



Ministério de Minas e Energia
Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético

PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA

2019



PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA

2019



Ministério de
Minas e Energia





Ministério de Minas e Energia – MME

Ministro de Estado

Edison Lobão – até março/2010

Márcio Pereira Zimmermann

Secretário Executivo

Márcio Pereira Zimmermann – até março/2010

José Antonio Corrêa Coimbra

Chefe de Gabinete do Ministro

José Antonio Corrêa Coimbra – até março/2010

Francisco Romário Wojcicki

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

Josias Matos de Araujo

Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

Cláudio Scliar

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

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

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

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

Plano Decenal de Expansão de Energia 2019 / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2010

2 v.: il.

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

PARTICIPANTES DO MME

Coordenação Geral

Altino Ventura Filho

Coordenação Executiva

Gilberto Hollauer

João José de Nora Souto

Paulo Altaur Pereira Costa

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: Adriano Jeronimo da Silva, Ana Kléa Sobreira de Moraes, André Krauss Queiroz, Antônio Perez Puente, Bruno Xavier de Sousa, Carlos Alexandre Príncipe Pires, Carolino Augusto Cepeda, Cássio Giuliani Carvalho, Christiany Salgado Faria, Daniele de Oliveira Bandeira, Demétrio Matos Tomázio, Fernando José Ramos Mello, Gabriela Pires Gomes de Sousa Costa, Giacomo Perrotta, Gilberto Hollauer, Gilberto Kwitko Ribeiro, Gustavo Santos Masili, Hamilton Moss de Souza, João Antônio Moreira Patusco, João Luiz Tedeschi, John Denys Cadman, Jose Antônio Fabrini Marsiglio, José Luiz Scavassa, Leonardo Rangel de Melo Filardi, Lívio Teixeira de Andrade Filho, Luis Fernando Badanhan, Marco Aurélio dos Santos Araújo, Maurilio Amaro de Souza Filho, Osmar Ferreira do Nascimento, Paulo Antônio Gomes Monteiro, Paulo Augusto Leonelli, Paulo Érico Ramos de Oliveira, Paulo Roberto Rabelo da Assunção, Roberto Carneiro Filho, Roberto Meira Júnior, Roberto Wagner Lima Pereira, Samira Sana Fernandes de Sousa, Sophia Andonios Spyridakis Pereira, Tarita da Silva Costa, Thiago Guilherme Ferreira Prado, Ubyrajara Nery Graça Gomes, Valdir Borges Souza Júnior, Vania Maria Ferreira

Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis – SPG

Coordenação: Marco Antônio Martins Almeida

Equipe técnica: Adriano Gomes de Sousa, Aldo Barroso Cores Júnior, Antônio Henrique Godoy Ramos, Breno Peixoto Cortez, Cláudio Akio Ishihara, Clayton de Sousa Pontes, Deivson Matos Timbó, Diogo Baleeiro, Henrique Soares Vieira Magalhães, Hermann Helinski Araújo, Hugo Leonardo Gosmann, Igor Vasconcelos Santana, José Botelho Neto, Juliano Vilela Borges dos Santos, Lauro Doniseti Bogniotti, Luciano Costa de Carvalho, Luiz Carlos Lisbôa Theodoro, Manoel Rodrigues Parada Neto, Marlon Arraes Jardim Leal, Paulo Roberto Machado Fernandes Costa, Ricardo Borges Gomide, Ricardo de Gusmão Dornelles, Symone Christine de Santana Araújo, Umberto Mattei

PARTICIPANTES DA 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, Juarez Castrillon Lopes, Carlos Henrique Brasil de Carvalho, Denilvo Morais

Estudos econômicos e energéticos

Coordenação: Ricardo Gorini

Equipe técnica: Adriana Fiorotti Campos, Ana Cristina Braga Maia, Andre Luiz Rodrigues Osorio, Arnaldo dos Santos Junior, Bruno Bandeira Rocha, Carla da Costa Lopes Achão, Claudio Gomes Velloso, Daniel Vasconcellos de Sousa Stilpen, Emilio Hiroshi Matsumura, Fabiana Bastos de Faria, Fernanda Marques Pereira Andreza, Flávio Alberto Figueiredo Rosa, Glaucio Vinicius Ramalho Faria, Guilherme Oliveira Arantes, Gustavo Naciff de Andrade, Inah Rosa Borges de Holanda, Isabela de Almeida Oliveira, Ismael Alves Pereira Filho, Jaine Venceslau Isensee, Jeferson Borghetti Soares, Jose Manuel Martins David, Kriseida C. P. Guedelha Aleskseev, Lena Santini Souza Menezes, Leyla Adriana Ferreira da Silva, Luciano Basto Oliveira, Luiz Claudio Orleans, Marcia Andreassy, Maria Fernanda Bacile Pinheiro, Marilene Dias Gomes, Monique Riscado da Silva, Natalia Goncalves de Moraes, Reinaldo da Cruz Garcia, Renata de Azevedo M. da Silva, Ricardo Dias das Neves, Rogério Antônio da Silva Matos, Sergio Henrique Ferreira da Cunha, Silvana Andreoli Espig, Simone Saviolo Rocha

Estudos de geração de energia elétrica

Coordenação: Oduvaldo Barroso da Silva

Equipe técnica: Amaro Pereira, Anderson da Costa Moraes, Angela Regina Livino de Carvalho, Danielle Bueno de Andrade, Fernanda Gabriela B. dos Santos, Gabriel Malta Castro, Leonardo Augusto da Fonseca P. Sant'Anna, Maurício Sêmola, 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

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, 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 de Abreu Oliveira, João Maurício Caruso, 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, Tiago Campos Rizzotto, Vanessa Stephan Lopes, Vinicius Ferreira Martins

Estudos de petróleo e gás natural

Coordenação: César Dias Ramos

Equipe técnica: Adriana Queiroz Ramos, Aline Maria dos Santos, Aloysio Vasconcelos Filho, Ana Cecília Souza Lima, Antonio Marco Siciliano, Carlos Augusto Góes Pacheco, Claudio Bettini, Henrique Plaudio Gonçalves Rangel, Jefferson Acioli Machado, Kátia Souza de Almeida, Marcelo Ferreira Alfradique, Marco Stiel Radu Halpern, Marcos Frederico F. de Souza, Moisés de Souza Gomes, Norival Brisola, Regina Freitas Fernandes, Reneu Rodrigues da Silva, Roberta de Albuquerque Cardoso, Sergio Martins de Souza, Victor Hugo Trocate da Silva, Wellington de Oliveira Campos

Estudos de derivados de petróleo e biocombustíveis

Coordenação: Ricardo Nascimento e Silva do Valle

Equipe técnica: Amanda Pereira Aragão, Angela Oliveira da Costa, Antônio Carlos Santos, Carlos Alberto Ferreira dos Reis, Clara Santos Martins, Euler João Geraldo da Silva, Frederico Ventorim, Gildo Gabriel da Costa, Giovani Vitória Machado, José Mauro Ferreira Coelho, 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, Vítor Manuel do Espírito Santo Silva

Estudos socioambientais

Coordenação: Ricardo Cavalcanti Furtado

Equipe técnica: Ana Castro Lacorte, André Correia de Almeida, Carina Rennó Siniscalchi, Carlos Frederico Menezes, César Maurício Batista da Silva, Cristiane Moutinho Coelho, Federica Natasha Ganança A. dos Santos Sodré, Flavia Pompeu Serran, Giam Carmine Cupello Miceli, Glauce Maria Lieggio Botelho, Gustavo Ramos dos Santos, Hermani de Moraes Vieira, Kátia Gisele Soares Matosinho, Luciana Álvares da Silva, Marcos Ribeiro Conde, Marcos Vinícius Fernandes Amaral, Mírian Regini Nuti, Paula Cunha Coutinho, Paulo do Nascimento Teixeira, Rafael Feitosa Siqueira Lobo, Robson de Oliveira Matos, Thiago Oliveira Bandeira, Valentine Jahnel, Verônica Souza da Mota Gomes

APRESENTAÇÃO

O Estado Brasileiro exerce, na forma da lei, as funções de planejamento, sendo determinante para o setor público e indicativo para o setor privado. Na área energética, cabe ao Conselho Nacional de Política Energética – CNPE a formulação de políticas e diretrizes de energia para o desenvolvimento nacional equilibrado.

O Ministério de Minas e Energia – MME, responsável pela implementação das políticas para o Setor Energético e coordenação do planejamento energético nacional, apresenta à sociedade brasileira o Plano Decenal de Expansão da Energia – PDE 2019. A publicação periódica do PDE representa um componente fundamental do processo de planejamento energético.

O PDE incorpora uma visão integrada da expansão da demanda e da oferta de recursos energéticos no período decenal, definindo um cenário de referência, que sinaliza e orienta as decisões dos agentes no mercado de energia, visando assegurar a expansão equilibrada da oferta energética, com sustentabilidade técnica, econômica e ambiental. O planejamento decenal constitui uma base sólida para apoiar o crescimento econômico, dado que a expansão do investimento produtivo requer a oferta de energia com qualidade e confiabilidade.

Desse modo, o Ministério de Minas e Energia agradece a colaboração recebida de entidades da sociedade civil, órgãos governamentais, empresas e agentes do setor energético, a qual possibilitou o aprimoramento desta atividade de planejamento, assim como a inestimável parceria com a Empresa de Pesquisa Energética, responsável pelo desenvolvimento dos estudos que subsidiaram a elaboração do Plano. O esforço contínuo deste Ministério em prol do desenvolvimento nacional se efetiva plenamente no presente PDE 2019, proporcionando uma visão ampla e prospectiva para o setor energético brasileiro.

Brasília, abril de 2010

Márcio Pereira Zimmermann
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, gás natural e biocombustíveis; e
- IV Aspectos de sustentabilidade.

Após a Introdução, de caráter geral, é feita uma síntese das análises e resultados referentes a cada um dos temas acima, desenvolvida em dez capítulos.

Em volume à parte, denominado Sumário Executivo, são consolidados os principais resultados e constatações deste PDE.

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, 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

INTRODUÇÃO

O presente Plano Decenal de Expansão de Energia 2019 incorpora uma visão integrada da expansão da demanda e da oferta de diversos energéticos no período decenal.

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. Adicionalmente, houve uma participação importante de técnicos das empresas do setor elétrico, o que possibilitou conferir a qualidade, eficiência e eficácia necessárias ao processo de planejamento.

No âmbito do processo de Consulta Pública realizada sobre o Plano Decenal anterior, foram recebidas contribuições de diversos órgãos e entidades, tendo-se procurado acolher a maioria delas, o que aportou aprimoramentos a este instrumento de planejamento.

Contexto e enfoque dos estudos

No que tange ao ambiente econômico, os indicadores do nível de atividade ao longo de 2009, tanto no Brasil quanto nos demais países, ratificam a análise de que tenha passado o pior da crise internacional que se estabeleceu a partir de setembro/2008.

No caso brasileiro, o cenário de referência reflete a percepção relativamente disseminada entre os analistas de que um novo ciclo de crescimento forte e sustentado da economia brasileira esteja se consolidando para os próximos anos. Tal cenário decorre das importantes iniciativas governamentais nas áreas fiscal e monetária que possibilitaram debelar os efeitos da crise financeira internacional, aliadas aos fundamentos macroeconômicos construídos ao longo dos últimos anos, contemplando um sólido sistema bancário, o respeito às regras contratuais, o bom desempenho da gestão macroeconômica, o que criou condições para que o Brasil venha enfrentando a crise em posição muito menos vulnerável do que no passado.

No que concerne ao setor elétrico, o modelo institucional vigente atribui os principais papéis na expansão do sistema de energia elétrica aos agentes, tanto de geração e transmissão, quanto de distribuição, responsáveis, respectivamente, pelos investimentos e pela contratação da maior parcela de energia, com antecedência necessária à implantação dos novos empreendimentos. Visando contribuir para a expansão do sistema, o planejamento decenal tem a função de orientar e subsidiar: a realização dos futuros leilões de compra de energia de novos empreendimentos de geração e de transmissão; a definição de quais estudos de expansão da transmissão devem ser priorizados, bem como de quais estudos de viabilidade técnico econômica e socioambiental de novas usinas geradoras realizar e, ainda, quais estudos de inventários deverão ser feitos ou atualizados.

Confirmou-se em 2009 a solidez dos processos balizadores do modelo institucional vigente, concretizando-se a continuidade dos leilões de energia nova, bem como das licitações de empreendimentos de transmissão. Vale destacar, em 2009, a realização, com sucesso, do leilão de energia de reserva específico para fontes eólicas, o qual permitiu caracterizar a competitividade dessa fonte renovável para a expansão do sistema elétrico.



Um aspecto relevante a ser ressaltado quanto à expansão da geração no horizonte do presente Plano é a indicação da retomada da participação das fontes renováveis na matriz elétrica a partir do ano de 2014, em detrimento das fontes baseadas em combustíveis fósseis, contribuindo para o desenvolvimento sustentável das fontes de geração.

O conceito de sustentabilidade constitui o paradigma que orientou os estudos socioambientais desenvolvidos para esta versão do Plano, tendo requerido a formulação de novos critérios e procedimentos. Para a análise socioambiental dos projetos de geração hidrelétrica e transmissão, foram desenvolvidos índices de sustentabilidade, segundo as interações que realizam com o meio natural e com a sociedade. Esse novo enfoque tem como objetivo subsidiar os sucessivos ciclos de planejamento com novos projetos e alternativas mais sustentáveis.

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 a acumulações a descobrir, elaboraram-se previsões de produção de petróleo e gás natural.

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.

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 dos campos descobertos na área do Pré-Sal (Áreas Contratadas até a 10a. Rodada de Licitações da ANP), assim como da expansão do parque nacional de refino.

As projeções de demanda de gás natural foram obtidas em um processo que envolveu a análise crítica de dados obtidos em pesquisas realizadas pela EPE junto à Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (ABEGÁS), às companhias distribuidoras de gás canalizado e a consumidores industriais de gás natural. Um aspecto fundamental na avaliação da penetração do gás natural na indústria refere-se à competição direta com o óleo combustível, primordialmente através dos preços relativos do óleo e do gás natural. Além disso, outros aspectos tais como a preferência do gás natural em processos industriais que exigem elevado grau de pureza do produto final foram elementos essenciais considerados nessa análise. O cenário adotado de preços relativos do óleo combustível e do gás natural confere uma ligeira vantagem ao gás, no curto prazo, e equipara os preços no restante do horizonte decenal.

Projeta-se para o período decenal uma ampliação da participação do gás nacional na oferta total de gás, devido ao incremento da produção interna. Prevê-se também a manutenção da importação de gás natural boliviano e de GNL (através dos terminais instalados no Rio de Janeiro e no Ceará) objetivando atendimento ao crescimento da demanda, mesmo considerando a perspectiva de novos terminais de GNL além dos dois terminais do Rio de Janeiro e do Ceará que iniciam sua operação em 2009. Prevê-se também que a importação de gás boliviano permanecerá estável nos níveis atuais.

Quanto aos biocombustíveis líquidos, foram analisadas as condicionantes de demanda e as perspectivas de atendimento, focando o etanol carburante e o biodiesel.

Para o etanol carburante analisou-se sua competitividade em relação à gasolina no mercado de veículos *flex fuel*, que apresenta taxas de crescimento expressivas, bem como o potencial de expansão da capacidade de oferta, sua logística de transporte e estimativa de investimentos associados, assim como o mercado internacional, avaliando-se as possibilidades de exportação do excedente de etanol. Foram também quantificadas a produção de cana-de-açúcar e a área necessária para o atendimento à demanda interna e à exportação.

No que tange ao biodiesel, foram analisados os aspectos de disponibilidade de insumos, a capacidade de processamento e de escoamento da produção, o potencial de consumo, a perspectiva de preços nacionais e sua competitividade face ao diesel fóssil, bem como a existência de condições para que a demanda ultrapasse as metas legais estabelecidas.

Quanto à biomassa de cana-de-açúcar para a geração de energia elétrica, foi analisada a quantidade de energia advinda desta fonte já contratada pelo setor elétrico, assim como foi estimada a oferta de biomassa de cana e seu potencial técnico de geração de energia elétrica no período decenal.

Finalmente, cumpre ressaltar a importância deste Plano como instrumento de planejamento para o setor energético nacional, não obstante a natureza dinâmica do processo de planejamento, fruto dos condicionantes macroeconômicos e setoriais internacionais e nacionais que se modificam frequentemente.

SUMÁRIO

CONTEXTUALIZAÇÃO E DEMANDA	
Capítulo I – Premissas Básicas	16
Capítulo II – Demanda de Energia	26
OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA	
Capítulo III – Geração de Energia Elétrica	50
Capítulo IV – Transmissão de Energia Elétrica	91
OFERTA DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS	
Capítulo V – Produção de Petróleo e Gás Natural	160
Capítulo VI – Oferta de Derivados de Petróleo	171
Capítulo VII – Oferta de Gás Natural	203
Capítulo VIII – Oferta de Biocombustíveis	223
ASPECTOS DE SUSTENTABILIDADE	
Capítulo IX – Eficiência Energética	256
Capítulo X – Análise Socioambiental	265
CONSOLIDAÇÃO DE RESULTADOS	302
Referências Bibliográficas	304
Lista de Tabelas	315
Lista de Gráficos	320
Lista de Figuras	323
Agradecimentos	324



CONTEXTUALIZAÇÃO E DEMANDA

I	PREMISSAS BÁSICAS	16
1	Cenário Macroeconômico de Referência	16
1.1	Economia Internacional e Nacional: conjuntura e perspectivas	17
1.2	Aspectos Qualitativos do Cenário de Referência	18
1.3	Quantificação do Cenário de Referência	18
2	Premissas Demográficas	22
2.1	Projeção da População Total Residente	22
2.2	Projeção do Número de Domicílios	22
3	Premissas Setoriais	23
3.1	Expansão da atividade industrial ³	23
3.2	Expansão da atividade no setor residencial	25
II	DEMANDA DE ENERGIA	26
1	Etapas do processo	26
2	Projeção Consolidada do Consumo Final por Fonte	27
3	Energia Elétrica	29
3.1	Projeção do Consumo	29
3.2	Projeção da Carga	31
3.3	Comparação entre as Projeções do PDE 2019 e do PDE 2017	32
4	Gás Natural	33
5	Derivados de Petróleo	35
5.1	Óleo Diesel	35
5.2	Gás Liquefeito do Petróleo (GLP) ³	36
5.3	Gasolina automotiva	37
5.4	Querosene de aviação (QAV)	39
5.5	Óleo combustível e outros secundários de petróleo	40
5.6	Produtos não-energéticos do petróleo	41
5.7	Nafta	42
6	Biocombustíveis	43
6.1	Biocombustíveis líquidos	43
6.2	Biomassa da cana	44
6.3	Biomassa da lenha e carvão vegetal	45
7	Carvão Mineral e Coque	47

I – PREMISSAS BÁSICAS

Neste capítulo inicial são apresentadas as premissas básicas consideradas nos estudos deste Plano, abrangendo o cenário macroeconômico de referência, as perspectivas de preços do petróleo, as premissas demográficas e as premissas setoriais. Outras premissas, de caráter mais específico dos diversos temas abordados, são citadas separadamente nos capítulos que se seguem.

As premissas demográficas, macroeconômicas e setoriais, assim como aquelas relativas à eficiência energética e à autoprodução, têm papel fundamental na determinação da dinâmica do consumo de energia, com implicação direta no comportamento de vários indicadores setoriais.

Por exemplo, o consumo de energia no setor residencial depende de variáveis demográficas, como a população, o número de domicílios e o número de habitantes por domicílio, e de variáveis relativas à expansão da renda e do PIB. Essas mesmas variáveis influenciam, também, outros setores de consumo, como é o caso de comércio e serviços.

Já o setor industrial mantém uma relação não só com a economia nacional, mas também com a economia mundial, em função dos segmentos exportadores. Os estudos prospectivos setoriais, principalmente dos segmentos energointensivos, no que se refere a alternativas de expansão, rotas tecnológicas e características de consumo energético, são essenciais para a projeção do consumo de energia dessa importante parcela do mercado. Além disso, é na indústria que a autoprodução de energia ganha maior relevância. A autoprodução de eletricidade desloca parcela do consumo final de energia que, dessa forma, não compromete o investimento na expansão do parque de geração do setor elétrico brasileiro.

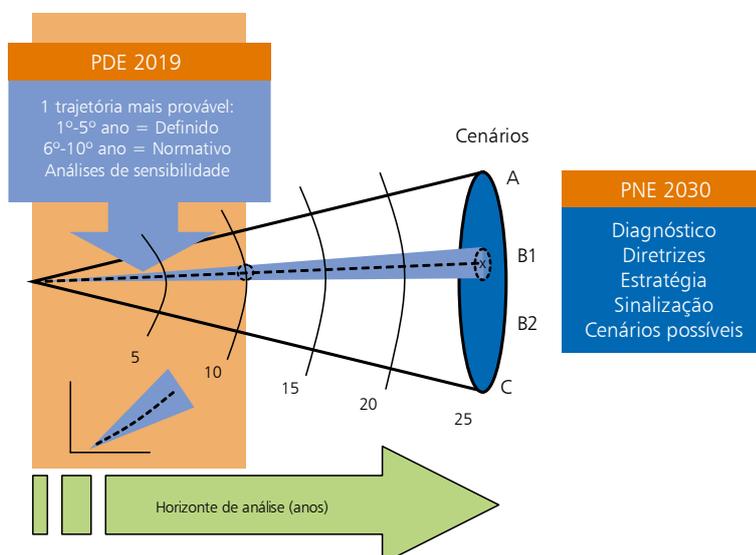
Em adição, é extremamente importante a formulação de premissas de eficiência energética, as quais perpassam todos os setores de consumo, sendo, muitas vezes, considerada a forma mais econômica de atendimento da demanda. As premissas de eficiência energética utilizadas na projeção de demanda de energia são tratadas à parte, no Capítulo IX.

