabá. Tais instalações estão sendo reavaliadas pela EPE, devido à mudança na previsão do crescimento da carga dessa região.
- 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 Utinga – Castanhal C2 e LT 500 kV Tucuruí – Vila do Conde C4, previstas para 2015, e a segunda linha de transmissão em circuito duplo, 230 kV Vila do Conde – Guamá, prevista para 2018, estão sendo reavaliadas por conta do crescimento do mercado da região.
- 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 LTs +/- 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, conforme os estudos apresentados em [51] e [64].

Tabela 52 – Subestações previstas – Rede Básica – Pará

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA	
SE Castanhal 230 kV (Seccionadora)	CS – 230 kV 150 Mvar 2º AT – 500/230-13,8 kV – 3 x 150 MVA	2012
SE Tucuruí 500 kV	RL – 500 kV – (9+1)x55 Mvar	2014
SE Itacaiúnas 500 kV	3º AT – 500/230-13,8 – 3 x 150 MVA	2015 (1)
	CS – 500 kV – TUC-XNG – 2x 787,0 MVar	2012
SE Xingu 500 kV	CS – 500 kV –XNG - JUR – 2x 355,00MVar	2013
	RL – 500 kV – 13x45,33 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

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
	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
	BC – 100 Mvar – manobrável pelo CE	2013
SE Oriximiná 500 kV	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 Santa Maria 230 kV	BC – 2 x 55 Mvar	2013
SE Xinguara 230 kV	BC – 230 kV - 30 Mvar	2014
	BC – 230 kV – 30 Mvar	2015
SE Vila do Conde 500 kV	5º AT – 500/230-13,8 kV – 3 x 250 MVA	2015(1)
	6º AT – 500/230-13,8 kV – 3 x 250 MVA	2016(1)
SE Vila do Conde 230 kV	BC – 230 kV – 2 x 110 Mvar	2016(1)
SE Integradora 500 kV	1º e 2º AT 500/230 kV - 3x200 MVA	2016
	3º AT 500/230 kV - 3x200 MVA	2018
SE Parauapebas 500 kV	Seccionadora	2016
SE Vila do Conde 230 kV	BC – 230 kV – 2 x 110 Mvar	2018(1)

(1) Data de necessidade sendo reavaliada em estudo atualmente em desenvolvimento, com coordenação da EPE ;

Fonte: EPE

Tabela 53 – Subestações previstas – Rede Básica de Fronteira – Pará

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE Carajás 230/138 kV	1º e 2º TR 230/138 kV - 100 MVA	2012
SE Oriximiná 500 kV	AT 500/138/13,8 kV- 4x50 MVA	2013
SE Santa Maria 230/138/13,8 kV	3º TR –100 MVA	2013
SE Vila do Conde 230 kV	1º TR 230-69-13,8 – 150 MVA (substituindo um TR 33 MVA)	2013(1)
	2º TR 230-69-13,8 – 150 MVA (substituindo TR 33 MVA)	2013(1)
SE Xinguara 230/138 kV	1º AT 230/138 – 13,8 kV – 150 MVA	2013
SE Marabá 230 kV	3º TR 230-69-13,8 – 33 MVA	2012
SE Castanhal 230 kV	1º e 2º TR 230/69 - 100 MVA	2013(1)
SE Miramar 230 kV	1º, 2º e 3º TR 230-69-13,8 - 150 MVA	2013
SE Tucuruí 230 kV	1º e 2º AT 230/138 kV – 2 x 100 MVA	2014
	1º AT 230/69 kV – 1 x 100 MVA	2014
SE Itacaiúnas 230 kV	1º e 2º AT 230/138-13,8 kV – 225 MVA	2015
SE Guamá 230 kV	4º TR 230-69-13,8 kV – 150 MVA	2017(1)
SE Utinga	4º TR 230-69-13,8 kV – 150 MVA	2018(1)
SE Miramar	3º TR 230-69-13,8 kV – 150 MVA	2019(1)

1) Data de necessidade sendo reavaliada em estudo atualmente em desenvolvimento, com coordenação da EPE.

Fonte: EPE

3.1.2 Estado do Maranhão

Sistema Elétrico

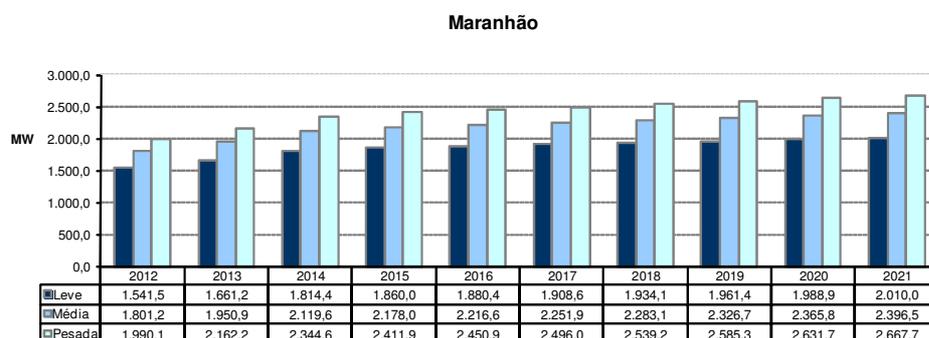
O atendimento ao estado do Maranhão é feito por instalações da Rede Básica nas tensões de 500 kV e 230 kV, sendo os principais pontos de suprimento a SE Presidente Dutra 500 kV, SE Miranda II 500 kV e a SE São Luís II 500 kV, atendidas por linhas de transmissão provenientes da SE Imperatriz 500 kV e 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. O sistema de distribuição do estado é de responsabilidade da CEMAR.

Geração local

O total de empreendimentos de geração atualmente em operação no estado do Maranhão é 553 MW, incluindo usinas térmicas e hidráulicas.

Carga local

A carga do estado do Maranhão prevista para o período 2012-2021, para os três patamares (pesada, média e leve) é apresentada no Gráfico 53. Observa-se que a taxa média de crescimento anual da carga pesada é de cerca de 3,3%.



Fonte: EPE

Gráfico 53 – Evolução da carga do Estado do Maranhão

Programa de Obras

As principais obras de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira para o ciclo 2012-2021 estão sumarizadas nas tabelas que se seguem.

Tabela 54 – Linhas de transmissão previstas – Maranhão - Rede Básica

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT Miranda II – Encruzo Novo, C1, 230 kV, 240 km	2012
LT São Luís II – São Luiz III, C2, 230 kV, 36 km	2013
LT Açailândia – Miranda II, C1, 500 kV, 386 km	2013

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT Presidente Dutra – Teresina, C3, 500 kV, 210 km	2014
LT Ribeiro Gonçalves – Balsas, 230 kV C2, 90 km	2016
LT Imperatriz – Porto Franco 230 kV, C2, 110 km	2016

Fonte: EPE

Tabela 55 – Subestações previstas – Maranhão - Rede Básica

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA	
SE Imperatriz 500/230/69/13,8 kV	2º AT – 500/230/13,8 kV – (3x150) MVA	2012
SE São Luís II 500/230/13,8 kV	2º CE – 230 kV – (-100 /+150) Mvar	2012
	4º AT – 500/230/13,8 kV – (3x200) MVA	2016
SE Miranda II 500/230 kV	2º AT – 450 MVA	2013

Fonte: EPE

Tabela 56 – Subestações – Maranhão - Rede Básica de Fronteira

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA	
SE Presidente Dutra 230/69/13,8 kV	3º TR - 230/69 KV - 50 MVA	2012
SE Peritoró 230/69/13,8 kV	3º TR - 230/69 KV - 100 MVA	2012
SE São Luís III 230/69 kV	2º TR 230/69 kV – 150 MVA	2013
SE Balsas 230/69 kV	2º TR – 230/69 KV - 100 MVA	2016
	3º TR – 230/69 KV - 100 MVA	2019
SE Ribeiro Gonçalves 230/69 kV	2º TR – 230/69 KV - 50 MVA	2016
SE Encruzo Novo 230/69 kV	1º TR 230/69 kV – 100 MVA	2012
	RL – 230 kV – 5 Mvar	2012
SE RPREI 230/69 kV	1º e 2º TRs 230/69 kV – 2 x 50 MVA	2014
SE Chapadinha 230/69 kV (nova)	2 TRs – 230/69 kV – 2 x 100 MVA	2015
SE Porto Franco 230/138/13,8 kV	3º AT – 230/138 KV - 100 MVA	2018

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 RPREI 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 RPREI 230/69, que seccionará a LT Miranda – São Luís II 230 kV, a 40 km da SE São Luís II.

Está prevista neste Plano Decenal a entrada em operação de um novo ponto de suprimento em 230 kV na região de Chapadinha, em 2015, para o atendimento às cargas da região nordeste do Maranhão.

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

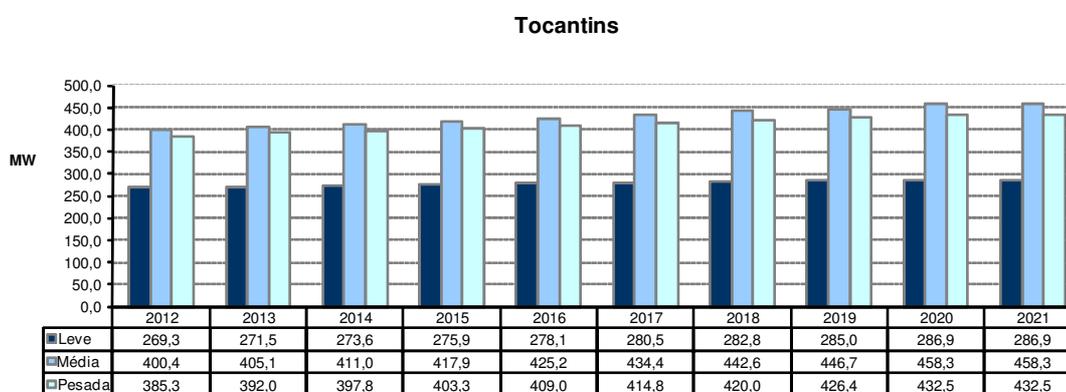
subtransmissão o suprimento é feito a partir das SE Porto Franco e SE Imperatriz, ambas no estado do Maranhão. O sistema de distribuição do estado é de responsabilidade de CELTINS.

Geração local

O total de empreendimentos de geração atualmente em operação no estado do Tocantins é da ordem de 1.500 MW, com 100% de geração hidráulica.

Carga local

A evolução da carga para estado do Tocantins prevista para o período de 2012 – 2021, para os três patamares (pesada, média e leve), é apresentada no Gráfico 54. Observa-se que o crescimento médio anual da carga pesada é da ordem de 1,3%.



Fonte: EPE

Gráfico 54 – Evolução da carga do Estado do Tocantins

Programa de Obras

As obras mais importantes de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira para o decênio 2012-2021 estão sumarizadas na Tabela 57 e na Tabela 58.

Tabela 57 – Linhas de Transmissão previstas – Rede Básica – Tocantins

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT Miracema – Gilbués, 500 kV, CD, 300 km	2014

Tabela 58 – Subestações previstas – Rede Básica – Tocantins

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
SE Miracema 500/138 kV	2013
2º AT 500/138 kV – 3 x 60 MVA	2013
3º AT 500/138 kV – 3 x 60 MVA	2017

3.1.4 Estado do Amazonas

Sistema Elétrico

O sistema elétrico da região opera isolado do SIN (Sistema Interligado Nacional), 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.

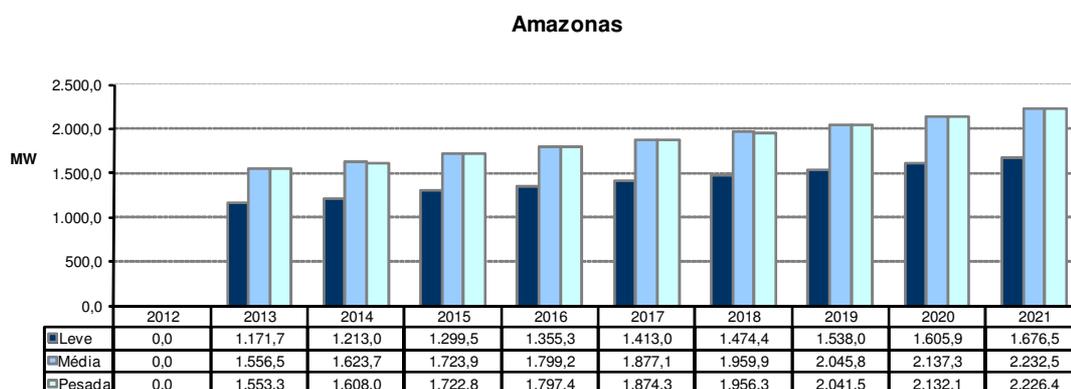
O atendimento às cargas das margens direita e esquerda do rio Amazonas é objeto de estudo específico, atualmente em desenvolvimento, sob a coordenação da EPE.

Geração local

O total de empreendimentos de geração atualmente em operação no estado do Amazonas (capital e interior) é da ordem de 2.000 MW, com 89% 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 55, para os três patamares (pesada, média e leve).



Fonte: EPE

Gráfico 55 – Evolução da carga do Estado do Amazonas

Programa de Obras

As obras previstas referentes à Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus estão ilustradas na Figura 17 e apresentadas na Tabela 52.

As demais obras previstas estão apresentadas nas tabelas a seguir.

Tabela 59 – Linhas de transmissão previstas – Amazonas - Rede Básica

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT Jorge Teixeira – Mauá III, CD, 230 kV, 12,5 km	2012
LT Jorge Teixeira - Lechuga, CD, 230 kV, 33 km	2012
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

Tabela 60 – Subestações previstas – Rede Básica – Amazonas

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA	
SE Jorge Teixeira 230/138/13,8 kV	1º e 2º TR – (2x150 MVA)	2012
	4º TR 230/138/13,8 kV - 150 MVA	2014
SE Mauá III 230/138/13,8 kV	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	2012
	AT 500/138/13,8 kV- 4 x 50 MVA	2013
	CE – 500 kV - 200/-200 Mvar	2013
SE Silves 500/138/13,8 kV	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
	AT 500/230/13,8 kV- 10x200 MVA	2013
SE Lechuga 500/230/13,8 kV	CS – 500 kV – CAR-ITC – 2x 198,0 MVA	2013
	RL – 500 kV – 7x36,67 Mvar	2013
	RL – 500 kV – 7x55 Mvar	2013
SE Lechuga 230 kV	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
SE Jorge Teixeira 230/138/13,8 kV	BC – 230 kV - 1 x 55Mvar	2018
	BC – 230 kV – 2 x 55 Mvar	2020
	3º e 4º TR 230/138/13,8 kV - 2 x 150 MVA	2013
	5º TR 230/138/13,8 kV - 150 MVA	2020

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, Itaúbal 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

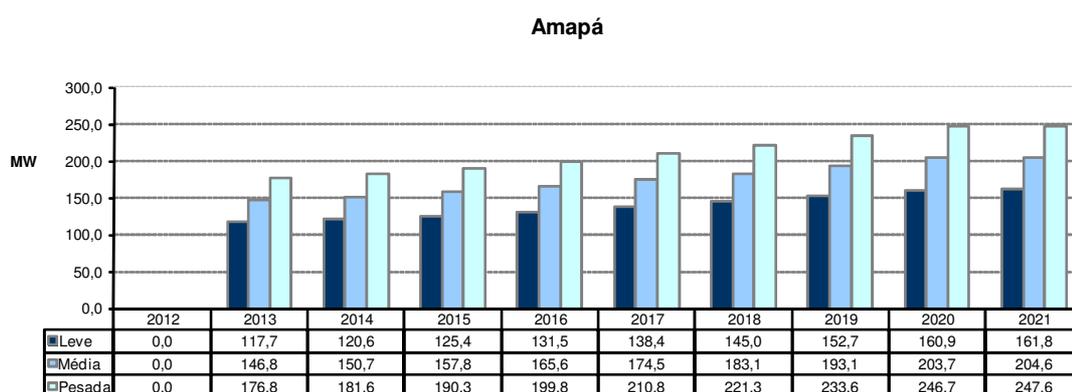
transmissão em 69 kV para as subestações Santa Rita, Macapá II e Equatorial, responsáveis pelo atendimento da capital do Estado, e em 138 kV para a SE Portuária, de onde é distribuída pela CEA. O sistema elétrico do Amapá será interligado ao SIN, a partir da entrada em operação da interligação Tucuruí – Macapá – Manaus, prevista para 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. Em 2015, está prevista a entrada da UHE Santo Antônio do Jari, com capacidade de 370 MW que será conectada à SE Laranjal do Jari 230 kV.

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 56. Observa-se que o crescimento médio anual da carga pesada é da ordem de 4,3 %.



Fonte: EPE

Gráfico 56 – Evolução da carga do Estado do Amapá

Programa de Obras

As obras previstas referentes à Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus estão ilustradas na Figura 17 e apresentadas na Tabela 61 e na Tabela 62.

Tabela 61 – Linhas de transmissão previstas – Amapá - Rede Básica

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT Laranjal do Jari - Macapá, CD, 230 kV, 244 km	2013

Tabela 62 – Subestações previstas – Amapá

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
SE Laranjal 230/69/13,8 kV	2013
AT 230/69/13,8 kV- 2x100 MVA	2013
RL – 230 kV – 3x25,0 MVAr	2013

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA	
SE Macapá 230/69/13,8 kV	AT 230/69/13,8 kV- 3x150 MVA	2013
	CE – 230 kV- 100/-100 MVAr	2013
	BC –230 kV – 2 x 30 MVA – manobrado p/ CE;	2013
	RL – 230 kV – 3x25,0 MVAr	2013

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 BOVESA – Boa Vista Energia S.A.. As demais localidades são atendidas pela CERR – Companhia Energética de Roraima.

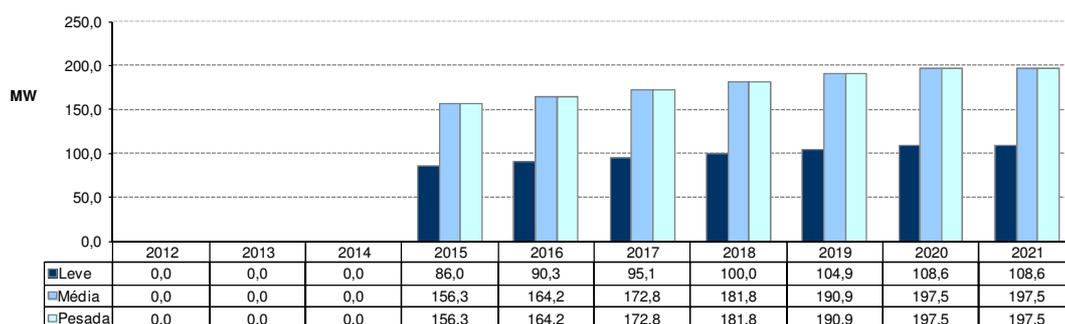
A partir de 2014, com a entrada em operação da linha de transmissão em 500 kV, circuito duplo, com 700 km de extensão, desde a subestação de Lechuga até Boa Vista e uma subestação seccionadora em Equador, o sistema isolado de atendimento a Boa Vista será interligado ao SIN.

Geração local

O total de empreendimentos de geração atualmente em operação no estado de Roraima é de 196 MW, com 97,4% de geração térmica.

Carga local

A evolução da carga para o estado de Roraima que será atendida pelo SIN a partir de 2015, para os três patamares (pesada, média e leve), é apresentada no Gráfico 57. Observa-se que o crescimento médio anual da carga pesada é da ordem de 4,0 %.



Fonte: EPE

Gráfico 57 – Evolução da carga do Estado de Roraima

Programa de Obras

As obras previstas, referentes à Interligação Boa Vista-Manaus, estão ilustradas na Figura 18 e apresentadas na Tabela 63 e na Tabela 64.

Tabela 63 – Linhas de transmissão previstas – Roraima - Rede Básica

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT Equador – Boa Vista , CD, 230 kV, 315 km	2015

Tabela 64 – Subestações previstas – Roraima

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA	
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

Tabela 65 – Subestações – Rede Básica de Fronteira – Roraima

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA	
SE Boa Vista 230/69 kV	TR 230-69-13,8 kV – 1 x 100 MVA	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, assim como também as recomendações resultantes das análises realizadas no período decenal.

Estado do Pará

- Reavaliação do suprimento ao Tramo Oeste considerando a conexão da UHE Belo Monte Complementar na SE Altamira e a entrada em operação da Interligação Tucuruí – Macapá - Manaus.
- Reavaliação do suprimento à região metropolitana de Belém considerando as limitações de expansão das SEs Vila do Conde 500/230 kV e Utinga 230/69 kV com consequente redistribuição das cargas na região.
- Reavaliação do atendimento à região de Carajás, em função de alteração do mercado dos consumidores livres da região e dos reforços previstos para a região sudeste do Pará considerados na expansão das interligações Norte-Nordeste e Norte – Sudeste/Centro-Oeste.
- Atendimento as cargas da região de Paragominas e Tomé-Açu.

Estado do Maranhão

- Estudo para o atendimento a cidade de São Luís.
- Estudo para o atendimento à região de Chapadinha.
- Estudo para a expansão do sistema para o suprimento a região de Encruzo.
- Estudos para determinação da expansão das LT Imperatriz – Porto Franco 230 kV e LT Ribeiro Gonçalves – Balsas 230 kV e da SE Balsas 230/69 kV.
- Estudos para expansão das SEs Presidente Dutra 230/69 kV e Peritoró 230/69 kV.

Estado do Tocantins

- Estudos para indicação de novo ponto de suprimento a Palmas.
- Estudos para o atendimento a região de Araguaína.

Estado do Amazonas

- Estudos para o atendimento às cargas das margens direita e esquerda do rio Amazonas.

Estado do Amapá

- Estudos de planejamento para solução estrutural de longo prazo para o atendimento ao estado do Amapá, a partir da sua integração ao SIN.

3.2 Região Nordeste

Sistema Elétrico

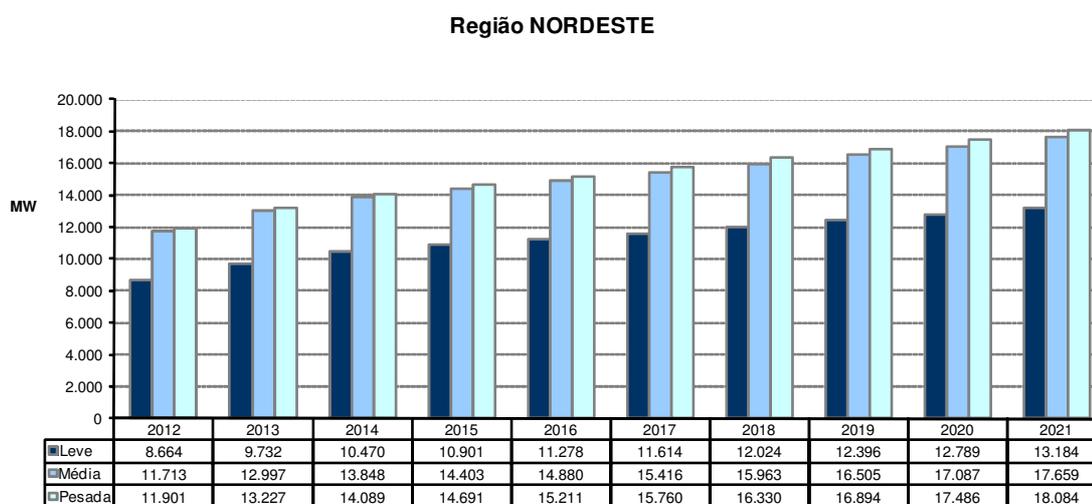
O sistema de transmissão da região Nordeste atende aos estados do Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe e Bahia. Esse sistema é suprido em parte pela energia gerada na própria região, complementado pela energia importada das regiões Sudeste/Centro-Oeste através da Interligação 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 20.000 MW, sendo 11.000 MW em usinas hidráulicas, 6.800 MW em térmicas e 2.236 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 58 mostra a evolução da carga da região Nordeste. A evolução da carga na região apresentou um crescimento de 52% no decênio 2012-2021, com uma participação de cerca de 15% no total do Brasil.



Fonte: EPE

Gráfico 58 – Evolução da carga da região Nordeste

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 Gurguéia, 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 CEPISA, 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 Piri-piri (230/138/69/13,8 kV). A

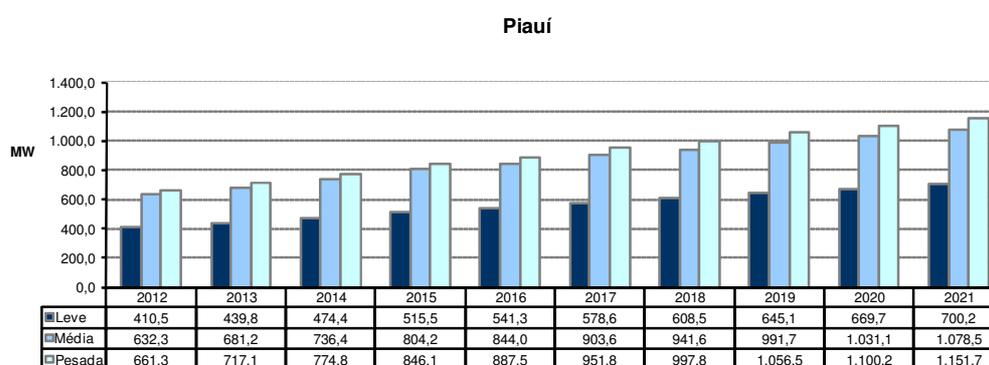
partir de 2015, está previsto um novo ponto de suprimento na região sul do Piauí, a SE Redenção 500 kV, que atenderá a região do vale do Gurguéia.

Geração local

O total de empreendimentos de geração atualmente em operação no estado do Piauí é da ordem de 200 MW.

Carga local

A carga do estado do Piauí prevista para o período 2012-2021 apresenta um crescimento médio anual da carga pesada ordem de 6,4 %. A evolução da carga do Estado, que representa cerca de 6% do total da região Nordeste, é apresentada no Gráfico 59.



Fonte: EPE

Gráfico 59 – Evolução da carga do Estado do Piauí

Programa de Obras

As obras mais importantes da Rede Básica e Rede Básica de Fronteira para o período 2012-2021 estão sumarizadas na Tabela 66.

Tabela 66 – Programa de obras – linhas de transmissão - Piauí

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT Picos – Tauá II, 230 kV, 181 km	2012
LT Teresina II – Teresina III, 230 k V, CD, 22 km	2013
LT Gilbués II – Barreiras II, 500 kV, CS, 289 km	2014
LT Gilbués II – São João do Piauí, 500 kV, CS, 394 km	2014
LT São João do Piauí – Milagres II, 500 kV, CS, 400 km	2014
LT Seccionamento São João do Piauí – Milagres II/Bemisa, 500 kV, CD, 10 km	2015
LT Ribeiro Gonçalves – Eliseu Martins, 230 kV, C1, 180 km	2016

Fonte: EPE

Tabela 67 – Programa de obras – subestações - Piauí

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
-------------------	---------------

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE São João do Piauí 230/69 kV	1º TR – (1x50) MVA	2013
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	2013
	3º TR – (1 x 200) MVA	2018
SE Piripiri 230/69 kV	Substituição de 2º e 3º TRs 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 Eliseu Martins 230/69 kV	3º TR – (1x50) MVA	2014
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	2014
SE Bemisa 500 kV	seccionadora	2015
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

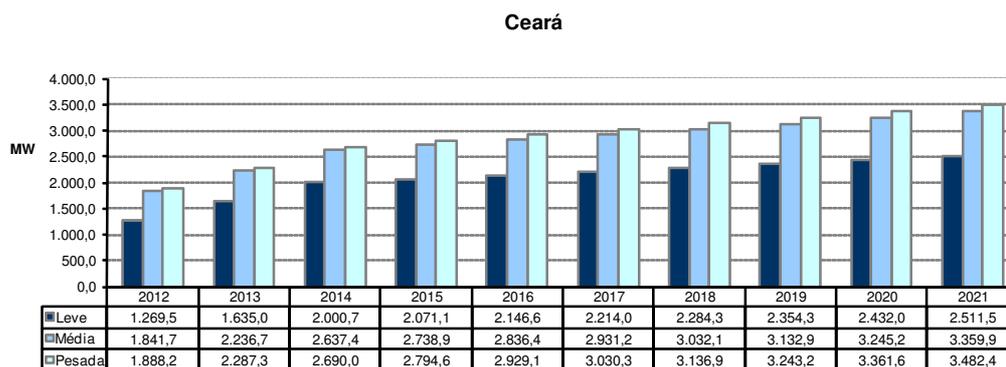
O estado do Ceará é suprido por três troncos de 500 kV, sendo dois oriundos de Presidente Dutra (LTs 500 kV Presidente Dutra - Teresina II - Sobral III - Fortaleza II C1 e C2) e o outro oriundo da SE Luiz Gonzaga (LT 500kV Luiz Gonzaga – Milagres – Quixadá - Fortaleza II), além de um tronco de transmissão, 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 – 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.

Geração local

O total de empreendimentos de geração atualmente em operação no estado do Ceará perfaz um total da ordem de 1.300 MW, dos quais 38% correspondem a usinas eólicas.

Carga local

A carga do estado do Ceará prevista para o período 2012-2021 representa, em média, 18,7% do total da região Nordeste, com crescimento médio anual da carga pesada da ordem de 7,2 %. O Gráfico 60 mostra a evolução dos três patamares de carga.



Fonte: EPE

Gráfico 60 – Evolução da carga do Estado do Ceará*Programa de Obras*

As obras mais importantes da Rede Básica e Rede Básica de Fronteira para o período 2012-2021 estão sumarizadas na Tabela 68 e Tabela 69.

Tabela 68 – Programa de obras – linhas de transmissão – Ceará

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT Banabuiú – Mossoró 230 kV, C2, CS, 177 km	2013
LT Seccionamento da Sobral III – Fortaleza II (C1-C2) / Pecém II , 500 kV , CD, 40 km	2013
LT Sobral III – Acaraú II, 230 kV, CS, 97 km	2013
LT Seccionamento Banabuiú – Fortaleza II (C2 /Aquiraz II, 230 kV , CD, 40 km	2013
LT Seccionamento Russas II – Mossoró II /Apodi, 230 kV ,CD, 0,1 km	2014
LT Seccionamento Banabuiú – Fortaleza II (C3)/Aquiraz II, ,230 kV, CD, 40 km	2014
LT Milagres II – Açú III, 500kV, CS, 286 km	2014
LT 230 kV Russas II – Banabuiú C2, CS, 110 km	2014
LT Seccionamento Banabuiú – Fortaleza II (C3)-/Aquiraz II ,230 kV ,CD, 40 km	2014
LT Seccionamento Sobral II– Piripiri /Ibiapina II ,230 kV ,CD, 11 km	2014
LT Milagres II– Luiz Gonzaga, 500 kV, CS, 215 km	2015
LT Seccionamento Fortaleza II – Cauípe (C3)- Maracanaú, 230 kV ,CD, 2 km	2016

Fonte: EPE

Tabela 69 – Programa de obras – subestações – Ceará

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA	
SE Sobral III 500/230 kV	2º TR – (1x600) MVA	2012
SE Milagres 230/69 kV	3º TR– (1X100) MVA	2012
SE Picos 230/69 kV	2º TR – (1x50) MVA	2012
SE Pecém II 500/230 kV	3xATs – (9+1) x400) MVA	2012
SE Aquiraz II 230/69 kV	3xTRs – (3x150) MVA	2012
SE Milagres 500/230 kV	2º AT – (3x200) MVA	2013
SE Banabuiú 230/69 kV	Substituição de um TR de 33 MVA por um TR de 100 MVA	2013
SE Pici II 230/69 kV	4º TR – (1x100) MVA	2013

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE Sobral II 230/69 kV	4º TR – (1x100) MVA	2013
SE Tauá II 230/69 kV	2º TR – (1x100) MVA	2013
SE Russas II 230/69 kV	3º TR – (1x100) MVA	2013
SE Cauípe 230/69 kV	3º TR – (1x100) MVA	2013
SE Apodi 230 kV	Seccionamento das LT 230 kV Russas II – Mossoró II	2014
SE Tauá II 230/69 kV	CE -40/90 Mvar	2014
SE Ibiapina II 230/69 kV (nova)	1º e 2º TR 100 MVA	2014
SE Banabuiú 230/69 kV	2º TR – (1x100) MVA	2014
SE Banabuiú 230/69 kV	Substituição de um TR de 33 MVA por um TR de 100 MVA	2014
SE Milagres II 500/230 kV (nova)	Seccionamento das LT 500 kV Milagres – L. Gonzaga e Milagres – S. J. do Piauí C1	2014
SE Milagres 500/230 kV	3º AT – (3x200) MVA	2015
SE Icó 230/69 kV	3º TR – (1x100) MVA	2016
SE Maracanáu 230-69 kV (nova)	3xTR – (1x150) MVA	2016
SE Aquiraz II 230/69 kV	4º TR – (1x150) MVA	2016

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, Açú e Paraíso, além de um sistema de 138 kV entre as subestações de Açú 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.

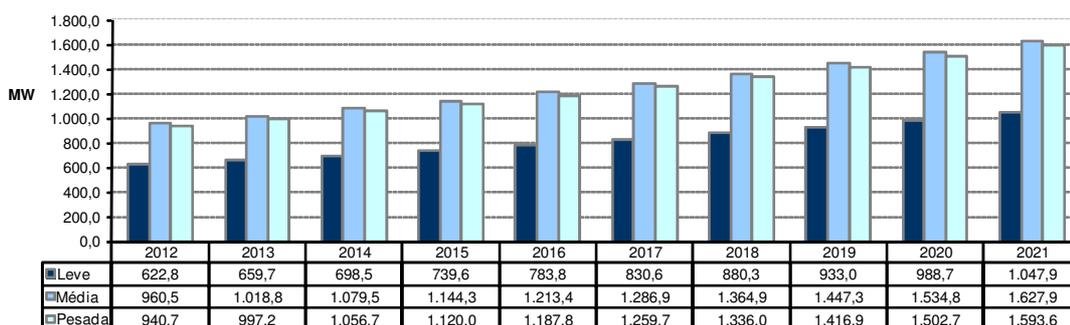
Geração local

Em termos de geração de energia elétrica, o Rio Grande do Norte dispõe atualmente de uma capacidade instalada de cerca de 800 MW, sendo 30% deste total referentes às usinas eólicas.

Carga local

A carga do estado do Rio Grande do Norte prevista para o período 2012-2021 representa cerca de 8% do total da região Nordeste, com crescimento médio anual da carga pesada da ordem de 6,0 %. O Gráfico 61 mostra a evolução dos três patamares de carga.

Rio Grande do Norte



Fonte: EPE

Gráfico 61 – Evolução da carga do Estado do Rio Grande do Norte

Programa de Obras

Os empreendimentos mais importantes para o período 2012-2021 na Rede Básica e Rede Básica de Fronteira descritos anteriormente estão sumarizados na Tabela 70 e na Tabela 71.

Tabela 70 – Programa de obras – linhas de transmissão - Rio Grande do Norte

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT João Câmara – Extremoz II, 230 kV, C1, 82 km	2013
LT Açu II – Mossoró II, 230 kV, C2, 69 km	2013
LT Paraíso – Açu II, 230 kV, C3, 123 km	2013
LT Seccionamento Campina Grande II – Natal II C1 e C2/Natal III, 230 kV,,CD, 5,2 km	2012
LT Seccionamento Campina Grande II – Natal II –C3 e C4 /Natal III, , 230 kV, CD, 15,8 km	2012
LT Natal II – Natal III, C1 e C2, 230 kV, 10 km	2012
LT Seccionamento Campina Grande II – Natal III / Extremoz II, C1, 230 kV, 14,7 km	2012
LT Seccionamento Campina Grande II – Natal III / Extremoz II, C2, 230 kV, 14,7km	2013
LT Paraíso – Lagoa Nova, 230 kV, CS, 65 km	2014
LT 230 kV Mossoró II – Mossoró IV, CS, 40 km	2014
LT 230 kV Ceará Mirim – Touros, CS, 60 km	2014
LT Ceará Mirim – João Câmara II, 500 kV, CS, 64 km	2015
LT Ceará Mirim – Campina Grande III, 500 kV, CS, 201 km	2015
LT Ceará Mirim – Extremoz II, 230 kV, CS, 26 km	2015
LT Campina Grande III – Campina Grande II, 230 kV, CS, 8,5 km	2015
LT 230kV Lagoa Nova – Currais Novos II, CD, 25 km	2015
LT 230kV Lagoa Nova – Sec. LT 230kV Açu II – Paraíso, CD, 5 km	2015

Fonte: EPE

Tabela 71 – Programa de obras – subestações - Rio Grande do Norte

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA	
SE Natal III 230/69 kV (nova)	1º e 2º TR(2 x 150) MVA 2º TR de 50 MVA substituindo 1 TR de 33 MVA	2012 2012
SE Açu II 230/69 kV	3º TR de 50 MVA substituindo 1 TR de 33 MVA 4º TR de 50 MVA	2013 2014

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE Extremoz II 230/69 kV (nova)	1º e 2º TR (2 x 150) MVA	2013
SE João Câmara 230/69 kV (nova)	1º e 2º TR – 2 x 180 MVA	2013
SE Natal III 230/69 kV	3º TR – (1x150) MVA	2013
SE Mossoró II 230/69 kV	4º TR – (1 x 100) MVA	2013
SE Mossoró II 230 kV	Reator de barra, trifásico, 230 kV, 20 Mvar	2013
SE Currais Novos II 230/69kV (nova)	1º e 2º TR(2 x 100) MVA	2013
SE Açú II 230/138 kV	Substituição do TR de 55 MVA pelo 2º TR – (1x100) MVA	2014
SE Lagoa Nova 230/69 kV	1º e 2º TR (2 x 150) MVA	2014
SE Touros 230/69 kV (nova)	1º TR(1x 150) MVA	2014
SE Açú III 500/230 kV (nova)	1º AT (3 +1) x 300 MVA	2014
SE Mossoró IV 230/69 kV (nova)	1º TR(1x 100) MVA	2014
SE João Câmara II 500/138 kV	1º e 2º AT (6 +1) x 150 MVA	2015
SE Campina Grande III 500/230 kV	1º AT (3 +1) x 200 MVA	2015
SE Ceará-Mirim 500/230 kV	1º e 2º AT (6 +1) x 150 MVA e Compensador Estático - 75/+150 Mvar, 230 kV	2015
SE Paraíso 230/138 kV	2º TR – (1x100) MVA	2017
SE Natal III 500/230 kV	1º AT (3 +1) x 200 MVA	2019
SE Açú II 230/69 kV	3º TR – (1x100) MVA	2019
SE Paraíso 230/138 kV	3º TR(1 x 100) MVA	2020

Fonte: EPE

3.2.4 Estado da Paraíba

Sistema Elétrico

O suprimento ao estado da Paraíba é realizado por meio das subestações de Mussurú, 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.

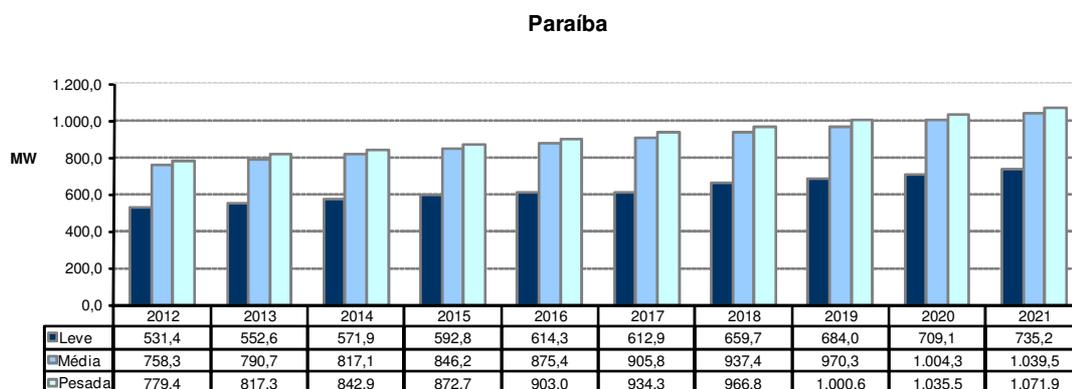
Geração local

Os empreendimentos de geração atualmente em operação no estado da Paraíba perfazem um total de 600 MW de capacidade instalada.

Carga local

A carga do estado da Paraíba prevista para o período 2012-2021 representa, em média, cerca de 6% do total da região Nordeste, com crescimento médio anual da carga pesada da ordem de 3,6 %. O Gráfico 62 mostra a

evolução dos três patamares de carga.



Fonte: EPE

Gráfico 62 – Evolução da carga do Estado da Paraíba

Programa de Obras

As obras mais importantes na Rede Básica e Rede Básica de Fronteira, para o período 2012-2021 estão sumarizadas na Tabela 72 e na Tabela 73.

Tabela 72 – Programa de obras – linhas de transmissão - Paraíba

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT Secc. Goianinha – Mussuré II/Norfil, C3, 230 kV 0,1 km	2012
LT Secc. Goianinha – Mussuré II/Santa Rita II, C1, 230 kV, 13 km	2013
LT Pau Ferro – Santa Rita II, 230 kV, 96,7 km	2013
LT Pau Ferro - Santa Rita II, 500 kV, CS, 100km	2017

Fonte: EPE

Tabela 73 – Programa de obras – subestações - Paraíba

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA	
SE Norfil 230 kV	Secc. Goianinha – Mussuré II C3	2012
SE Santa Rita II 230/69 kV	1º e 2º TR (2x150 MVA)	2013
SE Campina Grande III 500/230 kV (nova)	1º AT (3+1) x 200 MVA	2014
SE Campina Grande III 500/230 kV	2º AT (3+1) x 200 MVA	2015
SE Santa Rita II 500/230kV (nova)	1º AT (3+1) x 200 MVA	2017

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 Bongi. 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 - Mussurê 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.

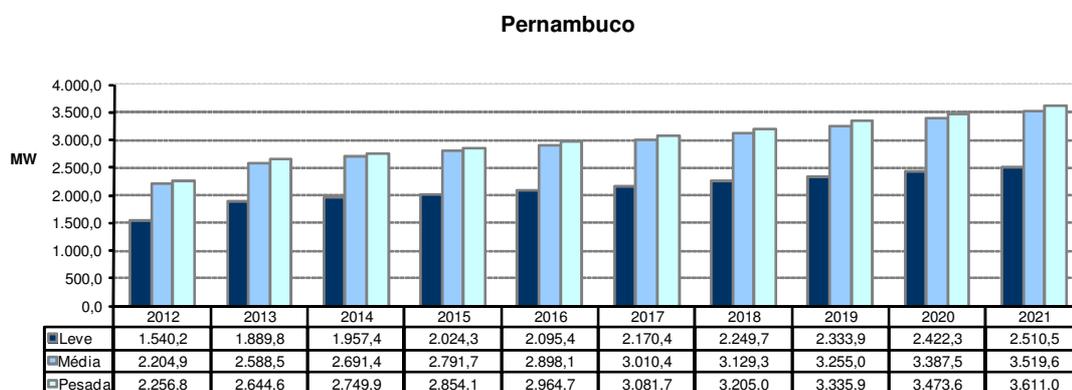
O sistema de distribuição do estado é de responsabilidade de CELPE.

Geração local

O total de empreendimentos de geração atualmente em operação no estado de Pernambuco é da ordem de 2.000 MW, com participação de 65% de usinas térmicas.

Carga local

A carga do estado da Pernambuco prevista para o período 2012-2021 representa, em média, cerca de 20% do total da região Nordeste, com crescimento médio anual da carga pesada da ordem de 5,4%. O Gráfico 63 mostra a evolução dos três patamares de carga.



Fonte: EPE

Gráfico 63 – Evolução da carga do Estado de Pernambuco

Programa de Obras

As obras mais importantes para o período 2012-2021 estão sumarizadas na Tabela 74 e na Tabela 75.

Tabela 74 – Programa de obras – linhas de transmissão – Pernambuco

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT Seccionamento - Pirapama – Termopernambuco/Suape II 230 kV, CD, 4 km	2012
LT Seccionamento -Messias – Recife II/Suape II, 500 kV, CD, 24 km	2012
LT Paulo Afonso III – Zebu II, 230 kV, CD, 6 km	2012
LT Suape II – Recife II, 500 kV, CS, 24 km	2012
LT Suape II – Suape III, 230 kV, CD, 8 km	2012
LT Suape II – Recife II, 500 kV, C2, 44 km	2014
LT Seccionamento Luiz Gonzaga - Angelim II/Garanhuns II, 500 kV, 1,4km	2014
LT Garanhuns II– Pau Ferro, 500 kV, CS, 239 km	2014
LT Seccionamento Angelim II-Recife II/Pau Ferro, 500 kV, CD, 83 km	2014
LT Seccionamento Paulo Afonso 3 – Angelim C1, C2 e C3 /Garanhuns II,500kV,CS, 2,8 km	2014
LT Seccionamento Angelim II – Recife II / Pau Ferro, 500 kV, CS, 83 km	2014
LT Garanhuns II– Angelim II, 230 kV, C1, 18,6 km	2014
LT Garanhuns II– Campina Grande III, 500 kV, CS, 190 km	2014
LT Pau Ferro - Mirueira II, 230 kV, CS, 8 km	2014
LT Pau Ferro - Mirueira II, 230 kV, C2, 8 km	2014
LT Mirueira I – Mirueira II, 230 kV, CD, 0,25 km	2014
LT Seccionamento Pirapama II– Recife II / SE Jaboatão II, 230 kV, CD, 12 km	2014
LT Recife II– Jaboatão, 230 kV, C1, 14 km	2014
LT Luiz Gonzaga – Milagres II, 500 kV, C2, CS, 215 km	2015
LT Seccionamento Pau Ferro – Campina Grande II/ Limoeiro, C1, 230 kV, 128 km	2017

Fonte: EPE

Tabela 75 – Programa de obras – subestações – Pernambuco

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA	
SE SUAPE II 500/230 kV (nova)	1º AT – (3+1) x 200 MVA	2012
SE SUAPE III 230/69 kV (nova)	1º e 2º TR – (2 x 100) MVA	2012
SE Ribeirão 230/69 kV	4º TR – (1 x 100) MVA	2013
SE Garanhuns 500/230 kV (nova)	1º AT – (3x200) MVA	2014
SE Mirueira 230/69 kV (nova)	1º e 2º TR – (2 x 150) MVA	2014
SE Pau Ferro 500/230	1º e 2º AT – (6+1) x 250 MVA	2014
SE SUAPE II 500/230kV	2º AT – (3 x 200) MVA	2014
SE Jaboatão II 230-69 kV (nova)	1º e 2º TR – (2x150 MVA)	2014
SE Suape III 230/69 kV	3º TR – (1 x 100) MVA	2014
SE Tacaimbó 230/69 kV	4º TR – (1x100) MVA	2015
SE Limoeiro 230/69 kV (nova)	1º e 2º TR – (2 x 100) MVA	2017
SE Goianinha 230/69 kV	4º TR – (1x100) MVA	2017

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

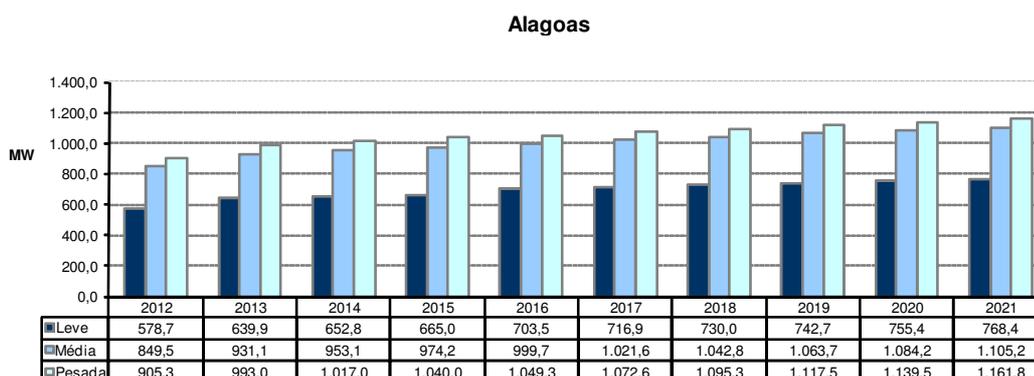
de transmissão em 500 kV que interliga esta usina à subestação de Messias 500/230 kV (1200 MVA). Da SE Messias parte o suprimento em 230 kV às subestações de Maceió (2 circuitos) e Rio Largo (3 circuitos). O suprimento à região sul de Alagoas é efetuado através da LT 230 kV Rio Largo-Penedo e da SE Penedo 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. O sistema de distribuição do estado é de responsabilidade de CEAL.

Geração local

O total de empreendimentos de geração hidráulica atualmente em operação no estado de Alagoas é da ordem de 3.700 MW.

Carga local

A carga do estado de Alagoas prevista para o período 2012-2021 representa, em média, cerca de 7% do total da região Nordeste, com crescimento médio anual da carga pesada da ordem de 2,8 %. O Gráfico 64 mostra a evolução dos três patamares de carga.



Fonte: EPE

Gráfico 64 – Evolução da carga do Estado de Alagoas

Programa de Obras

As obras mais importantes no estado para o período 2012-2021 estão sumarizadas nas tabelas a seguir.

Tabela 76 – Programa de obras – linhas de transmissão - Alagoas

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT Paulo Afonso III – Zebu II, 230 kV ,CD,6 km	2012
LT Seccionamento da LT Penedo – Rio Largo / Arapiraca III ,230 kV, CD, 46 km	2013

Fonte: EPE

Tabela 77 – Programa de obras – subestações - Alagoas

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA	
SE Zebu II 230/69 kV (nova)	1º e 2º TR (2x100) MVA	2012
SE Rio Largo II 230/69 kV	3º TR – (1x100) MVA	2013
SE Arapiraca III 230/69 kV (nova)	1º TR – (1 x 100) MVA	2013
SE Zebu II 230/69 kV	3º TR – (1x100) MVA	2015

Fonte: EPE

3.2.7 Estado do Sergipe

Sistema Elétrico

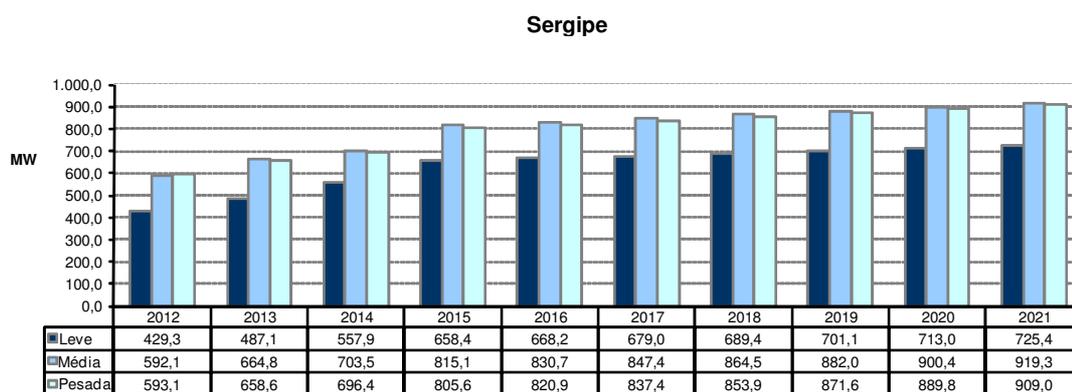
O sistema de transmissão que atende ao estado de Sergipe é alimentado a partir da subestação 500/230/69 kV de Jardim e das subestações 230/69 kV de Itabaiana, Itabaianinha e Penedo (AL). A subestação 500/230/69 kV de Jardim é alimentada na tensão de 500 kV pelas linhas de transmissão Xingó - Jardim e Jardim - Camaçari 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 empreendimentos de geração atualmente em operação no estado de Sergipe é de 1.600 MW, com 95% de participação de usinas hidráulicas.

Carga local

A carga do estado de Sergipe prevista para o período 2012-2021 representa, em média, cerca de 5% do total da região Nordeste, com crescimento médio anual da carga pesada da ordem de 5,0 %. O Gráfico 65 mostra a evolução dos três patamares de carga.



Fonte: EPE

Gráfico 65 – Evolução da carga do Estado de Sergipe

Programa de Obras

As obras visualizadas para o período 2012-2021, correspondentes a ampliações das capacidades de transformação das subestações supridoras existentes, estão sumarizadas nas tabelas a seguir.

Tabela 78 – Programa de obras – linhas de transmissão - Sergipe

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT Jardim – Penedo, 230 kV, 110 km	2012
LT Sec. Jardim/Penedo - N. S. do Socorro, 230 kV, CD, 5 km	2014
LT Sec. Jardim- N. S. do Socorro, 230 kV, CS, 0,6 km	2014

Fonte: EPE

Tabela 79 – Programa de obras – subestações - Sergipe

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
SE Jardim 500/230 kV 2º AT – (3x200) MVA	2012
SE Itabaiana 230/69 kV 3º TR– (1x100) MVA	2013
SE N. S. do Socorro 230/69 kV(nova) 1º e 2º TR (2 x 150) MVA	2014

Fonte: EPE

3.2.8 Estado da Bahia

Sistema Elétrico

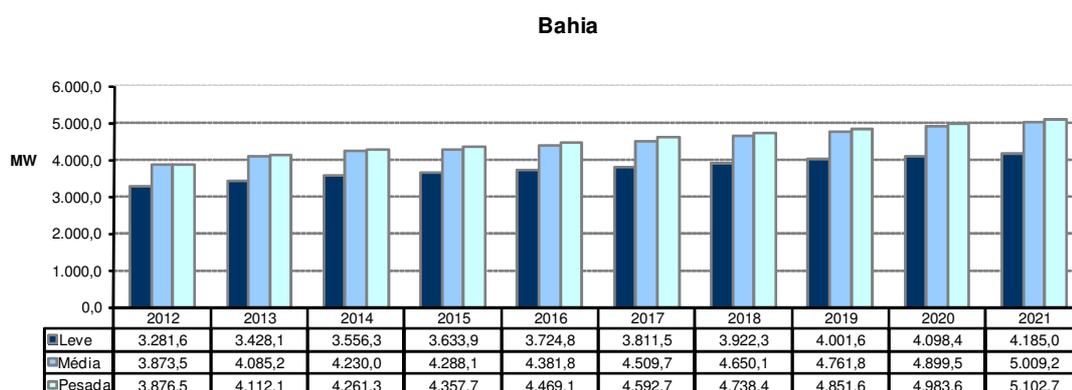
O sistema de transmissão que atende ao estado da Bahia é suprido a partir das subestações 500/230 kV de Camaçari (2400 MVA), Sapeaçu (1200 MVA), Bom Jesus da Lapa II (600 MVA) e Sobradinho (600 MVA). Essas subestações são alimentadas na tensão de 500 kV através das linhas de transmissão Presidente Dutra - 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 Pituáçu, 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.

Geração local

O total de empreendimentos de geração hidráulica atualmente em operação no estado da Bahia é de cerca de 4.500 MW.

Carga local

A carga do estado da Bahia prevista para o período 2012-2021 representa, em média, cerca de 30% do total da região Nordeste, com crescimento médio anual da carga pesada da ordem de 3,2 %. O Gráfico 66 mostra a evolução do dos três patamares de carga.



Fonte: EPE

Gráfico 66 – Evolução da carga do Estado da Bahia

Programa de Obras

As obras visualizadas para o período 2012-2021, 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 80 – Programa de obras – linhas de transmissão – Bahia

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT Ibicoara II– Brumado II, 230 kV, CS,105 km	2012
LT Seccionamento Camaçari II - Jardim, / SE Camaçari IV, 500 kV, CS,1 km	2012
LT Igaporã II – B.J.Lapa II, 230 kV, CS,115 km	2013
LT Igaporã II – Bamin, 230 kV, CS,37 km	2013
Remanejamento LT Catu - Camaçari II, 230 kV, C1 e C2 (para SE Camaçari IV, 230 kV), 1,5 km	2013
Remanejamento LT Camaçari – Pólo, 230 kV C1 e C2 (para SE Camaçari IV 230 kV), 0,3 km	2012
Remanejamento LT Camaçari II– Jacaracanga, 230 kV ,C1 e C2 (para SE Camaçari IV, 230 kV), 0,8 km	2013
Remanejamento LT Camaçari II– Pituvaçu , 230 kV ,C1 (para SE Camaçari IV, 230 kV), 0,4 km	2013
Remanejamento LT Camaçari II– Cotegipe , 230 kV ,C1 (para SE Camaçari IV, 230 kV), 0,6 km	2013
Recapacitação LT P. Afonso – Cícero Dantas, 230 kV, CS, 134,2 km	2013
Recapacitação LT Catu – Gov. Mangabeira, 230 kV, CS, 77,2 km	2013
Recapacitação LT Sobradinho – Juazeiro II, C1 e C2 230 kV, CS, 42,5 km	2013
Recapacitação das LTs Camaçari – Jacaracanga, C1 e C2, 230 kV, para 350 MVA, 19 km	2013
LT Eunápolis – Teixeira de Freitas II, 230 kV C2, 152 km	2013

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
Recapitação LT Jacaracanga – Cotegipe, C1, 230 kV, CS, 16 km	2014
LT Morro do Chapéu – Irecê, 230 kV, CS, 65 km	2014
LT Eunápolis – Teixeira de Freitas II, 230 kV C1, 152 km	2014
LT Camaçari IV – Sapeaçu, 500 kV, C2, 105 km	2014
LT Pituaçu – Pirajá, 230 kV, CD, 5 km	2014
LT Camaçari IV-Pirajá 230 kV, CS, 45 km	2014
LT Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus 230 kV C3, 31 km	2014
LT Funil – Itapebi, C3, 230 kV, 198 km	2015
LT Barreiras II– Bom Jesus da Lapa II, 500 kV, CS, 221 km	2015
LT Bom Jesus da Lapa II– Ibicoara II, 500 kV, C2, 232 km	2015
LT Ibicoara II– Sapeaçu, 500 kV, CS, 254 km	2015
LT Barreiras II- Rio das Águas 500 kV, CS, 244 km	2015
LT Seccionamento B.J.Lapa II - Igaporã II/Igaporã III, 500 kV, CS,39 km	2015
LT Igaporã II- Igaporã III, 500 kV, CS, 2 km	2015
LT Pindaí II- Igaporã III, 230 kV, CS, 46 km	2015

Fonte: EPE

Tabela 81 – Programa de obras – subestações – Bahia

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA	
SE Poções II 230/138 kV	1º e 2º TR (2 x 100) MVA	2012
SE Ibicoara II 500/230kV (nova)	1º AT (3+1) x 100 MVA)	2012
SE Funil 230/138 kV	Substituição de um TR de 67 MVA pelo 4º TR de 100 MVA	2012
SE Camaçari IV 500/230/69 kV (nova)	1º e 2º AT (6+1) x 400 MVA)	2012
SE Cícero Dantas 230/69 kV	Substituição de 2 TRs de 16,7 MVA por 1 TR de 50 MVA	2012
SE Ibicoara II 230/69 kV (nova)	1º e 2º TR - (2x150) MVA	2013
SE Igaporã II 230/69 kV (nova)	1º e 2º TR (1 x 150) MVA	2013
SE Bamin 230 kV	Seccionadora	2013
SE Barreiras 230/138 kV	3º TR (1x100)MVA	2013
SE Gov. Mangabeira 230/138 kV	2º TR - (1x100) MVA	2013
SE Teixeira de Freitas II 230/69 kV	2º AT (1x100) MVA	2013
SE Pólo 230/69 kV (nova)	1º TR - (1x100) MVA	2013
SE Sapeaçu 230 kV	CE -150/250 Mvar	2013
SE Juazeiro 230/69 kV	4º TR (1 x 100) MVA	2013
SE Pirajá 230/69 kV (nova)	1º e 2º TR (2 x 180) MVA	2013
SE Catu 230/69 kV	4º TR (1x100) MVA	2013
SE Cícero Dantas 230/69 kV	3º TR – (1x50) MVA	2013
SE Pólo 230/69 kV	2º TR (1x100) MVA	2013
SE Narandiba 230/69 kV	3º TR – (1x100) MVA	2013
SE Eunápolis 230/138 kV	4º TR - (1x100) MVA	2014
SE Santo Antônio de Jesus 230/69 kV	3º TR (1x100) MVA	2014
SE Teixeira de Freitas 230/138 kV (nova)	1º AT - (3+1) x 33,3 MVA	2014
SE Senhor do Bonfim 230/138 kV	2º TR - (1x 100) MVA	2014
SE Morro do Chapéu 230/69 kV (nova)	1º TR 1 x 150 MVA	2014
SE Sapeaçu 500/230 kV	3º AT (3) x 200 MVA)	2014
SE Barreiras II 500 kV	Seccionadora	2014
SE Igaporã III 500/230kV (nova)	1º e 2º AT (3+1) x 250 MVA)	2014

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE Pindaí II 230/69 kV (nova)	1º e 2º TR (2 x 150) MVA	2015
SE B.J.Lapa II 500 kV	Seccionadora	2015
SE Ibicoara II 500 kV	Seccionadora	2015
SE Pólo 230/69 kV	3º TR (1x100) MVA	2015
SE Barreiras II 500/230 kV	1º AT (3+1) x 100 MVA	2015
SE Irecê 230/69 kV	3º TR (1x50) MVA, em substituição a um transformador de 33 MVA	2017

Fonte: EPE

3.2.9 Estudos complementares

São enumerados a seguir, por estado, 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

- Estudos para determinar a viabilidade de substituição dos transformadores instalados na SE Boa Esperança por outros de maior capacidade, ou da implantação de novo terminal 230/69 kV, devido à previsão de esgotamento da capacidade instalada dessas subestações.

Estado do Rio Grande do Norte

- Expansão do sistema de transmissão da região do Rio Grande do Norte com vista ao escoamento da energia eólica.

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.

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.
- Estudos para definição de reforço para atendimento da Região Oeste da Bahia (atendimento critério n-1).
- Estudo de planejamento vislumbrando um novo ponto de suprimento para atendimento às cargas da região sul da Bahia, em face ao esgotamento físico da subestação Funil 230/138 kV.
- Estudo para o escoamento do potencial eólico do sudoeste da Bahia e norte de Minas Gerais;
- Análise de integração das usinas cadastradas no leilão de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração - "A-3" de 2012 do estado da Bahia.

3.3 Região Sudeste

Sistema Elétrico

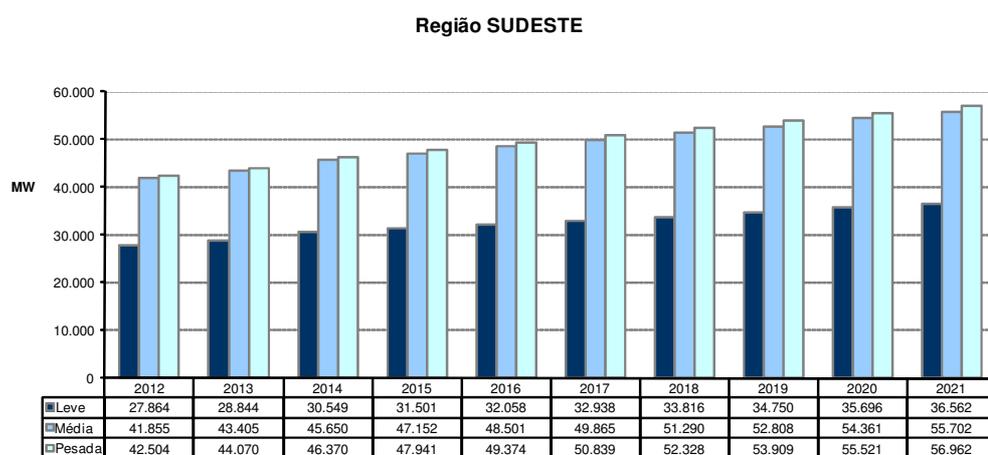
O sistema elétrico da região Sudeste é constituído por uma Rede Básica com mais de 35.000 km de linhas nas tensões de 750, 500, 440, 345 e 230 kV e um sistema em 138, 88 e 69 kV referente às Demais Instalações de Transmissão (DIT). A região, constituída pelos estados de São Paulo, Minas Gerais, Rio de Janeiro e Espírito Santo, tem a maior malha interligada do país, atendendo cerca de 50% da carga do Sistema Interligado Nacional - 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 69.200 MW, sendo 52.200 MW de usinas hidrelétricas (75%) e 17.000 MW de usinas térmicas (25%). 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 Iguazu à SE Ibiúna, com cerca de 800 km de extensão. O sistema CA conta com três circuitos de 765 kV de Foz do Iguazu a Tijuco Preto, em uma extensão de cerca de 900 km, e duas SEs 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 67.



Fonte: EPE

Gráfico 67 – Evolução da carga da região Sudeste

3.3.1 Estado de São Paulo

Sistema Elétrico

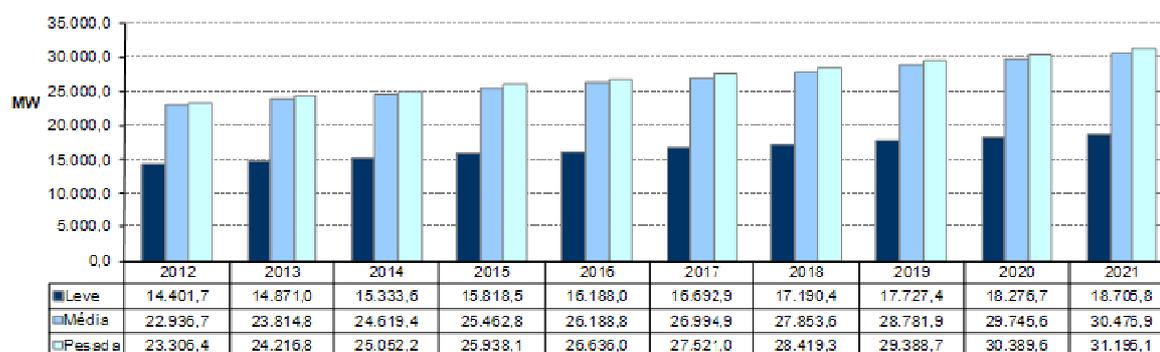
A Rede Básica em São Paulo é composta por uma extensa malha nas tensões de 500, 440, 345 e 230 kV de FURNAS, CTEEP e outras transmissoras, além de ser o ponto de chegada da energia proveniente da usina de Itaipu através dos sistemas CA em 750 kV e CC em ± 600 kV de propriedade de FURNAS. A partir da 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 LTs 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 SEs 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 SEs 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, Jupia, 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 (SEs Santo Ângelo e Embu Guaçu) e 230 kV (SEs 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.

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 55% da região Sudeste/Centro-Oeste e 29,2% do SIN em 2012. Esta carga mostra um crescimento médio de cerca de 3,3% ao ano no período decenal. O Gráfico 68 apresenta a evolução dos três patamares de carga.



Fonte: EPE

Gráfico 68 – Evolução da carga do Estado de São Paulo

Programa de obras

As obras da Rede Básica previstas para o estado de São Paulo são listadas na Tabela 82 e na Tabela 83.

Tabela 82 – Programa de obras – linhas de transmissão - São Paulo

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT Embu Guaçu - Baixada Santista 345 kV (mudança de configuração), 46 km	2012
Seccionamento da LT Poços – Mogi 345 kV CD 1,4 km (conexão de Atibaia 345 kV)	2012
LT Alto da Serra – Sul 345 kV CD, 15 km	2013
LT Itapeti – Nordeste 345 kV D1, 29 km	2013
LT Tijuco Preto – Itapeti 345 kV C3 e C4, 21 km	2013
LT Araraquara 2 – Taubaté 500 kV, CS, 356 km	2013
Seccionamento da LT 440 kV Jupia – Getulina C1 para conexão SE Três Lagoas, 9 km	2014
Seccionamento da LT 440 kV Jupia – Taquaruçu para conexão SE Três Lagoas, 9 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
LT Assis – Marimondo 500 kV, CS, 300 km	2015
LT Araraquara 2 – Fernão Dias 500 kV, CS, 240 km	2015
LT Fernão Dias – Nova Iguaçu 500 kV, CS, 340 km	2017
LT Fernão Dias – Estreito Nova 500 kV, CD, 330 km	2017
LT Fernão Dias – Cabreúva 440 kV, CS, 66 km	2017
LT Campinas – Marimondo 500 kV, CS, 370 km	2017
LT Campinas – Itatiba 500 kV, C2, 28 km	2019
LT Cachoeira Paulista – Estreito Nova 500 kV, C1 e C2, 330 km	2019

Fonte: EPE

Tabela 83 – Programa de obras – subestações - São Paulo

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
SE Itatiba – 2 TR 500/138 kV – (6+1) x 133,34 MVA	2012
SE Itatiba 500/138 kV – implantação (seccionando LT Campinas – Ibiúna 500 kV)	2012
SE Atibaia 2 – 1 AT 345/138 kV - (3+1) 133,34 MVA	2012
SE Araraquara 2 - 4 AT 500/440 kV (12+1) x 400 MVA	2012
SE Jandira - 3 TR 440/138 kV (9+1) x 133 MVA	2012
SE Jandira 440/138 kV – implantação (seccionando LT Gerdau-SP – Embu-Guaçu 440 kV)	2012
SE Salto - 1 TR 440/138 kV (3+1) x 133,33 MVA	2012
SE Salto 440/138 kV – implantação (seccionando LT Bauru - Cabreúva 440 kV)	2012
SE Guarulhos – 2 bancos de capacitores (100 + 150) 250 Mvar 345 kV	2012
SE M. de Moraes – 2 transformadores 345/138 kV 400 MVA (substituem o existente)	2012
SE Mirassol 2 – 2º TR 440/138 kV - 300 MVA	2012
SE Tijuco Preto – reator limitador no barramento de 345 kV	2012
SE Tijuco Preto – unidade reserva TR 765/345 kV – 1 x 500 MVA	2012
SE Bandeirantes – 4º TR 345/88 kV – 400 MVA (Reserva quente)	2013
SE Assis - Substituição dos 2 AT 230/88 kV- 2 x 34 MVA por 2 x 75 MVA	2013
SE Salto Grande - Substituição do banco 230/88 kV 40 MVA por 75 MVA	2013

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
SE Chavantes - 3º banco 230/88 kV - 40 MVA vindo de Salto Grande	2013
SE Itapeti (nova) – 2 AT 345/88 kV (6+1) x 133,3 MVA	2013
SE Cerquillo III 230/138 kV – (6+1) x 50 MVA	2013
SE Norte – 4º TR 345/88 kV - 400 MVA	2013
SE Araraquara 2 - Estação Inversora Nº 01 CC/CA	2013
SE Getulina – banco de capacitores 50 Mvar no setor 138 kV	2013
SE Taubaté – banco de capacitores 2 x 50 Mvar no setor 138 kV	2013
SE Três Lagoas – 2 TR 440/138 kV – (6+1) x 100 MVA	2014
SE Piracicaba – 2 TR 440/138 kV – (6+1) x 133,3 MVA	2014
SE Piracicaba – banco de capacitores 2 x 50 Mvar no setor 138 kV	2014
SE Paraguaçu Paulista 2 – 1 TR 230/88 kV – (3 + 1) x 50 MVA	2014
SE Mogi das Cruzes – substituição do banco TR1 230/88 kV 3 x 20 MVA por 3 x 50 MVA	2014
SE Araraquara 2 - Estação Inversora Nº 02 CC/CA	2014
SE Itatiba 500 kV – CE -300/300 Mvar	2014
SE Itatiba - 3º TR 500/138 kV – 400 MVA	2014
SE Santa Bárbara D'Oeste - banco de capacitores de 150 Mvar no setor 138 kV	2014
SE Santa Bárbara D'Oeste 440 kV – CE -300/300 Mvar	2014
SE Araras – 3º AT 440/138 kV – 3 x 100 MVA	2015
SE Fernão Dias - 1 AT 500/440 kV - (3+1) x 400 MVA	2015
SE Fernão Dias - implantação dos setores de 500 e 440 kV	2015
SE Assis – banco de reatores de barra 500 kV – (3+1) x 45,3 Mvar	2015
SE Mirassol 2 – 2º banco de reatores de barra 440 kV – 3 x 60 Mvar	2015
SE Bom Jardim - banco de capacitores de 50 Mvar no setor 88 kV e 100 Mvar no setor 138 kV	2015
SE Ibiúna – 3º AT 500/345 kV – 3 x 250 MVA	2015
SE Capão Bonito 230 kV – banco de capacitores de 30 Mvar	2016
SE Taubaté – 2º AT 440/230 kV – 3x 110 MVA	2017
SE Bauru 440 kV – CE -200/300 Mvar	2017
SE Getulina – banco de capacitores 30 Mvar no setor 138 kV	2018
SE Taubaté – 2º AT 500/440 kV – 3 x 300 MVA	2019
SE Campinas - banco de reatores de barra 500 kV – (3+1) x 45,3 Mvar	2017
SE Fernão Dias 500 kV – 1 CE -300/300 Mvar	2017
SE Fernão Dias – 2º e 3º AT 500/440 kV – 6 x 400 MVA	2017
SE Mirassol 2 – 3º TR 440/138 kV – 3 x 100 MVA	2017
SE Araraquara – 4º TR 440/138 kV – 3 x 100 MVA	2018
SE Bauru – 4º TR 440/138 kV – 3 x 50 MVA	2020
SE Piracicaba – 3º TR 440/138 kV – 3 x 133,3 MVA	2021

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

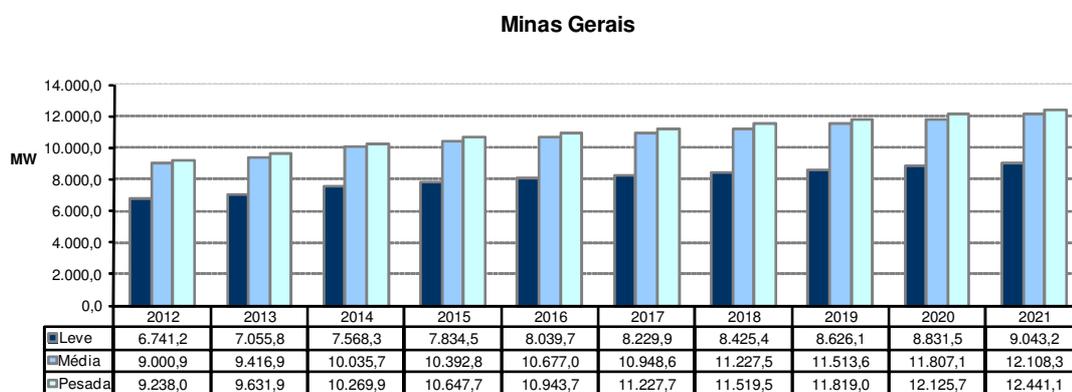
de energia para as diferentes regiões do estado de Minas Gerais e também, para os estados de São Paulo, Rio de Janeiro e Espírito Santo. O sistema de distribuição do estado é de responsabilidade das seguintes distribuidoras: CEMIG-D, ENERGISA-MG.

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 3,4% ao ano no período decenal. A evolução dos três patamares de carga pode ser vista no Gráfico 69.



Fonte: EPE

Gráfico 69 – Evolução da carga do Estado de Minas Gerais

Programa de obras

Nas tabelas a seguir é mostrado o Programa de Obras para o sistema de transmissão no estado de Minas Gerais.

Tabela 84 – Programa de obras – linhas de transmissão - Minas Gerais

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
2ª LT 345 kV Furnas – Pimenta – 67 km	2012
LT 230 kV Mesquita - Ipatinga 1 - C1 e C2 (Recondutoramento)	2012
LT 345 kV Pirapora 2 – Montes Claros 2, 145 km	2013
LT 345 kV Neves 1 – Três Marias (Recapacitação)	2012
LT Mesquita - Timóteo 230 kV – 30 km	2014
LT 345 kV Pimenta – Taquaril (Recapacitação)	2013
LT 345 kV Viga – Jeceaba – 11 km	2013
LT 500 kV Bom Despacho-Ouro Preto – 180 km	2013
LT 345 kV Ouro Preto 2-Taquaril – Recapacitação	2014
LT 500 kV Itabirito 2-Vespasiano 2 – 90 km	2014
LT 500 kV Estreito-Itabirito 2 370 km	2015

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT 500 kV Luziânia-Pirapora – 350 km	2015
2 LT 's 500 kV Estreito-Cachoeira Paulista – 330 km	2019

Fonte: EPE

Tabela 85 – Programa de obras – subestações - Minas Gerais

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
SE Padre Fialho 345/138 kV – 150 MVA (sec LT 345 kV Ouro Preto – Vitória)	2012
SE S.Dumont 345/138 kV – implantação (seccion. LT 345 kV Barbacena – Juiz de Fora)	2012
Ampliação da SE Lafaiete – 3º AT 345/138 – 150 MVA	2012
SE Barro Branco (sec. LT 345kV Ouro Preto 2 – Padre Fialho – Atend. a consumidor)	2012
SE Nova Lima 6 (sec. LT 345kV Ouro Preto 2 – Taquaril - Atend. a consumidor)	2012
SE Sete Lagoas 4 345/138 kV – implantação (sec. LT 345 kV Neves 1 – Três Marias)	2012
SE Itabirito 2 – 500/345 kV – 1 x 560 MVA (sec LT 500kV S.Gonçalo – Ouro Preto)	2012
Ampliação SE Taquaril 345/230 kV – 4º AT 345/230 kV 225MVA	2013
Ampliação da SE Neves 1 – 4º TR 500/138 kV – 300 MVA	2013
SE Viga 345 kV (Atendimento à consumidor)	2013
Ampliação da SE Barreiro – 6º AT 345/138 kV – 3 x 125 MVA com LTC	2013
SE Bom Despacho 3 – CE -200/300 Mvar	2014
SE São Gotardo 2 - banco de capacitores manobrável de 150 Mvar no setor 345 kV	2014
SE São Gotardo 2 – 1 transformador defasador trifásico – 300 MVA	2014
SE São Gotardo 2 345/138 kV – (3+1) 100 MVA	2014
SE Timóteo 2 (Secc. LT 230 kV Ipatinga 1 - Timóteo, CD)	2014
SE Três Marias 345/289 kV – (3 +1) 150 MVA	2014
SE Esperança 345 kV (sec LT 345 kV Pimenta- Taquaril)	2014
SE Serrinha 345 kV (Atendimento à consumidor)	2014
Ampliação SE Mesquita 500/230 kV – 4 º AT 400 MVA	2014
Ampliação da SE Pimenta – 3º AT 345/138 – 150 MVA	2015
SE Pirapora 500/345 kV 2º AT 1050 MVA	2015
SE Itabira 5 500/230 kV – 1º AT (3+1) x 250 MVA (implantação pátio 500kV e sec LT 500kV Neves – Mesquita)	2015
SE 800 kV DC Terminal Minas – Receptor bipolo de Xingu	2017

Fonte: EPE

3.3.3 Estado do Espírito Santo

Sistema Elétrico

Atualmente o Espírito Santo é suprido por três linhas de 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.

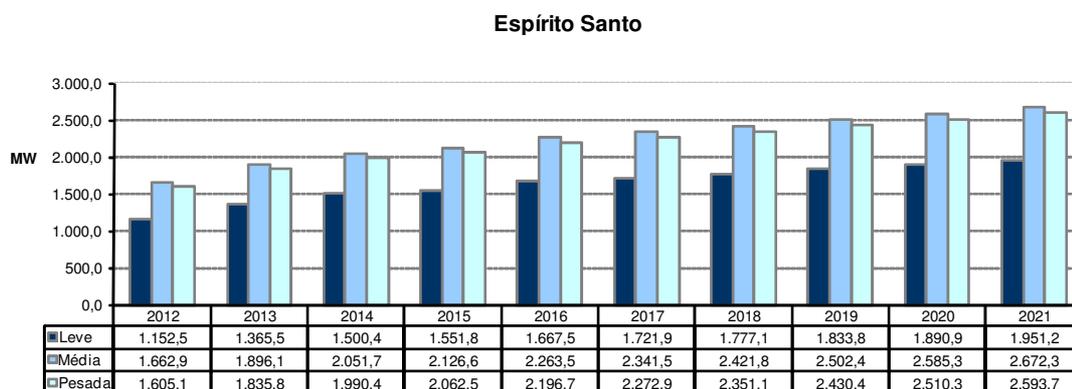
A ESCELSA é a maior distribuidora regional, com uma área de concessão que abrange cerca de 90% do Estado do Espírito Santo. A Região Centro-Norte do Estado é área de concessão da Empresa Luz e Força Santa Maria - ELFSM, que é suprida pela ESCELSA em 138 kV e em 69 kV, nas subestações de distribuição São Gabriel, Duas Vendinhas e São Roque.

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, 4,4% do total da região Sudeste, com crescimento médio anual de 5,5% no período decenal. O Gráfico 70 ilustra a evolução dos três patamares de carga.



Fonte: EPE

Gráfico 70 – Evolução da carga do Estado do Espírito Santo

Programa de obras

As principais obras da Rede Básica previstas para o estado do Espírito Santo no período 2012-2021 são apresentadas nas tabelas a seguir:

Tabela 86 – Programa de obras – linhas de transmissão – Espírito Santo

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT 500 kV Mesquita – Viana 2 – 248 km	2012
LT 345 kV Viana 2 – Viana – 10 km	2012
LT 230 kV Mascarenhas – Linhares – 99 km	2013

Fonte: EPE

Tabela 87 – Programa de obras – subestações - Espírito Santo

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
SE Vitória 345 KV – 2º CS	2012
SE Viana 2 500/345 KV – 1º AT 4x300 MVA	2012
SE Linhares 230/138 KV – 1º AT 4x50 MVA	2013
SE Viana 345/138 KV – 4º AT 3x75 MVA	2016
SE Vitória 345/138 KV - 5º AT 3x75 MVA	2017

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.

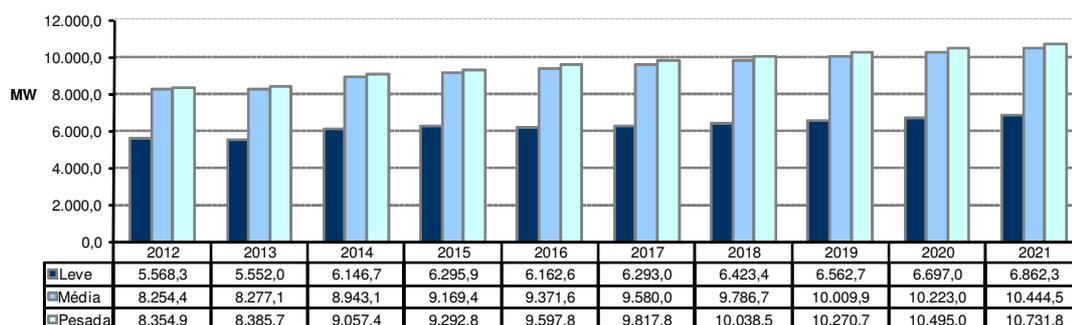
Geração local

O estado do Rio de Janeiro tem uma potência instalada de cerca de 8.400 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 19% do total da Região Sudeste. O patamar de carga pesada apresenta um crescimento médio anual de 2,8% no período decenal. A evolução dos três patamares de carga é mostrada no Gráfico 71.

Rio de Janeiro



Fonte: EPE

Gráfico 71 – Evolução da carga do Estado do Rio de Janeiro*Programa de obras*

As principais obras da Rede Básica previstas para o estado do Rio de Janeiro no período 2012-2021 são apresentadas nas tabelas a seguir:

Tabela 88 – Programa de obras – linhas de transmissão – Rio de Janeiro

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
Reconstrução da LT Jacarepaguá – Cosmos/Ari Franco 138 kV	2012
LT Taubaté – Nova Iguaçu 500 kV, 231 km	2013
Extensão da LT Adrianópolis – Jacarepaguá 345 kV, C2, 4 km, (p/ secc. em Nova Iguaçu)	2014
Extensão da LT Adrianópolis – São José 500 kV, 2 km, (p/ secc. em Nova Iguaçu)	2017
LT 500 kV Nova Iguaçu – Terminal Rio, 20 km (referencial)	2019

Fonte: EPE

Tabela 89 – Programa de obras – subestações – Rio de Janeiro

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
SE Nova Iguaçu 500/138 kV – 4 TRs (3+1) x 300 MVA	2013
SE Zona Oeste 500/138 kV – 4 TRs (3+1) 300 MVA	2014
Seccionamento da LT Adrianópolis – Jacarepaguá 345 kV na SE Nova Iguaçu	2014
SE Nova Iguaçu 500/345 kV – 4 ATs (3+1) 300 MVA	2015
SE Terminal RJ ±800 kV (referencial)	2019
Seccionamento da LT Resende – Adrianópolis 500 kV na SE Terminal Rio (referencial)	2019
Seccionamento da LT CSN – Adrianópolis 500 kV na SE Terminal Rio (referencial)	2019
Seccionamento da LT Baixada – Adrianópolis 500 kV na SE Terminal Rio (referencial)	2019
SE Nova Iguaçu 500/138 kV – 3 TRs 300 MVA	2020

Fonte: EPE

3.3.5 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 de São Paulo

- Avaliação e definição da localização do AT 345/230 kV, 500 MVA, que operava na SE Anhanguera Provisória e se encontra armazenado na SE Itapeti;
- Estudo de suprimento à grande São Paulo;
- Estudo de suprimento ao litoral paulista;
- Atualização do estudo de integração das biomassas do estado de São Paulo e Triângulo Mineiro;
- Análise do elevado fluxo de potência reativa na SE Bom Jardim 440/138 kV;
- Estudo Rio Grande I - Impactos na Distribuição da Biomassa consolidada;
- Estudo Rio Grande II - Impactos na Rede Básica da Biomassa e das usinas Teles Pires;
- Avaliação da malha de 440 kV - Compensação das perdas reativas;
- Suprimento à SE Bandeirantes: Xavantes-Bandeirantes;
- Suprimento às regiões norte,sul e central da cidade de São Paulo - Nova SE e reforços;
- 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 de suprimento à Ampla, na região Norte do 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.

Estado de Minas Gerais

- Determinação de reforços para a Região Leste para possibilitar o escoamento da geração no período úmido e evitar o corte de carga para perda no sistema supridor da SE Araçuaí.
- Determinação de reforços para garantir atendimento satisfatório ao extremo norte de Minas Gerais – Janauba, Januária e Manga.
- Avaliar e propor soluções para sobrecargas em transformações (Barbacena, Ouro Preto, Ipatinga).
- Estudos para atendimento à região sul de Minas (Varginha).
- Estudos para definição da solução para eliminação de sobrecarga em subestações: SE Poços 500/345 kV, SE Barbacena 345/138 kV.

- Determinação de reforços estruturais para a região de Palmeiras e Firminópolis.

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 Sistema Interligado Nacional. 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 DITs. 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.

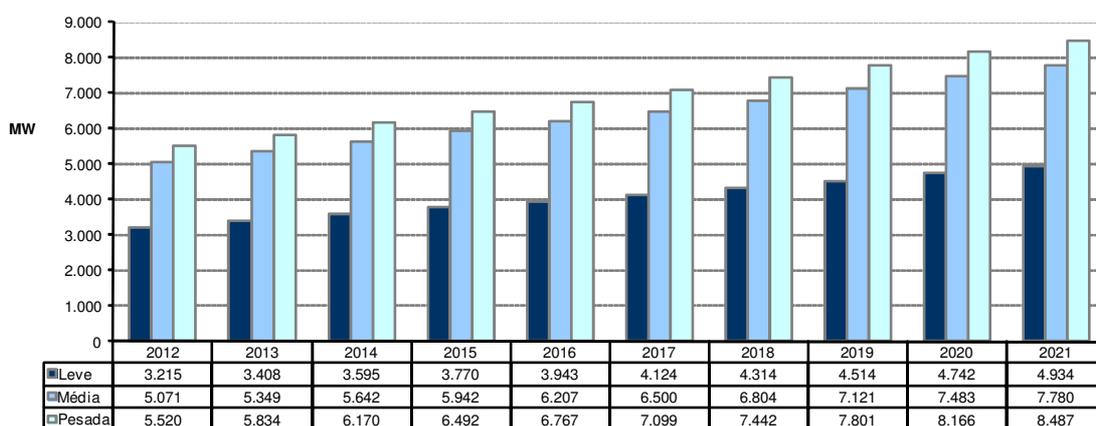
Geração Regional

Os Estados do Acre e Rondônia acrescem à capacidade instalada da Região Centro-Oeste cerca de 1100 MW, distribuídos entre usinas hidrelétricas, 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 72.

Região Centro-Oeste e estados do Acre e Rondônia



Fonte: EPE

Gráfico 72 – Evolução da carga da Região Centro Oeste e Acre Rondônia

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, CELG e

CELTINS e alguns consumidores livres é suprida por FURNAS nas SEs 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 SEs Itumbiara, Bandeirantes, Brasília Sul e Samambaia, também está conectada a UHE Corumbá I de FURNAS.

Geração local

O estado de Goiás e o Distrito Federal têm uma potência instalada de cerca de 8.000 MW.

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 5,0% e é reproduzida no Gráfico 73 para os três patamares de carga.



Fonte: EPE

Gráfico 73 – Evolução da carga do Estado de Goiás e do Distrito Federal

Programa de obras

O plano de obras para o sistema de transmissão nos estados de Goiás e Distrito Federal é apresentado nas tabelas a seguir.

Tabela 90 – Programa de obras – linhas de transmissão - Goiás e Distrito Federal

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT Serra da Mesa – Niquelândia – Barro Alto 230 kV, C2, 87 km	2013
LT Rio Verde Norte – Trindade 500 kV, CD, 200 km	2013
LT Trindade – Xavantes 230 kV, CD, 33 km	2013
LT Trindade – Carajás 230 kV, CS, 22 km	2013
LT Xavantes – Pirineus 230 kV, C2, 40 km	2013
LT Barro Alto – Itapaci 230 kV, C2, 68 km	2014
LT Ribeirãozinho-Rio Verde Norte 500 kV, C3, 250 km	2015
LT Rio Verde – Marimbondo 2 500 kV CS, 350 km	2015

Fonte: EPE

Tabela 91 – Programa de obras – subestações - Goiás e Distrito Federal

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
SE Brasília Geral – 4º AT 230/34,5 kV – 60 MVA	2012
SE Brasília Sul – 3º AT 345/230 kV – 3 x 75 MVA	2012
SE Corumbá – novo setor de 138 kV - 2 TRs 345/138 kV – 2 x 75 MVA	2012
SE Rio Verde – 3º AT 230/138/13,8 kV – (3+1) x 33,3 MVA	2012
SE Samambaia 3º AT 345/138 kV - 225 MVA	2012
SE Luziânia – 1º TR 500/138 – (3+1) x 75 MVA	2013
SE Trindade – 3 TRs 500 / 230 kV - 400 MVA	2013
SE Niquelândia (FURNAS) - Construção de um novo setor de 69 kV – 1º TR 230/69 kV – 30 MVA	2013
SE Goiânia Leste - 3º AT 230/13,8 kV – 50 MVA	2013
SE Brasília Gerall – 5º AT 230/34,5 kV – 60 MVA	2013
SE Itapaci 230 kV – 1º e 2º AT 230/138 kV – 2x75 MVA	2014
SE Pirineus - 2º TR 230/138 kV – 225 MVA	2014

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

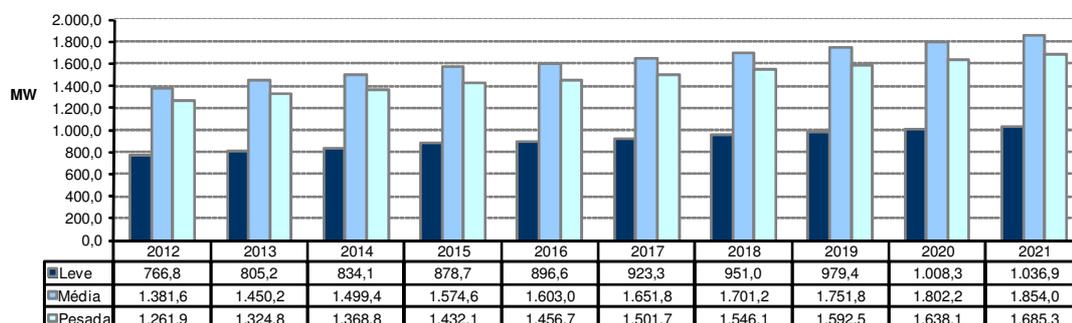
Geração local

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 21 % do total da região Centro-Oeste e estados do Acre e Rondônia, com crescimento médio anual de 3,3% para o patamar de carga pesada. Sua evolução é mostrada no Gráfico 74 para os três patamares de carga.

Mato Grosso



Fonte: EPE

Gráfico 74 – Evolução da carga de Estado de Mato Grosso

Programa de obras

Tabela 92 – Programa de obras– linhas de transmissão – Mato Grosso

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT Jauru - Vilhena 230 kV, C3, 354 km	2012
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 Paranaíta – Cláudia, 300 km (com compensação série e reatores de linha)	2016
LT Cláudia - Paranatinga, 350 km (com compensação série e reatores de linha)	2016
LT Paranatinga – Ribeirãozinho, 348 km (com compensação série e reatores de linha)	2016
LT Ribeirãozinho – Rio Verde Norte, 243 km (com reatores de linha)	2016

Fonte: EPE

Tabela 93 – Programa de obras – subestações – Mato Grosso

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA	
SE Nobres	1º e 2º AT 230/138/13,8 –100 MVA	2012
SE Barra do Peixe 230 kV	3º AT 230/138/13,8 – 2 x (3+1) x 16,67 MVA	2012
SE Nova Várzea Grande 230/138 kV (Seccionamento da LT 230 kV Jauru-Coxipó)	1º AT 230/138 – (3+1) x 50 MVA	2012
SE Lucas do Rio Verde (Nova) 230 kV	1º AT 230/138/13,8 (3+1) x 25 MVA	2013
SE Paranaíta	Módulo Geral 500 kV	2015
	2 Reatores de Barra de 136 MVar e vãos associados	2015
	1 Reator de Barra de 136 MVar e vão associado	2016
SE Cláudia	Módulo Geral 500 kV	2015
	2 Reatores de Barra de 165 MVar e vãos associados	2015
	1 Reator de Barra de 165 MVar e vão associado	2016
SE Paranatinga	Módulo Geral 500 kV	2015
	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 um circuito 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 Epitaciolândia 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.

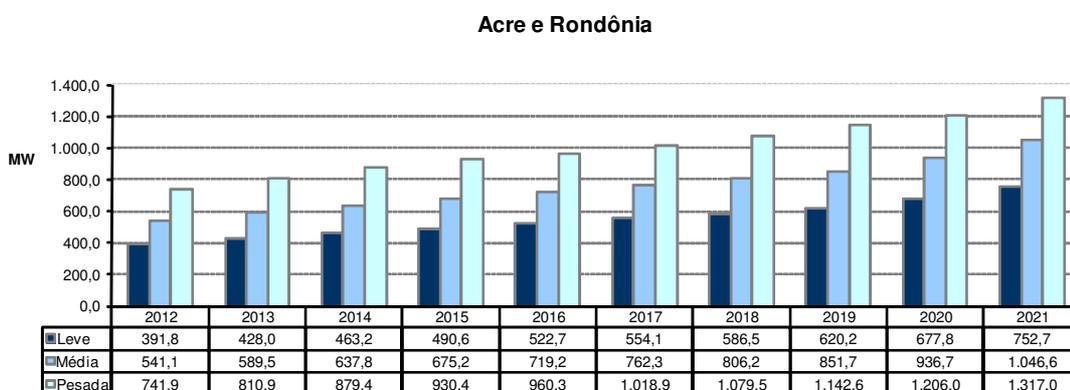
O sistema de transmissão de Rondônia atende, por meio de linhas de transmissão em 230 kV, às regiões de Vilhena, Pimenta Bueno, Ji-Paraná, Jaru, Porto Velho, Ariquemes e Abunã. Da subestação Ji-Paraná parte uma linha de transmissão em 138 kV, com destino à cidade de Rolim de Moura, na região centro-sul do estado.

Geração local

O total da geração atualmente em operação nos estados do Acre e Rondônia é de 1,14 GW, dos quais 1 GW estão instalados em Rondônia e 133 MW no Acre. Com as UHE Jirau e Santo Antonio, atualmente em implantação, a potência instalada do subsistema irá ultrapassar 8 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 75 de onde se deduz, para o patamar de carga pesada, um crescimento médio anual de 6,6% no período decenal.



Fonte: EPE

Gráfico 75 – Evolução da carga dos Estados do Acre e Rondônia

Programa de obras

O programa de obras para a Rede Básica destes estados é mostrado na tabela a seguir.

Tabela 94 – Programa de obras - linhas de transmissão - Estados do Acre e Rondônia

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT Samuel / Ariquemes 230 kV - C2, 150 km	2012
LT Ariquemes / Ji-Paraná 230 kV - C2, 165 km	2012
LT Ji-Paraná / Pimenta Bueno 230 kV - C2, 118,6 km	2012
LT Pimenta Bueno / Vilhena 230 kV - C2, 160,3 km	2012
LT Vilhena / Jauru 230 kV - CD, 354 km	2012
LT Porto Velho I / Abunã 230 kV - C2, 190 km	2012
LT Abunã / Rio Branco I 230 kV - C2, 305 km	2012
LT Porto Velho I / Samuel 230 kV - C3, 41 km	2012
LT Samuel / Ariquemes 230 kV - C3, 150 km	2012
LT Ariquemes / Ji-Paraná 230 kV - C3, 165 km	2012
LT Ji-Paraná / Pimenta Bueno 230 kV - C3, 118 km	2012
LT Pimenta Bueno / Vilhena 230 kV - C3, 160 km	2012
LT Vilhena / Jauru 230 kV - C3, 354 km	2012
LT Porto Velho Coletora / Porto Velho I 230 kV - C1, 12 km	2012
LT Porto Velho Coletora / Porto Velho I 230 kV - C2, 12 km	2012
LT Coletora Porto Velho / Araraquara±600CC - n°1	2013
Seccionamento LT (Porto Velho I / Abunã) / Universidade 230 kV, 0,5 km, MCM	2013
LT Coletora Porto Velho / Araraquara ±600CC - n°2	2014

Fonte: EPE

Tabela 95 – Programa de obras – subestações - Estados do Acre e Rondônia – Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA	
SE Jaru	2º TR 230/69/13,8kV - 30 MVA	2012
	3º TR 230/69/13,8kV - 30 MVA	2014
SE Ji Paraná	3º AT 230/138/13,8kV - 100 MVA	2014
	3º TR 230/69/13,8kV - 60 MVA	2014
SE Porto Velho I	4º TR 230/69 kV - 100 MVA	2012
SE Coletora Porto Velho 230 kV		2012
Estações Conver. CA/CC/CA BACK-TO-BACK – 500 kV		2012
CC - Estação Retificadora Nº 01 CA/CC		2012
CC - Estação Retificadora Nº 02 CA/CC		2012
SE Rio Branco I	2º AT 230/138/13,8kV - 55 MVA	2013
	3º TR 230/69/13,8kV - 100 MVA	2012
SE Ariquemes	3º TRs 230/69/13,8kV - 60 MVA	2014

Fonte: EPE

3.4.4 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 de Goiás:

- Analisar e identificar soluções para os casos de suprimento radial com elos singelos em todo o estado de Goiás;
- 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:

- Estudo de Atendimento à região Norte de Mato Grosso;
- Reavaliar sistema de 138 kV do Nordeste do Estado com o novo mercado da CEMAT;
- 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.

Distrito Federal:

- Consolidação do reforço estrutural à região de Brasília e estudo para definição de novo ponto de suprimento;

Estados do Acre e Rondônia:

- Estudo de Atendimento a Porto Velho;
- Estudo de Integração de Novas Cargas via SE Jaru;
- 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 Iguazu e Uruguai. Os grandes centros de carga são atendidos por subestações de 525/230 kV,

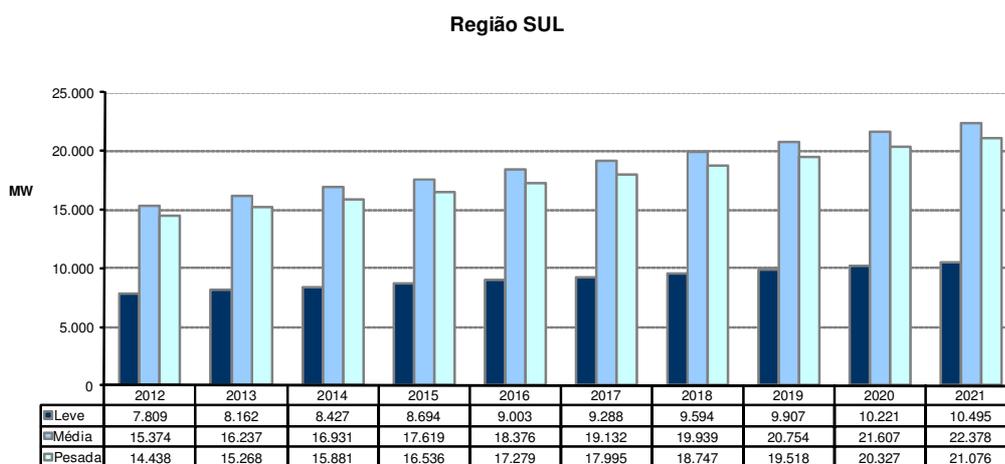
a partir das quais se desenvolve a malha em 230 kV. As interligações internacionais constituem característica marcante da Região Sul, destacando-se as interligações com a Argentina através da Conversora de Garabi (2100 MW) e da Conversora de Uruguiana (50 MW), a interligação com o Uruguai através da 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 Iguazu, Uruguai e Paraná.

Carga Regional

O Gráfico 76 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 4,3% no período 2012-2021.



Fonte: EPE

Gráfico 76 – Evolução da carga na região Sul

3.5.1 Estado do Rio Grande do Sul

Sistema Elétrico

O estado do Rio Grande do Sul é suprido através de um sistema em 525 kV, um sistema de 230 kV e complementado com geração das Usinas da Bacia do Rio Jacuí, da Usina Hidrelétrica de Passo Fundo, de gerações térmicas a carvão das Usinas de Presidente Médici e Charqueadas, de gerações térmicas a gás das Usinas de Uruguiana e Canoas, das Centrais Eólicas dos Parques de Osório, dos Índios e Sangradouro, além das Interligações Internacionais através das conversoras de Garabi, Uruguiana 5 e Livramento 2.

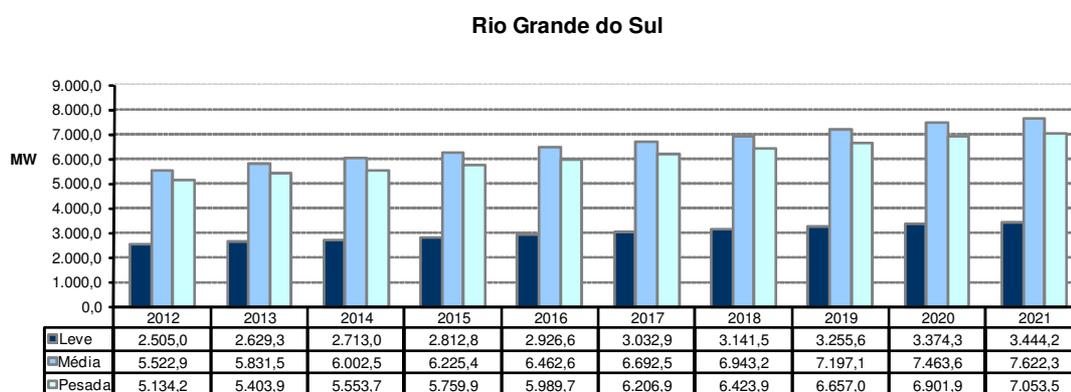
Os principais pontos de suprimento em 525 kV do estado do Rio Grande do Sul são: a SE 525/230 kV Gravataí (3x672 MVA), aonde chegam linhas provenientes de Nova Santa Rita e Caxias; a SE 525/230 kV Caxias (3x672 MVA), atendida por uma linha oriunda de Campos Novos e por outra linha de 525 kV proveniente de Itá; a SE 525/230 kV Nova Santa Rita (3x672 MVA), atendida pela LT 525 kV Itá – Nova Santa Rita, por uma LT 525 kV originária de Gravataí e por uma LT 525 kV Campos Novos – Nova Santa Rita; 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 a SE Itá. O sistema de 230 kV do Rio Grande do Sul interliga-se com o estado de Santa Catarina através de: duas LTs em 230 kV oriundas da SE Xanxerê, que se conectam à UHE Passo Fundo; da LT 230 kV que interliga a SE Siderópolis, em Santa Catarina, à subestação Farroupilha, passando pelas subestações Lajeado Grande e Caxias 5; e também da LT 230 kV Barra Grande – Lagoa Vermelha. Observa-se que o atendimento ao estado do Rio Grande do Sul continuará fortemente dependente da integridade e robustez do sistema de 525 kV, bem como dos intercâmbios que venham a ser praticados.

Geração local

A potência instalada no estado é da ordem de 6.700 MW, com predominância de fontes hidráulicas e térmicas.

Carga local

A carga do estado do Rio Grande do Sul prevista para o período 2012-2021 apresenta um crescimento médio de cerca de 3,6% ao ano, para o patamar de carga pesada. O Gráfico 77 sumariza a evolução para os três patamares de carga.



Fonte: EPE

Gráfico 77 – Evolução da carga do Estado do Rio Grande do Sul

Programa de obras

As principais obras de atendimento ao estado do Rio Grande do Sul previstas nos estudos são apresentadas na Tabela 96 e na Tabela 97.

Tabela 96 – Programa de obras - linhas de transmissão - Rio Grande do Sul

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT Salto Santiago – Itá C2 525 kV, 187 km	2013
LT Itá – Nova Santa Rita C2 525kV, 314 km	2013

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT Nova Santa Rita – Camaquã 3 230kV, 126 km	2013
LT Camaquã 3 – Quinta 230 kV, 164 km	2013
LT Lajeado 2 – Lajeado 3 230 kV, 10 km	2014
LT Lajeado 3 – Garibaldi 230 kV, 50 km	2014
LT Marmeleiro – Santa Vitória do Palmar 525kV, 80 km	2014
LT Nova Santa Rita – Povo Novo 525kV, 290 km	2014
LT Povo Novo – Marmeleiro 525kV, 120 km	2014
LT Porto Alegre 12 – Porto Alegre 1 – Subterrânea 230 kV, 4 km	2015
LT Porto Alegre 8 – Porto Alegre 1 – Subterrânea 230 kV, 3,4 km	2015
LT Candiota – Bagé C2 230 kV, 50 km	2016
LT Maçambará – Santo Ângelo C2 230 kV, 205 km	2020

Fonte: EPE

Tabela 97 – Programa de obras - subestações - Rio Grande do Sul

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA	
SE Gravataí 3 – 230KV	2º TR 230/69kV, 3 x 55 MVA	2012
SE 230/138 kV Quinta	3º TR 230/138 kV, 1 x 50 MVA	2013
SE 230/69 kV Camaquã 3	TR 230/69 kV, 2 x 83 MVA	2013
SE 230 kV Cachoeirinha	Secc. LT 230kV Gravataí 2 – C. Industrial C4	2013
SE 230/138 kV Quinta	Banco de Capacitores 230kV – 25Mvar	2013
SE Gravataí – 525KV	4º AT 525/230kV – 3 x 224 MVA	2013
SE P. Médici – 230/138 kV	2º TR 230/138 kV, 1 x 115 MVA	2013
SE 230 kV Povo Novo.	Secc. Da LT 230kV Camaquã 3 – Quinta	2014
SE 230/69kV Vinhedos	Secc. LT 230kV Monte Claro – Garibaldi	2014
SE 230/69kV Ijuí 2	Banco de Reatores Manobrável 230kV - 30Mvar	2014
SE 230/69kV Lajeado 3 (nova)	1º TR 230/69kV, 1 x 83 MVA	2014
SE 525 kV Santo Ângelo	Secc. Da LT 525 kV Itá – Garabi	2014
SE 525/138kV Santa Vitória do Palmar (nova)	1º TR 525/138kV, 1 x 75MVA	2014
SE 525/230kV Povo Novo (nova)	1º AT 525/230kV, 3+1 x 224 MVA	2014
SE 525kV Marmeleiro (nova)	Compensador Síncrono -200/+200Mvar	2014
SE 525kV Nova Santa Rita	Banco de Reatores Fixo – 3+1x45Mvar	2014
SE Vinhedos 230/69kV (nova)	1º e 2º TR 230/69kV, 2 x 88 MVA	2014
SE 230 kV Porto Alegre 1 SF6 (nova)	Secc. LT 230 kV Gravataí 2 – Porto Alegre 10	2015
SE 230/69 kV Quinta	3º TR 230/69 kV, 3 x 55 MVA	2016
SE 230/69kV Uruguaiana 5	Banco de Capacitores 230kV – 30 Mvar	2016
SE 525/230kV Nova Santa Rita	Banco de Capacitores 230kV – 100Mvar	2016
SE 525/230kV Nova Santa Rita	4º TR 525/230kV, 3 x 224 MVA	2016
SE 230/69kV Porto Alegre 12 – SF6	3º TR 230/69kV, 1 x 83MVA	2017
SE 230/23kV Viamão 3	3º TR 230/23kV, 1 x 50MVA	2018
SE 230/69 kV Guaíba 2	3º TR 230/69 kV, 1 x 50 MVA	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, por DITs na tensão de 138 kV de propriedade da Eletrosul. O Estado conta com duas SEs 525/230 kV, a SE Blumenau (3 x 672 MVA) suprida por duas linhas de 525 kV, provenientes de Campos Novos e Curitiba, e a SE Campos Novos (672 + 336 MVA). Nesta subestação, que é ponto de confluência das usinas do Rio Uruguai, estão conectadas quatro linhas de 525 kV, provenientes de Machadinho, Areia, Gravataí e Blumenau. A seguir é descrito o atendimento das quatro regiões geoeletricas do estado:

Região Leste de Santa Catarina: concentra a maior parte do consumo industrial do Estado, cerca de 60% do mercado de energia elétrica de Santa Catarina. É atendida a partir da SE 525/230 kV Blumenau.

Região do Planalto Norte: é atendida por uma linha de transmissão em 138 kV, em circuito duplo, alimentado pelas SEs 230/138 kV Canoinhas e Joinville.

Região Sul do Estado: é suprida principalmente pela UTE Jorge Lacerda, que está conectada por dois circuitos de 230 kV que percorrem o Litoral do Estado, pela SE 230/138/69 kV Jorge Lacerda A e pela SE 230/69 kV Siderópolis que está interligada em 230 kV às SEs Jorge Lacerda B e Lajeado Grande.

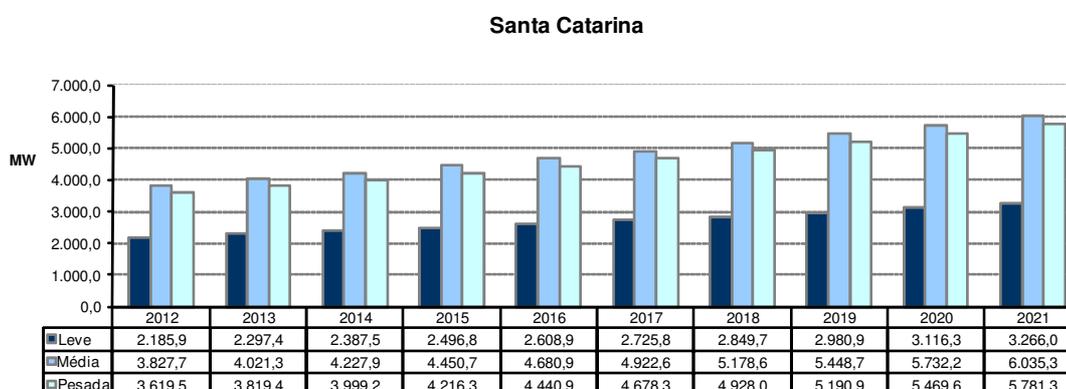
Região Oeste do Estado: é atendida pela rede de 525 kV por meio da SE 525/230/138 kV Campos Novos, pela SE 230/138 kV Xanxerê e em parte pela UTE Jorge Lacerda.

Geração local

A potência instalada no estado é da ordem de 4.400 MW com a predominância de fontes hidráulicas (76%).

Carga local

A carga do estado de Santa Catarina, a qual representa cerca de 26% do total da região, apresenta um crescimento anual médio de 5,3% no período decenal para o patamar de carga pesada. O Gráfico 78 resume os valores previstos para os três patamares de carga.



Fonte: EPE

Gráfico 78 – Evolução da carga do Estado de Santa Catarina

Programa de obras

As principais obras de atendimento ao estado de Santa Catarina são apresentadas nas tabelas a seguir.

Tabela 98 – Programa de obras - linhas de transmissão - Santa Catarina

Descrição da Obra	Data Prevista
LT Blumenau - Joinville 230 kV - recapacitação	2013
LT Blumenau – Joinville Norte 230 kV– recapacitação	2013
LT Joinville – Curitiba 230 kV – CS – recapacitação	2013

Fonte: EPE

Tabela 99 – Programa de obras - subestações – Santa Catarina

Descrição da Obra	Data Prevista
SE 230 kV Gaspar (nova) AT 230/138 kV, 2 x 150 MVA	2013
SE 230 kV Gaspar Secc. LT 230kV Blumenau – Biguaçu	2013
SE 230kV Itajaí Substituição – AT 230/138kV – 1 x 150MVA	2014
SE 230 kV Canoinhas Banco de Capacitores 230 kV – 50 Mvar	2015
SE 230kV Joinville Norte Banco de Capacitores 230kV – 200Mvar	2015
SE Biguaçu – 230 kV 4º AT 230/138kV, 1 x 150MVA	2016
SE Biguaçu – 525 kV 4º AT 525/230kV, 3 X 224 MVA	2017
SE 230 kV Gaspar Secc. LT 230kV Blumenau – Palhoça	2018
SE 230/138 kV Gaspar 3º AT 230/138 kV, 1 X 150 MVA	2018
SE 230kV Canoinhas Substituição – AT 230/138kV – 1 X 150MVA	2018
SE 230kV Joinville Norte 4º AT 230/138kV, 1 X 150MVA	2018
SE 525kV Blumenau Entrada de linha para LT 525kV Curitiba Leste-Blumenau	2019
SE 230kV Biguaçu Banco de Capacitores 230kV – 100Mvar	2023
SE 230kV Itajaí Banco de Capacitores 230kV – 100Mvar	2023
SE 525/230kV Joinville (nova) 1º AT 525/230kV, 3 X 224MVA	2023

Fonte: EPE

3.5.3 Estado do Paraná*Sistema Elétrico*

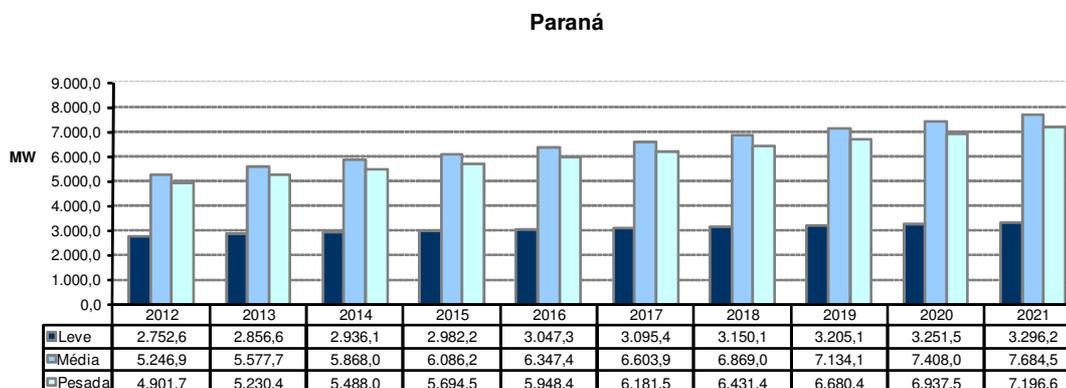
Os principais pontos de suprimento ao estado Paraná são: SE 525/230 kV Curitiba, SE 525/230 kV Areia, SE 525/230 kV Bateias, SE 525/230 kV Londrina Eletrosul e SE 525/230 kV Cascavel Oeste, atendidas por linhas de transmissão provenientes das SEs Itá, Campos Novos, Blumenau e Ibiúna (Sudeste). Para fins de estudos de planejamento, o estado do Paraná foi dividido em cinco regiões geoeletricas, a saber: região metropolitana de Curitiba e Litoral, região Norte, região Noroeste, região Oeste e região Centro-Sul. Estas regiões apresentam características distintas do ponto de vista de mercado, e têm peculiaridades que as distinguem entre si. Estas regiões são atendidas, principalmente, pela Copel Transmissão e pela ELETROSUL na tensão de 525 kV a 69 kV e pela Copel Distribuição nas tensões de 34,5 kV e 13,8 kV.

Geração local

A potência instalada no estado é da ordem de 16.500 MW, com a predominância de fontes hidráulicas (83%).

Carga local

A carga do estado do Paraná, que corresponde a 34% do total da região, apresenta um crescimento anual médio de 4,4% no período decenal para o patamar de carga pesada. A previsão para os três patamares de carga pode ser vista no Gráfico 79.



Fonte: EPE

Gráfico 79 – Evolução da carga do Estado do Paraná

Programa de obras

As principais obras de atendimento ao estado do Paraná previstas nos estudos são apresentadas na Tabela 100 e na Tabela 101.

Tabela 100 – Programa de obras de linhas de transmissão – Paraná

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT Curitiba – Curitiba Leste 525 kV, 35 km	2012
LT Curitiba Leste – Uberaba 230kV, 18 km – recapacitação	2014
LT Umbará – Uberaba 230kV C2, 10 km – recapacitação	2014
LT Salto Osório – Foz do Chopim C2 230 kV, 10 km	2015
LT Londrina – Figueira 230kV C2, 92 km	2015
LT Itatiba – Bateias 500kV, 390 km	2015
LT Curitiba Norte – Bateias 230kV, 35 km	2018
LT Uberaba – Capanema – subterrânea 230kV, 8 km	2018
LT Figueira – Ponta Grossa Norte 230kV – recapacitação	2019
LT Assis – Londrina 500kV C2, 123 km	2019
LT Curitiba Leste – Blumenau 525kV, 158 km	2019
LT Londrina – Apucarana 230kV C2 – recapacitação	2023
LT Bateias – Curitiba Leste 525kV, 65 km	2023

Fonte: EPE

Tabela 101 – Programa de obras - subestações – Paraná

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
SE Uberaba 230kV 1º e 2º TR 230/13,8kV, 2 x 50 MVA	2012
SE 230 kV Santa Quitéria – SF6 (nova) 1º e 2º TR 150MVA 230/69 – 13,8kV	2012

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
SE 230 kV Santa Quitéria – SF6 (nova) 1º e 2º TR 50 MVA 230/13,8 kV	2012
SE 500 kV Curitiba Leste (nova) 3+1 AT 525/230 – 13,8 kV 200 MVA	2012
SE 230 kV Cascavel Norte (nova) AT 230/138 kV, 2 x 150 MVA	2013
SE Figueira 230kV Entrada de Linha – LT 230kV Londrina – Figueira C2	2015
SE Foz do Chopim 230kV Entrada de linha – LT 230kV Salto Osório – Foz do Chopim C2	2015
SE Salto Osório 230kV Entrada de linha – LT 230kV Salto Osório – Foz do Chopim C2	2015
SE Londrina 525/230kV Entrada de linha – LT 230kV Londrina – Figueira C2	2015
SE Bateias525/230kV Entrada de linha – LT 525kV Itatiba - Bateias	2015
SE Bateias525/230kV Conexão de Capacitor Série	2015
SE Curitiba Norte 230 kV Secc.LT 230kV Pilarzinho - CPRB	2018
SE Curitiba Sul 230 kV Secc.LT 230kV Uberaba - Umbará C1	2018
SE Capanema 230/138kV - SF6 (nova) 1º e 2º AT 230/138kV – 13,8, 2 x 150MVA	2018
SE Capanema 230/138kV - SF6 (nova) 1º e 2º TR 230/13,8kV, 2 x 50MVA	2018
SE Curitiba Norte 230/138kV (nova) 1º AT 230/138 – 13,8kV, 1 x 150MVA	2018
SE Curitiba Sul 230/138kV (nova) 1º AT 230/138 – 13,8kV, 1 x 150MVA	2018

Fonte: EPE

3.5.4 Estado de Mato Grosso do Sul

Sistema elétrico

O sistema de suprimento ao estado do Mato Grosso do Sul é efetuado pela Rede Básica consistindo de um sistema em 230 kV, de propriedade da ELETROSUL e da PPTE - Porto Primavera Transmissora, contando também com as DITs – Demais Instalações de Transmissão, de propriedade da ELETROSUL.

Mesmo com implantação das LTs 230 kV a partir de Porto Primavera, a distribuição do carregamento no sistema de transmissão em 230 kV e 138 kV, que abastece o Mato Grosso do Sul, continua sendo determinada não somente pelas solicitações do mercado local, mas também pelas condições de intercâmbio entre as Regiões Sudeste e Sul e do montante de geração local, conectada à rede de 138 kV. O estado de Mato Grosso do Sul possui uma área de 358 mil km², majoritariamente atendida pela concessionária de distribuição ENERSUL e, em menor escala (8% da área), pela ELEKTRO.

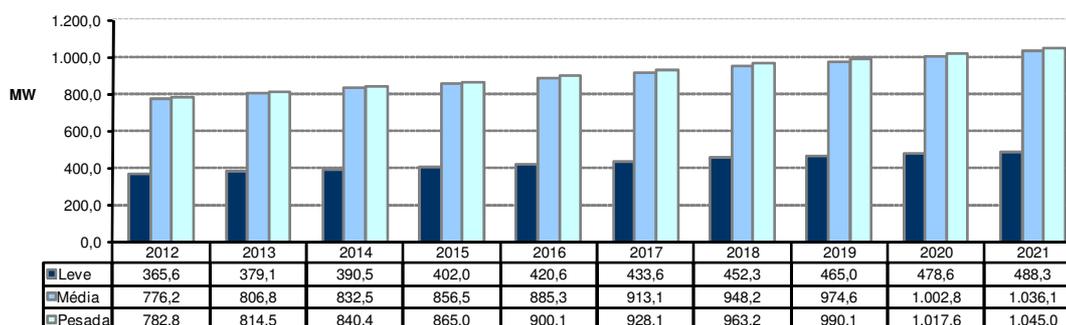
Geração local

A potência instalada no estado é da ordem de 4.600 MW com a predominância de fontes hidráulicas (77%).

Carga local

A carga do estado do Mato Grosso do Sul, que representa cerca de 5% 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 80.

Mato Grosso do Sul



Fonte: EPE

Gráfico 80 – Evolução da carga do Estado de Mato Grosso do Sul*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 102 – Programa de obras - subestações – Mato Grosso do Sul

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
SE Dourados 230 kV Banco de Capacitores 230kV – 20Mvar	2012
SE CG Eletrosul 2 230 kV 1º e 2º AT 230/138 kV, 2 x 150 MVA	2013
SE Ivinhema 230 kV Reator trifásico de Barra 230 kV, 27 MVAR	2013
SE kV Rio Brillante ICG 230 Reator trifásico de Barra 230 kV, 27 MVAR	2013
SE Sidrolândia 230/138kV Construção do novo pátio de 138kV.	2013
SE Três Lagoas 440/138 kV 2 TR 440/138 kV – (6+1) x 100 MVA (novo pátio de 138 kV)	2013

Fonte: EPE

3.5.5 Estudos complementares

Além dos Estudos da Expansão da Interligação Sul – Sudeste/Centro-Oeste, com vistas a atender os acréscimos de geração indicados no PDE e a determinação de novos limites de intercâmbio, ora em elaboração, 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 às Regiões Norte e Noroeste para determinação da solução estrutural de atendimento ao mercado da região.
- 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 Região Itajaí para determinação da solução estrutural de atendimento ao mercado da região.
- Estudo de Atendimento à Florianópolis para determinação da solução estrutural de atendimento ao mercado da região.
- Estudo de Atendimento a Região sul do estado de Santa Catarina à expansão estrutural para o atendimento ao mercado da região e o esgotamento da transformação 230/69 kV de Jorge Lacerda.

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.

4. Evolução Física e Investimentos

É apresentada a seguir a estimativa da evolução física dos sistemas de transmissão no período 2012-2021 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 103 – 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 2011	0	2.683	1.612	34.851	6.679	10.063	45.349	101.237
Evolução 2012-2021	7.325	0	4.750	26.889	113	337	8.318	47.732
Evolução 2012-2016	0	0	4.750	21.547	47	337	7.874	34,555
Evolução 2017-2021	7.325	0	0	5.342	66	0	444	13,177
Estimativa 2021	7.325	2.683	6.362	61.740	6.792	10.400	53.668	148.969

* Inclui linhas em fase de implantação com previsão de energização até dez/2011.

Fonte: EPE

Tabela 104 – SIN: Estimativa da evolução física do sistema de transmissão - Transformação (MVA)

Tensão	750kV	500kV	440kV	345kV	230kV	TOTAL
Existente em 2011						232.877
Evolução 2012-2021	1.500	49.331	2.433	5.676	19.396	78.336
Evolução 2012-2016	1.500	38.168	2.433	5.577	16.803	64.481
Evolução 2017-2021	0	11.163	0	99	2.593	13.855
Estimativa 2021						311.213

* Inclui os transformadores de fronteira.

** Inclui transformadores em fase de implantação com previsão de energização até dez/2010.

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 81 – SIN – Estimativa dos investimentos em linhas de transmissão, por ano

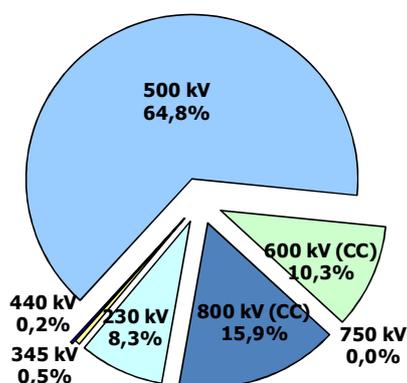


Gráfico 82 – SIN – Estimativa dos investimentos em subestações, por ano

Nos gráficos a seguir, são mostrados os investimentos totais de forma desagregada por nível de tensão, considerando o valor acumulado no período 2012-2021, computando-se nesse total as instalações já licitadas que entram em operação no período decenal. O valor total atinge a cerca de R\$ 55,8 bilhões, sendo R\$ 36,3 bilhões em linhas de transmissão e R\$ 19,5 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\$ 32 bilhões, sendo cerca de R\$ 22 bilhões em linhas de transmissão e R\$ 10 bilhões em subestações, incluindo as instalações de fronteira.

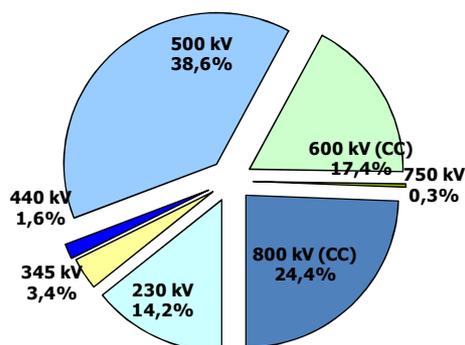
Estimativa de Investimentos em Linhas de Transmissão por Nível de Tensão (%)
Total = 36,27 bilhões



Fonte: EPE

Gráfico 83 – Investimento total em linhas de transmissão, por nível de tensão, período 2012 – 2021

Estimativa de Investimentos em Subestações (com fronteira) por Nível de Tensão (%)
Total = 19,46 bilhões



Fonte: EPE

Gráfico 84 – Investimento total em subestações, por nível de tensão, período 2012 - 2021

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 4.2, que é disponibilizado pela ANEEL, considerando os quatro submercados energéticos: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte.

A evolução da Receita Anual Permitida - 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.

A projeção do valor médio da TUST de geração em 2021, considerando as usinas das quatro regiões geoeletricas, resultou da ordem de R\$ 4,9/kW.mês. Separadamente para as regiões, os resultados foram: Sul – R\$ 4,9/kW.mês, Nordeste – R\$ 4,7/kW.mês, Norte – R\$ 4,2/kW.mês e Sudeste/Centro Oeste – R\$ 5,9/kW.mês.

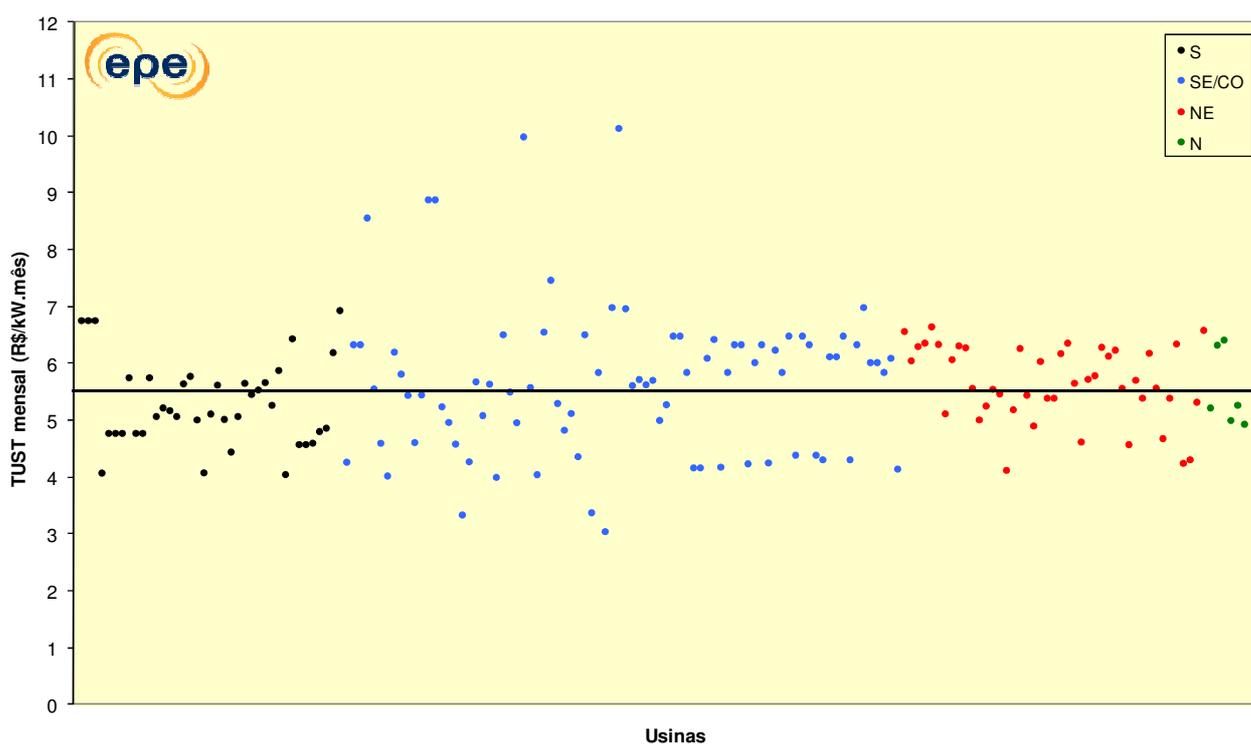
Quanto à TUST de carga, resultaram os seguintes valores médios por região: Sul – R\$ 6,6/kW.mês, Nordeste – R\$ 6,7/kW.mês, Norte – R\$ 7,0/kW.mês e Sudeste/Centro Oeste – 6,2 R\$/kW.mês.

A seguir esses resultados são apresentados com maior detalhe.

TUST para Instalações de Geração

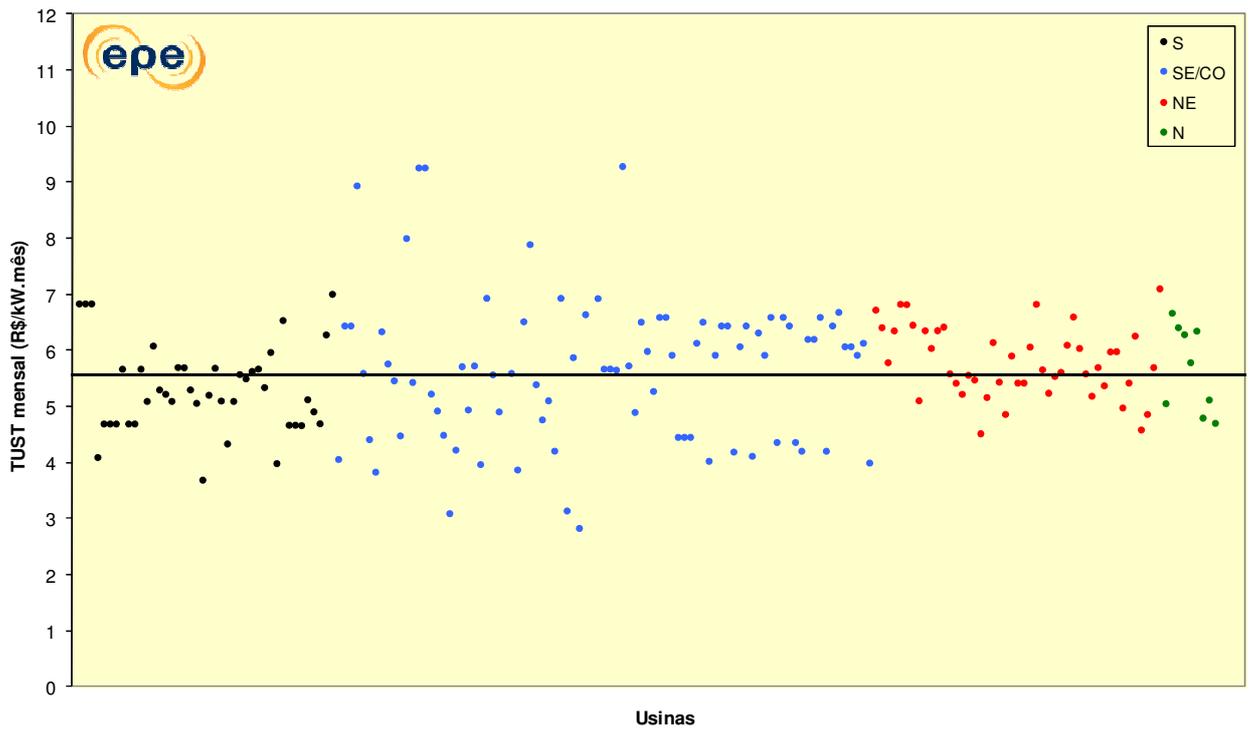
Os gráficos a seguir apresentam a distribuição da estimativa das TUST de geração do sistema por submercado, considerando-se apenas os anos ímpares do período 2012-2021. As tarifas de geração foram calculadas de acordo com as resoluções nºs. 117/04 e 267/07.

Os gráficos abaixo apresentam como a TUST das usinas de cada região se comporta em relação à média do sistema.



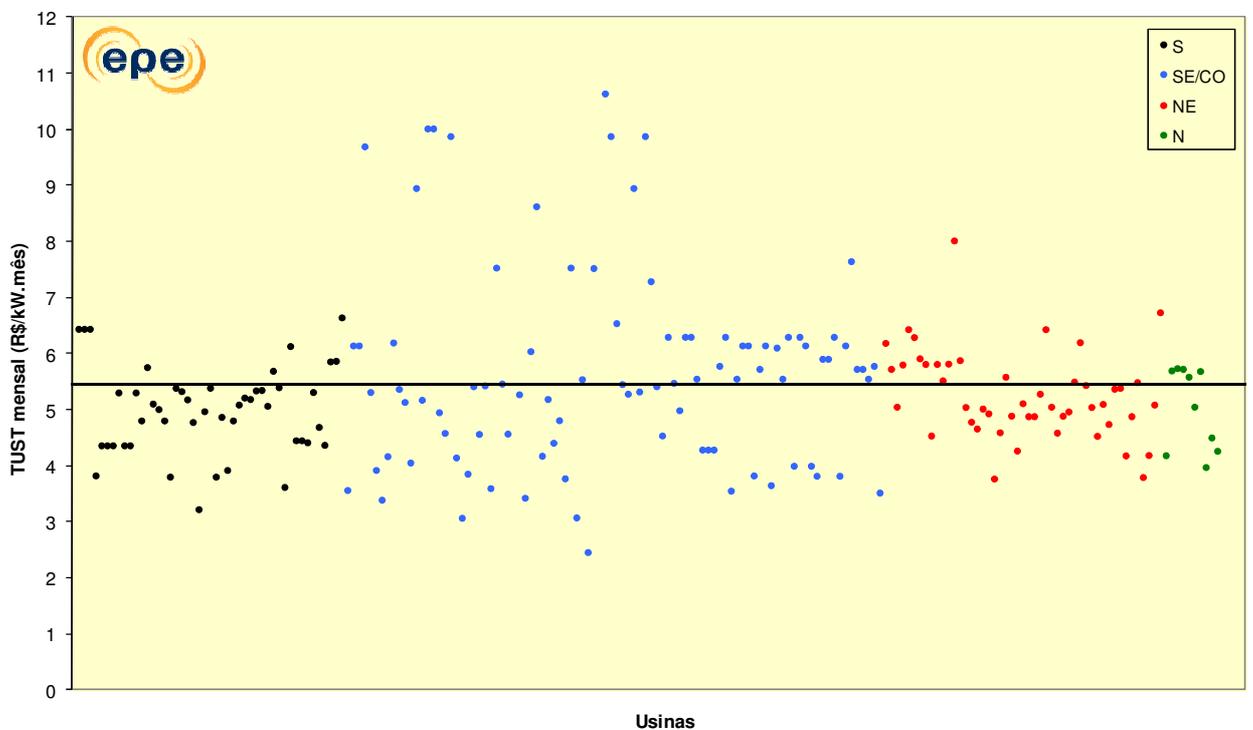
Fonte: EPE

Gráfico 85 – Distribuição da TUST para o ano 2013



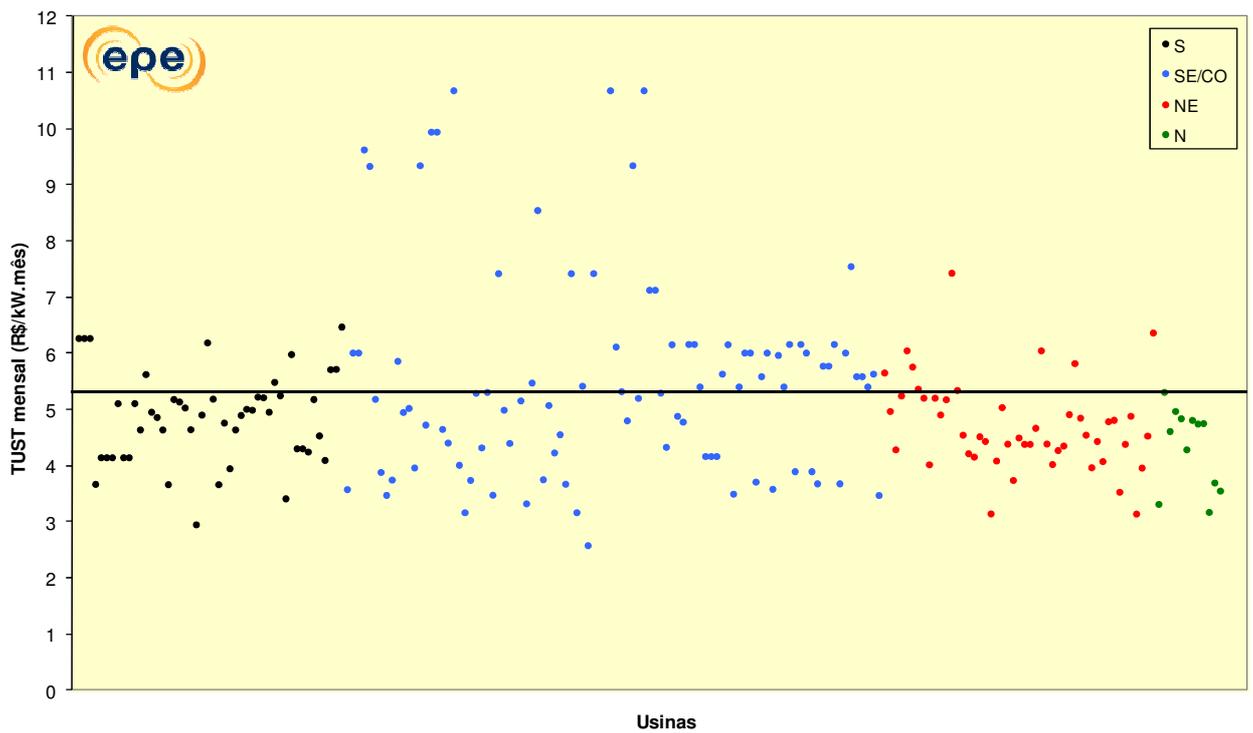
Fonte: EPE

Gráfico 86 – Distribuição da TUST de Geração para o ano 2015



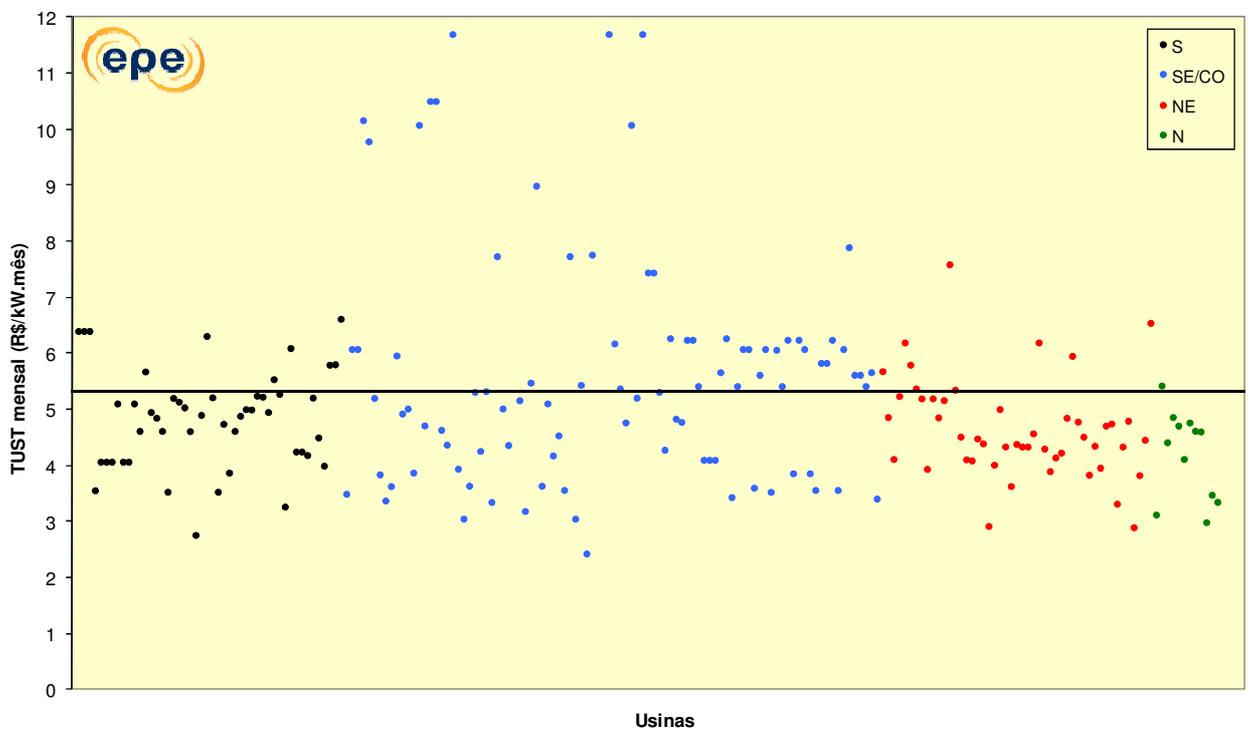
Fonte: EPE

Gráfico 87 – Distribuição da TUST de Geração para o ano 2017



Fonte: EPE

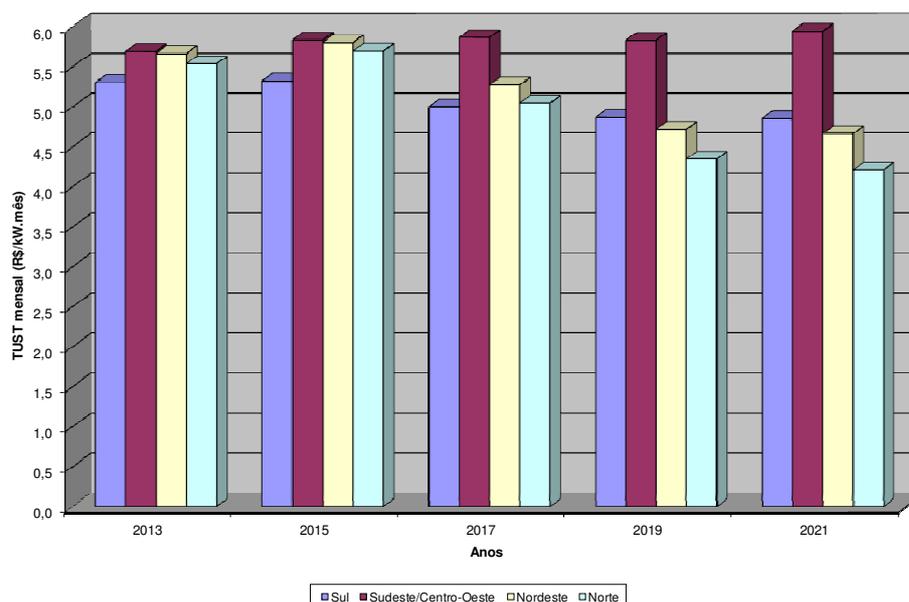
Gráfico 88 – Distribuição da TUST de Geração para o ano 2019



Fonte: EPE

Gráfico 89 – Distribuição da TUST de Geração para o ano 2021

No Gráfico 90 é mostrada a estimativa da evolução da TUST média de geração dos submercados.



Fonte: EPE

Gráfico 90 – TUST média de geração

TUST para Instalações de Consumo (TUST de Carga)

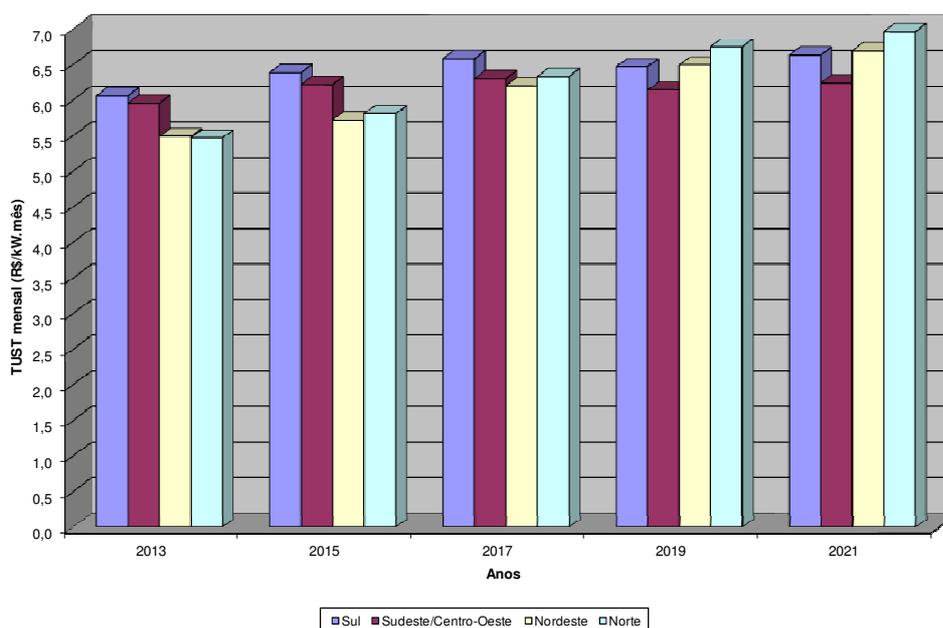
A Tabela 105 apresenta a estimativa das TUST de carga obtidas para o sistema interligado, com os valores mínimo, máximo e médio de cada submercado, para os anos pares do período decenal.

Tabela 105 – Tarifas de carga

Ano / Submercado	Tarifa de Carga (R\$/kW.mês)		
	Mínima	Máxima	Média
Ano 2013			
Sul	3,778	7,443	6,059
Sudeste/Centro-Oeste	0,586	8,417	5,958
Nordeste	3,942	7,552	5,490
Norte	3,092	6,695	5,470
Ano 2015			
Sul	4,003	7,952	6,384
Sudeste/Centro-Oeste	0,000	9,035	6,222
Nordeste	3,919	8,014	5,719
Norte	3,044	7,230	5,810
Ano 2017			
Sul	4,242	8,326	6,584
Sudeste/Centro-Oeste	0,000	8,588	6,302
Nordeste	2,882	8,566	6,204
Norte	2,033	7,748	6,331
Ano 2019			
Sul	4,124	8,317	6,470
Sudeste/Centro-Oeste	0,000	8,402	6,141
Nordeste	3,176	8,808	6,493
Norte	1,451	8,246	6,746

Ano / Submercado	Tarifa de Carga (R\$/kW.mês)		
	Mínima	Máxima	Média
Ano 2021			
Sul	4,059	8,654	6,633
Sudeste/Centro-Oeste	0,000	8,693	6,242
Nordeste	3,100	9,149	6,691
Norte	0,861	8,636	6,963

O Gráfico 91 mostra a estimativa da evolução da tarifa média de carga dos submercados para os anos ímpares do período 2012-2021.



Fonte: EPE

Gráfico 91 – TUST média de carga

As seguintes constatações podem ser feitas a partir dos resultados anteriormente mostrados para os valores indicativos da evolução da TUST:

- Quanto às tarifas médias de geração, nota-se uma tendência de valores decrescentes ao longo do período decenal, de modo mais acentuado para as regiões Nordeste e Norte. Excetua-se a região Sudeste/Centro Oeste, para a qual os valores médios de TUST apresentam um ligeiro crescimento (Gráfico 90);
- Para as tarifas médias de carga, nota-se, ao contrário, uma tendência de valores crescentes, também de modo mais acentuado para as regiões Nordeste e Norte (Tabela 105 e Gráfico 91).

Entende-se que, dentre outros aspectos, tais resultados são decorrentes da metodologia adotada para o cálculo da tarifa nodal, particularmente quanto ao rateio da RAP entre geradores e cargas. Para os novos geradores já contratados nos leilões de energia foram considerados os valores de TUST para os dez primeiros anos de operação das usinas previamente estabelecidos pela ANEEL nos editais das licitações, sendo que as diferenças entre as receitas decorrentes destas tarifas e os valores posteriormente computados como necessários para remunerar os investimentos associados à evolução prevista da rede foram integralmente alocadas às tarifas das cargas do sistema, conforme estabelecido pela ANEEL.

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 2012-2021, 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 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 o evento da inviabilidade (ou impossibilidade) de oferta de equipamentos bem como a questão do cumprimento das exigências contratuais de Conteúdo Local.

As estimativas de produção basearam-se em unidades produtivas (UPs), que correspondem às jazidas em produção, em desenvolvimento, com declaração de comercialidade ou em 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, tanto nas áreas contratadas (por concessão ou cessão onerosa) quanto em parte das áreas da União ainda não contratadas com empresas de E&P. As áreas da União são definidas neste PDE com base em critérios exploratórios e ambientais⁶⁸.

Este PDE é o primeiro a ser elaborado depois da aprovação da Lei nº 12.351/2010 que definiu a área do Pré-Sal como uma porção das bacias sedimentares de Santos e Campos formada por um prisma vertical de profundidade indeterminada com superfície poligonal delimitada no Anexo da Lei⁶⁹. No PDE 2020, o termo Pré-Sal referia-se a limites geográficos semelhantes aos limites atualmente legais,

⁶⁸ 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) do Estudo Zoneamento (EPE, 2012; no prelo); 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* (registra-se que foi durante a edição deste capítulo do PDE aprovada a Portaria Interministerial N° 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).

porém restringia-se à seção geológica definida por rochas carbonáticas depositadas na fase *sag basin*⁷⁰ e na fase rifte das bacias de Santos e Campos, formadas antes dos depósitos evaporíticos aptianos. Assim, neste PDE, é necessário qualificar o termo Pré-Sal para especificar os dois sentidos, legal e geológico.

O Pré-Sal Legal (PSL) corresponde a todo o prisma no interior do polígono delimitado na referida lei e inclui uma seção anterior aos depósitos evaporíticos, aqui chamada de Pré-Sal Geológico (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 unidades produtivas fora dos limites do polígono legal. Desta forma, com relação ao PDE anterior, o PSG deste Plano equivale ao “Pré-Sal” do PDE 2020; a união do POS com o EPSL equivale ao “Extra Pré-Sal” do PDE 2020.

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 Pré-Sal Geológico (PSG) e no Pós-Sal (POS).

Para organização espacial das unidades produtivas com reserva declarada, utilizaram-se dados georreferenciados de campos disponíveis na página eletrônica do Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP) da ANP (2011). Para as unidades produtivas contingentes e recursos não descobertos, consultaram-se dados georreferenciados de blocos exploratórios do BDEP (2011), mapas e informações do Estudo Zoneamento (EPE, 2012; no prelo), além do Projeto APEP (EPE, 2008) e as Notas Técnicas relativas às rodadas 6 a 10 de licitação disponibilizadas pelo MME.

Para as previsões de produção dos recursos descobertos com comercialidade comprovada, foram utilizadas as 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 2010. Quanto aos dados volumétricos dos recursos descobertos na categoria contingente, foram consideradas, na sua maioria, informações contidas nos planos originais de avaliação de descobertas em blocos exploratórios. As estimativas dos recursos não descobertos (potencial petrolífero) nos blocos contratados até 30 de maio de 2011 foram elaboradas considerando-se a diversidade de chances de descobertas comerciais nas bacias brasileiras.

De modo consistente com as previsões de produção, estão incluídas neste PDE considerações estratégicas e econômicas sobre: evolução de reservas, demandas por FPSOs (*floating, production, storage and offloading*)⁷¹ e Conteúdo Local na aquisição de bens e serviços; investimentos em exploração e produção (E&P); e, 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 2011 e encerrado no início do quarto trimestre de 2011, com o fornecimento

⁶⁹ Inciso IV do Art. 2º da Lei nº 12.351/2010: “área do pré-sal: região do subsolo formada por um prisma vertical de profundidade indeterminada, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices estabelecidas no Anexo desta Lei, bem como outras regiões que venham a ser delimitadas em ato do Poder Executivo, de acordo com a evolução do conhecimento geológico;”.