1. Cenário Macroeconômico de Referência

Na análise prospectiva da demanda por energia no longo prazo, tem-se utilizado a técnica de elaboração de cenários com o objetivo de delinear o ambiente, notadamente o contexto econômico, ao qual estarão referidas as projeções da demanda por energia.

Os estudos do Plano Decenal de Energia (PDE) têm como importante balizador a análise de longo prazo conduzida no âmbito do Plano Nacional de Energia, o PNE 2030, que estabelece, dessa maneira, as condições de contorno para a trajetória das principais variáveis relacionadas ao setor energético. Esta relação se dá dentro do contexto do cenário de referência B1, conforme esquematizado na Figura 1.

Figura 1 – Cone de cenários: Relação entre o PDE 2019 e o PNE



Além disso, são também considerados os elementos conjunturais, bem como as definições e estratégias de médio prazo, que podem influenciar parâmetros relevantes no horizonte decenal, em particular, as taxas de expansão da economia.

De relevante interesse neste PDE é o desdobramento dos efeitos da crise financeira internacional, agravada especialmente a partir de setembro de 2008, sobre as perspectivas econômicas dos próximos 10 anos.

Não obstante, a recuperação do nível de atividade econômica em ritmo mais rápido do que o esperado tem ensejado projeções de crescimento em patamar ligeiramente inferior (entre 4,0% e 4,5% ao ano) ao de antes da crise (de aproximadamente 5,0% ao ano). O PDE 2019 considera que o Brasil tem uma expansão econômica relativamente melhor (em torno de 5,0% ao ano). As justificativas desse desempenho relativo superior são apresentadas a seguir.

1.1 Economia Internacional e Nacional: conjuntura e perspectivas

O desempenho dos indicadores do nível de atividade econômica ao longo de 2009, tanto no Brasil quanto nos demais países, tem ratificado a análise de que o pior da crise tenha passado, com a retomada da expansão global (FMI, 2009a).

No caso brasileiro, a recuperação da economia, verificada especialmente no 2º semestre de 2009, deve se intensificar ao longo de 2010, em consonância com o desempenho dos países emergentes mais dinâmicos, e continuar acima da média mundial ao longo do horizonte decenal, em conformidade com uma das principais hipóteses qualitativas dos cenários de longo prazo da EPE.

A discussão mais detalhada das perspectivas econômicas do mundo e do Brasil é conduzida na sequência.

Economia Internacional

Como assinalada no PDE 2008 – 2017, a forte contração do nível de atividade econômica e do comércio mundial que se seguiu a setembro de 2008 não pôde ser evitada apesar da vigorosa resposta dos governos nacionais em tentar minimizar seus efeitos negativos.

Embora a retomada da atividade global tenha se iniciado, com a visível distensão das inquietações relacionadas ao sistema financeiro internacional, a expectativa corrente do FMI é a de uma estabilização desigual e uma “recuperação vagarosa” (especialmente no que se refere ao nível de emprego nos países desenvolvidos), demandando, assim, uma gestão de política macroeconômica diferenciada ao longo dos próximos anos: no presente, buscando a necessária sustentação dos níveis de demanda (especialmente em países-chave do ponto de vista de superávit em transações correntes), mas que deverá “preparar o terreno para um desmanche ordenado dos níveis extraordinários de intervenção pública” em algum momento no futuro (FMI, 2009b).

A questão da recuperação desigual na atividade econômica emerge como uma característica importante dos últimos anos que parece atravessar o rescaldo da crise. A elevação recente dos preços das commodities a partir do primeiro semestre de 2009 reforçou, de certa maneira, a visão de uma recuperação mais rápida em alguns países emergentes, visto sua relevância para os saldos de transações correntes e, portanto, para o nível de atividade econômica desses países.

Em resumo, fundamental para a recuperação econômica mundial é, segundo o FMI (2009a, 2009b) a pronta restauração da saúde do setor financeiro mundial com o restabelecimento da confiança neste setor. As medidas tomadas pelos governos dos países desenvolvidos para a limpeza dos ativos tóxicos dos balanços das instituições financeiras, mesmo tendo um efeito positivo no curto prazo, ainda suscitam alguma dúvida quanto ao seu sucesso a longo prazo.

Um ponto importante a se considerar adicionalmente é a reestruturação da indústria automobilística mundial, em particular a americana. A intervenção governamental pode gerar a oportunidade para a introdução de tecnologias mais eficientes do ponto de vista ambiental e de consumo energético no mercado americano. Nos países emergentes com grande mercado consumidor (China, Índia e Brasil), pode haver uma expansão mais forte do setor automobilístico baseado em menores custos de produção (mão de obra, especialmente) e em inovações (carros mais compactos e de menor preço, uso de combustíveis menos poluentes, etc.). A forma que tomará essa reestruturação poderá moldar de forma significativa a demanda de energia no futuro.

Economia Nacional

Com o forte impacto da crise no comércio mundial e nas restrições de crédito no fim de 2008 e início de 2009, tanto o setor industrial quanto as exportações (manufaturados) e as importações (especialmente, de bens de capital) foram muito prejudicados. Ainda pelo lado da demanda, vale destacar a contração significativa ocorrida do investimento, cuja expansão nos últimos anos vinha ocorrendo acima do PIB.

No entanto, o resultado mais recente do Produto Interno Bruto – PIB, referente ao 3º trimestre de 2009, reitera a importância das políticas governamentais tomadas em resposta à crise financeira internacional no que diz respeito às políticas fiscal (redução seletiva de impostos) e monetária (redução dos depósitos compulsórios e da taxa básica de juros).

Essas iniciativas do governo, aliadas aos fundamentos macroeconômicos construídos ao longo dos últimos anos, contemplando um sólido sistema bancário, o respeito às regras contratuais, o bom desempenho da gestão macroeconômica, criaram condições para que o Brasil venha enfrentando a crise em posição muito menos vulnerável do que no passado.

Dessa forma, de acordo com o consenso que ora emerge entre os analistas, a perspectiva de crescimento em 2010 é bastante positiva, após a desaceleração em 2009, fruto de uma expectativa de relativa estabilidade na economia mundial, dos efeitos defasados das políticas monetária e fiscal sobre a economia brasileira, além do carregamento estatístico (carry over), por conta da aceleração da expansão no 2º semestre de 2009.

Por fim, o sucesso em debelar os efeitos da crise e a significativa expansão da atividade econômica esperada para 2010 têm pavimentado a percepção relativamente disseminada entre os analistas de que um novo ciclo de crescimento forte e sustentado da economia brasileira esteja se consolidando para os próximos anos. O cenário de referência descrito a seguir também reflete, de modo geral, esta visão comum.

1.2 Aspectos Qualitativos do Cenário de Referência

Do ponto de vista qualitativo, o crescimento da economia brasileira continua a superar a média mundial, mesmo em um contexto internacional de expansão mais moderada como a do primeiro quinquênio, refletindo os desdobramentos da crise financeira internacional.

No entanto, a trajetória de crescimento nacional no horizonte decenal está calcada na expectativa de que os países emergentes (em particular a China) vão retomar o crescimento mais rapidamente do que os países desenvolvidos e, dado seu padrão de desenvolvimento, afetar positivamente setores em que o Brasil possui importantes vantagens comparativas como celulose, agropecuária, siderurgia e a indústria extrativa mineral. Adicionalmente, a manutenção (e eventual expansão) do investimento em infraestrutura e no setor habitacional nos próximos anos contribuirá para um desempenho relativo melhor de setores como a construção civil.

Este padrão de crescimento é caracterizado por avanços importantes na resolução de gargalos na infraestrutura, ainda que não sejam completamente superados no horizonte decenal, e pelo aumento da Produtividade Total dos Fatores (PTF), concentrado nos segmentos mais dinâmicos da economia.

Na questão energética, o esforço doméstico de aumento de reservas e produção de petróleo e gás elimina gradualmente os riscos de segurança de abastecimento, embora questões ambientais possam ganhar peso maior na decisão do aproveitamento ótimo dos recursos.

1.3 Quantificação do Cenário de Referência

Em síntese, o principal resultado da avaliação qualitativa do cenário considerado no PDE 2019 é que se espera que o crescimento da economia brasileira esteja acima da média mundial nos próximos 10 anos (Tabela 1), como já apontado em estudos anteriores da EPE.

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

Indicadores Econômicos	Histórico		Projeção	
	1999–2003	2004–2008	2010–2014	2015–2019
PIB mundial (% a.a.)	3,4	4,6	4,2	4,0
Comércio mundial (% a.a.)	5,4	7,4	7,1	6,5
PIB nacional (% a.a.)	1,9	4,7	5,2	5,0

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

A recuperação da economia mundial ao longo de 2009, em ritmo melhor do que o esperado, tem levado a uma revisão para cima da trajetória da economia mundial – tanto do comércio de bens e serviços como do PIB, embora deva ocorrer em um patamar menor do que o último ciclo de crescimento. No entanto, o impacto decorrente dos desdobramentos da crise ainda está por vir: a maior regulação sobre o sistema financeiro internacional e os efeitos de políticas econômicas voltadas para a sustentação da solvência do setor público reduzem parcialmente o montante de investimento à disposição de projetos nos próximos 10 anos. Com isto, a taxa média de crescimento do PIB mundial a partir do segundo quinquênio atinge a casa dos 4,0% ao ano.

Dentre as principais variáveis exógenas consideradas no Modelo de Consistência Macroeconômica de Longo Prazo – MCMLP (Tabela 2), vale destacar as trajetórias da taxa de poupança e da Produtividade Total dos Fatores (PTF).

Tabela 2 – Principais variáveis exógenas (médias no período)

Indicadores Econômicos	Histórico		Projeção	
	1999–2003	2004–2008	2010–2014	2015–2019
Taxa de poupança (% PIB)	14,0	17,6	19,9	22,0
PTF ⁽¹⁾ (variação % a.a.)	-0,1	1,6	1,2	1,5

Nota: (1) Para cálculo da PTF ver Souza Jr. (2005)

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

Neste cenário, a taxa de poupança de longo prazo da economia brasileira avança, e mais significativamente no segundo período, especialmente por conta do sucesso em derrubar, ao longo do horizonte, as restrições a uma poupança pública mais elevada. Além disso, contribui para o aumento da taxa de poupança a maior lucratividade das empresas, já que uma parte dos investimentos é financiada por lucros retidos.

Já o crescimento da PTF está mais relacionado ao desempenho de setores específicos, especialmente aqueles em que o país apresenta vantagem comparativa, no primeiro quinquênio. Porém, a forte evolução do investimento, governada pela expectativa de crescimento continuado da economia brasileira, acaba gerando incentivos ao aumento da PTF na economia com um todo, em particular no segundo quinquênio.

A trajetória do preço do petróleo é fundamental para a projeção de diversos aspectos da demanda e da oferta de energia do Brasil e sua evolução esperada (no que se refere ao tipo *Brent*) por quinquênio é apresentada na Tabela 3.

Tabela 3 – Evolução do preço do petróleo tipo Brent

Indicadores Econômicos	Histórico		Projeção	
	1999–2003	2004–2008	2010–2014	2015–2019
Preço do petróleo tipo <i>Brent</i> (U\$ maio2008/barril)	32,69	73,01	82,79	91,36

Fonte: Elaboração EPE

Levando em consideração a trajetória de crescimento econômico mundial admitida neste PDE, prevê-se, mesmo reconhecendo as diversas incertezas de mercado, a progressiva retomada do crescimento da demanda mundial de petróleo até 2012 e sua moderação a partir de então. Essa tendência de moderação da demanda de petróleo no final do horizonte do PDE é reforçada também pelas políticas de substituição de derivados e de eficiência energética instituídas pelos governos dos países grandes consumidores de energia.

No cenário de oferta de petróleo, considera-se uma defasagem até 2013-2014 da expansão da oferta em relação à recuperação da demanda por petróleo após a superação da crise econômica internacional. Isto porque a forte queda da demanda por petróleo e as restrições de crédito para financiar investimentos levaram ao cancelamento/adiamento de projetos de E&P em 2008-2009. Assim, acredita-se que, superada a crise, não haja tempo hábil para a retomada dos investimentos em ritmo compatível com a recuperação da demanda, de tal forma que o mercado ficará novamente “apertado” até 2015. A própria capacidade ociosa dos países da OPEP, que cresceu em 2008-2009 em decorrência da política de quotas de produção da organização, cairá para patamares mais modestos à medida que a demanda por petróleo se recupere.

Com essa evolução do balanço de oferta e demanda, haverá um novo ciclo de alta de preços, com a cotação do petróleo *Brent* alcançando mais uma vez o patamar de US\$ 100/b. A partir de 2015, a combinação dos seguintes efeitos deverá levar a um novo balanço de oferta-demanda de petróleo, amenizando os preços do petróleo: i) a retomada e maturação de projetos de E&P, que haviam sido cancelados ou adiados por causa da crise; ii) a 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. Dessa forma, as cotações do *Brent* deverão cair, nesse cenário, abaixo do patamar de US\$ 85/b no final do horizonte (a valores constantes de maio de 2008).

As taxas de investimento (em proporção ao PIB) requeridas para sustentar a taxa média de crescimento considerada no cenário de referência são apresentadas na Tabela 4, com elevação significativa da taxa média de investimento ao longo do horizonte. O redirecionamento dos fluxos internacionais de investimento para mercados com grande potencial de crescimento, a menor taxa de juros real de equilíbrio ao longo do horizonte de estudo, a aplicação de maiores lucros retidos das empresas, entre outros fatores, explicam a elevação da taxa de investimento total em relação ao histórico recente. Destaca-se adicionalmente a importância do investimento público em infraestrutura (BNDES, 2009) especialmente nos primeiros anos do horizonte decenal.

Tabela 4 – Investimento e PIB (médias no período)

Indicadores Econômicos	Histórico		Projeção	
	1999–2003	2004–2008	2010–2014	2015–2019
Taxa de investimento total (% PIB) ⁽¹⁾	16,2	16,9	20,3	22
Taxa de investimento público ^{(1) (2)}	1,8	2,1	2,8	3,0
Taxa de crescimento do PIB (% a.a.)	1,9	4,7	5,2	5,0

Notas: (1) Taxas de investimento a preços correntes

(2) Inclui empresas estatais federais

Fonte: IBGE e Ministério do Planejamento (dados históricos) e EPE (projeções)

No quadro fiscal, como mostra a Tabela 5, em que pese um investimento público maior, a trajetória das principais variáveis mostra um quadro relativamente controlado no país, especialmente quando comparado com a situação de forte deterioração dos déficits orçamentários em diversos países em decorrência da atuação agressiva dos governos para manter os níveis de demanda doméstica. A redução das taxas de juros reais diminui a importância da conta de juros em relação ao PIB na dinâmica de evolução da dívida, o que abriria espaço para uma eventual redução do superávit primário ao longo do horizonte. Por fim, a dívida líquida do setor público em proporção do PIB continua em queda ao longo de todo o horizonte decenal.

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

Indicadores Econômicos	Histórico		Projeção	
	1999–2003	2004–2008	2010–2014	2015–2019
Superávit primário (% PIB)	3,5	4,1	2,5	2,0
Déficit nominal (% PIB)	4,1	2,4	2,2	1,1
Dívida líquida do setor público (% PIB)	48,2	44,8	40,2	31,5

Fonte: Banco Central (dados históricos) e EPE (projeções)

Já os resultados do setor externo são apresentados na Tabela 6.

Tabela 6 – Indicadores econômicos do setor externo (médias no período)

Indicadores Econômicos	Histórico		Projeção	
	1999–2003	2004–2008	2010–2014	2015–2019
Exportações (US\$ bilhões)	59,0	142,2	207,7	302,3
Importações (US\$ bilhões)	51,2	104,3	222,6	295,1
Balança comercial (US\$ bilhões)	7,7	37,9	-14,9	7,1
Investimento externo direto (US\$ bilhões)	22,1	26,3	45,2	50,0
Saldo em transações correntes (% PIB)	-2,6	0,6	-3,4	-1,7

Fonte: Banco Central (dados históricos) e EPE (projeções)

A recente crise financeira afeta especialmente as exportações no primeiro quinquênio. Ainda assim, quando comparadas ao histórico, as médias do volume exportado crescem, e mais fortemente no segundo quinquênio, refletindo o padrão de crescimento econômico mundial e as vantagens comparativas do país. Já as importações continuam crescendo em função da expansão econômica doméstica. Com isso, o saldo da balança comercial atinge valores negativos já no primeiro quinquênio.

A evolução do investimento externo direto (IED) também é condicionada pelo bom posicionamento de alguns setores da economia brasileira nos mercados mundiais, o que cria incentivos à atração de investimentos externos já nos primeiros cinco anos do horizonte, e depois cresce mais com a continuidade do crescimento econômico brasileiro.

Já o saldo em transações correntes volta a ficar deficitário. Contudo, é importante notar que, quando comparados ao PIB, os déficits projetados ainda continuam relativamente confortáveis do ponto de vista do seu financiamento nos mercados internacionais, ainda mais levando-se em conta o influxo esperado de IED no horizonte decenal.

A evolução setorial do PIB também reflete os impactos da crise financeira. Em particular, a indústria tem sido o setor mais afetado, esperando-se uma trajetória de recuperação mais lenta no primeiro quinquênio e mais intensa no segundo período.

Nesse sentido, os segmentos de siderurgia, celulose, extrativa mineral e a agroindústria – que apresentam vantagens comparativas e que são puxados pelas demandas dos países emergentes mais dinâmicos – continuam a se beneficiar da recuperação econômica baseada no desempenho dos países emergentes. No caso dos segmentos mais ligados à dinâmica de expansão doméstica, o crescimento se concentra naqueles que estão relacionados à infraestrutura e à construção civil, refletindo a melhoria nas condições de crédito de longo prazo e em programas governamentais de incentivo a esses segmentos, ao longo do tempo.

As projeções decenais das participações relativas setoriais na economia e na indústria são apresentadas na Tabela 7.

Tabela 7 – Participação setorial relativa

Participação Relativa	Histórico		Projeção	
	1999–2003	2004–2008	2010–2014	2015–2019
% PIB nacional				
Agropecuária	6,2	6,2	5,9	6,0
Indústria	27,1	28,8	26,6	27,3
Serviços	66,7	65,0	67,6	66,7
% PIB indústria				
Extrativa	5,4	9,0	13,3	14,4
Transformação	63,0	60,9	56,4	54,7
Construção civil	19,5	17,2	18,8	19,4
Prod. e dist. de energia elétrica, água e gás	12,1	12,9	11,5	11,5

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

2. Premissas Demográficas

Ao longo das últimas décadas, o Brasil tem passado por profundas transformações no seu perfil demográfico, não só em termos da dinâmica de crescimento populacional, mas também com relação à sua distribuição espacial, ao seu rápido processo de urbanização, à pirâmide etária, entre outros aspectos.

Por sua vez, esses diferentes aspectos da evolução demográfica, por conta dos seus importantes efeitos sociais e econômicos, acabam se refletindo de forma significativa em termos do consumo de energia. Assim sendo, é preocupação básica de qualquer estudo prospectivo da demanda de energia estabelecer premissas com relação ao comportamento futuro da população.

Nesta seção apresenta-se uma revisão significativa dos números divulgados no PDE 2008-2017 sobre as projeções sociodemográficas de interesse para o planejamento energético. As novas estimativas levam em conta a atualização das projeções do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE, 2008) baseadas na identificação das tendências demográficas observadas nos últimos anos, tais como a redução das taxas de fecundidade e de mortalidade, envelhecimento da população brasileira e, em particular, uma taxa média de crescimento populacional consideravelmente menor.

Além disso, objetivando a compatibilização com os estudos de planejamento energético, os números divulgados pelo IBGE foram ajustados de forma que os dados populacionais tenham como referência a data de 31 de dezembro de cada ano.

As projeções da população total residente e de domicílios do país e desagregada por regiões geográficas são apresentadas na sequência.

2.1 Projeção da População Total Residente

Conforme observado na Tabela 8, estima-se que o crescimento populacional brasileiro nos próximos 10 anos será maior nas regiões Norte e Centro-Oeste, aumentando a participação dessas duas regiões no total da população do país, mantendo, assim, a tendência histórica verificada nos últimos anos.

Este ganho, entretanto, não será suficiente para provocar uma mudança estrutural na divisão populacional do país no horizonte decenal: no fim do período, a região Sudeste continuará a ser a grande concentradora da população nacional, com 42% de toda população do país, enquanto as regiões Norte e Centro-Oeste corresponderão, juntas, a apenas 15%.