⁷⁰ A denominação *sag* (flexura, curva ou dobra, em Inglês) faz alusão à fase de quiescência tectônica, ainda dentro da evolução da tectônica rifte, na sua parte superior, cujos sedimentos teriam sido depositados em uma “bacia tipo *sag*”. Esta fase é composta por uma sequência de camadas sub-horizontais, resultado de subsidência termal, flexural, apresentando atividade tectônica rúptil escassa.

⁷¹ Além de FPSO, demandas específicas para outros tipos de Unidades Estacionárias de Produção (UEP) não foram estimadas neste PDE.

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 semestre de 2012, com o PDE em via de publicação, tornou-se necessária uma revisão de previsões de produção, de modo a incorporar novas e significativas informações divulgadas no Plano de Negócios 2012-2016 da Petrobras⁷².

2. Previsões de Produção

O modelo básico utilizado para as previsões de produção de cada Unidade Produtiva (UP) em área já contratada envolve a caracterização de três fases: crescimento, produção estabilizada (“patamar”) e produção em 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 2012-2015. Para os recursos não descobertos, o modelo também envolve a previsão do ano da descoberta e do início da produção.

As previsões de produção dos recursos contingentes não devem ser consideradas como se fossem previsões a partir das reservas atuais. De fato, embora sejam de recursos descobertos, as previsões dos contingentes envolvem incertezas adicionais, quanto à economicidade, prazo para início de produção, perfil de produção e volume total possível de ser produzido.

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 2010, 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 (União).

⁷² A revisão motivada pelo Plano de Negócios (2012-2016) da Petrobras, realizada em junho e julho de 2012, foi focada, principalmente, nas postergações de entrada em operação de equipamentos de produção em águas profundas e ultraprofundas, não tendo sido realizada uma exaustiva atualização da carteira de (centenas de) unidades produtivas que embasam o PDE, de seus volumes e perfis de produção. Revisão com tal abrangência é o foco do PDE 2013-2022, em elaboração.

Na Tabela 106 e no Gráfico 92 apresenta-se a previsão de produção potencial diária de petróleo nacional até 2021. Nota-se que a produção sustentada somente nas reservas totais (RT), referidas a 31 de dezembro de 2010, deverá apresentar ligeira queda em 2013 e 2016, atingindo 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 43% da produção em 2021. Quanto à contribuição dos recursos não descobertos contratados (RND-E), espera-se o início da produção a partir de 2014, atingindo quase 5% da produção potencial total em 2021. 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 em 2017 e alcançar cerca de 6% da produção potencial total em 2021⁷³. Em relação ao total, considerando-se todas as fontes de recursos, estima-se que a produção em 2021 tenha potencial de ser 158% maior que a registrada em 2011⁷⁴.

Tabela 106 – Previsão nacional de produção anual de petróleo, no período 2012-2021, classificada por nível de incerteza dos recursos.

Valores em milhões de barris diários

RECURSO:	ANO									
PETRÓLEO	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
União	-	-	-	-	-	0,002	0,088	0,143	0,236	0,322
RND-E	-	-	0,010	0,053	0,107	0,162	0,202	0,215	0,235	0,249
RC	0,021	0,033	0,172	0,426	0,838	1,126	1,643	2,022	2,147	2,321
RT	2,230	2,213	2,459	2,534	2,496	2,764	2,782	2,683	2,686	2,543
TOTAL	2,252	2,246	2,641	3,013	3,441	4,054	4,715	5,063	5,305	5,434

Fonte: EPE

⁷³ 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).

⁷⁴ A produção de petróleo realizada em 2011 foi de 2,105 MM bpd, conforme ANP.



Fonte: EPE

Gráfico 92 – Previsão de produção nacional de petróleo no período 2012-2021.

A Tabela 107 e o Gráfico 93 representam a previsão de produção bruta potencial nacional diária de gás natural até 2021. Considerando-se que a maior proporção do gás a ser produzido no decênio em foco é de gás associado, a tendência de crescimento no citado gráfico é coerente com a apresentada anteriormente para a produção de petróleo.

Contando-se apenas com as reservas totais (RT) referidas a 31 de dezembro de 2010, prevê-se uma tendência crescente significativa até 2018, quando se atingirá um pico de produção de 115,132 milhões de metros cúbicos diários, seguido de um declínio suave que é compensado pela contribuição dos recursos contingentes (RC), dos recursos não descobertos em áreas contratadas (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 2021 poderá ser 258% maior que a produção bruta efetiva realizada em 2011⁷⁵.

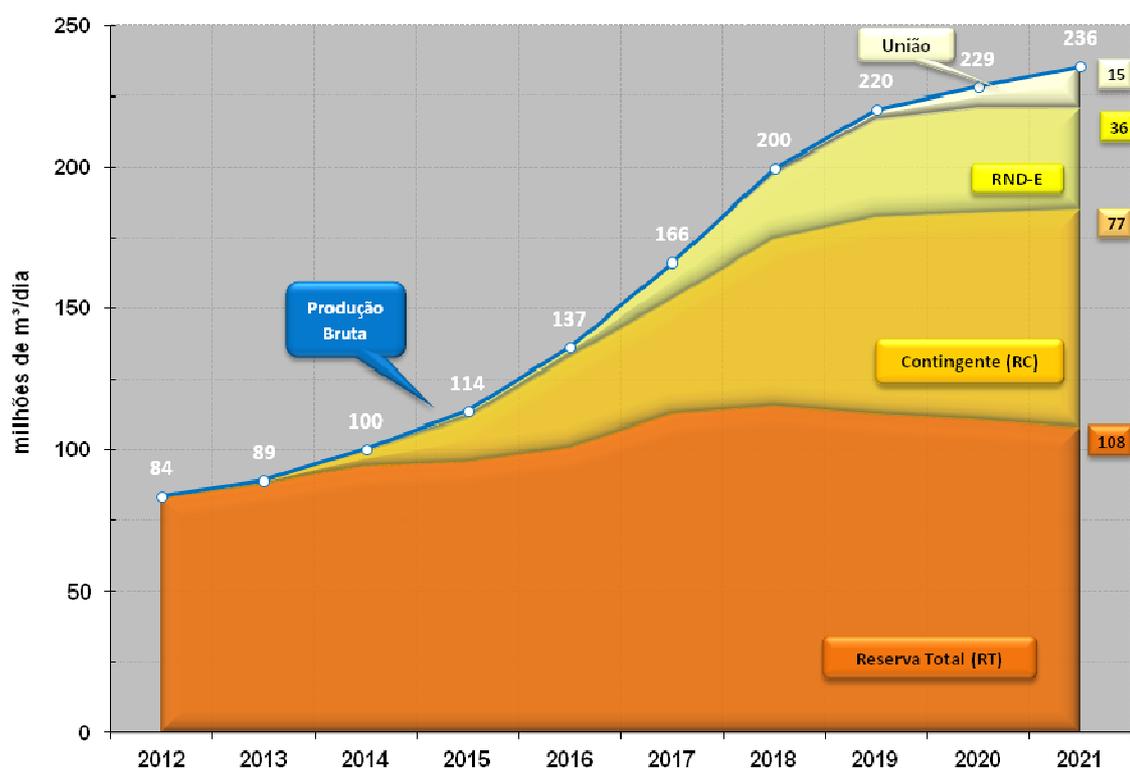
Tabela 107 – Previsão de produção bruta potencial nacional de gás natural, no período 2012-2021, classificada por nível de incerteza dos recursos.

Valores em milhões de metros cúbicos diários

RECURSO:	ANO										
	GÁS	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
União	-	-	-	-	-	0,075	2,536	4,039	7,981	15,298	
RND-E	-	-	0,823	2,984	4,161	13,582	23,017	34,364	37,053	35,732	
RC	0,833	1,363	5,587	15,429	31,961	40,448	58,983	69,801	73,331	77,273	
RT	82,806	87,835	93,981	95,461	100,442	112,334	115,132	112,201	110,234	107,541	
TOTAL	83,639	89,198	100,391	113,875	136,564	166,438	199,667	220,406	228,600	235,844	

Fonte: EPE

⁷⁵ A produção (bruta) de gás natural realizada em 2011 foi de 65,955 MM m³/d, conforme ANP.



Fonte: EPE

Gráfico 93 – Previsão de produção bruta potencial nacional de gás no período 2012-2021.

Na Tabela 108 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 (2012-2021), a produção de gás associado é significativamente majoritária.

A previsão de produção líquida potencial nacional diária de gás natural a que se refere este Plano, representada na Tabela 109, corresponde aos volumes de gás natural potencialmente disponibilizados para as UPGNs, obtidos a partir da previsão de produção bruta (conforme a Tabela 107) e de estimativas de reinjeção nos reservatórios, perdas/queimas e consumo próprio (E&P) de gás natural.

Tabela 108 – Previsão de produção bruta potencial nacional de gás natural, no período 2012-2021, a partir de recursos descobertos em áreas contratadas (reservas e contingentes).

Valores em milhões de metros cúbicos diários

RECURSO:	ANO										
	GÁS	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
GA (RT + RC)		51,008	51,622	60,641	69,650	81,900	102,286	119,924	127,530	131,136	134,206
GNA (RT + RC)		32,631	37,575	38,927	41,241	50,503	50,495	54,191	54,471	52,430	50,608
TOTAL		83,639	89,198	99,568	110,891	132,403	152,782	174,114	182,002	183,566	184,814

Fonte: EPE

Tabela 109 – Previsão de produção líquida potencial nacional de gás natural.*Valores em milhões de metros cúbicos diários*

RECURSO:	ANO									
	GÁS	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
TOTAL (LÍQUIDA)	57,685	62,865	70,341	76,559	96,251	115,222	138,047	152,705	160,054	164,337

Fonte: EPE

A Tabela 110 representa as previsões de produção de petróleo nacional no período 2012-2021, classificada por tipo de petróleo⁷⁶, 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 2015, enquanto continua crescendo a produção de petróleo mediano, sendo ainda mais acentuado o aumento a partir de 2015.

Tabela 110 – Previsão de produção de petróleo nacional, no período 2012-2021, a partir de recursos descobertos (RT + RC) em áreas contratadas, classificada por tipo (leve, mediano e pesado).*Valores em milhões de barris diários*

RECURSO:	ANO									
	PETRÓLEO	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
LEVE	0,188	0,208	0,276	0,418	0,515	0,565	0,652	0,740	0,732	0,773
MEDIANO	1,027	1,059	1,253	1,525	1,827	2,338	2,829	3,091	3,300	3,370
PESADO	1,037	0,979	1,102	1,017	0,992	0,987	0,944	0,875	0,801	0,720
TOTAL	2,252	2,246	2,631	2,960	3,334	3,890	4,425	4,706	4,834	4,863

Fonte: EPE

A Tabela 111 apresenta a contribuição prevista dos recursos não descobertos (RND-E) à produção de petróleo no período 2012-2021, desagregada por tipo (leve, mediano, pesado), em áreas contratadas.

A Tabela 112 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 2012-2021, classificados por nível de incerteza; o Pré-Sal Geológico (PSG) e o Pós-Sal (POS) estão incluídos no Pré-Sal Legal.

Tabela 111 – Previsão de produção de petróleo nacional, no período 2012-2021, a partir de recursos não descobertos em áreas contratadas (RND-E), classificada por tipo (leve, mediano e pesado).*Valores em milhões de barris diários*

RECURSO:	ANO									
	PETRÓLEO	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
LEVE	-	-	0,008	0,038	0,063	0,089	0,105	0,098	0,097	0,095
MEDIANO	-	-	0,002	0,015	0,044	0,073	0,096	0,116	0,138	0,154
PESADO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	-	-	0,010	0,053	0,106	0,162	0,201	0,214	0,235	0,249

Fonte: EPE

⁷⁶ 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 112 – Previsão de produção nacional de petróleo em áreas contratadas, a partir da localização (Pré-Sal Legal ou Extra Pré-Sal Legal) e nível de incerteza dos recursos (descobertos ou não descobertos).

Valores em milhões de barris diários

RECURSO:	ANO									
PETRÓLEO	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
RND-E (EPSL)	-	-	0,008	0,043	0,081	0,118	0,138	0,127	0,122	0,113
RND-E (PSL)	-	-	0,002	0,010	0,026	0,044	0,064	0,087	0,113	0,136
RD (EPSL)	0,354	0,400	0,472	0,602	0,688	0,678	0,692	0,687	0,617	0,558
RD (PSL)	1,898	1,846	2,159	2,358	2,646	3,212	3,733	4,019	4,216	4,306
TOTAL	2,252	2,246	2,641	3,013	3,441	4,052	4,627	4,920	5,069	5,112

Legenda: EPSL = Extra Pré-Sal Legal; PSL = Pré-Sal Legal; RD = recursos descobertos (reservas + contingentes); RND-E = recursos não descobertos em áreas contratadas com empresas.

Fonte: EPE

A Tabela 113 apresenta as previsões de produção nacional de gás natural, classificadas por tipo, a partir dos recursos descobertos e não descobertos em áreas contratadas.

De modo análogo ao petróleo, a Tabela 114 apresenta as previsões de produção nacional de gás natural no período 2012-2021, 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 113 – Previsão de produção bruta potencial nacional de gás natural no período 2012-2021, classificada por tipo e nível de incerteza de recursos, em áreas contratadas.

Valores em milhões de metros cúbicos diários

RECURSO:	ANO									
GÁS	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
GA RND-E	-	-	0,823	2,984	4,161	5,118	5,753	6,075	6,591	6,946
GNA RND-E	-	-	-	-	-	8,463	17,264	28,290	30,462	28,786
GA RD	51,008	51,622	60,641	69,650	81,900	102,286	119,924	127,530	131,136	134,206
GNA RD	32,631	37,575	38,927	41,241	50,503	50,495	54,191	54,471	52,430	50,608
GÁS TOTAL	83,639	89,198	100,391	113,875	136,564	166,363	197,132	216,366	220,618	220,546

Legenda: GA = gás associado; GNA = gás não associado; RD = recursos descobertos (reservas mais contingentes); RND-E recursos não descobertos em áreas contratadas.

Fonte: EPE

Tabela 114 – Previsão de produção bruta potencial nacional de gás natural em áreas contratadas, a partir da localização (Pré-Sal Legal ou Extra Pré-Sal Legal) e nível de incerteza dos recursos (descobertos ou não descobertos).

Valores em milhões de metros cúbicos diários

RECURSO:	ANO									
GÁS	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
RND-E (EPSL)	-	-	0,784	2,697	3,405	12,092	20,193	29,797	30,564	27,818
RND-E (PSL)	-	-	0,039	0,287	0,756	1,490	2,825	4,567	6,489	7,914
RD (EPSL)	44,069	47,859	51,627	55,547	67,901	67,2013	70,354	68,123	63,422	60,590
RD (PSL)	39,570	41,338	47,941	55,343	64,502	85,568	103,761	113,879	120,144	124,225
TOTAL	83,639	89,198	100,391	113,875	136,564	166,363	197,132	216,366	220,618	220,546

Legenda: EPSL = Extra Pré-Sal Legal; PSL = Pré-Sal Legal; RD = recursos descobertos (reservas + contingentes); 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. Entretanto, por envolver diversas incertezas técnicas e econômicas ao longo do tempo, pode ser vista como um processo estocástico de complexa modelagem.

Neste PDE, adotou-se um modelo simplificado 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, concretização de possíveis descobertas, novas áreas para contratos de atividades de E&P, 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 modelo⁷⁷, no caso do petróleo, é apresentado na Tabela 115 e Gráfico 94.

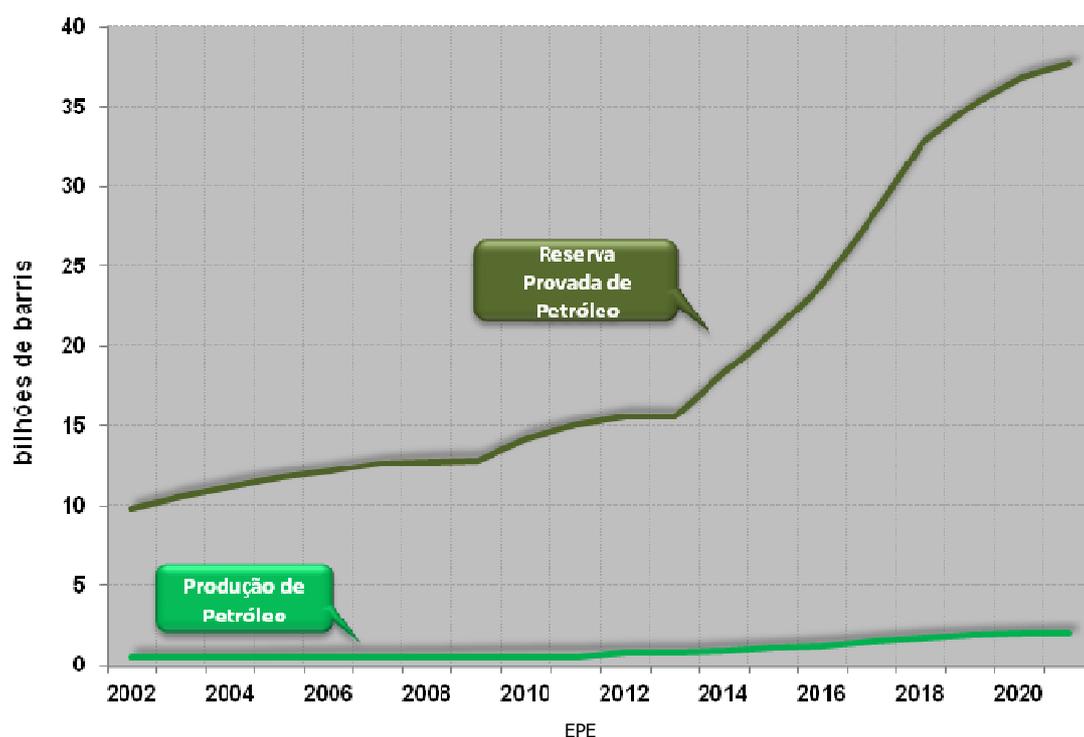
Tabela 115 – Evolução da Reserva Provada e da R/P do petróleo nacional.

Reservas em bilhões de barris; R/P em anos.

RECURSO:	ANO									
PETRÓLEO	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Reserva Provada	15,62	15,58	18,32	20,90	23,86	28,12	32,70	35,11	36,79	37,69
R/P	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0

Fonte: EPE

⁷⁷ O modelo de evolução de reservas adotado 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.



Fonte:

Gráfico 94 - Evolução da Reserva Provada de petróleo.

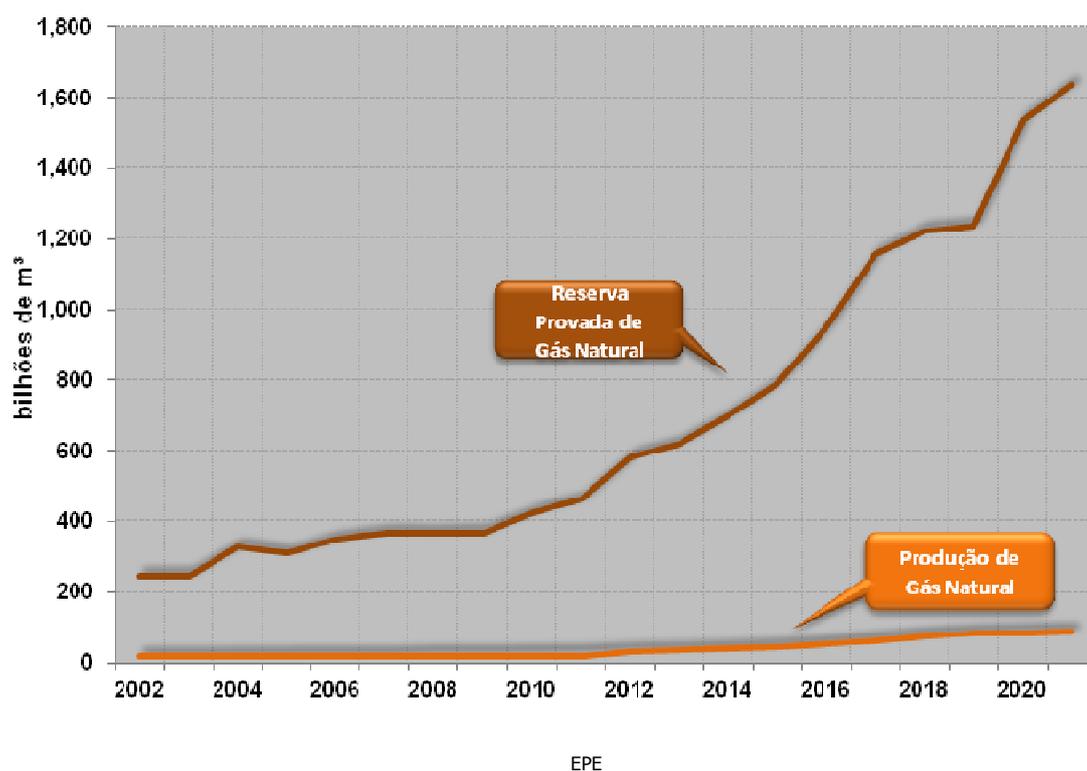
De modo similar, o resultado da aplicação do modelo para evolução de reservas, no caso do gás natural, considerada a produção bruta potencial, é apresentado na Tabela 116 e Gráfico 95.

Tabela 116 – Evolução da Reserva Provada e da R/P do gás natural.

Reservas em bilhões de m³; R/P em anos.

RECURSO:	ANO									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Reserva Provada	580,04	618,59	696,21	789,72	947,07	1.154,25	1.222,89	1.235,16	1.535,58	1.635,58
R/P	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	16,8	15,4	18,4	19,0

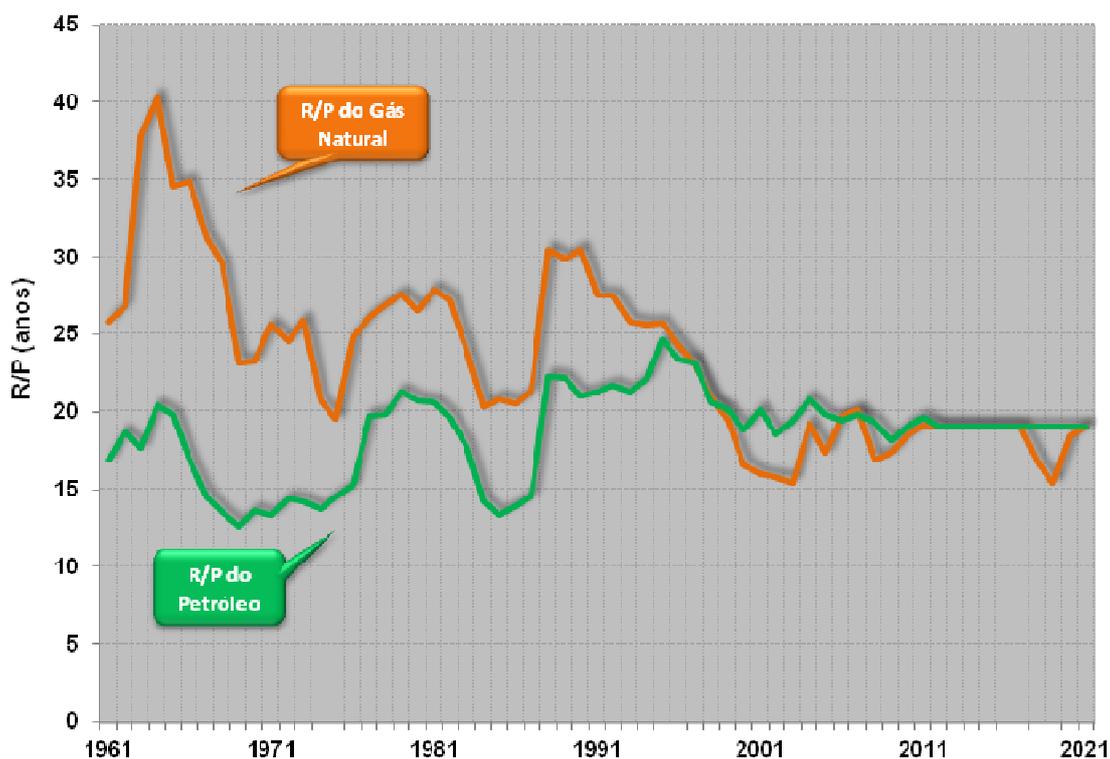
Fonte: EPE



Fonte:

Gráfico 95 - Evolução da Reserva Prozada de gás natural nacional.

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 96 e nas Tabela 115e Tabela 116, 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.



EPE

Fonte:

Gráfico 96 – Evolução da razão R/P de petróleo e de gás natural.

Para efeito comparativo, a R/P para petróleo em 2010 era 14,8 anos na Ásia-Pacífico, 14,8 anos na América do Norte, 21,7 anos na Europa-Eurásia e 35,8 anos na África; a R/P para gás natural era 12 anos na América do Norte e 32,8 anos na Ásia-Pacífico. Com base em informações públicas da ANP, em 31/12/2011 a R/P para petróleo no Brasil era 19,6 anos e, para gás natural, 19,1 anos.

3.2 Investimentos em E&P

Prevê-se que os investimentos para as atividades de E&P no Brasil, para o período 2012-2021, fiquem entre US\$ 284,6 bilhões e US\$ 309,7 bilhões. Dentro deste montante, considera-se o investimento da Petrobras, previsto ser de US\$ 131,6 bilhões até 2016, conforme seu Plano de Negócios 2012-2016 (versão junho/2012).

Deve-se considerar que também estão implicitamente incluídos neste Plano 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 descobertas no Pré-Sal.

3.3 Possíveis Excedentes de Produção

Outra importante implicação econômica das previsões deste Plano refere-se às expectativas de excedentes de produção de petróleo que poderão ser exportados para outros países, tornando o Brasil

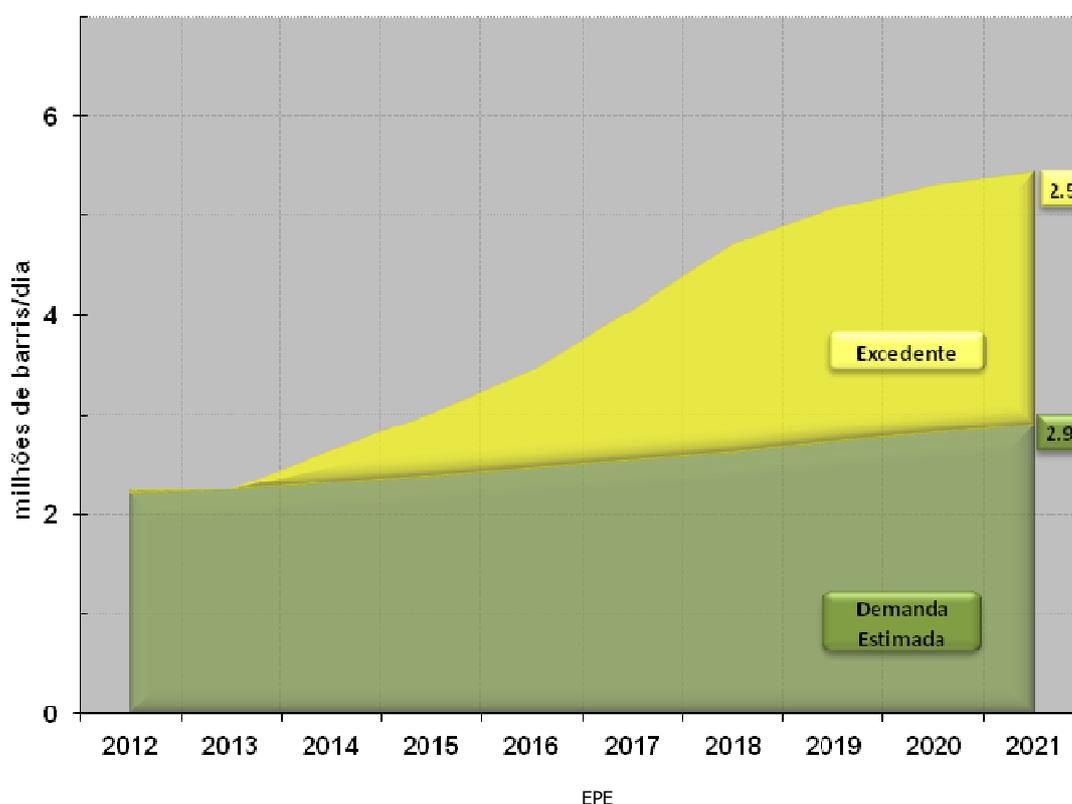
um participante de peso na geopolítica do comércio de petróleo e derivados. Nesse sentido, a Tabela 117 e o Gráfico 97 apresentam a previsão de produção de petróleo, abordada no item 2 deste capítulo, junto com a estimativa de demanda agregada de petróleo, baseada na demanda de derivados abordada no Capítulo VI deste PDE, e os excedentes de produção no período 2012-2021.

Tabela 117 - Comparação entre a previsão de produção e a demanda estimada de petróleo no Brasil.

Valores em milhões de barris diários

RECURSO:	ANO									
PETRÓLEO	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Produção Potencial	2,25	2,25	2,64	3,01	3,44	4,05	4,71	5,06	5,30	5,43
Demanda Estimada	2,20	2,24	2,31	2,38	2,46	2,54	2,61	2,72	2,81	2,89
Excedente	0,05	0,01	0,33	0,63	0,98	1,52	2,10	2,34	2,49	2,54

Fonte: EPE



Fonte:

Gráfico 97 – Comparação entre previsão de produção e demanda estimada de petróleo no Brasil.

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 FPSO⁷⁸.

⁷⁸ Conforme citado anteriormente, além de FPSO, demandas específicas para outros tipos de Unidades Estacionárias de Produção (UEP) não foram estimadas neste PDE.

A Tabela 118 apresenta a estimativa de entrada em operação de novas FPSOs a cada ano e o acumulado até 2021, 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 UPs 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.

Tabela 118 – Previsão de Entrada de Novas FPSOs.

Valores em unidades de 150 mil bpd de petróleo.

FPSOs	ANO									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
FPSO com CL	2	4	6	3	9	6	15	11	19	4
% CL médio	63	49	48	53	48	56	51	65	65	65
FPSO sem CL	1	1	2	0	0	1	3	2	1	0
Acumulado	3	8	16	19	28	35	53	66	86	90

Legenda: FPSO sem CL = destinada às áreas de concessão da Rodada Zero⁷⁹, sem exigência de percentual mínimo de Conteúdo Local.
Fonte: EPE

As estimativas na tabela acima incluem as FPSOs previstas no PAC e nos Planos de Negócios das empresas operadoras. Nos próximos cinco anos, as seguintes FPSOs estão previstas para entrar em operação, entre outras:

- 2012: Cidade de Anchieta para o campo de Baleia Azul; Cidade de Itajaí que atenderá a Baúna e Piracaba; OSX-1 para o campo de Tubarão Azul;
- 2013: Cidade de São Paulo para o Piloto de Sapinhoá; Cidade de Paraty para Lula Nordeste (Lula); P-63 para o campo de Papa-Terra; OSX-2 para o campo de Tubarão Azul; e OSX-3 para Tubarão Martelo;
- 2014: P-58 para o Parque das Baleias; P-62 para o campo de Roncador; Cidade de Ilhabela para o campo de Sapinhoá; Cidade de Mangaratiba para Iracema Sul (Lula); OSX-4 e OSX-5;
- 2015: Iracema Norte para o campo de Lula.
- 2016: Lula Alto; Lula Central; Lula Sul; Lula Norte; Franco 1; Franco 2 e Carioca 1.

Observa-se que existe um pico no ano de 2020 onde se faz necessária a entrada em operação de 20 novas unidades. Para o período de 2012-2021, prevê-se a necessidade de 90 novas FPSOs. Acredita-se que parte dessa demanda possa ser atendida através da política atual de padronização dos projetos de futuras FPSOs e conversão de navios existentes, permitindo, assim, a otimização de prazos e custos de construção.

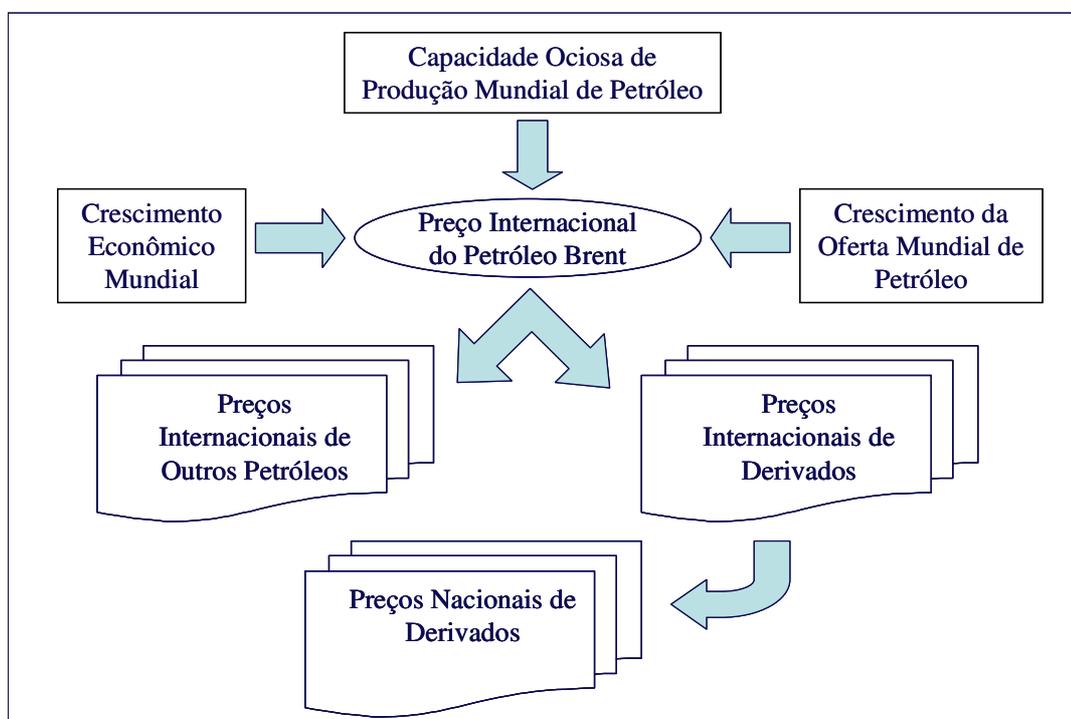
⁷⁹ Contratos de concessão da ANP com a Petrobras, celebrados de acordo com o Art. 34 da Lei 9.478/1997.

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 2021 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.



Fonte: EPE

Figura 19 – Esquema geral do sistema de projeção de preços de petróleo e derivados

As premissas de projeção do preço do petróleo *Brent* consideradas no PDE 2021 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 petróleos

Metodologia

A lógica básica do sistema de projeção de preços internacionais de petróleo elaborado para o PDE 2021 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)⁸⁰, 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 transitórios⁸¹. 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 119 e no Gráfico 98 são consolidadas as projeções dos preços dos petróleos considerados, para o período 2012-2021.

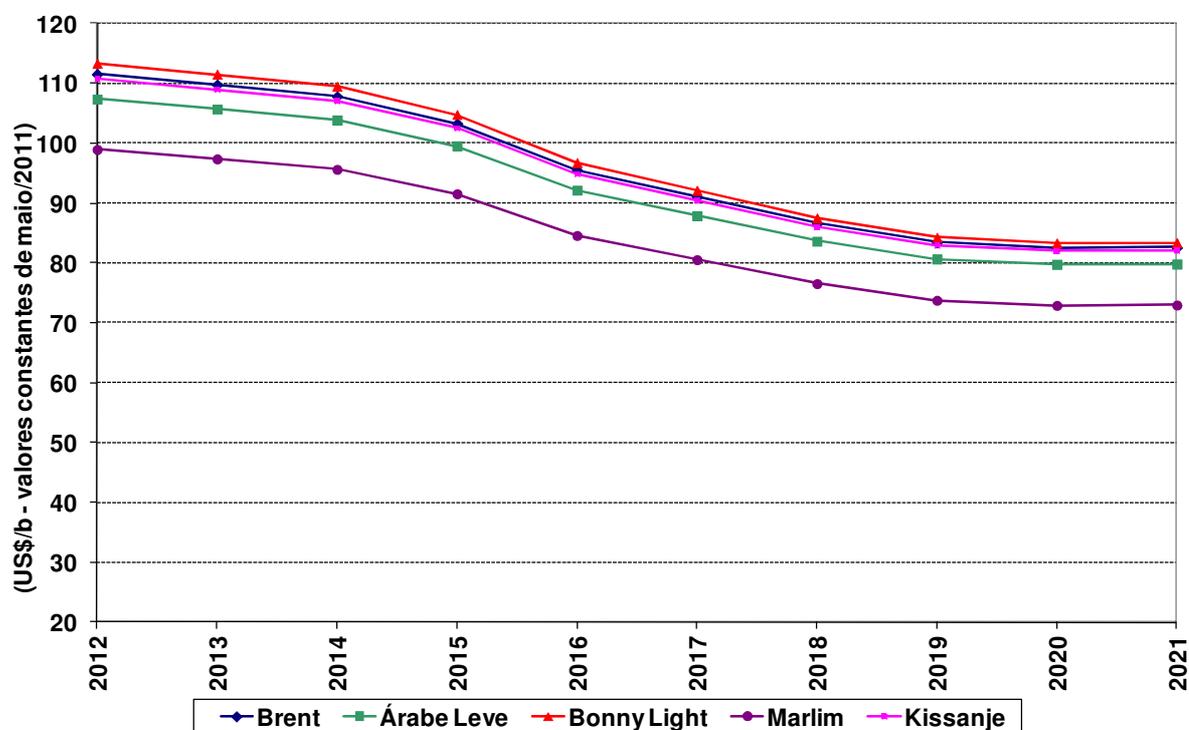
⁸⁰ De acordo com a Petrobras (2007a) [117], após análise de testes de formação do segundo poço (1-RJS-646) no bloco BM-S-11, localizado na bacia de Santos, estima-se que o campo de Lula tenha óleo leve de 28° API. Diante da falta de informações mais precisas sobre as demais características do petróleo 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.

⁸¹ O descolamento dos preços do WTI (*West Texas Intermediate*) em relação a outros petróleos (em particular, o *Brent*), por exemplo, tem sido explicado pela ausência de infraestrutura logística que permita escoá-lo da região de Cushing até o Golfo do México e, posteriormente, para o mercado internacional, viabilizando a arbitragem de preços. A ausência de infraestrutura de escoamento para o Golfo do México tem deixado o WTI insulado num mercado regional cuja conjuntura é de queda de demanda e de aumento de oferta (colocação de óleos sintéticos canadenses, sobretudo, na região de Chicago), deprimindo seu preço em relação ao *Brent*. Todavia, espera-se que a construção de oleodutos para o Golfo do México, no médio prazo, restabeleça o padrão histórico de diferencial de preços destes tipos de petróleo.

Tabela 119 – Perspectivas de preços internacionais de petróleo (US\$/b, maio/2011)

	<i>Brent</i>	<i>Árabe Leve</i>	<i>Bonny Light</i>	<i>Marlim</i>	<i>Kissanje</i>
2012	111,53	107,36	113,34	98,96	110,71
2013	109,77	105,69	111,52	97,38	108,97
2014	107,83	103,85	109,50	95,63	107,05
2015	103,29	99,54	104,80	91,56	102,56
2016	95,53	92,16	96,76	84,58	94,89
2017	91,04	87,88	92,11	80,55	90,44
2018	86,57	83,63	87,50	76,55	86,02
2019	83,46	80,66	84,28	73,76	82,94
2020	82,51	79,76	83,31	72,91	82,00
2021	82,58	79,82	83,37	72,97	82,07

Fonte: EPE



Fonte: EPE

Gráfico 98 – Perspectivas de preços internacionais de petróleo

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 FOB⁸² 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 os efeitos de curto prazo não contemplados na regressão⁸³. 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.

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 120 e no Gráfico 99 são consolidadas as projeções dos preços internacionais dos principais derivados de petróleo, para o período 2012-2021. 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.

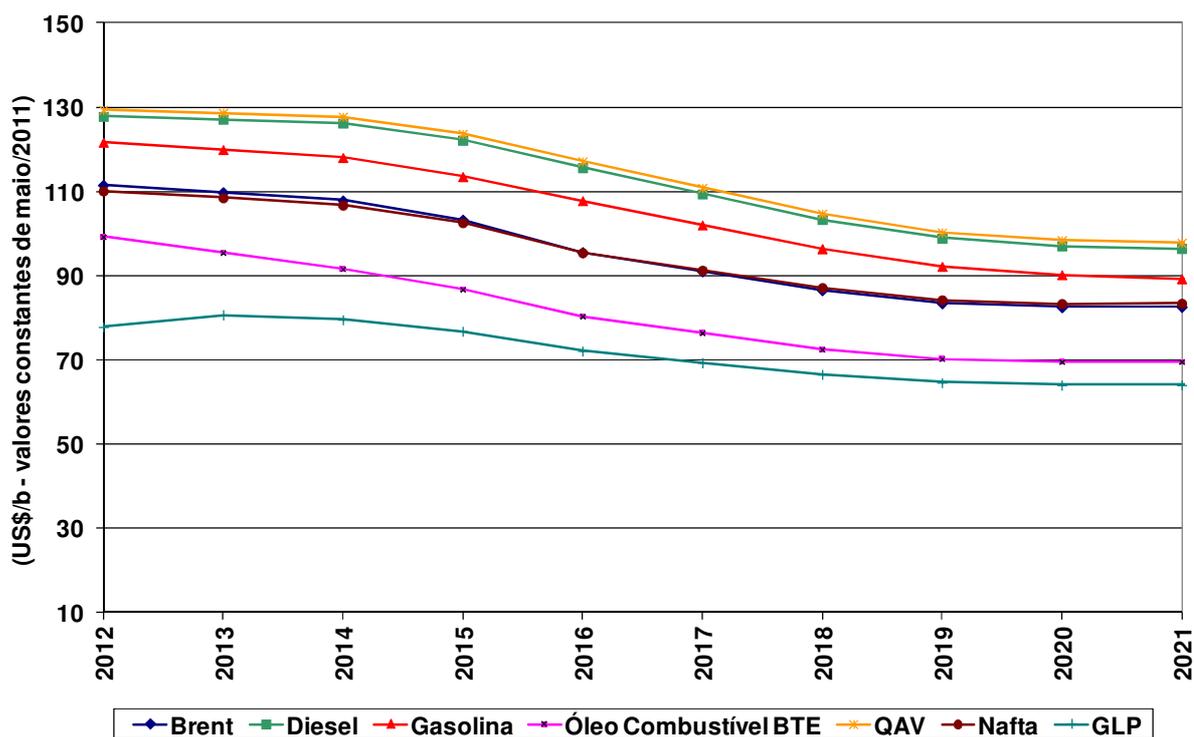
Tabela 120 – Perspectivas de preços internacionais de derivados de petróleo (US\$/b, maio/2011)

	<i>Brent</i>	Diesel	Gasolina	Óleo Combustível BTE	QAV	Nafta	GLP
2012	111,53	127,83	121,69	99,22	129,35	110,11	77,84
2013	109,77	127,14	119,95	95,44	128,67	108,50	80,69
2014	107,83	126,21	118,02	91,60	127,73	106,74	79,53
2015	103,29	122,15	113,51	86,73	123,66	102,58	76,80
2016	95,53	115,63	107,79	80,35	117,11	95,44	72,09
2017	91,04	109,41	102,02	76,39	110,84	91,29	69,32
2018	86,57	103,31	96,38	72,49	104,69	87,15	66,55
2019	83,46	98,89	92,19	70,24	100,23	84,25	64,60
2020	82,51	97,08	90,22	69,55	98,41	83,37	64,00
2021	82,58	96,48	89,27	69,60	97,80	83,43	64,05

Fonte: EPE

⁸² *Free on Bord* (FOB) nos mercados de referência.

⁸³ O principal ajuste se deveu à 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). Este fato contribuiu para a sobrevalorização deste derivado e consequente redução do *spread* entre os preços do óleo combustível e do petróleo tipo *Brent*.



Fonte: EPE

Gráfico 99 – Perspectivas de preços internacionais de derivados de petróleo

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 praticados pelas refinarias, sem a inclusão dos tributos⁸⁴.

⁸⁴ 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 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) [107].

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. O 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 ano⁸⁵ e, em seguida, foram feitos ajustes nos valores assim obtidos, de modo a espelharem o padrão histórico e a expectativa da política de preços ao consumidor destes derivados⁸⁶. O método de paridade também foi aplicado à projeção de preço da nafta⁸⁷, utilizando-se como referência o custo médio de fretes para a rota *Rotterdam* – Rio de Janeiro.

Para a projeção dos preços do óleo combustível BTE e do QAV, foi adotada uma abordagem econométrica, sendo estabelecidas correlações entre os preços internacionais e os preços nacionais *ex-refinaria* (no caso destes derivados, há uma maior aderência entre os preços domésticos e internacionais).

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 da paridade de exportação, 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 2012-2021.

Tabela 121 – Perspectivas de preços nacionais de derivados de petróleo (US\$/b, maio/2011)

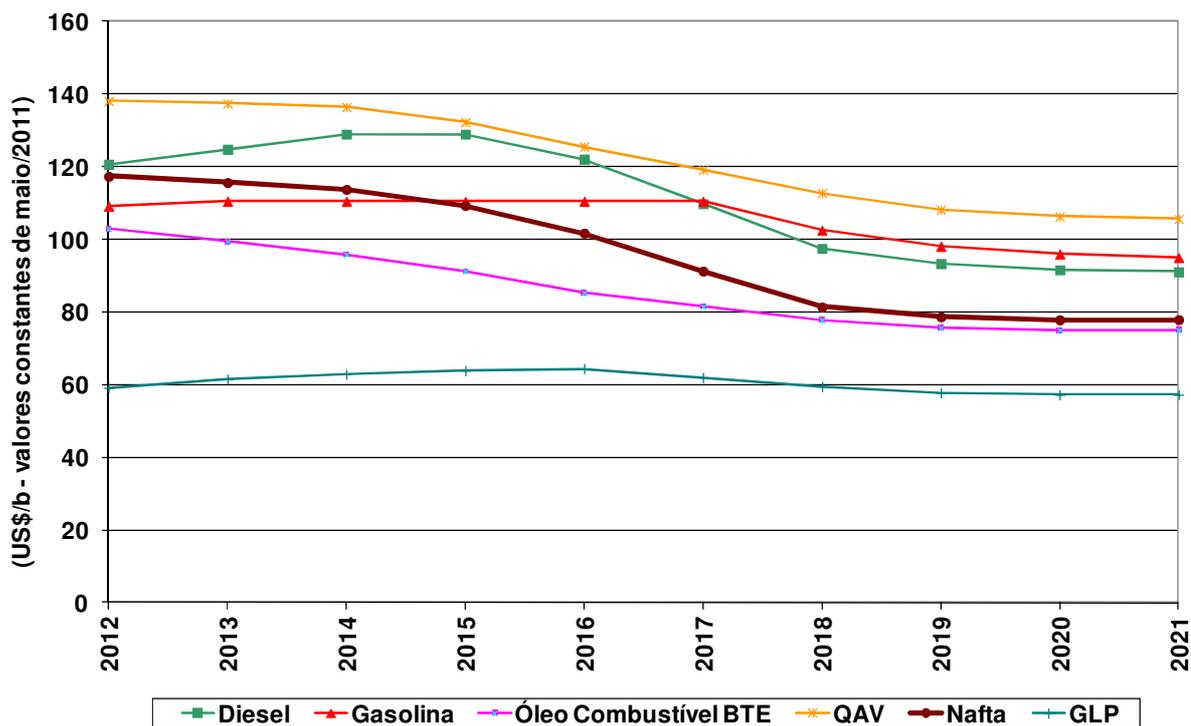
	<i>Brent</i>	Diesel	Gasolina	Óleo Combustível BTE	QAV	Nafta	GLP
2012	111,53	120,67	109,16	102,93	138,10	117,38	59,20
2013	109,77	124,83	110,47	99,43	137,40	115,67	61,57
2014	107,83	128,99	110,47	95,85	136,45	113,78	62,91
2015	103,29	128,99	110,47	91,30	132,28	109,35	63,91
2016	95,53	122,11	110,47	85,30	125,57	101,74	64,44
2017	91,04	109,81	110,47	81,54	119,13	91,29	61,97
2018	86,57	97,52	102,55	77,82	112,80	81,40	59,49
2019	83,46	93,35	98,09	75,66	108,20	78,69	57,75
2020	82,51	91,64	95,99	75,00	106,31	77,87	57,22
2021	82,58	91,07	94,98	75,04	105,68	77,93	57,26

Fonte: EPE

⁸⁵ Vale notar que o preço do diesel se torna inferior ao preço da gasolina no mercado nacional a partir do biênio 2017-2018, período em que o país se torna exportador líquido de diesel.

⁸⁶ 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.

⁸⁷ O preço nacional da nafta até 2016 é obtido através da estimativa de paridade de importação e, no biênio 2017-2018, altera sua origem para paridade de exportação.



Fonte: EPE

Gráfico 100 – Perspectivas de preços nacionais de derivados de petróleo

2. Expansão do Parque Nacional de Refino

Neste item, será analisada a evolução do parque nacional de refino, principal responsável pelo atendimento da demanda de derivados do país. Dentro do horizonte coberto pelo PDE 2021, considerou-se que a Petrobras e seus parceiros serão os únicos investidores em novas unidades ou refinarias no país.

Premido internamente pelo crescimento da demanda de óleo diesel e por exigências cada vez mais rigorosas em termos de qualidade dos derivados, e tendo de enfrentar restrições também intensas para colocação de excedentes no mercado internacional (em particular, na Europa e nos EUA), o setor brasileiro de refino é compelido a investir em unidades de conversão e de tratamento para adequar a produção nacional às novas especificações.

Já nos anos iniciais cobertos por este estudo, o aumento dos excedentes de petróleo nacional e a necessidade de importação de alguns derivados indicam claramente que os condicionantes são favoráveis para a ampliação e adequação do parque nacional de refino. 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 derivados médios (QAV e diesel), principalmente para consumo interno.

Tendo em vista que as novas refinarias e as novas unidades de refino, programadas pela Petrobras e seus 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 do coque, como será analisado 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 correta operação de todo o sistema de abastecimento. Ressalte-se que, em função de recente decisão da Petrobras de rever os prazos para implantação de algumas destas novas plantas (PETROBRAS, 2012), as datas de entrada em operação adotadas neste estudo poderão, futuramente, sofrer alterações.

Em síntese, os estudos desenvolvidos visando à expansão do parque nacional de refino contemplam três objetivos estratégicos para o país:

- priorizar o abastecimento nacional de derivados de petróleo, principalmente os considerados mais nobres (médios e especiais⁸⁸);
- 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.

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 isto for considerado favorável em termos econômicos. Para tanto, a demanda existente no mercado externo é considerada capaz de absorver todos os excedentes de petróleo nacional.

Por simplificação, assumiu-se que os petróleos de produção doméstica podem ser agregados em oito⁸⁹ grupos representativos, quer para suprimento do parque de refino quer para exportação. Três⁹⁰

⁸⁸ Incluem derivados não energéticos, tais como lubrificantes.

⁸⁹ As correntes de petróleos nacionais que compõem os grupos de petróleo estão relacionados no Anexo II da Portaria ANP n° 206/2000 [105], atualizada pelo Despacho ANP n° 682/2011 [108].

⁹⁰ 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 localizado na REDUC, visando à produção de lubrificantes básicos. Existe ainda a necessidade de adequação da qualidade da carga ao parque de refino existente por meio da 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).

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 e seu perfil de qualidade são apresentados na Tabela 122 e na Tabela 123, respectivamente.

Tabela 122 – Produção nacional de petróleo

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
mil bpd	2.250	2.240	2.640	3.010	3.440	4.050	4.710	5.060	5.300	5.430
mil m³/d	355	355	415	475	545	640	745	800	840	860

Fonte: EPE

Tabela 123 – Evolução do perfil da produção nacional de petróleo (%)

Tipo de Petróleo	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Leve	8,4	9,3	10,8	15,1	16,8	16,2	16,5	17,8	18,0	19,2
Médio	45,6	47,2	47,5	51,1	54,4	59,5	63,5	64,9	66,8	67,3
Pesado	46,1	43,6	41,7	33,8	28,8	24,3	20,0	17,3	15,2	13,6

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, esta 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 124 apresenta a projeção da demanda nacional de derivados, incluindo a demanda de *bunker* para aviões e navios estrangeiros abastecidos no país, a ser atendida pela produção do parque nacional de refino ou, complementarmente, por importação.

Tabela 124 – Demanda nacional de derivados (mil m³/d)

Produto	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
GLP	36,8	37,9	38,9	40,0	41,0	42,1	43,1	44,2	45,3	46,4
Nafta	35,6	35,6	35,6	35,6	35,6	35,6	35,6	35,6	35,6	35,6
Gasolina	79,9	72,8	69,6	69,2	69,5	71,8	73,7	78,6	78,8	79,2
QAV	19,8	20,8	22,2	22,8	24,3	25,1	26,4	27,8	29,3	30,8
Diesel	147,9	154,6	162,9	170,9	178,2	185,1	191,6	198,4	204,9	211,7
Óleo Combustível	24,6	25,4	26,5	27,5	28,8	30,1	31,4	32,9	34,4	36,1
Coque	19,2	20,1	21,1	22,0	23,1	24,2	25,3	26,6	27,8	28,9
Outros⁽¹⁾	25,8	26,8	27,9	29,1	30,3	31,9	33,3	35,0	36,6	38,4
Total	389,7	394,0	404,7	417,0	430,8	445,8	460,5	479,1	492,7	507,1

(1) Inclui coque de petróleo, gás de refinaria, 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 período do estudo, ou seja, até o ano de 2021.

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, montadoras e demais órgãos envolvidos, em decorrência do não cumprimento da Resolução CONAMA nº 315/2002 (BRASIL, 2002 e BRASIL, 2003). Este 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, 2010a). Além disso, anunciou que substituirá o diesel S-1800, destinado a atividades agropecuárias⁹¹, 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 coberto por este PDE, 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) 2012: evolução do teor de enxofre conforme previsão do acordo judicial;
- ii) 2013: substituição total do diesel S-50 pelo diesel S-10 e início da substituição do diesel S-1800 pelo diesel S-500;
- iii) De 2014 a 2021: 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.

⁹¹ As atividades agropecuárias respondem por 77% da demanda de diesel para uso *off-road*.

Neste cenário, em 2021, coexistirão apenas os tipos de diesel S-10 e S-500 (automotivos e *off-road*) e o 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

Assumiu-se como premissa que, no horizonte deste estudo, já foram definidos os investimentos de modernização e expansão do parque nacional de refino. O modelo também considera:

- custos de transporte;
- 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 Petrobras⁹² e quatro refinarias privadas⁹³, com capacidade nominal instalada de processamento de petróleo da ordem de 330 mil metros cúbicos por dia⁹⁴, equivalentes a cerca de 2 milhões de barris por dia (ANP, 2011c). Neste item, é apresentada a evolução esperada destas refinarias até 2021, conforme planejam ou sugerem os agentes do setor.

A Refinaria de Manguinhos suspendeu a atividade de refino de petróleo em agosto de 2005⁹⁵, voltando a processar petróleo em 2009, enquanto a Refinaria Riograndense (ex-Ipiranga), após interrupção parcial do seu processamento em 2005 e 2006, vem operando desde outubro de 2006⁹⁶ (ANP, 2011c). No momento, não há previsão de investimento em nenhuma das refinarias privadas.

Desde meados da década de 2000, as refinarias da Petrobras vêm sofrendo adequação para produzir combustíveis menos poluentes, elevar sua capacidade de processar petróleo pesado, bem como melhorar seu desempenho operacional. A maior parte dos empreendimentos de modernização e de

⁹² Refinaria de Paulínia (REPLAN), Refinaria Landulpho Alves (RLAM), Refinaria Henrique Lage (REVAP), Refinaria Duque de Caxias (REDUC), Refinaria Presidente Getúlio Vargas (REPAR), 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).

⁹³ Refinaria Riograndense (são sócios a Ultrapar Participações, a Braskem e a Petrobras), Refinaria de Manguinhos, Univen e Dax Oil.

⁹⁴ Para fins do presente relatório, todas as capacidades de processamento estão expressas em metros cúbicos ou barris por dia- operação.

⁹⁵ Durante a suspensão da atividade de refino, a empresa processou naftas para produzir gasolina automotiva, além de solventes para fins industriais.

⁹⁶ Em março de 2007, a aquisição de participação societária da Refinaria Riograndense pela Petrobras permitiu a sustentação da operação da refinaria.

conversão encontram-se concluídos. Nos próximos anos, os investimentos serão voltados principalmente para a construção de unidades de hidrotreatamento (HDT).

A Tabela 125 mostra as principais unidades de processo que ainda entrarão em operação no parque de refino existente no horizonte deste estudo (BRASIL, 2011a; BRASIL, 2011b; PETROBRAS, 2011a). Cabe ressaltar que ainda há também duas pequenas ampliações de capacidade de processamento de petróleo previstas (REMAN e RECAP, de 300 m³/d em cada uma, respectivamente, em 2014 e 2016) e que, na REMAN, ainda entrarão em operação uma unidade de craqueamento térmico de 1.500 m³/d e uma de hidrotreatamento de nafta de 1.500 m³/d.

Tabela 125 – Capacidade adicional de unidades de processo no parque de refino atual (m³/d) – 2012/2021

Refinaria	Reforma Catalítica (RC)	Coqueamento Retardado (UCR)	HDT de nafta de coque (HDT)	HDT de gasolina (HDT)	HDT de instáveis (HDT)
REPLAN	2.620	0	6.000	8.000	20.000
RLAM	0	0	0	0	17.000
REVAP	0	6.100	0	0	0
REDUC	0	0	0	0	7.500
REPAR	1.000	5.000	3.000	5.000	12.000
REFAP	0	0	0	0	6.000
RPBC	0	0	0	0	10.000
REGAP	0	0	0	0	4.500
RECAP	0	0	0	2.000	4.000
REMAN	800	0	0	0	2.500
Total	4.420	11.100	9.000	15.000	83.500

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 e seus parceiros.

Em 2011, o Pólo Industrial de Guimarães passou a operar como Refinaria Potiguar Clara Camarão (RPCC), após conclusão de parte das obras de ampliação⁹⁷, produzindo GLP, gasolina⁹⁸, QAV e diesel⁹⁹. Com isso, embora a capacidade de processamento de petróleo tenha permanecido em 5.600 m³/d (35.200 bpd), o potencial de produção de derivados passou, de cerca de 1.510 m³/d (9.500 bpd)¹⁰⁰, para 2.700 m³/d (17.000 bpd)¹⁰¹.

⁹⁷ A primeira etapa do empreendimento consistiu na construção de uma unidade de tratamento cáustico para remover o enxofre da nafta e de tancagem e estações de medição para permitir a formulação de gasolina e diesel, permitindo, assim, a produção de gasolina, derivado antes não produzido no Pólo, e a produção de diesel com menor teor de enxofre após a conclusão da segunda etapa. A última etapa compreenderá o lançamento de um duto submarino para o recebimento de diesel com baixo teor de enxofre, prevista para ser concluída em 2012.

⁹⁸ A gasolina é produzida a partir da mistura de reformado e nafta craqueada de outras refinarias e de parte da nafta de destilação direta produzida em Guimarães, sendo esta última previamente tratada na unidade de tratamento cáustico.

⁹⁹ A RPCC permanecerá produzindo diesel com 1.200 ppm de teor de enxofre, uma vez que não há previsão de construção de unidade de hidrotreatamento. Assim, a refinaria receberá diesel 50 ppm para atender ao mercado local e para ser misturado ao diesel de destilação, para fins de obtenção de diesel 500 ppm.

¹⁰⁰ Correspondente a 1.270 m³/d de diesel e 240 m³/d de QAV.

¹⁰¹ Correspondente a 900 m³/d de gasolina, 400 m³/d de QAV e 1.400 m³/d de diesel, dos quais 1.100 m³/d correspondem a diesel com teor de enxofre de 50 ppm e 300 m³/d, com 500 ppm.

Cabe destacar que o GLP produzido em Guamaré é oriundo das UPGN existentes no terminal. 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 será realizado em parceria com a estatal venezuelana Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA)¹⁰², e 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 que o 2º trem começará a operar em maio de 2015¹⁰³. 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 Extra-Pesado, que processa petróleos da faixa do rio Orinoco, na Venezuela (ARRUDA, 2006; PETROBRAS, 2009).

O Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ) foi planejado como uma refinaria de petróleo com viés petroquímico, com capacidade nominal de 73.927 m³/d (465.000 bpd), em construção em Itaboraí (RJ). 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. O primeiro será composto de unidades de destilação, coqueamento retardado, hidrocrackeamento catalítico, hidrotreatamento de nafta e hidrotreatamento de diesel. O segundo módulo deverá ter os mesmos tipos de unidades do primeiro módulo, porém com capacidade maior.

O COMPERJ ofertará derivados de petróleo, tais como: GLP, nafta, QAV, diesel e coque. Ressalta-se que esta refinaria, por possuir unidades de HCC em seu esquema de refino, estará capacitada a produzir diesel com teor de enxofre inferior a 10 ppm. A parte petroquímica do COMPERJ ainda se encontra em avaliação, mas há indicações de que haverá uma unidade de pirólise, cuja matéria-prima será obtida do processamento de gás natural proveniente da Bacia de Santos. Também está em avaliação a construção de uma unidade de reforma catalítica para a produção de aromáticos.

A Petrobras prevê também 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 das bacias de Campos e de Santos. 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: na Cidade 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 2017 e o segundo sem previsão de entrada no horizonte deste plano;

¹⁰² 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 [125].

¹⁰³ 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.

- Refinaria Premium II: na Cidade 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 2018.

2.4 Investimentos Programados

A Tabela 126 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 126 – Investimentos programados nas refinarias existentes e em novas plantas

Investimento	Valor (US\$ bilhões)
Parque de refino atual (ampliações)	24,0
RPCC	0,2
RNEST	14,6
COMPERJ ¹⁰⁴	21,6
Premium I ¹⁰⁵	22,9
Premium II	11,3
Total	94,6

Fonte: Brasil (2011a) e Brasil (2011b).

2.5 Evolução do parque nacional de refino

Considerou-se uma expansão do parque nacional de refino atual, até o ano de 2021, de acordo com o calendário das ampliações de capacidade e das construções de novas unidades nas refinarias existentes indicado pela Petrobras (PETROBRAS, 2011a e PETROBRAS, 2012). Além disso, foram considerados:

- a conclusão da RPCC em 2012;
- o início da operação da RNEST em 2014;
- a primeira e a segunda fase do COMPERJ, respectivamente em 2015 e 2018;
- o primeiro módulo da Premium I, em 2017; e
- a Premium II em 2018.

Com isso, a capacidade nominal de refino no país atinge, em 2021, o total de 534,5 mil metros cúbicos por dia (aproximadamente 3,4 milhões de barris por dia), conforme detalhado na Tabela 127.

Tabela 127 – Capacidade nominal de refino em 2021

	mil m ³ /d	mil bpd
Parque de refino atual ⁽¹⁾	328,0	2.063
Ampliações no parque de refino atual	0,6	4

¹⁰⁴ Corresponde a uma estimativa preliminar realizada pela EPE, já que o projeto encontra-se em reavaliação pela Petrobras.

¹⁰⁵ Corresponde aos dois módulos da refinaria, embora se considere, neste estudo, que o segundo trem não entrará em operação antes de 2022.

RNEST	36,6	230
COMPERJ	73,9	465
PREMIUM I	47,7	300
PREMIUM II	47,7	300
Total	534,5	3.362

(1) Inclui a capacidade da RPCC, antigo Pólo Industrial de Guimarães.

Fonte: EPE

2.6 Resultados

2.6.1 Balanço entre oferta e demanda de derivados e perfil de produção

O Gráfico 101 e a Tabela 128 mostram, respectivamente, a evolução do perfil da produção e o balanço entre oferta e demanda de derivados.

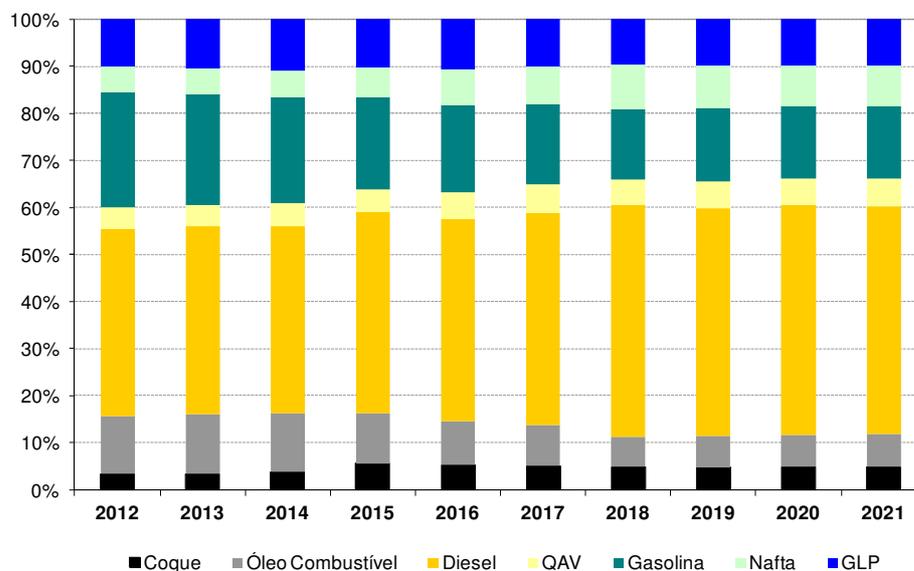


Gráfico 101 – Perfil da produção de derivados (%) – 2012 a 2021

Tabela 128 – Balanço Produção x Demanda dos Principais Derivados⁽¹⁾ (mil m³/d) – 2012 a 2021

		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
GLP	Produção	31,3	32,2	33,7	36,5	40,3	42,5	48,2	49,1	50,4	50,6
	Refinarias ⁽²⁾	22,2	22,1	21,8	24,1	25,1	26,8	30,3	30,4	30,9	30,9
	UPGN ⁽³⁾	9,1	10,2	11,9	12,4	15,3	15,7	17,9	18,8	19,5	19,7
	Demanda	36,8	37,9	38,9	40,0	41,0	42,1	43,1	44,2	45,3	46,4
	Saldo líquido	(5,5)	(5,6)	(5,2)	(3,4)	(0,7)	0,4	5,0	4,9	5,1	4,3
Nafta	Produção	17,1	17,2	17,1	22,8	29,2	33,6	46,8	45,4	45,1	44,3
	Demanda	35,6	35,6	35,6	35,6	35,6	35,6	35,6	35,6	35,6	35,6
	Saldo líquido	(18,6)	(18,5)	(18,5)	(12,8)	(6,4)	(2,0)	11,2	9,8	9,5	8,7
Gasolina	Produção	76,6	72,8	69,7	69,6	69,9	72,0	74,0	78,6	78,8	79,2
	Demanda	79,9	72,8	69,6	69,2	69,5	71,8	73,7	78,6	78,8	79,2
	Saldo líquido	(3,2)	0,0	0,1	0,4	0,4	0,2	0,3	0,0	0,0	0,0
QAV	Produção	14,2	13,9	14,9	17,3	21,2	25,1	27,2	27,8	29,3	30,8
	Demanda	19,8	20,8	22,2	22,8	24,3	25,1	26,4	27,8	29,3	30,8
	Saldo líquido	(5,6)	(6,9)	(7,3)	(5,5)	(3,1)	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0
Diesel	Produção	124,3	123,6	121,7	153,1	162,7	189,3	244,5	243,1	250,9	249,5
	Demanda	147,9	154,6	162,9	170,9	178,2	185,1	191,6	198,4	204,9	211,7
	Saldo líquido	(23,7)	(31,1)	(41,3)	(17,8)	(15,6)	4,3	52,9	44,7	46,0	37,8
	Importação ⁽⁴⁾	23,7	31,1	41,3	17,9	15,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Exportação ⁽⁵⁾	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	4,3	52,8	44,7	46,0	37,8
Óleo Combustível	Produção	37,9	39,4	38,7	37,8	35,2	37,1	31,7	33,3	34,7	36,3
	Demanda	24,6	25,4	26,5	27,5	28,8	30,1	31,4	32,9	34,4	36,1
	Saldo líquido	13,3	13,9	12,2	10,3	6,4	7,0	0,3	0,4	0,2	0,2
Coque	Produção	10,6	10,4	11,5	20,0	19,9	21,1	24,0	23,8	25,0	24,8
	Demanda	19,2	20,1	21,1	22,0	23,1	24,2	25,3	26,6	27,8	28,9
	Saldo líquido	(8,6)	(9,7)	(9,5)	(2,1)	(3,2)	(3,1)	(1,4)	(2,9)	(2,7)	(4,1)
Total	Produção	312,1	309,4	307,2	357,0	378,4	420,7	496,3	501,1	514,2	515,6
	Demanda	363,9	367,2	376,8	387,9	400,5	413,9	427,2	444,1	456,2	468,8
	Saldo líquido	(51,9)	(57,8)	(69,6)	(30,9)	(22,1)	6,8	69,1	56,9	58,0	46,8
	Importação	65,2	71,7	81,9	43,2	29,4	5,4	4,2	4,9	5,0	6,2
	Exportação	13,3	13,9	12,3	12,3	7,3	12,2	73,3	61,9	63,1	53,0

(1) Incluem GLP, nafta, gasolina, QAV, diesel, óleo combustível e coque.

(2) 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.

(3) 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 deste combustível.

(4) Ocorrem importações de diesel S-500 no período de 2012 a 2016, atingindo um volume máximo de 36,1 mil m³/d no ano de 2014; importações de diesel S-1800 de 15,0, mil m³/d no ano de 2012.

(5) Ocorrem exportações de diesel S-10 a partir de 2017, atingindo um volume máximo de 52,8 mil m³/d em 2018.

Fonte: EPE

2.6.2 Balanço nacional de derivados

Conforme mostra a Tabela 10, o país mantém-se como importador líquido de derivados até 2016, havendo, todavia, excedentes expressivos de óleo combustível até 2017. Por outro lado, ocorrem déficits de GLP até 2016 e de nafta até 2017. Além disso, o país apresenta perfil importador de gasolina apenas no início do período, em função da crise do etanol, mas posteriormente deixa de ser deficitário, principalmente devido à entrada das novas unidades de reforma catalítica e ao Programa de Flexibilização do Refino (PROFLEX) adotado pela Petrobras, o qual busca otimizar a operação das refinarias, para melhor atendimento ao mercado.

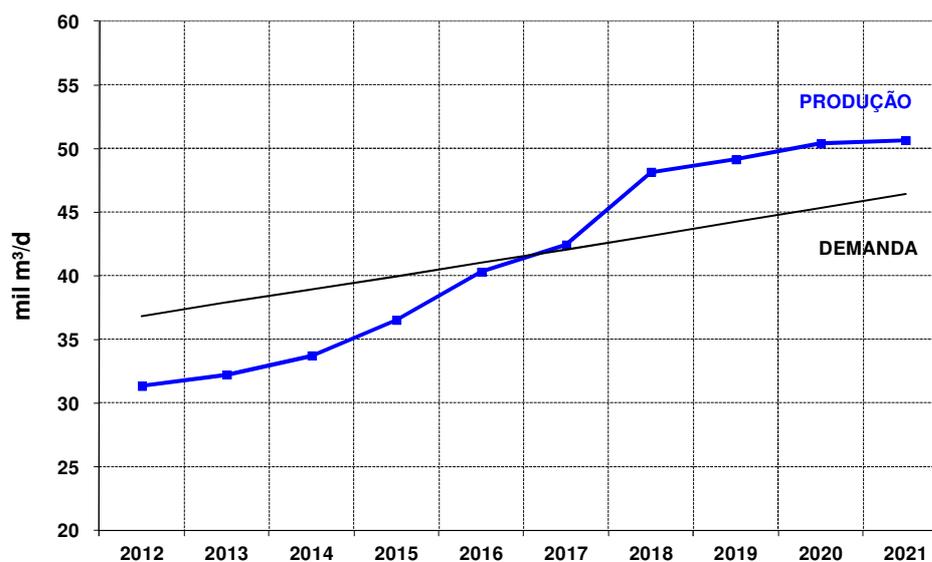
Essa situação é parcialmente modificada com a entrada de investimentos voltados principalmente para a produção de médios. É importante ressaltar a redução significativa da importação de diesel no ano de 2015, decorrente da conclusão da RNEST e do início de operação do 1º trem do COMPERJ.

Finalmente, com o início de operação do 1º trem da Refinaria Premium I em 2017, o país passa a ser exportador líquido de derivados, mantendo-se nessa condição até o final do período, favorecido também pela entrada do 2º trem do COMPERJ e da Refinaria Premium II, ambos em 2018.

São apresentados a seguir os balanços por tipo de derivado de petróleo (Gráfico 102 a Gráfico 108).

GÁS LIQUEFEITO DE PETRÓLEO (GLP)

A produção de GLP cresce principalmente com o aumento do processamento de gás natural em plantas de UPGN. A oferta das refinarias atuais cresce em decorrência das novas unidades de conversão, porém em quantidade menos expressiva, dado que não serão construídas novas unidades de FCC. O país passa a ser autossuficiente a partir de 2017.



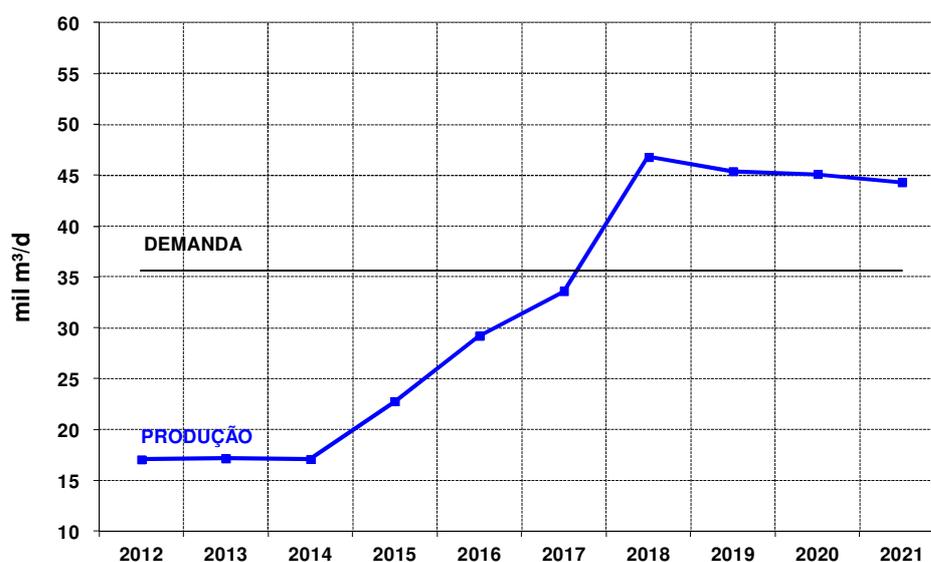
Fonte: EPE

Gráfico 102 – Balanço de GLP

NAFTA

O déficit de nafta é reduzido, progressivamente, entre 2015 e 2017, devido à estagnação da demanda projetada e ao aumento da produção, em função da entrada em operação da RNEST, do 1º trem do COMPERJ e do 1º trem da Refinaria Premium I. Já em 2018, com a entrada em operação do 2º trem do COMPERJ e da Refinaria Premium II, o país deixa de ser deficitário neste derivado.

Cabe destacar que, a partir de 2018, parte do excedente significativo de nafta deverá ser consumido internamente no COMPERJ, que deverá dispor de uma unidade de reforma catalítica para a produção de aromáticos (PETROBRAS, 2011a).



Fonte: EPE

Nota: Além da nafta apresentada no balanço de derivados, a produção nacional de petroquímicos consome gás natural e outras matérias-primas (vide Gráfico 13).

Gráfico 103 – Balanço de nafta

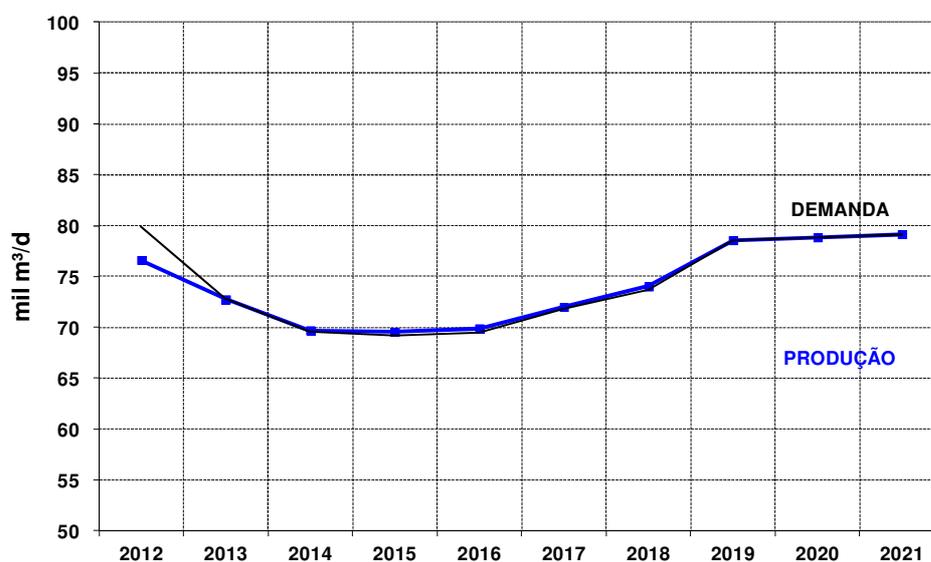
GASOLINA

O parque atual de refino não tem condições de atender o mercado de gasolina em 2012. A escassez de etanol combustível indicada para este ano resulta em aumento não previsto da demanda por gasolina, com as importações chegando a atingir 3.241 m³/dia (20.386 bpd). Com a recuperação da produção de etanol no médio prazo, a demanda de gasolina deverá decrescer ao longo do período, atingindo o patamar de cerca de 69.000 m³/d (434.000 bpd) em 2014 e mantendo-se nele até 2016. Durante esse período de estagnação da demanda, não ocorre déficit desse derivado. A partir de 2017, mesmo com a retomada do aumento da demanda, puxada pelo crescimento da frota de automóveis, o parque de refino consegue atender as necessidades de gasolina do país.

Cabe destacar que, em suas concepções atuais, as novas refinarias não estão projetadas para produzir gasolina. No entanto, os investimentos em unidades de reforma catalítica no parque atual, realizados no início do período, somados ao Programa de Flexibilização do Refino, potencializam a produção desse derivado.

Ressalte-se, porém, que, caso a demanda de gasolina seja maior do que a projetada, é sempre possível produzir mais gasolina internamente, desde que se justifiquem investimentos em novas unidades voltadas para a produção deste derivado, tais como reforma catalítica ou alquilação, dentre outras, reduzindo-se assim as eventuais importações. Todavia, tendo em vista que, no cenário de preços internacionais considerado neste PDE, os derivados médios são mais valorizados do que os leves, essa não deverá ser a melhor opção do ponto de vista 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, não se espera tampouco maiores dificuldades ao 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 expectativa de moderação, ou mesmo redução, da demanda nos EUA - tradicional destino para o excedente europeu).

Cumpra observar que, a partir de 2014, o limite máximo de teor de enxofre da gasolina comercializada diminuiu para 50 ppm, demandando um esforço maior do parque atual em hidrotratamento do produto.



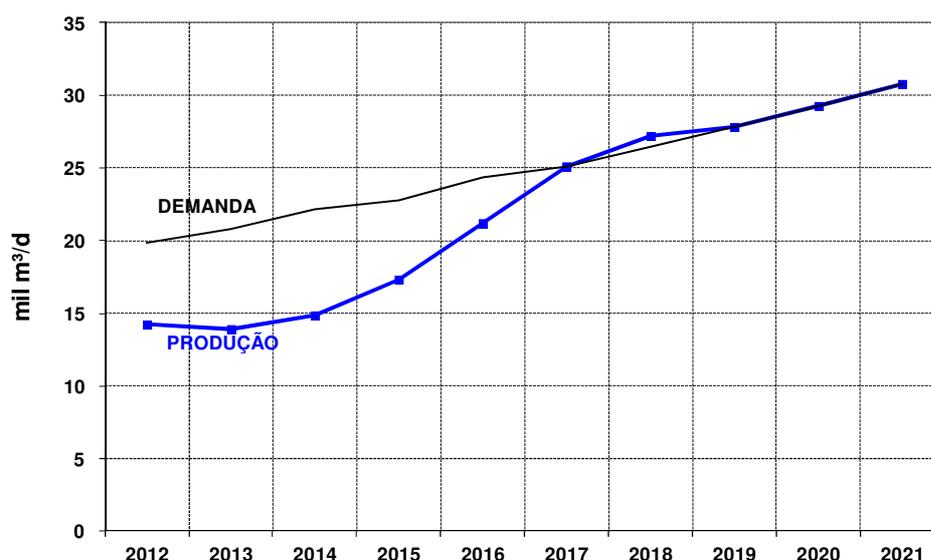
Fonte: EPE

Gráfico 104 – Balanço de gasolina

QUEROSENE DE AVIAÇÃO (QAV)

No início do decênio, não há alternativas para se elevar consideravelmente a produção de QAV, pois não há previsão de produção desse derivado na RNEST. Assim, o abastecimento deste mercado permanecerá deficitário até 2016, embora ocorra um aumento significativo de sua produção a partir de 2015, devido à entrada em operação do 1º trem do COMPERJ.

Com o início da operação do 1º trem da Refinaria Premium I em 2017, o país torna-se autossuficiente neste derivado, devendo permanecer nessa condição até 2021, com o incremento da produção em função da entrada do 2º trem do COMPERJ e da Refinaria Premium II.



Fonte: EPE

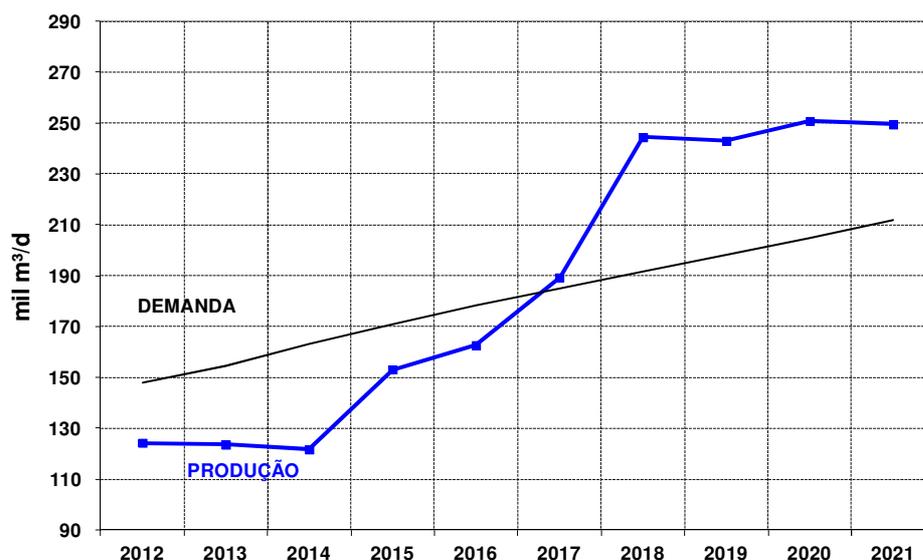
Gráfico 105 – Balanço de QAV

DIESEL

A produção de diesel aumenta 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 2016.

Com a entrada em operação do 1º trem da refinaria Premium I em 2017, a produção nacional de diesel cresce bastante, passando, então, o país a ser superavitário, com uma exportação líquida de cerca de 4.300 m³/d (em torno de 27.000 bpd), neste mesmo ano.

No ano seguinte, com a entrada do 2º trem do COMPERJ e da Refinaria Premium II, a exportação de diesel volta a aumentar, ultrapassando 52.000 m³/d (aproximadamente 327.000 bpd), mantendo-se o país na condição de exportador até 2021. Note-se que, desde 2018, todo o saldo exportador de diesel será do tipo S-10, de maior valor agregado e de fácil colocação no mercado internacional.

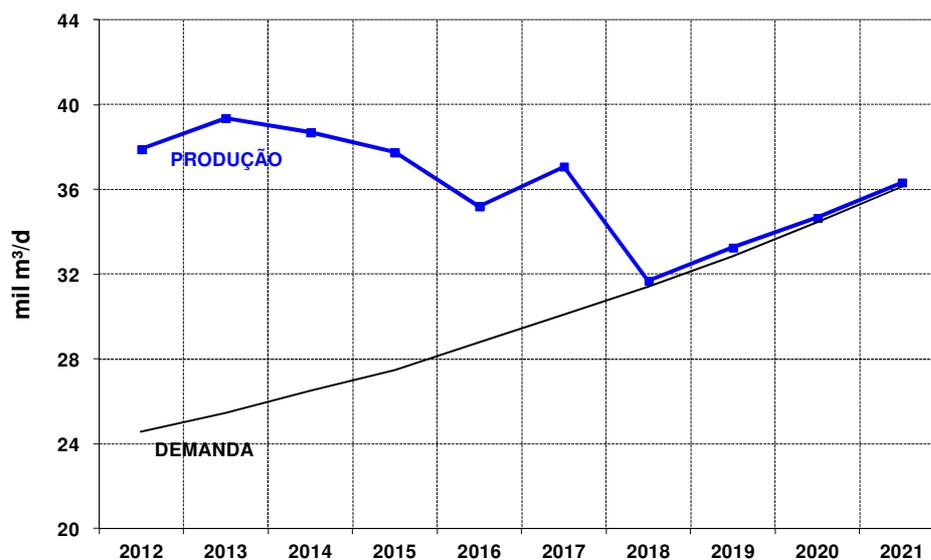


Fonte: EPE

Gráfico 106 – Balanço de diesel

ÓLEO COMBUSTÍVEL

Há excedentes de óleo combustível em todo o período, porém de forma decrescente, principalmente porque as novas refinarias são dotadas de alta capacidade de conversão. A partir de 2018, com a entrada do 2º trem do COMPERJ e da Refinaria Premium II, a produção fica praticamente equilibrada com o mercado. Cabe destacar que a demanda de *bunker* internacional (navios estrangeiros que são abastecidos na costa brasileira) também é totalmente atendida pela produção doméstica de óleo combustível.

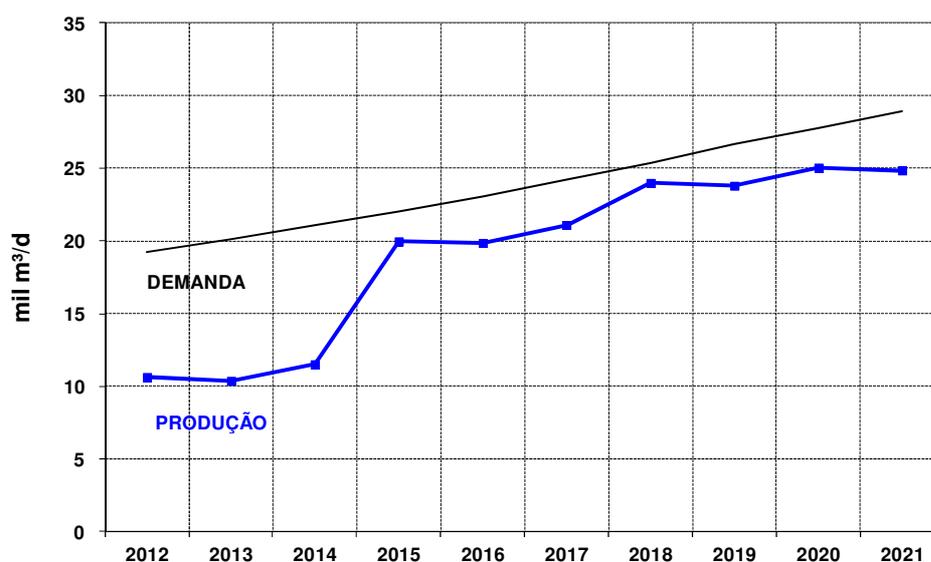


Fonte: EPE

Gráfico 107 – 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 unidade 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.



Fonte: EPE

Gráfico 108 – Balanço de coque

2.6.3 Balanço nacional de petróleo

O resultado do balanço nacional de petróleo é apresentado na Tabela 129.

Tabela 129 – Balanço Nacional de Petróleo (mil m³/d) – 2012 a 2021

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Produção	358	357	420	479	547	645	750	805	843	864
Processamento	309	305	302	350	368	413	487	491	503	504
Importação	62	45	39	41	57	52	38	38	38	38
Exportação	111	97	156	169	236	284	300	352	379	398
Exportação Líquida	49	52	118	129	179	232	262	314	341	360
Importação/Processamento	19,9%	14,8%	12,8%	11,6%	15,6%	12,6%	7,8%	7,8%	7,6%	7,6%

Fonte: EPE

O país será exportador líquido de petróleo durante todo o período, com a expectativa de atingir o pico máximo de volume exportado em 2021, correspondente a cerca de 398.000 m³/d (aproximadamente 2,5 milhões de barris por dia), principalmente de petróleos do tipo médio, onde estão inseridos os grandes volumes dos campos da região do pré-sal. Tal fato se deve à adequação do parque refinador

ao petróleo mais pesado, de menor valor para exportação, o que permite otimizar o fluxo monetário, 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 de elenco de petróleo, ocorrem também em todo o período, porém em volumes bastante reduzidos.

Deve-se ressaltar que, na simulação realizada, considerou-se que a RNEST processa 50% de petróleo nacional e 50% de petróleo importado, conforme aventado pela refinadora.

Neste quadro francamente exportador de petróleo, devem ser estudadas as possibilidades de se vincular o processamento de refinarias no exterior ao petróleo brasileiro, seja por meio de aquisição de instalações por produtores nacionais, seja por meio de parcerias e contratos de longo prazo, estratégia que deverá ser compatibilizada com a implantação das novas refinarias no Brasil.

2.7 Refino – Considerações finais

O país deverá continuar como importador líquido de derivados até o ano de 2016, 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 2018. A importação de gasolina ocorre apenas em 2012. A situação do diesel será revertida em 2017, com a entrada em operação do 1º trem da Refinaria Premium I. Quanto ao coque, seu déficit persistirá até o final do período.

Assim como a RNEST e o COMPERJ, as demais novas refinarias também são dotadas de esquemas de refino de alta conversão, voltados principalmente para o atendimento do mercado interno, cujos maiores déficits são de destilados médios (QAV e diesel) e de nafta petroquímica.

Neste cenário, em que se prevê queda de demanda de gasolina no médio prazo e demandas crescentes de óleo diesel e QAV em todo o período, é recomendável que o processo de HCC, em que pese seu alto custo, seja introduzido nas refinarias nacionais, até pela necessidade da alta qualidade do diesel a ser obtido. O diesel S-10 é facilmente obtido através desta rota que, adicionalmente, permite a produção de QAV também de excelente qualidade. Os projetos das novas refinarias, exceto o da RNEST, 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 modernização das unidades existentes e os novos projetos voltados para este fim, que já foram concluídos ou encontram-se em andamento.

Com a entrada do 1º trem da Refinaria Premium I, o país consolida-se como exportador líquido de derivados. As exportações chegam a atingir o pico de cerca de 73.200 m³/d (aproximadamente 460.400 bpd) em 2018, com ênfase no diesel S-10. No que tange à gasolina, com a expectativa de retomada da produção de etanol combustível, somado aos investimentos em unidades de reforma catalítica no início do período e ao PROFLEX, a situação de importador em 2012 reverte-se logo depois, passando o país à autossuficiência neste derivado.

Tendo em vista que as projeções de oferta de derivados indicam excedente de nafta ao final do período, investir na construção de novas unidades de reforma catalítica, além das que já estão previstas, poderia ser uma das alternativas para incrementar a produção de gasolina, caso a demanda venha a ser maior do que a projetada neste estudo. A nafta reformada oriunda desse processo não possui enxofre e apresenta elevado número de octano, podendo ser misturada a outras correntes de nafta da refinaria para a formulação de gasolina. A implantação de unidades de alquilação e isomerização também poderia contribuir com correntes de alta qualidade para a formulação de gasolina, obtidas a partir de outras matérias-primas. Não obstante, estas alternativas estão apenas em avaliação, não havendo necessidade, até o momento, de uma decisão final sobre o assunto, tendo em vista que tais investimentos ainda não se revelaram necessários em função da demanda projetada, nem viáveis economicamente, em face do custo das unidades e do cenário de preços internacionais de derivados adotados neste estudo. Para este cenário, em que os preços dos derivados médios crescem acima dos da gasolina, a melhor alternativa, do ponto de vista estritamente econômico, é exportar diesel e importar gasolina, já que a tendência internacional atual é de desaceleração da demanda de gasolina, ao contrário do mercado de médios.

De qualquer forma, dada a elevada incerteza em relação à evolução do mercado nacional de combustíveis para veículos leves, a melhor estratégia será monitorar a tendência no médio e longo prazos para, caso se verifique 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 do abastecimento no 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, destacando-se 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/ou adotar procedimentos operacionais 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. 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 de 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 o perfil de produção e de demanda de derivados de cada região.

Em suma, 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 petróleo e derivados contemplou o panorama atual, a evolução prevista do parque nacional de refino até 2021, 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 até 2021, em andamento e/ou a iniciar, sob a responsabilidade do Grupo Petrobras, pois não se prevê, neste horizonte, uma participação expressiva de outros agentes do setor na área.

Com relação ao transporte dutoviário de petróleo, é importante notar que os investimentos considerados referem-se tão somente ao transporte para o atendimento das refinarias e/ou exportação; 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 437 dutos, conforme indicado na Tabela 130.

Tabela 130 – Quantidade e extensão de dutos em operação, por função

Produto	Função	Nº de Dutos	Extensão (km)
Derivados	Total	405	5.891
	<i>Transferência</i>	<i>307</i>	<i>1.105</i>
	<i>Transporte</i>	<i>98</i>	<i>4.792</i>
Petróleo	Total	32	1.985
	<i>Transferência</i>	<i>32</i>	<i>1.985</i>
Total Geral	Total	437	7.882
	<i>Transferência</i>	<i>339</i>	<i>3.090</i>
	<i>Transporte</i>	<i>98</i>	<i>4.792</i>

Fonte: ANP (2011).

3.2.2 Infraestrutura 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 131.

Tabela 131 – Capacidade de armazenamento de petróleo e seus derivados em terminais

Terminais	Nº Terminais	Nº Tanques	Petróleo ⁽¹⁾	Derivados ⁽²⁾	GLP	Total
			(Mil m ³)			
Aquaviários	55	1238	3.983	4.236	239	8.458
Terrestres	32	408	1.437	2.164	93	3.694
Totais	87	1.646	5.420	6.400	332	12.152

1-há também armazenamento de petróleo nas refinarias e nos campos de produção (terra e mar)

2-exceto GLP

Fonte: ANP, 2011c[109].

Além dos TA e TT, a infraestrutura de armazenamento conta com a tancagem de uma rede de Bases de Distribuição, pertencentes às empresas de distribuição de derivados de petróleo, com uma capacidade total de 3 milhões de m³, conforme a Tabela 132.

Tabela 132 – Capacidade de armazenamento de derivados de petróleo em bases de distribuição

Regiões	Nº Bases	Derivados*	GLP	Total
		(Mil m ³)		
Região Norte	53	440	13	453
Região Nordeste	76	578	31	609
Região Sudeste	197	1.209	65	1.274
Região Sul	108	486	28	514
Região Centro-Oeste	67	194	10	204
Totais	501	2.907	147	3.054

(*) exceto GLP

Fonte: ANP, 2011c.

3.2.3 Transporte marítimo de petróleo e derivados

A Transpetro, maior armadora¹⁰⁶ 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 52 embarcações¹⁰⁷, conforme a Tabela 133.

Tabela 133 – Frota de navios da Transpetro

Produto Transportado	Nº de Navios	TPB*	Capacidade Volumétrica (m ³)
Petróleo (navios aliviadores)	12	1.586.592	1.464.346
Petróleo/ Produtos Escuros	6	235.760	589.745
Produtos Escuros e Claros	7	400.232	534.216

¹⁰⁶ Armadora é a empresa proprietária de navios.

¹⁰⁷ Do total da frota, sete navios (navios aliviadores) são de propriedade da Fronape International Company (FIC), empresa subsidiária da Transpetro.

Produto Transportado	Nº de Navios	TPB [*]	Capacidade Volumétrica (m ³)
Produtos Claros	19	593.135	661.319
Cisterna (FSO)	1	28.903	32.146
Gases	6	40.171	43.033
Embarcações de Apoio	1	2.163	411
Total	52	2.886.956	3.152.919

(*) Toneladas de Porte Bruto¹⁰⁸

Fonte: Transpetro (2011).

Os petroleiros, navios especialmente projetados para o transporte de petróleo e derivados líquidos (produtos claros e escuros) em cabotagem e longo curso, totalizam 44 navios, com capacidade volumétrica total de 3 milhões de m³. Para o transporte de gases liquefeitos, a Transpetro possui 6 navios, com capacidade total de 43.033 m³.

Além destas embarcações, a Transpetro dispõe de um navio cisterna (FSO), com capacidade para armazenar 32.146 m³, que é alocado a campos de produção em alto mar, quando necessário, 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 2021, projetadas com auxílio do modelo de abastecimento (PLANDEPE), e admitindo que:

- qualquer nova refinaria considerada já aporta os investimentos necessários às suas movimentações (petróleo e derivados), e
- a infraestrutura restante a ser considerada é a atual, acrescida dos investimentos já programados,

verifica-se que haverá impacto nas instalações para a movimentação prevista de derivados; as movimentações adicionais de petróleo cru, por sua vez, praticamente já estão associadas às refinarias novas, cujos investimentos já contemplam os dutos e terminais necessários às 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.

No que diz respeito às movimentações de petróleo, nas hipóteses analisadas, verifica-se que todos os sistemas atendem às necessidades das refinarias atuais no horizonte considerado.

¹⁰⁸ TPB é a tonelagem total que pode ser embarcada em um navio. Além da carga comercial, inclui combustível, tripulação, etc.

3.4 Expansão da infraestrutura nacional de transporte de petróleo e derivados

3.4.1 Investimentos da carteira de projetos do Grupo Petrobras

Uma vez que não foram reportados investimentos privados na infraestrutura de transporte de petróleo e de derivados, este estudo considerou apenas aqueles indicados pelo Grupo Petrobras, no valor total estimado de US\$ 13,2 bilhões, conforme apresentado na Tabela 134.

Tabela 134 – Investimentos do Grupo Petrobras em navios, dutos e terminais

Projetos
Plangás GLP
Ampliação OSVAT 30
Ampliação OSVAT 42/38
Pier Adicional no TA de São Sebastião (PASP)
Ampliação do Pier de Derivados do TA de Paranaguá
Plano Diretor de Dutos de São Paulo
Novos Navios
Adequação das Instalações Logísticas para a Qualidade Futura dos Combustíveis
Segunda Monoboia do TA de Tramandaí
Unidade Offshore de Transferência e Exportação (UOTE)
Logística para o COMPERJ
Ampliação da capacidade do OSBRA
Ampliação do Sistema de Monoboias do TA de S. F. do Sul
OCVAP I e II
Novo Terminal Aquaviário
Investimento Total Estimado: US\$ 13,2 bilhões

Fonte: Petrobras (2011c) e Transpetro (2011)

PLANGAS GLP

Tendo em vista a grande produção esperada de GLP nas Bacias de Campos e do Espírito Santo, a Transpetro planeja a construção de dois novos sistemas de escoamento de GLP, envolvendo a construção de terminais em Porto de Barra do Riacho (ES) – para navios de 60 mil toneladas de porte bruto (TPB) – e na Ilha Comprida (RJ), além de ampliação do atual TA Ilha Redonda.

O futuro TA de Barra do Riacho vai permitir escoar por navios o excedente da produção de GLP do Espírito Santo. O novo TA da Ilha Comprida, na Baía de Guanabara, terá tancagem pressurizada e refrigerada para GLP e será interligado por ponte de acesso ao TA da 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 Guararema, e o OSVAT 30 interliga este último terminal à REPLAN. Suas estações de bombeamento serão reforçadas, de modo a permitir uma movimentação adicional de 1,8 milhões de m³/a.

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 píer servirá para desafogar as operações de carga/descarga.

Novo Píer de Derivados no TA de Paranaguá

Este píer adicional aumentará a capacidade de movimentação do TA de Paranaguá (TEPAR) em 1,8 milhões de m³/a.

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 20 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.

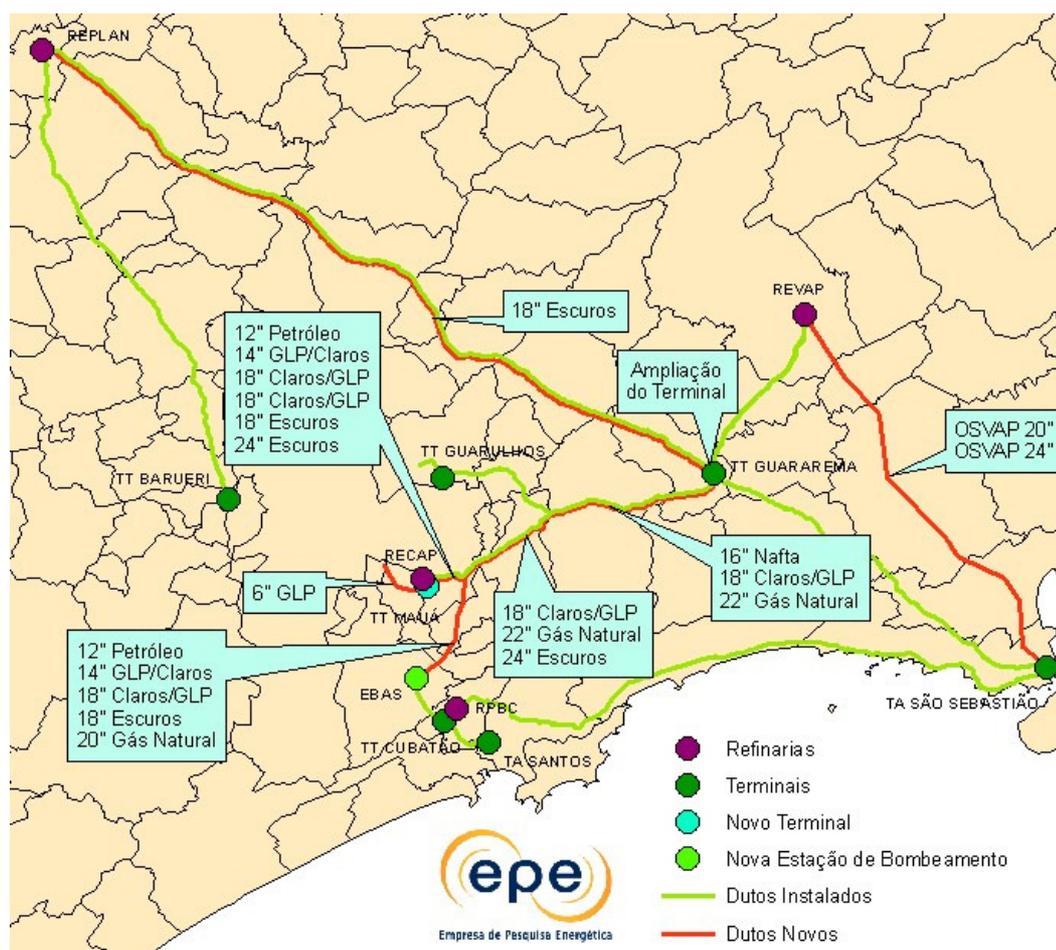


Figura 20 – Situação futura dos dutos de petróleo e derivados do Estado de São Paulo

Fonte: Elaboração EPE, a partir de Transpetro (2007).

Novos Navios

Por meio do Programa de Modernização e Expansão da Frota da Transpetro, o PROMEF, com um custo estimado em US\$ 4,39 bilhões, a Transpetro ampliará a sua frota e contará, nas fases 1 e 2 do programa, com 49 novos navios, dos quais 41 já foram encomendados, conforme indicação na Tabela 135, restando contratar a construção de 8 navios de produtos; as duas fases deverão estar concluídas até 2016. 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 135 – Navios do PROMEF já contratados

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
Ilha -EISA (RJ)	4	Panamax	-	-
Mauá (RJ)	4	Produto	-	-
Promar (PE)	-	-	8	Gaseiros
Superpesa (RJ)	-	-	3	Bunker
Total	23		18	

(*) até 2011 foram lançados 4 navios, sendo 1 suezmax e 3 de produtos. Destes, já entrou em operação o navio de produto "Celso Furtado", com 56.000 m³ de capacidade, para o transporte de claros.

Fonte: Transpetro (2011)

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 para atendimento de Acordo Judicial firmado com diversos órgãos governamentais.

Segunda Monoboia do TA de Tramandaí

Construção de uma segunda monoboia no TA Soares Dutra (TEDUT), em Tramandaí, com o objeto de reduzir as sobrestadias.

Logística para o COMPERJ

Construção da infraestrutura (dutos e tanques de armazenamento) destinada ao suprimento de petróleo e 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 navios DP (posicionamento dinâmico) para navios convencionais, em operações preferencialmente destinadas à exportação de petróleos nacionais, oriundos do Polo Pré-Sal e de outros polos de produção.

Ampliação da capacidade do OSBRA

Aumentar a capacidade de movimentação de produtos no oleoduto OSBRA (diesel, gasolina e GLP), através da implantação de três novas estações intermediárias de bombeamento.

Ampliação do Sistema de Monoboias do TA de São Francisco do Sul

Visa à 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

Trata-se da 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 REVAP.

Novo Terminal Aquaviário

Construção de um novo terminal aquaviário para atender às crescentes movimentações de petróleo, tanto para exportação quanto para consumo doméstico. A sua localização ainda está indeterminada.

3.4.2 Investimentos sugeridos pela EPE

Foi analisada a possibilidade de ser implantado um novo poliduto para o transporte de claros (GLP, Gasolina A e Óleo Diesel) entre a REPAR (Araucária, PR) e o Município de Presidente Prudente, no Estado de São Paulo (vide Figura 21). Este poliduto atenderia a 18 Polos de Abastecimento nos Estados de Paraná, São Paulo e Mato Grosso do Sul, e teria as seguintes características:

- Extensão: 650 km
- Diâmetro: 18 pol.
- Capacidade Inicial (aproximada): 7 milhões m³/a
- Terminais terrestres: Guarapuava, Maringá e Presidente Prudente
- Investimentos previstos, conforme a Tabela 136.

Tabela 136 – Investimentos no poliduto Araucária(PR) – Presidente Prudente(SP)

Item	US\$ milhões
Duto	819
Terminais	464
<i>Guarapuava</i>	<i>104</i>
<i>Maringá</i>	<i>156</i>
<i>Presidente Prudente</i>	<i>204</i>
Capital de Giro	166
Total	1.449

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, observadas as margens de erro envolvidas na estimativa dos investimentos.

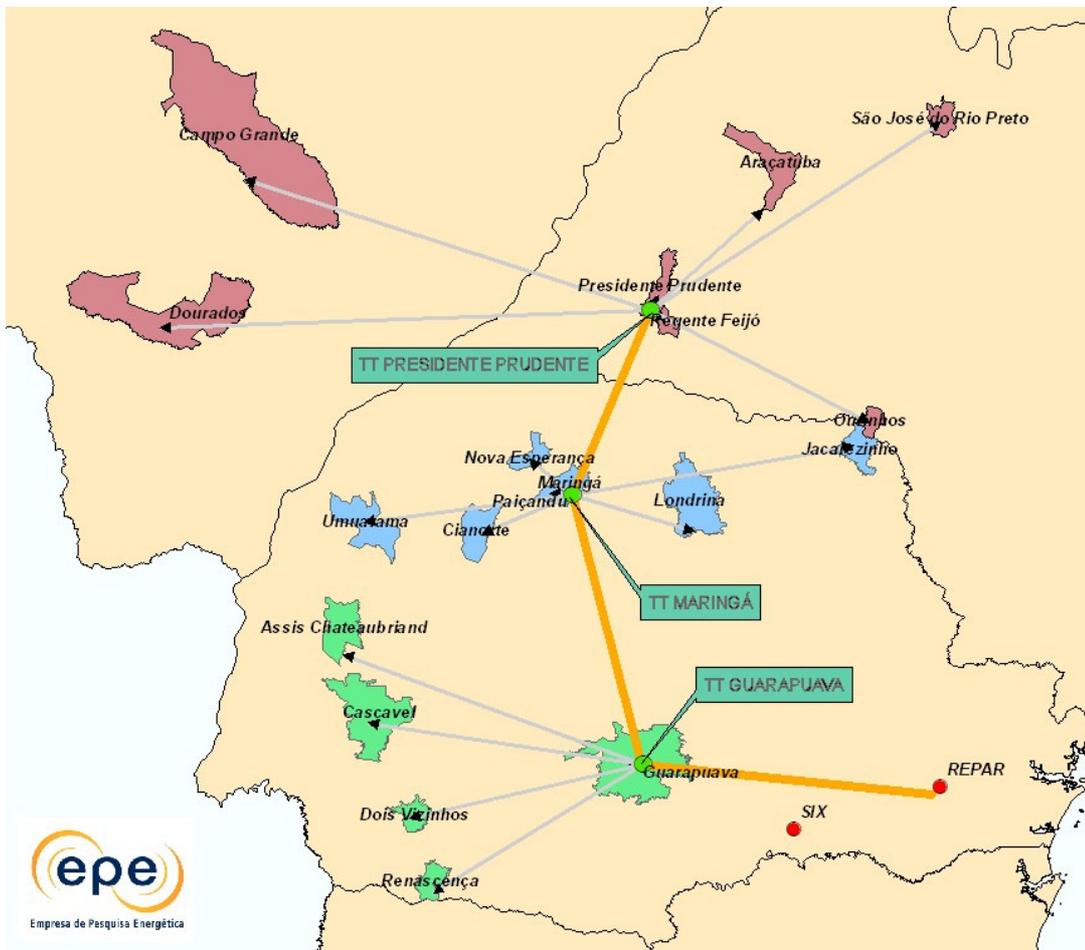


Figura 21 – Poliduto Araucária (PR) - Presidente Prudente (SP) analisado pela EPE

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 2012 a 2021.

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 75% 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 regionais¹⁰⁹. Tradicionalmente, os preços de gás natural no *Henry Hub*¹¹⁰ (EUA) têm sido utilizados como referência para a Bacia do Atlântico, na qual o Brasil está inserido. Entretanto, conforme explicitado no próximo subitem relativo a premissas de preços, os preços conjunturais de *Henry Hub* parecem não se configurar como uma referência adequada para o mercado de gás no momento, devido ao fato de refletirem sinais econômicos insuficientes para serem utilizados em estudos sobre gás natural aplicáveis em outras regiões.

Não obstante, optou-se por manter o uso dos preços de gás no *Henry Hub* e da metodologia *netback value* como estimativas de sinalizações de preços internacionais, as quais devem ser interpretadas com cautela, 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.

¹⁰⁹ Diferenças na metodologia de precificação levam inevitavelmente à diferença nos níveis atuais de preços. Quando o preço do petróleo está elevado, como verificado atualmente, o preço do gás natural indexado ao petróleo tende a ser elevado (IEA, 2011).

¹¹⁰ 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*), Bélgica (*Zeebrugge*), França (*PEGs*), Holanda (*Title Transfer Facility - TTF*); Alemanha/Holanda (*Eurohub*); Itália (*PSV*); Espanha (*MS*).

Inicialmente, é realizada uma estimativa de internalização dos preços do *Henry Hub* no país¹¹¹, através de cálculos de *netback*. Em seguida, é apresentada uma estimativa de projeção de preços de *Henry Hub* para o período entre 2012 e 2021, bem como uma estimativa de preços internos de gás natural a partir da aplicação da hipótese de relação de competitividade de 75% de preços com o óleo combustível de alto teor de enxofre (conforme sinalização da Petrobras para o período).

A precificação de gás natural praticada no Brasil não segue a tradicional referência dos preços de *Henry Hub*, seja para o gás natural importado da Bolívia seja para o gás natural de produção nacional, ambos com contratos específicos e atrelados a uma cesta de óleos. Para os novos empreendimentos de geração termelétrica a gás natural, o *Henry Hub* pode ser usado como indexador de preços¹¹².

Já 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 prazo¹¹³.

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)¹¹⁴. 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.

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.

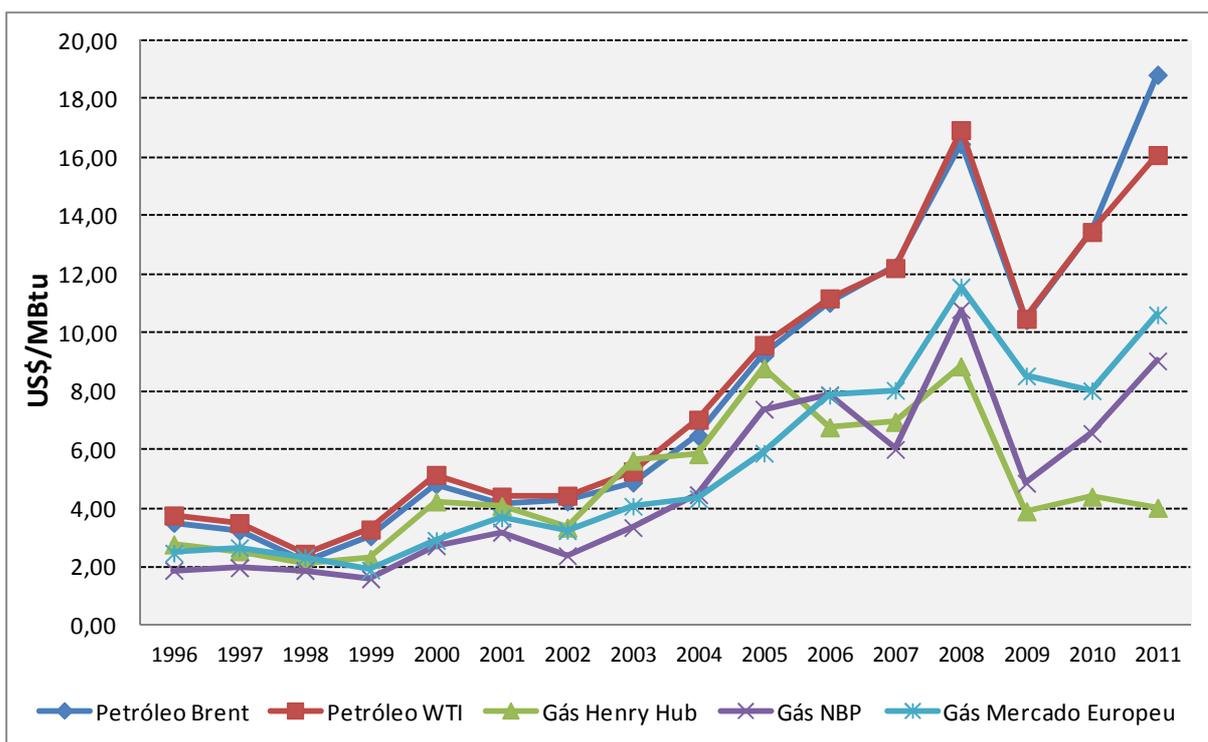
¹¹¹ A partir da entrada em operação do GASENE, que interligou a malha de gasodutos Nordeste com a malha Sudeste (a qual contempla, na verdade, os gasodutos das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste), tornou-se mais conveniente a adoção de um valor médio de internalização entre essas duas malhas como representativo de uma “internalização Brasil”.

¹¹² Por ocasião dos leilões de energia, o empreendimento pode optar por usar os preços de *Henry Hub* ou os preços de petróleo *Brent* como indexador para os preços de gás natural como combustível.

¹¹³ Os preços de gás natural no *National Balancing Point* (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.

¹¹⁴ 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 (IEA, 2011b).

O Gráfico 109 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, condição esta que fica mais clara ao analisar a média dos preços de gás natural dos países componentes da União Europeia ("Gás Mercado Europeu"), com o preço de gás no *Henry Hub* e mesmo no NBP (Reino Unido).



Nota: O preço do gás do Mercado Europeu representa uma média dos preços de gás dos países componentes da União Europeia.
Fonte: BP (2012)

Gráfico 109 – Preços históricos de petróleo e gás natural

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 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. Contudo, o potencial para a produção de gás não convencional dependerá do nível de preços e da evolução dos custos de produção, além de eventuais restrições ambientais. Os preços que viabilizam a exploração e produção de gás não convencional variam, dependendo do

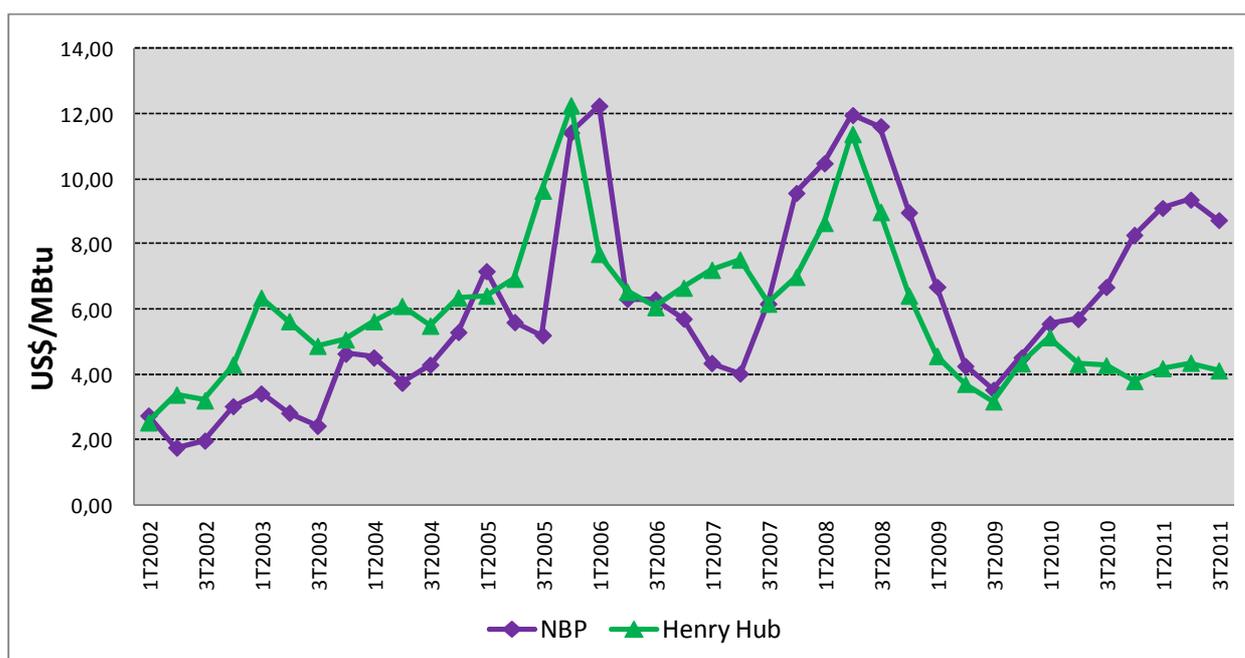
¹¹⁵ Embora, historicamente, os preços do petróleo WTI e do petróleo *Brent* fossem próximos e bem correlacionados, recentemente, a competição com óleos canadenses na região de influência do WTI, bem como a ausência de infraestrutura logística para o escoamento do WTI para o Golfo do México, fez com que 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).

campo, entre 3,88 US\$/MBtu e 10 US\$/MBtu (Ruester, 2010). Uma das maiores incertezas no médio prazo é saber se é possível manter o nível de preços abaixo dos atuais 4 US\$/MBtu.

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* 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 110, 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, 2011).



Fonte: Platts (2011) e BP (2011).

Gráfico 110 – Preços históricos de gás natural no *Henry Hub* (EUA) e no NBP (Reino Unido)

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

¹¹⁶ Deve-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, 2011a).

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, 2011).

O volume de gás transacionado em um ambiente *gas-to-gas competition* depende do balanço volumétrico (oferta x demanda) em cada mercado regional, incluindo o preço de todos os energéticos substitutos ao gás. Nos últimos anos, os preços do gás estabelecidos desta forma estavam significativamente mais baixo do que aqueles preços estabelecidos através da indexação aos derivados de petróleo, tanto nos EUA como na Europa continental. Entretanto, a diferença de preços aumentou na Europa, uma vez que o nível dos preços *spot* aumentou ocasionado não somente pela recuperação da demanda, como também pelo aumento do preço dos combustíveis substitutos (especialmente do carvão¹¹⁷ - IEA, 2011).

Estruturalmente, porém, o mercado de gás natural brasileiro, sobretudo a partir das perspectivas do pré-sal e da Lei do Gás, parece tender para uma associação mais estreita com a evolução do *Henry Hub* do que com o NBP, a despeito das atuais diferenças desses preços¹¹⁸.

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 a histórica correlação entre os preços 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. Uma vez que este cenário leva ao aumento da disponibilidade de GNL no mercado internacional, o suprimento antes dedicado à América do Norte poderá vir a ser redirecionado para outros países. 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*

Para estimar a média do preço internacional do gás natural internalizado no Brasil¹²⁰, via GNL, considerou-se o conceito de *netback value* para a definição de seu preço na origem (planta de

¹¹⁷ Mesmo com o crescimento de medidas ambientais restritivas ao uso de combustíveis fósseis, como o carvão, a demanda por este energético aumentou especialmente devido ao crescimento da demanda da China e de outras economias emergentes.

¹¹⁸ Na atual conjuntura, os preços domésticos de gás natural no Brasil estão mais próximos dos preços do NBP do que dos preços do *Henry Hub*.

¹¹⁹ O mercado de gás natural ainda não se constitui em um mercado global, apresentando especificidades regionais. 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 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”).

liquefação). Os preços estimados para a Bacia do Atlântico, para o ano de 2016¹²¹ estão apresentados na Tabela 137, onde estão apresentados os cálculos referentes às duas fontes da bacia do Atlântico mais utilizadas até o momento na importação de GNL¹²².

Tabela 137 – Cálculo *netback* de preços médios de GNL para o ano de 2016 – Bacia do Atlântico (a preços constantes de maio 2011)

Valores (US\$/MBtu)	FONTE	
	Trinidad e Tobago	Nigéria
Preço Henry Hub (EUA)	5,76	5,76
Custo transporte em gasoduto (EUA)	0,10	0,10
Custo regaseificação	0,60	0,60
Custo frete (EUA - fonte)	0,38	0,98
Preço GNL na fonte	4,68	4,08
Brasil		
Custo frete (Média Brasil)	0,40	0,50
Custo regaseificação Média Brasil	0,71	0,71
Custo transporte em gasoduto (Média Brasil)	0,35	0,35
Preço de GN internalizado - Média Brasil	6,13	5,63

Fonte: Elaboração própria EPE

A Tabela 138, a seguir, apresenta as estimativas de preços de gás natural via GNL internalizado, para o Brasil, para o período entre 2012 e 2021. Os preços foram calculados considerando-se a Nigéria como a fonte de GNL.

¹²¹ Foi utilizada a estimativa de preços para um ano compreendido no médio prazo da análise – no caso em questão, 2016 – com o intuito de evitar utilizar uma estimativa de preços no curto prazo, influenciada por eventuais oscilações nos preços atuais.

¹²² Com relação à metodologia considerada, observa-se que o preço do gás no *Henry Hub* era uma boa referência para os preços na Bacia do Atlântico. Todavia, recentemente, o fenômeno do gás não-convencional nos EUA levou a um descolamento dos preços desta referência em relação aos demais preços praticados no mercado internacional. Embora o mercado de gás natural brasileiro esteja tradicionalmente na zona de influência do *Henry Hub*, os preços de internalização do GNL no Brasil têm ficado mais próximos aos preços do NBP nos últimos meses, mesmo de cargas advindas dos EUA. Tal paradoxo pode ser explicado por uma precificação das cargas norte-americanas que têm considerado o preço de internalização do fornecedor alternativo, arbitrando os preços. O mesmo tem ocorrido com as cargas da Nigéria e de Trinidad e Tobago, que deixaram de ter como referência o mercado dos EUA, de tal forma que seus preços passaram a serem guiados mais pelo NBP e pelo Japão (custo de oportunidade) do que pelo *Henry Hub*. Está se empreendendo uma revisão dos procedimentos metodológicos para os próximos ciclos do Plano Decenal de modo a se incorporar estes aspectos.

**Tabela 138 – Estimativas de preços de gás natural internalizado via GNL
(moeda maio 2011)**

Ano	Henry Hub (US\$/MBtu)	Nigéria (US\$/MBtu)	Brasil (US\$/MBtu)
2012	5,32	3,64	5,19
2013	5,47	3,79	5,34
2014	5,49	3,81	5,36
2015	5,63	3,95	5,50
2016	5,76	4,08	5,63
2017	5,83	4,15	5,70
2018	5,90	4,22	5,77
2019	5,99	4,31	5,86
2020	6,23	4,55	6,10
2021	6,48	4,80	6,35

Fonte: Elaboração própria EPE, a partir de dados de EIA (2011).

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 próprias¹²³ inclusive os preços de gás natural importados via GNL.

1.3 Projeção de Preços de Gás Natural no *Henry Hub*

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.

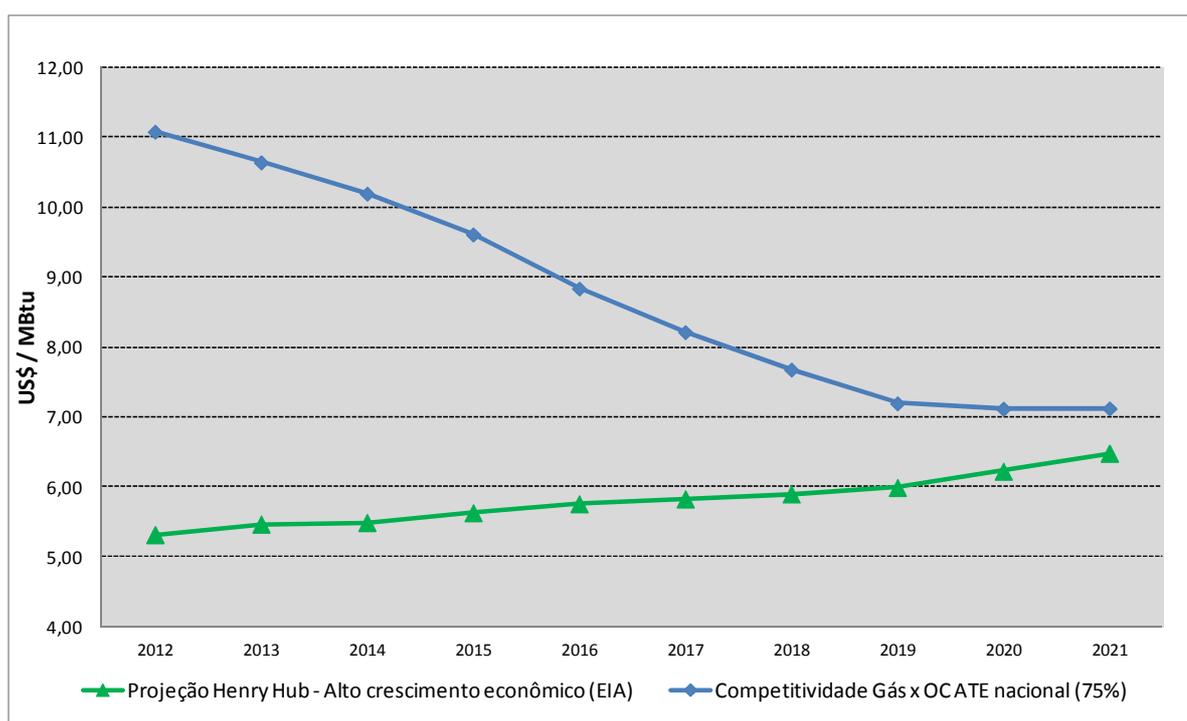
Na edição anterior do PDE (PDE 2011-2020), em função do aumento continuado do descolamento de preços entre os preços do petróleo *Brent* e do gás natural no *Henry Hub*, optou-se pela utilização das seguintes premissas para a projeção de preços de gás natural no *Henry Hub*: (i) curva de correlação histórica - balizador de preços de gás natural (limite superior); (ii) curva de preços futuros do *Henry Hub* determinada pela NYMEX - balizador de preços de gás natural (limite inferior); (iii) curva de preços futuros do *Henry Hub* determinada pelo órgão *U.S. Energy Information Administration* (EIA), no relatório *Annual Energy Outlook 2010* - balizador de preços de gás natural (curva utilizada como referência).

Com o aumento do descolamento de preços entre o petróleo e o gás natural e com os baixos valores do *Henry Hub*, as premissas de contorno anteriormente utilizadas (superior e inferior) parecem ter ficado menos robustas (maior distanciamento entre os limites balizadores) e, portanto, insuficientes para definirem a construção de nova projeção.

¹²³ 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.

Para o presente PDE, optou-se por utilizar a própria projeção do EIA para os preços do *Henry Hub* (cenário *High Economic Growth*, que apresenta um crescimento de PIB mundial mais próximo daquele estabelecido nos cenários macroeconômicos do PDE em estudo)¹²⁴.

O Gráfico 111 apresenta a projeção do EIA de preços de gás natural para o *Henry Hub*, em um cenário de alto crescimento econômico e, também, a projeção de preços de gás natural, no cenário nacional, a partir de uma relação de competitividade com o óleo combustível de alto teor de enxofre (OC ATE). Apesar de possuírem naturezas e metodologias de elaboração diferentes, o gráfico permite visualizar dois possíveis níveis de preços para o gás natural.



Fonte: Elaboração própria a partir de EIA (2011).

Gráfico 111 – Projeção de preços de gás natural no *Henry Hub* e projeção de preços de gás natural a partir da competitividade com o OC ATE, em US\$/MBtu (moeda maio 2011)

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

¹²⁴ O crescimento mundial de PIB preconizado pelo EIA no cenário de alto crescimento econômico (*high economic growth*) é de 3,2% a.a., enquanto que o do seu cenário de referência é de 2,7% a.a.; o cenário de crescimento mundial do presente PDE foi estimado em 4% a.a. (EIA, 2011a). As projeções de preços do *Henry Hub* do EIA foram corrigidas para valores de 2011, para compatibilizá-lo às premissas usadas no PDE 2012-2021.

na ponta. Há também a tendência mundial de questionamento do uso da energia nuclear, a qual poderá ser substituída por outras fontes, dentre elas, o gás natural¹²⁵.

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: projeção dos preços de gás natural na hipótese de competitividade com o 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 fatores, principalmente pela competitividade frente aos seus energéticos substitutos¹²⁶.

A projeção dos preços do óleo combustível de alto teor de enxofre (OC ATE), principal energético substituto do gás natural no mercado brasileiro¹²⁷, 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 75% (equivalência energética em US\$/MBtu)¹²⁸ entre os preços de gás natural (nos *citygates*) e de OC ATE (*ex refinaria*) internalizado (em decorrência de sinalizações da Petrobras), obtendo-se os valores apresentados na Tabela 139.

Tabela 139 – Projeção de Preços do Gás Natural: hipótese de competitividade de 75% (moeda maio 2011)

Ano	OC ATE (US\$/MBtu)	GN (75% OC ATE) (US\$/MBtu)
2012	14,77	11,08
2013	14,19	10,64
2014	13,59	10,19
2015	12,81	9,61
2016	11,78	8,84
2017	10,95	8,21
2018	10,24	7,68
2019	9,59	7,20
2020	9,49	7,12
2021	9,50	7,12

Fonte: Elaboração própria EPE.

¹²⁵ Devido ao desastre ocorrido no Japão (cidade de Fukushima) em 2011, tem havido, no curto prazo, 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. Carvão e gás natural são os principais energéticos substitutos, no curto e médio prazo, para o atendimento dessa demanda adicional (a participação do gás natural no longo prazo deverá ser maior do que a do carvão).

¹²⁶ A penetração do gás natural no mercado ocorre com o correspondente deslocamento dos energéticos substitutos.

¹²⁷ No segmento industrial e no segmento termelétrico.

¹²⁸ Preços de gás natural (no *citygate*) nos mesmos níveis (em equivalência energética – US\$/MBtu) dos preços de óleo combustível - alto teor de enxofre (*ex refinaria*).

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 gás¹²⁹ 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 oferta¹³⁰.

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 Parada, 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:

- Corumbá, Mato Grosso do Sul, para o gás natural importado pelo GASBOL¹³¹;
- 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 Grosso¹³², 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 Norte¹³³, Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste.

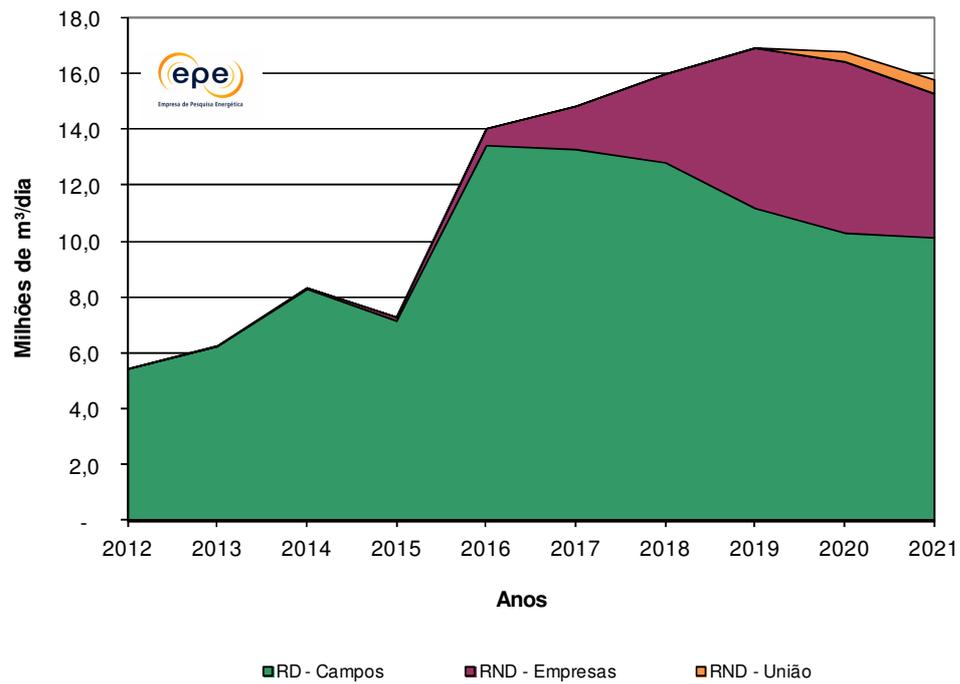
¹²⁹ Correção devido à compensação de inertes (N₂ e CO₂) para adequação às especificações de poder calorífico (9.400 kcal/m³).

¹³⁰ Mais detalhes no Capítulo V deste Plano.

¹³¹ O Gasbol oferta gás natural para os Estados de Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul.

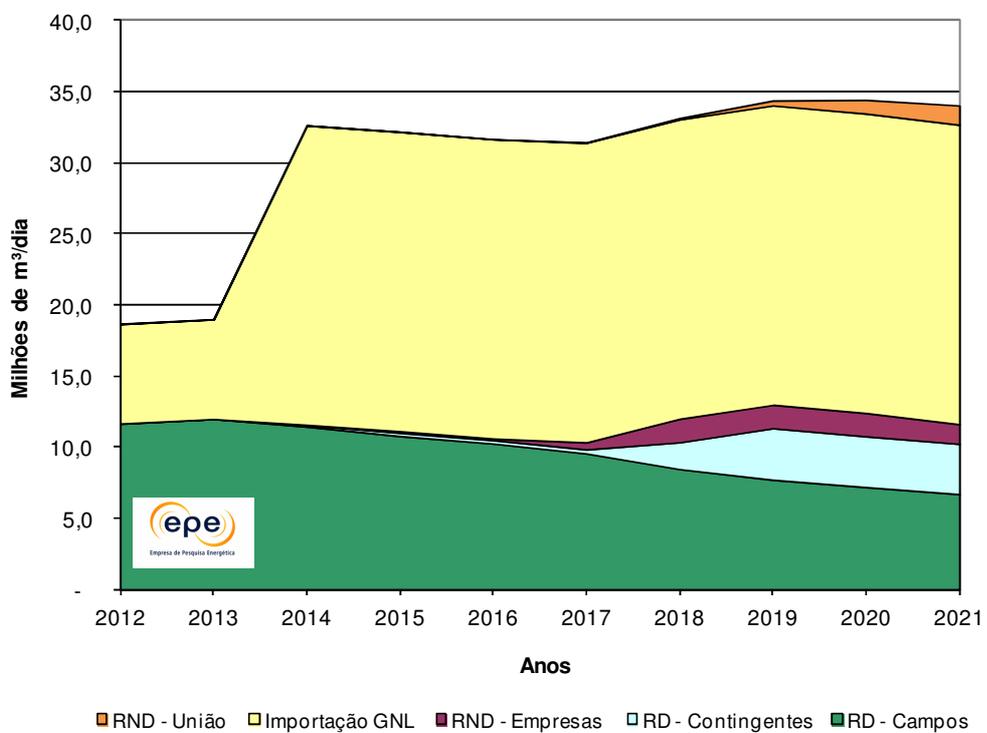
¹³² A oferta de gás natural em Parecis e a do Maranhão não estão contabilizadas nos gráficos de oferta. Estas serão comentadas na seção 2.4 deste Capítulo.

¹³³ A oferta de gás natural representada para Urucu, no Estado do Amazonas, 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.



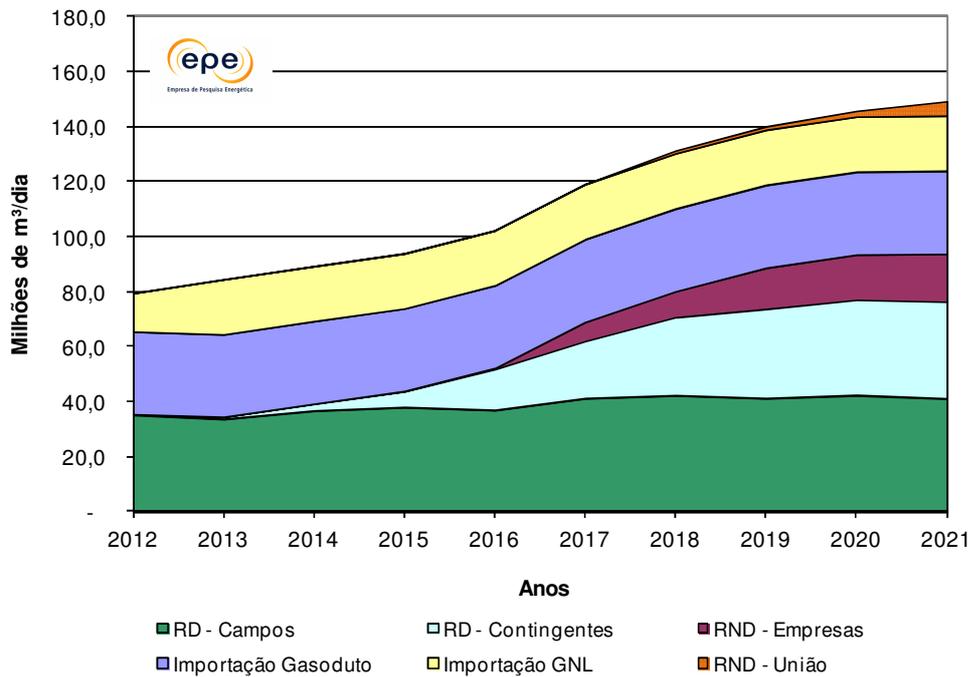
Fonte: EPE

Gráfico 112 – Oferta total da região Norte



Fonte: EPE

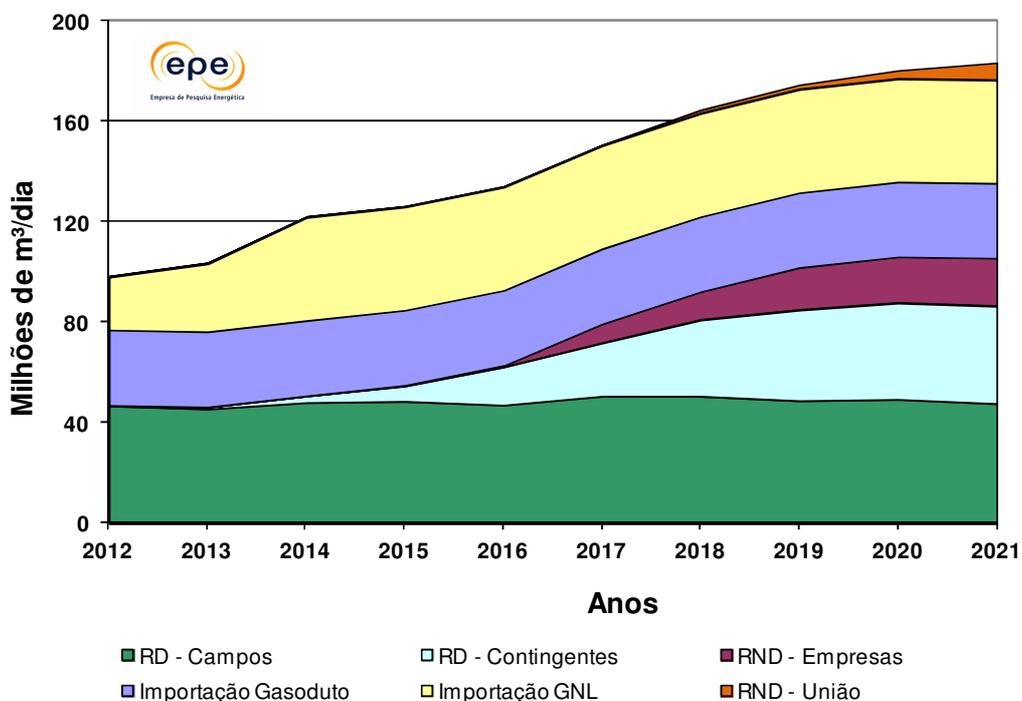
Gráfico 113 – Oferta total para a região Nordeste



Fonte: EPE

Gráfico 114 – Oferta total para as regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste

O Gráfico 115 apresenta a consolidação da oferta total para a Malha Integrada do Brasil, excluindo a Região Norte.



Fonte: EPE

Gráfico 115 – Oferta total Brasil (malha integrada), excluindo a região Norte

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 energia¹³⁴. 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.

Para estimar o crescimento da demanda de gás natural foi adotado o crescimento macroeconômico, explicitado no Capítulo II deste Plano. Além disso, no horizonte estudado, foram considerados os crescimentos naturais das distribuidoras, e também, os grandes projetos industriais vislumbrados.

Foram considerados os dois últimos leilões realizados (A-5 e A-3), com a previsão de entrada em operação de três novas térmicas a gás natural em 2013 e 2014. Além disso, foram consideradas duas térmicas indicativas em 2021, que juntas consumirão cerca de 3 milhões de m³ por dia de gás natural.

São apresentados, nas seções que se seguem, os balanços de gás natural das três grandes regiões brasileiras, com suas respectivas previsões de ofertas e demandas. São elas: Região Norte, Região Nordeste e o 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 no item 2.4 deste capítulo.

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 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.

São apresentados os balanços de gás natural da Região Nordeste e das Regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste, com a finalidade de evidenciar a importância da movimentação de gás entre estas regiões. A implantação do gasoduto GASENE promoveu a integração das malhas de suprimento de gás natural, entre as regiões SE e NE, permitindo a movimentação de gás entre elas.

É apresentada, então, uma análise dos balanços das Regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste em conjunto, incluindo a movimentação entre SE e NE.

O gasoduto lateral Cuiabá provê gás natural para o estado de Mato Grosso, tendo uma extensão de 267 km (trecho território brasileiro), ligando o trecho boliviano do GASBOL a Cuiabá. Tradicionalmente o maior volume de gás natural, transportado por esse gasoduto, tem sido destinado à usina termelétrica de Cuiabá. No entanto, esse sistema de fornecimento de gás natural, por ser isolado, não foi considerado para fins de avaliação da expansão da infraestrutura.

¹³⁴ Balanço Energético Nacional (BEN) – 2012.

Há ainda a mencionar, o trecho do gasoduto da transportadora TSB, localizado no oeste do estado do Rio Grande do Sul, cuja extensão é de 25 km, e que tem capacidade para abastecer a cidade de Uruguaiana.

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.

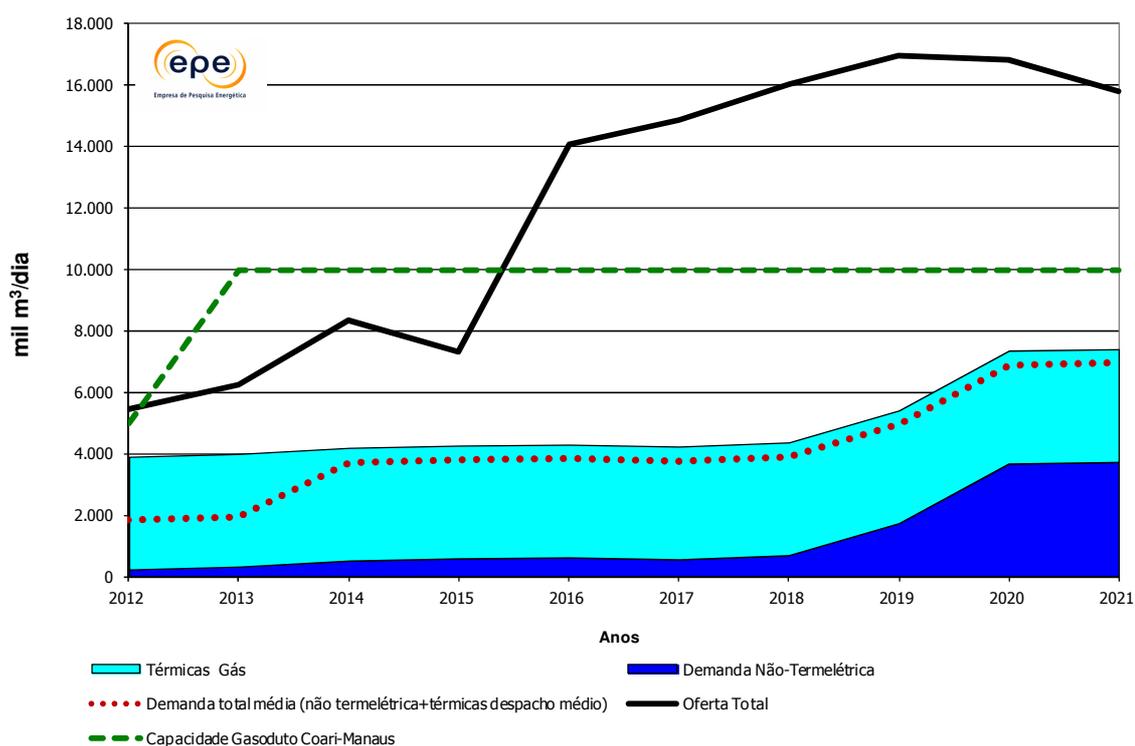
3.1 Estados da região Norte

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 Manaus¹³⁵. 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 ocorrendo, 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 116 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.

¹³⁵ Mais detalhes no Capítulo V deste Plano.



Fonte: EPE

Gráfico 116 – Região Norte: Projeção do balanço de gás natural

3.2 Estados da região Nordeste

Observando o comportamento da previsão de oferta de gás na Região Nordeste, verifica-se uma queda gradual no referido período. 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.

Esta previsto para 2014 a entrada em operação do terminal de regaseificação de GNL no Estado da 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.

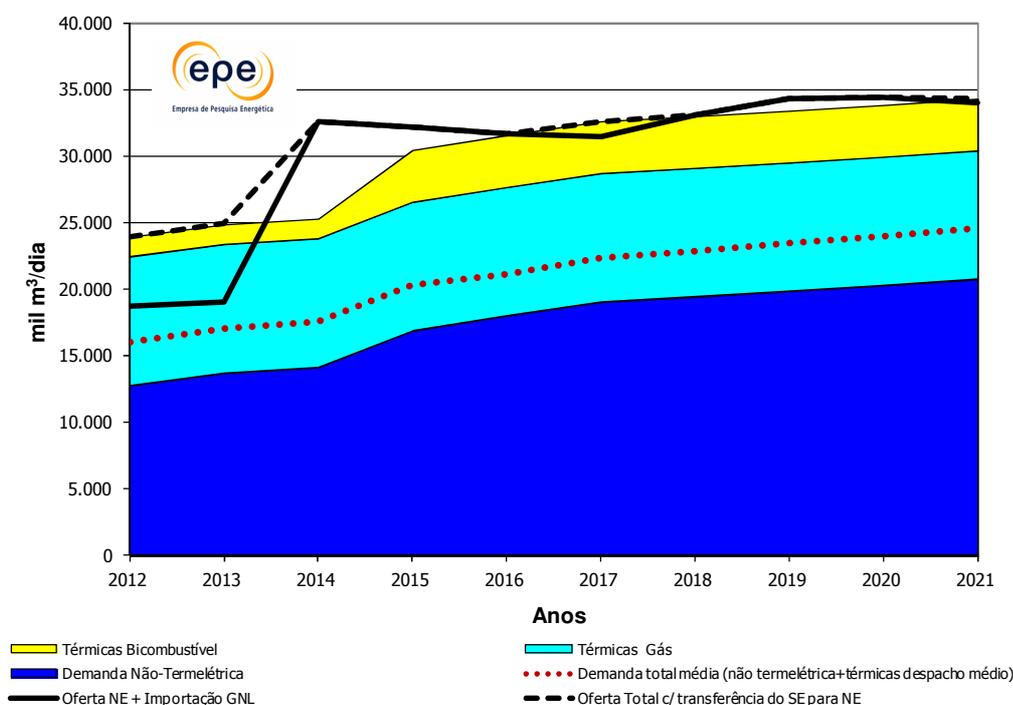
Pelo lado da demanda, há uma tendência de expressivo aumento, tanto no segmento termelétrico, com o despacho da termelétrica José de Alencar¹³⁶, quanto no não termelétrico, com a entrada em operação da nova Refinaria em Pernambuco (RNEST).

O Gráfico 117, a seguir, mostra o balanço de gás natural da Região Nordeste. Durante o período 2012-2013, observa-se no Nordeste, a necessidade adicional de gás natural, em função da tendência de crescimento da demanda, principalmente a não termelétrica. Essa necessidade adicional do Nordeste será atendida pelo Sudeste, através do gasoduto GASENE, e complementarmente ao considerar o cenário de despacho máximo, há a possibilidade de que, as térmicas bicompostíveis

¹³⁶ Na época da coleta de dados, a UTE José Alencar ainda não havia sido revogada. No próximo ciclo, esta UTE será descartada.

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 são plenamente atendidas.



Nota: O despacho médio termelétrico inclui tanto as térmicas a gás quanto as bicombustíveis.

Fonte: EPE

Gráfico 117 – Região Nordeste: Projeção do balanço de gás natural

3.3 Estados das 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 deste decênio 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, no Rio de Janeiro, 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.

É importante ressaltar que o presente Plano considera 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 do 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.

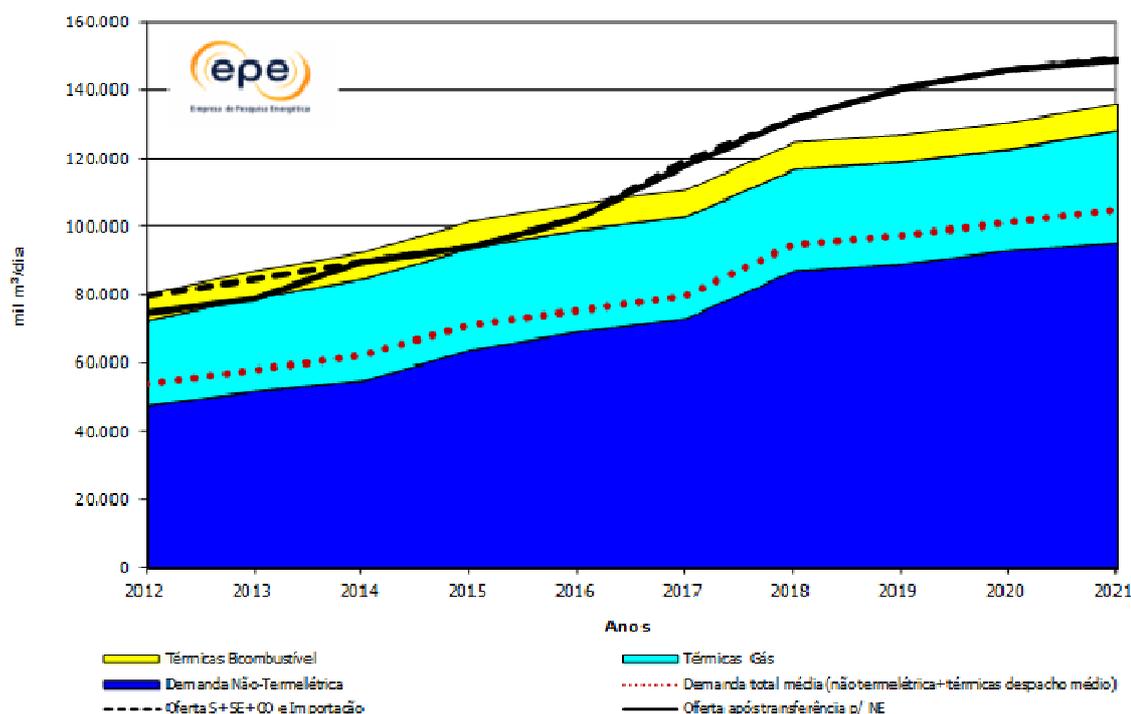
A oferta de gás natural apresentará forte crescimento até 2021, em função da entrada das novas unidades de produção de petróleo e de gás, nas Bacias do Espírito Santo, de Campos e de Santos, e, da unidade de GNL, no Rio de Janeiro. O progresso na obtenção de informações geológicas oriundas das áreas 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 FSO¹³⁷ de gás).

O Gráfico 118 mostra o balanço de gás natural da Região 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 2012-2016, térmicas bicomustíveis venham a operar com óleo, e não a gás. Outra opção seria o aumentar-se a importação de GNL.