Tabela 8 – Brasil e regiões, 2010–2019: projeção da população total residente (mil hab)

Ano	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro-Oeste	Brasil
2010	15.663	54.294	81.932	28.028	14.174	194.091
2014	16.371	55.934	84.307	28.750	14.825	200.186
2019	17.110	57.649	86.788	29.504	15.505	206.556
Varição média (% ao ano)						
2010–2014	1,1	0,7	0,7	0,6	1,1	0,8
2015–2019	0,9	0,6	0,6	0,5	0,9	0,6
2010–2019	1,0	0,7	0,6	0,6	1,0	0,7
Estrutura de participação (%)						
2010	8,0	28,0	42,2	14,5	7,3	100,0
2014	8,2	27,9	42,1	14,4	7,4	100,0
2019	8,3	27,9	42,0	14,3	7,5	100,0

Nota: População em 31 de dezembro.

Fonte: Elaboração EPE

2.2 Projeção do Número de Domicílios

O número de domicílios é estimado com base na relação habitante/domicílio, um indicador cuja evolução pode ser extraída dos censos realizados nos anos 1970, 1980, 1991 e 2000. No Brasil, espera-se que este valor atinja 2,8 habitantes por domicílio no final do horizonte decenal.

A tendência decrescente da relação do número de moradores por domicílio se deve especialmente à queda mais expressiva do crescimento populacional que, por sua vez, é reflexo, como visto, da queda da taxa de fecundidade total. Entender as perspectivas de evolução dessa relação é fundamental já que, aplicada à evolução da população do IBGE, possibilita estimar o número total de domicílios, variável fundamental para a projeção do consumo residencial de energia.

Na Tabela 9 são apresentados os resultados das projeções do número total de domicílios particulares permanentes do Brasil e das regiões para o período de 2010 a 2019.

Tabela 9 – Brasil e regiões, 2010–2019: projeção do número de domicílios (mil)						
Ano	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro-Oeste	Brasil
2010	4.259	15.295	27.152	9.591	4.547	60.844
2014	4.725	16.660	29.692	10.533	5.051	66.662
2019	5.305	18.384	32.917	11.723	5.663	73.992
Varição média (% ao ano)						
2010-2014	2,6	2,2	2,3	2,4	2,7	2,3
2015-2019	2,3	2,0	2,1	2,2	2,3	2,1
2010-2019	2,5	2,1	2,2	2,3	2,5	2,2
Estrutura de Participação (%)						
2010	7,0	25,2	44,7	15,8	7,4	100,0
2014	7,1	25,0	44,6	15,8	7,6	100,0
2019	7,2	24,9	44,5	15,8	7,6	100,0

Notas: Domicílios em 31 de dezembro. Fonte: Elaboração EPE
Domicílios em 31 de dezembro. Fonte: Elaboração EPE.

De acordo com as projeções, tem-se um aumento de participação das regiões Norte e Centro-Oeste no número total de domicílios do país em detrimento das regiões Nordeste e Sudeste. A região Sul mantém sua participação em 15,8% do total de domicílios.

3. Premissas Setoriais

3.1 Expansão da atividade industrial

Com a retração do comércio internacional provocada pela crise financeira internacional houve a necessidade de revisão dos cenários de expansão dos respectivos segmentos industriais, não apenas pelo efeito direto de redução da demanda externa, como também pelo efeito indireto das relações intersetoriais. Por exemplo, a indústria siderúrgica foi um dos segmentos mais fortemente atingidos, incluindo a sua cadeia a montante (minério de ferro, pelotização, ferroligas) e a jusante (produtos do aço).

De modo geral, as projeções setoriais de demanda de energia são elaboradas de acordo com o segmento industrial em estudo, partindo-se do seguinte conjunto de premissas:

- Para os setores que englobam uma gama de produtos mais heterogênea (por exemplo, química, alimentos e bebidas, têxtil, cerâmica, outras indústrias, não-ferrosos, excluindo-se alumínio, alumina e cobre, e outros da metalurgia), utiliza-se como premissa a evolução do valor adicionado setorial proveniente do cenário macroeconômico estabelecido como referência pela EPE, de acordo com a abertura setorial contida no Balanço Energético Nacional – BEN (EPE, 2008b);
- Para os setores com produção mais homogênea (por exemplo, alumínio/alumina/cobre, siderurgia, ferroligas, papel/celulose e cimento), as principais premissas referem-se às perspectivas de expansão da capacidade instalada de produção de cada setor, compatíveis com o cenário macroeconômico adotado, à dinâmica dos mercados interno e externo dos respectivos produtos e ao comportamento da demanda interna frente ao crescimento da economia.

Para as indústrias de alumínio (incluindo alumina e bauxita), siderurgia (aço bruto), ferroligas, pelotização, cobre, celulose e papel, soda-cloro, petroquímica e cimento, são realizados estudos específicos relativos ao consumo de eletricidade, dado que esses segmentos são responsáveis por cerca de 40% do consumo industrial de energia elétrica.

As perspectivas de expansão da capacidade instalada contemplaram a análise crítica de informações obtidas junto à área de Estudos Setoriais do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e a associações de classe dos diversos grupos industriais, bem como informações divulgadas na mídia em geral. As premissas de expansão de capacidade instalada e produção física para os grandes consumidores industriais de energia (entre os quais se destacam a indústria do cobre, que triplica no período decenal e as indústrias siderúrgica e de celulose, cujas produções crescem aproximadamente 125% e 100%, respectivamente) são apresentadas na Tabela 10, enquanto a Tabela 11 mostra a evolução dos consumos específicos médios de eletricidade desses grandes consumidores industriais.

Tabela 10 – Grandes consumidores industriais: capacidade instalada e produção física (mil t/ano)

Setor	Capacidade instalada ⁽¹⁾			Produção física		
	2010	2014	2019	2010	2014	2019
Bauxita	31.435	43.394	53.394	29.863	41.224	50.724
Alumina	9.418	13.409	16.769	8.947	12.738	15.930
Alumínio	1.610	1.738	2.155	1.530	1.668	2.069
Siderurgia	44.030	57.120	78.600	32.142	52.550	72.312
Ferroligas	1.406	1.562	1.962	1.125	1.484	1.864
Pelotização	54.250	68.000	83.500	46.113	64.600	79.325
Cobre	776	1.786	2.358	699	1.696	2.240
Soda-Cloro	1.724	2.172	2.882	1.552	2.020	2.681
Petroquímica	3.790	5.190	5.790	3.544	4.931	5.501
Celulose	15.131	20.381	28.931	13.149	19.415	28.041
Pasta mecânica	520	520	820	494	504	795
Papel	11.112	14.239	19.854	10.000	13.100	18.266
Cimento ⁽²⁾	–	–	–	54.106	70.039	95.127

Notas: (1) As capacidades instaladas e produções dos setores de siderurgia, soda-cloro e petroquímica são referentes aos respectivos produtos: aço bruto, soda cáustica e eteno.

(2) Admitiu-se que o setor de cimento, que tradicionalmente vem operando com excesso de capacidade instalada, se adequará ao atendimento da expansão da demanda interna.

Fonte: Elaboração EPE

Vale observar que o consumo específico de eletricidade no segmento de ferroligas aumenta ao longo do horizonte, dado que o cenário de expansão deste setor contempla participação crescente de ferroníquel, cujo consumo específico oscila entre 13,0 e 13,5 MWh/t, bem superior ao consumo médio do segmento.

Tabela 11 – Grandes consumidores industriais: consumo específico médio de eletricidade (kWh/t)

Setor	2010	2014	2019
Bauxita	13	13	13
Alumina	298	296	293
Alumínio	14.767	14.650	14.486
Siderurgia	498	485	461
Ferroligas	7.161	7.505	8.204
Pelotização	49	48	48
Cobre	1.555	1.511	1.495
Soda-Cloro	2.725	2.663	2.601
Petroquímica	1.581	1.588	1.579
Celulose	883	871	864
Pasta mecânica	2.187	2.171	2.153
Papel	695	688	681
Cimento	99	98	97

Fonte: Elaboração EPE

3.2 Expansão da atividade no setor residencial

No setor residencial brasileiro, destacam-se os consumos de eletricidade, gás liquefeito de petróleo (GLP) e lenha. Enquanto o consumo de eletricidade é significativo para o uso de eletrodomésticos e outros equipamentos, o consumo de lenha e GLP, por exemplo, tem uma aplicação importante no atendimento da demanda por cocção e aquecimento de água.

Em relação às perspectivas de expansão, a evolução do consumo do setor residencial está relacionada ao aumento no número de domicílios e à posse de equipamentos. No que tange ao incremento no número de domicílios atendidos pelo serviço de energia elétrica ao longo do horizonte de análise, admitiu-se o pleno sucesso do Programa Luz para Todos no ano de 2010. Com isto, o número de domicílios particulares permanentes com energia elétrica partirá de 55 milhões de unidades no ano de 2007 para cerca de 74 milhões de unidades em 2019.

Com relação à posse de equipamentos eletrodomésticos, admitiu-se que o aumento da renda per capita é indutor da expansão do estoque desses equipamentos nos domicílios. A projeção do estoque é realizada a partir da diferença entre a estimativa de evolução das vendas e o sucateamento dos equipamentos considerados, admitindo-se a premissa geral de que ao final da vida útil eles são substituídos por outros mais eficientes. Desta forma, o estoque se expande e se torna cada vez mais eficiente.

Quanto à utilização de outros energéticos nos domicílios, especialmente para usos térmicos, admitiu-se que o gás natural irá deslocar pequena parcela do gás liquefeito de petróleo, em decorrência da expansão da malha de distribuição.

II – DEMANDA DE ENERGIA

Neste capítulo é apresentada uma síntese do procedimento metodológico utilizado para a elaboração da projeção de demanda dos diversos energéticos, tendo como base as premissas indicadas no capítulo anterior. São também consolidados os resultados obtidos para o consumo final energético por tipo de fonte.

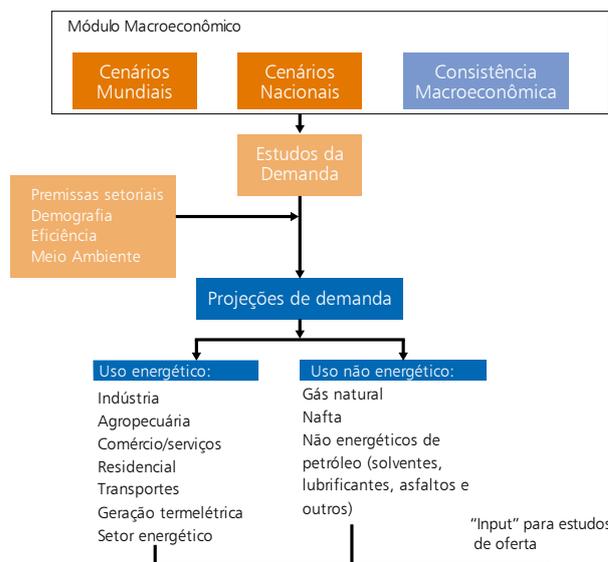
1. Etapas do processo

O detalhamento das premissas sócio-demográficas, do contexto macroeconômico mundial e nacional e de seus respectivos impactos está registrado no capítulo I. Além desses fatores, as projeções de demanda de energia para o PDE 2019 apoiaram-se também na revisão das perspectivas de expansão de atividade nos diversos setores de consumo de energia, bem como na maneira como a energia deverá ser usada neste horizonte. Assim, o processo de previsão da demanda compreendeu o seguinte conjunto de etapas:

- Análise do ano base das projeções, a partir da compilação dos dados de oferta e demanda de energia disponíveis no Balanço Energético Nacional 2009, ano base 2008 e do seu vínculo com o contexto macroeconômico;
- Revisão, a partir da interação com indústrias, associações de classe, agentes do setor energético brasileiro e com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), das premissas setoriais que contemplam as perspectivas de expansão de capacidade produtiva de segmentos industriais que são grandes consumidores de energia. Adicionalmente, avaliação do impacto do cenário sobre o nível de atividade no setor agropecuário, de serviços e sobre o perfil de consumo das famílias no horizonte decenal;
- Projeção da demanda de energia por fonte neste horizonte;
- Consolidação da demanda de energia e elaboração de matrizes que relacionam as principais classes de consumo com as demandas projetadas de cada um dos energéticos.

A Figura 2 exibe a inter-relação entre as etapas do processo de projeção de demanda de energia no horizonte decenal.

Figura 2 – Representação do processo adotado para a projeção da demanda de energia do PDE 2019



O processo 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 maior grau de informação com relação à localização destas demandas por conta de implicações na logística de suprimento associada. Neste caso, demandas regionais são utilizadas para subsidiar estudos mais detalhados de expansão da oferta de energia no país no horizonte decenal.

Neste capítulo, serão apresentados os principais resultados obtidos nas projeções de demanda de energia, tendo como base as premissas descritas no capítulo I.

2. Projeção Consolidada do Consumo Final por Fonte

Neste tópico é apresentada a projeção consolidada da demanda total de energia para o período 2010-2019, contemplando o consumo final energético associado ao cenário macroeconômico de referência (Tabela 12).

O incremento anual médio do PIB brasileiro no decênio 2010-2019 é de 5,1%, e do consumo de energia, 5,9%, resultando em uma elasticidade-renda de 1,16 para o período. A intensidade energética sobe durante o primeiro quinquênio, passando de 0,071 tep/10³ R\$ [2008] para 0,074 tep/10³ R\$ [2008] em 2014, e depois se estabiliza em torno deste valor até o fim do horizonte.

Tabela 12 – Economia e Consumo Final Energético 2010–2019

Discriminação	2010	2014	2019	Variação anual*		
				2010/ 2014	2015/ 2019	2010/ 2019
PIB (10 ⁹ R\$ [2008])	3.201	3.891	4.966	5,2	5,0	5,1
População Residente (10 ³ habitantes)	194.091	200.186	206.556	0,8	0,6	0,7
PIB per capita (R\$ [2008]/hab/ano)	16.493	19.437	24.042	4,4	4,3	4,4
Consumo Final Energético 10 ³ tep	228.009	289.216	365.682	7,1	4,8	5,9
Consumo Final de energia per capita (tep/hab/ano)	1,175	1,445	1,770	6,2	4,1	5,2
Intensidade Energética da Economia (tep/10 ³ R\$ [2008])	0,071	0,074	0,074	2,5	–	1,2
Elasticidade-renda do consumo de energia ⁽¹⁾	–	–	–	1,36	0,96	1,16

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

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

(*) Variações médias anuais nos períodos indicados, a partir de 2009 e 2014. Para o PIB considerou-se crescimento próximo de zero em 2009, 6% em 2010 e 5% ao ano a partir de 2011.

Fonte: EPE

O valor da elasticidade-renda do consumo final energético no período 2010-2014, de 1,36, apesar da influência do ano-base de 2009 com consumo deprimido em função da crise financeira internacional, pode afigurar-se elevado na comparação com as elasticidades verificadas na maior parte do período histórico, assim como no confronto com a elasticidade da demanda de eletricidade, de 1,11 no mesmo período (Tabela 14). De fato, na maior parte do tempo, a demanda de energia elétrica tem crescido mais do que o consumo final energético à semelhança do que ocorre na maioria dos países.

No período 2003-2008, para um crescimento médio do PIB de 4,2% ao ano, a elasticidade da demanda de energia foi de 1,00 contra uma elasticidade da demanda de eletricidade de 1,13. Contudo, nos anos mais recentes desse período, as elasticidades-renda da demanda de energia e do consumo de eletricidade foram se aproximando e se igualaram (a 0,96) no período 2005-2008. Por sua vez, nos últimos três anos do período, isto é, 2006-2008, em que a economia cresceu 5,1% ao ano, a elasticidade da demanda de energia (1,00) ultrapassou a elasticidade da demanda de energia elétrica (0,89).

Não é de se esperar que o padrão dos últimos três anos se reproduza regularmente no futuro. No entanto, no primeiro quinquênio do período decenal, a demanda de energia crescerá a um ritmo mais acelerado do que o consumo de eletricidade, em função das especificidades do cenário de expansão da indústria nesse horizonte. Algumas das premissas que justificam esse comportamento são listadas a seguir:

- O consumo de gás natural cresce acentuadamente em razão da expansão do refino e da indústria de insumos para fertilizantes (produção de amônia e uréia), que não encontra paralelo no passado recente;
- Registra-se expressivo crescimento do consumo de carvão mineral e coque de carvão, devido à expansão da indústria siderúrgica concentrada na rota tecnológica constituída por usinas integradas a coque, para as quais a eletricidade representa, em média, pouco mais de 3% do consumo total de energia, enquanto que o carvão mineral, juntamente com o coque e finos de carvão, responde por quase 70% desse consumo. Além disso, boa parte da expansão considerada é composta por usinas integradas destinadas à exportação de placas, não contemplando, portanto, a fase de laminação que é eletrointensiva;

- Na cadeia do alumínio, verifica-se forte expansão da extração de bauxita e da produção de alumina, contra modesta expansão do alumínio primário. Ora, enquanto a produção de alumínio primário é muito eletrointensiva, a alumina e a bauxita são mais dependentes de outras fontes de energia, tais como o óleo combustível e o gás natural. A eletricidade representa em torno de 18% do consumo total de energia na produção de alumina, enquanto que ela responde por mais de 95% da energia utilizada na produção de alumínio primário;
- A expansão prevista do segmento de papel e celulose também é expressiva. Neste caso, a eletricidade representa em torno de 17% a 22% do consumo final energético, que tem participação pesada de outras fontes, tais como a lenha e a lixívia.

Estes segmentos industriais contribuem significativamente para o crescimento do consumo final energético, mais do que para o consumo de eletricidade. No entanto, eles não agregam na mesma proporção ao valor adicionado da indústria, seja por se tratar de produtos relativamente primários na cadeia produtiva, casos da bauxita e da alumina, seja devido à respectiva produção se destinar à substituição de importações, como é o caso dos insumos para fertilizantes.

A Tabela 13 apresenta os consumos finais energéticos por fonte, no Brasil. Destaca-se a grande penetração dos biocombustíveis líquidos (etanol e biodiesel) na matriz de consumo final energético, cuja participação passa de 7,5% em 2010 para 8,3% em 2019. Os biocombustíveis como um todo (incluindo, além dos líquidos, bagaço de cana, lenha, carvão vegetal, entre outros) aumentam ligeiramente a sua participação ao longo do período, passando de 35,5% para 36,3%. Até 2014, o gás natural ganha importância, período no qual a sua participação passa de 7,3% para 9,4% no consumo total de energia; porém, no quinquênio seguinte, evolui a um ritmo menor que as demais fontes, atingindo uma participação de 8,8% em 2019. A eletricidade apresenta uma perda de participação ao longo do primeiro quinquênio, passando de 17,2% em 2010 para 16,7% em 2014, mantendo-se neste nível até ao final do período decenal. Devido principalmente ao crescimento do segmento siderúrgico, o carvão mineral (incluindo coque) aumenta a sua participação no período analisado de 4,4% para 6,3%.

Quanto aos derivados de petróleo, há uma expressiva queda de participação no consumo final energético nacional, de 35,7%, em 2010, para 31,8%, em 2019. A maior responsável por esta redução é a gasolina, cuja parcela no consumo final energético brasileiro reduz-se de 6,6% para 3,3%. O GLP também tem importante contribuição para a perda da importância dos derivados de petróleo, passando de 3,5% para 2,7% na participação. O maior destaque entre os derivados de petróleo é o óleo diesel, que aumenta a sua já expressiva parcela no consumo final energético nacional, passando de 16,8% para 17,8% entre 2010 e 2019.

Tabela 13 – Consumo final energético, por fonte (10³ tep)

Discriminação	2010		2014		2019		Variação anual (%)*		
	10 ³ tep	%	10 ³ tep	%	10 ³ tep	%	2010 2014	2015 2019	2010 2019
Gás natural	16.560	7,3	27.174	9,4	32.239	8,8	17,1	3,5	10,1
Carvão mineral e coque	10.116	4,4	16.370	5,7	22.886	6,3	13,6	6,9	10,2
Lenha	18.053	7,9	19.741	6,8	24.424	6,7	2,7	4,3	3,5
Carvão vegetal	5.668	2,5	7.839	2,7	9.566	2,6	8,0	4,1	6,0
Bagaço de cana	33.217	14,6	41.647	14,4	53.466	14,6	7,1	5,1	6,1
Eletricidade	39.146	17,2	48.312	16,7	61.230	16,7	5,8	4,9	5,3
Etanol	14.928	6,5	20.032	6,9	26.839	7,3	11,6	6,0	8,8
Biodiesel	2.125	0,9	2.675	0,9	3.540	1,0	14,0	5,8	9,8
Outros	6.904	3,0	10.357	3,6	15.022	4,1	11,0	7,7	9,3
Derivados de petróleo	81.292	35,7	95.068	32,9	116.470	31,8	4,4	4,1	4,3
Óleo diesel	38.251	16,8	48.645	16,8	64.939	17,8	6,0	5,9	6,0
Óleo combustível	5.824	2,6	7.555	2,6	9.054	2,5	6,5	3,7	5,1
Gasolina	15.034	6,6	12.531	4,3	11.944	3,3	-2,8	-1,0	-1,9
Gás liquefeito de petróleo	7.976	3,5	8.900	3,1	10.029	2,7	2,9	2,4	2,6
Querosene	2.867	1,3	3.548	1,2	4.554	1,2	5,7	5,1	5,4
Outros derivados de petróleo	11.340	5,0	13.889	4,8	15.950	4,4	6,9	2,8	4,8
Cons. Final energético	228.009	100,0	289.216	100,0	365.682	100,0	7,1	4,8	5,9

* Variações médias anuais nos períodos indicados, a partir de 2009 e 2014.