¹³⁷ *Floating, Storage and Offloading.*



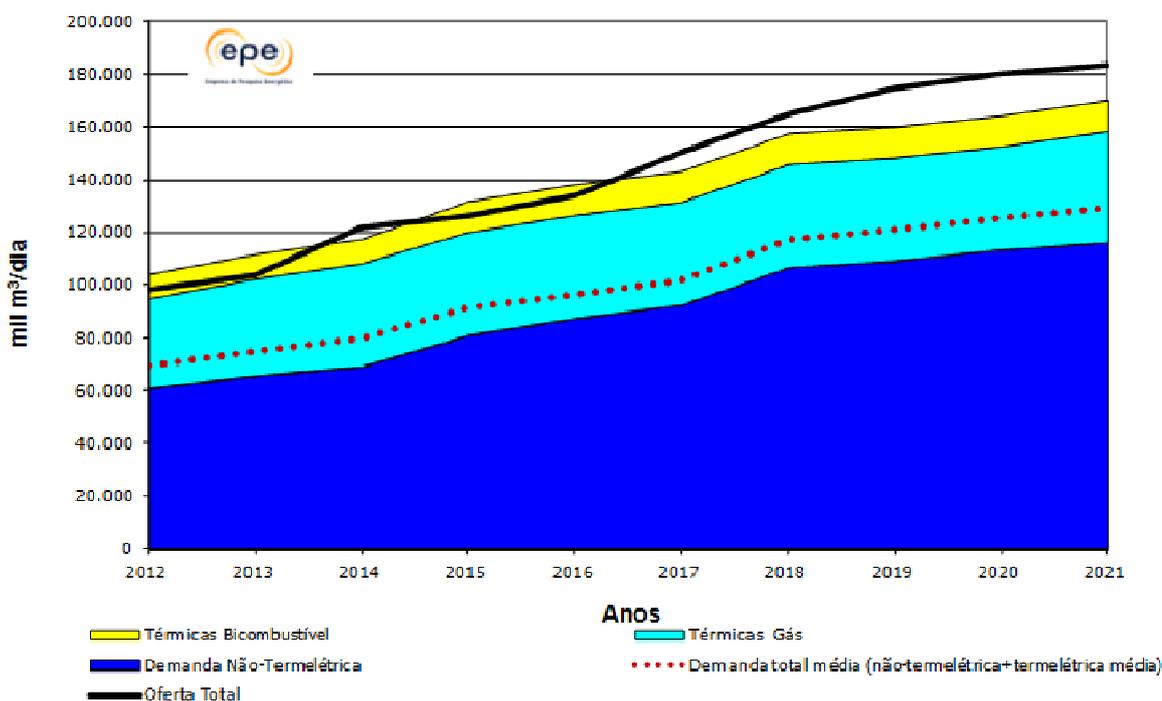
Nota: O despacho médio termelétrico inclui tanto as termelétricas a gás quanto as bicompostíveis.
Fonte: EPE

Gráfico 118 – Regiões Sudeste, Sul e Centro Oeste: Projeção do balanço de gás natural

3.4 Balanço de oferta e demanda do Brasil – Malha integrada

O Gráfico 119 mostra o balanço consolidado de gás natural da malha integrada no Brasil, excluindo-se a Região Norte por não estar interligada às demais.

Nos anos 2012, 2013, 2015 e 2016 uma parte das demandas das termelétricas bicompostíveis 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 quantificação dessa oferta adicional dependerão de uma decisão quanto à oportunidade de atender, ou não, com gás natural, às demandas das termelétricas bicompostíveis.



Nota: O despacho médio termelétrico inclui tanto as térmicas a gás quanto as bicombustíveis.

Fonte: EPE

Gráfico 119 – Balanço de gás natural no Brasil – Malha integrada (exclui região Norte)

3.5 Considerações finais

A Região Norte, por não estar interligada às demais, é totalmente independente, quanto ao atendimento de sua demanda. Nessa Região, as reservas são capazes de atender ao crescimento do mercado local no período deste Plano (Gráfico 116). 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 117).

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 118).

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 bicomustíveis) 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 atualmente 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 Uruguaiana-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 Uruguaiana.

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 Estados da 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, no Estado do Amazonas, interligando esta região produtora até Manaus. Este 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 Estados da 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 os Estados do 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 Estados da 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 no Estado de 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 os Estados do 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 Estados da região 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 1.531,0 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 Estados da região Norte

Não há ampliações previstas para esta região, no período decenal, considerado neste relatório.

4.2.2 Estados da 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 produção a partir de 2014. A Figura 22 mostra o sistema atual da Região Nordeste.



Figura 22 – Sistemas de transporte atuais – Região Nordeste

4.2.3 Estados da região Sudeste

Está Prevista nesse período a ampliação da capacidade do terminal de regaseificação da Baía de Guanabara de 14 MM m³/d para 20 MM m³/d 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 no Estado de Minas Gerais, de acordo com o planejamento para o PAC 2. A Figura 23 apresenta o mapa com as expansões previstas para o Sudeste.



Figura 23 – Sistemas de transporte - Ampliações – Região Sudeste

Quanto à capacidade de processamento de gás, a ampliação considerada no PDE 2011-2020 para a unidade de processamento de Cabiúnas foi instalada com um volume de 4.500 mil m³/dia e será ampliada até dezembro de 2014 para 6.000 m³/dia. Para o Estado do Espírito Santo, a unidade de Cacimbas teve ampliação de 7.000 mil m³/dia em sua capacidade de processamento, enquanto a UTG Sul Capixaba foi ampliada em 2.500 mil m³/dia para tratamento de gás, totalizando uma ampliação realizada de 9.500 mil m³/dia na capacidade de processamento deste Estado. Para o período englobado neste trabalho, considera-se que há possibilidade de expansão de 18.000 mil m³/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 2012-2021.

As simulações têm como base as configurações anuais das malhas de gás, contemplando a implantação dos novos empreendimentos previstos, os balanços anuais de oferta e demanda de gás, e proveem 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 consideradas pela EPE, destinadas à otimização 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.

Para fins desta avaliação, 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 bicomcombustível, que poderiam vir a ser supridas com combustíveis alternativos).

Observa-se, com base nos resultados das simulações, considerando-se o cenário de despacho máximo das usinas termelétricas, em alguns anos uma parte da demanda das termelétricas bicomcombustíveis deverá operar com combustíveis alternativos.

A instalação do serviço de compressão em Siderópolis (SC) possibilitou o atendimento às demandas no trecho extremo sul do GASBOL. Nos anos em que há disponibilidade de oferta suficiente, a demanda localizada nessa região é atendida.

A disponibilidade de oferta poderia ser contornada por meio da inclusão de pontos alternativos de oferta de gás natural no sul do País, como terminais de GNL, de modo a complementar os volumes provenientes do GASBOL para essa região.

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 de m³/dia, visando ao abastecimento das demandas da Região Sudeste.

Os resultados da simulação indicam que o terminal de Cabiúnas, em Macaé (RJ), atende a demandas locais, a região metropolitana do Rio de Janeiro, o Estado do Espírito Santo e parte da Região Nordeste via 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 no subitem 4.5 - Estimativa de Investimento deste Capítulo.

4.4.1 Estado do 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).

4.4.2 Estado do 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, a previsão potencial de recursos não descobertos, representado por várias bacias, para o Maranhão podem alcançar um volume expressivo no final deste decênio. Atualmente, a produção de gás natural neste estado está destinada exclusivamente para geração termelétrica.

4.4.3 Estado do 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 Estado de Goiás e Distrito Federal

Estes estados também estão fazendo estudos de mercado potencial de gás natural, cujo suprimento viria 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 GásLocal localizada em Paulínia – SP.

4.4.5 Estado de Mato Grosso

Embora este estado possua o gasoduto Lateral – Cuiabá, esta região ainda se encontra isolada da malha de gasodutos brasileira. Cabe ressaltar, a previsão potencial de recursos não descobertos para este Estado (bacia do Parecis) podem alcançar 2,4 milhões de m³/dia no final deste 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 140 mostra o resumo dos investimentos previstos para estes projetos a partir de 2012.

Tabela 140 – Estimativa de investimentos

Projetos	R\$ bilhões
Gasodutos ¹	1,60
GNL ²	0,95
UPGN ³	5,51
Total	8,06

(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

¹³⁸ Unidade de Processamento de Gás Natural – UPGN ou *Dew Point Plant* (DPP).

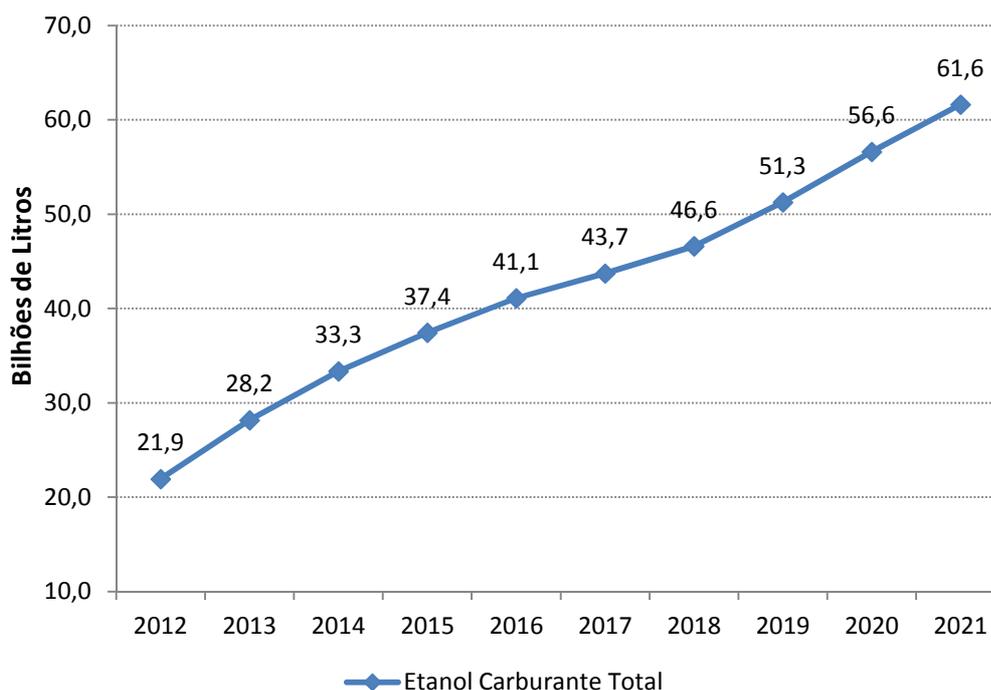
VIII – OFERTA DE BIOCOMBUSTÍVEIS

1. Expansão da Oferta de Etanol

1.1 Projeções da demanda total de etanol

1.1.1 Demanda do mercado interno

A projeção da demanda nacional de etanol é constituída pelas parcelas carburante e não carburante. O Gráfico 120 ilustra a previsão da demanda de etanol carburante – hidratado e anidro – no Brasil para o período 2012-2021 [161], para o cenário macroeconômico adotado, conforme apresentado no Capítulo II.



Fonte: EPE [161]

Gráfico 120 – Projeção da demanda de etanol carburante no Brasil

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 3,6 bilhões de litros em 2021, o que representa uma taxa de crescimento de 3,9% ao ano no período compreendido entre os anos 2011 a 2021.

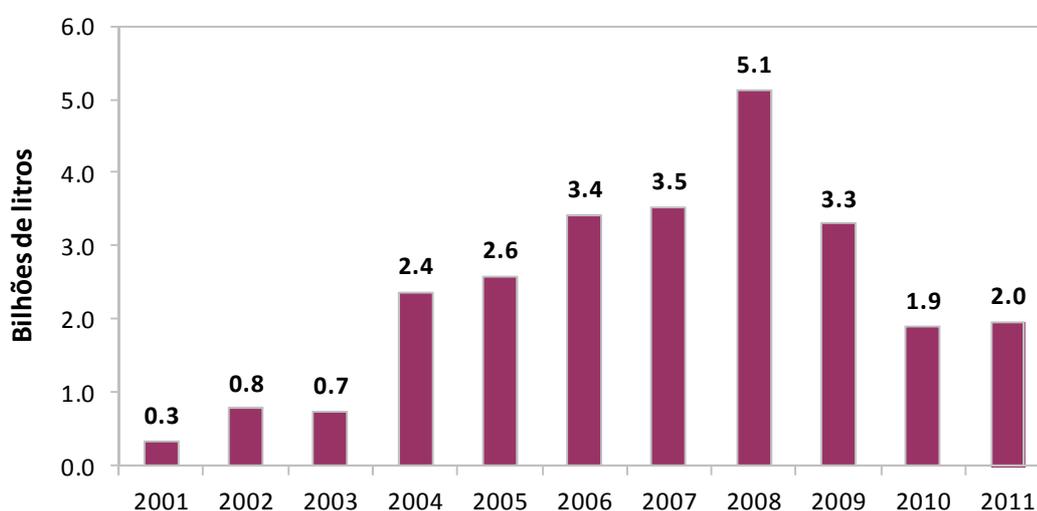
¹³⁹ Compostos oxigenados, como ácido acético, acetato de etila e butanol.

1.1.2 Demanda internacional

Em 2011, uma nova crise econômica atingiu alguns países, principalmente na União Europeia e os Estados Unidos, levando-os a reduzirem seus orçamentos. Dentro desses cortes de gastos, os investimentos em energias renováveis foram reduzidos ou descontinuados. Com isso, o mercado mundial de biocombustíveis tende a um crescimento mais lento. No entanto, o uso do etanol, principalmente nos EUA, continua sendo considerado importante para a segurança e a diversificação da matriz energética e redução dos gases de efeito estufa.

A política externa brasileira continua empenhada na busca de parceiros que possam implementar programas e acordos de cooperação na área de biocombustíveis (principalmente etanol).

Nos últimos anos, Estados Unidos, União Europeia e Japão representaram os maiores mercados consumidores do etanol brasileiro. O Gráfico 121 indica os volumes exportados entre 2001 e 2011.



Fonte: elaboração EPE a partir de MDIC [177].

Gráfico 121 – Histórico de exportação brasileira de etanol

A seguir, é apresentada uma perspectiva do mercado internacional de etanol, com ênfase nos EUA, Europa e Japão, de forma a embasar a avaliação do potencial de exportação brasileira do produto.

Estados Unidos

Os Estados Unidos têm fomentado, através de atos legislativos, a redução de sua dependência de combustíveis fósseis, pelo estímulo à eficiência energética e pelo aumento da participação dos biocombustíveis em sua matriz. Desde o início do processo de banimento do MTBE como aditivo à gasolina em 1999, a produção e o consumo do etanol cresceram de forma significativa.

Os principais atos legislativos em vigor são:

- *Energy Independence and Security Act of 2007* (EISA) [164], 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;

- *Food, Conservation and Energy Act of 2008* [165], com diversas medidas de incentivo à produção de biocombustíveis e de culturas energéticas.

Em 13 de outubro de 2010, a EPA aprovou o uso da mistura E15 voluntária para veículos lançados no mercado a partir de 2007, atendendo ao pedido de uma coalizão de produtores americanos, *Growth Energy*, depois que a mesma apresentou um estudo sobre a viabilidade da mistura para veículos automotores [158]. O E15 poderá, não só aumentar a demanda de etanol, como, inclusive, diminuir a dependência de subsídios do setor.

Segundo a *Energy Information Administration* (EIA) [156], 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. Em janeiro de 2011, a capacidade operacional de produção de etanol alcançou 51,1 bilhões de litros/ano [185].

Devido à alta de produção e excesso de oferta de etanol, em 2011, os Estados Unidos se tornaram exportadores líquidos de etanol, exportando cerca de 4,5 bilhão de litros. Deste volume, 1,1 bilhão de litros foram destinados para o Brasil [177].

Em relação aos biocombustíveis avançados, os Estados Unidos ainda não atingiram a produção comercial e podem não alcançá-la antes de 2015. Neste contexto, a EPA reduziu os volumes que haviam sido estabelecidos na RFS para os biocombustíveis celulósicos em 2012, que passaram dos 1,9 bilhão de litros para 32 milhões de litros [159].

Para a projeção do volume potencial de etanol que pode ser exportado pelo Brasil para os Estados Unidos (diretamente ou via *Caribbean Basin Initiative* - CBI), tomou-se como referência as estimativas de importação do cenário conservador elaboradas pela EIA [155], ajustadas por observações de mercado.

Em dezembro de 2010, foi aprovada a lei *Tax Relief, Unemployment Insurance Reauthorization, and Job Creation Act*, que estendeu a validade do crédito de mistura e da taxa de importação de etanol para o fim de 2011 [196]. É importante dizer que o prazo para outra renovação da validade deste crédito e desta taxa expirou em 26 de dezembro de 2011, devido ao recesso do fim de ano do congresso americano [192]. No entanto, tal fato não deve alterar, no curto prazo, a situação das exportações brasileiras.

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% [188].

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 [189].

¹⁴⁰ Eletricidade, hidrogênio, energia solar e biocombustíveis de segunda geração.

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 [190].

Em 2010, foram produzidos 4,6 bilhões de litros de etanol [169] e a produção de biodiesel foi de 11 bilhões de litros, segundo dados do *European Biodiesel Board* (EBB) [154]. Assim, o uso de biodiesel mantém-se predominante no mercado europeu de biocombustíveis.

Segundo o EurObserver, o consumo de biocombustíveis no setor de transportes da UE alcançou 4,7% do consumo total de energia deste setor em 2010, abaixo dos 5,75% estabelecidos pela Diretiva 2007/30/CE [166].

O mercado europeu de biocombustíveis deverá ter um crescimento baixo no curto prazo, em virtude da crise interna. No médio e longo prazo, o crescimento do mercado será intensificado, em função da produção do próprio continente e das importações de biocombustíveis de custo inferior dos países de fora do continente.

Para a projeção do volume potencial de etanol a ser exportado pelo Brasil para a União Europeia, foram considerados os valores de importação do produto pelo bloco, estimados pelo F.O.Licht [167] para médio e longo prazos, ajustados por observações de mercado.

Japão

O governo japonês se concentra em delinear novas estratégias para diminuir a dependência do país em combustíveis fósseis em 20% até 2030. Para tanto, concentra esforços em políticas de eficiência energética. No setor de transportes, os investimentos priorizam as novas tecnologias, como carros elétricos e híbridos.

Acordos comerciais entre empresas brasileiras e japonesas preveem a importação de ETBE e etanol (insumo para a produção do primeiro). Copersucar, Copesul, Cosan e Petrobras possuem acordos com empresas japonesas desde 2008.

Em março de 2009, a Petrobras iniciou a produção de E3 no Japão, através de uma *joint-venture* com a empresa *Japan Alcohol Trading*, formando a *Brazil Japan Ethanol* (BJE). A empresa brasileira inaugurou uma planta de produção do biocombustível com capacidade de três milhões de litros/mês, que servirá como demonstração da viabilidade, para a própria empresa, de colocação do E3 no mercado japonês [179].

Em 29 de novembro de 2010, foi assinado um contrato entre Petrobras e Toyota Tsusho Corporation, para fornecer 143 milhões de litros de etanol hidratado ao ano, por um período de dez anos [195].

As exportações de etanol do Brasil para o Japão são projetadas em função principalmente destes acordos, com ajustes baseados em observações de mercado.

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.

Outros mercados

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. No

horizonte decenal, alguns países, principalmente africanos e centro-americanos, poderão se tornar produtores de etanol.

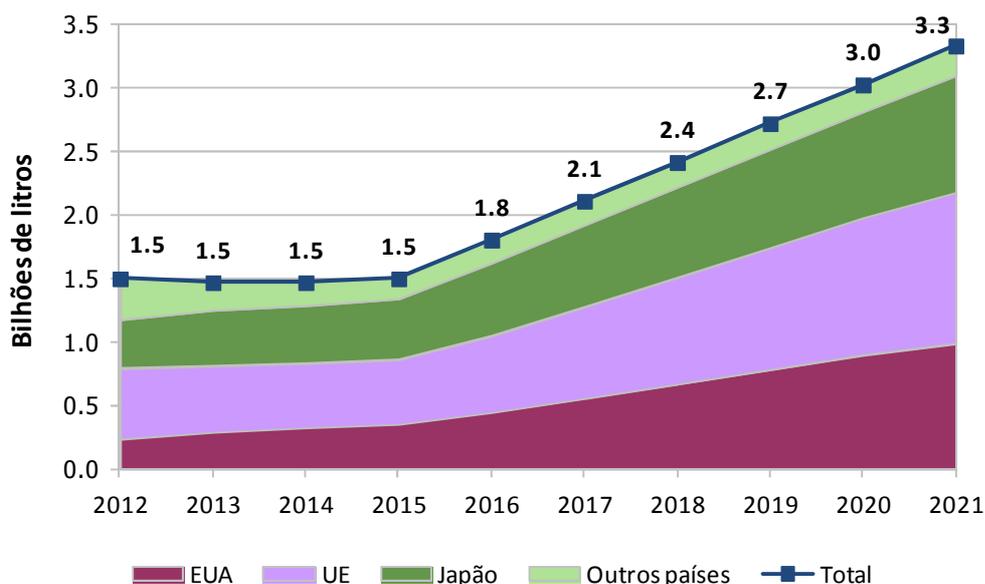
Notadamente a Coréia do Sul representou um importante polo importador de etanol nos últimos três anos, ultrapassando inclusive o Japão e a União Europeia em 2011. No entanto, o país não apresenta uma política mandatória de mistura carburante e praticamente todo o etanol importado é insumo para a álcoolquímica.

Estima-se uma participação modesta destes países no mercado internacional de etanol, quando comparados com os dois maiores produtores: Estados Unidos e Brasil.

O volume de etanol brasileiro exportado para estas regiões entre 2011 e 2013 foi calculado com base em observações de mercado. A partir de 2013, considerou-se 10% do somatório dos três principais mercados de exportação do Brasil.

Potencial total de exportação

É importante considerar que, devido não só à crise econômica mundial, que reduziu a demanda por biocombustíveis, mas também às restrições de oferta de etanol no Brasil, as perspectivas de exportação deste produto foram consideravelmente reduzidas, sobretudo no curto prazo. Assim, estima-se que, entre 2012 e 2015, os volumes exportados serão praticamente constantes e bastante modestos, quando comparados com o recorde histórico de 2008 (5,1 bilhões de litros). Nesse período, o país se limitará a atender a contratos de exportação, principalmente entre empresas brasileiras e americanas. Somente a partir de 2015, os volumes exportados totais apresentarão crescimento anual, alcançando, mesmo assim, não mais que 3,3 bilhões de litros em 2021. O Gráfico 122 consolida as projeções de exportação do etanol brasileiro.

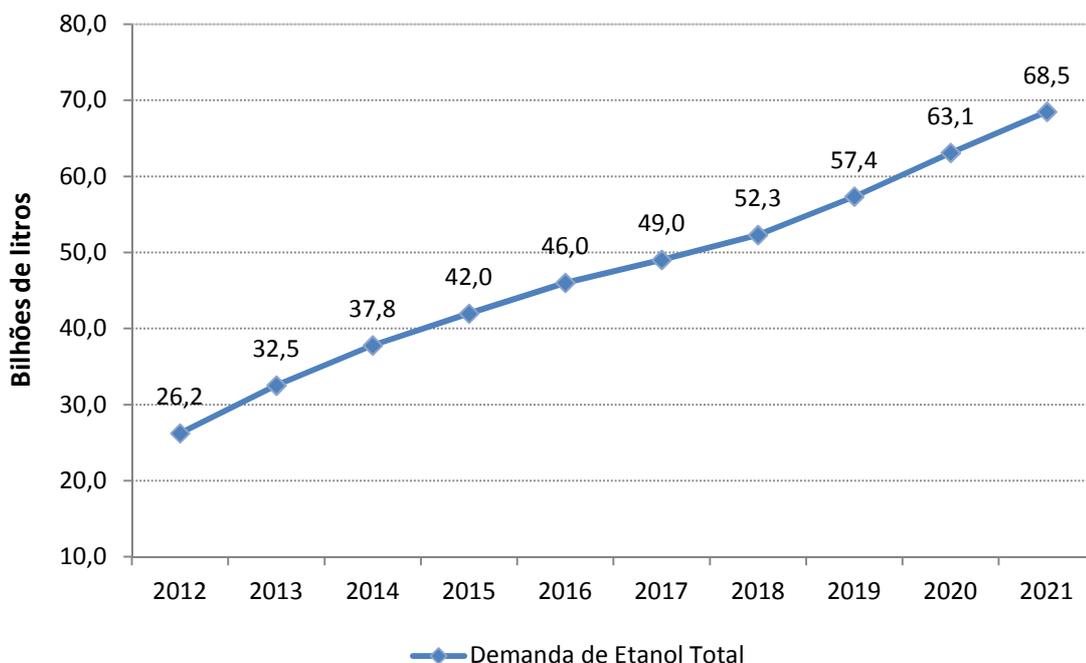


Fonte: Elaboração EPE a partir de EIA [155], F.O.Licht [167], Petrobras [181].

Gráfico 122 – Projeção total das exportações brasileiras de etanol – 2012-2021

1.1.3 Demanda total

O Gráfico 123 consolida as demandas nacional (carburante e não carburante) e internacional de etanol no horizonte decenal, a qual fica parcialmente limitada nos primeiros anos, em função de restrições na capacidade de atendimento pelo setor produtivo brasileiro, conforme analisado a seguir.



Fonte: EPE [161]

Gráfico 123 – Projeção da demanda total de etanol – 2012-2021

1.2 Projeções da oferta de etanol no Brasil

1.2.1 Situação Atual

Segundo a CONAB, a moagem de cana da safra 2011/12 é de 571,5 milhões de toneladas [147] – 501,4 milhões produzidas no Centro-Sul e 70,1 milhões no Nordeste - uma redução de 70,5 milhões de toneladas em relação à primeira estimativa apontada pela CONAB em maio de 2011, que indicava 642 milhões de toneladas.

Nos últimos anos, a queda dos investimentos em toda a cadeia produtiva do setor sucroenergético e os problemas climáticos em 2009 e 2010 restringiram a quantidade de matéria-prima processada em 2011. A redução dos tratos culturais e a falta de renovação dos canaviais causaram a queda da produtividade da cana. Além disso, houve redução do ritmo de expansão de novas áreas de plantio, provenientes de novos projetos.

Este conjunto de fatores determinou a queda de produtividade no Centro-Sul, de 80,9 tc/ha em 2010/11 para 69,5 tc/ha em 2011/2012 [147] e do valor da ATR, de 141,2 kg ATR/tc em 2010 [153] para 137,6 kg ATR/tc, estimado para 2011 [152].

Aplicando-se a diferença entre a produtividade de 2011/2012 e a produtividade média dos últimos cinco anos (83,3 tc/ha) à área de cana colhida no Centro-Sul (7,21 Mha) [147], pode-se estimar que a perda por envelhecimento do canavial e por problemas climáticos foi de 99,5 milhões de toneladas de cana. Assim, considerando-se a produção de 82 l/tc de 2010, valor máximo já obtido, o total de etanol que deixou de ser produzido corresponderia a um valor de 8,2 bilhões de litros.

Adicionalmente, o forte crescimento da demanda internacional de açúcar e do consumo de etanol pelos veículos *flex fuel* intensificou a competição pelo ATR no Brasil. Neste contexto, por apresentar menor remuneração que o açúcar, o etanol tem perdido participação na destinação da cana.

1.2.2 Metodologia

Para o PDE 2012-2021, a metodologia de cálculo da oferta passou a considerar a área ocupada por corte de cana e suas respectivas produtividades. A partir de um ano base (2009) e do ciclo da cana, é possível projetar as áreas por corte dos anos subsequentes, sendo necessário estimar as áreas reformadas e reincorporadas.

O ciclo da cana considera uma média de cinco cortes, após os quais, a respectiva área deverá ser reformada. A cana planta, ou primeiro corte, é calculada a partir das usinas novas, da expansão das existentes e da área reincorporada. O 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 totalmente reincorporadas um ou dois anos depois, dependendo do tipo de cana.

A cana bisada é aquela que não foi colhida na safra anterior por motivos climáticos ou econômicos e será colhida na safra corrente.

Segundo a UNICA [191], 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 destes 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 por estágio de corte. Sobre este total, aplica-se o rendimento esperado, em kg ATR/tc, para obter o ATR total.

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 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.

Do 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 açúcar, ATR e indicadores

As projeções de açúcar e de ATR/tc utilizadas neste estudo foram elaboradas pelo Ministério da Agricultura, Abastecimento e Pecuária – MAPA.

Os estudos dos mercados nacional e internacional de açúcar, realizados pelo MAPA, indicam uma maior competitividade do produto nos próximos anos, o que se reflete em um aumento da projeção de sua produção, quando comparado ao PDE anterior.

Tabela 141 – Projeção de produção de açúcar

Ano	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Açúcar (Mtc)	38,5	39,8	41,1	42,5	43,9	45,4	46,9	48,4	50,1	51,7

Fonte: MAPA [175]

A taxa de crescimento no período é de 3,65% a.a.

Quanto à projeção de ATR/tc, o MAPA [175] estima que seus valores permanecerão praticamente estáveis entre 2012 e 2015, pois não houve total adequação do plantio ao sistema de colheita mecanizada, sendo a média do período de 140,9 kg/tc. Entre 2016 e 2021, admite-se que o rendimento médio será de 143,5 kg/tc.

A Consulcana estima que, em 2011, houve colheita mecanizada em 83% da área do Centro-Sul [148].

A projeção da oferta de etanol considerou as seguintes premissas:

- Ao longo do período decenal, o fator de conversão do hidratado varia de 1,687 a 1,649 kg ATR/litro e o do anidro, de 1,761 para 1,721 kg ATR/litro, ambos por eficiência do processo de transformação do ATR em etanol. Já o fator de conversão do açúcar permanece constante, em 1,049 kg ATR/kg [150];
- 1% da cana colhida será bisada em cada ano da projeção [191].

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, ainda em estágio piloto.

Os problemas citados anteriormente reduziram a produtividade da safra 2011/12 para 69,5 tc/ha no Centro-Sul, valor mais baixo desde 2000. Os investimentos em renovação do canavial tornarão possível uma recuperação da produtividade para os níveis de 2008 apenas na safra 2016/17.

O cenário para os próximos anos deve ser de recuperação dos canaviais do Centro-Sul, onde se produz cerca de 90% da cana-de-açúcar brasileira. Admitindo-se que a taxa de renovação atinja a média de 14% a.a. em relação à área de cana soca, será necessário reformar, em média, 980 mil hectares por ano, de 2012 a 2016. Estima-se que, no médio prazo, a taxa de renovação será de 15% a.a. e que a produtividade atingirá, na safra 2021/22, o valor de 88,5 tc/ha.

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 seja de 751 Mtc, ao final de 2011, correspondente às 420 usinas em operação registradas no MAPA [174]. 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 períodos distintos, o curto prazo (2012-2014) e o médio prazo (2015-2021).

Curto prazo

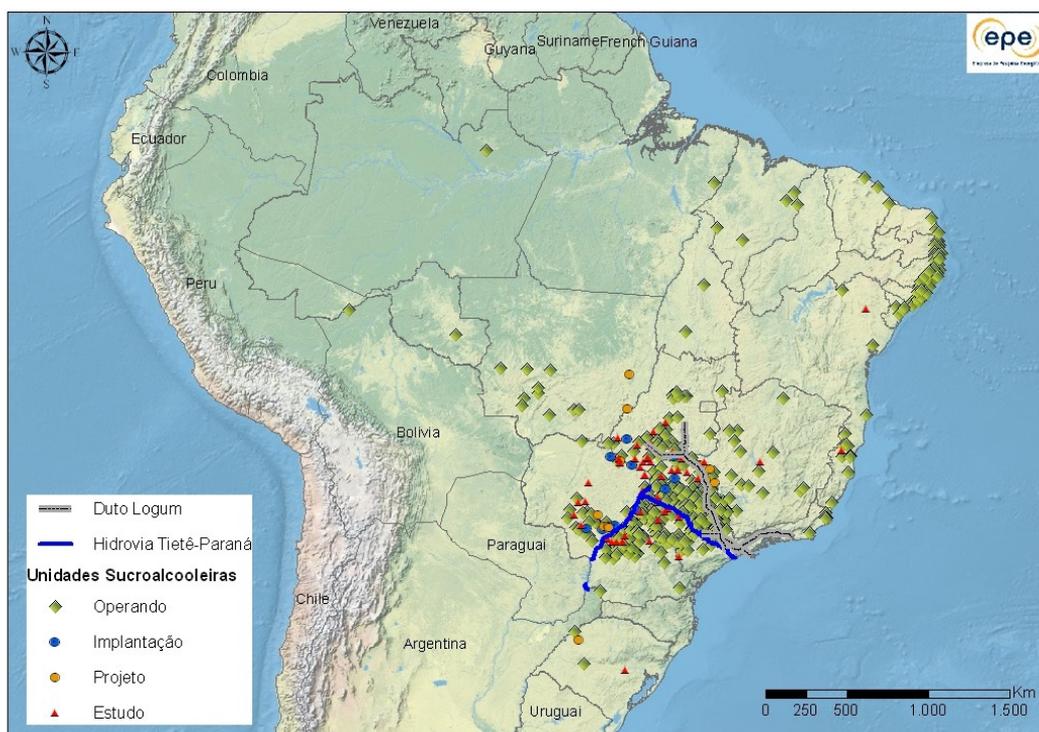
Os investimentos de curto prazo para expansão podem ser identificados com razoável precisão, pois o tempo médio para construção e partida de uma usina é de três anos. Além desse horizonte, incertezas do mercado de etanol e de açúcar impedem uma quantificação precisa da expansão da capacidade industrial do setor através de unidades "greenfield".

Entre 2012 e 2014, estima-se a implantação de 9 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. Estes projetos devem acrescentar uma capacidade nominal de moagem de aproximadamente 25 milhões de toneladas de cana. Ressalta-se que uma usina não entra em operação utilizando sua capacidade máxima de moagem, levando de três a quatro anos para atingi-la.

A ociosidade da capacidade instalada atual [175], juntamente com a implantação de projetos *greenfield* entre 2012 e 2014, possibilitará a moagem adicional de aproximadamente 210 milhões de toneladas de cana, implantadas de modo escalonado. Em termos de área colhida, isto representa 2,7 milhões de hectares de área de expansão.

Quanto à possibilidade de expansão das usinas em operação, apenas 20% das 150 empresas anteriores a 2007 poderiam expandir sua capacidade de moagem de 1,5 para 2,5 Mtc/ano; e as 100 unidades instaladas entre 2007 e 2010 poderiam expandir-se de 1,5 para 3Mtc/ano [191]. Em suma, existe a possibilidade de expansão de 180 milhões de toneladas proveniente das unidades em operação, segundo a UNICA. Em 2011, Copersucar, Raizen, Bunge e Petrobras foram algumas das empresas que anunciaram projetos *brownfields*.

A Figura 24 mostra a distribuição georreferenciada das usinas existentes, das que devem entrar em operação até 2014 e de outras usinas em planejamento e estudo. 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.



Fonte: Elaboração EPE a partir de MAPA [174], UNICA [191], UDOP [187]

Figura 24 – Usinas de etanol do Brasil

Médio prazo

A projeção da expansão da capacidade da indústria no médio prazo (2015-2021) considera a implantação, em média, de 10 usinas por ano, número médio obtido a partir das unidades instaladas entre 2009 e 2012.

Neste cenário, estão incluídas quatro unidades com obras paralisadas em 2011, que podem ser construídas rapidamente, e outros oito projetos com EIA / RIMA aprovados. Porém, até setembro de 2011, não havia nenhum contrato de financiamento no BNDES para usinas com entrada em operação em 2015.

Esta quantidade de projetos pode ser atendida pela indústria de base brasileira, que tem capacidade de fornecer equipamentos e recursos necessários à expansão do setor.

Para projetar a cana colhida no médio prazo, considera-se a área 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 crescente, conforme a Tabela 142.

Tabela 142 – Capacidade média de moagem de cana (tc/ano)

Período	2015-2016	2017-2019	2020-2021
Capacidade Anual	4.000.000	5.000.000	5.500.000

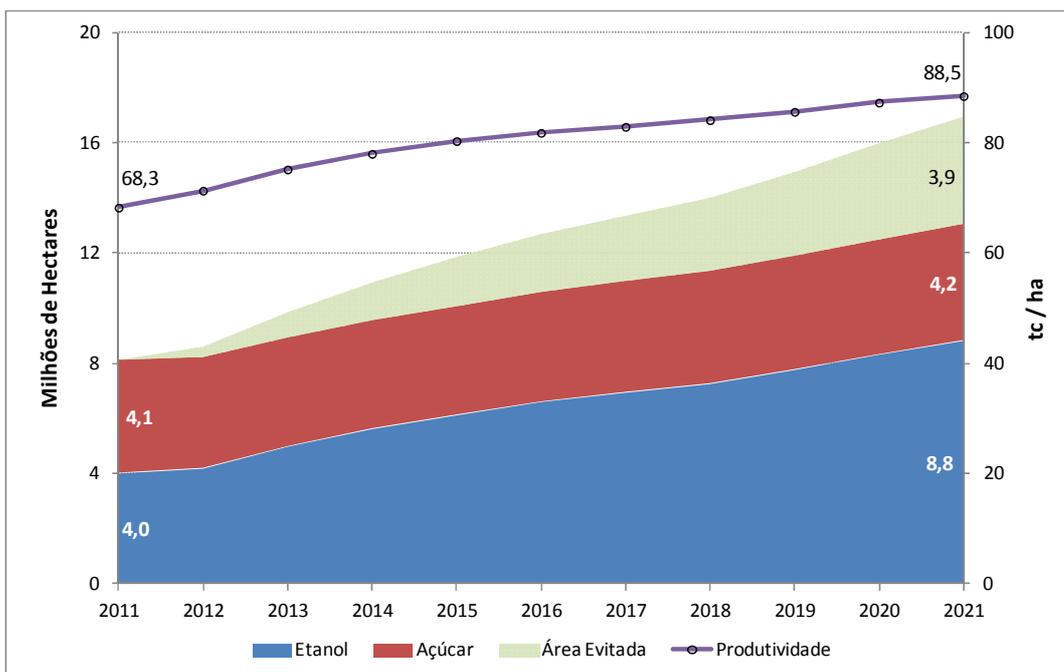
Fonte: EPE a partir de UNICA [191] e ETH – ODEBRECHT [178]

1.2.5 Resultados

Esse tópico apresenta os resultados das projeções de área, produtividade, cana colhida, tipo de usinas e oferta de etanol, a partir da metodologia e das premissas expostas anteriormente.

Área e Produtividade

O Gráfico 124 mostra que, no horizonte decenal, a área colhida aumentará de 8,2 para 13 Mha, um crescimento de 5% a.a. em relação a 2011. Devido ao aumento da produtividade de 68,3 para 88,5 tc/ha, neste mesmo período, será evitada a utilização de 3,9 Mha adicionais.

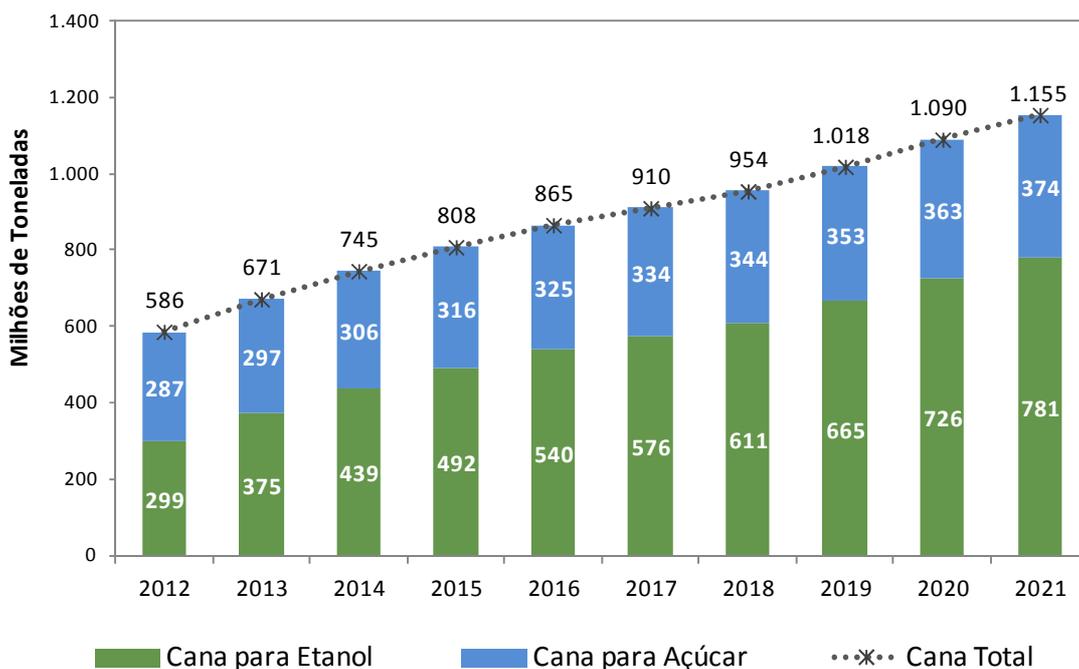


Fonte: EPE

Gráfico 124 – Projeção de área colhida e evitada e de produtividade do setor sucroenergético.

Cana colhida e mudas

A partir da projeção de área e de produtividade, obtêm-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 Gráfico 125. O percentual de cana para o etanol varia de 51% em 2012 a 67,6% em 2021, aumento que se deve à maior taxa de crescimento da demanda de etanol.



Fonte: EPE e MAPA [175]

Gráfico 125 – Projeção de cana colhida para etanol e açúcar.

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 23,5 milhões de toneladas em 2021. [184]

Um novo sistema de plantio tende a mudar esta realidade nos próximos anos, e permitirá utilizar mudas com 4 cm, em substituição àquelas de 40 cm empregadas nos sistemas tradicionais [193]. O uso dessa tecnologia poderá reduzir a quantidade de mudas para 1,5 tc/ha, resultando em 2,9 milhões de toneladas de mudas em 2021, o que diminuirá a área plantada e os custos.

Observa-se que a maior parte da produção de mudas é feita nas usinas, sem um controle fitossanitário. Com a nova tecnologia, elas serão tratadas, para evitar pragas pré-existentes, proporcionando uma produtividade maior do canavial.

Em 2011, 83% da cana processada no Centro-Sul foi colhida mecanicamente, embora apenas 73,7% tenha sido colhida sem queima. O rendimento do corte mecânico atingiu 454,4 t/dia, enquanto que o manual situou-se em 9,2 t/dia, ou seja, uma máquina substitui aproximadamente 50 trabalhadores [148].

Este avanço não foi devidamente acompanhado pela mecanização do plantio, sendo necessária sua modernização, para que se alcance os resultados desejados de produtividade e concentração de açúcar.

A Tabela 143 apresenta a estimativa das usinas e destilarias que serão construídas para atender a demanda de açúcar e etanol entre 2015 e 2021, para o cenário proposto.

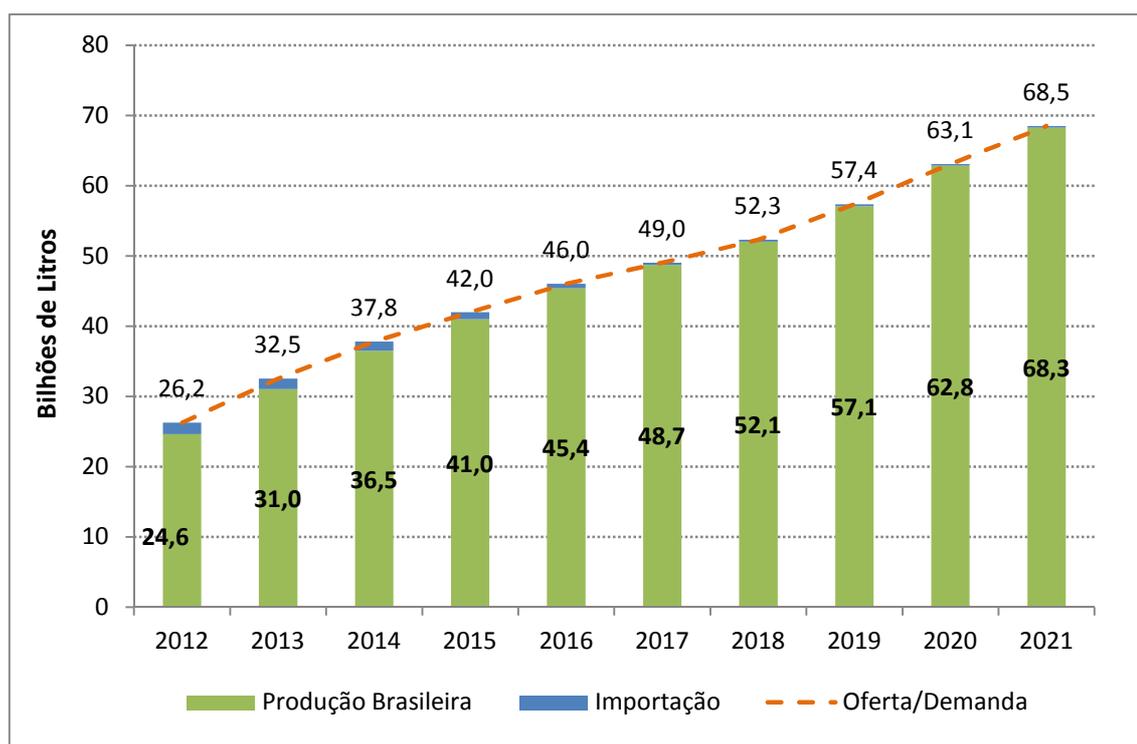
Tabela 143 – Estimativa de usinas e destilarias para o período 2015 -2021

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Usinas mistas	4	4	5	6	4	3	4
Destilarias	5	6	6	5	6	6	5
Total de unidades	9	10	11	11	10	9	9

Fonte: Elaboração EPE

Considerando-se as premissas estabelecidas nos capítulos 1.2.3 e 1.2.4, a produção de etanol sairá de 24,6 bilhões de litros em 2012, atingindo 45,4 em 2016. Admitiu-se que será necessário realizar importações deste produto para atender a demanda esperada.

A partir de 2016, estima-se que os investimentos efetuados no período possibilitem um novo ciclo de expansão. Neste cenário, a produção atingirá 68,3 bilhões de litros em 2021, conforme Gráfico 126.



Fonte: EPE

Gráfico 126 – Projeção da oferta de etanol (produção brasileira e importação)

1.2.6 Etanol Celulósico e bioprodutos 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 bioprodutos, 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, alguns agentes do setor, já comprometidos com projetos de cogeração, não apostam na oportunidade para investimentos em biorrefinarias. 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 [143], o que poderá mudar o cenário atual.

Algumas destas 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

O investimento médio para a construção de uma nova unidade de produção de etanol é de US\$ 88,00 por tonelada de cana moída para a área industrial (com cogeração). Já para as unidades mistas, esse

valor sobe para 100,00 US\$/tc, dependendo das condições tecnológicas da usina [191]. Na área agrícola, o custo médio de formação do canavial da usina, na região de expansão, é de 40,13 R\$/tc, segundo Pecege [151]. Com isso, a estimativa dos investimentos necessários para o período decenal é de cerca de R\$ 71,3 bilhões¹⁴¹, nos curto e médio prazos.

O investimento médio para a recuperação do canavial situa-se em torno de R\$ 3,45 bilhões ao ano, entre 2012 e 2016. Espera-se que a produtividade da cana no Brasil aumente de 68,3 tc/ha, em 2011/12, para 80,3 tc/ha, na safra 2015/16, valor ainda abaixo do máximo já alcançado em 2009, de 81,6 tc/ha.

O Governo Federal estuda a abertura de linhas de financiamento para o Setor Sucroalcooleiro, cujos objetivos abrangem recuperar a produtividade, diminuir a ociosidade das usinas, atender o aumento da demanda por anidro, incentivar pesquisas de novas variedades de cana e desenvolver tecnologias para produção de etanol celulósico.

Cabe ressaltar que o BNDES já tem um programa para renovação e ampliação dos canaviais (Prorenova), cujo orçamento é de R\$ 4 bilhões e vigência até o fim de 2012. Estima-se que os recursos permitam a renovação e/ou ampliação de mais de 1 milhão de hectares de cana-de-açúcar.

1.3 Logística de transporte do etanol

Atualmente, o modal rodoviário representa cerca de 90% do transporte de etanol no Brasil, apesar de possuir os maiores custos econômicos, energéticos e ambientais, se comparado aos demais, conforme Tabela 144.

Tabela 144 – Comparação entre os modais

Variável	Modais		
	Hidroviário	Ferroviário	Rodoviário
Custo Frete (R\$/km)*	0,23	0,74	3,5
Eficiência Energética (kg/hp)	4.000	500	150
Equipamento p/ transportar 1.000 toneladas	Empurrador + 1 Chata	Locomotiva + 10 vagões	40 cavalos mecânicos + 40 semirreboques
Vida útil dos equipamentos	50 anos	30 anos	10 anos

* Tara: 25 toneladas

Distância: 1.000 km

Fonte: VALEC, [183]

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 [182].

Com a expansão do mercado de biocombustível 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.

¹⁴¹ Estes valores não consideram os investimentos necessários para aumento de eficiência industrial.

Abaixo, estão relacionados projetos de infraestrutura de transporte e regulamentações para a armazenagem do etanol.

1.3.1 Armazenamento

A regulamentação do setor passou a ser feita pela ANP, que, no âmbito de suas atribuições, instituiu a Resolução nº 67/2011 [170]. Em seus pontos principais, esta resolução determina que:

- as distribuidoras deverão optar pela modalidade de aquisição de etanol por contrato de fornecimento ou por compra direta. Caso haja aquisição de volumes adicionais aos previstos nestes dois modelos, a transação poderá ser feita através do mercado à vista;
- o volume total do contrato de fornecimento de etanol entre as distribuidoras e os produtores de anidro ou comercializadores deve ser compatível com, no mínimo, 90% da comercialização de gasolina C no ano anterior. Este contrato deverá ter duração mínima de um ano;
- caso o distribuidor necessite formar estoque final próprio a cada mês, para habilitação à aquisição de gasolina A, o regime de compra direta poderá ser realizado em volume suficiente para a comercialização de gasolina C no mês subsequente.
- os produtores de anidro ou os comercializadores deverão possuir, em 31 de janeiro de cada ano, estoque próprio em volume compatível com, no mínimo, 25% de sua comercialização de anidro, no ano anterior. Caso já tenham contratado com o distribuidor 90% do volume de anidro comercializado no ano anterior, sob o regime de contrato de fornecimento, o percentual mínimo de estoque passa a ser de 8%, em 31 de março.

Adicionalmente a esta resolução, o Conselho Monetário Nacional instituiu, em 29/02/2012, uma linha de financiamento à estocagem de etanol de R\$ 4,5 bilhões ao ano.

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 145.

Tabela 145 – Resumo dos investimentos previstos para alcooldutos

Projetos	Extensão total (km)	Volume máximo escoado (Mm ³ /ano) ⁽¹⁾	Início de Operação	Investimento (bilhões R\$)
Petrobras	Dutos	1.300	2013	6,5
	Hidrovia	662	2013	

⁽¹⁾ Duto, trecho Ribeirão Preto – Paulínia. Hidrovia, trecho Araçatuba – Anhembi;
Fonte: Logum [171]

A capacidade de armazenamento do projeto é de 1.175.000 m³/ano, sendo Paulínia e Caraguatatuba os principais hubs do sistema, com 224.000 m³/ano e 260.000 m³/ano respectivamente, além de Guararema, com 130.000 m³/ano.



Fonte: Logum [171].

Nota: Os volumes transportados são anuais.

Figura 25 – Sistema integrado de logística de etanol

A implantação do sistema hidroviário considera a realização de melhorias nas vias existentes e a construção de 80 barcaças e 20 empurraadores, através do Promef Hidrovia. As embarcações serão entregues a partir de 2012, com operação prevista para 2013, onde cada comboio¹⁴² terá capacidade de transporte de 7,6 milhões de litros. O investimento total será de R\$ 415 milhões.

Em 2015, a hidrovia estará em plena operação e 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 146, pode-se observar o aumento da participação do etanol no transporte ferroviário de combustíveis líquidos no país, passando de 11% em 2006, para 22,8% em 2009.

Tabela 146 – Movimentação de combustíveis líquidos por ferrovias, no Brasil

	2006	2007	2008	2009
Etanol	1.074.355	1.329.777	1.891.022	2.410.992
Gasolina	1.583.415	1.615.513	1.500.648	1.342.816

¹⁴² Comboio – Conjunto de embarcações composto por um empurrador e 4 barcaças.

Diesel	5.505.265	5.178.756	4.818.987	4.513.192
Óleo Combustível	1.190.469	908.115	1.683.242	2.039.531
Outros	516.286	464.534	411.952	267.526

Fonte: IBP – PNLT (ANTT) [180]

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 1,5 bilhões de litros de etanol em 2007 e duplicou esse volume 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 [172]:

- Construção de uma nova base em Campo Grande (MS), com previsão de movimentação de 750 mil m³/ano e investimento total de R\$ 30 milhões;
- 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 término das obras em dezembro de 2012. Neste projeto, a ALL deverá transportar também o biodiesel.

Em janeiro de 2012, a ALL começou a operar a base de Alto Taquari (MT), parte do projeto de 750 mil m³/ano e R\$ 30 milhões, mencionado acima.

Adicionalmente, em 2011, a ALL começou o transporte do biodiesel entre o Rio Grande do Sul e o Paraná, cujo mercado potencial é de 25 milhões de litros por mês. A empresa também pretende realizar o transporte deste produto entre Mato Grosso e São Paulo, estimando-se que, em Mato Grosso, o mercado potencial seja de 1,14 milhão de litros em 2012, podendo chegar a 2 bilhões de litros em 2013, no entorno da ferrovia. [140]

Vale [194]

Devido à natureza de seu negócio, a mineração, 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 e/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 possibilitar sua distribuição para os estados do Norte e Nordeste. O Terminal Ferroviário de Guaraí (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/ou 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

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 147). Em 2010, o porto de Santos exportou 1,36 bilhão de litros, correspondendo a 72% do volume total [177].

Tabela 147 – Características dos principais portos para etanol (milhões de litros)

Característica	Porto								Total
	Santos	Paranaguá	Ilha D'Água	Vitória	Maceió	Suape	Cabelo	Itaqui	
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 [181]

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.

Programa Nacional de Dragagem Portuária e Hidroviária (PND)

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. [186]

Empresa Brasileira de Terminais Portuários – Embraport [157]

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 ao etanol. Este empreendimento aumentará a capacidade de escoamento de etanol por Santos em 2 milhões 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 US\$ 935 milhões.

Brasil Terminal Portuário S/A – BTP [144]

A BTP está investindo R\$ 1,6 bilhão de reais na construção de um Terminal Multimodal no Porto de Santos, que será destinado à movimentação de contêineres e grânéis líquidos. A capacidade de movimentação de etanol será de cerca de 1,2 milhão de toneladas. A previsão de operação é no primeiro trimestre de 2013.

Este Terminal será implantado dentro de uma área utilizada como descarte de resíduos, que será tratada e descontaminada pela BTP, antes da implantação do Terminal.

Ageo e Copape

A Ageo/Copape está realizando investimentos em novos tanques, desvios ferroviários, área para estacionamento de caminhões e dois novos píeres de atracação no Porto de Santos. O valor total do projeto gira em torno de R\$ 500 milhões, dos quais R\$ 75 milhões são para construção dos píeres. A capacidade de armazenagem era de 130.000 m³ em 2008 e chegará a 360.000 m³ ao término do projeto. [145]

1.4 Etanol - Considerações Finais

A venda de veículos leves teve um forte crescimento nos últimos anos. No entanto, as vendas de 2011 foram de 3,43 milhões de veículos leves, representando um pequeno aumento de 1,6% em relação a 2010. Com o abrandamento das medidas macroprudenciais e o incremento da oferta de crédito, a expectativa é de aumento mais expressivo das vendas e da frota nacional ao longo do período decenal. Também as restrições de oferta de etanol deverão ser superadas no médio e longo prazos. Em consequência, a demanda interna de etanol carburante mais que triplicará de 2011 a 2021.

A inclusão dos biocombustíveis na matriz energética é considerada estratégica por muitos países desenvolvidos, visando à segurança energética e ao cumprimento de metas de redução de gases de efeito estufa. Entretanto, devido à crise econômica na Europa e nos EUA, a tendência é de mercados mais protecionistas, com adiamento das metas de redução dos gases de efeito estufa. Além disso, as limitações de produção de etanol no Brasil também contribuirão para a redução das exportações brasileiras de etanol no período decenal.

No horizonte decenal, a perspectiva é de restrição da oferta de etanol nos próximos anos, com recuperação somente no médio prazo. A redução foi motivada principalmente pela crise internacional de 2008, que proporcionou uma queda nos investimentos em toda a cadeia do setor sucroenergético. Somaram-se a isso, os problemas climáticos ocorridos de 2009 a 2011, o forte crescimento da demanda internacional de açúcar e a não consolidação do etanol como *commodity*.

Os projetos de alcooldutos e os investimentos em melhorias da malha ferroviária representam um avanço importante nas estratégias de expansão do setor.

2. Expansão da Oferta de Biodiesel

2.1 O consumo obrigatório de biodiesel 2012-2021

De 2005 até outubro de 2011, já foram adicionados 5,6 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%. Considerando que a mudança do percentual mandatório implica em revisão da lei que instituiu o Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel (PNPB), neste trabalho, o mandatório de 5% será considerado inalterado até o ano 2021. Considerando a previsão do consumo regional de óleo diesel apresentada no Capítulo II, foram obtidas as estimativas apresentadas na Tabela 148.

Tabela 148 – Consumo regionalizado de biodiesel (milhões de litros)

Região \ Ano	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Norte	332	321	327	347	375	392	403	416	433	452
Nordeste	422	447	477	502	525	547	568	589	609	630
Sul	514	538	570	602	642	668	684	700	727	755
Sudeste	1.147	1.231	1.310	1.372	1.403	1.454	1.525	1.595	1.638	1.681
Centro-Oeste	359	379	404	429	458	480	495	511	533	557
Brasil	2.774	2.916	3.089	3.252	3.402	3.542	3.675	3.811	3.941	4.076

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)¹⁴³. Esses garantem a compra e entrega de biodiesel para períodos especificados, antecipando os processos de planejamento dos fornecedores. Até abril de 2012, foram realizados 25 leilões, cujos últimos resultados são apresentados na Tabela 149.

¹⁴³ 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 149 – Resultado dos leilões de compra de biodiesel pela ANP

Leilões	15º	16º	17º	18º	19º	20º	21º	22º	23º	24º	25º
Volume arrematado (x 1.000 m³)	460	575	565	600	615	600	660	700	700	647	679
Preço médio (R\$/m³)	2.265,98	2.326,67	2.237,00	2.105,58	1.744,00	2.296,76	2.046,21	2.207,61	2.305,41	2.332,79	2.043,03
Deságio médio (%)	-1,48%	-0,99%	-2,7	-9,24	-24,9	-1,01	-14,24	-5,0	-3,94	-3,47	-12,29
Preço médio com FAL (R\$/m³)	-	-	-	-	-	-	-	-	2.398,75	2.396,19	2.105,25
Deságio médio com FAL (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-3,79	-3,39	-11,97

Obs.: 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 [141].

A Portaria MME nº 338 (05/12/2007) estabeleceu diretrizes para a formação de estoques estratégicos de biodiesel – os quais devem ser compatíveis com a demanda mensal. Tal Portaria define que os produtores e importadores de óleo diesel têm a responsabilidade pela compra e estocagem do biodiesel, proporcionalmente a sua participação no mercado.

A partir do leilão 23º, a ANP introduziu como novidade o Fator de Ajuste Logístico (FAL) para o biodiesel comercializado nos leilões. O cálculo do Fator de Ajuste Logístico está especificado na portaria 469/2011 do MME, que forneceu as diretrizes do leilão e diz que “O cálculo do Fator de Ajuste Logístico, além de observar outros critérios, deverá ser diretamente proporcional à média das distâncias rodoviárias entre a capital do Estado de origem do biodiesel e as capitais da Região do lote leiloado”.

O Fator de Ajuste Logístico será doravante considerado no preço de cada ofertante do leilão, para corrigir distorções relativas às distâncias percorridas pelo biodiesel arrematado, fazendo com que ele seja usado preferencialmente na sua zona de produção.

Com isso, o preço máximo de referência único, fornecido pela ANP como balizador para os preços ofertados, passou a ser diferente para cada região do país.

Tabela 150 – Resultados do 25º leilão com Fator de Ajuste Logístico (FAL)

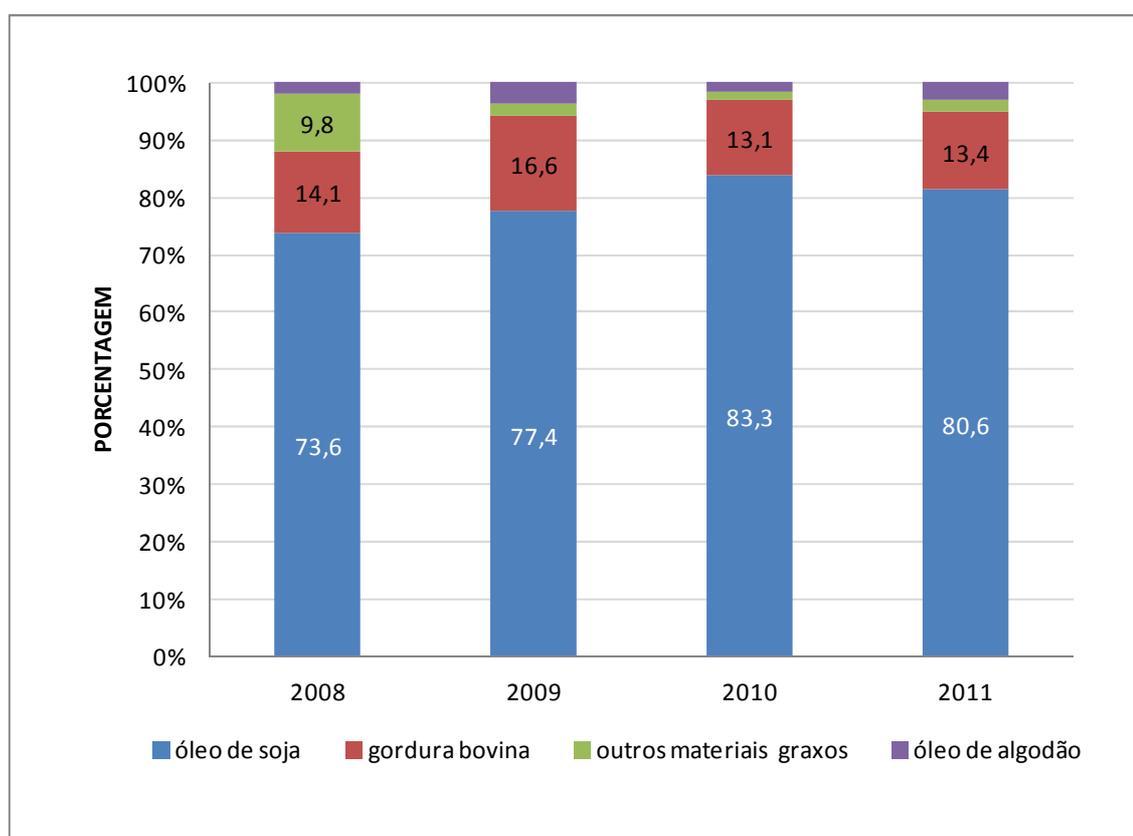
	Região				
	Sul	Sudeste	Centro oeste	Norte	Nordeste
Volume ofertado e arrematado (m³)	135.000	297.400	80.000	64.000	103.000
Preço máximo de referência com FAL (R\$/m³)	2.348,80	2.376,20	2.272,40	2.428,90	2.560,60
Preço médio por região (R\$/m³)	2.064,48	2.038,80	2.007,02	2.282,91	2.316,47
Deságio médio por região (%)	-12,10%	-14,20%	-11,68%	-6,01%	-9,53%
Preço médio (R\$/m³)	2.105,25				
Deságio médio (%)	-11,97%				

Fonte: ANP [141]

2.3 Oferta de biodiesel

2.3.1 Disponibilidade de insumos para a produção de biodiesel

O óleo de soja vem, desde 2005, 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 127 apresenta a evolução da participação das diferentes matérias-primas utilizadas na produção de biodiesel nos últimos anos, segundo informações prestadas pelos produtores à ANP.

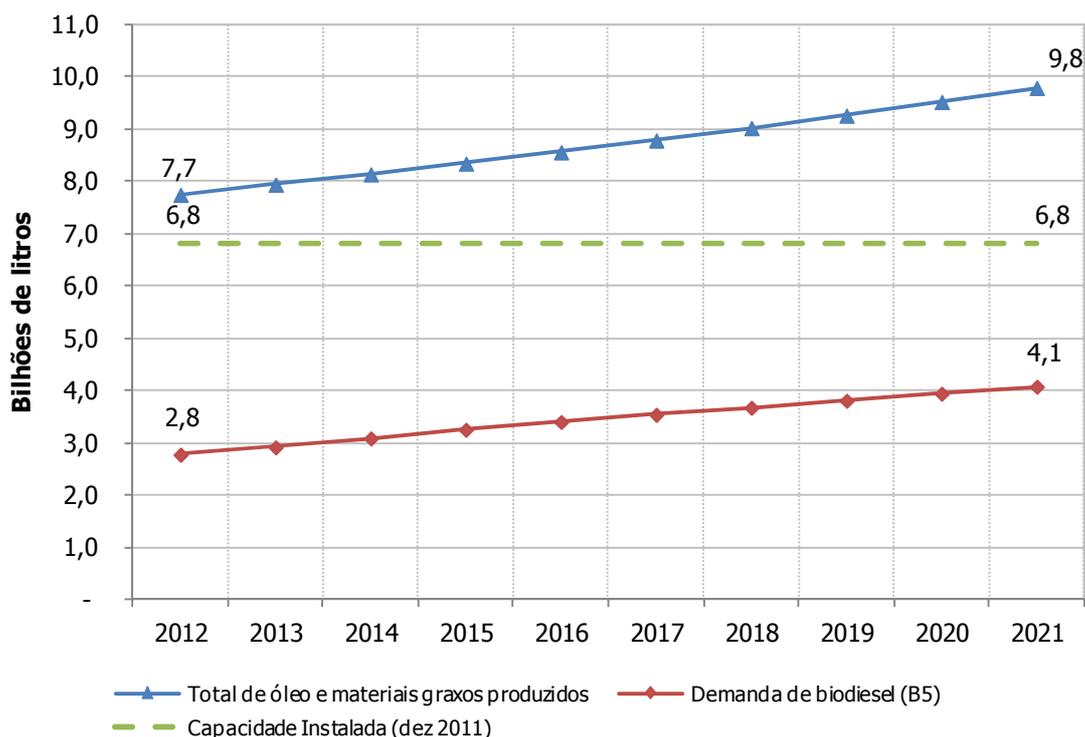


Fonte: ANP [142]

Gráfico 127 – Matérias-primas utilizadas para produção de biodiesel

Para o próximo decênio, não há perspectiva de mudança significativa nesta matriz de insumos, assumindo-se, assim, que o óleo de soja seguirá como a matéria-prima mais importante. A gordura animal provavelmente será a segunda mais utilizada neste período.

O Gráfico 128 indica a produção total de óleos e materiais graxos projetada pelo MAPA; 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 2011. Conforme informado pela ANP, assume-se que a capacidade instalada para a disputa em leilões é considerada como sendo 80% da capacidade instalada da usina.



Fonte: Elaboração EPE a partir de MAPA [173] e ANP [142].

Gráfico 128 – Produção de óleos e materiais graxos x demanda de biodiesel 2012-2021

Os esforços governamentais com a criação de programas para diversificação do *mix* poderão surtir algum efeito no final do decênio. Dendê, mamona e algodão, dentre outras culturas, complementarão a cesta de insumos para produção de biodiesel, sem, no entanto, alterar significativamente as porcentagens do *mix* atual.

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)¹⁴⁴. 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.

Algumas iniciativas locais, visando ações de mobilidade sustentável, poderão impulsionar a busca e produção de novos insumos. Empresas (Vale e Petrobras) e prefeituras (São Paulo, Rio de Janeiro e Curitiba) pretendem ampliar o uso de combustíveis renováveis em sua frota.

Vale e Petrobras possuem investimentos no Pará para a produção de biodiesel a partir de óleo de palma (dendê). As prefeituras citadas pretendem modificar sua matriz de transporte público com a

¹⁴⁴ 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).

introdução de maiores teores de biodiesel (até a Copa do Mundo de 2014), como também de outros biocombustíveis e novas tecnologias.

Estas iniciativas serão importantes para moldagem de uma nova matriz em transportes, pois poderão estimular a criação de políticas públicas de incentivo que melhor se apropriem das especificidades locais.

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 ANP¹⁴⁵ para comercialização é apresentada na Tabela 151.

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 151 – Capacidade instalada de processamento de biodiesel

Região	MI/ano	
	Operação	Comercialização
Norte	223	223
Nordeste	741	741
Sudeste	1.160	1.149
Sul	1.950	1.948
Centro-Oeste	2.758	2.688
Brasil	6.832	6.749

Obs.: 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 [142].

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 [168] da produção de biodiesel. O restante (8% e 15%) é referente ao custo de conversão industrial. Já nas plantas de pequena escala, o custo industrial varia entre 25% e 40%.

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.

¹⁴⁵ O processo de construção e operação de uma usina de biodiesel requer autorizações de construção, operação e comercialização junto à ANP.

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 152. Para o ano de 2012, esta avaliação considerou somente as usinas que já possuem autorização para comercialização, fornecida pela ANP até dezembro de 2011. Para 2021, foram consideradas as usinas que já possuem autorização para comercialização e operação, além daquelas já autorizadas para construção e ampliação.

Tabela 152 – Capacidade de processamento de biodiesel e consumo obrigatório em 2011 e 2021 (MI)

Região	Capacidade Instalada 2012	Obrigatório 2012	Balanço 2012	Capacidade Instalada 2021	Obrigatório 2021	Balanço 2021
Norte	223	332	(109)	371	452	(211)
Nordeste	741	422	319	741	630	111
Sudeste	1.160	1.147	13	1.791	1.681	110
Sul	1.950	514	1.436	2.878	755	2.123
Centro-Oeste	2.758	359	2.399	3.390	533	2.857
Brasil	6.832	2.774	4.058	9.041	4.075	4.990
	100%	41%	59%	100%	45%	55%

Fonte: Elaboração EPE, a partir de dados ANP [142]

De acordo com a tabela 12, a região Norte não será autossuficiente e necessitará 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 2.774 e 4.990 milhões de litros, em 2012 e 2021, 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 no período decenal.

Verifica-se assim que, neste período, a capacidade instalada não será um fator restritivo para atendimento da demanda, como sinaliza o Gráfico 128. 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 limitante para a expansão de uso do biodiesel.

2.3.5 Incentivos ao uso adicional de biocombustíveis

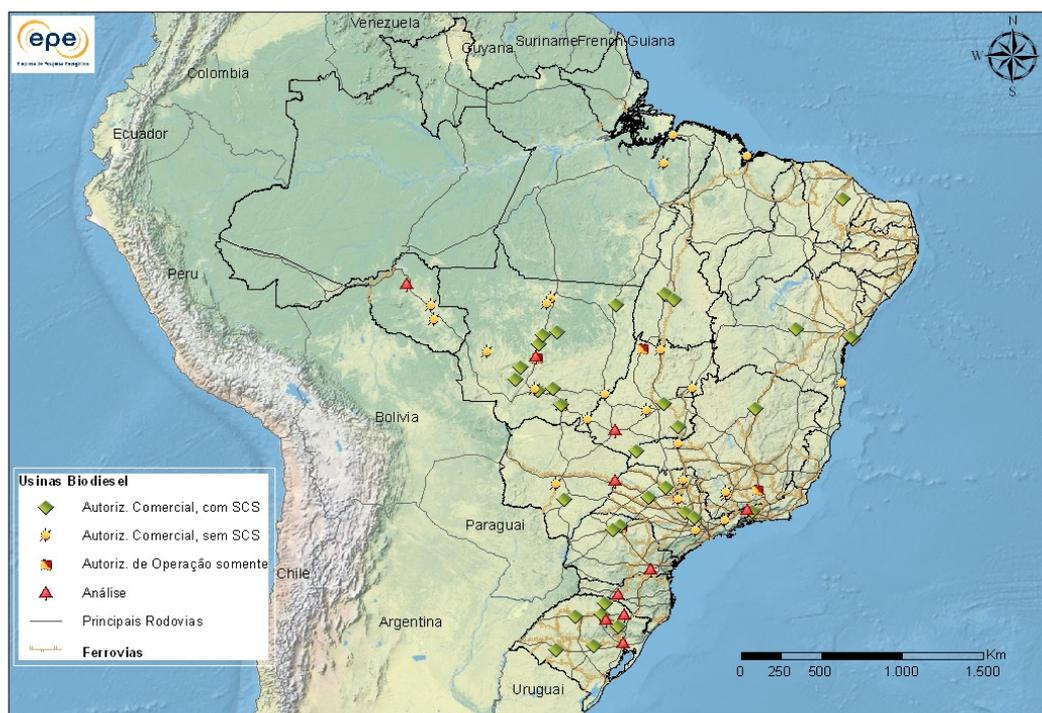
Prefeituras de grandes cidades (ou governos estaduais) continuarão a incentivar o aumento da participação de biocombustíveis e energias não fósseis no transporte público, além dos mandatórios, por meio de acordos ou legislações para o setor.

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 gases de efeito estufa (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 1.000.000 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 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 hidrotreatamento de óleos vegetais e o BTL (*biomass to liquids*).

2.3.6 A Infraestrutura de escoamento da produção de biodiesel

A atual infraestrutura de escoamento de biodiesel entre regiões/localidades produtoras e as bases/refinarias das distribuidoras está apresentada na Figura 26. As legendas apresentam usinas de produção de biodiesel que aguardam autorização da ANP e usinas já autorizadas pela Agência. Ressalta-se que as usinas portadoras do Selo Combustível Social (SCS) possuem isenção de tributos, por utilizarem matéria-prima oriunda da agricultura familiar.



Fonte: Elaboração EPE a partir de ANP [142].

Figura 26 – Usinas de biodiesel autorizadas e em processo de autorização. Malha rodoviária e ferroviária atual.

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 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. Dentre eles, se destacam o fortalecimento da agricultura familiar por meio do Selo Combustível Social, a garantia para os motores utilizados por parte da indústria automobilística no país e o aumento da participação de novos insumos para a produção de biodiesel.

A matéria-prima é responsável por cerca de 80% do custo de produção do biodiesel e estima-se que os preços dos insumos cultivados continuarão com tendência de alta, resultando em custos de oportunidade para o biodiesel acima dos preços do diesel para os próximos dez anos.

O óleo de soja deverá permanecer como principal insumo no período decenal, devido à sua 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 5,0 bilhões de litros de capacidade instalada em 2021.

3. Biomassa de Cana-de-Açúcar para Oferta de Energia Elétrica

O Brasil é o principal produtor de cana-de-açúcar e o setor sucroalcooleiro nacional é um dos mais eficientes do mundo. Na safra 2011/2012, a área colhida para este setor foi de 8,37 milhões de hectares, com uma produção total de 571,4 Mt de cana [147], sendo cerca de 50% para a produção

de etanol (uma redução de 4% em relação à safra anterior) e o restante para a produção de açúcar [175].

A principal biomassa residual gerada no processamento industrial da cana-de-açúcar é o bagaço. Em decorrência de seu grande potencial energético, ele é utilizado principalmente para o autoconsumo das usinas do setor sucroenergético, gerando energia térmica e elétrica para a produção de açúcar e etanol. O excedente de eletricidade advinda desta fonte renovável pode ser comercializado para o Sistema Interligado Nacional (SIN). No entanto, em face do seu potencial, ainda é pequena a contribuição do bagaço na venda de energia elétrica no Brasil.

O Governo Federal tem adotado uma série de incentivos com vistas ao aumento da participação da bioeletricidade na matriz energética nacional, com destaque para os leilões de energia. No caso do setor sucroalcooleiro, grande parte das usinas utilizam caldeiras de baixa pressão. As iniciativas governamentais visam fomentar a renovação e modernização das instalações de cogeração, aumentar a eficiência de conversão da energia da biomassa e gerar excedentes para o SIN.

Além do bagaço, a cana-de-açúcar também gera biomassa residual composta por palha e pontas. Devido à prática de queima antes do corte, a maior parte desse resíduo é quase integralmente descartada. No entanto, a atual legislação ambiental regulamentou prazos para a mecanização da colheita de cana-de-açúcar, o que tornará possível disponibilizar esta biomassa residual para o aproveitamento energético. Conforme mencionado no item 1.2.3, atualmente a mecanização já atinge 83% da área colhida no Centro-Sul.

O presente estudo avalia a quantidade de energia advinda do bagaço da cana-de-açúcar já contratada no setor elétrico. Em seguida, são elaboradas estimativas da oferta de biomassa de cana e de seu potencial de geração de energia elétrica.