Fonte: EPE

Nos itens que se seguem são apresentadas as projeções da demanda de energia por fonte e por setor.

3. Energia Elétrica

A projeção do consumo de energia elétrica é feita por subsistema elétrico e por classe de consumo (residencial, comercial, industrial e outras classes), a partir de parâmetros e indicadores típicos do mercado de eletricidade e de premissas demográficas, macroeconômicas, setoriais, de autoprodução e de eficiência energética. A metodologia utilizada nas projeções do consumo e da carga de energia elétrica no Brasil está descrita na Nota Técnica EPE “Projeção da Demanda de Energia Elétrica para os próximos 10 anos” [39].

Diferentemente do PDE anterior, a projeção do consumo de eletricidade passou a incorporar os efeitos decorrentes da crise financeira internacional, cuja avaliação, à época da elaboração do PDE 2008-2017, ainda era considerada prematura.

Os estudos deste PDE foram desenvolvidos em um momento em que os efeitos da crise financeira internacional já se manifestavam intensamente no comportamento do mercado nacional de energia elétrica, causando forte retração do consumo industrial de eletricidade ao longo de 2009. Foram particularmente impactados alguns segmentos da metalurgia, como a indústria siderúrgica, segmento industrial dos mais atingidos, tanto no Brasil como no exterior.

3.1 Projeção do Consumo

As premissas setoriais do consumo de energia elétrica levaram em consideração aquelas relativas aos grandes consumidores industriais (capítulo I).

A desaceleração verificada tanto na economia nacional como na internacional, fruto da crise financeira de 2008, vem produzindo efeitos diretos e indiretos no mercado de energia elétrica brasileiro, gerando um reflexo imediato no nível de utilização da capacidade instalada e nas perspectivas de expansão da produção de alguns dos segmentos industriais voltados à exportação de *commodities*, como é o caso do setor siderúrgico e de outros da metalurgia. Em consequência, projetos de expansão industrial foram revistos e postergados.

A Tabela 14 mostra a projeção do consumo total de eletricidade (incluindo a autoprodução), dos valores médios quinquenais da elasticidade-renda resultante, assim como dos valores pontuais da intensidade do consumo de energia elétrica em relação ao PIB de 2008.

Tabela 14 – Brasil: Elasticidade-renda do consumo de energia elétrica

Ano	Consumo ⁽¹⁾ (TWh)	PIB (10 ⁹ R\$ 2008)	Intensidade (kWh/R\$ 2008)
2010	455,2	3.201	0,142
2014	561,8	3.891	0,144
2019	712,0	4.966	0,143
Período	Varição (% a.a.)*	Varição (% a.a.)*	Elasticidade
2010-2014	5,8	5,2	1,11
2015-2019	4,9	5,0	0,97
2010-2019	5,3	5,1	1,04

Notas: (1) Os valores de consumo incluem autoprodução.

* Variações médias anuais nos períodos indicados, a partir de 2009 e 2014.

Fonte: EPE

A Tabela 15 apresenta a projeção do consumo nacional de energia elétrica na rede, desagregado por classe de consumo. Entre 2010 e 2019 a taxa média de crescimento do consumo é de 5,0% ao ano, sendo a classe comercial a que apresenta maior expansão nesse período (6,2% ao ano), seguida pela classe industrial (5,1% ao ano). A classe residencial perde participação no consumo total na rede, passando de 25,4% em 2010 para 24,7% ao final do horizonte.

A análise do consumo por subsistema elétrico a partir da Tabela 16 mostra um maior crescimento médio anual no subsistema Norte, de 8,2%, decorrente do efeito conjugado da instalação de grandes cargas industriais na região e, principalmente, da interligação dos sistemas isolados Manaus/Macapá/margem esquerda do

Amazonas, prevista para novembro de 2011. Desconsiderando-se a interligação, a taxa média de crescimento do consumo no subsistema Norte no período decenal seria de 6,4%.

Tabela 15 – Brasil: Consumo de eletricidade na rede, por classe (GWh)

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outros	Total
2010	105.538	182.338	69.223	58.766	415.865
2014	126.787	223.456	87.825	68.724	506.791
2019	156.546	274.774	118.416	83.297	633.033
Variação (% ao ano)*					
2010-2014	4,8	6,1	6,2	4,1	5,5
2015-2019	4,3	4,2	6,2	3,9	4,5
2010-2019	4,6	5,1	6,2	4,0	5,0

* Variações médias anuais nos períodos indicados, a partir de 2009 e 2014.

Fonte: EPE

Tabela 16 – Brasil: Consumo de eletricidade na rede, por subsistema (GWh)

Ano	Subsistema				SIN	Sistemas Isolados	Brasil
	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul			
2010	28.813	59.015	250.503	71.024	409.355	6.510	415.865
2014	43.318	72.372	306.125	83.737	505.552	1.239	506.791
2019	58.152	92.561	377.355	103.162	631.229	1.805	633.033
Variação (% ao ano)*							
2010-2014	10,5	5,9	5,6	4,7	5,9	-31,2	5,5
2015-2019	6,1	5,0	4,3	4,3	4,5	7,8	4,5
2010-2019	8,2	5,4	5,0	4,5	5,2	-13,9	5,0

Notas: Foi considerada a interligação dos sistemas isolados Acre/Rondônia ao subsistema Sudeste/CO a partir de novembro de 2009, e a interligação dos sistemas isolados Manaus/Macapá/margem esquerda do Amazonas ao subsistema Norte a partir de novembro de 2011.

* Variações médias anuais nos períodos indicados, a partir de 2009 e 2014.

Fonte: EPE

No período decenal, observa-se um aumento das participações dos consumos dos subsistemas Norte e Nordeste, em detrimento dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul.

São importantes para a projeção de consumo na rede as premissas setoriais adotadas para a autoprodução, cuja parcela do consumo total de eletricidade não compromete o 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 do estudo e também das premissas gerais sobre as potencialidades da evolução da autoprodução, em especial da cogeração, com base nas perspectivas de expansão da capacidade instalada dos segmentos industriais considerados.

É o caso, por exemplo, da indústria de celulose, cuja expansão da capacidade deverá ser integralmente atendida por cogeração. A autoprodução no setor siderúrgico levou 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 do polo petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ), assume-se que sua demanda será integralmente atendida por autoprodução.

Com base nestas premissas, os resultados relativos à projeção da autoprodução dos grandes consumidores industriais de energia elétrica, para o período 2010-2019, por subsistema elétrico e por segmento industrial, constam da Tabela 17 e da Tabela 18, respectivamente.

Tabela 17 – Grandes consumidores industriais: Autoprodução por subsistema (GWh)

Ano	Subsistema				Brasil
	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul	
2010	813	4.020	12.539	2.635	20.007
2014	823	5.399	18.012	6.040	30.274
2019	2.906	9.410	25.801	7.469	45.585

Fonte: EPE

Tabela 18 – Grandes consumidores industriais: Autoprodução por segmento industrial (GWh)

Ano	Siderurgia	Papel e Celulose	Petroquímica	Outros	Total
2010	6.193	10.267	2.537	1.009	20.007
2014	8.244	16.410	4.611	1.009	30.274
2019	14.092	25.255	5.229	1.009	45.585

Fonte: EPE

3.2 Projeção da Carga

Carga de energia

A carga de energia, que consiste na soma do consumo de energia elétrica com as perdas (técnicas e comerciais), representa o requisito total de geração de eletricidade para o atendimento do mercado. Como tal, é um importante indicador, tanto para o dimensionamento do parque nacional de geração de energia elétrica e do sistema de transmissão associado, quanto para a operação otimizada do sistema elétrico.

A projeção das perdas para o período em estudo baseou-se nos valores históricos e na hipótese de que os programas realizados pelas concessionárias de distribuição contribuirão para a redução gradual no índice de perdas ao longo do horizonte, principalmente das perdas comerciais. No entanto, o alto nível de perdas dos sistemas isolados poderá causar um aumento temporário do índice de perdas dos subsistemas do SIN aos quais se interligam, como é o caso da interligação dos sistemas Manaus/Macapá/margem esquerda do Amazonas ao subsistema Norte em novembro de 2011.

De fato, a interligação desses sistemas, hoje isolados, ocasiona, pelo seu porte, um significativo aumento no índice de perdas do subsistema Norte, chegando a causar um pequeno aumento no índice de perdas do SIN, conforme se pode observar na Tabela 19.

Tabela 19 – SIN e subsistemas: Índice de Perdas (%)

Ano	Subsistema				SIN
	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul	
2010	16,7	18,3	16,1	11,8	15,7
2014	20,0	17,7	15,8	11,7	15,8
2019	19,5	17,1	15,4	11,7	15,5

Nota: Foi considerada a interligação dos sistemas isolados Acre/Rondônia ao subsistema Sudeste/CO a partir de novembro de 2009, e a interligação dos sistemas isolados Manaus/Macapá/margem esquerda do Amazonas ao subsistema Norte a partir de novembro de 2011.

Fonte: EPE

O acréscimo da carga no SIN em 2010, de 3.210 MW médios, traduz a recuperação do mercado, principalmente no que concerne ao consumo industrial do subsistema Sudeste. O subsistema Norte apresenta um acréscimo importante projetado para 2012, por conta da interligação dos sistemas isolados Manaus/Macapá/margem esquerda do Amazonas. O resultado encontra-se resumido na Tabela 20.

Tabela 20 – SIN e subsistemas: Carga de energia (MWmédio)

Ano	Subsistema				SIN
	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul	
2010	3.950	8.242	34.064	9.189	55.444
2014	6.188	10.043	41.483	10.828	68.542
2019	8.248	12.743	50.908	13.332	85.231
Variação (% ao ano)*					
2010–2014	11,2	5,6	5,2	4,2	5,6
2015–2019	5,9	4,9	4,2	4,2	4,5
2010–2019	8,5	5,2	4,7	4,2	5,0

Notas: Foi considerada a interligação dos sistemas isolados Acre/Rondônia ao subsistema Sudeste/CO a partir de novembro de 2009, e a interligação dos sistemas isolados Manaus/Macapá/margem esquerda do Amazonas ao subsistema Norte a partir de novembro de 2011.

* Variações médias anuais nos períodos indicados, a partir de 2009 e 2014.

Fonte: EPE

Carga de Demanda

Com base nas projeções da carga de energia e nos fatores de carga, por sistema e subsistema interligados, projeta-se a carga de demanda correspondente. O conceito de carga de demanda aqui considerado é o da demanda máxima instantânea, que é habitual representar em MW. 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, utilizam-se, no cálculo, os chamados fatores de diversidade, que incorporam o efeito da não simultaneidade da ponta dos diferentes subsistemas. Dessa forma, obtiveram-se as projeções da carga de demanda conforme apresentado na Tabela 21.

Tabela 21 – SIN e subsistemas: Carga de demanda instantânea (MW)

Ano	Subsistema				Sistema		SIN
	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul	N/NE	S/SE/CO	
2010	4.590	10.525	44.719	12.655	14.902	57.151	71.260
2014	7.474	12.826	54.463	15.013	20.024	69.209	88.034
2019	9.946	16.274	66.815	18.484	25.865	84.971	109.385
Variação (% ao ano)							
2010–2014	12,1	5,2	5,9	4,1	7,3	6,0	6,3
2015–2019	5,9	4,9	4,2	4,2	5,3	4,2	4,4
2010–2019	8,9	5,0	5,1	4,2	6,3	5,1	5,4

Notas: Foi considerada a interligação dos sistemas isolados Acre/Rondônia ao subsistema Sudeste/CO a partir de novembro de 2009, e a interligação dos sistemas isolados Manaus/Macapá/margem esquerda do Amazonas ao subsistema Norte a partir de novembro de 2011.

* Variação média anual no período indicado, a partir de 2009.

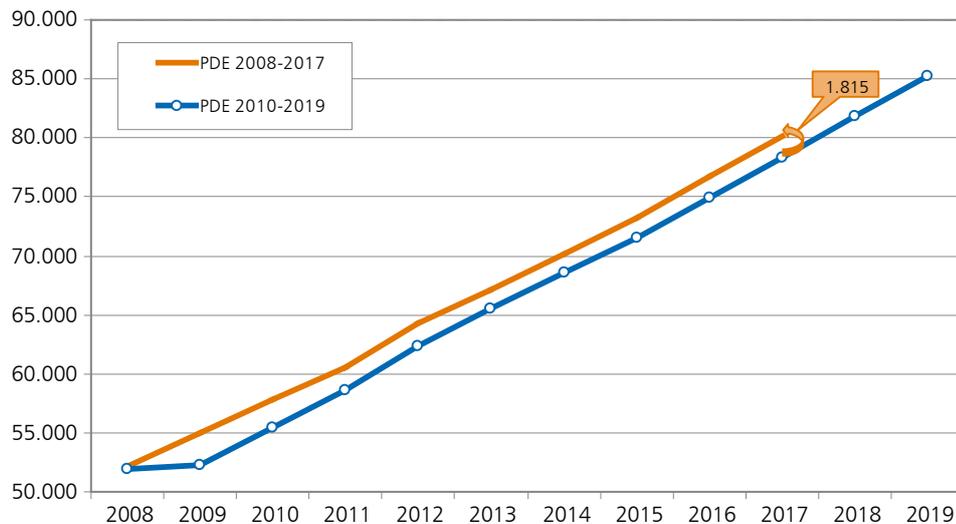
Fonte: EPE

3.3 Comparação entre as Projeções do PDE 2019 e do PDE 2017

Esta seção mostra a comparação da atual projeção da carga de energia com a do PDE 2008-2017. O Gráfico 1 ilustra a evolução da carga em cada uma das projeções que resulta em uma diferença total de 1.815 MWmédio em 2017. Essa diferença decorre da conjugação de vários fatores, tais como:

- Retração do consumo industrial de energia elétrica em 2009, causado pelo efeito da crise financeira internacional na expansão da economia brasileira; e
- Menor utilização da capacidade instalada da indústria nacional, em um primeiro momento, seguida pela postergação de alguns projetos de expansão de capacidade ao longo do horizonte decenal.

Gráfico 1 – PDE 2019 x PDE 2017: SIN, Carga de energia (MWmédio)



Nota: A projeção relativa ao PDE 2019 considera a interligação dos sistemas isolados Acre/Rondônia ao subsistema Sudeste/CO a partir de novembro de 2009, e a interligação dos sistemas isolados Manaus/Macapá/margem esquerda do Amazonas ao subsistema Norte a partir de novembro de 2011.

Fonte: EPE

4. Gás Natural

A projeção da demanda de gás natural foi elaborada a partir da análise crítica de dados obtidos em pesquisas realizadas pela EPE junto à Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (ABEGÁS), às companhias distribuidoras de gás canalizado e aos consumidores industriais de gás natural. Esta 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.

Deve-se ressaltar que, embora as informações coletadas junto às companhias distribuidoras de gás canalizado e à ABEGÁS tenham sido essenciais para a análise e prospecção do mercado de gás natural no Brasil, as premissas gerais adotadas neste PDE, particularmente para o cenário de crescimento econômico e para as perspectivas de expansão dos diferentes segmentos industriais, assim como para a expansão da malha de gasodutos, não coincidem necessariamente com aquelas implícitas nas projeções das distribuidoras.

Um aspecto fundamental na avaliação da penetração do gás natural na indústria consiste na competição direta deste com o óleo combustível, principalmente em função dos seus preços relativos. No entanto, existem 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. O cenário adotado dos citados preços relativos confere uma ligeira vantagem no curto prazo ao gás natural e equilibra os preços no restante do horizonte decenal.

A Tabela 22 consolida os resultados obtidos para a projeção do consumo final energético de gás natural, por região geográfica, excluindo-se o consumo do setor energético.

Tabela 22 – Brasil e Regiões: Consumo final energético de gás natural (10³ m³/dia)

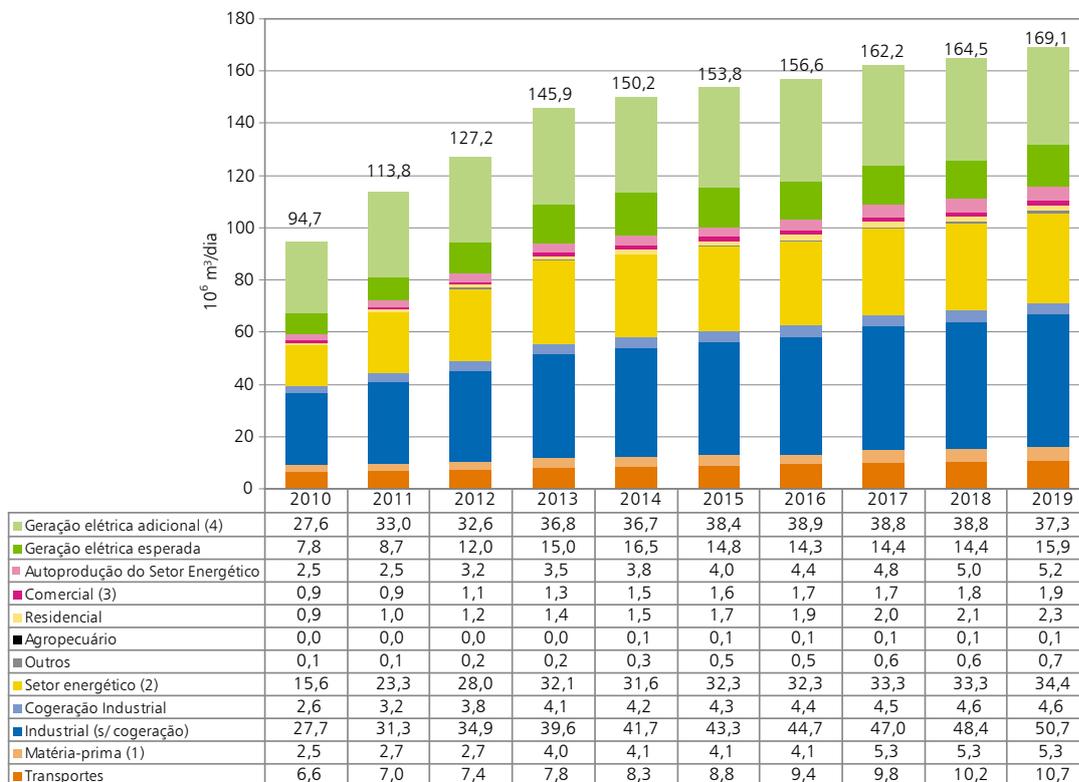
Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-oeste	Brasil
2010	136	5.038	3.839	25.228	303	34.544
2014	354	8.843	5.353	35.525	468	50.543
2019	411	11.582	6.772	43.163	583	62.511
Período	Acréscimo médio (10 ³ m ³ /dia)*					
2010–2019	411	7.129	3.731	22.369	325	33.966
Período	Variação (% ao ano)*					
2010–2014	–	14,7	12,0	11,3	12,7	12,1
2015–2019	3,0	5,5	4,8	4,0	4,5	4,3
2010–2019	–	10,0	8,3	7,6	8,5	8,2

Notas: Foi incluído o consumo dos setores: industrial/agropecuário, residencial, comercial/público. Não inclui consumo no setor energético e como matéria-prima, cogeração, consumo *downstream* do sistema Petrobras e consumo termelétrico.

* Variações médias anuais nos períodos indicados, a partir de 2009 e 2014.

Fonte: EPE

O Gráfico 2 apresenta as seguintes parcelas da demanda de gás natural: (i) consumo final energético por setor (industrial, comercial, residencial, transportes, agropecuário e outros); (ii) consumo termelétrico médio, função do despacho esperado das UTE a gás natural, que corresponde ao consumo de transformação na usina; (iii) consumo de gás natural nas fábricas de fertilizantes, composto pelos consumos não energético (matéria-prima) e energético; e (iv) consumo adicional termelétrico, associado à operação na potência nominal. Os consumos totais de gás natural, consolidados por região, incluindo estas parcelas, apresentam-se na Tabela 23.

Gráfico 2 – Consumo total de gás natural (10⁶ m³/dia)

Notas: (1) Inclui os consumos das FAFENs. (2) Inclui refinarias, compressão em gasodutos e atividades de E&P. (3) Inclui cogeração. (4) Corresponde à diferença entre a geração máxima e a esperada

Fonte: EPE

Vale ressaltar que, em função da projeção da demanda de energia elétrica e da configuração da expansão do parque gerador, a geração termelétrica a gás natural esperada no segundo quinquênio é inferior à do primeiro, o que acarreta uma redução do consumo total de gás natural no segundo quinquênio na Região Centro-Oeste.

Tabela 23 – Brasil e Regiões: consumo total de gás natural (10³ m³/dia)

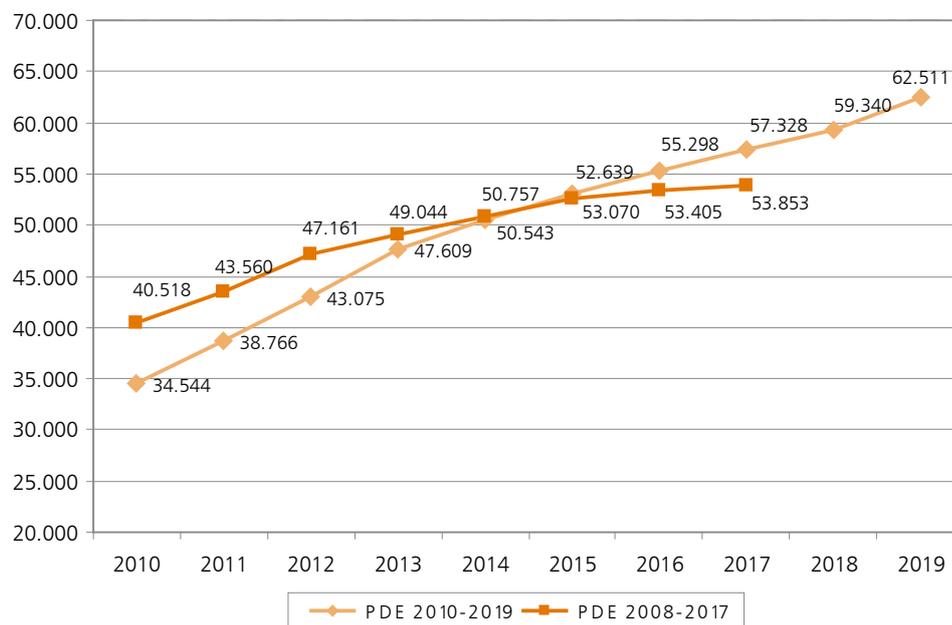
Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-oeste	Brasil
2010	751	13.605	7.030	44.906	820	67.112
2014	4.618	24.218	10.437	72.827	1.393	113.494
2019	4.784	27.786	12.400	85.423	1.346	131.739
Período	Acréscimo médio (10 ³ m ³ /dia)*					
2010–2019	4.784	16.232	7.475	52.214	650	81.355
Período	Variação (% ao ano)*					
2010–2014	–	16,0	16,2	17,0	14,9	17,6
2014–2019	0,7	2,8	3,5	3,2	-0,7	3,0
2010–2019	–	9,2	9,7	9,9	6,8	10,1

Notas: Inclui o consumo de gás natural para os setores: industrial/agropecuário, transportes, residencial, comercial/público. Considera o consumo no setor energético e como matéria-prima, cogeração, consumo downstream do sistema Petrobras e demanda termelétrica esperada.

* Variações médias anuais nos períodos indicados, a partir de 2009 e 2014

Fonte: EPE

O Gráfico 3 mostra a comparação das projeções do consumo final energético de gás natural deste Plano Decenal e do precedente. Nota-se que, no PDE atual, parte-se de um patamar de consumo em 2010 significativamente inferior ao projetado anteriormente. Isto se deve à crise financeira internacional instaurada no segundo semestre de 2008, cujos efeitos atingiram fortemente alguns segmentos da indústria nacional.

Gráfico 3 – Consumo final energético de gás natural: PDE 2019 x PDE 2017 (10³ m³/dia)

Nota: Inclui o consumo de gás natural para os setores: industrial/agropecuário, transportes, residencial, comercial/público. Não inclui consumo no setor energético e como matéria-prima, cogeração, consumo downstream do sistema Petrobras e consumo termelétrico.

Fonte: EPE

5. Derivados de Petróleo

5.1 Óleo Diesel

A demanda total de óleo diesel é estimada com base no cálculo do consumo potencial de diesel, obtido por uma relação econométrica que correlaciona o consumo final deste combustível com o PIB brasileiro. Para se obter o consumo total efetivo de diesel, são feitos descontos e acréscimos sobre o consumo potencial. Assim, a

demanda de diesel em determinada região é obtida a partir da demanda potencial, abatendo-se as demandas de biodiesel e de gás natural veicular (GNV), se houver, além do ganho de eficiência intermodal, e adicionando-se as demandas relativas à geração de energia elétrica e ao setor energético.

A projeção da demanda de biodiesel foi elaborada considerando-se a obrigatoriedade da adição do biodiesel ao diesel 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.

Quanto à demanda de GNV para motores do ciclo diesel, não há perspectiva de consumo no horizonte do PDE, seja por parte das distribuidoras de gás natural, seja pelas empresas consultadas quando da elaboração deste estudo.

No caso dos ganhos de eficiência com a mudança de modal, pressupõe-se que uma parcela do transporte rodoviário passará a ser realizada pelos modais ferroviário e aquaviário, havendo uma redução no consumo de diesel quando se compara a tonelada-quilômetro transportada pelo modal rodoviário com a tonelada-quilômetro transportada pelos modais ferroviário e aquaviário. Este ganho de eficiência intermodal foi definido a partir do Plano Nacional de Logística e Transporte (PNLT) – Ministério do Transporte e da Defesa (PNLT, 2007).

A demanda de diesel para geração elétrica nos sistemas isolados e no Sistema Interligado Nacional está em consonância com as projeções do setor elétrico. A demanda de diesel do setor energético ocorre sobretudo na Região Sudeste, em razão do seu uso nas unidades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural.

Com base nas premissas adotadas, obteve-se a projeção da demanda final de óleo diesel, por região, indicada na Tabela 24.

Tabela 24 – Demanda total de óleo diesel por região (mil m³)

Ano	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro-Oeste	Brasil
2010	4.953	6.776	20.626	9.098	5.353	46.806
2014	5.943	8.550	26.209	11.567	6.778	59.047
2019	7.792	11.418	34.990	15.439	9.042	78.681
Período	Acréscimo no período (mil m ³)*					
2010–2019	3.068	5.034	15.428	6.805	3.985	34.320
Período	Variação (% ao ano)*					
2010–2014	4,7	6,0	6,0	6,0	6,0	5,9
2015–2019	5,6	6,0	5,9	5,9	5,9	5,9
2010–2019	5,1	6,0	6,0	6,0	6,0	5,9

Notas: A demanda total não inclui biodiesel e *bunker* de exportação e considera o combustível para suprir a geração termelétrica esperada.

* Variações médias anuais nos períodos indicados, a partir de 2009 e 2014.

Fonte: EPE

5.2 Gás Liquefeito do Petróleo (GLP)

A projeção da demanda de GLP é realizada a partir de um modelo do tipo técnico-econômico, que possibilita a análise da expansão deste combustível em cada região do país nos diferentes setores de consumo: residencial, industrial, agropecuário, comercial e público.

O setor residencial brasileiro é o principal responsável pelo consumo final energético de GLP (cerca de 80% em 2008), sendo este consumo influenciado pelos seguintes fatores: número de domicílios, proporção de domicílios com uso preponderante de GLP, número de domicílios novos com consumo de gás natural e consumo específico de GLP por domicílio.

A estimativa do número de domicílios que utilizam preponderantemente GLP em 2008 por região e área (urbana ou rural) foi realizada a partir da Pesquisa Nacional de Amostra de Domicílios (PNAD), passando de 91,2% em 2010 para 92,2% em 2019. O consumo específico de GLP (m³/domicílio) foi assumido constante ao longo do período de projeção e igual ao consumo específico verificado no ano de 2007 (0,19 m³/ano/domicílio), exceção feita à região Norte, que passaria de 0,16 m³/domicílio para 0,19 m³/domicílio ao final do período.

Conforme dados do Balanço Energético Nacional, em 2008, os outros setores de atividade representaram, juntos, aproximadamente 20% do consumo final energético de GLP (EPE, 2010). No caso da indústria, a demanda por GLP é obtida considerando-se a evolução do nível de atividade (correlacionando com valor adicionado, produção física, participação do GLP no suprimento e distribuição regional do consumo). Para o caso dos setores comercial, público e agropecuário, considerou-se um ligeiro aumento na participação relativa do consumo de GLP no setor agropecuário e uma queda na participação relativa do consumo nos setores comercial e público.

Na Tabela 25 é apresentada a projeção de demanda final de GLP por região no período de 2010-2019.

Tabela 25 – Demanda final de GLP por região (mil m ³)						
Ano	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro-Oeste	Brasil
2010	785	2.911	6.178	2.150	1.030	13.054
2014	921	3.222	6.873	2.396	1.154	14.566
2019	1.091	3.612	7.714	2.696	1.301	16.414
Período	Acréscimo no período (mil m ³)*					
2010–2019	341	782	1.734	614	304	3.775
Período	Variação (% ao ano)*					
2010–2014	4,2	2,6	2,8	2,9	3,0	2,9
2015–2019	3,4	2,3	2,3	2,4	2,4	2,4
2010–2019	3,8	2,5	2,6	2,6	2,7	2,6

* Variações médias anuais nos períodos indicados, a partir de 2009 e 2014.

Fonte: EPE

5.3 Gasolina automotiva

A projeção da demanda de gasolina automotiva foi calculada a partir de um modelo contábil desenvolvido pela EPE, em que são utilizados vários parâmetros, desde o crescimento do PIB e seu reflexo nas vendas de veículos no país até a preferência do consumidor entre a gasolina e o etanol no abastecimento de veículos *flex fuel*.

Em 2009, a venda de veículos leves atingiu um total de cerca de três milhões de unidades. No horizonte decenal, o impacto da evolução das vendas sobre a frota circulante de veículos resulta numa taxa média anual de crescimento da frota de 4,7%.

Quanto ao perfil da frota, a comercialização de automóveis *flex fuel*, iniciada no Brasil em março de 2003, experimentou nos últimos anos uma rápida ascensão. A participação desta categoria nas vendas no mercado interno aumentou de 4% em 2003 para 95,4% em 2009.

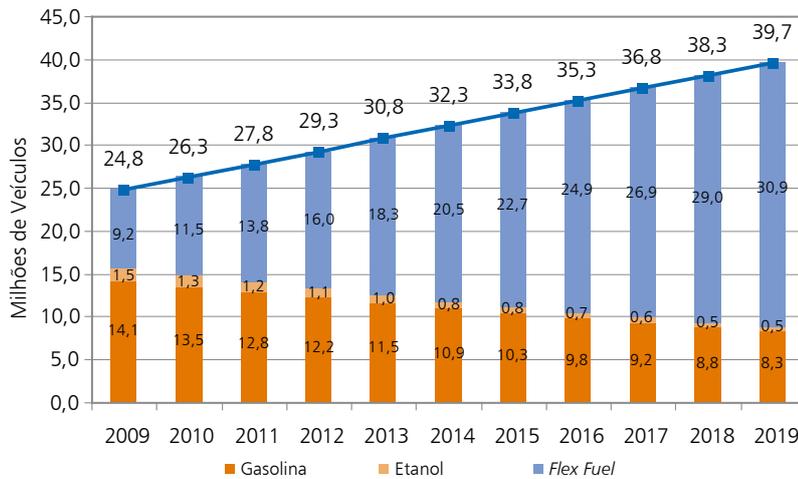
Admitida a tendência de consolidação desta categoria no mercado automotivo, foi considerado que apenas os automóveis importados e os de topo de linha serão veículos dedicados a gasolina, correspondendo a 5,3% das vendas, sendo 94,7% das vendas de automóveis na modalidade *flex fuel* em todo o horizonte de projeção. Considerou-se, ainda, que não haverá venda de automóveis dedicados a etanol neste período.

Quanto aos comerciais leves, destaca-se a importância crescente da tecnologia *flex fuel*, cuja participação saiu de 6% em 2003 para 55,5% em 2009. Em todo o horizonte da projeção, a participação dos comerciais leves nas vendas totais de veículos leves foi fixada em torno de 19%, com base nos dados históricos da ANFAVEA.

Admitiu-se que, do contingente de comerciais leves que ingressam na frota circulante a cada ano, as participações da tecnologia diesel, dos *flex fuel* e dos veículos dedicados a gasolina serão de 25%, 53% e 22%, respectivamente, ao longo de todo o horizonte decenal.

Como resultado destas premissas de vendas, a frota de veículos leves apresentará a evolução exposta no Gráfico 4, desagregada por tipo de combustível utilizado.

Gráfico 4 – Perfil da frota de veículos leves por combustível



Fonte: EPE

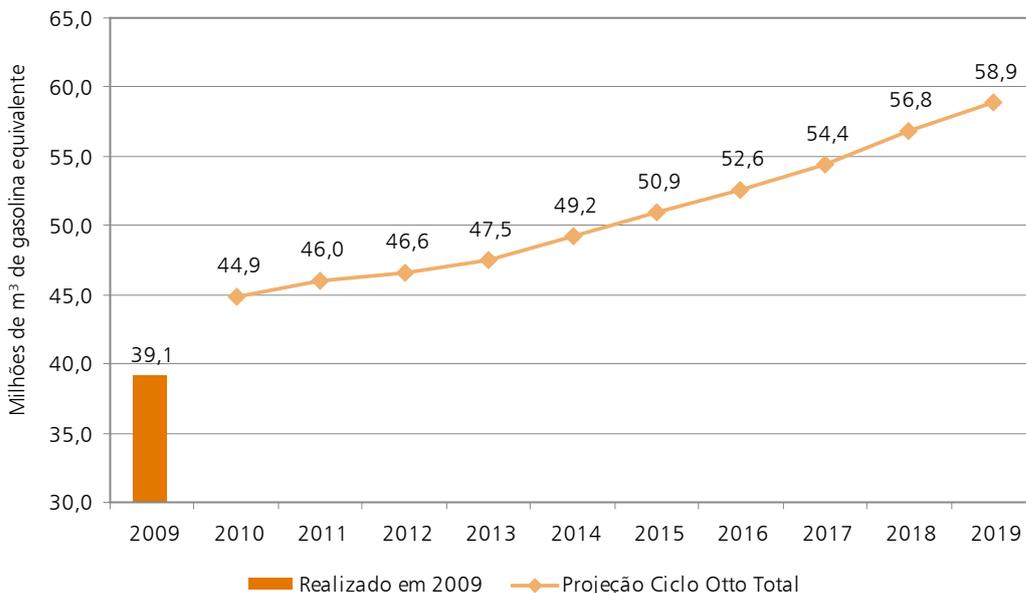
A evolução da eficiência média dos veículos que estão ingressando na frota depende da melhoria tecnológica e do porte de veículos comercializados. Admitiu-se uma taxa média anual de crescimento de 0,7% para essa variável.

Uma questão central para definir o tamanho dos mercados de gasolina e de etanol é estabelecer os padrões de escolha, por parte dos proprietários de veículos *flex fuel*, do combustível a ser consumido, etanol ou gasolina.

É sabido que a escolha do combustível é uma função que depende principalmente da relação de preços entre etanol e gasolina. Considerou-se que o etanol deverá continuar competitivo, sendo o combustível preferencial do usuário desta categoria de veículos.

A demanda global de combustíveis, expressa em gasolina-equivalente, para a frota de veículos Ciclo Otto é mostrada no Gráfico 5.

Gráfico 5 – Demanda final de energia para veículos leves ciclo Otto



Nota: Não inclui o setor energético.

Fonte: EPE

Projeção da demanda de gasolina

A Tabela 26 apresenta a projeção da demanda final de gasolina pura para o período 2010-2019. A Tabela 27 mostra a correspondente projeção da demanda de gasolina C (automotiva), desagregada por região.

Tabela 26 – Demanda final de gasolina A (mil m ³)	
Ano	Demanda (10 ³ m ³)
2010	19.438
2014	16.170
2019	15.375
Período	Acréscimo no Período (mil m ³)*
2010–2019	-3.266
Período	Varição (% ao ano)*
2010–2014	-2,8
2015–2019	-1,0
2010–2019	-1,9

* Variações médias anuais nos períodos indicados, a partir de 2009 e 2014.

Fonte: EPE

Tabela 27 – Demanda final regional de gasolina C (mil m ³)						
Ano	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro-Oeste	Brasil
2010	1.621	4.097	12.318	5.376	2.505	25.917
2014	1.568	3.533	9.813	4.492	2.154	21.559
2019	1.574	3.439	9.115	4.267	2.105	20.500
Período	Acréscimo no Período (mil m ³)*					
2010–2019	94	-466	-2.851	-861	-270	-4.354
Período	Varição (% ao ano)*					
2010–2014	1,2	-2,0	-3,9	-2,6	-1,9	-2,8
2015–2019	0,1	-0,5	-1,5	-1,0	-0,5	-1,0
2010–2019	0,6	-1,3	-2,7	-1,8	-1,2	-1,9

* Variações médias anuais nos períodos indicados, a partir de 2009 e 2014.

Fonte: EPE

5.4 Querosene de aviação (QAV)

A projeção da demanda total de QAV no Brasil (incluindo *bunker* aeronáutico fornecido no País a aeronaves estrangeiras) é estimada a partir de uma correlação com o PIB brasileiro, incluindo também variáveis dummy para explicar alguns “ruídos”, em períodos determinados, não captados pelo modelo base.

A metodologia proposta engloba a parcela referente à demanda de QAV por aeronaves estrangeiras, mas, para fins de compatibilização com o conceito de consumo total do Balanço Energético Nacional, neste capítulo será considerada apenas a demanda de aeronaves nacionais. A demanda de QAV por aeronaves estrangeiras, alocada em exportação no BEN, será considerada apenas no Capítulo VI.

Realizada a projeção da demanda total de QAV do Brasil, a mesma foi regionalizada com base nas participações das regiões nas vendas internas das distribuidoras em 2008 (ANP, 2009), que têm se revelado razoavelmente estáveis.

A Tabela 28 mostra a projeção da demanda regional de QAV no Brasil.

Tabela 28 – Demanda final de QAV, por região (mil m³)

Ano	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro-Oeste	Brasil
2010	219	539	2.203	221	302	3.484
2014	270	667	2.727	274	374	4.312
2019	347	856	3.500	351	480	5.534
Período	Acréscimo no período (mil m ³)*					
2010–2019	142	351	1.434	144	197	2.268
Período	Variação (% ao ano)*					
2010–2014	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7
2015–2019	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1
2010–2019	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4

Notas: A demanda final não inclui *bunker* de exportação.

* Variações médias anuais nos períodos indicados, a partir de 2009 e 2014.

Fonte: EPE

5.5 Óleo combustível e outros secundários de petróleo

Conforme dados do Balanço Energético Nacional (BEN, 2009), os setores mais representativos no consumo final energético de óleo combustível são: o industrial (63%), o energético (16%) e o de transportes (17%). Outros setores (agropecuário, comercial/público) respondem por parcela bastante reduzida deste consumo (4%). Quanto ao consumo de outras secundárias de petróleo, este inclui a demanda energética por coque de petróleo, gás de refinaria e outros energéticos de petróleo, ocorrendo somente nos setores industrial e energético brasileiros.

A projeção da participação das fontes energéticas no atendimento à demanda fundamentou-se nas séries históricas e nas tendências relacionadas ao perfil de utilização destes insumos por atividade industrial e nas expectativas de mercado para substituição de fontes. Na maior 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.

As demandas de óleo combustível para os setores agropecuário, comercial/público e transporte foram projetadas avaliando-se o histórico de consumo e as expectativas setoriais. Quanto às outras fontes secundárias de petróleo, as estatísticas do BEN 2009 não registram consumo destas fontes para estes setores.

A Tabela 29 consolida a projeção da demanda de óleo combustível e de outros produtos secundários de petróleo, sendo que o óleo combustível não inclui *bunker* de exportação.

Tabela 29 – Demanda de óleo combustível e de outros secundários de petróleo (mil tep)

Discriminação	Óleo Combustível ⁽¹⁾	Outros secundários				Total
		Subtotal	Coque	Gás de Refinaria	Outros	
2010	6.281	11.720	5.009	4.090	2.621	18.000
2014	8.903	14.346	6.231	5.090	3.025	23.249
2019	10.541	16.454	7.701	4.653	4.100	26.995
Período	Acréscimo no período (mil tep)*					
2010–2019	4.706	6.156	3.117	1.393	1.646	10.862
Período	Variação (% ao ano)*					
2010–2014	8,8	6,9	6,3	9,3	4,3	7,6
2015–2019	3,4	2,8	4,3	-1,8	6,3	3,0
2010–2019	6,1	4,8	5,3	3,6	5,3	5,3

Notas: Os valores de demanda incluem o setor energético, *bunker* hidroviário nacional e combustível para geração termelétrica esperada.

(1) Não inclui *bunker* de exportação.

* Variações médias anuais nos períodos indicados, a partir de 2009 e 2014.

Fonte: EPE

A regionalização do consumo de óleo combustível referenciou-se aos segmentos de demanda cujas informações disponíveis permitem a regionalização, às expectativas de mercado industrial do gás natural por unidade

federativa e aos cenários de participação regional na demanda industrial conjunta de óleo combustível e gás natural. A Tabela 30 consolida a projeção de demanda final de óleo combustível por região do Brasil.