3.1 A participação do setor sucroalcooleiro nos leilões de energia elétrica

As usinas do setor sucroalcooleiro têm comercializado energia elétrica nos dois ambientes de mercado, o Ambiente de Contratação Regulada - ACR e o Ambiente de Contratação Livre - ACL¹⁴⁶. 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) - por intermédio do qual já foram contratados 215 MW med advindos de usinas de biomassa de cana-de-açúcar.

Desde 2005, foram realizados dezenove leilões¹⁴⁷, ocorrendo venda de energia de usinas sucroalcooleiras em onze deles. Merecem destaque os Leilões de Energia de Reserva (LER) realizados

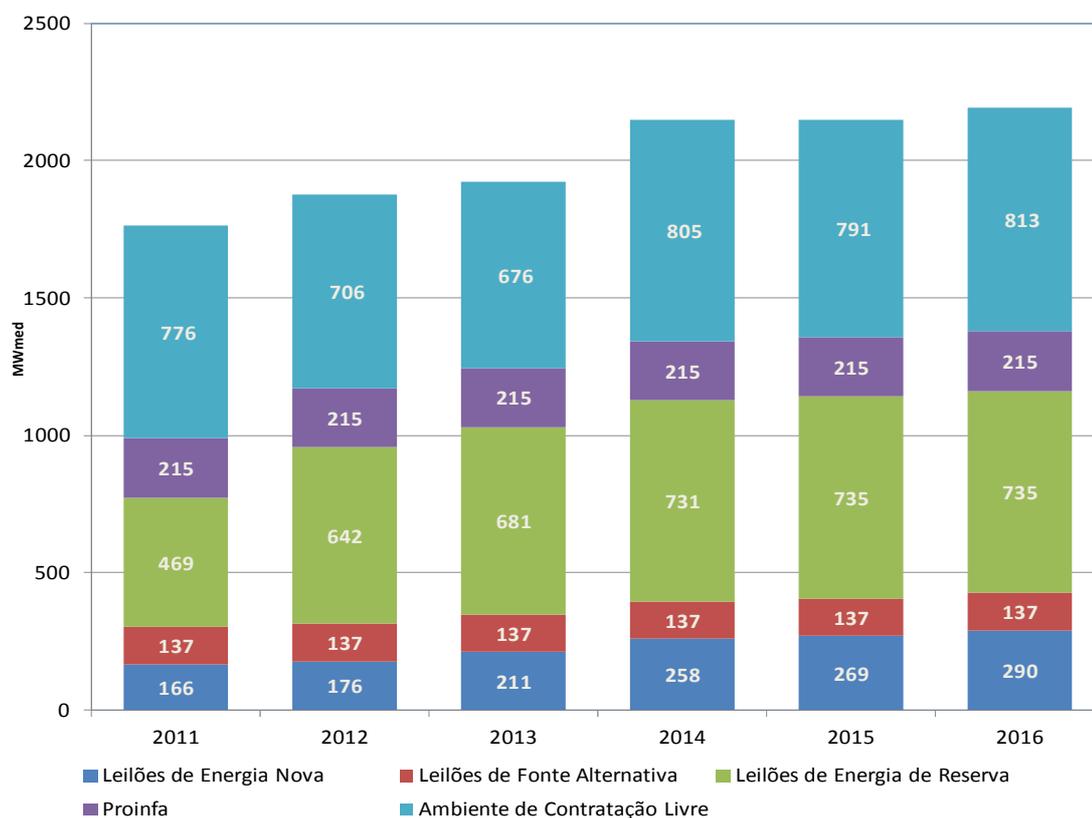
¹⁴⁶ No ACR, estão concentradas as operações de compra e venda de energia, por meio de licitações (leilões), envolvendo as distribuidoras e os agentes vendedores, titulares de concessão, permissão ou autorização para gerar, importar ou comercializar energia elétrica. No ACL, atuam os agentes de geração, de comercialização, de importação, de exportação e os consumidores livres, em contratos bilaterais de compra e venda de energia livremente negociados, não sendo permitida às distribuidoras a aquisição de energia neste mercado.

¹⁴⁷ Leilões de Energia Nova (A-3 e A-5), 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 Energia de Reserva em 2008, 2009, 2010 e 2011, e Leilão de Fontes Alternativas em 2007 e 2010.

em 2008, 2010 e 2011, onde foram contratados 543 MWmed, 168,3 MWmed e 23,3 MWmed, respectivamente. Registra-se que o LER2008 foi exclusivo para as usinas de biomassa, enquanto os demais contemplaram também a geração de origem eólica e PCHs – Pequenas Centrais Hidrelétricas. A energia total contratada pelas usinas sucroalcooleiras no ACR atingiu aproximadamente 1,4 GWmed em 2016, valor que poderá ser ampliado com a realização de futuros leilões.

A quantidade de energia elétrica contratada das usinas vencedoras dos leilões é inferior a sua garantia física total, que representa a quantidade máxima de energia que as usinas hidrelétricas, termelétricas e projetos de importação de energia podem comercializar [162]. Dessa forma, ainda existe um excedente disponível para comercialização no ACL superior a 800 MWmed em 2016.

O Gráfico 129 a seguir apresenta o montante de energia já comercializado no ambiente regulado e a quantidade passível de comercialização no mercado livre. Registra-se que a energia comercializada através de contratos anteriores ao novo modelo do setor elétrico, estabelecido em 2004, não foi considerada.



Fonte: Elaboração EPE

Gráfico 129 – Energia contratada e comercializável - usinas sucroenergéticas vencedoras dos leilões

Além das quantidades apresentadas no gráfico anterior, o setor sucroalcooleiro poderia disponibilizar 981 MW de potência, relativos às usinas que venceram o leilão do ICG¹⁴⁸ realizado pela ANEEL, mas que não possuem contratos de comercialização nos leilões de energia nova ou no PROINFA.

¹⁴⁸ ICG: Instalação de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada. O leilão de ICG tem como objetivo aumentar o número de empreendimentos, de diversas fontes de energia, conectados ao Sistema Interligado Nacional.

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 estimou a oferta decenal de biomassa advinda da quantidade de cana-de-açúcar que deverá ser processada para a produção de etanol e açúcar.

Conforme os estudos de expansão da oferta de biocombustíveis líquidos carburantes realizados pela EPE, a produção de etanol no Brasil alcançará 68,3 bilhões de litros em 2021. Quanto à produção de açúcar, o MAPA projeta uma oferta de 51,7 milhões de toneladas em 2021 [173].

A Tabela 153 a seguir apresenta a quantidade de cana-de-açúcar necessária para atender às projeções de etanol e açúcar no período decenal, assim como o bagaço e a palha e ponta resultantes.

Tabela 153 – Projeção da oferta de biomassa de cana-de-açúcar

Ano	Cana de açúcar (Mt)	Bagaço (Mt)	Palha e ponta (Mt)
2011	554	150	86
2012	586	158	91
2013	671	181	104
2014	745	201	116
2015	808	218	125
2016	865	234	134
2017	910	246	141
2018	954	258	148
2019	1.018	275	158
2020	1.090	294	169
2021	1.155	312	179
Acréscimo (Mt)			
2011-2021	601	162	93
Variação (% a.a.)*			
2011-2016		9,34%	
2016-2021		5,93%	
2011-2021		7,62%	

Obs.: 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 [149].

Fonte: Elaboração EPE

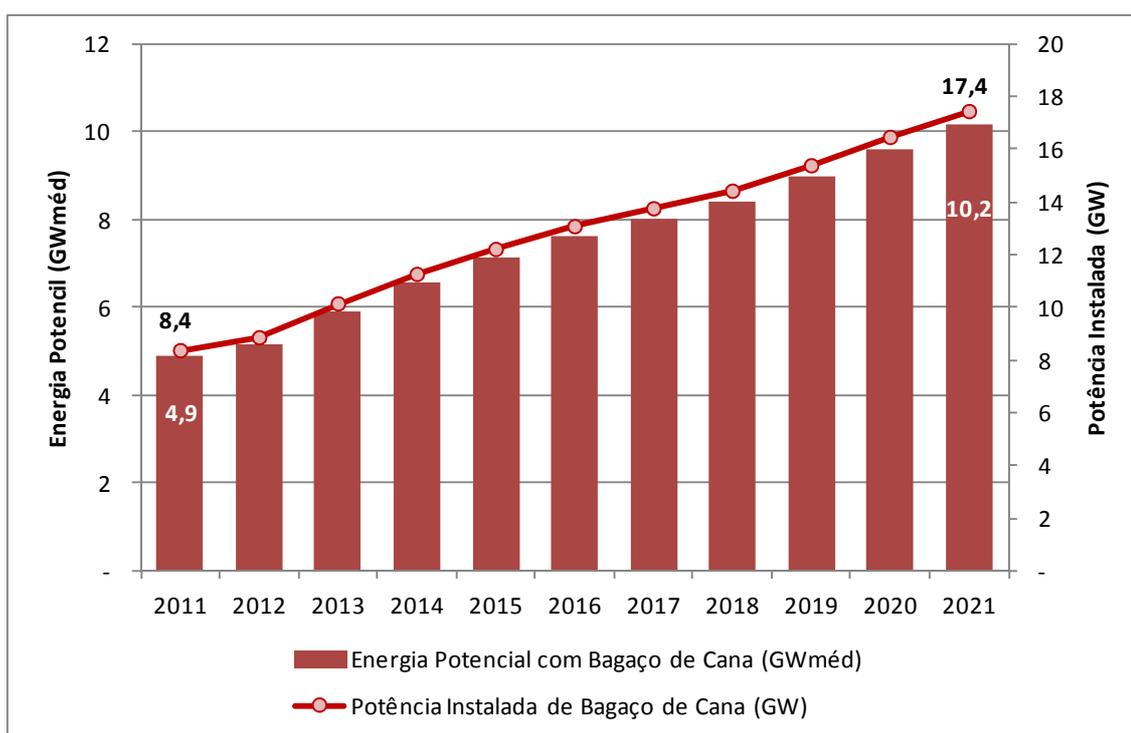
3.3 Potencial técnico de geração de energia elétrica da biomassa de cana-de-açúcar

A projeção decenal do potencial de exportação de energia elétrica proveniente do setor sucroalcooleiro para o SIN considerou a produção estimada de cana-de-açúcar, conforme apresentado, e as características técnicas médias de usinas sucroalcooleiras que comercializaram energia no ACR.

Assim, foi realizado um levantamento das usinas de biomassa de cana que venceram os leilões de energia de reserva 2008, 2010 e 2011, o leilão de fontes alternativas 2010, os leilões A-3 e A-1 realizados em 2009 e o leilão A-3 de 2011. Avaliando-se a quantidade de cana-de-açúcar processada por cada usina (toneladas) e a garantia física (MWmed) por elas declaradas, foi possível calcular um fator médio de exportação de energia de 77,14 kWh/t cana processada.

O cálculo do potencial técnico de energia elétrica oriunda dessa fonte que poderia ser exportado ao SIN fundamentou-se na premissa que todo o bagaço gerado no processamento da cana para o atendimento à demanda de etanol e açúcar seria utilizado para geração de energia elétrica (autoconsumo e exportação). A aplicação do fator médio de exportação de eletricidade previamente calculado (77,14 kWh/tc) ao total de cana processada nas usinas do parque sucroalcooleiro a cada ano resultou na obtenção deste potencial.

O Gráfico 130 a seguir apresenta os resultados encontrados. Pode-se observar que o aproveitamento total do bagaço de cana produzido permitiria ofertar um valor aproximado de 10 GW médios, em 2021, correspondendo a uma potência instalada de cerca de 17 GW.



Fonte: Elaboração EPE

Gráfico 130 – Potencial técnico de exportação de energia elétrica, a partir de bagaço, para o SIN, 2012-2021

O Gráfico 131 a seguir contrapõe o potencial de energia elétrica advinda do bagaço que pode ser adicionado ao SIN e a energia das usinas que utilizam esta fonte e que já está contratada no ambiente regulado. A diferença entre esses valores sinaliza uma possível oferta adicional de energia em torno de 8,8 GWmed, em 2021. Para fins comparativos, a curva com a garantia física dos empreendimentos que comercializaram energia no ACR e a que inclui o excedente disponível para comercialização no ACL também são apresentadas neste gráfico.

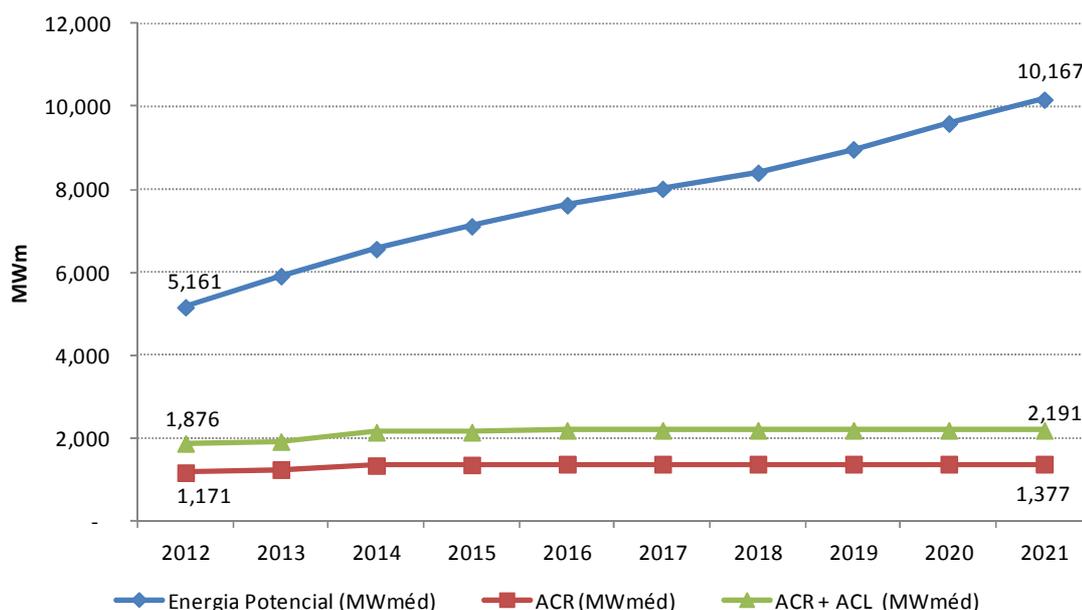


Gráfico 131 - Energia contratada x potencial técnico de bagaço de cana-de-açúcar

O potencial técnico do aproveitamento da palha e ponta foi calculado, utilizando-se dois fatores de exportação de energia distintos, encontrados na literatura: 500 kWh/tonelada de palha e ponta [146] e 787,5 kWh/tonelada de palha e ponta [163].

Considerou-se que a biomassa residual composta de palha e ponta estará disponível apenas nas usinas da região Centro-Sul¹⁴⁹, dado que a declividade observada na maior parte da região Nordeste não possibilita a mecanização da colheita. Avaliou-se também que, em virtude do cronograma de mecanização, a biomassa residual já estará disponível a partir de 2012. Os resultados indicam que o potencial técnico de exportação de energia a partir de palha e ponta estaria entre 9,2 GWmed e 14,5 GWmed, ao fim do período decenal, conforme o fator de exportação de energia considerado.

3.4 Biomassa de cana-de-açúcar – Considerações finais

O Brasil se destaca mundialmente na produção e uso de fontes renováveis de energia. As vantagens naturais existentes no país propiciaram sua consolidação como um dos principais produtores de cana-de-açúcar do mundo. O setor sucroalcooleiro desempenha um relevante papel no cenário energético nacional, através da produção do etanol para consumo no setor de transportes e da contribuição da biomassa de cana para a oferta interna de eletricidade.

Como apresentado, projeta-se, para o horizonte decenal, uma crescente necessidade de processamento de cana-de-açúcar para o atendimento às demandas previstas de etanol e açúcar, o que acarretará uma maior produção de bagaço.

Outro ponto importante levantado refere-se à mecanização da colheita de cana-de-açúcar, que permitirá disponibilizar também a biomassa residual composta de palhas e pontas para o

¹⁴⁹ As usinas do Centro-Sul processaram 90% do total de cana do Brasil na safra 2009/2010.

aproveitamento energético, tornando possível incrementar a exportação de energia a partir desta fonte. No Estado de São Paulo, responsável por cerca de 60% da produção nacional, foi estabelecido¹⁵⁰ um cronograma gradativo para a extinção da queima da cana-de-açúcar nas áreas mecanizáveis até 2014 e, nas áreas não mecanizáveis, até 2017.

O sucesso da utilização do etanol no setor de transportes no Brasil tem ampliado as perspectivas do uso da biomassa para outros fins energéticos. O país tem avançado na geração e comercialização de energia provinda de fontes renováveis, com a participação preponderante da cana-de-açúcar. Neste contexto, a bioeletricidade advinda da cana tem potencial para se consolidar como a segunda fonte mais importante na matriz elétrica. Para tanto, mostra-se necessária a articulação entre os diversos atores que atuam neste segmento, a fim de transformar o potencial técnico, estimado anteriormente, em realidade de projetos.

¹⁵⁰ Através do Protocolo Agroambiental do Setor Sucroalcooleiro, firmado em 2007, entre o Governo Paulista e a União da Indústria da Cana-de-açúcar (UNICA).

IX – EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

A eficiência energética está intrinsecamente considerada nas projeções de demanda de energia deste PDE como parte da metodologia empregada nas projeções do consumo de cada setor¹⁵¹. É entendida como sendo a relação entre a quantidade de um bem produzido ou serviço realizado e o correspondente montante de energia final utilizada. Assim:

- (1) Eficiência é 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 para prestação do serviço.

As referências à eficiência energética neste PDE 2021 são relativas tanto a indicadores específicos de consumo de energia por produto, quanto ao processo de redução deste consumo para uma mesma quantidade de produto. Adicionalmente, a eficiência energética é expressa com utilização de indicadores socioeconômicos, como o consumo por residência ou por habitante.

A despeito de questionamentos sobre a conveniência ou atualidade, são também utilizados outros termos ou expressões para eficiência energética. 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 resultados de redução no consumo final de energia, tendo em vista sua larga aplicação na literatura.

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 que ocorreria caso fossem mantidos os padrões tecnológicos observados no ano base, 2011. 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.

¹⁵¹ O detalhamento da metodologia utilizada na elaboração dessas projeções será apresentado em nota técnica específica sobre o tema, emitida pela EPE.

1. Conceitos e Definições

Os principais indicadores utilizados neste PDE 2021 para expressar a eficiência energética associada aos setores ou atividades econômicas estão resumidos na Tabela 154.

Tabela 154 – Indicadores de eficiência energética

Indicador	Descrição	Unidade ⁽¹⁾
Consumo final per capita	Consumo final de eletricidade por habitante	kWh/hab
Consumo final por consumidor	Consumo final de eletricidade por consumidor	kWh/cons
Intensidade energética	Consumo final de energia por unidade de PIB	MWh/R\$ ou tep/R\$
Consumo específico	Consumo final de energia por unidade física de produto	MWh/t ou tep/t

(1) Em função das dimensões dos valores do indicador, as unidades poderão ser revistas para múltiplos ou submúltiplos das indicadas nessa tabela.

Fonte: EPE

Outro conceito utilizado nas análises e projeções de demanda do PDE 2021 é o de energia útil, cuja estimativa é apresentada no Balanço de Energia Útil – BEU, publicado em intervalos de 10 anos, e cuja edição mais recente teve o ano de 2004 como base (MME, 2005). A energia útil representa a parcela da energia final efetivamente utilizada em um dado uso, ou seja, a energia final menos as perdas. Expressa analiticamente, corresponde ao produto da energia final consumida por um rendimento energético.

O conceito de rendimento energético adotado na formulação do BEU “se refere apenas à primeira transformação de energia do processo produtivo” (MME, 2005). Trata-se, portanto, de uma simplificação que reduz o potencial de economia calculado por não considerar perdas para todo o sistema energético (e consequentes oportunidades de aumento da eficiência): as perdas reais serão sempre maiores do que as estimadas neste caso.

O BEU apresenta, para efeitos de análise do potencial de economia de energia, dois valores para os rendimentos energéticos:

- um rendimento associado às instalações em atividade, que pode ser considerado como um “rendimento real”, referido ao momento da pesquisa;
- um rendimento de referência, correspondente ao valor máximo disponível no mercado para determinada tecnologia. Como indicado no documento relatório do BEU: “os rendimentos de referência não devem ser considerados como o estado da arte disponível na literatura técnica, mas como o estado da arte disponível entre equipamentos comercializados normalmente” (MME, 2005).

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 implantados no Brasil. Neste trabalho, 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.

Por fim, deve-se salientar que os resultados aqui apresentados são consistentes com os valores considerados no PNEf (Plano Nacional de Eficiência Energética), mesmo considerando as diferenças metodológicas e de extensão do horizonte temporal de análise existentes entre esse estudo e o PDE 2021.

2. Principais Resultados Agregados

Na Tabela 155 é apresentada a evolução do consumo total de energia (eletricidade e combustíveis) adotada neste Plano e da conservação intrinsecamente considerada nessa projeção. As projeções relativas especificamente ao consumo de eletricidade, incluindo autoprodução, e à parcela de energia conservada, são apresentadas na Tabela 156.

Tabela 155 – Brasil: consumo final de energia e eficiência energética (10³ tep)

Consumo ⁽¹⁾	2012	2016	2021
Consumo potencial, sem conservação	239.406	302.830	388.490
Energia conservada	1.163	8.773	24.693
Energia conservada, %	0,5	2,9	6,4
Consumo final, considerando conservação	238.243	294.057	363.798
Energia conservada por setor			
▪ Setor industrial ⁽²⁾	733	5.056	13.763
▪ Setor transporte	298	2.762	8.036
▪ Setor comercial	40	222	561
▪ Setor residencial ⁽³⁾	59	451	1.507
▪ Outros setores ⁽⁴⁾	34	282	826

(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

Tabela 156 – Brasil: consumo de energia elétrica e eficiência energética (GWh)

Consumo ⁽¹⁾	2012	2016	2021
Consumo potencial, sem conservação	503.372	636.856	821.886
Energia conservada	3.249	17.874	48.124
Energia conservada, %	0,6	2,8	5,9
Consumo final, considerando conservação	500.123	618.982	773.762
Energia conservada por setor			
▪ Setor industrial ⁽²⁾	1.855	8.106	17.907
▪ Setor transporte	17	103	289
▪ Setor comercial	443	2.381	5.826
▪ Setor residencial ⁽³⁾	691	5.239	17.517
▪ Outros setores ⁽⁴⁾	243	2.045	6.585

Notas: (1) Inclui autoprodução.
 (2) Inclui setor energético.
 (3) Compreende domicílios urbanos e rurais.
 (4) Setor público, agropecuário e outros.

Fonte: EPE

Observe-se que se tomou como base o ano de 2011, o efeito da conservação de energia foi contabilizado a partir de 2012. Observe-se ainda que, a partir dessas informações, pode-se calcular a eficiência energética no consumo de combustíveis, projetada, em 2021, para 20.554 mil tep.

Nessas condições, a energia elétrica conservada em 2021, 48 TWh, corresponde à geração de uma usina hidroelétrica com potência instalada de cerca de 10.000 MW, equivalente a três usinas de Xingó. O volume de combustível poupado nesse mesmo ano, se expresso em barris equivalentes de petróleo, é de cerca de 410 mil barris por dia, ou aproximadamente 20% do consumo de petróleo no País em 2011.

Outra forma de avaliar a importância ou o impacto da eficiência energética nas projeções de consumo é a apresentada na Tabela 157, na qual se indica, para cada setor, a proporção dos ganhos de eficiência obtidos no ano de 2021 e o incremento de consumo entre no horizonte decenal (2011 e 2021). A eficiência energética intrinsecamente considerada nas projeções do consumo representam 19% do aumento da demanda de combustíveis, 16% do aumento da demanda de eletricidade e 18% da energética total.

Tabela 157 – Brasil: eficiência energética e aumento da demanda

(Energia conservada em 2021/ aumento do consumo entre 2011 e 2021, %)

Setor	Eletricidade (%)	Combustíveis (%)	Energia Total (%)
Indústria ⁽¹⁾	12	20	19
Transportes	28	17	17
Comercial	11	17	11
Residencial ⁽²⁾	28	0	61
Outros ⁽³⁾	27	8	15
TOTAL	16	19	18

(1) Inclui setor energético. (2) Compreende 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, Público e outros.

Fonte: EPE

Nessas condições, os principais indicadores associados ao consumo total de energia no País são os apresentados na Tabela 158.

Tabela 158 – Indicadores do consumo de energia

Indicador	2012	2021	
	sem conservação	sem conservação	com conservação
Energia total			
Intensidade, tep/10 ³ R\$ [2010]	0,061	0,065	0,060
Consumo per capita, tep/hab	1,230	1,884	1,765
Eletricidade			
Intensidade, kWh/10 ³ R\$ [2010]	127,3	136,5	128,5
Consumo per capita, kWh/hab	2.586	3.987	3.753
Consumo residencial médio mensal, kWh/mês/cons.	159,8	208,7	189,6

Fonte: EPE

2.1 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 energético foi contabilizado no setor industrial.

Como procedimento geral, os rendimentos energéticos foram projetados tendo como referência as séries históricas do BEN (EPE, 2011), 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 dinâmica histórica com relação a esses ganhos no horizonte deste trabalho (2012-2021). Na Tabela 159 é apresentado o consumo específico de energia para os segmentos industriais selecionados.

Tabela 159 – Setor industrial: consumo específico de energia (tep/t)

Segmento	2012	2016	2021
Cimento	0,069	0,067	0,066
Ferro-Gusa e Aço	0,498	0,484	0,465
Ferro-Ligas	1,821	1,856	1,832
Papel e Celulose	0,428	0,418	0,408

Obs.: Inclui a conservação de energia.
Fonte: EPE

A projeção de conservação de energia na indústria é apresentada na Tabela 160. Considerou a participação de todas as fontes energéticas, inclusive eletricidade, utilizadas especialmente para aquecimento direto e calor de processo.

Tabela 160 – Setor industrial: consumo de energia e eficiência energética

	2012	2016	2021
Consumo			
Consumo sem conservação, 10 ³ tep	117.464	153.562	198.356
Energia conservada, 10 ³ tep	733	5.056	13.763
Energia conservada, %	0,6	3,3	6,9
Consumo com conservação, 10 ³ tep	116.732	148.506	184.593
Intensidade energética			
Sem conservação, tep/10 ⁶ R\$ [2010]	129	137	138
Com conservação, tep/10 ⁶ R\$ [2010]	128	132	129

Obs.: Inclui o setor energético
Fonte: EPE

Projeta-se, para o agregado industrial, conservação de 6,9% em relação à demanda de energia final prevista para 2021, equivalente a aproximadamente 13,7 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 161 são mostrados os principais resultados obtidos. A intensidade elétrica apresenta, no horizonte decenal, trajetória ascendente, a elevação se deve principalmente às revisões para cima efetuadas no consumo de energia elétrica pelo setor energético, conforme discutido nas premissas básicas deste Plano.

Tabela 161 – Setor industrial: consumo de eletricidade e eficiência energética

	2012	2016	2021
Consumo			
Consumo sem conservação, GWh	248.150	317.809	402.125
Energia elétrica conservada, GWh	1.855	8.106	17.907
Energia elétrica conservada, %	0,8	2,6	4,5

Consumo com conservação, GWh	246.295	309.703	384.218
Intensidade elétrica			
Sem conservação, kWh/10 ³ R\$ [2010]	272	283	280
Com conservação, kWh/10 ³ R\$ [2010]	270	276	267

Obs.: Inclui o setor energético
Fonte: EPE

Projeta-se, para o agregado industrial, conservação de 4,5% em relação à demanda de eletricidade prevista para 2021, equivalente a aproximadamente 17,9 TWh ou à geração de uma usina hidroelétrica de cerca de 3.700 MW, potência comparável a três usinas de Furnas Rio Grande em MG.

2.2 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 uma 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-base¹⁵² à projeção da atividade de transporte por modal¹⁵³.

Os ganhos de eficiência assim calculados para o setor de transportes são apresentados na Tabela 162.

¹⁵² Por isso, o "consumo sem conservação" também é chamado "consumo com intensidade energética congelada".

¹⁵³ 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 estimar a energia economizada por fonte.

Tabela 162 - Setor de transportes: consumo de energia e eficiência energética (10³ tep)

Consumo	2012	2016	2021
Consumo sem conservação	79.799	99.678	130.002
Energia conservada	298	2.762	8.036
Energia conservada, %	0,4	2,8	6,2
Consumo com conservação	79.501	96.915	121.966

Fonte: EPE

2.3 Setor residencial

Para este setor, foram utilizadas duas metodologias, complementares entre si, para projeção da demanda de energia elétrica. Em suma, 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 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 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 as premissas assumidas para a projeção da demanda e o consumo que ocorreria na hipótese de não haver alteração no rendimento energético dos equipamentos. Desta forma:

- O cálculo da energia conservada tem por referência uma mesma base de número de domicílios e atendimento pela rede elétrica;
- Não são consideradas diferenças de posse e uso para o cálculo;
- A energia conservada deve-se, exclusivamente, ao aumento da eficiência dos novos equipamentos consumidores.

A premissa geral adotada é de que a oferta de equipamentos no mercado evolui na direção de disponibilizar aos consumidores, sempre, dispositivos mais e 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, associado 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 cresceria conforme apresentado na Tabela 163.

Tabela 163 – Setor residencial: aumento da eficiência de equipamentos eletrodomésticos, 2011-2021

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	8,0	Substituição das lâmpadas incandescentes
Chuveiro elétrico	- 0,5%	Tendência de aquisição de equipamentos com maior potência.

Considerou-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, 2011), além de dados de potência e tempo de uso, disponibilizados pelas concessionárias de energia elétrica. Na Tabela 164 são apresentados os resultados obtidos para o setor residencial.

Tabela 164 – Setor residencial: consumo de eletricidade e eficiência energética (GWh)

Consumo	2012	2016	2021
Consumo sem conservação	117.779	145.292	191.223
Energia conservada	691	5.239	17.517
Energia conservada [%]	0,6	3,6	9,2
Consumo com conservação	117.088	140.053	173.706

Obs.: 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 (cocção). 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 5.249 GWh em 2021. 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 1 milhão de residências entre 2011 e 2014.

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.

2.4 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 desta 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 deste trabalho (2012-2021).

As projeções do consumo de eletricidade indicam forte crescimento até 2021. A energia conservada foi calculada em 4,3% do consumo projetado para o ano horizonte, reduzindo o consumo final em aproximadamente 5,8 TWh nesse ano. Observa-se o crescimento da "intensidade elétrica", seguindo a trajetória verificada para o setor nas últimas décadas. A Tabela 165 resume os resultados obtidos.

Tabela 165 – Setor comercial: consumo de energia elétrica e eficiência energética

	2012	2016	2021
Consumo			
Consumo sem conservação, GWh	77.831	98.998	134.702
Energia conservada, GWh	443	2.381	5.826
Energia conservada, %	0,6	2,4	4,3
Consumo com conservação, GWh	77.388	96.617	128.876
Intensidade elétrica			
Sem conservação, kWh/10 ³ R\$ [2010]	34,5	37,3	40,1
Com conservação, kWh/10 ³ R\$ [2010]	34,3	36,4	38,4

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 166.

Tabela 166 – Setor comercial: consumo de energia e eficiência energética

	2012	2016	2021
Consumo			
Consumo sem conservação, 10 ³ tep	7.487	9.444	12.750
Energia conservada, 10 ³ tep	40	222	561
Energia conservada, %	0,5	2,4	4,4

	2012	2016	2021
Consumo com conservação, 10 ³ tep	7.447	9.221	12.188
Intensidade energética			
Sem conservação, tep/10 ⁶ R\$ [2010]	3,3	3,6	3,8
Com conservação, tep/10 ⁶ R\$ [2010]	3,3	3,5	3,6

Fonte: EPE

2.5 Outros setores

Para os demais setores – serviços públicos, agropecuário e outros – a expectativa de conservação de energia é que atinja 4,4% do consumo projetado para 2021, 7,3% no caso do consumo de energia elétrica, conforme mostrado na Tabela 167.

Tabela 167 – Outros setores: consumo de energia e eficiência energética

	2012	2016	2021
Energia (10³ tep)			
Consumo sem conservação	14.450	17.245	20.156
Energia conservada	34	282	826
Energia conservada, %	0,2	1,6	4,1
Consumo com conservação	14.416	16.963	19.330
Energia elétrica (GWh)			
Consumo sem conservação	58.871	72.658	90.817
Energia conservada	243	2.045	6.585
Energia conservada, %	0,4	2,8	7,3
Consumo com conservação	57.628	70.612	84.232

Fonte: EPE.

X – ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL

Na análise socioambiental do PDE 2021 foram utilizados critérios e procedimentos que configuram, sob uma visão abrangente, o uso extensivo do conceito de sustentabilidade. Assim, os estudos socioambientais do Plano foram orientados 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 mitigação ou à compensação dos impactos sobre ecossistemas e biodiversidade.

A análise foi desenvolvida em duas etapas:

- *avaliação 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;
- *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 indicar os desafios e as ações necessárias para melhorar as condições de sustentabilidade do Plano.

Especial destaque foi conferido à avaliação das emissões de gases de efeito estufa (GEE) associadas ao cenário de produção e uso da energia formulado neste PDE 2021. Esse tema reveste-se de grande importância haja vista as negociações internacionais sobre a mudança do clima e a posição que o governo brasileiro tem assumido.

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, onde são apresentados desafios e ações importantes no processo de melhoria das condições de sustentabilidade da expansão planejada de oferta de energia.

1. Premissas, critérios e procedimentos

No PDE 2021, as seguintes premissas básicas orientaram o desenvolvimento da análise socioambiental:

- incorporação, na medida da pertinência e da oportunidade, das sugestões colhidas nas consultas públicas a que estiveram submetidos os planos anteriores;

- atendimento às metas de emissão de GEE estabelecidas para o ano 2020;
- desenvolvimento de uma abordagem socioambiental para o conjunto da expansão;
- 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.

Importa destacar que contribuíram para o aperfeiçoamento da análise socioambiental desenvolvida para este PDE 2021:

- realização de *workshop* com profissionais da área ambiental não vinculados à EPE, com o objetivo de consolidar os indicadores para a avaliação de usinas hidrelétricas;
- revisão da metodologia da análise das linhas de transmissão, com a introdução de uma abordagem qualitativa do ponto de vista espacial.

Observe-se que, 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 [224] e [225], na sigla em inglês, tendo por base as matrizes energéticas consolidadas, projetadas para cada ano do horizonte deste PDE. Assim, pode-se conhecer o montante de emissões por tipo de combustível e por setor econômico, de acordo com o cenário de expansão do consumo e da oferta de energia formulado no Plano¹⁵⁴. A Figura 27 apresenta o encadeamento dos procedimentos para a projeção das emissões de GEE no PDE 2021.

¹⁵⁴ 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.

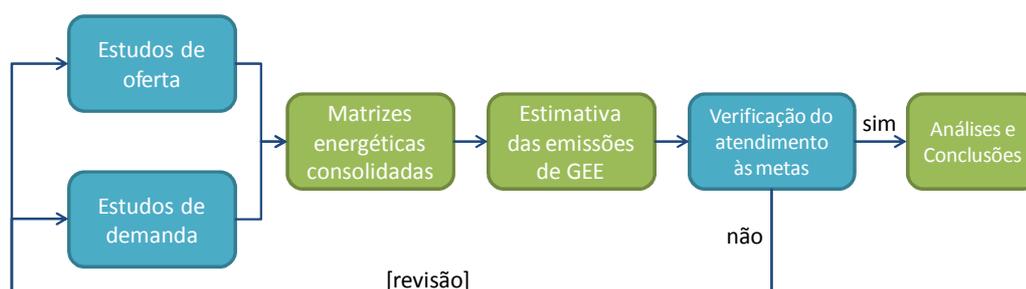


Figura 27 – Processo de análise das emissões de GEE

A matriz consolidada tem como unidade padrão a tonelada equivalente de petróleo – tep. Destarte, os fatores de emissão de GEE dos diferentes combustíveis propostos pelo IPCC (1996) foram convertidos para a unidade $tCO_2\text{-eq}/10^3\text{tep}$. Na Tabela 168 são indicados os fatores utilizados para o CO_2 . Para o cálculo das emissões de CH_4 e N_2O , cujos resultados são expressos em equivalência de CO_2 , foram utilizados os índices de GWP (100 anos) de 21 para o metano e 310 para o óxido nitroso, conforme IPCC [224]. Todos os resultados finais são expressos em $MtCO_2\text{-eq}$ (milhões de toneladas de CO_2 equivalente).

Tabela 168 – Fatores de emissão de CO_2 ($tCO_2/10^3\text{tep}$)

Combustível	Fator	Combustível	Fator
Petróleo	3.040	Coque de petróleo	4.180
Óleo diesel	3.070	Gás natural	2.337
Óleo combustível	3.207	Gás de refinaria	2.780
Gasolina	2.873	Carvão vapor	3.882
GLP	2.614	Carvão metalúrgico	3.882
Nafta	3.040	Gás de coqueria	1.986
Querosene	2.964	Coque de carvão mineral	4.438
Outras secundárias de petróleo	3.040	Alcatrão	3.344

Fonte: Fatores utilizados no 2º Inventário Brasileiro de Emissões Antrópicas, segundo IPCC, 1996.[224]

1.2 Energia elétrica

A análise socioambiental das usinas hidrelétricas compreendeu:

- *avaliação processual*, na qual se estimam os prazos necessários para que cada um dos projetos em estudo possa entrar em operação no horizonte decenal;
- *avaliação socioambiental*, que considera os potenciais impactos e benefícios sociais, ambientais e econômicos dos projetos.

Para as outras fontes renováveis (PCH, centrais eólicas e UTE a biomassa) foi realizado o mapeamento dos projetos planejados e elaborada uma análise socioambiental da expansão.

Na transmissão de energia elétrica foram identificadas as principais áreas de interesse socioambiental que poderão ser afetadas pelas linhas planejadas.

A análise socioambiental da expansão termelétrica foi incorporada na análise integrada do Plano e, em adição, foram calculadas as emissões de GEE com base na simulação da operação dessas usinas no Sistema Interligado Nacional – SIN, que foram contabilizadas na projeção de emissões devidas à produção e ao uso da energia deste PDE.

1.3 Petróleo, gás natural e biocombustíveis

Em relação à produção de petróleo e gás natural planejada, foram feitas:

- a avaliação da sensibilidade ambiental das regiões onde se localizam os recursos; e
- a estimativa dos potenciais benefícios socioeconômicos resultantes dos investimentos planejados.

Para os biocombustíveis líquidos foi realizada 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, a partir da qual foram determinados indicadores sobre a expansão da área plantada. Foram 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 do Plano.

1.4 Análise integrada

A análise integrada consistiu na avaliação qualitativa das principais interferências sobre as sensibilidades socioambientais mais representativas das regiões brasileiras, associadas ao conjunto de projetos do setor de energia. Essa análise permitiu identificar temas prioritários para a gestão ambiental no âmbito do setor de energia e desafios importantes, no que se refere aos aspectos socioambientais, que se apresentam no horizonte do planejamento da expansão da oferta de energia. Assim, a análise integrada oferece subsídios para a antecipação de questões socioambientais relacionadas à expansão da oferta de energia, contribuindo para minimizar riscos associados a essa expansão.

2. Emissões de gases de efeito estufa

2.1 Meta

A mudança global do clima causada pelas emissões antrópicas de GEE é uma das principais questões socioambientais a serem enfrentadas ao longo deste século. O Brasil, signatário da UNFCCC¹⁵⁵, em

¹⁵⁵ Sigla em inglês da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (*United Nations Framework Convention on Climate Change*).

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.

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 [212], promulgada naquele mesmo dezembro que, entre outras providências, instituiu a Política Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC) [211], e pelo Decreto nº 7.390/10 [213].

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)¹⁵⁶. [213]

Nessas condições, este PDE 2021 foi elaborado tendo entre seus objetivos¹⁵⁷ 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, em Copenhague, a Lei nº 12.187/09 [212] e o Decreto nº 7.390/10 [213]. Assim, foi considerado que, em 2020, as emissões de GEE não poderão ultrapassar 680 milhões de toneladas de CO₂. Com isso, a intensidade de carbono na economia não deverá ultrapassar a intensidade calculada para o ano 2005 com os dados do 2º Inventário Brasileiro de Emissões e Remoções Antrópicas de Gases de Efeito Estufa¹⁵⁸ [228];

A Tabela 169 resume os valores considerados.

Tabela 169 – Meta setorial para emissões de GEE no setor de energia em 2020

	MtCO ₂
Emissões projetadas (1)	868
Abatimento das emissões projetadas	
Cenário superior (2)	234
Cenário inferior (3)	188
Meta de emissões	
Limite inferior	634

¹⁵⁶ 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 hidroelétrica; 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.

¹⁵⁷ Outros objetivos são: segurança energética no atendimento da demanda, modicidade de preços e tarifas e universalização do acesso à energia.

¹⁵⁸ 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.

Limite superior

680

(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.

Importa destacar que as várias ações contempladas neste PDE 2021, 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 [241]. Essas regras aplicadas ao PDE 2021 caracterizam-no como uma "Política E-". Isso significa que o cenário do PDE 2021 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"¹⁵⁹. Em outras palavras, o PDE 2021 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 atende às seguintes condições:

- incorpora meta específica de emissões de CO₂-eq.
- compreende, explícita e implicitamente, políticas e medidas no sentido de viabilizar o atingimento dessa meta.

2.2 Projeção

A Tabela 170 apresenta as emissões devido à queima de combustíveis fósseis na produção e uso da energia e também as emissões fugitivas calculadas com base neste PDE 2021.

¹⁵⁹ 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".

Tabela 170 – Brasil: evolução das emissões de GEE na produção e no uso de energia*(Valores em MtCO₂-eq, referentes à queima de combustíveis fósseis)*

Setor	2011	2016	2020	2021
Elétrico	30	54	68	69
Sistema Interligado Nacional – SIN ⁽¹⁾	20	26	29	31
Autoprodução	10	28	39	38
Energético	25	34	46	48
Residencial	18	20	22	23
Comercial	2	2	2	2
Público	1	2	2	2
Agropecuário	18	22	25	25
Transportes	192	225	261	269
Industrial	99	133	160	165
Emissões fugitivas ⁽²⁾	12	27	36	38
TOTAL	396	519	622	641

*Notas**(1) Não inclui sistemas isolados**(2) 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 2011, por 74% das emissões. Apesar deste PDE 2021 prever uso mais intenso de etanol e biodiesel e ações para mitigar emissões na indústria, ambos os setores permanecerão responsáveis pela maior parte das emissões no final do horizonte decenal, ainda que sua participação caia para 68%.

As emissões do setor de transportes (em 2011, 49% 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 neste PDE 2021 sejam levadas em conta as iniciativas do Plano Nacional de Logística e Transportes (PNLT), que favorecem a redução das emissões nesse setor 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 reduzido nos últimos dois anos, como resultado de problemas conjunturais associados a fatores climáticos e econômicos, espera-se que o setor se recupere no médio prazo. O cenário, portanto, indica uma preferência crescente pelo etanol nos veículos *flex* ao longo do horizonte decenal, o que permitirá, em 2021, redução de sete pontos percentuais, para 42%, na participação do setor de transportes nas emissões totais pela produção e uso de energia.

A contribuição do etanol para a redução de emissões de gases no Brasil é, de fato, relevante. Apenas para efeito ilustrativo, em 2011, mesmo com a queda no consumo de etanol, as emissões do setor de transportes poderiam ter sido 16% superiores caso fosse consumida gasolina "A" em vez de etanol. Em 2021, caso o cenário de oferta de etanol se confirme, estima-se que esse abatimento atinja 34% do valor projetado para o setor de transportes (269 MtCO₂).

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 emissões fugitivas, conforme indica o Gráfico 132. As emissões do setor energético somadas às fugitivas passarão de 9% em 2011 para 13% em 2021. Esse movimento é reflexo das projeções de aumento nas atividades de produção e refino de petróleo no horizonte decenal.

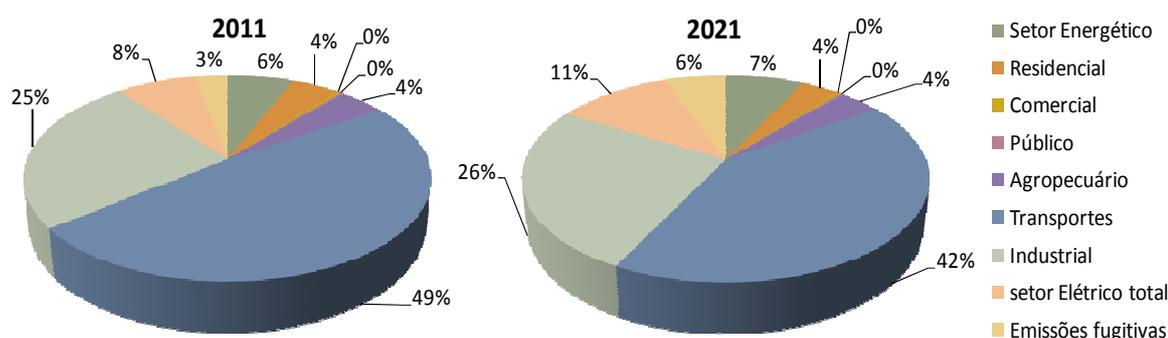


Gráfico 132 – Participação setorial nas emissões de GEE pela produção e uso de energia

Fonte: EPE

É importante destacar que as emissões da rubrica setor energético são menores do que aquelas projetadas no PDE 2020. Isso acontece devido à mudança na alocação das emissões decorrentes da autoprodução de energia elétrica nas instalações de produção e refino de petróleo, que passaram a constar na rubrica setor elétrico na parcela correspondente à autoprodução e não mais no setor energético. Por consequência, aumentaram as emissões do setor elétrico comparativamente às projeções do ciclo anterior e também a participação desse setor nas emissões, atingindo 11% em 2021. Essa nova alocação é tecnicamente mais consistente e deixa mais claro o uso final responsável pelas emissões.¹⁶⁰

Tomando como base o segundo inventário brasileiro de emissões [228], o crescimento das emissões do setor energético terá sido de 95% desde 2005 até 2021¹⁶¹. Embora elevado, esse incremento é inferior, no mesmo período, ao do consumo final energético (101%) e ao do PIB (103%). Ou seja, no final do horizonte, tanto a intensidade de carbono no uso da energia (tCO₂/tep) quanto a intensidade de carbono na economia (tCO₂/US\$) serão menores do que aquela verificada em 2005, atendendo à meta previamente fixada. A Tabela 171 apresenta esses resultados.

Tabela 171 – Intensidade de carbono na economia brasileira devido à produção e ao uso da energia

Item	Unidade	2005	2020	2021
Emissões de GEE na produção e uso de energia	10 ⁶ tCO ₂ -eq	329	622	641
PIB	R\$ bilhões [2010]	2.967	5.734	6.021
Consumo final energético	10 ⁶ tep	182,7	353,2	367,5
Intensidade de carbono no uso da energia	kgCO₂-eq/tep	1.801	1.761	1.744
Intensidade de carbono na economia	kgCO₂-eq/R\$ 10³ [2010]	110,9	108,5	106,5

Fontes: MCT, IPEA, EPE.

Nota: A equivalência de CO₂ é dada pela métrica do GWP para 100 anos (CH₄=21 e N₂O=310).

¹⁶⁰ Esse avanço é resultado do aprimoramentos dos dados de entrada referentes ao consumo de combustíveis nos setores de exploração, produção e refino de petróleo.

¹⁶¹ De acordo com o 2º inventário, em 2005 as emissões de GEE do setor energético foram de 329 MtCO₂-eq.

Em adição, a expansão da oferta e do consumo de energia visualizadas no PDE 2021 atende à meta expressa em termos do valor absoluto das emissões no ano 2020 (intervalo entre 634 e 680 MtCO₂), com a projeção das emissões situando-se abaixo do limite inferior do intervalo. Assim, pode-se afirmar que o objetivo do PDE 2021, no tocante às emissões de GEE, é plenamente atendido. É importante destacar, no entanto, que a projeção das emissões de GEE abaixo dos limite inferior pré-estabelecido é favorecido em parte pelas revisões do cenário econômico, que nesse PDE 2021 é ligeiramente mais tímido que aquele projetado pelo PDE 2020, utilizado para a constuição da meta setorial de emissões.

Vale ressaltar que, comparativamente a outros países, sobretudo 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 países¹⁶².

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 absolutas¹⁶³, graças à participação de fontes renováveis em sua matriz. A estratégia de expansão da oferta de energia apresentada neste PDE 2021 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.

3. Geração hidrelétrica

3.1 Projetos analisados

A expansão da oferta de energia elétrica visualizada neste PDE 2021 compreende a implantação de 34 usinas hidrelétricas (UHEs) no horizonte decenal, distribuídas por todas as regiões do país. Num primeiro período estão previstas 15 usinas, que somam 22.369 MW. Trata-se de projetos que já dispõem de Licença Prévia (LP), isto é, passaram pelo leilão de expansão da oferta de energia, estando, portanto, em fase de implantação. Além dessas, estão planejadas outras 19 UHEs, somando

¹⁶² 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 [242]). 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%.

¹⁶³ 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 [223].

19.672 MW. No total, prevê-se aumento de 42.040 MW na potência instalada do parque hidrelétrico brasileiro (ver Capítulo III – Geração de Energia Elétrica).

A Figura 28 apresenta a distribuição espacial das UHEs 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 (86,5%). Essa região constitui a fronteira hidrelétrica do país; nela se localiza grande parte do potencial hidrelétrico brasileiro ainda não explorado.



Figura 28 – Localização da usinas hidrelétricas planejadas

3.2 Análise socioambiental

A primeira etapa da análise das UHEs do PDE 2021 consistiu na avaliação processual, onde foram examinados os prazos do processo de licenciamento ambiental de cada projeto, envolvendo os estudos e procedimentos exigidos pelos órgãos ambientais e agências reguladoras. Nessa etapa só foram considerados os projetos candidatos para o período 2017-2021, uma vez que as UHEs do período 2012-2016 têm sua data de entrada em operação determinada pelo leilão de concessão. Dessa avaliação resultou a estimativa da data (ano) recomendada para entrada em operação de cada

projeto hidrelétrico. O detalhamento da metodologia aplicada pode ser encontrado em nota técnica específica [219].

Na segunda etapa tratou-se da avaliação socioambiental de todas as UHEs contempladas neste PDE 2021, considerando-se os impactos socioambientais e os benefícios socioeconômicos associados a cada uma. Essa avaliação teve em vista as características do projeto e da região onde ele está localizado. A exemplo de ciclos anteriores, foram utilizados indicadores que permitiram a quantificação dos impactos e dos benefícios de cada projeto. A metodologia foi aprimorada com o *workshop* “Indicadores Socioambientais para o Plano Decenal de Energia (PDE)”, que contou com a participação de especialistas não vinculados à EPE e orientou a reavaliação dos indicadores. A descrição da metodologia utilizada na avaliação está documentada em nota técnica específica [218].

Nessas condições, para efeito da avaliação socioambiental das UHEs do PDE 2021 foram estabelecidos nove indicadores de impactos e benefícios mais frequentemente associados à implantação de UHEs, os quais foram classificados em: indicadores de impactos ambientais, indicadores de impactos socioeconômicos e indicadores de benefícios socioeconômicos. Os indicadores considerados foram:

- indicadores de impactos ambientais
 - perda de vegetação nativa
 - transformação de ambiente lótico em lêntico
 - interferência em unidade de conservação
- indicadores de impactos socioeconômicos
 - população afetada
 - interferência em terras indígenas
 - interferência na infraestrutura
- indicadores de benefícios socioeconômicos
 - geração de empregos
 - incremento da arrecadação municipal temporária (ISS)
 - incremento da arrecadação permanente (compensação financeira)

Todos os indicadores foram avaliados em uma escala entre 0 e 1. Quanto maior o valor, isto é, quanto mais próximo da unidade, 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.

Para fins de análise, 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. A Figura 29 ilustra o esquema da avaliação socioambiental aplicado às UHE do PDE 2021.

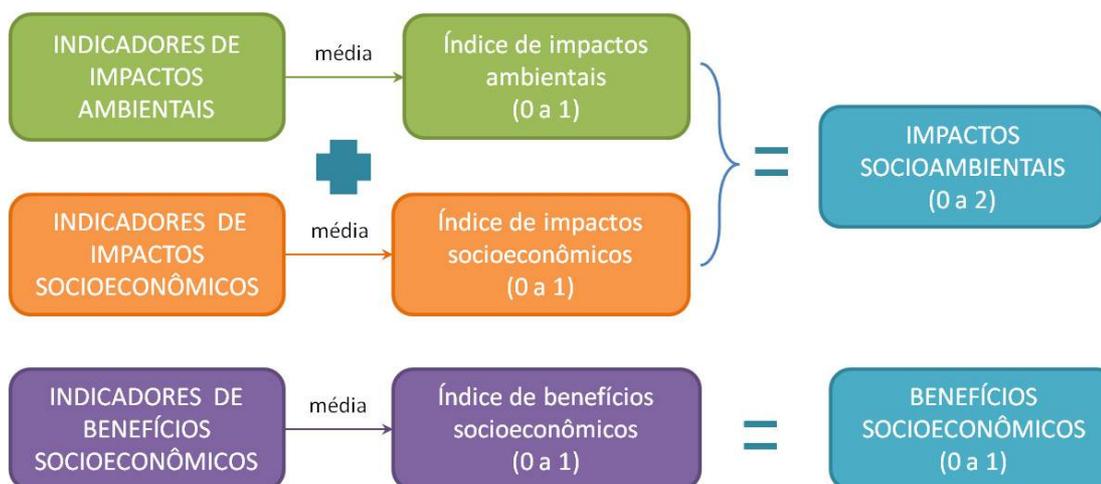


Figura 29 – Esquema da avaliação socioambiental de usinas hidrelétricas

Observe-se que 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 maior peso aos impactos do que aos benefícios, privilegiando-se a avaliação dos efeitos locais provocados pelos projetos hidrelétricos. Em geral, na ambiência local, predominam os efeitos negativos sobre os positivos. Mas deve-se observar ainda que efeitos de âmbito regional, como a geração de energia, e até globais, como a contribuição do projeto para o controle das emissões de GEE, não foram considerados.

No conjunto das UHEs analisadas, os impactos socioambientais de maior destaque nas regiões Norte e Centro-Oeste são a perda de vegetação nativa e a interferência em UC e TI. Em relação aos benefícios socioeconômicos, destacam-se a geração de empregos e o aumento da arrecadação dos municípios, significativos nessas regiões em razão do nível de desenvolvimento dessas municipalidades. Nas demais regiões, em geral, os impactos socioambientais dos empreendimentos são menores, assim como os benefícios, dadas as dinâmicas socioeconômicas regionais historicamente constituídas. Existem ainda questões indígenas no Sudeste. Em todas as regiões, merecem destaque a biodiversidade aquática, representada pelo trecho de rio alagado, em função da transformação do ambiente lótico em lêntico, e a organização do território, em função do contingente populacional atraído pela implantação dos empreendimentos.

Para a melhor visualização dos potenciais impactos socioambientais e benefícios socioeconômicos do conjunto de UHEs previsto no PDE 2021, os resultados da avaliação socioambiental foram representados no Gráfico 133.

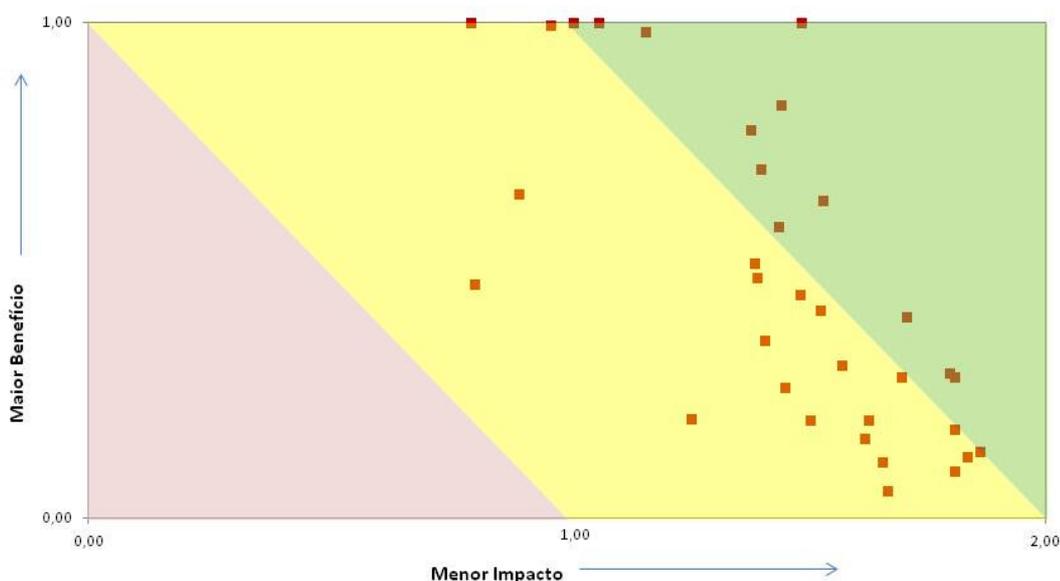


Gráfico 133 – Impactos socioambientais e benefícios socioeconômicos das UHE do PDE 2021

Nesse gráfico podem ser reconhecidas três regiões distintas. A mais à direita, tendo como referência o eixo das abscissas (eixo horizontal), e a mais elevada, tomando como base o eixo das ordenadas (eixo vertical), 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 mais à esquerda e mais abaixo do gráfico. A avaliação socioambiental das UHEs do PDE 2021 não indicou nenhuma dessas usinas nessa área. A região intermediária compreende a faixa onde a relação entre impactos e benefícios tende a ser mais equilibrada. Do conjunto de UHEs do PDE 2021, a maior parte (65%) está situada nessa área intermediária.

Importa salientar que 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 UHEs, como por exemplo: aplicação de recursos em unidades de conservação existentes; criação de novas áreas de proteção ambiental; 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.

Por fim, deve-se destacar que a avaliação socioambiental dos projetos previstos para o período 2017-2021 baseou-se, muitas vezes, em dados e informações provenientes de estudos de inventário hidrelétrico. A abordagem desses estudos, em escala regional e com foco no conjunto dos aproveitamentos da bacia hidrográfica investigada, não oferece a mesma qualidade dos estudos de impacto ambiental (EIA), disponíveis somente para os casos de projetos na fase de viabilidade. Assim, é de se esperar que o tratamento das questões socioambientais presentes em cada UHE do PDE 2021 que ainda não dispõe de licença prévia evolua em precisão e confiabilidade com o avanço dos estudos ambientais nas etapas subsequentes.

4. Energia eólica, bioeletricidade e PCH

4.1 Projetos analisados

No Brasil, o potencial promissor das fontes renováveis não tradicionais as coloca como principais alternativas de complementação à geração hídrica, especialmente ao se considerar as possibilidades de sinergia entre essas fontes e a hidrelétrica, seja pela complementaridade entre os regimes sazonais, seja pela capacidade de gestão energética que os reservatórios e o sistema de transmissão oferecem.

Exclusive as UHEs, as fontes renováveis consideradas neste PDE 2021, tratadas no Capítulo III - Geração de Energia Elétrica como "outras fontes renováveis", são as centrais eólicas, a bioeletricidade e as PCHs. Centrais eólicas destacam-se pelo geralmente reduzido impacto ambiental, por sua base tecnológica industrial e pela experiência operativa acumulada nos últimos anos em todo o mundo. A bioeletricidade, na medida em que aproveita resíduos de cana-de-açúcar (biomassa) e pela maior eficiência energética possibilitada pela cogeração, mostra-se uma opção sustentável em termos ambientais. E as centrais hidrelétricas de pequeno porte, as PCH, são opções classicamente consideradas quando se trata de fontes renováveis tidas como de baixo impacto ambiental.

O desenvolvimento tecnológico e políticas públicas de incentivo ao uso de fontes renováveis têm contribuído para garantir espaço para essas fontes na matriz elétrica brasileira. De fato, especialmente a energia eólica e a bioeletricidade vêm gradativamente aumentando suas participações na matriz elétrica brasileira, inclusive com evidências de efetiva competitividade, como se depreende dos resultados dos leilões de expansão da oferta de energia realizados nos últimos anos.

Em razão das características dessas fontes, principalmente o curto prazo de maturação dos empreendimentos, a análise ambiental foi orientada para os projetos cuja integração ao sistema se fará no curto prazo (três anos). 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 2011. As avaliações levaram em conta os temas socioambientais mais relevantes e de destaque no cenário nacional. A evolução da capacidade instalada das fontes renováveis (centrais eólicas, bioeletricidade e PCH) é encontrada no Capítulo III – Geração de Energia Elétrica.

A Figura 30 apresenta a localização dos projetos de fontes renováveis já contratados e em construção, considerados neste Plano e cuja integração ao sistema se dará entre 2011 e 2013. A expansão da geração eólica se concentra, no 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 nos estados de 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 principalmente nas regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste.

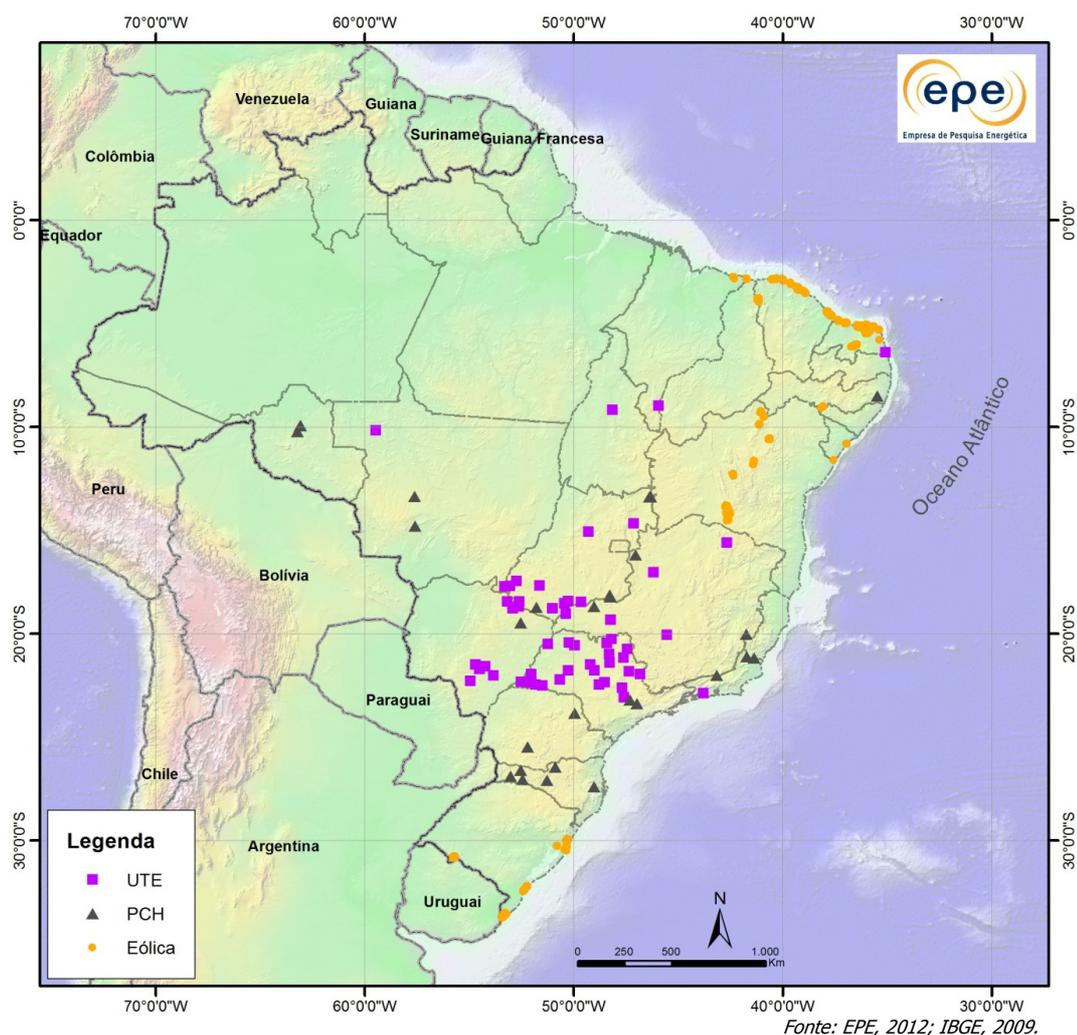


Figura 30 – Localização das fontes renováveis contratadas no horizonte de 2011 a 2013

4.2 Análise socioambiental

O aproveitamento dos ventos para geração de energia elétrica apresenta elementos ambientais favoráveis na medida em que prescinde do uso da água como elemento motriz. Além disso, há possibilidade da quase totalidade da área do parque eólico ser utilizada para outros fins, como pecuária e atividades agrícolas. Outra vantagem é a rápida implantação dos projetos. Por não emitirem gases na produção de energia, centrais eólicas se incluem na estratégia brasileira para atingir as metas de redução de emissões de GEE. Por outro lado, são questões relevantes a interferência de projetos com áreas ambientais protegidas, bem como a regularização fundiária de alguns sítios. Esses aspectos estão, em geral, convenientemente tratados nos projetos em implantação visualizados no PDE 2021.

O adequado gerenciamento das questões ambientais relacionadas à bioeletricidade tendem a aumentar a aceitabilidade dessa fonte, contribuindo para a sustentabilidade de todo o processo produtivo, desde sua etapa agrícola até a etapa industrial. De fato, os aperfeiçoamentos introduzidos na etapa agrícola, como o impedimento à queima de resíduos no campo e a melhoria no tratamento das questões sociais, têm resultado em visíveis benefícios para a disponibilização da biomassa para

produção de energia. Além disso, considerado o balanço de todo o processo, não há emissões de GEE na produção de bioeletricidade a partir da biomassa da cana-de-açúcar pois o dióxido de carbono (CO₂) liberado na queima para geração de energia é absorvido durante a fotossíntese da vegetação. Assim, também a bioeletricidade tem papel relevante na estratégia brasileira para atingir as metas de redução de emissões de GEE.

Com relação às PCHs, os impactos negativos mais relevantes estão associados à interferência na biodiversidade aquática e nas áreas de preservação permanente (APP). Em alguns casos, há também conflitos com população indígena na área de influência dos projetos. O enfrentamento dessas questões tem basicamente as mesmas características do caso das UHE, porém se coloca em uma escala significativamente reduzida, o que pode facilitar a gestão ambiental.

Do ponto de vista do processo de licenciamento ambiental das centrais eólicas, das centrais de bioeletricidade e das PCHs observou-se considerável avanço institucional nos últimos anos, muito em razão da crescente demanda por novos licenciamentos, requerendo aperfeiçoamento de critérios e procedimentos. Contudo, há ainda um longo caminho a percorrer. Esses projetos em geral são objeto de licenciamento no âmbito estadual e a legislação ambiental nessa esfera administrativa varia bastante, com diferenciação de requisitos e limites de tolerância. Isso por vezes impõe dificuldades à implantação e cria incertezas para os empreendedores.

5. Transmissão de energia elétrica

5.1 Projetos analisados

Ao final de 2011, a extensão da rede básica de transmissão do SIN (tensão igual ou superior a 230kV) era de cerca de 100 mil km [237], conforme indicado no Capítulo IV – Transmissão de energia elétrica deste PDE 2021. No horizonte deste Plano, prevê-se expandir essa rede com 168 novas linhas com extensão igual ou superior a 10 km, perfazendo aproximadamente 40.863 km, um acréscimo de 41% à malha existente. Desse conjunto de empreendimentos, 150 estão previstos para serem instalados até 2016, ou seja, no primeiro quinquênio do horizonte decenal, sendo que 78 já foram licitados [207]. A Figura 31 apresenta a distribuição espacial dessas linhas.

5.2 Análise socioambiental

Diferentemente do critério adotado nos ciclos anteriores, em que se considerou na análise socioambiental das linhas de transmissão planejadas um corredor de 20 km em meio ao qual corria a linha, neste PDE 2021 considerou-se a largura da faixa de servidão, que varia conforme a tensão da linha. Com esses procedimentos tem-se maior precisão nas informações e análises. Deve-se ressaltar, contudo, que a maioria dos impactos socioambientais das linhas de transmissão não ocorre ao longo de toda a extensão nem de toda a largura da faixa de servidão. Por exemplo, quando uma linha atravessa área de vegetação nativa, já há mais de uma década tem-se alteado as torres de transmissão de forma a preservar a vegetação arbórea na área sob os cabos. Nesses casos, uma vez concluídas as obras de implantação do empreendimento e recuperadas as áreas temporariamente afetadas, somente as áreas das torres ficam desprovidas de vegetação. A Tabela 172 apresenta a

largura da faixa de servidão adotada para efeito da análise socioambiental desenvolvida no âmbito deste PDE 2021, considerando a tensão da linha e o número de circuitos.



Fonte: EPE, 2012; IBGE, 2009; Funai, 2011; MMA, 2011.

Figura 31 – PDE 2021: linhas de transmissão planejadas

Tabela 172 – Largura da faixa de servidão das LT planejadas, por tensão e número de circuitos

Tensão kV	Largura da faixa de servidão, m	
	Circuito simples	Circuito duplo
230	40	68
345	50	-
440	60	-
500	60	100
600	72	120
800	100	-

Nesta análise, os traçados das linhas foram demarcados com base nos relatórios R1 (corredor preliminar) ou R3 (traçado preliminar) das linhas, documentos técnicos básicos para os editais de leilão para definição dos empreendedores, utilizando-se SIG e imagens de satélite. Para os casos em que só se dispunha do R1, considerou-se o eixo do corredor preliminar como sendo o traçado da linha. Nos casos em que nem o R1 estava disponível, os traçados foram estabelecidos por meio do aplicativo ArcGis, desviando-se de áreas de restrições socioambientais, como UC e respectivas zonas de amortecimento, TI, cavernas conhecidas, 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 2.650 km². Desse total, 1.225 km² (46%) são áreas com vegetação nativa, das quais 35% se localizam no Cerrado, 32% na Amazônia, 23% na Caatinga, 9% na Mata Atlântica, 1% nos Pampas e 0,9% no Pantanal. Mais da metade da área total requerida para a expansão do sistema de transmissão, 54%, são áreas ocupadas, entre outros, por agricultura, pecuária e áreas urbanas. A Tabela 173 e o Gráfico 134 ilustram o exposto.

Tabela 173 – Área ocupada pela expansão de LT (faixa de servidão), km²

Cobertura vegetal e uso do solo	Bioma						Total
	Cerrado	Amazônia	Caatinga	Mata Atlântica	Pampas	Pantanal	
Vegetação nativa	422,2	389,1	277,1	111,0	14,6	10,9	1.224,9
Silvicultura	9,4	0,1	0,0	11,0	1,0	0,0	21,5
Pastagem e agropecuária	240,0	312,8	272,7	195,2	10,0	6,9	1.037,6
Agricultura	97,3	30,7	1,2	73,1	14,5	0,1	216,8
Área urbana	2,9	1,5	0,6	3,0	0,4	0,0	8,5
Outros ⁽¹⁾	68,5	62,2	1,5	8,3	0,6	0,2	141,2
TOTAL	840,3	796,4	553,1	401,6	41,1	18,0	2.650,5

⁽¹⁾ Inclui água, dunas e áreas não classificadas e/ou degradadas por mineração

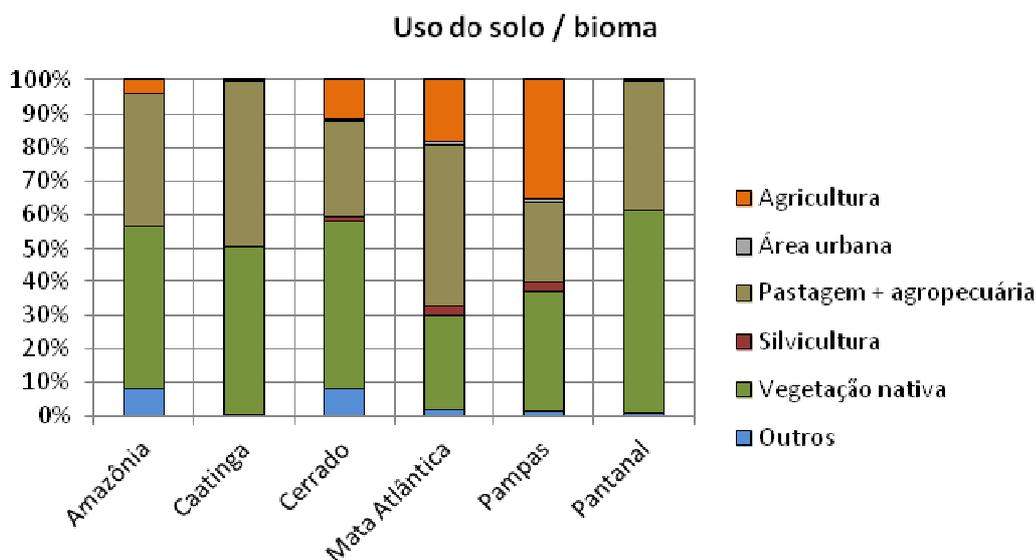


Gráfico 134 – Área ocupada pela expansão de LT (faixa de servidão), por bioma e ocupação do solo, %

A análise socioambiental da expansão do sistema de transmissão contemplada neste PDE 2021 revelou que as principais áreas de interesse socioambiental (áreas protegidas, áreas consideradas prioritárias para conservação da biodiversidade e assentamentos do Inbra) que poderão ser afetadas são as apresentadas na Tabela 174. As principais interferências ocorrem em áreas classificadas como prioritárias para a conservação da biodiversidade, cerca de 800km² ou 72% do total, seguidas de assentamentos do Inbra (16%) e UC de uso sustentável (10%). O Gráfico 135 apresenta a proporção das interferências potenciais em áreas de interesse socioambiental por bioma.

Tabela 174 – Interferências das novas LT (área da faixa de servidão) com áreas de interesse socioambiental, km²

Tipo de área	Bioma						Total
	Amazônia	Cerrado	Mata Atlântica	Caatinga	Pampas	Pantanal	
UC proteção integral	1,01	0	1,0	0	0,2	0	2,2
UC uso sustentável	29,6	47,2	27,3	8,7	0,9	0	113,7
UC categoria não informada	0	0,2	0,2	0,9	0	0	1,3
Terra indígena	11,8	0	0	0	0	0	11,8
Assentamento do Inbra	152,5	14,4	5,3	7,1	0,2	0,1	179,6
APCB	309,9	314	83,0	71,7	15,6	4,6	798,8
TOTAL	504,7	375,6	116,9	88,3	16,9	4,8	1.107,4

UC: unidade de conservação; APCB: área prioritária para conservação da biodiversidade

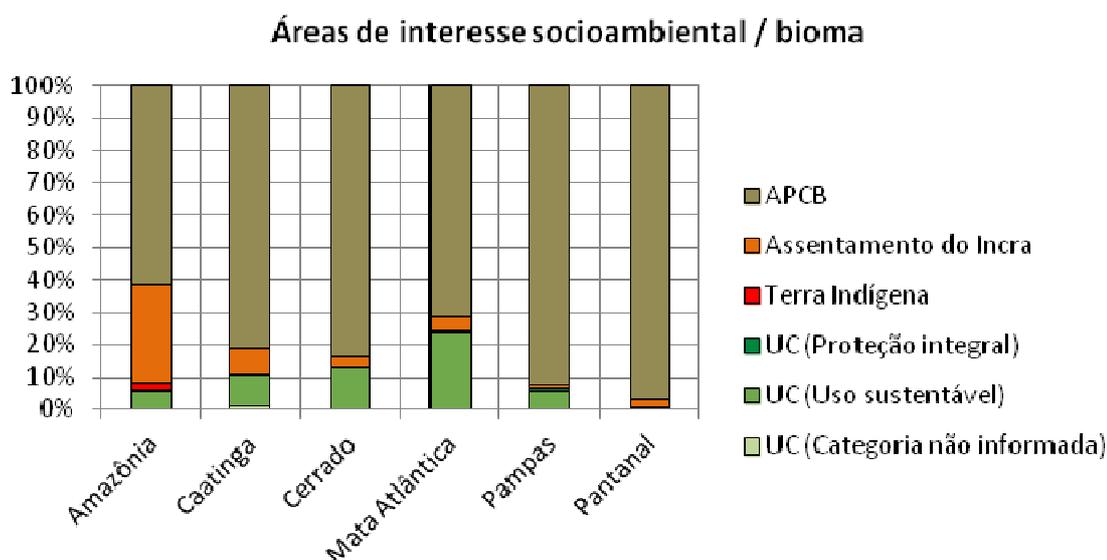


Gráfico 135 – Proporção das interferências da expansão de LT (área da faixa de servidão) com áreas de interesse socioambiental, por bioma (%)

6. Produção de petróleo e gás natural

A análise de sensibilidade ambiental das unidades produtivas de petróleo e gás natural realizada neste PDE 2021 teve por objetivo mapear a sensibilidade ambiental das áreas já contratadas e com produção prevista para iniciar no decênio.

Em complemento, foram estimados os benefícios socioeconômicos auferidos no horizonte do PDE 2021 com a exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural, constituídos basicamente pelos *royalties*, participações especiais e empregos gerados.