Tabela 30 – Demanda final de óleo combustível, por região (mil tep)						
Ano	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro-Oeste	Total
2010	1.130	1.261	2.297	436	333	5.458
2014	1.771	1.631	2.223	698	444	6.767
2019	2.146	2.047	3.070	855	504	8.623
Período	Acréscimo no período (mil tep)*					
2010–2019	1.102	784	731	440	220	3.277
Período	Variação (% ao ano)*					
2010–2014	11,1	5,2	-1,0	11,0	9,3	4,8
2015–2019	3,9	4,7	6,7	4,1	2,6	5,0
2010–2019	7,5	4,9	2,8	7,5	5,9	4,9

Nota: Os valores de demanda não incluem o setor energético, *bunker* de exportação e combustível para geração elétrica. Incluem *bunker* hidroviário nacional.

* Variações médias anuais nos períodos indicados, a partir de 2009 e 2014.

Fonte: EPE

Para a demanda de outros secundários de petróleo, a regionalização foi obtida com a totalização das demandas individuais de coque de petróleo, gás de refinaria e outros derivados energéticos de petróleo.

As demandas de gás de refinaria e de outros derivados energéticos de petróleo (gás residual) foram regionalizadas com base na identificação das respectivas unidades industriais produtoras (ex: centrais petroquímicas), visto que o consumo dessas fontes ocorre na própria unidade ou em indústrias próximas. Já as demandas regionais de coque de petróleo foram projetadas a partir de expectativas de mercado levantadas pela EPE.

Tabela 31 – Demanda de coque de petróleo, gás de refinaria e outros derivados energéticos de petróleo (gás residual) por região do Brasil (mil tep)						
Ano	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro-Oeste	Total
2010	188	2.350	6.368	2.484	329	11.720
2014	217	3.114	7.777	2.820	419	14.346
2019	243	3.636	8.723	3.296	556	16.454
Período	Acréscimo no período (mil tep)*					
2010–2019	79	1.521	3.152	1.152	251	6.156
Período	Variação (% ao ano)*					
2010–2014	5,8	8,0	6,9	5,6	6,5	6,9
2015–2019	2,3	3,1	2,3	3,2	5,8	2,8
2010–2019	4,0	5,6	4,6	4,4	6,2	4,8

Nota: Os valores de demanda incluem o setor energético e o combustível para geração termelétrica.

* Variações médias anuais nos períodos indicados, a partir de 2009 e 2014.

Fonte: EPE

5.6 Produtos não-energéticos do petróleo

Os produtos não-energéticos do petróleo são os derivados de petróleo que, mesmo tendo significativo conteúdo energético, são utilizados para outros fins. De acordo com a classificação do BEN (EPE, 2008), estão inseridos neste grupo os asfaltos, lubrificantes, solventes e outros não-energéticos de petróleo, como graxas, parafinas e GLP não-energético.

A demanda de asfalto no horizonte decenal foi projetada levando em consideração as obras rodoviárias do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC). No que tange à projeção dos lubrificantes e solventes, foi utilizada uma média histórica da participação destes produtos em relação ao total dos produtos não-energéticos do petróleo.

No período de 2010-2019, foi projetado um crescimento na demanda total dos derivados não-energéticos de petróleo no Brasil a uma taxa média anual de 5,1%.

Tabela 32 – Projeção da demanda de produtos não-energéticos de petróleo por derivado (mil tep)

Ano	Lubrificantes	Asfaltos	Solventes	Outros não-energéticos	Total
2010	1.098	2.266	784	1.678	5.826
2014	1.331	2.748	951	2.034	7.064
2019	1.694	3.496	1.210	2.588	8.988
Período	Acréscimo no período (mil tep)				
2010–2019*	660	1.363	472	1.009	3.504

* Variações médias anuais nos períodos indicados, a partir de 2009 e 2014.

Fonte: EPE

A regionalização da projeção foi realizada com base nas vendas internas das distribuidoras por produto não-energético (lubrificante, asfalto, solventes e outros produtos não energéticos), tendo sido analisadas séries históricas de dados da ANP (Tabela 33).

Tabela 33 – Demanda final de produtos não-energéticos do petróleo, por região (mil tep)

Ano	Norte	Nordeste	Centro-Oeste	Sudeste	Sul	Total
2010	347	752	557	3.069	1.099	5.826
2014	421	912	675	3.722	1.333	7.064
2019	536	1.161	859	4.736	1.696	8.988
Período	Acréscimo no período (mil tep)					
2010–2019*	209	453	335	1.846	661	3.503

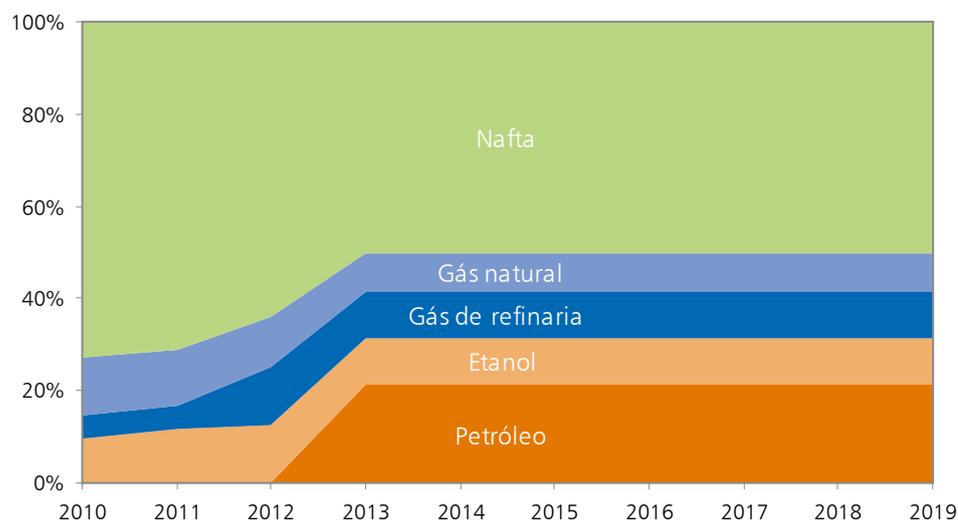
* Variações médias anuais nos períodos indicados, a partir de 2009 e 2014.

Fonte: EPE

5.7 Nafta

A nafta petroquímica encontra utilização fundamentalmente na obtenção de petroquímicos básicos (eteno e propeno, por exemplo) para produção de resinas termoplásticas, sendo as principais: polietilenos (PEAD, PEBD, PEBDL), polipropileno (PP), tereftalato de polietileno (PET), poliestireno (PS) e o policloreto de vinila (PVC).

Cabe destacar, por sua vez, que a demanda por petroquímicos básicos pode ser atendida também a partir de outras matérias-primas e, por essa razão, a projeção da demanda por nafta petroquímica deve levar em consideração a entrada de projetos baseados em outras matérias-primas. O Gráfico 6 mostra a evolução da participação destes diversos insumos petroquímicos na produção de eteno e indica uma redução no consumo de nafta ao longo dos próximos 10 anos. Mudanças neste perfil se justificam pela entrada em operação do COMPERJ e pelos projetos de álcoolquímica identificados.

Gráfico 6 – Evolução da participação das matérias-primas para a produção de eteno (%)

Fonte: EPE

No Brasil, a produção de petroquímicos básicos concentra-se principalmente em unidades industriais da Braskem (inclusive a Copesul), Quattor (que controla a PQU e a Riopol) e Petrobras. No País, entre 2010 e 2019, a demanda total de nafta apresentará um baixo crescimento, com uma taxa média anual de 0,3% (Tabela 34).

Tabela 34 – Demanda total de nafta (mil toneladas)

Discriminação	Nafta		
	Consumo total	Transformação	Consumo final
2010	9.371	2.690	6.681
2014	9.371	2.690	6.681
2019	9.371	2.690	6.681
Período	Acréscimo no período (mil toneladas)		
2010-2019*	319	92	228
Período	Varição (% ao ano)		
2010-2019*	0,3	0,3	0,3

Notas: (1) Densidade Nafta = 720 kg/m³. Fator de conversão da nafta (m³ para tep médio) = 0,765.

* Variações médias anuais nos períodos indicados, a partir de 2009 e 2014.

Fonte: EPE

6. Biocombustíveis

6.1 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 demanda obrigatória de biodiesel, foi analisada a possibilidade da autoprodução do setor agropecuário. No entanto, os preços projetados dos insumos graxos no período decenal são crescentes e em muito superiores ao aumento estimado para o preço do óleo diesel. Sendo assim, não foi observada uma atratividade que justificasse os empreendimentos voltados a este fim.

Com relação ao etanol carburante, a projeção da demanda foi obtida conjuntamente com a da gasolina no modelo de demanda de gasolina e etanol desenvolvido pela EPE.

A Tabela 35 explicita a projeção de demanda obrigatória de biodiesel, por região.

Tabela 35 – Demanda obrigatória de biodiesel, por região (mil m³) ⁽¹⁾

Ano	Norte	Nordeste	Centro-Oeste	Sudeste	Sul	Brasil
2010	261	360	281	1.113	491	2.506
2014	313	454	356	1.410	622	3.155
2019	410	605	475	1.877	828	4.194
Período	Acréscimo no Período (mil m³)*					
2010-2019	238	371	292	1.148	506	2.555
Período	Varição (% ao ano)*					
2010-2014	12,8	14,2	14,2	14,1	14,1	14,0
2015-2019	5,6	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9
2010-2019	9,1	10,0	10,0	9,9	9,9	9,8

Notas: (1) Não inclui setor energético. Inclui *bunker* estrangeiro.

* Variações médias anuais nos períodos indicados, a partir de 2009 e 2014.

Fonte: EPE

Para o etanol hidratado, verifica-se um crescimento de 11,3% ao ano da demanda no período decenal 2010-2019, conforme Tabela 36.

Tabela 36 – Demanda final energética de etanol hidratado, por região (mil m³)

Ano	Norte	Nordeste	Centro-Oeste	Sudeste	Sul	Brasil
2010	280	1.965	1.803	16.070	2.369	22.487
2014	410	3.587	2.575	24.645	2.419	33.636
2019	521	6.038	3.320	35.160	2.220	47.259
Período	Acréscimo no Período (mil m ³)*					
2010-2019	261	4.444	1.777	24.357	244	31.083
Período	Variação (% ao ano)*					
2010-2014	9,5	17,6	10,8	17,9	4,1	15,8
2015-2019	4,9	11,0	5,2	7,4	-1,7	7,0
2010-2019	7,2	14,2	8,0	12,5	1,2	11,3

* Variações médias anuais nos períodos indicados, a partir de 2009 e 2014.

Fonte: EPE

Quanto à demanda brasileira de etanol anidro, projeta-se, no período de 2010 a 2019, um decréscimo da demanda nacional por anidro a uma taxa de 1,8% ao ano (Tabela 37).

Tabela 37 – Demanda final energética de etanol anidro, por região (mil m³)

Ano	Norte	Nordeste	Centro-Oeste	Sudeste	Sul	Brasil
2010	405	1.024	626	3.079	1.344	6.479
2014	392	883	539	2.453	1.123	5.390
2019	394	860	526	2.279	1.067	5.125
Período	Acréscimo no Período (mil m ³)*					
2010-2019	23	-117	-67	-713	-215	-1.089
Período	Variação (% ao ano)*					
2010-2014	1,2	-2,0	-1,9	-3,9	-2,6	-2,8
2015-2019	0,1	-0,5	-0,5	-1,5	-1,0	-1,0
2010-2019	0,6	-1,3	-1,2	-2,7	-1,8	-1,9

* Variações médias anuais nos períodos indicados, a partir de 2009 e 2014.

Fonte: EPE

6.2 Biomassa da cana

A biomassa de cana-de-açúcar é consumida principalmente na produção de açúcar e etanol no Brasil. De acordo com dados do Balanço Energético Nacional, em 2008, cerca de 54% das 134,7 milhões de toneladas de bagaço consumido para fins energéticos foram destinados à produção de açúcar. A produção de etanol, por sua vez, absorveu os 46% restantes.

Na Tabela 38 são apresentadas as projeções de demanda de bagaço de cana-de-açúcar tanto para a produção de açúcar quanto de etanol, em mil tep. A Tabela 39 registra os mesmos resultados, expressos em mil toneladas.

Tabela 38 – Demanda de bagaço de cana-de-açúcar (mil tep)

Ano	Indústrial ⁽¹⁾	Setor Energético ⁽²⁾	Brasil
2010	17.255	15.962	33.217
2014	21.244	20.403	41.647
2019	26.643	26.822	53.466
Período	Acréscimo no Período (mil tep)*		
2010–2019	10.373	13.530	23.902
Período	Variação (% ao ano)*		
2010–2014	5,5	8,9	7,1
2015–2019	4,6	5,6	5,1
2010–2019	5,1	7,3	6,1

Notas: (1) O principal consumo ocorre na produção de açúcar.

(2) Consumo destinado à produção de etanol.

* Variações médias anuais nos períodos indicados, a partir de 2009 e 2014.

Fonte: EPE

Tabela 39 – Demanda de bagaço de cana-de-açúcar (mil toneladas)

Ano	Indústrial ⁽¹⁾	Setor Energético ⁽²⁾	Brasil
2010	81.010	74.939	155.948
2014	99.736	95.787	195.524
2019	125.085	125.926	251.012

Notas: (1) O principal consumo ocorre na produção de açúcar.

(2) Consumo destinado à produção de etanol.

Fonte: EPE

6.3 Biomassa da lenha e carvão vegetal

A lenha que, na década de 70, chegou a representar 46% do consumo final de energia do País, atualmente responde por cerca de 8% desse consumo. Os setores que mais utilizam esse insumo energético são: o residencial – principal consumidor de lenha –, seguido do industrial e do agropecuário. No setor residencial, a lenha responde por aproximadamente 35% do consumo de energia final (EPE, 2009) e seu uso tem se reduzido devido, principalmente, à entrada do GLP que, por suas características, 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. Assumiu-se o consumo específico de lenha como constante e igual a 20,0 kg/domicílio/dia, incidindo especialmente nos domicílios rurais de baixa renda. A evolução do número de domicílios que utilizarão lenha no horizonte decenal é apresentada na Tabela 40.

Tabela 40 – Evolução do número de domicílios com uso preponderante de lenha: Brasil e Regiões (mil unidades)

Ano	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro-Oeste	Brasil
2010	389	1.752	640	673	232	3.686
2014	398	1.793	655	689	238	3.773
2019	411	1.852	676	712	245	3.897

Fonte: EPE

No setor residencial, considerou-se que o consumo de carvão vegetal é destinado exclusivamente à finalidade de aquecimento direto, em complemento ao uso da lenha, apresentando ambos o mesmo rendimento energético.

No horizonte decenal, destaca-se o deslocamento parcial da demanda de lenha pelo gás natural na produção de cerâmica – agregando valor à produção nacional – e na indústria brasileira de alimentos e bebidas.

Projeção da demanda da lenha

Os resultados da projeção do consumo final energético de lenha estão resumidos na Tabela 41, expressa em mil tep, e na Tabela 42, expressa em mil toneladas.

Tabela 41 – Demanda de lenha (mil tep)				
Ano	Setor residencial	Setor industrial	Outros	Total
2010	8.228	7.080	2.745	18.053
2014	8.420	8.035	3.286	19.741
2019	8.699	11.665	4.061	24.424
Período	Acréscimo no Período (mil tep)*			
2010–2019	518	5.213	1.450	7.181
Período	Variação (% ao ano)*			
2010–2014	0,6	4,5	4,7	2,7
2015–2019	0,7	7,7	4,3	4,3
2010–2019	0,6	6,1	4,5	3,5

* Variações médias anuais nos períodos indicados, a partir de 2009 e 2014.

Fonte: EPE

Tabela 42 – Demanda de lenha (mil toneladas)				
Ano	Setor residencial	Setor industrial	Outros	Total
2010	26.542	22.839	8.854	58.235
2014	27.163	25.919	10.601	63.682
2019	28.061	37.627	13.098	78.786

Fonte: EPE

Projeção da demanda de carvão vegetal

O consumo de carvão vegetal representa cerca de 3,0% do consumo final de energia do País. Deste percentual, 90,1% são utilizados no setor industrial, 8,6% no setor residencial e os restantes 1,4% nos setores comercial e agropecuário. No setor industrial, as produções de ferro-gusa e aço e de ferro-ligas respondem por aproximadamente 84% do consumo total de carvão vegetal, com uso simultâneo como agente redutor e fornecimento de energia (EPE, 2008).

Os resultados da projeção do consumo final energético de carvão vegetal estão resumidos na Tabela 43.

Tabela 43 – Carvão vegetal: Projeção do consumo final energético (mil tep)			
Ano	Setor industrial	Outros setores	Total
2010	5.030	638	5.668
2014	7.133	706	7.839
2019	8.767	798	9.566
Período	Acréscimo no período (mil tep)*		
2010-2019	4.058	177	4.235
Período	Variação (% ao ano)*		
2010-2014	8,7	2,6	8,0
2015-2019	4,2	2,5	4,1
2010-2019	6,4	2,5	6,0

* Variações médias anuais nos períodos indicados, a partir de 2009 e 2014.

Fonte: EPE

7. Carvão Mineral e Coque

O setor siderúrgico consumiu, em 2008, cerca de 88% do carvão metalúrgico e do coque de carvão mineral, sendo o restante destinado a segmentos como ferro-ligas, não ferrosos e mineração e pelletização (EPE, 2009). O atendimento à demanda de carvão metalúrgico, em razão da qualidade imprópria do carvão nacional para coqueificação, é realizado quase que integralmente a partir de importações, diferentemente do carvão energético (carvão vapor), cuja demanda é suprida em quase sua 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, 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 a carvão esperada ao longo do período decenal.

A Tabela 44 consolida a projeção da demanda final de carvão mineral e coque. Estima-se que o setor siderúrgico representará 87% do consumo final energético de carvão mineral e coque em 2010, passando a responder por 94% deste consumo em 2019.

Tabela 44 – Projeção da demanda de carvão mineral e coque (mil tep)			
Discriminação	Carvão Metalúrgico e Coque ⁽¹⁾	Carvão Vapor ⁽²⁾	Total
2010	9.786	3.104	12.889
2014	15.834	5.543	21.377
2019	22.138	5.463	27.600
Período	Acréscimo no período (mil tep)*		
2010-2019	13.752	3.469	17.222
Período	Variação (% ao ano)*		
2010-2014	13,6	22,7	15,5
2015-2019	6,9	-0,3	5,2
2010-2019	10,2	10,6	10,3

Notas: (1) Consumo final energético (inclui consumo como reductor).

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

* Variações médias anuais nos períodos indicados, a partir de 2009 e 2014.

Fonte: EPE



OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA

III	GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	50
1	Introdução	50
2	Metodologia e Critérios	50
3	Diretrizes e Premissas	51
3.1	Sistema existente	52
3.2	Parque Gerador Contratado e em Implantação até 2013	53
3.3	Diretrizes Gerais para a Expansão da Geração	55
4	Expansão da Geração	57
5	Balço Estático de Garantia Física	75
6	Atendimento à Demanda Máxima	80
IV	TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	91
1	Considerações Iniciais	91
2	Topologia da Rede de Transmissão	92
2.1	Configuração Inicial	92
2.2	Expansão do SIN e integração de novas fontes	93
2.3	Interligações Regionais	97
2.4	Interligações dos Sistemas Isolados ao SIN	99
2.5	Interligações com países vizinhos	100
3	Sistemas de transmissão regionais	101
3.1	Região Norte	101
3.2	Região Nordeste	111
3.3	Região Sudeste	125
3.4	Região Centro-Oeste e estados do Acre e Rondônia	133
3.5	Região Sul	140
4	Evolução física e investimentos	148
5	Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão	151
5.1	Tarifas de Geração	151
5.2	Tarifas de Carga	154

III – GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Neste capítulo é estabelecido um cenário para a expansão da geração de energia elétrica e das principais interligações entre os subsistemas no período 2010/2019, de forma a subsidiar o processo licitatório para expansão da oferta de energia elétrica e garantir o abastecimento adequado para o crescimento do país.

A expansão da geração de energia elétrica para o horizonte decenal deve se dar de forma socioambientalmente sustentável, atendendo aos critérios de segurança de suprimento e de minimização dos custos de expansão esperados. São descritos os critérios metodológicos, bem como as premissas e diretrizes que orientaram as simulações. Como resultados principais são apresentados os custos marginais de operação, os correspondentes riscos de déficit de energia e as configurações de expansão da geração.

São também apresentadas avaliações adicionais das condições de atendimento através de análises do balanço de garantia física de energia e do atendimento à demanda máxima do sistema.

1. Introdução

O crescimento do consumo, associado às necessidades de energia dos diversos setores da economia e regiões do país, é apresentado no Capítulo II – Demanda de Energia. Em linhas gerais, espera-se um incremento anual da carga da ordem de 3.300 MWmed (período 2010-2019), sendo importante destacar que a projeção de demanda de energia já contempla cenários de ganhos de eficiência energética e de participação da autoprodução.

Um aspecto relevante a ser ressaltado quanto à expansão da geração no horizonte do presente plano é a incorporação dos resultados dos leilões de compra de energia promovidos até dezembro de 2009. Como consequência, uma parcela da expansão da geração já se encontra definida pelo resultado dos leilões A-3 e A-5 já realizados, estabelecendo-se, a priori, uma configuração de expansão até o ano de 2013¹⁴, que não mais corresponde a um cenário elaborado pelo planejamento do sistema, no presente Plano Decenal de Energia – PDE.

Ciente de sua importância para o desenvolvimento da integração energética dos países latino-americanos, o governo brasileiro vem realizando acordos e propostas de estudos com países limítrofes sul-americanos.

Um destes projetos de integração avalia a construção de usinas hidrelétricas no Peru, com potencial estimado entre 6 e 7 GW, destacando-se a usina de Inambari, em torno de 2 GW, cuja conclusão do estudo de viabilidade está prevista para 2010. Entre Inambari e as usinas brasileiras do rio Madeira (Santo Antônio e Jirau), está em estudo a hidrelétrica Cachoeira Esperança, com 800 MW, a ser implantada em território boliviano. Estão sendo realizados, também, estudos de Inventário Hidrelétrico na Guiana, cujo potencial é de cerca de 7,5 GW, e podendo se negociar a construção de uma ou duas hidrelétricas neste país para importação de parte da energia elétrica a ser produzida.

Tais projetos poderão ser viabilizados por meio de acordos internacionais e, à medida que estes acordos se concretizem, os projetos passarão a incorporar os estudos de planejamento da expansão da oferta do setor.

Outro projeto de integração, é o das usinas de Garabi e Panambi, empreendimentos binacionais situados no rio Uruguai, entre Brasil e Argentina, em fase final de inventário e com capacidades instaladas de referência de 1.137 MW e 985 MW, respectivamente. Atualmente estão sendo definidos os parâmetros para a contratação dos estudos de viabilidade. As decisões referentes aos cronogramas de implantação destes empreendimentos foram tomadas posteriormente à elaboração deste plano decenal, não estando os mesmos, portanto, incluídos na configuração energética deste Plano.

2. Metodologia e Critérios

O Planejamento da Expansão da Oferta de Energia é regido pelas Resoluções no 1, de 18 de novembro de 2004 e no 9, de 28 de julho de 2008 do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE. Com base nesta legislação, estabeleceu-se como critério econômico a igualdade entre o Custo Marginal de Operação – CMO e o Custo Marginal de Expansão – CME, para cada ano no período 2013 a 2019, e como critério de segurança o limite para o risco de insuficiência da oferta de energia elétrica, ou risco de déficit¹⁵, em 5% dos cenários hidrológicos, em cada subsistema do Sistema Interligado Nacional (SIN).

¹⁴ Parte do acréscimo de demanda prevista para o ano de 2013 já foi contratada no leilão A-5 de 2008. Ressalta-se que, para a expansão de oferta deste ano, ainda está prevista a realização do leilão A-3 de 2010.

Foram selecionados como candidatos a constar do plano os empreendimentos de geração com viabilidade técnica, econômica e socioambiental, com os prazos necessários ao desenvolvimento dos projetos compatíveis com a previsão de início de operação no horizonte do estudo. Além disso, foi priorizada a expansão por meio de hidrelétricas e de fontes alternativas de geração de energia elétrica, de forma a representar a evolução da participação destas fontes na matriz energética brasileira. Destaca-se que as fontes alternativas passaram a se mostrar competitivas, principalmente para a oferta de energia nos leilões A-3, ocasião em que se adquire energia para entrega três anos à frente.

O Custo Marginal de Expansão (CME) foi estimado com base na média dos preços finais relativos ao conjunto de novos empreendimentos hidrelétricos e termelétricos que negociaram energia nos leilões de compra de energia nova, realizados ao longo do ano de 2008 e dos leilões dos projetos de caráter estratégico¹⁶ (Santo Antônio e Jirau), energia essa a ser entregue às distribuidoras do SIN a partir de 2012. A adoção de tal valor proporciona melhor representação da configuração do sistema a partir de 2013, que terá maior participação de projetos hidrelétricos.

O valor adotado para o CME deste ciclo de estudos do PDE foi de R\$ 113,00/MWh. A redução desse indicador em relação ao PDE anterior¹⁷ sinaliza uma expansão do parque de geração com maior participação de hidrelétricas, fruto do esforço do governo na retomada do planejamento do setor, o que está permitindo o aumento da oferta da fonte hidráulica no Brasil, de modo consistente com a política de estímulo à participação da fonte renovável na nossa matriz energética.

O critério de garantia de suprimento significa que, ao simular a operação futura do referido parque gerador para uma determinada trajetória de mercado, a probabilidade de ocorrência de déficit de energia em cada ano de planejamento e em cada subsistema eletroenergético do SIN não pode ser superior a 5%, considerando-se todos os cenários hidrológicos simulados.

Resumidamente, considerando o custo do déficit, o planejamento da expansão da geração deve atender ao critério de segurança estabelecido pelo CNPE, em que o risco anual de déficit não deve superar 5% em cada subsistema e, simultaneamente, ao critério da expansão econômica, com a igualdade do custo marginal de operação e do custo marginal de expansão.

Para as simulações energéticas necessárias ao ajuste do plano de oferta de energia e ampliações nas interligações, foi utilizado o modelo NEWAVE¹⁸, com a simulação de 2.000 cenários hidrológicos.

O custo do déficit utilizado neste ciclo de planejamento foi de R\$ 2.900,00/MWh¹⁹ e a taxa de desconto foi de 8% ao ano, em termos reais²⁰.

Cabe ressaltar que o processo de planejamento é participativo e dinâmico. Destarte, a EPE tem investido em aperfeiçoamento metodológico, seguindo às construtivas sugestões propostas, principalmente, nas consultas públicas. Assim, novos aperfeiçoamentos nos critérios de expansão deverão ser incorporados nos próximos estudos.

3. Diretrizes e Premissas

A principal diretriz deste plano diz respeito a quais fontes priorizar para atender ao crescimento do consumo de energia elétrica no horizonte decenal. Sendo o Brasil um país que dispõe de grande potencial de fontes renováveis, estas devem ser consideradas como candidatas prioritárias no plano de expansão. Esta priorização se faz ainda mais oportuna e robusta, na medida em que estas fontes vêm apresentando custos de geração de energia bastante competitivos já no horizonte deste PDE. Um destaque neste sentido é a energia eólica que, contra todas as previsões do mercado, apresentou grande competitividade no último leilão de compra de energia de reserva,

¹⁵ Entende-se por "risco de déficit" (anual) a probabilidade de que a oferta de energia elétrica seja menor do que a carga de energia a ser atendida, em pelo menos um mês das séries do ano, não importando a magnitude do déficit. Ao longo de todo este capítulo, este termo terá sempre esta definição.

¹⁶ Projetos de geração de energia estratégicos, definidos pelo CNPE como tendo prioridade de licitação e implantação, conforme Resoluções CNPE nº 04/2007 e nº 01/2008.

¹⁷ No PDE 2008-2017 o CME considerado foi de R\$ 146,00/MWh.

¹⁸ Modelo de otimização do despacho hidrotérmico desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL. Neste plano, os estudos foram elaborados com a versão 15 deste modelo.

¹⁹ Conforme Nota Técnica EPE/MME de nº EPE-DEE-RE-030/2009-r0.

²⁰ Uma redução da taxa de descontos em relação ao valor adotado nos ciclos de planejamento anteriores (12% ao ano, em termos reais) foi considerada necessária e justificável, de modo a se buscar uma consistência com o cenário macroeconômico deste PDE e dos estudos de longo prazo. Nesse sentido, 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.

realizado em 2009, com preço médio de R\$ 148/MWh. Assim, além da energia eólica, o plano deve priorizar as outras fontes renováveis competitivas e de grande potencial no país, como a biomassa e a hidroeletricidade (que inclui as pequenas centrais hidrelétricas).

3.1 Sistema existente

De acordo com dados do Banco de Informações de Geração – BIG/ANEEL, a capacidade instalada total do sistema elétrico brasileiro em 31/12/2009 era de cerca de 112.500 MW. Observe-se que este total engloba as unidades geradoras do Sistema Interligado Nacional – SIN e também aquelas instaladas nos sistemas isolados, bem como a autoprodução (geração de energia elétrica instalada no local do consumo).

Para fins das 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 103.598 MW²¹ em 31/12/2009. A distribuição desse total por tipo de usina do parque gerador existente é apresentada na Tabela 45.

Tabela 45 – Capacidade Instalada em 31/12/2009 no SIN

Fonte	MW	Participação (%)
Hidráulica ^(a)	74.279	71,7
Térmica	13.302	12,8
Nuclear	2.007	1,9
Fontes Alternativas	7.645	7,4
Potência Instalada	97.233	93,9
Importação Contratada ^(b)	6.365	6,1
Potência Total com Importação	103.598	100,0

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

(b) Importação da UHE Itaipu não consumida pelo sistema elétrico Paraguai.

Fonte:ONS

A expansão, proposta neste plano decenal, trata apenas do SIN, incorporando somente os sistemas isolados que serão interligados no horizonte deste estudo.

As usinas existentes dos sistemas isolados em 31/12/2009 totalizavam 2.735 MW de capacidade instalada. A distribuição desta capacidade pelos estados é mostrada na Tabela 46.

Tabela 46 – Capacidade Instalada em 31/12/2009 nos Sistemas Isolados (MW)

UF	Hidráulica	Térmica	Total Instalado	Importação	Total Disponível
AC	0,0	31,8	31,8		31,8
AP	78,0	210,5	288,5		288,5
AM	250,0	1.618,6	1.868,6		1.868,6
PA	0,0	143,3	143,3		143,3
RO	96,0	78,6	174,6		174,6
RR	4,8	113,3	118,1	73,2 ^(a)	191,3
MT	16,2	15,6	31,8		31,8
PE	0,0	5,0	5,0		5,0
TOTAL (MW)	445,0	2.216,7	2.661,7	73,2	2.734,9
TOTAL (%)	16%	81%	97%	3%	100%

Nota: (a) Importação de energia proveniente da Venezuela previsto para o ano de 2010.

Fonte: Relatório do Plano de Operação de 2010 / Eletrobras.

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).

²¹ A autoprodução denominada clássica, que corresponde à geração de energia elétrica para suprimento no próprio local da unidade consumidora, sem uso da rede elétrica de distribuição ou transmissão, 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.

No horizonte deste PDE considera-se ainda a interligação de dois outros sistemas: Acre/Rondônia, conectado ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste a partir de novembro/2009²², e Manaus/Amapá, que no âmbito deste estudo será considerado como um subsistema adicional, conectado ao subsistema Norte²³ a partir de novembro/2011. Além disso, atendendo a diretrizes do MME, encontra-se em andamento, sob coordenação da EPE, estudo da interligação Manaus – Boa Vista, que integrará o estado de Roraima ao Sistema Interligado Nacional, permitindo o escoamento de parte das futuras usinas a serem implantadas neste estado.

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

Da mesma forma, as usinas hidrelétricas dos rios Tapajós, Jamanxim 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.

3.2 Parque Gerador Contratado e em Implantação até 2013

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 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 contratado e em implantação com usinas que deverão entrar em operação entre 2010 e 2013. Essas usinas, portanto, não mais são usinas objeto dos estudos de planejamento e não constituem proposta de usinas indicadas neste plano de expansão. Ou seja, essas são usinas já decididas, por terem sido contratadas nos leilões.

Destaca-se que a composição deste parque gerador, contratado e em implantação, é o resultado da real possibilidade de oferta que se tinha à época da realização dos leilões, tanto em termos de disponibilidade de projetos e de equipamentos, quanto pelo fato de terem obtido as necessárias licenças ambientais, sem as quais nenhum empreendimento de geração pode participar dos leilões de compra de energia elétrica previstos em lei.

Deste modo, o elenco de usinas hidrelétricas e termelétricas em construção, em motorização e com concessão ou autorização outorgada (inclusive as usinas vencedoras dos leilões de compra de energia nova, de reserva e de fontes alternativas realizados de 2005 a 2009) foi considerado como oferta inicial deste plano, com as datas constantes dos contratos de concessão ou dos atos de autorização, e consolidadas pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE.

Os empreendimentos contratados no PROINFA também estão sendo inseridos de acordo com cronograma do CMSE. Ao final de 2010 deverão estar instalados um total de 3.155 MW de potência, ou 1.467 MWmed de energia. No presente estudo foram considerados 137 empreendimentos, sendo: 62 pequenas centrais hidrelétricas (PCH), 21 usinas termelétricas a biomassa (BIO) e 54 usinas eólicas (EOL). A Tabela 47 detalha o acréscimo de potência devido ao PROINFA, distribuído por tipo de fonte, por subsistema e por ano.

Fonte	Existente em 30/04/2009	2009 ^(a)				2010				Total PROINFA
		SE/CO	S	NE	Total	SE/CO	S	NE	Total	
PCH	878	100	0	0	100	197	7	0	204	1.181
BIO	514	0	0	0	0	36	0	0	36	550
EOL	385	0	0	332	332	163	295	247	706	1.423
TOTAL	1.777	100	0	332	432	396	302	247	945	3.155

(a) Expansão prevista para os meses de maio a dezembro de 2009.

Fonte: CMSE (novembro/2009).

²² Os sistemas Acre e Rondônia foram interligados ao SIN no dia 23/10/2009. Neste subsistema, também estão representadas as usinas hidrelétricas do rio Madeira (Santo Antônio em mai/2012 e Jirau em fev/2013).

²³ Para fins de simulação energética, a conexão de Manaus/Amapá ao subsistema Norte passará pelo subsistema Belo Monte (subestação de Xingu), conforme será detalhado do diagrama esquemático da Figura 1.

A expansão hidrotérmica e de fontes alternativas, já contratadas e em construção, considerada neste plano no horizonte de 2010 a 2013, são apresentadas nas Tabelas que seguem.

Tabela 48 – Expansão Hidrotérmica Contratada e em Construção de 2010 A 2013

ANO	Sudeste/Centro-Oeste		Sul		Nordeste		Norte	
	Projeto	Pot ^(a)	Projeto	Pot ^(a)	Projeto	Pot ^(a)	Projeto	Pot ^(a)
2010	UHE Serra do Facão	213	UHE Passo São João	77	UTE Camaçari PI	150	UHE Rondon 2	74
	UHE B. Coqueiros	90	UHE São José	51	UTE Campina Grd	169	UTE Nova Olinda	166
	UHE Caçu	65	UHE Foz Chapecó	855	UTE Global 1	149	UTE Tocantinópolis	166
	UHE Foz do Rio Claro	68	UHE Salto Pilão	182	UTE Global 2	149		
	UHE Retiro Baixo	82	UTE Candiota 3	350	UTE Itapebi	146		
	UHE Salto	108			UTE Maracanaú I	168		
	UHE Salto Verdinho	93			UTE Monte Pascoal	145		
	UHE Dardanelos	261			UTE Termonordeste	171		
	UTE Do Atlântico	490			UTE Termoparaíba	171		
	UTE Viana	175						
2011	UHE São Domingos	48	UHE Mauá	350	UTE José de Alencar	300	UHE Estreito	1.087
	UHE Batalha	54			UTE MC2 Camaçari1	176		
	UHE Simplício	306			UTE MC2 Catu	176		
	UTE Linhares	204			UTE MC2 D. Dávila 1	176		
	UTE Palm. de Goiás	174			UTE MC2 D. Dávila 2	176		
					UTE MC2 Feira de Santana	176		
					UTE MC2 Sr. Bonfim	176		
					UTE Porto Pecém 1	720		
					UTE Pernambuco 4	201		
					UTE St. Rita Cássia	175		
2012					UTE Maracanaú II	70	UHE Santo Antônio	3.150
					UTE Porto Pecém 2	360	UTE Porto do Itaqui	360
					UTE Suape II	356		
2013	UTE Cacimbaes	127	UHE Baixo Iguaçu	350	UTE MC2 Camaçari2	176	UHE Jirau	3.300
	UTE Cauhyra I	148			UTE MC2 Camaçari3	176		
	UTE Escolha	338			UTE MC2 Gov.Mang.	176		
	UTE Iconha	184			UTE MC2 Macaíba	400		
	UTE MC2 João Neiva	330			UTE MC2 Messias	176		
	UTE MC2 Joinvile	330			UTE MC2 N. S. Soc.	176		
	UTE MC2 N Venécia2	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 Pernambuco 3	201		
					UTE Termopower 5	201		
				UTE Termopower 6	201			
TOTAL	4.064	2.215	7.767	8.303				

(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.

FONTE: EPE

Tabela 49 – Expansão de Fontes Alternativas de 2010 a 2012

Tipo	Região	Potência (MW)		
		2010	2011	2012
Biomassa	Sudeste	2.176	641	239
	Sul	29	0	0
	Nordeste	95	62	0
	Norte	0	0	0
	Madeira	0	0	0
	Total		2.300	703
PCH	Sudeste	671	35	0
	Sul	241	32	0
	Nordeste	25	7	0
	Norte	0	0	0
	Madeira	43	0	0
	Total		980	74
Eólica	Sudeste	163	0	0
	Sul	295	0	186
	Nordeste	247	0	1.620
	Norte	0	0	0
	Madeira	0	0	0
	Total		705	0
TOTAL		3.985	777	2.045

Fonte: EPE

Deve-se destacar também que mesmo para este período coberto pelos leilões A-3 e A-5, podem ser feitas análises para verificar se há necessidade de se indicar alguma expansão em função de um maior crescimento na previsão de consumo de energia elétrica, por exemplo.

3.3 Diretrizes Gerais para a Expansão da Geração

As análises referentes ao sistema de geração foram realizadas considerando as projeções de carga de energia para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte no período 2010-2019. Essas projeções foram representadas em três patamares da curva de carga e correspondem aos requisitos do sistema de geração para suprir o mercado consumidor, incluindo as perdas elétricas na rede transmissora. As informações referentes aos sistemas Manaus/Amapá e Acre/Rondônia foram consideradas a partir de sua data de interligação ao SIN.

O crescimento médio anual da carga de energia do SIN, no horizonte decenal, é de cerca de 3.300 MWmed, representando uma taxa média de expansão de 5,1% a.a. A Tabela 50 detalha o crescimento da carga por região, podendo-se observar que a expansão do consumo ocorre de forma diferenciada entre as regiões. A projeção indica que no eixo Sul-Sudeste/Centro-Oeste o crescimento varia de 2.100 a 2.600 MWmed por ano, e nas regiões Norte e Nordeste o acréscimo da carga anual deve oscilar entre 700 e 1.100 MWmed.

Tabela 50 – Projeção do Crescimento da Carga de Energia Elétrica por Região (MWmed)

ANO	SE/CO	S	NE	N	Acre/ Rondônia ^(a)	Manaus/ Amapá ^(a)	SIN
2010	1.828	460	579	316	361	0	3.544
2011	1.814	394	441	278	37	183	3.147
2012	1.814	399	427	203	34	915	3.792
2013	1.951	415	456	274	28	54	3.178
2014	1.699	431	477	255	43	76	2.981
2015	1.630	448	485	333	32	84	3.012
2016	1.710	507	524	487	32	83	3.343
2017	1.817	525	531	421	36	69	3.399
2018	2.060	502	622	248	43	72	3.547
2019	2.020	522	538	176	45	88	3.389
TOTAL	18.343	4.603	5.080	2.991	691	1.624	33.332

(a) Acréscimo de carga sob o ponto de vista do SIN, ou seja, é o crescimento da carga média anual que passará a ser atendida pelo sistema interligado.

Fonte: EPE

Em relação à demanda máxima de potência, a distribuição do crescimento entre as regiões é semelhante à da demanda de energia. O sistema de geração deverá se expandir para atender a um crescimento médio²⁴ de cerca de 2.200 MW no Sudeste/Centro-Oeste e Acre/Rondônia, de 580 MW no Sul, de 590 MW no Nordeste e de 600 MW no Norte e Manaus/Amapá. No sistema interligado, este crescimento representará um acréscimo de aproximadamente 4,6% a.a., totalizando 39.530 MW de expansão ao longo do período decenal, conforme resumo na Tabela 51.

Tabela 51 – Projeção de Crescimento da Carga de Demanda Instantânea (MW)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Total
SIN	2.414	5.308	3.727	3.996	3.519	3.642	4.312	4.004	4.313	4.295	39.530
Cresc. %	3,5%	7,4%	4,8%	4,9%	4,1%	4,1%	4,7%	4,1%	4,3%	4,1%	

Fonte: EPE

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 ANDE²⁵, que são da ordem de 700 MWmed, em 2010, e crescem a uma taxa de 4% a.a., foram acrescentados à carga total usada nos estudos de simulação.