6.1 Análise de sensibilidade ambiental

Inicialmente buscou-se identificar as áreas de E&P de petróleo e gás natural que sustentam a curva de produção considerada neste PDE 2021 (ver Capítulo V). Para tanto, adotou-se procedimento consistente ao aplicado ainda nas análises realizadas com vistas à modelagem das projeções de produção quanto às áreas contratadas e não contratadas para atividades de E&P. . Dessa forma, para efeito da análise de sensibilidade ambiental, não foram consideradas:

- as áreas que têm sido tradicionalmente excluídas pelo Ibama das rodadas de licitação da ANP de novas áreas para E&P de petróleo e gás natural, por serem consideradas muito sensíveis aos impactos associados a essas atividades;
- as áreas da União ainda não contratadas.

Assim, foram identificadas 336 unidades produtivas, as quais foram analisadas 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 [231].

Uma vez sobreposta a localização das unidades produtivas às áreas de sensibilidade ambiental, atribuiu-se pontuação para:

- os graus de sensibilidade associados a cada área;
- a localização de cada unidade produtiva no interior ou na proximidade de UC, APCB ou área de restrição temporária à perfuração.

O somatório dessas pontuações resultou em um grau de sensibilidade para cada unidade produtiva variando de 0 (mais baixa sensibilidade) a 11 (mais elevada sensibilidade). Por esse procedimento, a maior parte das unidades produtivas (80% do total de 336) apresentaram grau igual ou inferior a 5, considerado de sensibilidade intermediária.

A sobreposição da localização das unidades produtivas planejadas para entrar em produção no decênio com as áreas de sensibilidade ambiental resultou no mapa apresentado na Figura 32.

A maior parte das unidades produtivas da região Sudeste estão localizadas na zona *offshore* ultraprofunda, tida como de menor sensibilidade ambiental. As bacias de Campos e de Santos concentram grande parte das unidades produtivas e do volume de produção nacional. Nessas bacias, a maioria das unidades encontra-se em áreas classificadas como de baixa sensibilidade. Apenas algumas estão em áreas de sensibilidade intermediária. Porém, a grande quantidade de plataformas de exploração e navios para transporte da produção de petróleo aumenta o risco de impactos ambientais em decorrência de eventual acidente, demandando gestão permanente. Além disso, os estudos de sísmica e ainda o transporte do óleo extraído podem provocar impactos em cetáceos e nas atividades pesqueiras. Com efeito, a limitação da área de pesca em decorrência das atividades de E&P é fonte do principal conflito relacionado ao petróleo na região Sudeste.

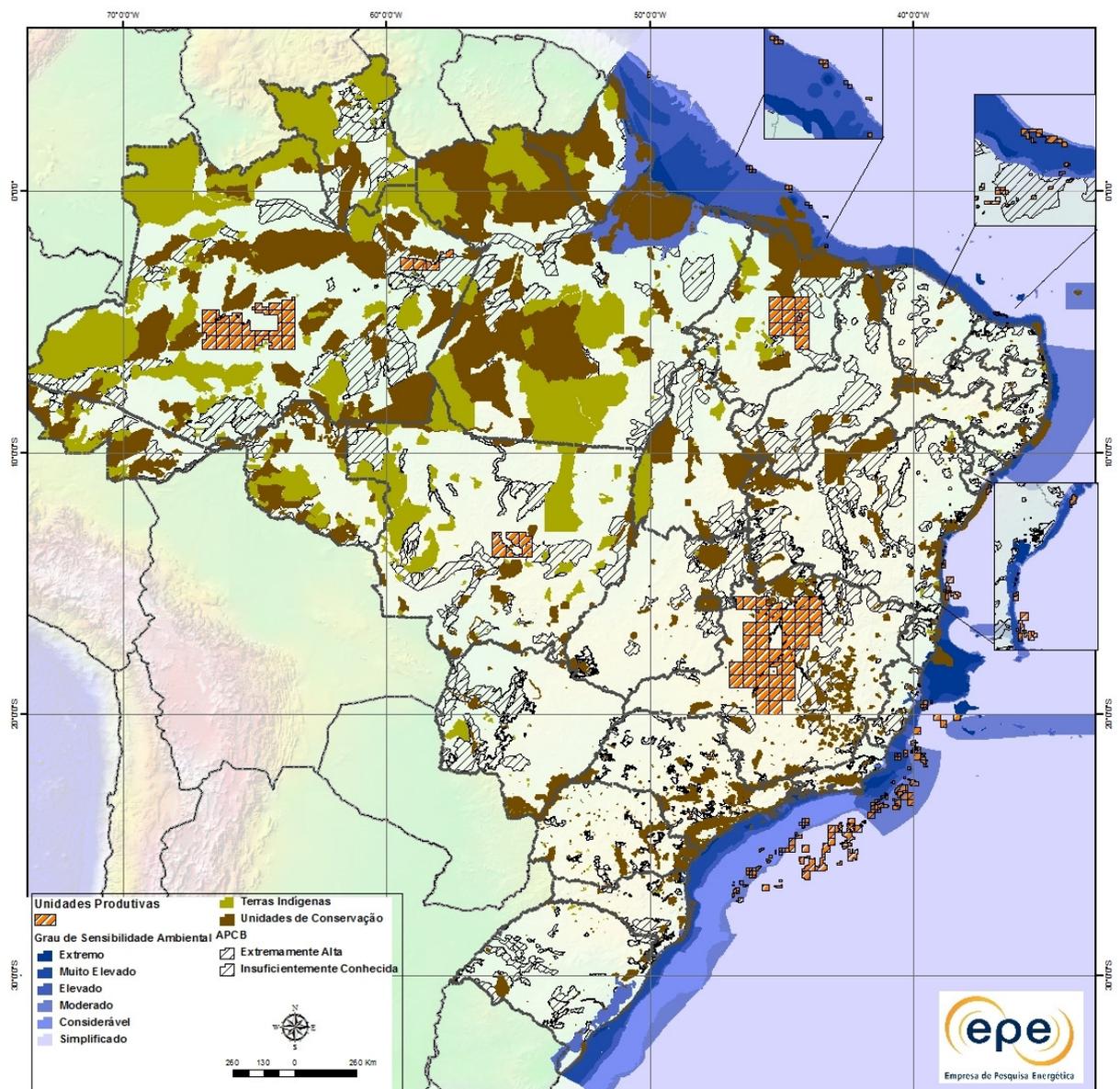


Figura 32 – Unidades Produtivas de E&P planejadas e mapa de sensibilidade ambiental

Na região Nordeste, são relevantes os potenciais conflitos da atividade com o turismo e a pesca (exclusão de áreas). Devido à proximidade da costa, as estruturas de E&P *offshore* na região afetam negativamente a paisagem e, potencialmente, o turismo. Além disso, no caso de acidente - vazamento, por exemplo-, a proximidade pode dificultar uma medida mitigatória em tempo hábil para que o óleo não atinja a costa. A presença de bancos de corais e de algas calcáreas, além da ocorrência de sirênios, faz com que essa área tenha grande importância biológica. De fato, algumas unidades produtivas localizadas no litoral estão em áreas de sensibilidade muito elevada. Na região, as unidades *onshore* não estão, em geral, próximas a UC, refletindo o acordo entre o Ibama e a ANP.

Por fim, na região Norte, os impactos da exploração de petróleo tendem a ser menores, devido ao pequeno número de unidades produtivas planejadas, tanto na área terrestre como na marítima. Ressalte-se, contudo, tratar-se de bioma de alta diversidade de ambientes aquáticos. Algumas unidades localizadas no litoral estão em áreas de sensibilidade muito elevada.

O risco ambiental associado a qualquer atividade de exploração de recursos energéticos depende principalmente da sensibilidade do ambiente, da probabilidade de ocorrer um acidente e das características do recurso explorado. No caso do petróleo, uma das características é a densidade do óleo produzido. O óleo dito pesado é considerado mais danoso ao meio ambiente em caso de acidente. Neste PDE 2021, apenas 31% da produção de óleo prevista é do tipo pesado (ver Capítulo V). Em adição, deve-se considerar que a maior parte desse volume será produzido na bacia de Campos, em áreas de sensibilidade baixa a moderada.

Embora simplificada, esta análise de sensibilidade ambiental revela elementos de preocupação que demandam ações adequadas de gestão ambiental. Por outro lado, indica que o mapeamento dos riscos ambientais das atividades de E&P de petróleo e gás natural visualizadas neste PDE 2021 encontram-se em níveis aceitáveis e controláveis.

6.2 Benefícios socioeconômicos

Em razão da repercussão potencial dos benefícios socioeconômicos no desenvolvimento das localidades e das áreas de influência das unidades produtivas, foram estimados os empregos gerados e as participações governamentais (*royalties* e participações especiais) associados às atividades de E&P de petróleo e gás natural. Não foi estimado o benefício econômico correspondente ao Fundo Especial, constituído com parcela de 10% dos *royalties* gerados pelas lavras na plataforma continental, que beneficiará todas as unidades da Federação e municípios.

Para efeito desta avaliação 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 visualizada neste Plano..

Cumprе salientar ainda que a arrecadação decorrente das atividades de E&P varia em função de vários fatores, como o volume de recursos não descobertos que poderão ser adicionados, a variação nos preços internacionais do petróleo e do gás natural e também a taxa de câmbio. Assim, a estimativa aqui apresentada deve ser vista apenas como uma simples indicação do potencial de arrecadação que oferecem as atividades de E&P.

Nessas condições, em função das atividades de E&P planejadas para o decênio, estima-se:

- a geração de 75 mil empregos diretos no pico das atividades, em 2015 [204];
- a geração de 100 mil empregos indiretos, considerando as outras atividades da cadeia produtiva do petróleo considerando as outras atividades da cadeia produtiva do petróleo;
- a arrecadação destinada a estados e municípios de cerca de R\$ 267 bilhões nos próximos dez anos.

7. Etanol

A oferta de etanol prevista neste PDE 2021 aponta para uma expansão de 154% da produção desse combustível no horizonte decenal, passando de 28 bilhões, em 2012, para 71 bilhões, em 2021. Embora haja, em geral, alternativas técnicas para controle e mitigação dos impactos ambientais

relacionados ao cultivo da cana-de-açúcar e ao seu processamento industrial, não se deve afastar, em razão da expansão prevista para o decênio, a necessidade de acompanhamento de eventuais vetores de degradação ambiental. Sob o ponto de vista socioeconômico, questões associadas às condições laborais e à supressão de postos de trabalho em razão da mecanização do plantio e da colheita devem ser observadas.

De acordo com o levantamento sistemático da produção agrícola [221], a área colhida de cana-de-açúcar (para todos os fins) no país, em 2011, foi de aproximadamente 9 milhões de hectares. Segundo dados da Produção Agrícola Municipal 2010 [222], cerca de 66% dessa área plantada concentrava-se na região Sudeste, 13% no Centro-Oeste e 14% no Nordeste. A participação das regiões Sul e Norte foram, respectivamente, de 7% e 0,4%. A Figura 33 indica a localização das usinas de açúcar e etanol e a quantidade de cana-de-açúcar produzida por município em 2010.



. Fonte: EPE, com base em IBGE, 2011 [222]; IBGE, 2003; Funai, 2011; MMA, 2011.

Figura 33 - Produção de cana-de-açúcar por município e usinas de etanol em operação, 2010

Na produção de etanol a partir da cana-de-açúcar, os fatores socioambientais que mais se destacam são:

- disponibilidade hídrica;
- uso do solo atual e futuro na área de expansão;
- disponibilidade e aptidão da terra; e
- questões associadas à mão de obra.

Para avaliá-los, foram identificadas e delimitadas as prováveis áreas de expansão da cana-de-açúcar ao longo do horizonte decenal.

A Figura 34 apresenta áreas de expansão do cultivo da cana na principal região produtora do país. O polígono nela marcado foi delimitado com base na concentração das usinas projetadas para o decênio. Ressalva-se que os projetos considerados estão previstos predominantemente para os cinco primeiros anos do período de análise.¹⁶⁴ Sobrepondo esse polígono ao ZAE-Cana (Zoneamento Agroecológico da Cana), é possível notar que a expansão da cana deverá se dar em solos classificados como de aptidão média e alta. No Oeste do estado de São Paulo predomina o uso agrícola do solo e no restante da área, que inclui o Triângulo Mineiro, o Sul de Goiás, o Norte do Paraná e o Sul do Mato Grosso do Sul, predomina a pastagem. Essa distribuição espacial da expansão esperada do cultivo da cana autoriza supor que serão induzidas mudanças no uso do solo da região por meio da substituição de áreas de pastagem por áreas plantadas. No caso do Oeste paulista, a cana deverá substituir o plantio de outras culturas.

Estima-se que serão necessários 7,6 milhões de hectares de terra plantados com cana para o abastecimento das usinas em operação e das projetadas na área de expansão indicada na Figura 34, dos quais 2,44 milhões de hectares correspondem à expansão do cultivo. Ao fim do decênio, ou seja, em 2021, o polígono demarcado como área de expansão corresponderá a até 56% da área total de cultivo de cana no país, estimada então em 13,5 milhões de hectares, conforme indicado no Capítulo VIII – Oferta de Biocombustíveis.

Além da ampliação indicada acima, foram identificados mais dois eixos de possível expansão do plantio da cana. Ambos partem da divisa dos estados de Minas Gerais e Goiás, ao Sul do Distrito Federal. Um segue no sentido Norte e avança sobre Goiás. O outro segue no sentido Noroeste e avança sobre Minas Gerais. Esses eixos correspondem a áreas de aptidão média e alta para cultivo da cana, com disponibilidade hídrica e com infraestrutura já disponível ou projetada.

7.1 Aspectos ambientais

Etapa agrícola

¹⁶⁴ Em razão da abordagem utilizada no PDE, normalmente direcionada para aspectos macro-regionais, as análises subsequentes focam exclusivamente as áreas circunscritas ao polígono. A área delimitada foi sobreposta, com uso de SIG, ao mapa de uso do solo do PROBIO [230] e ao mapa do zoneamento agroecológico da cana-de-açúcar (ZAE-cana) [217].

¹⁶⁴ É exemplo desse tipo de iniciativa o Compromisso Nacional para aperfeiçoar as Condições de Trabalho na Cana-de-Açúcar, assinado em 25 de junho de 2009 por representantes do governo federal, dos trabalhadores rurais assalariados e dos empresários da agroindústria canavieira.

Os volumes de herbicidas e inseticidas utilizados na safra 2021/22, considerando a área plantada prevista de 13,5 milhões de hectares, podem alcançar 27 mil e 2 mil toneladas, respectivamente¹⁶⁵. 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-pecuária¹⁶⁶, 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:

- redução da compactação do solo;
- aumento na produtividade da pastagem;
- aumento da matéria orgânica do solo;
- maior controle da erosão do solo;
- diminuição no assoreamento de rios.

Etapa industrial

Na etapa industrial, as usinas têm reduzido o consumo de água utilizando tecnologias que aumentam a eficiência de seu uso. Segundo a ANA, a captação para uso industrial no setor sucroalcooleiro está, em média, em 1,8 m³/tc [206]. Caso adotada a legislação de uso da água conforme a aplicada no estado de São Paulo¹⁶⁷ e considerando a produção de cana-de-açúcar prevista para o ano de 2021 neste PDE, os níveis de captação atingiriam 1,1 bilhão de m³, volume que pode ser considerado ainda elevado. Segundo Olivério et alii [236], a quantidade de água contida na cana é suficiente para 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 2021 o volume estimado de produção de vinhaça será de 855 milhões de 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 ambientais¹⁶⁸ 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 [205] e a fermentação a vácuo [210], podem reduzir o volume de vinhaça produzido para 6,5 l/l de etanol e 3 l/l de etanol, respectivamente.

¹⁶⁵ Considerando os índices recomendados de 2,2 kg/ha para herbicida e de 0,16 kg/ha para inseticida. [226].

¹⁶⁶ Ressalta-se que a integração lavoura-pecuária vem sendo implantada em várias fazendas e os resultados demonstram que a rentabilidade da atividade rural aumenta[226].

¹⁶⁷ A Resolução SMA 67/08 [239] 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.

¹⁶⁸ Norma Técnica Cetesb P4.231, 2005. [214]

Percebe-se, portanto, que o setor sucroalcooleiro tem conseguido reduzir gradualmente seus impactos ambientais relacionados à etapa industrial de produção de etanol. Deve-se ressaltar ainda que as atividades de P&D voltadas para melhorias nos processos industriais de produção de etanol são expressivas no Brasil, quadro que deverá se manter diante das perspectivas de crescimento do setor. Espera-se, assim, que os avanços tecnológicos citados, e outros que possam ser incorporados progressivamente nas usinas planejadas e também nas usinas em operação, contribuam para que o setor continue melhorando seu desempenho ambiental.

7.2 Aspectos socioeconômicos

No mercado de trabalho do setor sucroalcooleiro a relação “empregos no cultivo/empregos no processamento” é da ordem de 0,4. Essa relação era de 0,9 em 1998, o que indica tendência de redução de mão-de-obra no cultivo, embora o número de trabalhadores nessa atividade ainda seja elevado. Já o mercado de trabalho no processamento da cana apresenta expansão. Esses dados permitem inferir que o ganho de produtividade, impulsionado especialmente pela mecanização da colheita, tem resultado na substituição de postos de trabalho insalubres e de baixa remuneração por outros que exigem níveis mais elevados de escolaridade e mesmo alguma capacitação técnica, e que oferecem remuneração mais alta. A Tabela 175 apresenta informações relacionadas aos empregos no cultivo da cana no decênio.

Mantém-se a tendência de crescimento da participação de fornecedores independentes na produção de cana observada nos ciclos anteriores de planejamento, ultrapassando a proporção de 50% em 2014, como mostra o Gráfico 136. Assim, permanecem válidas as considerações sobre a produção de cana em pequenas e médias propriedades, cujo aumento, mais do que significar a inserção de pequenos produtores no mercado, parece sinalizar nova modalidade de concentração do uso de terras produtivas. A crescente participação desses fornecedores no atendimento à demanda por cana-de-açúcar indica, ainda, que eles deverão concentrar, também, a força de trabalho na lavoura da cana. Portanto, iniciativas do poder público e da agroindústria canaveira visando a promoção de melhores condições para o trabalhador rural devem incorporar às discussões representantes dos fornecedores independentes e a eles estender suas ações.

Tabela 175 – Cana-de-açúcar: estimativa de empregos no cultivo, no decênio 2012-2021^(1,2)

Ano	São Paulo				Paraná, Minas Gerais, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul e Goiás			
	Produção (10 ⁶ t) ⁽³⁾		Empregos no cultivo ⁽⁴⁾		Produção (10 ⁶ t) ⁽⁵⁾		Empregos no cultivo ⁽⁴⁾	
	mecanizada	manual	mil	Var.%	mecanizada	manual	mil	Var.%
2012	268,6	89,5	79,4		105,6	70,4	60,7	
2013	309,8	97,8	87,1	9,6	128,2	72,1	62,5	3,0
2014	346,2	106,3	94,8	8,9	146,8	75,6	65,7	5,2
2015	380,2	113,6	101,4	7,0	165,1	77,7	67,7	3,1
2016	411,1	119,3	106,7	5,3	182,5	78,2	68,5	1,1
2017	439,5	124,0	111,1	4,1	199,4	77,5	68,2	-0,4
2018	466,4	127,7	114,7	3,3	216,1	75,9	67,1	-1,6
2019	497,8	132,3	119,1	3,8	235,4	74,3	66,1	-1,5
2020	527,7	136,1	122,7	3,1	254,5	71,8	64,3	-2,7
2021	560,7	140,2	126,7	3,3	275,6	68,9	62,3	-3,2

Notas:

- (1) Considerando estável no decênio a participação dos estados na produção nacional de cana em 2010 (SP: 59%; PR, MG, MS, MT, GO: 29%).
- (2) Considerando projeção da EPE para a expansão da produção de cana no decênio de modo a estimar a evolução do quadro geral do emprego na colheita da cana.
- (3) Considerando a variação do índice de mecanização de 75% até 80% de 2012 a 2021.
- (4) 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; desconsiderou-se ganho de produtividade em ambas as modalidades de colheita.
- (5) Considerando a variação do índice de mecanização de 60% até 80% de 2012 a 2021.

Fonte: Elaborado a partir de dados EPE, RAIS – Relação Anual de Informações Sociais e Pesquisa Agrícola Municipal - IBGE.

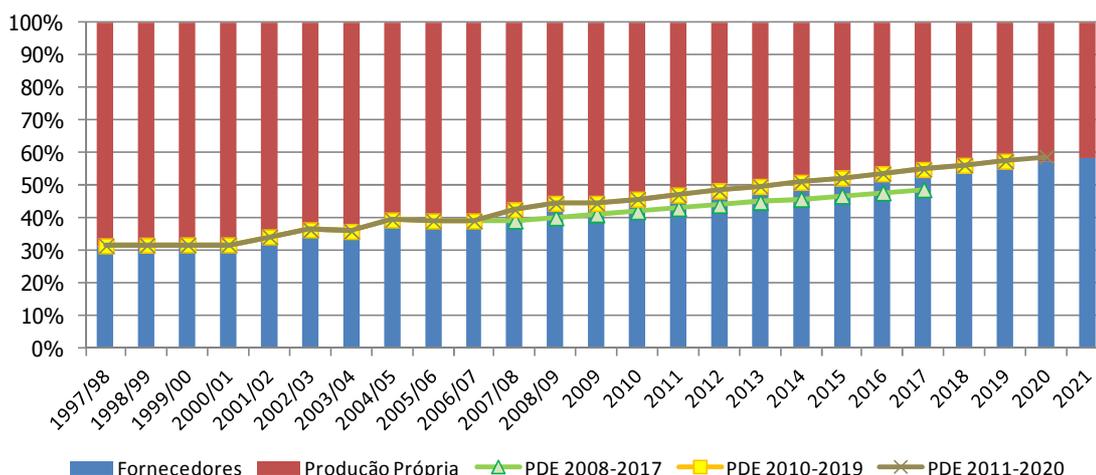


Gráfico 136 – Histórico e projeção da participação de fornecedores na produção de cana no Brasil

8. Biodiesel

O Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel – PNPB pode ser considerado uma iniciativa bem sucedida, haja vista a antecipação em três anos do cronograma de adição de biodiesel ao diesel mineral, já tendo sido atingida em 2010 a meta de 5% (B5). Contudo, a diversificação da matriz de matérias-primas graxas (hoje há predomínio absoluto da soja, que atende a 82% da demanda [208]) e a inclusão da agricultura familiar na cadeia produtiva do biodiesel permanecem como desafios a serem superados.

Do ponto de vista ambiental, pode-se dizer que a cadeia produtiva do biodiesel não acarreta impactos expressivos, embora nos próximos anos o volume de glicerina resultante da transesterificação e as dificuldades para dar-lhe destinação adequada possam resultar em passivo ambiental.

Não há associação espacial direta entre as usinas de produção de biodiesel e as áreas de produção das matérias-primas 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 tem justificado a localização de usinas próximo às grandes áreas produtoras dessa oleaginosa, mormente na região Centro-Oeste. Em dezembro de 2011, a capacidade instalada de produção de biodiesel era pouco superior a 6 bilhões de litros, sendo 4,7 bilhões, ou 78%, referentes a empresas detentoras do Selo Combustível Social [232]. A Figura 35 apresenta a localização das usinas de biodiesel e a produção de soja por município no ano de 2010.

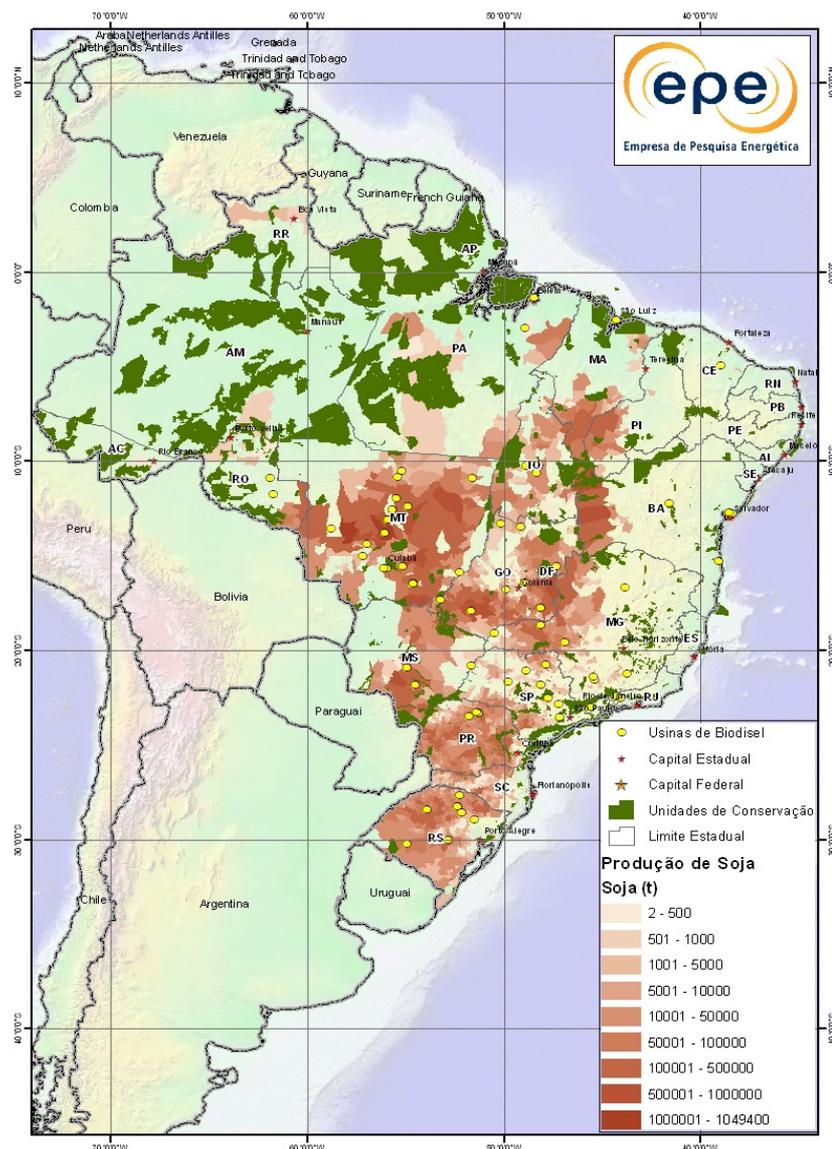


Figura 35 – Produção de soja por município e usinas de biodiesel em operação

7.3 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 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 poucos e pouco significativos.

A estimativa para 2021 da produção anual de glicerina, principal coproduto resultante do processo produtivo do biodiesel, é de 410 mil t (100 g/l de biodiesel). Ao longo do decênio devem ser gerados em torno de 3,7 milhões de toneladas. Diante desse cenário, é importante o desenvolvimento de alternativas para aproveitamento da glicerina a fim de evitar a formação de um passivo ambiental. Algumas alternativas de baixo investimento seriam o uso da glicerina para enriquecimento de rações, recuperação de óleo em poços maduros de petróleo e obtenção de biogás a partir de sua fermentação [238]. A substituição do sorbitol em alimentos e a produção de substâncias bioativas, como antibióticos em base de glicerina, seriam alternativas de aproveitamento de glicerina de alta qualidade. Outra aplicação bastante promissora é a produção de propeno (matéria-prima para produção de polipropileno) [238].

No quadro atual da produção de biodiesel no Brasil verifica-se que as regiões Sul e Centro-Oeste são responsáveis pela maior parte da produção, com 66% do total, enquanto a região Sudeste concentra a maior parte do consumo (44%). Sob a ótica da otimização da redução das emissões de poluentes atmosféricos como os óxidos de enxofre (SO_x) e os gases de efeito estufa, principal benefício ambiental resultante do uso do biodiesel, esta situação não é a ideal, uma vez que a distribuição da produção deveria ser compatível com a distribuição do consumo, privilegiando-se o consumo local, de modo a evitar o transporte rodoviário de longas distâncias. Nesse aspecto, cumpre observar que o MME publicou recentemente novas diretrizes para a realização dos leilões de biodiesel [233]. 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.

7.4 Aspectos socioeconômicos

A agricultura familiar é ponto focal na análise dos aspectos socioeconômicos relacionados ao biodiesel, tendo em vista as potencialidades econômico-financeiras dessa modalidade de produção e as possibilidades de inclusão social por ela oferecidas. Os temas centrais são: organização produtiva, capacitação técnica e tecnológica e aperfeiçoamento administrativo-institucional, que podem ser tratados sob dois enfoques: (a) inserção da agricultura familiar na fase agrícola da cadeia produtiva e (b) empregos diretos e indiretos gerados na fase industrial, notadamente nas usinas que possuem o Selo Combustível Social.

A participação da agricultura familiar na produção de biodiesel pode se dar em várias etapas da cadeia produtiva, quais sejam [216]:

- produção de sementes e mudas de oleaginosas;
- fornecimento dos grãos das oleaginosas para processamento nas usinas;
- comercialização do óleo bruto, produto de maior valor agregado, e utilização do farelo para ração animal ou adubação; e
- organização de usinas próprias para produção e biodiesel.

O principal instrumento de política pública voltado para a inclusão de agricultores familiares na cadeia produtiva do biodiesel é o Selo Combustível Social, associado ao PNPB. A meta estabelecida pelo Ministério do Desenvolvimento Agrário de contemplar 100 mil famílias com o PNPB foi atingida em 2010 conforme a Tabela 176.

Tabela 176 – Agricultores familiares no PNPB nas regras do Selo Combustível Social

Tipo	Número de famílias					
	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Individuais	16.328	40.595	36.746	19.222	16.335	31.115
Cooperativados	0	0	0	8.635	34.712	69.256
TOTAL	16.328	40.595	36.746	27.858	51.047	100.371

Fonte: MDA [229]

Apesar do avanço significativo constatado nos sete anos do PNPB, é possível indicar, por um lado, fatores limitantes à participação da agricultura familiar no programa e, por outro, oportunidades para seu incremento. Restrições de infraestrutura e perfil de agricultores pouco aderente à organização da produção e ao associativismo indicam possíveis linhas de atuação do poder público nos próximos anos visando manter crescente a adesão ao programa [229]. Nesse sentido, ações como incrementar a estrutura de agências governamentais voltadas para assistência técnica e extensão rural seriam importantes contribuições para o desenvolvimento da agricultura familiar no PNPB [240].

Ainda no âmbito estrutural, deve-se reconhecer que o quadro fundiário brasileiro dificulta o acesso à terra, implicando em reduzida oferta de áreas para a agricultura familiar e, por extensão, na baixa autonomia de decisão quanto à cultura desenvolvida. A disponibilidade irregular de insumos e sementes e a falta de sementes certificadas, entre outros fatores, afetam a produtividade e também representam obstáculos à expansão do programa no médio prazo. Citam-se, ainda, fatores de ordem administrativa, como a documentação exigida para o cadastramento que, não raro, os agricultores familiares não dispõem ou têm dificuldades em obter [240].

Pode-se dizer que o PNPB funcionou como indutor da base organizativa da produção agrícola familiar. Nos primeiros anos do programa, os contratos foram firmados apenas com agricultores individuais, mas em seguida foi incentivado o cooperativismo. Em 2008, as cooperativas representaram 30% dos contratos e já a partir de 2009, os contratos no âmbito do Selo Combustível Social foram firmados majoritariamente com agricultores organizados em cooperativas (Tabela 176).

Nos leilões de 2011 foram comercializados 2.576 mil m³ de biodiesel, sendo que 72% deste volume foram adquiridos de usinas que possuem o Selo Combustível Social. Nas regiões Sul e Nordeste, 100% da comercialização de biodiesel foi realizada com a certificação do selo (Tabela 177).

Tabela 177 – Comercialização de biodiesel nos leilões de 2011

Região	Com Selo Combustível Social		Sem Selo Combustível Social		TOTAL 10 ³ m ³
	10 ³ m ³	%	10 ³ m ³	%	
Norte	63,9	81	15,3	19	79,2
Nordeste	136,6	100	0	0	136,6
Sudeste	174,3	79	45,4	21	219,6
Sul	625,6	100	0	0	625,6

Centro-Oeste	847,2	56	668,3	44	1.515,6
BRASIL	1.847,6	72	729,0	28	2.576,6

Fonte: ANP [209]

O planejamento governamental estabeleceu, conforme disposto na lei orçamentária de 2012 [234], a meta de 200 mil agricultores familiares participando, no âmbito do PNPB, da cadeia produtiva do biodiesel, com predominância das regiões Sul e Nordeste, que hoje já se destacam no programa.

Tabela 178– Agricultores familiares no PNPB, previsão para 2012

Região	Nº de famílias	%
Norte	6.000	3,0
Nordeste	85.000	42,5
Sudeste	6.000	3,0
Sul	95.000	47,5
Centro-Oeste	8.000	4,0
BRASIL	200.000	100,0

Fonte: MPOG [235]

Os arranjos institucionais promovidos pelo PNPB podem propiciar três estímulos básicos para a inclusão social de agricultores familiares [203]:

- formação de um novo modelo organizacional;
- adoção de novos padrões técnicos; e
- adoção de modelos estratégicos de responsabilidade social pelas empresas.

Além da inclusão de agricultores familiares, a produção do biodiesel, em sua fase industrial, proporciona mercado de trabalho para outros tipos de mão de obra. Desde a criação do PNPB, 1,3 milhão de empregos foram criados em toda a cadeia produtiva [220]. Estudos recentes indicam que para cada emprego direto gerado no campo, outros 12 são ofertados na etapa industrial.

As empresas detentoras do Selo Combustível Social tinham, em 2011, capacidade instalada de produção de 4,4 bilhões de litros anuais, com destaque para as regiões Sul e Centro-Oeste reflexo da localização do cultivo de soja, principal matéria-prima do biodiesel. A regionalização da produção permite inferir que a geração de emprego e renda no processamento industrial do biodiesel será mais expressiva nessas duas regiões (Tabela 179). Essa capacidade de produção é suficiente para atender à demanda até 2021 de modo que o número de empregos tenderá a se manter estabilizado no horizonte decenal, especialmente nas regiões que já são autossuficientes. Neste PDE, a projeção para 2021 é de que as regiões Norte e Sudeste permaneçam importadoras das outras regiões.

Tabela 179 – Biodiesel: capacidade instalada de produção e potencial de geração de empregos

Região	Capacidade ⁽¹⁾ 10 ⁶ l/ano	Empregos gerados		
		Diretos ⁽²⁾	Indiretos ⁽³⁾	Total
Norte	29,2	58	292	350
Nordeste	576,0	1.151	5.760	6.912
Sudeste	812,0	1.623	8.119	9.743

Sul	1.533,7	3.067	15.337	18.404
Centro-Oeste	1.438,6	2.877	14.386	17.263
TOTAL	4.389,5	8.776	43.894	52.672

Fonte: Elaboração própria a partir de informações obtidas junto ao MDA, atualizado em dez./2011. [229]

(1) Número de usinas: 34

(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.

9. Indicadores socioambientais

Da Tabela 180 à Tabela 184, apresentadas a seguir, são reunidos os indicadores socioambientais da expansão da oferta de energia contemplada neste PDE 2021, os quais permitem compor uma visão geral dos principais aspectos socioambientais deste Plano além de oferecer elementos para comparação com edições anteriores.

Tabela 180 – Indicadores da geração hidrelétrica

AMBIENTAIS	
Área alagada, km ²	6.456 (0,078% do território nacional)
Área alagada por potência instalada, km ² /MW	0,15 (UHE existentes: 0,49 km ² /MW)
Perda de vegetação nativa, km ²	3.450 (0,066% da área da Amazônia Legal)
Perda de vegetação nativa por MW, km ² /MW	0,08
Nº de projetos com interferência em UC de proteção integral	2 de 34 UHEs
Nº de projetos com interferência em UC de uso sustentável	3 de 34 UHEs
SOCIOECONÔMICOS	
População diretamente afetada, hab.	Aproximadamente 62 mil
População diretamente afetada por MW, hab./MW	1,5
Nº de projetos que interferem diretamente em TI	2 de 34 UHEs
Empregos diretos gerados no pico das obras ⁽¹⁾	139.700
Empregos diretos gerados no pico das obras por MW, empregos/MW	3,3
Compensação financeira (média anual), R\$ milhões ^{(2) (3)}	508 (31% da compensação financeira paga em 2011 por todas as UHEs em operação)
Compensação financeira para os Estados, R\$ milhões	2.035
Compensação financeira para os municípios, R\$ milhões	2.035
ISS gerado nas obras, R\$ milhões	2.300

(1) Esse dado considera apenas os empregos gerados no período de pico das obras para 34 UHEs, 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.

Tabela 181 – Indicadores da geração termelétrica

Emissões de gases de efeito estufa	MtCO ₂
SIN (média anual, 2012-2021)	28,1
Autoprodução (média anual, 2012-2021) ⁽¹⁾	29,0

(1) Inclui as emissões devidas à queima de combustíveis fósseis para geração de energia elétrica nas operações de E&P e refino de petróleo.

Tabela 182 – Indicadores da transmissão de energia elétrica

AMBIENTAIS	
Extensão total das LTs, km	40.863 (41% da rede atual)
Área das faixas de servidão ⁽¹⁾ , km ²	2.650
Área de faixas de servidão em UC de proteção integral ⁽²⁾ , km ²	2,2
Área de faixas de servidão em UC de uso sustentável ⁽²⁾ , km ²	114
SOCIOECONÔMICOS	
Nº de LTs com interferência direta com TI	1 de 168 LTs
Empregos diretos gerados no pico das obras ⁽³⁾	120.000

(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 UCs deve se limitar às áreas das torres.

(3) Esse dado considera apenas os empregos gerados no período de pico das obras para as 168 LTs ou seja, há empregos gerados ao longo do período que não estão sendo considerados.

Tabela 183 – Indicadores de E&P de petróleo e gás natural

AMBIENTAIS	
Nº de projetos com interferência em UC de proteção integral	2 de 336 UPs
Nº de projetos com interferência em UC de uso sustentável	13 de 336 UPs
SOCIOECONÔMICOS	
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	26,7

(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.

Tabela 184 – Indicadores dos biocombustíveis

AMBIENTAIS	
Área de expansão de cana, milhões de ha ⁽¹⁾	2,4 (24 mil km ²)
SOCIOECONÔMICOS	

Empregos diretos no cultivo da cana (média anual)	172.000
Empregos diretos no cultivo por mil toneladas colhidas (média anual)	0,2
Empregos diretos na produção de biodiesel em 2021	8.200
Empregos indiretos na produção de biodiesel em 2021	40.800

(1) Inclui somente áreas no noroeste do Paraná, sudeste do Mato Grosso do Sul, pontal do Paranapanema, noroeste de São Paulo, Triângulo Mineiro, sul de Goiás e do nordeste do Mato Grosso do Sul.

10. Análise socioambiental integrada

A análise socioambiental integrada da expansão da oferta de energia contemplada neste PDE 2021 teve como referência básica a avaliação socioambiental de cada fonte apresentada no itens precedentes. Mapeados os projetos, foram identificadas suas principais interferências, as quais foram agrupadas em nove temas, de acordo com sua natureza e com as áreas onde incidem. Tendo em vista as características socioambientais das áreas sujeitas às interferências, foram então identificadas as principais sensibilidades das cinco regiões do país, classificadas de acordo com os temas socioambientais selecionados. Concluída essa abordagem preparatória, desenvolveu-se a análise integrada propriamente dita por meio da avaliação conjunta das interferências dos diferentes projetos sobre as sensibilidades regionais. Esses cruzamentos foram guiados pelos temas socioambientais pré-definidos, facilitando a verificação de interferências simultâneas em uma mesma região e permitindo avaliar os efeitos de uma eventual concentração espacial dos projetos. Como conclusão, foram definidos os Temas Prioritários para a Gestão Ambiental, considerando a localização e peculiaridades dos projetos, além da sua importância para a expansão da oferta de energia visualizada no Plano. A Figura 36 ilustra as etapas da metodologia adotada na análise integrada do PDE 2021.

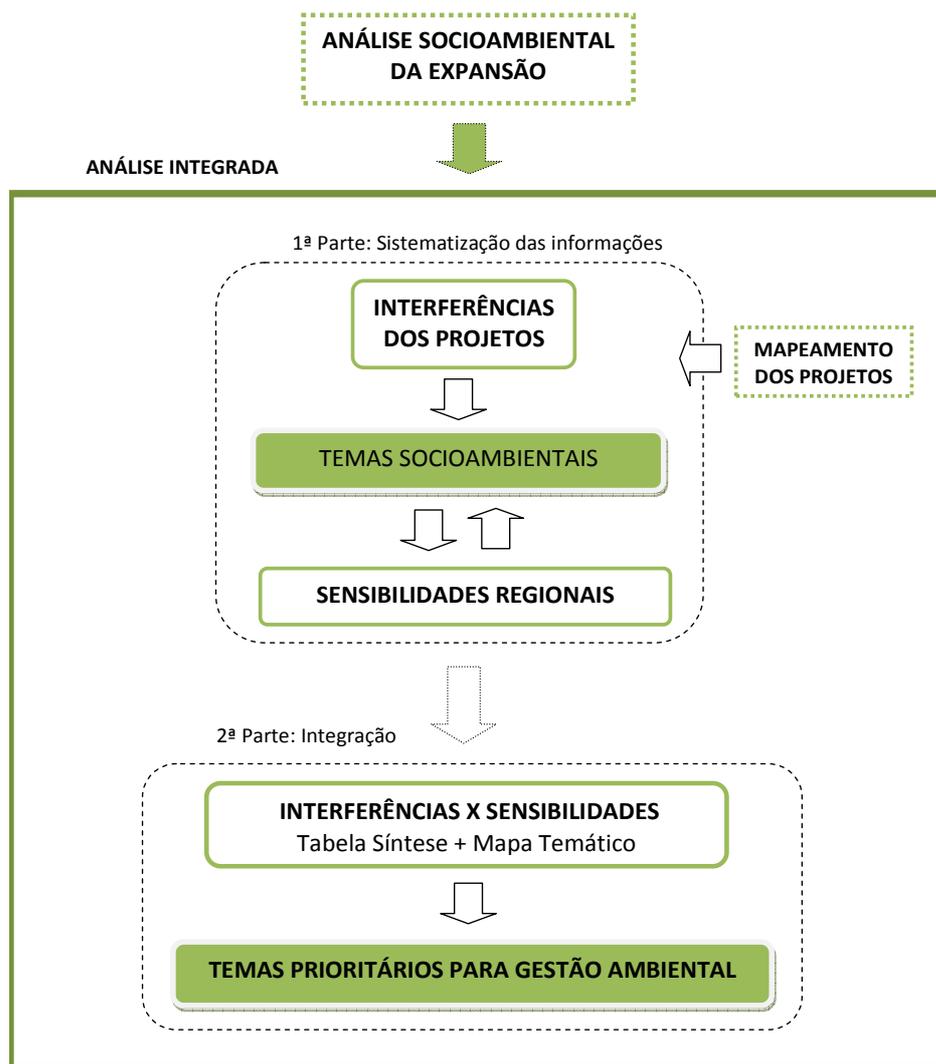


Figura 36 – Metodologia da análise socioambiental integrada do PDE 2021

10.1 Mapeamento dos projetos

O mapeamento do conjunto de projetos energéticos planejados no PDE 2021 permitiu visualizar sua distribuição espacial e eventual concentração em uma mesma região, servindo como subsídio para a análise socioambiental integrada. O mapa da Figura 37 indica a localização desses projetos.



Figura 37 – Localização dos projetos previstos no PDE 2021

A distribuição espacial dos projetos está fortemente condicionada pela disponibilidade dos recursos energéticos e pela configuração socioeconômica do território nacional. Assim é que, no caso da geração de energia elétrica:

- projetos hidrelétricos se concentram na região Norte, onde está situada grande parte do potencial hidrelétrico brasileiro ainda a explorar.
- usinas termelétricas, movidas a combustíveis fósseis – carvão, óleo combustível, gás natural e óleo diesel – e nuclear (Angra 3), distribuem-se predominantemente ao longo da costa, junto aos centros de carga; em certo sentido, essa localização das usinas térmicas tem um

elemento atenuante de seus impactos sobre o ar, na medida em que há maior facilidade para a dispersão das emissões pelas correntes de vento.

- termelétricas a biomassa (bioeletricidade) estão situadas na área de produção de etanol, hoje concentrada no polígono que ocupa partes do Sudeste e do Centro-Oeste, abrangendo os estados de São Paulo, Minas Gerais, Goiás, Mato Grosso do Sul e Mato Grosso.
- centrais eólicas distribuem-se principalmente nas áreas costeiras das regiões Nordeste, no interior da Bahia e no litoral do Rio Grande do Sul, onde se situa grande parte do potencial eólico.
- PCH, por sua vez, encontram-se em bacias e rios de menor porte e é possível notar a sua concentração, principalmente, nas regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste.

Quanto à exploração e produção de petróleo e gás natural, estão previstas atividades *onshore* e *offshore*. No continente, as unidades produtivas distribuem-se por todas as regiões do país, exceto na região Sul. No mar, onde as atividades são mais expressivas, as unidades produtivas estão situadas principalmente nas áreas costeiras das regiões Sudeste, com destaque para o pré-sal, e Nordeste.

Está planejada a expansão da rede básica do SIN com linhas de transmissão em tensão igual ou superior a 230 kV, que se distribuem por todas as unidades da Federação, com exceção de Sergipe. Trata-se de projetos vinculados à geração hidrelétrica, eólica e bioeletricidade, além de reforços regionais e interregionais.

O único gasoduto previsto é o Gasoduto São Carlos–Uberaba (Gasube), na região Sudeste, cuja faixa de passagem corta a periferia do polígono da cana-de-açúcar. Apesar das termelétricas e PCH planejadas para a região, observa-se que o gasoduto não deverá interferir com esses projetos.

Como conclusão, pode-se dizer que, tendo em vista as dimensões continentais do país e a diversidade de recursos energéticos disponíveis, a presença de um maior número de projetos numa mesma região não significa, necessariamente, que esses projetos provocarão impactos cumulativos expressivos ou que não possam ser minimizados por medidas de mitigação.

10.2 Interferências dos projetos e sensibilidades regionais

Em função da diversidade de interferências associadas aos projetos previstos na expansão da oferta de energia, entendeu-se conveniente agrupá-las segundo temas socioambientais pré-definidos, de modo a facilitar a sistematização e tratamento das informações. Dessa forma, associados a cada tipo de projeto, os seguintes temas socioambientais tornaram-se objeto de análise:

- *Recursos hídricos*. Esse tema está associado à disponibilidade do recurso hídrico e é considerado importante devido ao uso intensivo e diversificado da água em determinadas bacias hidrográficas. Esse tema destaca-se no contexto da expansão das áreas para plantio de cana-de-açúcar na região Sudeste, em função do consumo de água nas 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. Considerando a 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 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 UHEs, 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 UHEs nas regiões Norte e Centro-Oeste, em função da concentração e do porte das UCs. Merecem atenção os parques eólicos nas regiões Nordeste e Sul, onde a vegetação nativa encontra-se fragmentada, o que atribui maior importância ecológica às APPs remanescentes.
- *Paisagem.* Esse tema é especialmente relevante na região Nordeste, por conta da implantação de parques eólicos na faixa litorânea e das atividades de E&P de petróleo próximas à costa, em regiões de baixa profundidade. A concentração de empreendimentos energéticos nessas áreas pode ocasionar alterações na paisagem costeira, sensível por suas praias e dunas de grande beleza cênica, 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.

- *Populações indígenas.* Embora haja TIs 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 da incompletude dos dispositivos legais e normativos que regem esse tema – o Estatuto do Índio e o artigo 231 da Constituição Federal, a instalação de UHEs, PCHs e LTs previstas no PDE 2021 que se situem, atravessem ou estejam próximas de 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. Por fim, na região Nordeste, a sensibilidade do tema está associada à ocupação nas margens do rio Parnaíba, onde está prevista uma UHE.
- *Questão fundiária.* No contexto da expansão da geração de energia, este tema está associado ao histórico de ocupação irregular e às dificuldades de regularização fundiária, especialmente nas áreas litorâneas da região Nordeste, que concentra grande parte do potencial eólico do país. Os problemas referem-se principalmente à documentação e ao registro de propriedades, que podem se tornar entraves para o processo de aquisição e arrendamento de áreas e aumentar a incerteza dos cronogramas de implantação dos projetos eólicos, que dependem dessa documentação para a habilitação técnica nos leilões de energia.

Vale ressaltar 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 sensibilidades mais importantes identificadas para cada região. A análise não teve a pretensão de contemplar todos os possíveis impactos socioambientais de cada projeto, mas indicar aqueles que merecem maior atenção durante o processo de planejamento.

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 os projetos planejados por região e verificar a sobreposição de interferências, indicada pela repetição de um tema socioambiental numa mesma coluna da tabela. Além disso, foram consideradas as características técnicas e físicas dos empreendimentos para avaliar a importância de cada um dos temas no contexto da expansão da oferta de energia.

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 38 ilustra as informações apresentadas nessa matriz e sintetiza o resultado da análise integrada das interferências dos projetos sobre as sensibilidades regionais, indicando os temas socioambientais que devem ser observados com atenção quando da elaboração de estudos e projetos em cada região.

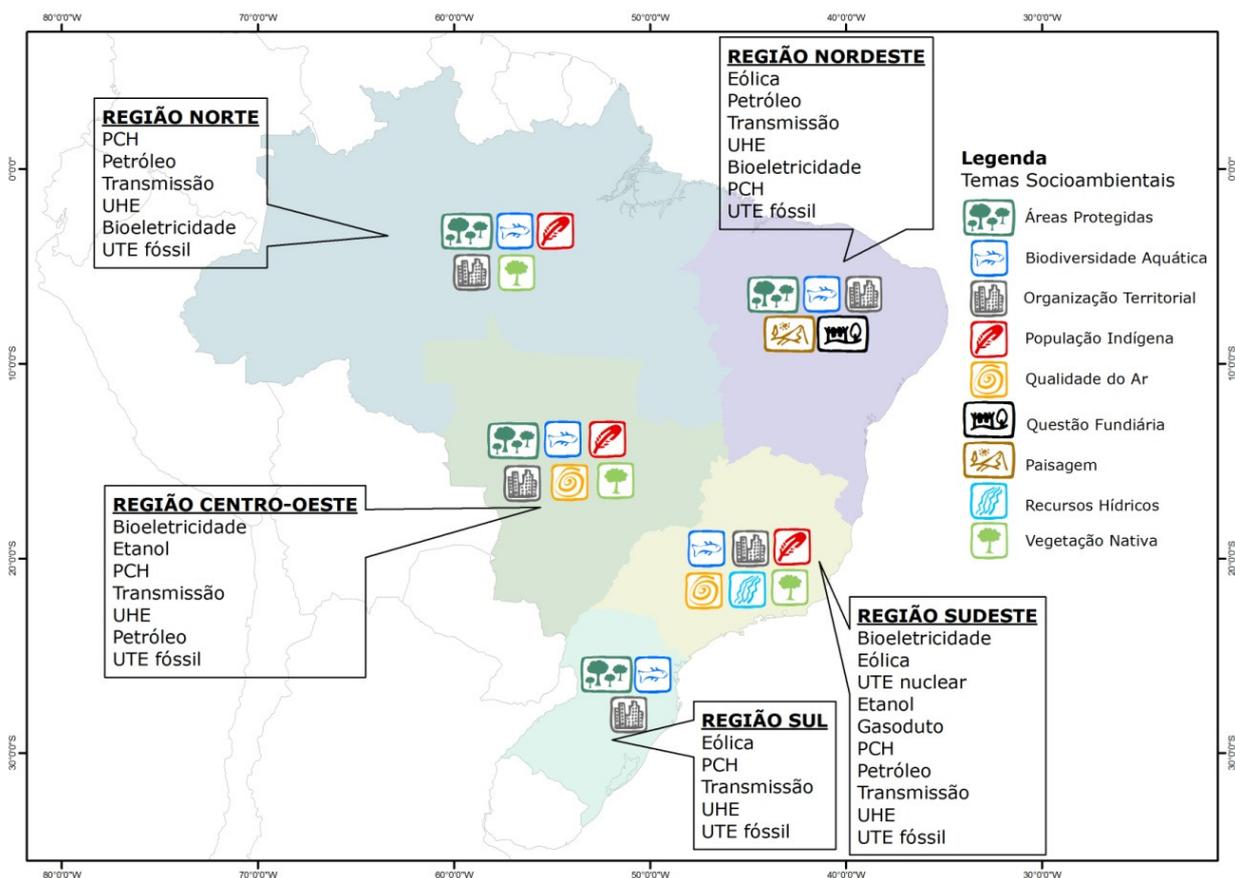


Figura 38 – Mapa síntese da análise socioambiental integrada da oferta de energia no PDE 2021

10.3 Temas prioritários para a gestão ambiental

A seleção de temas prioritários para a gestão ambiental teve por finalidade orientar os esforços para o tratamento das questões socioambientais que têm dificultado a viabilização de empreendimentos importantes para a expansão da oferta de energia no país. Importa salientar que, além da frequência com que os temas socioambientais se apresentam, associados às regiões e às fontes, foram também considerados nesta análise aspectos técnicos e jurídico-institucionais, bem como a importância estratégica do projeto para ampliar a segurança quanto à execução da expansão da oferta de energia. Os temas selecionados como prioritários foram:

- *Populações indígenas.* Esse tema se destaca não só por sua importância intrínseca como também pela complexidade do processo de gestão institucional que se faz necessário para lidar especialmente com a insegurança relacionada aos dispositivos legais e normativos que o regem. A complexidade aumenta diante da conveniência de se construir um processo que compreenda efetiva participação das comunidades indígenas, o que definitivamente não é tarefa simples, sobretudo quando se tem em conta as diferenças culturais e de interesse que passam esse diálogo.

- *Áreas protegidas.* O tema é por si só relevante mas, no caso da expansão da oferta de energia visualizada neste Plano, torna-se prioritário tendo em vista que alguns projetos de usinas hidrelétricas, linhas de transmissão e de E&P de petróleo e gás natural interferem direta ou indiretamente com UC de proteção integral ou de uso sustentável. Essas interferências suscitam conflitos que se manifestam segundo aspectos técnicos e, principalmente, jurídico-institucionais, além de apresentar um componente político que, muitas vezes, faz com que o adequado tratamento da questão vá além da simples compatibilização entre a expansão da oferta de energia e a conservação da biodiversidade.
- *Biodiversidade aquática.* A prioridade que se atribui a esse tema deve ser compreendida em face da conveniência de se antecipar estudos e pesquisas que permitam melhor compreensão da função ecológica dos ambientes aquáticos impactados pelos projetos do PDE 2021. 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.* A mesma motivação que confere prioridade ao tema “biodiversidade aquática”, confere prioridade também ao tema “vegetação nativa”. Nesse caso, destacam-se ações como:
 - incorporar avanços tecnológicos na construção e na operação dos projetos de energia de modo a minimizar as interferências diretas, principalmente, com o meio natural;
 - no âmbito da expansão da cana-de-açúcar, adotar instrumentos normativos para aperfeiçoar a regulamentação dos zoneamentos de uso e ocupação do solo, além de esforços para compatibilizar os interesses desse setor com o pecuário, otimizando o uso do solo e evitando o desmatamento de novas áreas;
 - 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.

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 2012 e 2021, 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.

Estima-se que, ao fim do período decenal, a oferta interna de energia atinja, aproximadamente, 441 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (tep), que representa um crescimento médio anual de 4,9%. A oferta interna de eletricidade evolui a uma taxa média de 4,8%, chegando ao fim de 2021 com uma oferta estimada em, aproximadamente, 908 TWh.

O consumo final energético é determinante para a evolução da oferta interna e apresenta-se, ao final de 2021, superior a 363 milhões de tep e com uma taxa média de crescimento de 4,7% ao ano.

Tabela 186 – Economia e energia – 2012-2021

Discriminação		2012	2016	2021	Variação média anual*		
					2011 a 2016	2016 a 2021	2011 a 2021
População Residente	(10 ⁶ hab)	194,7	200,2	206,2	0,7%	0,6%	0,7%
PIB	(10 ⁹ R\$)	3.956	4.717	6.021	4,4%	5,0%	4,7%
	per capita (10 ³ R\$/hab)	20,3	23,6	29,2	3,7%	4,4%	4,0%
Oferta interna de energia	(10 ⁶ tep)	286,2	356,7	440,7	5,5%	4,3%	4,9%
	por PIB (tep/10 ³ R\$)	0,072	0,076	0,073	1,0%	-0,7%	0,2%
	per capita (tep/hab)	1,470	1,782	2,137	4,7%	3,7%	4,2%
Oferta interna de eletricidade	(TWh)	588,5	729,8	907,9	5,2%	4,5%	4,8%
	por PIB (kWh/10 ³ R\$)	148,8	154,7	150,8	0,7%	-0,5%	0,1%
	per capita (kWh/hab)	3.023	3.644	4.404	4,4%	3,9%	4,1%
Consumo final energético	(10 ⁶ tep)	238,2	294,1	363,8	5,1%	4,3%	4,7%

Discriminação	2012	2016	2021	Variação média anual*		
				2011 a	2016 a	2011 a
				2016	2021	2021
per capita (tep/hab)	1,224	1,468	1,765	4,4%	3,7%	4,1%
por PIB (tep/10 ³ R\$)	0,060	0,062	0,060	0,7%	-0,6%	0,0%

(*) Variação média anual nos períodos indicados, a partir de 2011.

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 5,1%, destacando-se o crescimento de 8,1% ao ano na oferta de derivados da cana-de-açúcar e de 7,4% 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

	2012		2016		2021		Variação % a.a. 2011-2021
	10 ³ tep	%	10 ³ tep	%	10 ³ tep	%	
Energia Não Renovável	162.941	56,9	198.235	55,6	242.405	55,0	4,7
Petróleo e Derivados	110.127	38,5	120.992	33,9	140.498	31,9	2,9
Gás Natural	31.421	11,0	48.725	13,7	68.218	15,5	9,4
Carvão Mineral e Derivados	17.502	6,1	21.701	6,1	26.827	6,1	5,8
Urânio (U3O8) e Derivados	3.891	1,4	6.817	1,9	6.862	1,6	5,2
Energia Renovável	123.223	43,1	158.513	44,4	198.263	45,0	5,1
Hidráulica e Eletricidade	40.670	14,2	46.298	13,0	55.391	12,6	3,3
Lenha e Carvão Vegetal	23.521	8,2	26.086	7,3	26.630	6,0	0,1
Derivados da Cana-de-Açúcar	46.827	16,4	68.411	19,2	93.532	21,2	8,1
Outras Renováveis	12.204	4,3	17.718	5,0	22.710	5,2	7,4
Total	286.163	100,0	356.748	100,0	440.668	100,0	4,9

(*) Variação média anual nos períodos indicados, a partir de 2011.

Fonte: EPE

Dentre as fontes não renováveis, o gás natural apresenta um ganho substancial de participação na oferta de energia, saindo de 11,0% em 2012 para 15,5% em 2021, resultante de sua taxa média anual de crescimento de 9,4% no período.

Outro destaque é a redução da participação do petróleo e seus derivados na oferta interna total de energia, de 38,5% em 2012 para 31,9% em 2021. 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 137.

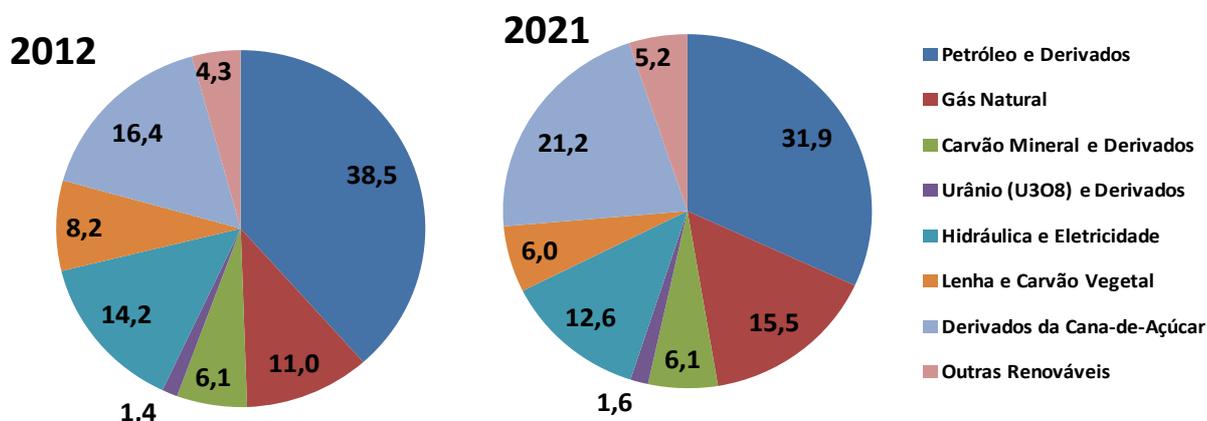
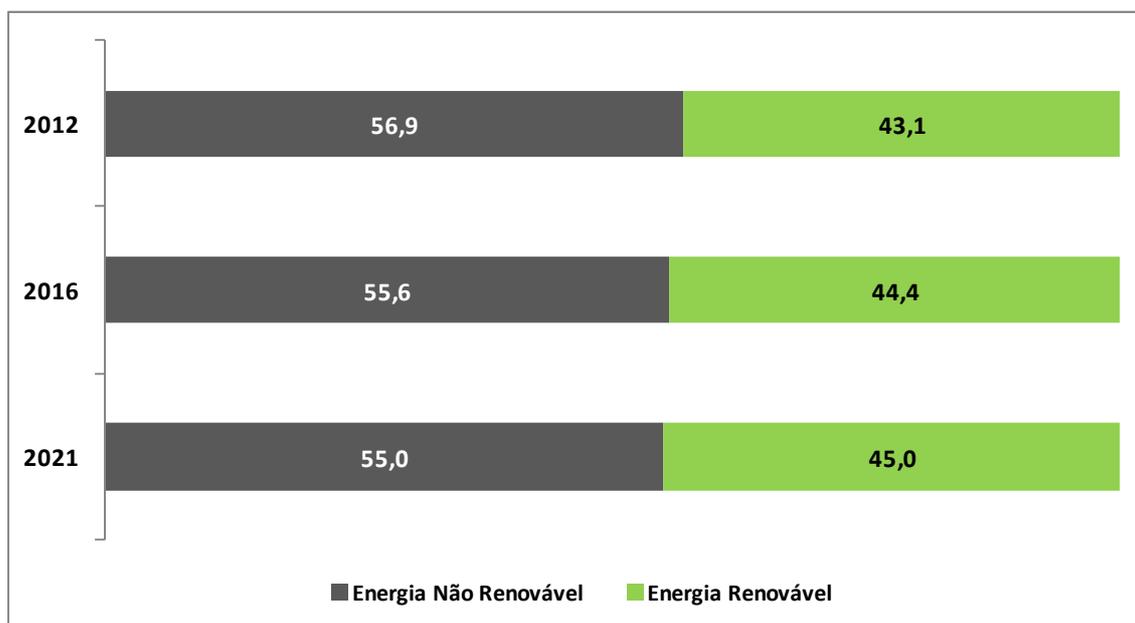


Gráfico 137 – Composição da oferta interna de energia por fonte nos próximos dez anos (%)

O Gráfico 138 ilustra a perspectiva de aumento do percentual de energias renováveis na matriz energética brasileira, alcançando 45% em 2021.



Fonte: EPE

Gráfico 138 – Matriz energética brasileira: energia renovável e não renovável (%)

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 2021 aproximadamente 113 milhões de tep, que equivale a cerca de 20% 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 (mil tep)

Discriminação	2012	2016	2021	Variação média anual (%)*		
				2011 a 2016	2016 a 2021	2011 a 2021
Demanda Total de Energia (A)	291.326	363.077	452.222	5,4	4,5	5,0
Consumo Final	257.748	319.022	395.145	5,3	4,4	4,8
Perdas ¹	33.578	44.055	57.077	6,4	5,3	5,9
Produção de Energia Primária (B)	277.464	395.629	564.777	9,2	7,4	8,3
Energia Excedente (B)-(A)	-13.863	32.552	112.555	-	-	-

⁽¹⁾ Energia não-aproveitada, reinjeção e perdas na transformação, distribuição e armazenagem.

(*) Variação média anual nos períodos indicados, a partir de 2011.

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 9,8%. Portanto, há um descolamento em relação à demanda energética de derivados de petróleo, que apresenta 3,2% de crescimento médio anual. Com isso, ao final do decênio, apresenta-se energia excedente da ordem de 131 milhões de tep na cadeia de petróleo brasileira.

Tabela 189 – Evolução da oferta de petróleo e derivados (mil tep)

Discriminação	2012	2016	2021	Variação média anual (%)*		
				2011 a 2016	2016 a 2021	2011 a 2021
Demanda de Derivados de Petróleo (A)	118.956	133.386	156.829	3,1	3,3	3,2
Consumo Final	114.117	128.299	151.382	3,6	3,4	3,5
Transformação ¹	4.838	5.088	5.446	-6,1	1,4	-2,5
Perdas	96	333	199	4,4	-9,8	-3,0
Produção de Petróleo (B)	119.643	182.933	288.222	10,1	9,5	9,8
Petróleo Bruto	116.290	177.716	280.653	10,3	9,6	9,9
Líquidos de Gás Natural ²	895	2.214	4.108	5,9	13,2	9,5
Biodiesel ³	2.458	3.004	3.461	5,7	2,9	4,3
Energia Excedente (B)-(A)	687	49.547	131.393			

(1) Inclui geração de eletricidade, centrais petroquímicas e coqueiras

(2) Líquidos de gás natural provenientes de gasodutos e UPGN

(3) Óleos vegetais para produção de biodiesel

(*) Variação média anual nos períodos indicados, a partir de 2011

Fonte: EPE

A Tabela 190 apresenta o balanço de gás natural projetado, onde se destaca o crescimento médio anual de 8,4% na oferta a partir de Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN) 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 16,1%, o consumo não energético supera 24 milhões de m³/dia em 2021.

Assim, projeta-se que o consumo total de gás natural aumentará, em média, 8,1% ao ano nos próximos dez anos, superando 136 milhões de m³/dia em 2021.

Tabela 190 – Balanço de Gás Natural Seco (mil m³/dia)

Discriminação	2012	2016	2021	Variação média anual (%)*		
				2011 a 2016	2016 a 2021	2011 a 2021
Oferta Total Esperada	71.893	103.258	136.868	7,4%	5,8%	6,7%
UPGN	46.552	72.104	103.975	10,6%	7,6%	8,4%
Importação	25.341	31.154	32.893	1,6%	1,1%	2,6%
Consumo Total Esperado	71.893	103.258	136.868	10,4%	5,8%	8,1%
Transformação em Eletricidade ⁽¹⁾	14.380	19.622	23.960	12,3%	4,1%	8,1%
Consumo final	57.513	83.636	112.908	10,0%	6,2%	8,1%
Consumo não energético	5.333	14.516	24.393	21,5%	10,9%	16,1%
Consumo energético	52.180	69.120	88.515	8,2%	5,1%	6,6%
Setor energético	11.270	17.259	23.088	15,6%	6,0%	10,7%
Residencial	957	1.408	2.040	10,1%	7,7%	8,9%
Transportes	6.422	7.838	9.832	7,7%	4,6%	6,2%
Industrial	32.531	41.314	51.776	5,8%	4,6%	5,2%
Outros ⁽²⁾	999	1.300	1.780	12,4%	6,5%	9,4%

(1) Inclui autoprodução

(2) Inclui os setores Comercial, Público e Agropecuário

(*) Variação média anual nos períodos indicados, a partir de 2011

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 2021.

	2011 ⁽¹⁾	2016	2021	1º Quinquênio		2º Quinquênio		Decênio		
				Incremento	%	Incremento	%	Incremento	%	
Parâmetros Macroeconômicos										
PIB (10 ⁹ R\$ [2010])	3.804	4.717	6.021	914	24%	1.303	28%	2.217	58%	
População ⁽¹⁾ (10 ⁶ hab)	193,2	200,2	206,2	7,1	4%	5,9	3%	13,0	7%	
PIB per capita (10 ³ R\$/hab)	19,7	23,6	29,2	3,9	20%	5,6	24%	9,5	48%	
Oferta Interna de Energia per capita (tep/hab)	1,41	1,78	2,14	0,4	26%	0,4	20%	0,7	51%	
Oferta Interna de Energia por PIB (tep/10 ⁶ R\$)	71,8	75,6	73,2	3,8	5%	-2,4	-3%	1,4	2%	
Oferta Interna de Eletricidade por PIB (kWh/10 ³ R\$)	149,2	154,7	150,8	5,5	4%	-3,9	-3%	1,6	1%	
Intensidade Energética da Economia (tep/10 ⁶ R\$)	71,8	75,6	73,2	3,8	5%	-2,4	-3%	1,4	2%	
Elasticidade-renda do consumo de energia ⁽²⁾				1,22		0,86		1,03		
Consumo Final Energético⁽³⁾ (10⁶ tep)	246,6	319,0	395,1	72,4	29%	76,1	24%	148,5	60%	
Gás Natural (10 ⁶ m ³ /dia)	52,0	83,6	112,9	31,6	61%	29,3	35%	60,9	117%	
Carvão Mineral e Coque (10 ⁶ t)	18,0	28,1	35,6	10,1	56%	7,5	27%	17,6	98%	
Lenha (10 ⁶ t)	52,8	44,3	47,6	-8,5	-16%	3,3	7%	-5,2	-10%	
Carvão Vegetal (10 ⁶ t)	7,7	11,1	11,5	3,4	44%	0,4	3%	3,8	49%	
Bagaço de Cana (10 ⁶ t)	128,2	184,8	234,8	56,6	44%	50,0	27%	106,5	83%	
Eletricidade (TWh)	480,1	619,0	773,8	138,9	29%	154,8	25%	293,6	61%	
Etanol (10 ⁶ m ³)	21,7	44,2	65,2	22,5	104%	21,0	47%	43,5	200%	
Biodiesel (10 ⁶ m ³)	2,5	3,4	3,9	0,8	32%	0,5	15%	1,3	52%	
Derivados de Petróleo (10 ⁶ m ³)	100,5	116,3	136,5	15,8	16%	20,2	17%	36,0	36%	
Óleo Diesel	51,4	64,2	76,5	12,9	25%	12,3	19%	25,2	49%	
Óleo Combustível	4,6	6,1	7,0	1,5	33%	0,9	15%	2,4	52%	
Gasolina	27,1	25,5	29,0	-1,7	-6%	3,6	14%	1,9	7%	
GLP	13,1	15,0	17,0	1,9	15%	2,0	13%	3,9	30%	
Querosene	4,4	5,5	7,0	1,2	27%	1,5	27%	2,7	61%	
Oferta Interna de Energia (10⁶ tep)	273,1	356,7	440,7	83,7	31%	83,9	24%	167,6	61%	
Petróleo (10 ³ barris/dia)	- Produção	2.105	3.433	5.422	1.328	63%	1.989	58%	3.317	158%
	- Exportação ^(**)	-265	-1.121	-2.258	-856	323%	-1.137	101%	-1.993	752%
Gás Natural (10 ⁶ m ³ /dia)	- Produção	65,9	124,3	190,9	58,4	89%	66,7	54%	125,0	190%
	- Importação ^(**)	28,7	31,2	32,9	2,4	8%	1,7	6%	4,2	15%
Óleo Diesel (10 ⁶ m ³)	- Produção	43,0	59,4	91,1	16,4	38%	31,7	53%	48,1	112%
	- Importação/Exportação	8,5	5,3	-14,1	-3,2	-38%	-19,4	-365%	-22,6	-265%
Óleo Combustível (10 ⁶ m ³)	- Produção	14,0	12,9	16,6	-1,1	-8%	3,7	29%	2,6	19%
	- Exportação	-8,6	-6,3	-9,0	2,3	-27%	-2,7	44%	-0,5	5%
Gasolina (10 ⁶ m ³)	- Produção	24,5	25,6	29,0	1,1	5%	3,4	13%	4,5	18%
	- Exportação	2,3	-0,2	0,0	-2,5	-107%	0,2	-100%	-2,3	-100%
GLP (10 ⁶ m ³)	- Produção	9,8	14,7	18,5	5,0	51%	3,8	26%	8,7	89%
	- Importação	3,3	0,3	-1,5	-3,1	-91%	-1,8	-623%	-4,8	-145%
Querosene (10 ⁶ m ³)	- Produção	5,4	7,7	11,2	2,3	43%	3,5	45%	5,8	107%
	- Exportação	-1,0	-2,2	-4,2	-1,2	131%	-2,0	93%	-3,3	344%
Etanol (10 ⁶ m ³)	- Produção	22,9	45,4	68,2	22,5	98%	22,8	50%	45,3	198%
	- Exportação	-0,8	-1,2	-3,0	-0,3	38%	-1,8	157%	-2,1	254%
Eletricidade (TWh)	- Produção+importação	567,6	729,8	907,9	162,1	29%	178,1	24%	340,2	60%

	2011 ^(*)	2016	2021	1º Quinquênio		2º Quinquênio		Decênio	
				Incremento	%	Incremento	%	Incremento	%
Capacidade Instalada de Geração Elétrica no Sistema Interligado Nacional⁽⁶⁾ (GW)	116,5	151,4	182,4	34,9	30%	31,0	21%	65,9	57%
<i>Hidráulica⁽⁶⁾</i>	83,6	98,2	116,8	14,6	17%	18,7	19%	33,2	40%
<i>Nuclear</i>	2,0	3,4	3,4	1,4	70%	0,0	0%	1,4	70%
<i>Térmica⁽⁷⁾</i>	17,2	25,3	26,0	8,2	48%	0,7	3%	8,9	52%
<i>PCH</i>	4,6	5,4	7,1	0,9	19%	1,7	30%	2,5	56%
<i>Biomassa</i>	7,8	9,6	13,4	1,9	24%	3,9	40%	5,7	74%
<i>Eólica</i>	1,4	9,4	15,6	8,0	569%	6,2	66%	14,2	1009%
Transmissão de Energia Elétrica⁽⁸⁾									
Linhas de Transmissão (km)	101.237	135.792	148.969	34.555	34%	13.177	10%	47.732	47%
Subestações (MVA)	232.877	297.358	311.213	64.481	28%	13.855	5%	78.336	34%
Transporte de Gás Natural (km gasodutos)	9.489	9.745	9.745	256	3%	0	0%	256	3%

Notas:

(*) Os valores de parâmetros macroeconômicos, de consumo final e de oferta interna de energia correspondem a resultados preliminares do Balanço Energético Nacional 2011. Os demais dados de 2010 referem-se a valores estimados.

(**) 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) Não abrange as instalações dos sistemas isolados e a capacidade instalada nos pontos de consumo (autoprodução). Os valores da tabela indicam a potência instalada em dezembro de cada ano, considerando a motorização das usinas.

(6) Inclui as parcelas nacional e importada da geração da UHE Itaipu.

(7) Contempla a geração a gás natural, carvão mineral, óleos combustível e diesel, gás industrial. Salienta-se que o incremento de 52% se concentra 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 de apenas 3%.

(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 2012-2021	%
Oferta de Energia Elétrica	269	24,4%
Geração ⁽¹⁾	213	19,3%
Transmissão ⁽²⁾	56	5,1%
Petróleo e Gás Natural	753	68,4%
Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural	547	49,7%
Oferta de Derivados de Petróleo	198	18,0%
- Refino	174	15,8%
- Infraestrutura de transporte	24	2,2%
Oferta de Gás Natural	8	0,7%
Oferta de Biocombustíveis Líquidos	79	7,2%
Etanol - Usinas de produção	71	6,5%
Etanol - Infraestrutura dutoviária e portuária	7	0,6%
Biodiesel - Usinas de produção	1	0,1%
TOTAL	1.101	100,0%

Notas:

(1) Inclui usinas já concedidas e autorizadas, entre elas, as usinas com contratos assinados nos leilões de energia nova. Sem incorporar tais instalações, o valor é da ordem de R\$ 117 bilhões.

(2) Inclui instalações já licitadas que entrarão em operação no período decenal. Sem computar tais instalações, o valor é da ordem de R\$ 32 bilhões.

Taxa de câmbio referencial: R\$ 1,84 / US\$ (comercial, média de compra e venda, dezembro/2011).

Matriz Energética Nacional – 2021

Complementando, apresenta-se a projeção da Matriz Energética Nacional visualizada para o ano final do período decenal (2021).

PROJEÇÃO DA MATRIZ ENERGÉTICA NACIONAL – ANO 2021

CONSOLIDADO - 2021 (10 ³ tep)	FONTES DE ENERGIA PRIMÁRIA										FONTES DE ENERGIA SECUNDÁRIA													TOTAL				
	PETRÓLEO	GÁS NATURAL	CARVÃO VAPOR	CARVÃO METALÚRGICO	URÂNIO U ₃ O ₈	ENERGIA HIDRÁULICA	LENHA	PRODUTOS DA CANA	OUTRAS FONTES PRIMÁRIAS	ENERGIA PRIMÁRIA TOTAL	ÓLEO DIESEL	ÓLEO COMBUSTÍVEL	GASOLINA	GLP	NAFTA	QUERÓSENE	GÁS DE COQUERIA	COQUE DE CARVÃO MINERAL	URÂNIO CONTIDO NO UO ₂	ELETRICIDADE	CARVÃO VEGETAL	ETANOL ANDRO E HIDRATADO	OUTRAS SECUNDÁRIAS DE PETRÓLEO		PRODUTOS NÃO ENERGÉTICOS DE PETRÓLEO	ALCATRÃO	ENERGIA SECUNDÁRIA TOTAL	
PRODUÇÃO	280.653	69.206	11.055	0	6.862	52.537	26.630	95.123	22.710	564.777	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	564.777
IMPORTAÇÃO	12.494	10.565	501	13.936	0	0	0	0	0	37.496	0	0	0	0	0	0	1.335	0	2.854	0	140	1.981	2.147	0	0	8.456	45.952	
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	653	0	653	653		
OFERTA TOTAL	293.146	79.772	11.556	13.936	6.862	52.537	26.630	95.123	22.710	602.273	0	0	0	0	0	0	1.335	0	2.854	0	140	1.981	2.800	0	0	9.109	611.382	
EXPORTAÇÃO	-129.364	0	0	0	0	0	0	0	0	-129.364	-11.946	-8.646	0	-914	-2.427	-3.471	0	0	0	0	0	-1.731	-660	0	0	-29.795	-159.160	
NÃO-APROVEITADA	0	-3.167	0	0	0	0	0	0	0	-3.167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-3.167	
REINJEÇÃO	0	-8.388	0	0	0	0	0	0	0	-8.388	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-8.388	
OFERTA INTERNA BRUTA	163.782	68.218	11.556	13.936	6.862	52.537	26.630	95.123	22.710	461.355	-11.946	-8.646	0	-914	-2.427	-3.471	0	1.335	0	2.854	0	-1.591	1.320	2.800	0	-20.687	440.668	
TOTAL TRANSFORMAÇÃO	-163.782	-30.969	-4.219	-13.936	-6.862	-52.537	-11.876	-45.113	-11.849	-341.144	80.100	15.370	22.350	11.293	9.519	9.239	2.872	11.344	0	75.224	7.447	35.066	15.917	10.879	536	307.156	-33.988	
REFINARIAS DE PETRÓLEO	-163.782	0	0	0	0	0	0	0	-4.108	-167.890	77.225	15.905	21.681	6.670	12.374	9.239	0	0	0	0	0	0	15.634	8.992	0	167.720	-170	
PLANTAS DE GAS NATURAL	0	-10.249	0	0	0	0	0	0	1.790	-8.458	0	0	0	4.391	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.887	0	6.278	-2.180	
USINAS DE GASEIFICAÇÃO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
COQUERIAS	0	0	0	-13.936	0	0	0	0	0	-13.936	0	0	0	0	0	3.176	11.344	0	0	0	0	0	-1.190	0	536	13.866	-69	
CICLO DO COMBUSTÍVEL NUCLEAR	0	0	0	0	-6.862	0	0	0	0	-6.862	0	0	0	0	0	0	0	6.759	0	0	0	0	0	0	0	6.759	-103	
CENTRAIS ELÉTRICAS DE SERVIÇO PÚBLICO	0	-5.687	-4.025	0	0	-50.739	0	0	-5.884	-66.336	-21	-390	0	0	0	0	0	0	-6.759	65.147	0	0	0	0	0	57.977	-8.358	
CENTRAIS ELÉTRICAS AUTOPRODUTORAS	0	-12.715	-194	0	0	-1.798	-419	-9.994	-2.678	-27.798	-392	-146	0	0	0	0	-304	0	0	10.078	0	0	-453	0	0	8.782	-19.016	
CARVOARIAS	0	0	0	0	0	0	-11.457	0	0	-11.457	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7.447	0	0	0	0	7.447	-4.010	
DESTILARIAS	0	0	0	0	0	0	0	-35.119	0	-35.119	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	35.066	0	0	0	35.066	-53	
OUTRAS TRANSFORMAÇÕES	0	-2.318	0	0	0	0	0	0	-970	-3.288	3.288	0	669	232	-2.855	0	0	0	0	0	0	0	1.926	0	0	3.259	-29	
PERDAS NA DISTRIBUIÇÃO E ARMAZENAGEM	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-11.535	0	0	0	0	0	0	-11.535	-11.535	
CONSUMO FINAL	0	37.249	7.337	0	0	0	14.754	50.010	10.861	120.210	68.154	6.723	22.350	10.379	7.092	5.768	2.872	12.679	0	66.544	7.447	33.475	17.237	13.679	536	274.935	395.145	
CONSUMO FINAL NÃO ENERGÉTICO	0	7.835	0	0	0	0	0	0	0	7.835	0	0	0	0	8	0	0	0	0	0	0	1.820	570	13.679	344	23.513	31.348	
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO	0	29.414	7.337	0	0	0	14.754	50.010	10.861	112.375	68.154	6.723	22.350	10.379	0	5.760	2.872	12.679	0	66.544	7.447	31.655	16.667	0	192	251.422	363.798	
SETOR ENERGÉTICO	0	8.398	0	0	0	0	0	26.711	0	35.110	1.919	559	0	32	0	0	304	0	0	5.402	0	0	6.088	0	0	14.304	49.414	
RESIDENCIAL	0	655	0	0	0	0	2.048	0	0	2.703	0	0	0	7.999	0	0	0	0	0	14.939	79	0	0	0	0	23.017	25.720	
COMERCIAL	0	437	0	0	0	0	66	0	0	503	31	18	0	467	0	0	0	0	0	11.083	87	0	0	0	0	11.686	12.188	
PÚBLICO	0	131	0	0	0	0	0	0	0	131	11	3	0	597	0	0	0	0	0	4.481	0	0	0	0	0	5.093	5.223	
AGROPECUÁRIO	0	4	0	0	0	0	2.715	0	0	2.718	8.491	97	0	28	0	0	0	0	0	2.089	10	0	0	0	0	10.715	13.433	
TRANSPORTES	0	3.158	0	0	0	0	0	0	0	3.158	56.540	2.271	22.350	0	0	5.757	0	0	0	235	0	31.655	0	0	0	118.808	121.966	
INDUSTRIAL	0	16.630	7.337	0	0	0	9.926	23.298	10.861	68.053	1.162	3.775	0	1.256	0	3	2.569	12.679	0	28.314	7.272	0	10.579	0	192	67.800	135.853	
AJUSTES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

Notas: 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]	BM [Banco Mundial]. “Envelhecendo em um país mais velho”. Estados Unidos: Banco Mundial, 2011
[2]	BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL [BNDES]. “Perspectiva de investimentos na indústria 2011-2014”. Visão do desenvolvimento número 91, 25 de fevereiro de 2011.
[3]	BNDES. “Perspectiva de investimentos em infraestrutura 2011-2014”. Visão do desenvolvimento número 92, 25 de fevereiro de 2011
[4]	EPE. 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
[5]	EPE/ONS [Empresa de Pesquisa Energética/Operador Nacional do Sistema]. 1ª Revisão Quadrimestral das Projeções da Demanda de Energia Elétrica do Sistema Interligado Nacional 2009-2013. Rio de Janeiro: EPE/ONS, abril de 2009.
[6]	FMI [Fundo Monetário Internacional]. “Slowing Growth, Rising Risks”, World Economic Outlook, setembro de 2011, disponível em < http://www.imf.org >. Acesso em outubro de 2011.
[7]	FMI. “Addressing Fiscal Challenges to Reduce Economic Risks Sustaining the Recovery”, Fiscal Monitor, setembro de 2011, disponível em < http://www.imf.org >. Acesso em 06 de outubro de 2011.
[8]	GIAMBIAGI, F.; F. PASTORIZA. “Modelo de Consistência Macroeconômica”, BNDES, Texto para Discussão 52, 1997.
[9]	IBGE [Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística]. Indicadores IBGE: Contas Nacionais Trimestrais. Rio de Janeiro: IBGE, 2011.
[10]	IBGE. Projeção da População do Brasil por sexo e idade: 1980-2050 - Revisão 2008 – Metodologia e Resultados.
[11]	NERI, Marcelo C. “A nova classe média: O lado brilhante dos pobres”. Disponível em: < http://www.fgv.br/cps/ncm >. Acesso em outubro de 2011.
[12]	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.
Capítulo II – Demanda de energia	
[13]	ANP [Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis]. Glossário. Disponível em: < http://www.anp.gov.br/ >. Acesso em: junho. 2009.
[14]	ANFAVEA [Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores]. http://www.anfavea.com.br/tabelas.html (acesso em 15/09/2010).
[15]	CNI [Confederação Nacional da Indústria]. Eficiência Energética na Indústria. < http://www.cni.org.br >. Acesso em setembro/2009.
[16]	EPE. Balanço Energético Nacional 2010 – ano base 2009. Rio de Janeiro: EPE, 2010.
[17]	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
[18]	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
[19]	EPE/ONS. 2ª Revisão Quadrimestral das Projeções da Demanda de Energia Elétrica do Sistema Interligado Nacional 2009-2013. Rio de Janeiro: EPE/ONS, 2009b
[20]	MME/FDTE [Ministério das Minas e Energia/Fundação para o Desenvolvimento Tecnológico da Engenharia]. Balanço de Energia Útil 2005. Brasília, 2005.
[21]	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.
[22]	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.
[23]	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.
Capítulo III – Geração de energia elétrica	
[24]	ONS. Plano Anual da Operação Energética– PEN 2012. Rio de Janeiro, 2012.

Nº	REFERÊNCIA - TÍTULO
[25]	Relatório de cadastro de usinas de Dezembro/2011 (Eletrobras) – Disponível em: http://www.eletrobras.gov.br/ELB/data/Pages/LUMISC2FC9AA3PTBRIE.htm# . Acessado em 15/05/2012.
[26]	EPE. Custo Marginal de Expansão: Metodologia de Cálculo – 2011. Nota Técnica nº EPE-DEE-RE-091/2011-r0. Rio de Janeiro, 2011.
[27]	EPE. Atualização do Valor para Patamar Único de Custo do Déficit, 2012. Nota Técnica nº EPE-DEE-RE-006/2012-r0. Rio de Janeiro, 2012.
[28]	EPE. Nota Técnica. Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira, maio de 2012.
[29]	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.
Capítulo IV – Transmissão de energia elétrica	
[30]	CCPE. "Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão", novembro/2002
[31]	EPE-DEE-RE-002/2011-r0 – "Estudo da Região de Piracicaba"
[32]	EPE-DEE-RE-004/2011-r0 – "Reforço Estrutural ao Sistema de Transmissão da Região Alto Paranaíba - Minas Gerais"
[33]	EPE-DEE-RE-005/2011-r0 – "Estudo para Dimensionamento das ICG referentes às Centrais Geradoras Eólicas do LFA e LER 2010, nos Estados: Ceará, Rio Grande do Norte e Bahia"
[34]	EPE-DEE-RE-007/2011-r0 – "Opções tecnológicas de fornecimento a considerar nos estudos de planejamento da expansão de grandes interligações de transmissão do Sistema Interligado Nacional - Informações dos fabricantes"
[35]	EPE-DEE-RE-008/2011-r0 – "Estudo da Região Nordeste da CPFL Paulista"
[36]	EPE-DEE-RE-009/2011-r0 – "Impacto da Conexão do AHE Belo Monte nos capacitores da série da SE Xingu"
[37]	EPE-DEE-RE-012/2011-r0 – "Expansão da Rede em 138kV no estado de São Paulo"
[38]	EPE-DEE-RE-013/2011-r0 – "PAR-PET/DIT - Obras Consolidadas - Período 2011-2013"
[39]	EPE-DEE-RE-015/2011-r0 – "Reforços Complementares Necessários para Assegurar o Atendimento ao Mercado da Região do Nordeste Do Brasil"
[40]	EPE-DEE-RE-016/2011-r2 – "Expansão do sistema de transmissão interligado Brasil-Venezuela para atendimento de energia elétrica ao estado de Roraima, período 2012-2014"
[41]	EPE-DEE-RE-017/2011-r0 – "Interligação Norte-NE - Análise das Tensões Impostas nos Terminais do Banco de Capacitores Série da LT 500 kV São João do Piauí – Sobradinho C2 para Condição de Intercâmbios Reduzidos"
[42]	EPE-DEE-RE-020/2011-r0 – "Parecer Técnico – Estudo de atendimento a Nova Palma Energia"
[43]	EPE-DEE-RE-024/2011-r0 – "Parecer sobre o Atendimento a Região de Lajeado"
[44]	EPE-DEE-RE-025/2011-r0 – "Plano Decenal - Região Sul"
[45]	EPE-DEE-RE-026/2011-r0 – "Diagnóstico do SIN horizonte 2020 - Região Sudeste"
[46]	EPE-DEE-RE-027/2011-r0 – "Diagnóstico do SIN horizonte 2020 - Região Norte"
[47]	EPE-DEE-RE-030/2011-r0 – "Avaliação de Reforço Estrutural para Atendimento a RMBH - Copa do Mundo de 2014"
[48]	EPE-DEE-RE-033/2011-r0 – "Estudo de Conexão do Parque Eólico Congonhas"
[49]	EPE-DEE-RE-034/2011-r0 – "Estabelecimento de Reforços na Rede Básica para Assegurar o Atendimento a Região Centro Sul"
[50]	EPE-DEE-RE-035/2011-r0 – "Definição do Reforço Estrutural para Solução do Esgotamento do Trecho de Transmissão Paulo Afonso – Bom Nome – Milagres em 230 kV"
[51]	EPE-DEE-RE-036/2011-r0 – "Estudo para Ampliação das Interligações para o Nordeste frente à Necessidade de Exportação do Excedente de Energia"
[52]	EPE-DEE-RE-039/2011-r0 – "Avaliação da Possibilidade do Sistema de Transmissão do Madeira escoar as 4 unidades adicionais solicitadas por Jirau"
[53]	EPE-DEE-RE-040/2011-r0 – "Estudos relativos aos Grandes Aproveitamentos Hidrelétricos na Região Amazônica"

Nº	REFERÊNCIA - TÍTULO
[54]	EPE-DEE-RE-041/2011-r0 – “Atendimento a Área Norte da Região Metropolitana de Recife - Esgotamento da Transformação da SE Mirueira 230-69 kV”
[55]	EPE-DEE-RE-047/2011-r0 – “Análise de Integração das Usinas cadastradas no Leilão de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração - “A-3” e no Leilão para Contratação de Energia de Reserva - “LER-2011””
[56]	EPE-DEE-RE-048/2011-r0 – “Perdas Triplas e Duplas de Linhas do Tronco de 765 kV de Itaipu”
[57]	EPE-DEE-RE-050/2011-r0 – “Análise do Sistema de Integração dos Aproveitamentos Hidrelétricos da Bacia do Rio Teles Pires e Reforços no SIN”
[58]	EPE-DEE-NT-056/2011-r0 – “Estudos Associados à Transmissão de Energia Gerada pelas Usinas da Bacia do Rio Teles Pires - Estabilidade Eletromecânica”
[59]	EPE-DEE-RE-057/2011-r0 – “Estudo de Cenários de Integração da UTE Norte Catarinense ao SIN”
[60]	EPE-DEE-RE-058/2011-r0 “Análise da Expansão da Interligação entre as Regiões Sul e Sudeste / Centro-Oeste”
[61]	EPE-DEE-RE-059/2011-r0 – “Estudo de Reforços na Região Sudeste - Pré Belo Monte”
[62]	EPE-DEE-RE-060/2011-r0 – “Avaliação de um Novo Ponto de Atendimento na Área Rio: SE Zona Oeste 500/138kV”
[63]	EPE-DEE-RE-061/2011-r0 – “Análises de Alternativas de Atendimento ao Pólo de Nova Mutum Paraná”
[64]	EPE-DEE-RE-063/2011-r0 – “Ampliação da Interligação Norte/Nordeste - Sudeste para Escoamento da Geração Excedente na Região Nordeste”
[65]	EPE-DEE-RE-064/2011-r0 – “Reavaliação da Transformação da SE Nova Paraguaçu Paulista”
[66]	EPE-DEE-RE-065/2011-r0 – “Estudo de Atendimento à Região de Bento Gonçalves, Farroupilha e Garibaldi”
[67]	EPE-DEE-RE-066/2011-r0 – “Definição da Localização da Subestação Pirajá 230/69 kV na Região Metropolitana de Salvador”
[68]	EPE-DEE-RE-067/2011-r0 – “Estudo de Suprimento Elétrico ao Estado do Rio Grande do Sul - Região Oeste”
[69]	EPE-DEE-RE-068/2011-r0 – “Estudo da Região de Presidente Prudente”
[70]	EPE-DEE-RE-069/2011-r0 – “Estudo da Região Oeste do RS”
[71]	EPE-DEE-RE-070/2011-r0 – “Reavaliação do Estudo do MS”
[72]	EPE-DEE-RE-071/2011-r0 – “Estudo de Suprimento à Área Sul da Região Metropolitana de Recife”
[73]	EPE-DEE-RE-072/2011-r0 – “Obras de Expansão da Rede Básica recomendadas pelo ONS no PAR/PET 2012-2014 - Ampliação da SE Pirineus - Parecer Técnico”
[74]	EPE-DEE-RE-078/2011-r0 – “Estudo de Conexão das Centrais Geradoras Eólicas Vencedoras no A-3 e LER 2011 nos Estados do Ceará, Rio Grande do Norte, Bahia e Piauí”
[75]	EPE-DEE-RE-079/2011-r0 – “CVU máximo para Térmicas no Leilão A-3 de 2012”
[76]	EPE-DEE-RE-083/2011-r0 – “Análise da Necessidade de Aumento de Capacidade na SE Itajaí”
[77]	EPE-DEE-RE-084/2011-r0 – “Reforços Complementares Necessários para assegurar o Atendimento ao Mercado do Norte do Brasil”
[78]	EPE-DEE-RE-085/2011-r0 – “Estudo de Atendimento a Manaus considerando Nova UTG”
[79]	EPE-DEE-RE-087/2011-r0 – “Estudo de Definição da Nova Subestação Currais Novos II 230/69 kV, 2x100MVA, no Estado Rio Grande do Norte”
[80]	EPE-DEE-RE-089/2011-r0 – “Análise do Sistema de Integração dos Aproveitamentos Hidrelétricos da Bacia do Rio Teles Pires e Reforços no SIN - Detalhamento da Alternativa de Referência – Relatório R2”
[81]	EPE-DEE-RE-090/2011-r0 – “Estudo do Sistema de 138 kV das Regiões do Pardo e Médio Tietê com a Interligação 500/440 kV em Araraquara - Período 2011 a 2020
[82]	EPE-DEE-RE-093/2011-r0 – “Atendimento à Região de Três Marias – Minas Gerais”
[83]	EPE-DEE-RE-094/2011-r0 – “Necessidade de recapacitação dos trechos existentes das futuras LTs 230kV Curitiba Leste – Uberaba e Umbará – Uberaba C2”

Nº	REFERÊNCIA - TÍTULO
[84]	EPE-DEE-RE-098/2011-r0 – “Análise de Integração das Usinas cadastradas no Leilão de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração-“A-5” – 2011”
[85]	EPE-DEE-RE-103/2011-r0 – “Sistema de Conexão Elétrica dos Empreendimentos de Geração Hidrelétrica – Leilão A-5 de 2011”
[86]	EPE-DEE-RE-111/2011-r0 – “ Estudo de Suprimento à Região Sul do Piauí 2015 – 2028 – Sumário Gerencial”
[87]	EPE-DEE-RE-112/2011-r0 – “Estudo de Suprimento a Região Sul do Piauí - 2015-2028”
[88]	EPE-DEE-RE-113/2011-r0 – “Estudo para Dimensionamento das ICG referentes às Centrais Geradoras Eólicas do A-3 e LER 2011 e Reforços na Rede Básica nos Estados do Ceará, Rio Grande do Norte e Bahia”
[89]	EPE-DEE-RE-114/2011-r0 – “Integração da UTE Ivinhema/MS ao Sistema Interligado Nacional – Parecer Técnico”
[90]	EPE-DEE-RE-115/2011-r0 – “Estudo de Conexão da UTE Santo Ângelo – Pirajuba MG ao Sistema Interligado Nacional – Parecer Técnico”
[91]	EPE-DEE-RE-116/2011-r0 – “Integração de Cruzeiro do Sul ao Sistema Interligado”
[92]	EPE-DEE-RE-117/2011-r0 – “Análise da conexão das usinas eólicas contratadas no Leilão A-3 de 2011 no estado do Rio Grande do Sul”
[93]	EPE-DEE-RE-003/2012-r0 – “Programa de Expansão da Transmissão – PET ciclo 2012-2016”
[94]	EPE-DEE-RE-004/2012-r0 – “Plano de Expansão de Longo Prazo – PELP 2017”
[95]	EPE-DEE-RE-005/2012-r0 – “Análise da Expansão da Interligação entre as Regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste – Relatório R2”
[96]	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”
[97]	EPE-DEE-RE-017/2012-r0 – “Análise do Sistema de Integração da UHE Belo Monte ao Sistema Interligado - Desempenho Dinâmico”
[98]	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”
[99]	EPE-DEE-RE-020/2012-r0 – “Estudo da SE Jupia, reforços para alívio de carregamento na transformação 440/138 kV”
[100]	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”
Capítulo V – Produção de petróleo e gás natural	
[101]	ANP (2010). < http://www.anp.gov.br/ >. Acesso em: julho. 2009.
[102]	EPE (2007). Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás – Relatório Executivo. Rio de Janeiro..
[103]	EPE (2008). Atualização da Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural - Parte C: Análise das Perspectivas de Recursos e Produção de Petróleo e Gás Natural com Foco no <i>Pré-Sal</i> . Rio de Janeiro.
[104]	BP Statistical Review of World Energy 2010, junho 2010. Disponível em : < http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2008/STAGING/local_assets/2010_downloads/statistical_review_of_world_energy_full_report_2010.pdf > . Acesso em: julho, 2010.
Capítulo VI – Oferta de derivados de petróleo	
[105]	ANP (2000a). 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 .
[106]	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 .
[107]	ANP (2011a). Preços de Produtores. Disponível em: http://www.anp.gov.br .
[108]	ANP (2011b). Despacho ANP nº 682, de 09 de junho de 2011. Atualiza os Anexos II e III da Portaria ANP nº 206 de 29 de agosto de 2000. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 10 jun. 2011. Disponível em: http://www.anp.gov.br .
[109]	ANP (2011c). Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo e do Gás Natural 2011 (ano-base 2010). Disponível em: http://www.anp.gov.br ..

Nº	REFERÊNCIA - TÍTULO
[110]	ARRUDA, G (2006). Refinaria do Futuro. Revista Petro & Química. São Paulo, ano XXX, n. 285, p. 52-65, jun. 2006.
[111]	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 .
[112]	BRASIL (2008). Acordo para compensação pelo não cumprimento da Resolução CONAMA nº 315/2002. Ministério Público Federal, São Paulo, 29 out. 2008.
[113]	BRASIL (2011a). Ministério de Minas e Energia (MME). Set. 2010.
[114]	BRASIL (2011b). Balanço de um ano do Plano de Aceleração do Crescimento 2. Portal Brasil, 31 dez. 2011. Disponível em: < http://www.brasil.gov.br/pac/relatorios/pac-2/balanco-de-um-ano-do-pac-2/energia/view > Acessado em: 04/04/2012
[115]	BOSCO, F (2009). Guia Anual de Refinarias. Revista Petro & Química, São Paulo, ano XXXI, n. 316, p. 12-25, jun. 2009.
[116]	ESMAP (2005). Crude oil price differentials and differences in oil qualities: a statistical analysis. Energy Sector Management Assistance Programme. Washington/The World Bank Group.
[117]	PETROBRAS (2007a). Fato Relevante: Análise da área de TUPI. Rio de Janeiro: Petrobras. Disponível em: http://www.petrobras.com.br . Acessado em: 28/01/2008.
[118]	PETROBRAS (2007b). Apresentação da Carteira de Investimentos do Abastecimento para a Empresa de Pesquisa Energética. 24 out. 2007.
[119]	PETROBRAS (2009). Abastecimento Corporativo. Gerência de Gestão de Portifólio. Mai. 2009.
[120]	PETROBRAS (2010a). Desafios do Mercado de Diesel, Workshop Diesel S-10. Universidade da Petrobras. Set. 2010.
[121]	PETROBRAS (2011a). Abastecimento Corporativo. Gerência de Gestão de Portifólio. 14 set. 2011.
[122]	PETROBRAS (2011b). Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro. <i>Apresentação...</i> Rio de Janeiro: [], 19 ago. 2011.
[123]	PETROBRAS (2011c). Abastecimento Corporativo. Gerência de Relacionamento Externo.
[124]	PETROBRAS (2012). Plano de Negócios e Gestão 2012-2016. <i>Apresentação...</i> Rio de Janeiro: [], 25 jun.2012.
[125]	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.
[126]	TRANSPETRO (2007). Apresentação dos novos projetos em terminais e oleodutos. Nov. 2007.
[127]	TRANSPETRO (2011). Acordo para Intercâmbio e Cooperação Técnica entre EPE e Transpetro.
Capítulo VII – Oferta de gás natural	
[128]	ANP (2011). <i>Boletim Mensal do Gás Natural</i> . Maio 2011.
[129]	BP (2011). <i>Statistical Review of World Energy 2012</i> . Disponível em: < http://www.bp.com >. Acesso em: 04 nov. 2011.
[130]	EIA [Energy Information Administration]. (2011a). <i>Annual Energy Outlook 2011</i> . U.S. Energy Information Administration. Disponível em: < http://www.eia.gov/forecasts/aeo/ >. Acessado em: 30 out. 2011.
[131]	EIA (2011b). <i>International Energy Outlook 2011 – Highlights</i> . U.S. Energy Information Administration. Disponível em: < http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/ >. Acessado em: 30 out. 2011.
[132]	EIA (2012). <i>Annual Energy Outlook 2012 – Early Release Review</i> . U.S. Energy Information Administration. Disponível em: < http://www.eia.gov/forecasts/aeo/er/ >. Acessado em: 23 jan. 2012.
[133]	IEA [International Energy Agency]. (2011). <i>World Energy Outlook 2011</i> . International Energy Agency, OECD/IEA, Paris.
[134]	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.
[135]	MME (2011). Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural. Dez/2011.
[136]	MME (2012). Secretaria de Petróleo e Gás Natural. Comunicação Interna.

Nº	REFERÊNCIA - TÍTULO
[137]	PETROBRAS (2011). Plano de Negócios 2011-2015.
[138]	PLATTS (2011). Price Assessments and Indices. The McGraw-Hill Companies. Disponível em: < http://www.platts.com >.
[139]	RUESTER, S. (2010). <i>LNG v. Unconventional Gas Sources In North America</i> . EU Energy Policy Blog, February, 2010. Disponível em: < http://www.energypolicyblog.com/2010/02/02/lng-v-unconventional-gas-sources-in-north-america/ >. Acessado em: 26 fev. 2011.
Capítulo VIII – Oferta de biocombustíveis	
[140]	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.
[141]	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.
[142]	ANP (2011). Boletim Mensal do Biodiesel de Outubro. Disponível em < http://www.anp.gov.br >. Acesso em 20/11/2011.
[143]	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/bndes_pt/Areas_de_Atuacao/Inovacao/paiss/ >
[144]	BTP – Brasil Terminal Portuário, 2011. BTP, braço da Europe Terminal, anuncia investimento de R\$ 1,6 bi em Santos. Disponível em: < http://www.brporto.com.br/index_noticias3.htm >. Acesso em 03/10/2010.
[145]	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.
[146]	COGEN, 2009 "Bioeletricidade – Reduzindo Emissões & Agregando Valor ao Sistema Elétrico". Disponível em < http://www.cogen.com.br/workshop/2009/Bioeletricidade_Agregando_Valores_Matriz_Eletrica_03jun2009.pdf >. Acesso em 14/09/2009.
[147]	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.
[148]	Consulcana, 2011. Comunicação Pessoal.
[149]	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.
[150]	Cortez, Luís. Can Brazil Replace 5% of World Demand of Gasoline in 2025? Global Sustainable BioenergyLatin American Convention. São Paulo-Brazil, 23/03/2010.
[151]	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>.
[152]	DATAGRO – Consultoria de Etanol e Açúcar. Estimativa Balanço Oferta/Demanda – safra 2011/2012. 12ª estimativa. < www.datagro.com.br >.
[153]	DATAGRO – Consultoria de Etanol e Açúcar. Informativo Reservado quinzenal sobre a indústria sucroalcooleira. Ano 2011, número 02 página 4. < www.datagro.com.br >
[154]	EBB – European Biodiesel Board, 2011. Statistics. The EU Biodiesel Industry. Disponível em < http://www.ebb-eu.org/stats.php >. Acesso em 29/11/2011.
[155]	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.
[156]	EIA/DOE, 2012. Independent Statistics and Analysis. Disponível em < http://www.eia.gov/emeu/mer/renew.html >. Acesso em 15/01/2012.
[157]	Embraport, 2011. Disponível em: < http://www.terminalempraport.com.br/por/o-projeto >. Acesso em 04/10/2010.
[158]	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.
[159]	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.
[160]	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.
[161]	EPE - Empresa de Pesquisa Energética, 2010. Estudos sobre a Demanda de Etanol. Modelo de Demanda de Etanol.

Nº	REFERÊNCIA - TÍTULO
[162]	EPE - Empresa de Pesquisa Energética, 2008. Metodologia de Cálculo da Garantia Física das Usinas.
[163]	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.
[164]	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.
[165]	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.
[166]	EUROSERVER, 2011. Biofuels Barometer. Disponível em < http://www.eurobserv-er.org/downloads.asp >. Acessado em 21/11/2011.
[167]	F.O.LICHT, 2009. World Ethanol Markets. The Outlook to 2020.
[168]	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.
[169]	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
[170]	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.
[171]	Logum Logística S.A., 2011. Disponível em: < http://www.logum.com.br/php/index.php >. Acesso em 13/02/2012.
[172]	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.
[173]	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.
[174]	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.
[175]	MAPA – Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, 2011. Comunicação Pessoal
[176]	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.
[177]	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.
[178]	ODEBRECHT, 2011. Disponível em: http://www.eth.com/index.cfm/8/pt/Polos_Produtivo . Acesso em 06/06/2011.
[179]	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.
[180]	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.
[181]	Petrobras, Mitsui e Camargo Correa – PMCC, 2010. Desafios da Logística – Rio Oil & Gas, 2010. Comunicação pessoal. Acesso em 04/10/2010.
[182]	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-riote-e-assina-protocolo-de-intencoes-para-investimentos-na-hidrovia-tiete-parana >. Acesso em 13/09/2011.
[183]	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.
[184]	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.
[185]	RFA - Renewable Fuels Association, 2012. Industry Statistics. Disponível em: < http://www.ethanolrfa.org/industry/statistics >. Acesso em 30/01/2012.
[186]	Secretaria de Portos, 2011. Disponível em: http://www.portosdobrasil.gov.br/sobre-a-sep . Acesso em 03/10/2010.
[187]	UDOP - União dos Produtores de Bioenergia, 2011. Homepage. Disponível em < www.udop.com.br >. Acesso em 04/07/2011.

Nº	REFERÊNCIA - TÍTULO
[188]	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.
[189]	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.
[190]	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.
[191]	UNICA – União da Indústria de Cana-de-açúcar, 2011. Comunicação Pessoal.
[192]	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.
[193]	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.
[194]	VALE, 2011. Comunicação pessoal.
[195]	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.
[196]	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.
Capítulo IX – Eficiência energética	
[197]	MME/FDTE. Balanço de Energia Útil 2005. Brasília: MME, 2005
[198]	EPE. Balanço Energético Nacional 2012 – Resultados Preliminares ano base 2011. Rio de Janeiro: EPE, 2012.
[199]	EPE. Balanço Energético Nacional 2011 – ano base 2010. Rio de Janeiro: EPE, 2011. Rio de Janeiro: EPE, 2011.
[200]	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.
[201]	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 dez. 2011.
[202]	ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, Programa de Eficiência Energética. Disponível no site: < http://www.aneel.gov.br >. Acesso em dez.2011
Capítulo X – Aspectos socioambientais	
[203]	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.
[204]	ALMEIDA, José Renato F. <i>Oportunidades e Desafios do Setor até 2020</i> . 8º Encontro Nacional do Prominp. 2011.
[205]	AMORIM, Henrique V. <i>A Chave para Melhorar a Fermentação</i> . 6º Simpósio Internacional e Mostra de Tecnologia da Agroindústria Sucoalcooleira - SIMTEC. Disponível em: < http://www.simtec.com.br/palestras/simtec.html >. Acesso em nov 2009.
[206]	ANA - Agência Nacional de águas. <i>Manual de Conservação e Reuso da Água na Agroindústria Sucoenergética</i> . Coordenação André Elia Neto. Disponível em: < http://www.ana.gov.br >. Acesso em dez 2009.
[207]	ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. <i>Resultado das Licitações de Linhas de Transmissão</i> . Disponível em < http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=58&idPerfil=5 >. Acesso em dez 2011.
[208]	ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. <i>Boletim Mensal de Biodiesel</i> – referente a dezembro de 2011. Disponível em: < http://www.anp.gov.br >. Acesso em fev 2012.
[209]	_____. <i>Resultados dos Leilões de Biodiesel</i> . Disponível em: < http://www.anp.gov.br >. Acesso em fev 2012.
[210]	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 >

Nº	REFERÊNCIA - TÍTULO
[211]	BRASIL. Plano Nacional sobre Mudança do Clima. 2008.
[212]	_____. <i>Lei nº 12.187</i> , de 29 de dezembro de 2009.
[213]	_____. <i>Decreto nº 7.390</i> , de 09 de dezembro de 2010.
[214]	CETESB - Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental. <i>Vinhaça - Critérios e Procedimentos para Aplicação no Solo Agrícola</i> . Norma Técnica CETESB - P4.231 de janeiro de 2005.
[215]	CONSULCANA. <i>Circulares das Safras entre 2000/01 e 2010/11</i> . Disponível em: < http://www.udop.com.br >. Acesso em jul 2010.
[216]	EMBRAPA - Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária. Complexo Agroindustrial do Biodiesel no Brasil: Competitividade das cadeias produtivas de Matérias-Primas. Brasília. 2010.
[217]	_____. <i>Zoneamento Agroecológico da Cana-de-açúcar</i> . Disponível em: < http://www.cnps.embrapa.br/zoneamento_cana_de_acucar/ >. Acesso em jan 2012.
[218]	EPE – Empresa de Pesquisa Energética. <i>Metodologia para avaliação socioambiental de Usinas Hidrelétricas</i> . Nota Técnica. Rio de Janeiro. 2012. Disponível em < http://www.epe.gov.br >
[219]	_____. <i>Avaliação processual de Usinas Hidrelétricas</i> . Nota Técnica. Rio de Janeiro. 2012. Disponível em < http://www.epe.gov.br >
[220]	FGV Projetos e UBRABIO. O biodiesel e sua contribuição ao desenvolvimento brasileiro. 2010
[221]	IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. <i>Levantamento Sistemático da Produção Agrícola</i> . Disponível em: < http://www.ibge.gov.br >. Acesso em dez 2011.
[222]	_____. <i>Produção Agrícola Municipal 2010</i> . Disponível em: < http://www.ibge.gov.br >. Acesso em dez 2011.
[223]	IEA – International Energy Agency. IEA Statistics: CO ₂ Emissions from fuel combustion - Highlights. 2011.
[224]	IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change. <i>Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories</i> . 1996. Disponível em < http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp >
[225]	_____. <i>IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories</i> . Vol. 2 – Energy. 2006. Disponível em < http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp >
[226]	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.
[227]	MAPA - Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento. <i>Integração Lavoura-pecuária: Cartilha do produtor</i> . Abril de 2007.
[228]	MCT- Ministério da Ciência e Tecnologia . 2ª Comunicação Nacional do Brasil à Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima. 2010.
[229]	MDA - Ministério do Desenvolvimento Agrário. Secretaria de Agricultura Familiar – SAF, Departamento de Geração de Renda e Agregação de Valor. <i>Comunicação pessoal</i> . 2011.
[230]	MMA – Ministério do Meio Ambiente. <i>PROBIO</i> . Disponível em < http://www.mma.gov.br >. Acesso em jul 2011.
[231]	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.
[232]	MME – Ministério de Minas e Energia. <i>Boletim Mensal dos Combustíveis Renováveis</i> . 47ª ed., referente a novembro de 2011. Disponível em: < http://www.mme.gov.br >. Acesso em fev 2012.
[233]	_____. Portaria ministerial nº 469 de 03 de agosto de 2011.
[234]	MPOG - Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão. <i>Lei de Diretrizes Orçamentárias 2012</i> .
[235]	_____. Plano Plurianual 2012-2015.
[236]	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.
[237]	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 fev 2012.
[238]	REVISTA QUÍMICA E DERIVADOS. Crescimento do biodiesel provoca inundação no mercado de glicerina, incentivando a descobrir novas aplicações. Edição nº 487, julho de 2009.
[239]	SÃO PAULO. Secretaria de Estado do Meio Ambiente. <i>Resolução nº 067</i> , de 18 de setembro de 2008.

Nº	REFERÊNCIA - TÍTULO
[240]	SINISCALCHI, C. R. Análise da Viabilidade da Inserção da Agricultura Familiar do Semiárido no Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel: O Caso do Ceará. Dissertação de Mestrado. Rio de Janeiro, Programa de Planejamento Energético, COPPE/UFRJ, 2010.
[241]	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.
[242]	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**

Tabela 1 – Taxas de crescimento do nível de atividade (médias no período).....	21
Tabela 2 – Principais variáveis exógenas do cenário de referência (médias no período).....	21
Tabela 3 – Investimento e PIB (taxas médias no período).....	22
Tabela 4 – Indicadores econômicos do setor público (médias no período)	22
Tabela 6 – Evolução do preço do petróleo tipo Brent.....	24
Tabela 7 – Brasil e Regiões, 2012-2021: Projeção da população total residente (mil hab.).....	25
Tabela 8 – Brasil e Regiões, 2012-2021: Projeção do número de domicílios (mil unidades)	25
Tabela 9 – Grandes consumidores industriais: produção física (10 ³ t).....	29
Tabela 10 – Grandes consumidores industriais: consumo específico de eletricidade (kWh por tonelada produzida)	30
Tabela 11 – Posse média de equipamentos (unidades/100 domicílios)	31
Tabela 12 – Consumo médio do estoque de equipamentos (kWh/ano).....	31

Capítulo II

Tabela 13 – Economia e consumo final energético – 2012-2021	35
Tabela 14 – Consumo final energético e participação por fonte.....	37
Tabela 15 – Brasil: Elasticidade-renda do consumo de energia elétrica	39
Tabela 16 – Brasil: Consumo de eletricidade na rede por classe (GWh).....	39
Tabela 17 – Brasil Consumo de eletricidade na rede por subsistema (GWh)	39
Tabela 18 – SIN e subsistemas: índice de perdas (%)	41
Tabela 19 – SIN e subsistemas: carga de energia (MWmédio)	41
Tabela 20 – SIN e subsistemas: carga de demanda instantânea (MW)	42
Tabela 21 – Brasil e Regiões: consumo final energético de gás natural (10 ³ m ³ /dia)	44
Tabela 22 – Brasil Demanda de óleo diesel por região (milhões de litros)	48
Tabela 23 – Brasil Demanda de GLP por região (mil m ³).....	49
Tabela 24 – Brasil: Demanda de gasolina “A” (milhões de litros)	51
Tabela 25 – Brasil e regiões: Demanda de gasolina “C” (milhões de litros)	51
Tabela 26 – Brasil e regiões: Demanda de QAV (milhões de litros).....	53
Tabela 27 – Brasil: Demanda de óleo combustível e de outros secundários de petróleo (mil tep)	54
Tabela 28 – Brasil e regiões: Demanda de óleo combustível (mil m ³).....	54
Tabela 29 – Brasil e regiões: Demanda de “outros derivados de petróleo” (mil tep).....	55
Tabela 30 – Brasil: Demanda de produtos não energéticos de petróleo (mil tep)	55
Tabela 31 – Brasil e regiões: Demanda total de produtos não energéticos de petróleo (mil tep)	56
Tabela 32 – Brasil e regiões: Demanda obrigatória de biodiesel (milhões de litros).....	58
Tabela 33 – Brasil e regiões: Demanda energética de etanol hidratado (milhões de litros).....	58
Tabela 34 – Brasil e regiões: Demanda energética de etanol anidro (milhões de litros)	58
Tabela 35 – Brasil: Demanda de bagaço de cana-de-açúcar (mil toneladas)	59
Tabela 36 – Brasil e regiões: Número de domicílios com uso preponderante de lenha (mil unidades).....	60
Tabela 37 – Brasil e regiões: Demanda de lenha (mil toneladas).....	60
Tabela 38 – Brasil Demanda de carvão vegetal (mil toneladas)	61
Tabela 39 – Brasil: Demanda de carvão mineral e coque (mil tep)	62
Tabela 40 – Brasil: Consumo final de energia por fonte e setor.....	65

Capítulo III

Tabela 41 – Capacidade instalada em 31/12/2011 nos sistemas isolados (MW)	69
Tabela 42 – Expansão de biomassa, PCH e eólica contratada e em construção de 2012 a 2016	77
Tabela 43 – Expansão hidrotérmica contratada e em construção de 2012 a 2016	77
Tabela 44 – Novos projetos hidrelétricos a serem viabilizados de 2017 a 2021	78
Tabela 45 – UHE (>50 MW) com Estudos de Viabilidade na ANEEL, aprovados ou com aceite.....	83
Tabela 46 – Evolução da capacidade instalada por fonte de geração (MW)	92
Tabela 47 – Evolução da capacidade instalada por fonte de geração (%).....	93
Tabela 48 – Principais expansões ou antecipação das interligações.....	100
Tabela 49 – Estimativa de investimentos em geração de energia	113

Capítulo IV

Tabela 50 – Empreendimento para atender os critérios diferenciados – Rede Básica e DIT.....	136
Tabela 51 – Linhas de Transmissão previstas – Rede Básica – Pará.....	138
Tabela 52 – Subestações previstas – Rede Básica – Pará.....	139
Tabela 53 – Subestações previstas – Rede Básica de Fronteira – Pará.....	140
Tabela 54 – Linhas de transmissão previstas – Maranhão - Rede Básica.....	141
Tabela 55 – Subestações previstas – Maranhão - Rede Básica.....	142
Tabela 56 – Subestações – Maranhão - Rede Básica de Fronteira.....	142
Tabela 57 – Linhas de Transmissão previstas – Rede Básica – Tocantins.....	143
Tabela 58 – Subestações previstas – Rede Básica – Tocantins.....	143
Tabela 59 – Linhas de transmissão previstas – Amazonas - Rede Básica.....	145
Tabela 60 – Subestações previstas – Rede Básica – Amazonas.....	145
Tabela 61 – Linhas de transmissão previstas – Amapá - Rede Básica.....	146
Tabela 62 – Subestações previstas – Amapá.....	146
Tabela 63 – Linhas de transmissão previstas – Roraima - Rede Básica.....	148
Tabela 64 – Subestações previstas – Roraima.....	148
Tabela 65 – Subestações – Rede Básica de Fronteira – Roraima.....	148
Tabela 66 – Programa de obras – linhas de transmissão - Piauí.....	151
Tabela 67 – Programa de obras – subestações - Piauí.....	151
Tabela 68 – Programa de obras – linhas de transmissão – Ceará.....	153
Tabela 69 – Programa de obras – subestações – Ceará.....	153
Tabela 70 – Programa de obras – linhas de transmissão - Rio Grande do Norte.....	155
Tabela 71 – Programa de obras – subestações - Rio Grande do Norte.....	155
Tabela 72 – Programa de obras – linhas de transmissão - Paraíba.....	157
Tabela 73 – Programa de obras – subestações - Paraíba.....	157
Tabela 74 – Programa de obras – linhas de transmissão – Pernambuco.....	159
Tabela 75 – Programa de obras – subestações – Pernambuco.....	159
Tabela 76 – Programa de obras – linhas de transmissão - Alagoas.....	160
Tabela 77 – Programa de obras – subestações - Alagoas.....	160
Tabela 78 – Programa de obras – linhas de transmissão - Sergipe.....	162
Tabela 79 – Programa de obras – subestações - Sergipe.....	162
Tabela 80 – Programa de obras – linhas de transmissão – Bahia.....	163
Tabela 81 – Programa de obras – subestações – Bahia.....	164
Tabela 82 – Programa de obras – linhas de transmissão - São Paulo.....	168
Tabela 83 – Programa de obras – subestações - São Paulo.....	168
Tabela 84 – Programa de obras – linhas de transmissão - Minas Gerais.....	170
Tabela 85 – Programa de obras – subestações - Minas Gerais.....	171
Tabela 86 – Programa de obras – linhas de transmissão – Espírito Santo.....	172
Tabela 87 – Programa de obras – subestações - Espírito Santo.....	173
Tabela 88 – Programa de obras – linhas de transmissão – Rio de Janeiro.....	174
Tabela 89 – Programa de obras – subestações – Rio de Janeiro.....	174
Tabela 90 – Programa de obras – linhas de transmissão - Goiás e Distrito Federal.....	177
Tabela 91 – Programa de obras – subestações - Goiás e Distrito Federal.....	178
Tabela 92 – Programa de obras – linhas de transmissão – Mato Grosso.....	179
Tabela 93 – Programa de obras – subestações – Mato Grosso.....	179
Tabela 94 – Programa de obras - linhas de transmissão - Estados do Acre e Rondônia.....	181
Tabela 95 – Programa de obras – subestações - Estados do Acre e Rondônia – Subestações.....	181
Tabela 96 – Programa de obras - linhas de transmissão - Rio Grande do Sul.....	184
Tabela 97 – Programa de obras - subestações - Rio Grande do Sul.....	185
Tabela 98 – Programa de obras - linhas de transmissão - Santa Catarina.....	187
Tabela 99 – Programa de obras - subestações – Santa Catarina.....	187
Tabela 100 – Programa de obras de linhas de transmissão – Paraná.....	188
Tabela 101 – Programa de obras - subestações – Paraná.....	188
Tabela 102 – Programa de obras - subestações – Mato Grosso do Sul.....	190
Tabela 103 – SIN: Estimativa da evolução física do sistema de transmissão - Linhas de transmissão (km).....	192
Tabela 104 – SIN: Estimativa da evolução física do sistema de transmissão - Transformação (MVA).....	192
Tabela 105 – Tarifas de carga.....	198

Capítulo V

Tabela 106 – Previsão nacional de produção anual de petróleo, no período 2012-2021, classificada por nível de incerteza dos recursos.	203
Tabela 107 – Previsão de produção bruta potencial nacional de gás natural, no período 2012-2021, classificada por nível de incerteza dos recursos.	204
Tabela 108 – Previsão de produção bruta potencial nacional de gás natural, no período 2012-2021, a partir de recursos descobertos em áreas contratadas (reservas e contingentes).	205
Tabela 109 – Previsão de produção líquida potencial nacional de gás natural.	206
Tabela 110 – Previsão de produção de petróleo nacional, no período 2012-2021, a partir de recursos descobertos (RT + RC) em áreas contratadas, classificada por tipo (leve, mediano e pesado).	206
Tabela 111 – Previsão de produção de petróleo nacional, no período 2012-2021, a partir de recursos não descobertos em áreas contratadas (RND-E), classificada por tipo (leve, mediano e pesado).	206
Tabela 112 – Previsão de produção nacional de petróleo em áreas contratadas, a partir da localização (Pré-Sal Legal ou Extra Pré-Sal Legal) e nível de incerteza dos recursos (descobertos ou não descobertos).	207
Tabela 113 – Previsão de produção bruta potencial nacional de gás natural no período 2012-2021, classificada por tipo e nível de incerteza de recursos, em áreas contratadas.	207
Tabela 114 – Previsão de produção bruta potencial nacional de gás natural em áreas contratadas, a partir da localização (Pré-Sal Legal ou Extra Pré-Sal Legal) e nível de incerteza dos recursos (descobertos ou não descobertos).	207
Tabela 115 – Evolução da Reserva Provada e da R/P do petróleo nacional.	208
Tabela 116 – Evolução da Reserva Provada e da R/P do gás natural.	209
Tabela 117 - Comparação entre a previsão de produção e a demanda estimada de petróleo no Brasil.	212
Tabela 118 – Previsão de Entrada de Novas FPSOs.	213

Capítulo VI

Tabela 119 – Perspectivas de preços internacionais de petróleo (US\$/b, maio/2011)	216
Tabela 120 – Perspectivas de preços internacionais de derivados de petróleo (US\$/b, maio/2011)	217
Tabela 121 – Perspectivas de preços nacionais de derivados de petróleo (US\$/b, maio/2011)	219
Tabela 122 – Produção nacional de petróleo	222
Tabela 123 – Evolução do perfil da produção nacional de petróleo (%)	222
Tabela 124 – Demanda nacional de derivados (mil m ³ /d)	222
Tabela 125 – Capacidade adicional de unidades de processo no parque de refino atual (m ³ /d) – 2012/2021 ..	225
Tabela 126 – Investimentos programados nas refinarias existentes e em novas plantas	227
Tabela 127 – Capacidade nominal de refino em 2021	227
Tabela 128 – Balanço Produção x Demanda dos Principais Derivados ⁽¹⁾ (mil m ³ /d) – 2012 a 2021	229
Tabela 129 – Balanço Nacional de Petróleo (mil m ³ /d) – 2012 a 2021	235
Tabela 130 – Quantidade e extensão de dutos em operação, por função	238
Tabela 131 – Capacidade de armazenamento de petróleo e seus derivados em terminais.	239
Tabela 132 – Capacidade de armazenamento de derivados de petróleo em bases de distribuição	239
Tabela 133 – Frota de navios da Transpetro	239
Tabela 134 – Investimentos do Grupo Petrobras em navios, dutos e terminais	241
Tabela 135 – Navios do PROMEF já contratados	243
Tabela 136 – Investimentos no poliduto Araucária(PR) – Presidente Prudente(SP)	244

Capítulo VII

Tabela 137 – Cálculo netback de preços médios de GNL para o ano de 2016 – Bacia do Atlântico.	251
Tabela 138 – Estimativas de preços de gás natural internalizado via GNL	252
Tabela 139 – Projeção de Preços do Gás Natural: hipótese de competitividade de 75%.	254
Tabela 140 – Estimativa de investimentos	271

Capítulo VIII

Tabela 141 – Projeção de produção de açúcar.	279
Tabela 142 – Capacidade média de moagem de cana (tc/ano)	282
Tabela 143 – Estimativa de usinas e destilarias para o período 2015 -2021.	284
Tabela 144 – Comparação entre os modais	286
Tabela 145 – Resumo dos investimentos previstos para alcooldutos	287
Tabela 146 – Movimentação de combustíveis líquidos por ferrovias, no Brasil.	288
Tabela 147 – Características dos principais portos para etanol (milhões de litros)	290
Tabela 148 – Consumo regionalizado de biodiesel (milhões de litros)	292
Tabela 149 – Resultado dos leilões de compra de biodiesel pela ANP	293

Tabela 150 – Resultados do 25º leilão com Fator de Ajuste Logístico (FAL)	293
Tabela 151 – Capacidade instalada de processamento de biodiesel	296
Tabela 152 – Capacidade de processamento de biodiesel e consumo obrigatório em 2011 e 2021 (Ml)	297
Tabela 153 – Projeção da oferta de biomassa de cana-de-açúcar	302

Capítulo IX

Tabela 154 – Indicadores de eficiência energética	307
Tabela 155 – Brasil: consumo final de energia e eficiência energética (10^3 tep)	308
Tabela 156 – Brasil: consumo de energia elétrica e eficiência energética (GWh)	308
Tabela 157 – Brasil: eficiência energética e aumento da demanda	309
Tabela 158 – Indicadores do consumo de energia	309
Tabela 159 – Setor industrial: consumo específico de energia (tep/t)	310
Tabela 160 – Setor industrial: consumo de energia e eficiência energética	310
Tabela 161 – Setor industrial: consumo de eletricidade e eficiência energética	310
Tabela 162 – Setor de transportes: consumo de energia e eficiência energética (10^3 tep)	312
Tabela 163 – Setor residencial: aumento da eficiência de equipamentos eletrodomésticos, 2011-2021	313
Tabela 164 – Setor residencial: consumo de eletricidade e eficiência energética (GWh)	313
Tabela 165 – Setor comercial: consumo de energia elétrica e eficiência energética	314
Tabela 166 – Setor comercial: consumo de energia e eficiência energética	314
Tabela 167 – Outros setores: consumo de energia e eficiência energética	315

Capítulo X

Tabela 168 – Fatores de emissão de CO_2 ($tCO_2/10^3$ tep)	318
Tabela 169 – Meta setorial para emissões de GEE no setor de energia em 2020	320
Tabela 170 – Brasil: evolução das emissões de GEE na produção e no uso de energia	322
Tabela 171 – Intensidade de carbono na economia brasileira devido à produção e ao uso da energia	323
Tabela 172 – Largura da faixa de servidão das LT planejadas, por tensão e número de circuitos	332
Tabela 173 – Área ocupada pela expansão de LT (faixa de servidão), km^2	333
Tabela 174 – Interferências das novas LT (área da faixa de servidão) com áreas de interesse socioambiental, km^2	334
Tabela 175 – Cana-de-açúcar: estimativa de empregos no cultivo, no decênio 2012-2021 ^(1,2)	343
Tabela 176 – Agricultores familiares no PNPB nas regras do Selo Combustível Social	347
Tabela 177 – Comercialização de biodiesel nos leilões de 2011	347
Tabela 178 – Agricultores familiares no PNPB, previsão para 2012	348
Tabela 179 – Biodiesel: capacidade instalada de produção e potencial de geração de empregos	348
Tabela 180 – Indicadores da geração hidrelétrica	349
Tabela 181 – Indicadores da geração termelétrica	350
Tabela 182 – Indicadores da transmissão de energia elétrica	350
Tabela 183 – Indicadores de E&P de petróleo e gás natural	350
Tabela 184 – Indicadores dos biocombustíveis	350
Tabela 185 – Matriz síntese da análise socioambiental integrada	357

Consolidação dos Resultados

Tabela 186 – Economia e energia – 2012-2021	360
Tabela 187 – Evolução da oferta interna de energia no horizonte decenal	361
Tabela 188 – Evolução da oferta de energia primária (mil tep)	363
Tabela 189 – Evolução da oferta de petróleo e derivados (mil tep)	363
Tabela 190 – Balanço de Gás Natural Seco (mil m^3 /dia)	364

LISTA DE GRÁFICOS

Capítulo I

Gráfico 1 – Participação setorial no valor adicionado de 2000 a 2010 (%).....	26
Gráfico 2 – Participação setorial no valor adicionado de 2012 a 2021 (%).....	27
Gráfico 3 – Composição do VA industrial a preços básicos de 2012 a 2021 (%).....	28
Gráfico 4 – Participação das fontes no aquecimento de água para banho nos domicílios.....	32
Gráfico 5 – Evolução da frota total de veículos.....	32
Gráfico 6 – Relação habitante por veículo e PIB per capita.....	33

Capítulo II

Gráfico 7 – Brasil Autoprodução de energia elétrica (TWh).....	40
Gráfico 8 – PDE 2021 versus PDE 2020: Carga de energia no SIN (MWmed).....	43
Gráfico 9 – Consumo final energético de gás natural: PDE 2021 x PDE 2020 (10^6 m ³ /dia).....	45
Gráfico 10 – Brasil Consumo total de gás natural (10^6 m ³ /dia).....	46
Gráfico 11 – Brasil: Perfil da frota de veículos leves por combustível (milhões de veículos).....	50
Gráfico 12 – Demanda final de energia para veículos leves do Ciclo Otto (10^6 m ³ gasolina equivalente).....	52
Gráfico 13 – Brasil Evolução da participação das matérias-primas para a produção de eteno (%).....	57
Gráfico 14 – Consumo Final de Energia por fonte, 2021 (%).....	63
Gráfico 15 – Consumo Final de Energia por setor, 2021 (%).....	64

Capítulo III

Gráfico 16 - Capacidade Instalada por tipo de fonte em 31/12/2011(MW).....	69
Gráfico 17 – Evolução anual da carga de energia elétrica no SIN (MWmed).....	71
Gráfico 18 – Participação regional na capacidade instalada do SIN.....	75
Gráfico 19 – Evolução da capacidade instalada hidrotérmica do SIN (MW).....	76
Gráfico 20 – Evolução da capacidade instalada de hidrelétrica indicativas (MW).....	79
Gráfico 21 – Acréscimo da capacidade instalada hidrelétrica (MW).....	80
Gráfico 22 – Média de longo termo da ENA mensal das hidrelétricas indicativas (%).....	81
Gráfico 23 – Evolução da capacidade de armazenamento do SIN (% Armazenamento Máximo).....	82
Gráfico 24 – Acréscimo de capacidade instalada termelétrica (MW).....	85
Gráfico 25 – Geração térmica anual – Média dos 2000 cenários simulados (GWmed).....	86
Gráfico 26 – Distribuição do parque térmico por faixa de CVU e por subsistema (MW).....	87
Gráfico 27 – Acréscimo de capacidade instalada de outras fontes renováveis (MW).....	88
Gráfico 28 – Participação das fontes de produção ao final de 2015 e de 2021 (MW).....	91
Gráfico 29 – Evolução da participação das fontes de produção na capacidade instalada do SIN em dezembro de cada ano (%).....	92
Gráfico 30 – Evolução da capacidade instalada por fonte de geração (GW e %).....	93
Gráfico 31 – Acréscimo de capacidade instalada anual por fonte (MW).....	93
Gráfico 32 – Energia de reserva contratada (MWmed).....	95
Gráfico 33 – Balanço estático de garantia física do SIN não considerando a energia de reserva.....	95
Gráfico 34 – Balanço estático de garantia física – SE/CO + IT.....	96
Gráfico 35 – Balanço estático de garantia física – S.....	97
Gráfico 36 – Balanço estático de garantia física – AC/RO + T.Pires + Tapajós.....	97
Gráfico 37 – Balanço estático de garantia física – N + BM + MAN/AP/BV.....	98
Gráfico 38 – Balanço estático de garantia física – NE.....	98
Gráfico 39 – Custo marginal de operação por subsistema (R\$/MWh).....	102
Gráfico 40 – Risco de déficit por subsistema (%).....	102
Gráfico 41 – Análise da profundidade do risco de déficit por subsistema (%).....	103
Gráfico 42 – Custo Marginal de Operação (R\$/MWh) X Déficit de Energia (MWmed).....	104
Gráfico 43 – Geração hidrotérmica por subsistema - média dos 2.000 cenários hidrológicos (MWmed).....	105
Gráfico 44 – Comparação entre demanda máxima coincidente e não coincidente (MW).....	107
Gráfico 45 – Disponibilidade Esperada de Potência – Média dos 80 cenários históricos (MW).....	109
Gráfico 46 – Risco de Déficit de Potência – PDE 2021 (%).....	109
Gráfico 47 – Profundidade dos Déficits com Relação à Demanda (%).....	110
Gráfico 48 – Sobras Finais de Potência (MW).....	111
Gráfico 49 – Necessidade de Utilização das Interligações (% da Capacidade Máxima).....	111

Gráfico 50 - Geração Térmica Adicional para Atendimento à Ponta – SIN (MW).....	112
---	-----

Capítulo IV

Gráfico 51 – Evolução da carga da região Norte.....	137
Gráfico 52 – Evolução da carga do Estado do Pará.....	138
Gráfico 53 – Evolução da carga do Estado do Maranhão.....	141
Gráfico 54 – Evolução da carga do Estado do Tocantins.....	143
Gráfico 55 – Evolução da carga do Estado do Amazonas.....	144
Gráfico 56 – Evolução da carga do Estado do Amapá.....	146
Gráfico 57 – Evolução da carga do Estado de Roraima.....	148
Gráfico 58 – Evolução da carga da região Nordeste.....	150
Gráfico 59 – Evolução da carga do Estado do Piauí.....	151
Gráfico 60 – Evolução da carga do Estado do Ceará.....	153
Gráfico 61 – Evolução da carga do Estado do Rio Grande do Norte.....	155
Gráfico 62 – Evolução da carga do Estado da Paraíba.....	157
Gráfico 63 – Evolução da carga do Estado de Pernambuco.....	158
Gráfico 64 – Evolução da carga do Estado de Alagoas.....	160
Gráfico 65 – Evolução da carga do Estado de Sergipe.....	161
Gráfico 66 – Evolução da carga do Estado da Bahia.....	163
Gráfico 67 – Evolução da carga da região Sudeste.....	166
Gráfico 68 – Evolução da carga do Estado de São Paulo.....	167
Gráfico 69 – Evolução da carga do Estado de Minas Gerais.....	170
Gráfico 70 – Evolução da carga do Estado do Espírito Santo.....	172
Gráfico 71 – Evolução da carga do Estado do Rio de Janeiro.....	174
Gráfico 72 – Evolução da carga da Região Centro Oeste e Acre Rondônia.....	176
Gráfico 73 – Evolução da carga do Estado de Goiás e do Distrito Federal.....	177
Gráfico 74 – Evolução da carga de Estado de Mato Grosso.....	179
Gráfico 75 – Evolução da carga dos Estados do Acre e Rondônia.....	180
Gráfico 76 – Evolução da carga na região Sul.....	183
Gráfico 77 – Evolução da carga do Estado do Rio Grande do Sul.....	184
Gráfico 78 – Evolução da carga do Estado de Santa Catarina.....	186
Gráfico 79 – Evolução da carga do Estado do Paraná.....	188
Gráfico 80 – Evolução da carga do Estado de Mato Grosso do Sul.....	190
Gráfico 81 – SIN – Estimativa dos investimentos em linhas de transmissão, por ano.....	193
Gráfico 82 – SIN – Estimativa dos investimentos em subestações, por ano.....	193
Gráfico 83 – Investimento total em linhas de transmissão, por nível de tensão, período 2012 – 2021.....	194
Gráfico 84 – Investimento total em subestações, por nível de tensão, período 2012 - 2021.....	194
Gráfico 85 – Distribuição da TUST para o ano 2013.....	195
Gráfico 86 – Distribuição da TUST de Geração para o ano 2015.....	196
Gráfico 87 – Distribuição da TUST de Geração para o ano 2017.....	196
Gráfico 88 – Distribuição da TUST de Geração para o ano 2019.....	197
Gráfico 89 – Distribuição da TUST de Geração para o ano 2021.....	197
Gráfico 90 – TUST média de geração.....	198
Gráfico 91 – TUST média de carga.....	199

Capítulo V

Gráfico 92 – Previsão de produção nacional de petróleo no período 2012-2021.....	204
Gráfico 93 – Previsão de produção bruta potencial nacional de gás no período 2012-2021.....	205
Gráfico 94 - Evolução da Reserva Provada de petróleo.....	209
Gráfico 95 - Evolução da Reserva Provada de gás natural nacional.....	210
Gráfico 96 – Evolução da razão R/P de petróleo e de gás natural.....	211
Gráfico 97 – Comparação entre previsão de produção e demanda estimada de petróleo no Brasil.....	212

Capítulo VI

Gráfico 98 – Perspectivas de preços internacionais de petróleo.....	216
Gráfico 99 – Perspectivas de preços internacionais de derivados de petróleo.....	218
Gráfico 100 – Perspectivas de preços nacionais de derivados de petróleo.....	220
Gráfico 101 – Perfil da produção de derivados (%) – 2012 a 2021.....	228

Gráfico 102 – Balanço de GLP.....	230
Gráfico 103 – Balanço de nafta	231
Gráfico 104 – Balanço de gasolina	232
Gráfico 105 – Balanço de QAV.....	233
Gráfico 106 – Balanço de diesel.....	234
Gráfico 107 – Balanço de óleo combustível.....	234
Gráfico 108 – Balanço de coque	235
Capítulo VII	
Gráfico 109 – Preços históricos de petróleo e gás natural	248
Gráfico 110 – Preços históricos de gás natural no Henry Hub (EUA) e no NBP (Reino Unido)	249
Gráfico 111 – Projeção de preços de gás natural no Henry Hub e projeção de preços de gás natural a partir da competitividade com o OC ATE, em US\$/MBtu (moeda maio 2011)	253
Gráfico 112 – Oferta total da região Norte	256
Gráfico 113 – Oferta total para a região Nordeste	256
Gráfico 114 – Oferta total para as regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste	257
Gráfico 115 – Oferta total Brasil (malha integrada), excluída a região Norte	257
Gráfico 116 – Região Norte: Projeção do balanço de gás natural.....	260
Gráfico 117 – Região Nordeste: Projeção do balanço de gás natural	261
Gráfico 118 – Regiões Sudeste, Sul e Centro Oeste: Projeção do balanço de gás natural.....	263
Gráfico 119 – Balanço de gás natural no Brasil – Malha integrada (exclui região Norte)	264
Capítulo VIII	
Gráfico 120 – Projeção da demanda de etanol carburante no Brasil.....	272
Gráfico 121 – Histórico de exportação brasileira de etanol	273
Gráfico 122 – Projeção total das exportações brasileiras de etanol – 2012-2021	277
Gráfico 123 – Projeção da demanda total de etanol – 2012-2021.....	277
Gráfico 124 – Projeção de área colhida e evitada e de produtividade do setor sucroenergético.	283
Gráfico 125 – Projeção de cana colhida para etanol e açúcar.	283
Gráfico 126 – Projeção da oferta de etanol (produção brasileira e importação).....	285
Gráfico 127 – Matérias-primas utilizadas para produção de biodiesel.....	294
Gráfico 128 – Produção de óleos e materiais graxos x demanda de biodiesel 2012-2021.....	295
Gráfico 129 – Energia contratada e comercializável - usinas sucroenergéticas vencedoras dos leilões.....	301
Gráfico 130 – Potencial técnico de exportação de energia elétrica, a partir de bagaço, para o SIN, 2012-2021.....	303
Gráfico 131 - Energia contratada x potencial técnico de bagaço de cana-de-açúcar	304
Capítulo X	
Gráfico 132 – Participação setorial nas emissões de GEE pela produção e uso de energia	323
Gráfico 133 – Impactos socioambientais e benefícios socioeconômicos das UHE do PDE 2021	328
Gráfico 134 – Área ocupada pela expansão de LT (faixa de servidão), por bioma e ocupação do solo, %	334
Gráfico 135 – Proporção das interferências da expansão de LT (área da faixa de servidão) com áreas de interesse socioambiental, por bioma (%)	335
Gráfico 136 – Histórico e projeção da participação de fornecedores na produção de cana no Brasil	344
Consolidação dos Resultados	
Gráfico 137 – Composição da oferta interna de energia por fonte nos próximos dez anos (%).....	362
Gráfico 138 – Matriz energética brasileira: energia renovável e não renovável (%).....	362

LISTA DE FIGURAS**Capítulo I**

Figura 1 – Cone de cenários: Relação entre o PDE 2021 e os estudos de longo prazo..... 19

Capítulo II

Figura 2 – Representação esquemática do processo de projeção da demanda de energia do PDE 2021..... 35

Capítulo III

Figura 3 – Leilões de energia nova – contratação de 2012 a 2021 67

Figura 4 – Representação esquemática das interligações entre subsistemas..... 73

Figura 5 – Empreendimentos eólicos habilitados pela EPE desde 2009, agregados por município 89

Figura 6 – Situação das PCH com outorga da ANEEL 89

Capítulo IV

Figura 7 – Diagrama do Sistema Interligado Nacional..... 125

Figura 8 – Conexão do AHE Belo Monte na SE Xingu 127

Figura 9 – Diagrama unifilar simplificado do sistema de transmissão para escoamento das usinas do Rio Teles Pires..... 127

Figura 10 – Diagrama elétrico da interligação Norte-Sudeste/Centro Oeste com o terceiro circuito e reforços na Região Sudeste 129

Figura 11 – Reforços na interligação Norte-Sudeste 130

Figura 12 – Diagrama esquemático da interligação Norte – Nordeste – 2010 131

Figura 13 – Reforços indicados para aumentar a capacidade de exportação da região Nordeste para a região Sudeste 131

Figura 14 – Diagrama esquemático da interligação Sudeste/Centro Oeste – Nordeste 132

Figura 15 – Diagrama unifilar simplificado da expansão da interligação Sudeste/Centro Oeste – Nordeste..... 132

Figura 16 – Diagrama esquemático da expansão da interligação Sul - Sudeste/Centro Oeste 133

Figura 17 – Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus – Unifilar 134

Figura 18 – Interligação Boa Vista - Manaus – Unifilar..... 134

Capítulo VI

Figura 19 – Esquema geral do sistema de projeção de preços de petróleo e derivados 215

Figura 20 – Situação futura dos dutos de petróleo e derivados do Estado de São Paulo..... 242

Figura 21 – Poliduto Araucária (PR) - Presidente Prudente (SP) analisado pela EPE..... 245

Capítulo VII

Figura 22 – Sistemas de transporte atuais – Região Nordeste..... 267

Figura 23 – Sistemas de transporte - Ampliações – Região Sudeste 268

Capítulo VIII

Figura 24 – Usinas de etanol do Brasil 281

Figura 25 – Sistema integrado de logística de etanol..... 288

Figura 26 – Usinas de biodiesel autorizadas e em processo de autorização. Malha rodoviária e ferroviária atual. 298

Capítulo X

Figura 27 – Processo de análise das emissões de GEE..... 318

Figura 28 – Localização das usinas hidrelétricas planejadas 325

Figura 29 – Esquema da avaliação socioambiental de usinas hidrelétricas..... 327

Figura 30 – Localização das fontes renováveis contratadas no horizonte de 2011 a 2013..... 330

Figura 31 – PDE 2021: linhas de transmissão planejadas 332

Figura 32 – Unidades Produtivas de E&P planejadas e mapa de sensibilidade ambiental 337

Figura 33 - Produção de cana-de-açúcar por município e usinas de etanol em operação, 2010 339

Figura 34 – Áreas de expansão da cana-de-açúcar..... 341

Figura 35 – Produção de soja por município e usinas de biodiesel em operação..... 345

Figura 36 – Metodologia da análise socioambiental integrada do PDE 2021..... 352

Figura 37 – Localização dos projetos previstos no PDE 2021 353

Figura 38 – Mapa síntese da análise socioambiental integrada da oferta de energia no PDE 2021 358

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
 AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. - AES SUL
 AES Tietê S.A. - AES TIETÊ
 Agência Goiana de Gás Canalizado S.A. – GOIASGÁS
 Agência Nacional das Águas - ANA
 Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP
 Ampla Energia e Serviços S.A. - AMPLA
 Associação Brasileira da Indústria de Álcalis e Cloro Derivados - ABICLOR
 Associação Brasileira da Indústria Química - ABIQUIM
 Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado - ABEGAS
 Associação Brasileira de Celulose e Papel - BRACELPA
 Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - ABRADEE
 Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas - ABRAGET
 Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e Consumidores Livres - ABRACE
 Associação Brasileira de Produtores de Ferroligas e de Silício Metálico - ABRAFE
 Associação Brasileira do Alumínio - ABAL
 Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia - APINE
 Associação Nacional dos Consumidores de Energia - ANACE
 Associação Nacional dos Fabricantes de Celulose e Papel - BRACELPA
 Associação Paulista de Cogeração de Energia – COGEN-SP
 Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES
 Bandeirante Energia S.A. - BANDEIRANTE
 Boa Vista Energia S.A. - BOA VISTA
 Braskem Petroquímica Brasileira S.A. - BRASKEM
 BRAZILSHIP SCANBRASIL Comércio Marítimo Ltda.
 Cachoeira Dourada S.A. - CDSA
 Caiuá Serviços de Eletricidade S.A. - CAIUÁ
 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE
 CEG Rio S.A. - CEG RIO
 Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRAS
 Centrais Elétricas de Carazinho S.A. - ELETROCAR
 Centrais Elétricas de Rondônia S.A. - CERON
 Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - ELETRONORTE
 Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA
 Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT
 Centrais Elétricas Santa Catarina S.A. - CELESC
 Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPTEL
 Companhia Ambiental do Estado de São Paulo - CETESB
 Companhia Brasileira de Gás - CEBGÁS
 Companhia Campolarguense de Energia - COCEL
 Companhia de Eletricidade do Acre - ELETROACRE
 Companhia de Eletricidade do Amapá - CEA
 Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - COELBA
 Companhia de Eletricidade Nova Friburgo - CENF
 Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins – CELTINS
 Companhia de Gás da Bahia - BAHIAGÁS
 Companhia de Gás de Minas Gerais - GASMIG
 Companhia de Gás de Santa Catarina - SCGÁS
 Companhia de Gás de São Paulo - COMGÁS
 Companhia de Gás do Ceará - CEGAS
 Companhia de Gás do Estado do Mato Grosso do Sul - MSGÁS
 Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul - SULGÁS
 Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica - CGTEE
 Companhia de Navegação da Amazônia S.A.
 Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista - CTEEP
 Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro – CEG
 Companhia Docas do Estado de São Paulo - CODESP
 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
 Companhia Energética de São Paulo - CESP
 Companhia Energética do Amazonas - CEAM
 Companhia Energética do Ceará - COELCE
 Companhia Energética do Maranhão - CEMAR
 Companhia Energética do Piauí – CEPISA

Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN	Força e Luz Coronel Vivida Ltda - FORCEL
Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE	Furnas Centrais Elétricas S.A. - FURNAS
Companhia Força e Luz Cataguazes-Leopoldina – CFLCL	Gás Brasileiro Distribuidora S.A. - GAS BRASILIANO GBD
Companhia Força e Luz do Oeste – CFLO	Gás de Alagoas S/A - ALGÁS
Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF	Gás Natural São Paulo Sul S.A. - GAS NATURAL SPS
Companhia Hidroelétrica São Patrício – CHESP	GERDAU S.A.
Companhia Jaguarí de Energia - CJE	Gerência de Comercialização de Gás Canalizado no Espírito Santo – BR ES
Companhia Luz e Força de Mococa – CLFM	HABTEC Engenharia Ambiental Ltda.
Companhia Luz e Força Santa Cruz - CLFSC	Hidroelétrica Panambi S.A. – HIDROPLAN
Companhia Nacional de Abastecimento - CONAB	Iguaçu Distribuidora de Energia Elétrica Ltda. – IENERGIA
Companhia Nacional de Energia Elétrica - CNEE	Instituto Agrônomo de Campinas - IAC
Companhia Paraibana de Gás - PBGÁS	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE
Companhia Paranaense de Energia Elétrica - COPEL	Instituto Brasileiro de Siderurgia – IBS
Companhia Paranaense de Gás - COMPAGÁS	Instituto de Economia da UFRJ – IE/UFRJ
Companhia Paulista de Energia Elétrica - CPEE	Instituto Nacional de Eficiência Energética – INEE
Companhia Paulista de Força e Luz S.A. – CPFL PAULISTA	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais - INPE
Companhia Pernambucana de Gás - COPERGÁS	Instituto Nacional de Tecnologia – INT
Companhia Petroquímica do Sul – COPESUL	JGP Consultoria e Participações Ltda.
Companhia Piratininga de Força e Luz S.A. – CPFL PIRATININGA	Light Serviços de Eletricidade S.A. - LIGHT
Companhia Potiguar de Gás - POTIGÁS	Manaus Energia S.A. - MANAUS
Companhia Sul Paulista de Energia - CSPE	Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento – MAPA
Companhia Sul Sergipana de Eletricidade - SULGIPE	Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior - MDIC
CONCREMAT Engenharia S.A.	Muxfeldt, Marin & Cia. Ltda. - MUXFELDT
Conselho dos Produtores de Cana-de-Açúcar, Açúcar e Álcool - Consecana	Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS
Cooperativa Aliança – COOPERALIANÇA	PETROBRAS Distribuidora S.A.
Coordenação dos Programas de Pós-Graduação em Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro – COPPE/UFRJ	Petrobras Transporte SA - TRANSPETRO
CPFL Geração de Energia S.A. - CPFL-G	Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS
Datagro – Consultoria de Etanol e Açúcar	Petroquímica União – PQ,U
Dedini S.A. Indústrias de Base - DEDINI	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - PROCEL
Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas - DMEPC	Rede Empresas de Energia Elétrica – GRUPO REDE
Departamento Municipal de Energia de Ijuí - DEMEI	Rio Grande de Energia S.A. – RGE
Duke Energy International, Geração Paranapanema S.A. - DUKE-GP	Rio Verdinho Energia S.A.
Elektro Eletricidade e Serviços S.A - ELEKTRO	Sergipe Gás S.A. – SERGAS
Eletrobras Termonuclear S.A. - ELETRONUCLEAR	Sermatec Indústria e Montagens Ltda. - SERMATEC
Eletrosul Centrais Elétricas S.A. – ELETROSUL	Sindicato Nacional da Indústria do Cimento - SNIC
Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária - EMBRAPA	Sociedade Anônima de Eletricidade da Paraíba – SAELPA
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A. - EEVP	Solvay Indupa do Brasil S.A. - SOLVAY
Empresa Elétrica Bragantina S.A. - EEB	Tractebel Energia S.A. – TRACTEBEL
Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL	Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. - TBG
Empresa Energética de Sergipe S.A. – ENERGIZE	Transportes Dalçoquio LTDA
Empresa Força e Luz João Cesa Ltda. – JOÃO CESA	União da Agroindústria Canavieira de São Paulo – ÚNICA
Empresa Força e Luz Urussanga Ltda. - EFLUL	União dos Produtores de Bioenergia – UDOP
Empresa Luz e Força Santa Maria S.A. - ELFSM	Uniduto Logística S.A.
Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A. - EMAE	Universidade Estadual de Campinas – Unicamp
Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. – ESCELSA	Usina Hidro Elétrica Nova Palma Ltda. – UHENPAL
EQUIPAV	VALE S.A.
ETH – ODEBRECHT	