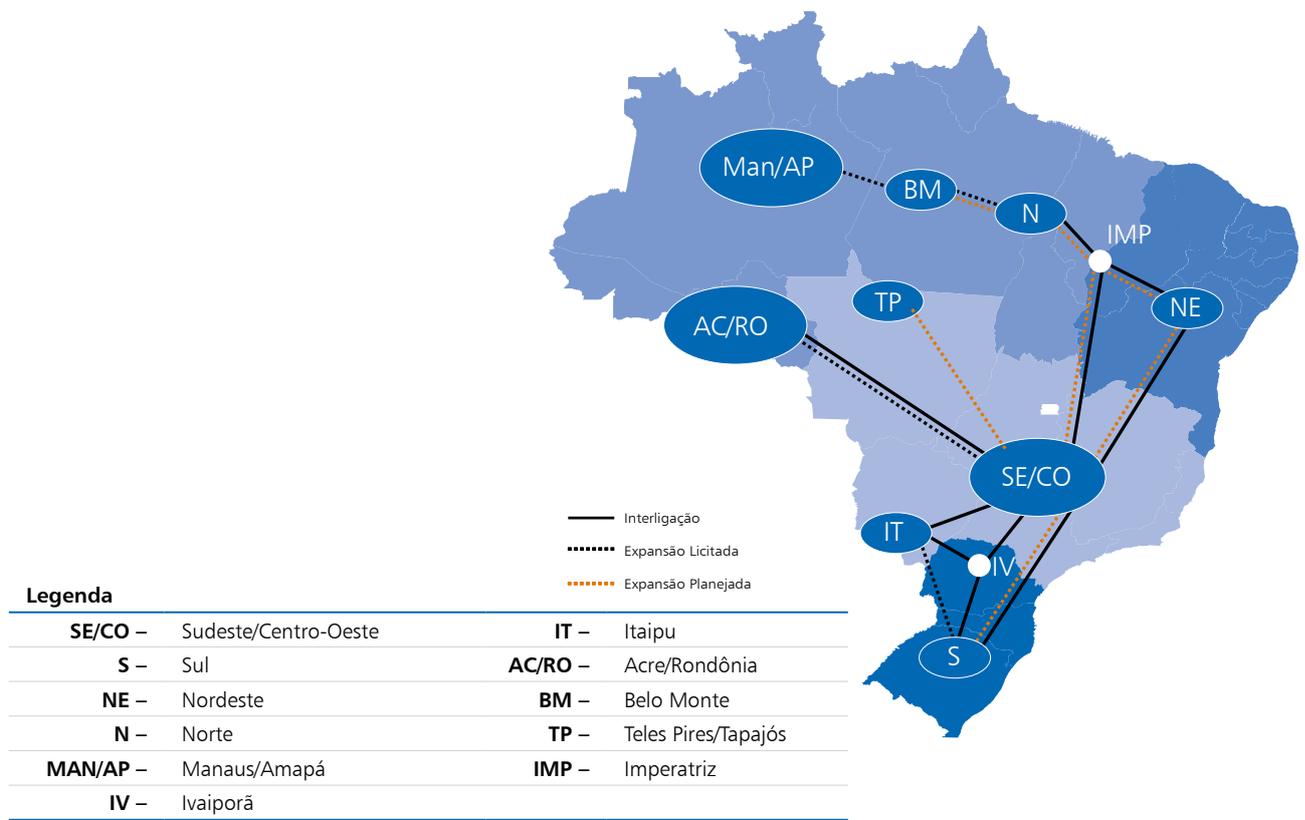
A interligação elétrica entre subsistemas de diferentes características sazonais, e com predominância de fonte hídrica, possibilita maior flexibilidade nos intercâmbios de energia, o que permite um melhor aproveitamento das especificidades de cada região, a partir da operação integrada. Esta operação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

A Figura 3, a seguir, 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 (2010–2019).

²⁴ Projeção de crescimento média no período 2010-2019.

²⁵ Administración Nacional de Electricidad, autarquia responsável pela operação e planejamento do sistema elétrico paraguaio.

Figura 3 – Representação Esquemática das Interligações entre Subsistemas



Fonte: EPE

A expansão ou antecipação de troncos de transmissão foi utilizada para permitir trocas de energia entre os subsistemas, de modo que todas as regiões apresentem condições de suprimento que atendam aos critérios do 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 dos subsistemas.

As simulações realizadas abrangeram o período de maio/2009²⁶ a dezembro/2019. Os armazenamentos iniciais dos reservatórios equivalentes verificados em 30/04/2009, e considerados nas simulações, foram de: 82% para Sudeste/Centro-Oeste, 48,2% para o Sul, 79,2% para o Nordeste e 95,9% para o Norte²⁷.

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 30/04/2009, conforme dados do Programa Mensal da Operação – PMO de maio de 2009, elaborado pelo Operador Nacional do Sistema – ONS.

4. Expansão da Geração

A projeção dos valores anuais de carga de energia para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Acre/Rondônia, Sul, Nordeste, Norte e Manaus/Amapá, é apresentada no Capítulo II e resumida no item 3.3.

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

²⁶ Final do período úmido para as principais bacias simuladas.

²⁷ A tendência hidrológica do passado recente não foi considerada no processo de geração de séries sintéticas de energias afluentes para as simulações energéticas.

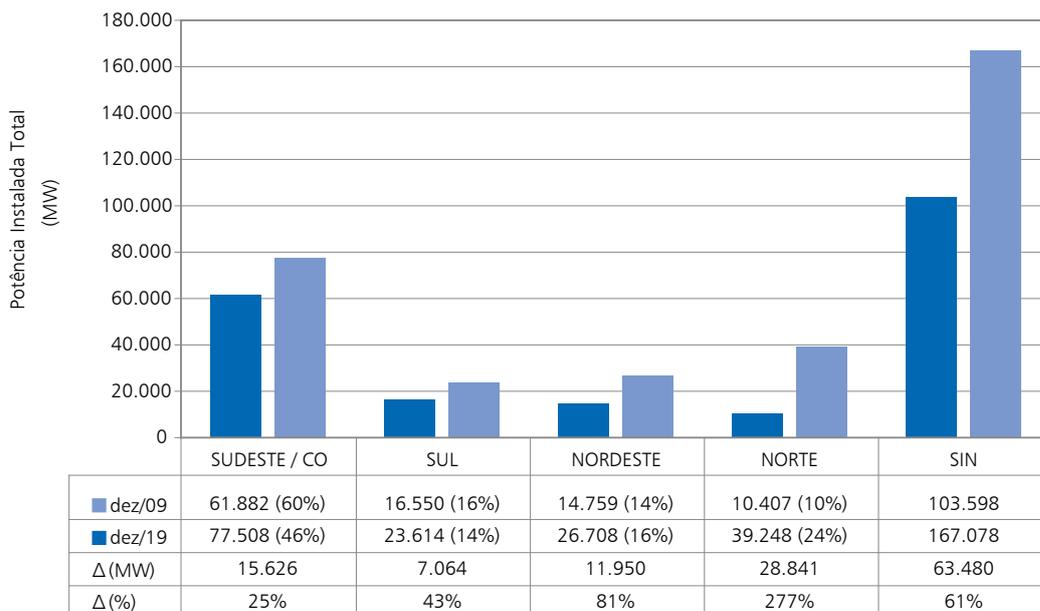
- A geração hidrotérmica incremental foi elaborada, respeitando-se os programas de obras decorrentes dos leilões de compra de energia nova, já realizados, as autorizações para usinas termelétricas concedidas pela ANEEL e as informações do acompanhamento dos cronogramas de obras realizados no âmbito do 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;
- O desenvolvimento das usinas eólicas, a biomassa e pequenas centrais hidrelétricas foi planejado respeitando o potencial econômico destas fontes alternativas, bem como sua distribuição geográfica de acordo com os recursos naturais de cada região do país;
- Os limites de intercâmbios entre os subsistemas foram expandidos considerando os seus benefícios (obtidos pela equalização dos custos marginais) comparativamente a alternativas de fontes energéticas regionais.

Para a obtenção do equilíbrio entre oferta e demanda, respeitando os critérios econômicos e de segurança, estabelecidos pelo CNPE, foram consideradas informações sobre as próximas licitações de usinas com estudos de inventário aprovados e em estágio de conclusão dos estudos de viabilidade.

Em função da disponibilidade de potencial de fonte hídrica e de fontes alternativas, e de seus custos de geração, não foram indicados projetos termelétricos, além dos que já se encontram em construção para entrada em operação até o ano de 2013.

As capacidades instaladas do SIN, em MW e em %, no início de janeiro/2010 e no final de dezembro/2019 são apresentadas no Gráfico 7. Deve-se ressaltar que o parque de geração do SIN em 2010 inclui a potência dos empreendimentos que já se encontram em operação comercial nos sistemas isolados Acre/Rondônia e Manaus/Amapá. Os sistemas Acre/Rondônia (AC+RO) e Manaus/Amapá (MAN+AP) estão considerados na região Norte. Neste gráfico se destaca a elevação da participação da região Norte na expansão de projetos de geração de energia elétrica, passando de 10%, em 2010, para 24% da capacidade instalada no SIN, em 2019, totalizando 28.798 MW de expansão. Em contrapartida, nas regiões Sudeste/Centro-Oeste, há uma redução de 60% para 46% na participação na oferta total do sistema, mesmo com uma expansão prevista de 15.600 MW para o horizonte decenal. A expansão da potência instalada em todas as regiões agregará cerca de 63.500 MW ao SIN, representando um acréscimo de 61% na oferta de eletricidade.

Gráfico 7 – Participação Regional na Capacidade Instalada do SIN

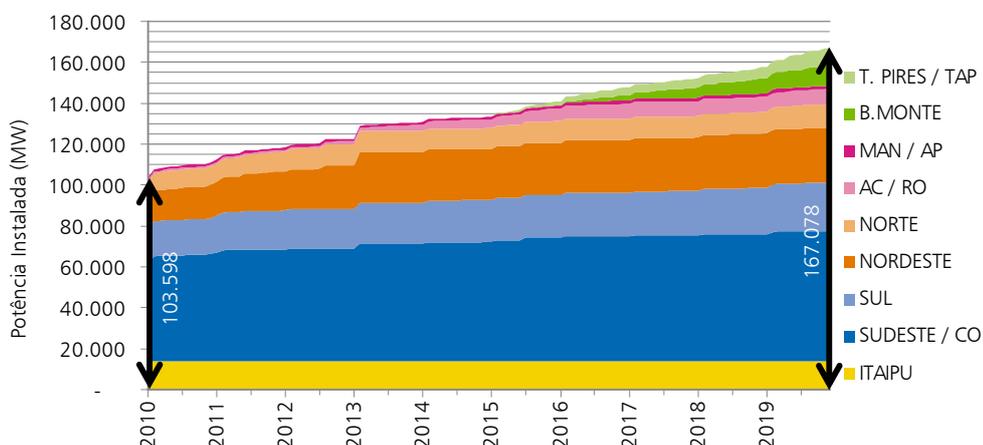


Fonte: EPE

OBS.: Considerada a importação de Itaipu proveniente da potência contratada ao Paraguai.

Os aproveitamentos Belo Monte (rio Xingu), Santo Antônio e Jirau (rio Madeira), juntos, serão responsáveis por cerca de 10% da capacidade instalada do SIN no final do horizonte decenal. Ao se incluir nesse conjunto os empreendimentos dos rios Teles Pires, Tapajós e Jamanxim, a participação de todas essas usinas representará cerca de 15% do total, no final do horizonte de planejamento, conforme ilustrado no Gráfico 8²⁸.

Gráfico 8 – Evolução da Capacidade Instalada Hidrotérmica do SIN (MW)



Fonte: EPE.

Expansão Hidrelétrica

A Tabela 52 lista os projetos de geração com concessão já outorgada no passado, com previsão de entrada em operação a partir do ano 2014. A Tabela 53 apresenta os novos projetos a serem viabilizados de 2014 a 2019.

Tabela 52 – Projetos já Concedidos de 2014 a 2019

Entrada em ano	Operação mês	Projeto	Rio	Potência ^(a) (MW)	Região
2014	jul	UHE Baú I	Doce	110	Sudeste/Centro-Oeste
2015	jan	UHE Santo Antônio Jarí ^(b)	Jarí	300	Norte
	out	UHE Tijuco Alto	Ribeira do Iguape	129	Sul
2016	nov	UHE Couto Magalhães	Araguaia	150	Sudeste/Centro-Oeste
2017	dez	UHE Pai Querê	Pelotas	292	Sul
2019	jan	UHE São João	Chopim	62	Sul
	jan	UHE Cachoeirinha	Chopim	45	Sul
TOTAL				1.088	

(a) Potência total do empreendimento.

(b) UHE com concessão que poderá vender energia em leilão de energia nova, conforme estabelecido na Lei no 11.943/2009 (participação garantida em leilões para usinas pertencentes a sistemas isolados que não tenham entrado em operação comercial).

Fonte: EPE

Deve-se destacar que, além dos projetos citados na Tabela 52, as usinas hidrelétricas, Itaocara (195 MW), Itumirim (50 MW), Murta (120 MW), Olho D'Água (33 MW) e Santa Isabel (1.087 MW) também possuem concessão e, resolvidos seus problemas específicos, poderão constituir alternativas de atendimento à demanda, frente a eventuais atrasos dos projetos indicados.

²⁸ 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.

Tabela 53 – Novos projetos hidrelétricos a serem viabilizados de 2015 a 2019

Entrada em Operação		Projeto	Rio	Potência ^(a) (MW)	Região
Ano	Mês				
2015	jan	UHE Garibaldi	Canoas	175	Sul
	jan	UHE Cachoeira	Parnaíba	63	Nordeste
	jan	UHE Castelhana	Parnaíba	64	Nordeste
	jan	UHE Estreito	Parnaíba	56	Nordeste
	jan	UHE Teles Pires	Teles Pires	1.820	Norte
	jan	UHE Colíder	Teles Pires	300	Norte
	jan	UHE Belo Monte	Xingu	11.233	Norte
	ago	UHE Salto Grande Chopim	Chopim	53	Sul
	out	UHE Uruçuí	Parnaíba	134	Nordeste
	out	UHE Ribeiro Gonçalves	Parnaíba	113	Nordeste
	nov	UHE São Manoel	Teles Pires	746	Norte
	nov	UHE Foz do Apiacás	Apiacás	275	Norte
	dez	UHE Sinop	Teles Pires	461	Norte
2016	jan	UHE Toricoejo	Das Mortes	76	Sudeste/Centro-Oeste
	mar	UHE Ferreira Gomes	Araguari	153	Norte
	nov	UHE Davinópolis	Paranaíba	107	Sudeste/Centro-Oeste
	nov	UHE São Luiz do Tapajós	Tapajós	6.133	Norte
2017	jan	UHE São Roque	Canoas	214	Sul
	out	UHE São Miguel	Grande	65	Sudeste/Centro-Oeste
2018	jan	UHE Itapiranga	Uruguai	725	Sul
	set	UHE Telêmaco Borba	Tibaji	120	Sul
	out	UHE Mirador	Tocantinzinho	80	Sudeste/Centro-Oeste
	nov	UHE Água Limpa	Das Mortes	320	Sudeste/Centro-Oeste
	nov	UHE Marabá	Tocantins	2.160	Norte
	nov	UHE Serra Quebrada	Tocantins	1.328	Norte
2019	jan	UHE Torixoréu	Araguaia	408	Sudeste/Centro-Oeste
	jan	UHE Barra do Pomba	Paraíba do Sul	80	Sudeste/Centro-Oeste
	jan	UHE Traira II	Suaçuí- Grande	60	Sudeste/Centro-Oeste
	jan	UHE Jatobá	Tapajós	2.336	Norte
	jan	UHE Jardim do Ouro	Jamanxim	227	Norte
	jan	UHE Cachoeira dos Patos	Jamanxim	528	Norte
	jan	UHE Jamanxim	Jamanxim	881	Norte
	jan	UHE Cachoeira do Caí	Jamanxim	802	Norte
TOTAL				32.296	

(a) Potência total do empreendimento.

Fonte: EPE

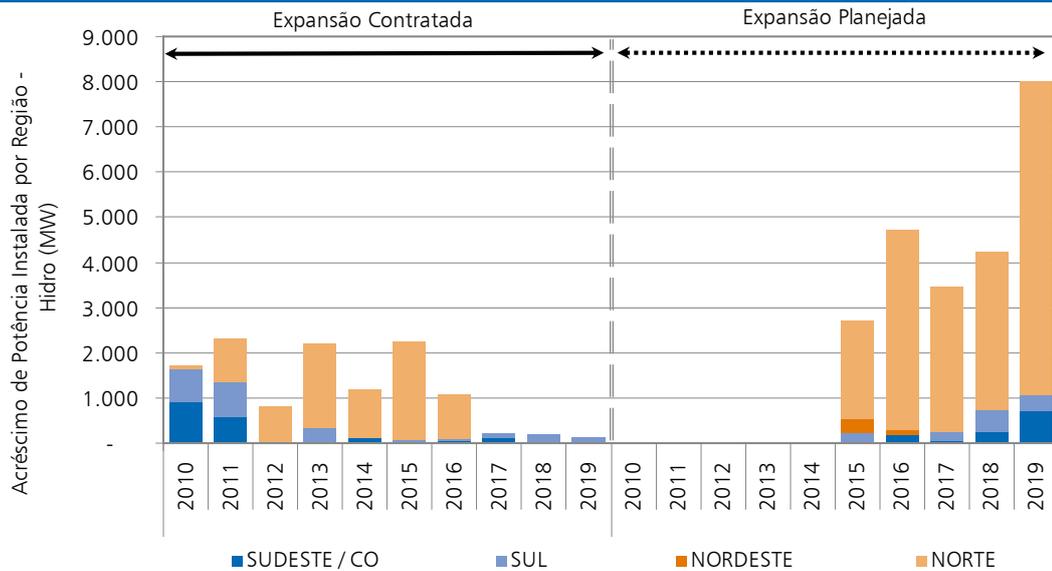
A indicação de mais de um empreendimento em um mesmo rio, e com início de operação numa mesma data, exigirá dos empreendedores uma ação integrada, em especial com relação à programação das obras, instalação de canteiros, datas de desvio do rio e enchimento do reservatório, que deverão atender às orientações específicas de cada projeto e à legislação vigente.

O Anexo I apresenta todos os projetos hidrelétricos constantes deste plano decenal²⁹.

A capacidade de geração hidráulica aumentará de 82 GW, aproximadamente, para 117 GW em 2019. Na região Norte é onde ocorrerá a maior expansão hidrelétrica, devido à entrada em operação de grandes empreendimentos, a partir de 2012. O Gráfico 9 apresenta a expansão hidrelétrica segregando a parcela já contratada ou concedida da parcela indicada neste plano e que ainda não foi contratada. Como pode ser visto parte do crescimento da demanda dos anos de 2014 a 2019 será atendida com usinas já contratadas, principalmente, em função das características de alguns projetos, com motorização plurianual.

²⁹ Os diagramas apresentados no Anexo I foram elaborados de forma a representar, esquematicamente, a localização das usinas, apresentando a conectividade hidráulica entre os aproveitamentos.

Gráfico 9 – Acréscimo da Capacidade Instalada Hidrelétrica (MW)



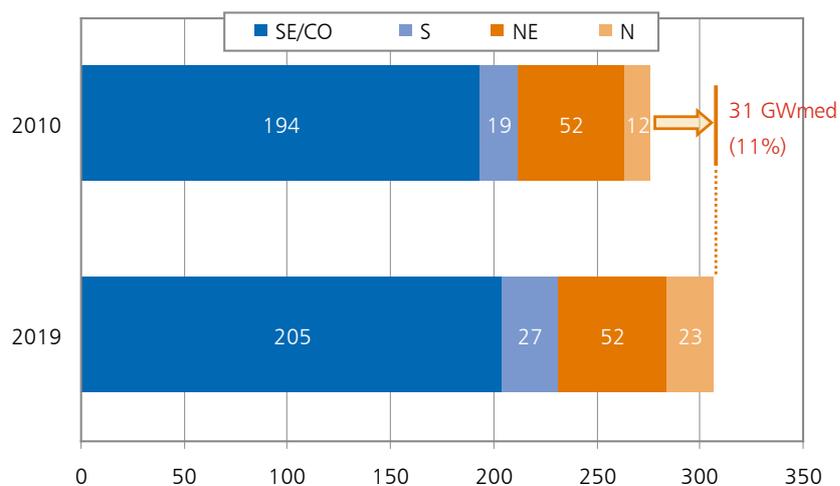
Fonte: EPE

Considerando o forte perfil hidrelétrico da expansão planejada, é interessante observar a sazonalidade hidrológica para as diferentes regiões. Assim, os gráficos constantes do Anexo II apresentam o comportamento de cada série histórica de 1931 a 2007 da energia afluenta por região, bem como um destaque (linha azul) para os valores da média de longo termo (MLT) mensal e para o valor médio anual destas energias (linha vermelha)³⁰.

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 por meio de reservatórios de acumulação.

O Gráfico 10 mostra a quantidade de energia que pode ser armazenada em cada região do país, no início e no final do horizonte de estudo.

Gráfico 10 – Evolução da Capacidade de Armazenamento do SIN (GWmed)



Fonte: EPE

Em relação à capacidade de regularização dos reservatórios, pode-se destacar a importância dos grandes reservatórios instalados na região Sudeste/Centro-Oeste, que representam 70% do SIN, seguida pela região

³⁰ Vazões afluentes a cada reservatório transformadas em energias afluentes, considerando a produtividade das usinas hidrelétricas do subsistema analisado. Nesta análise, foi considerado o parque instalado no final do horizonte (2019).

Nordeste, com 19% da capacidade de energia armazenável máxima do Brasil. As regiões Sul e Norte possuem, respectivamente, 7% e 4% da capacidade de armazenamento total existente em 2010.

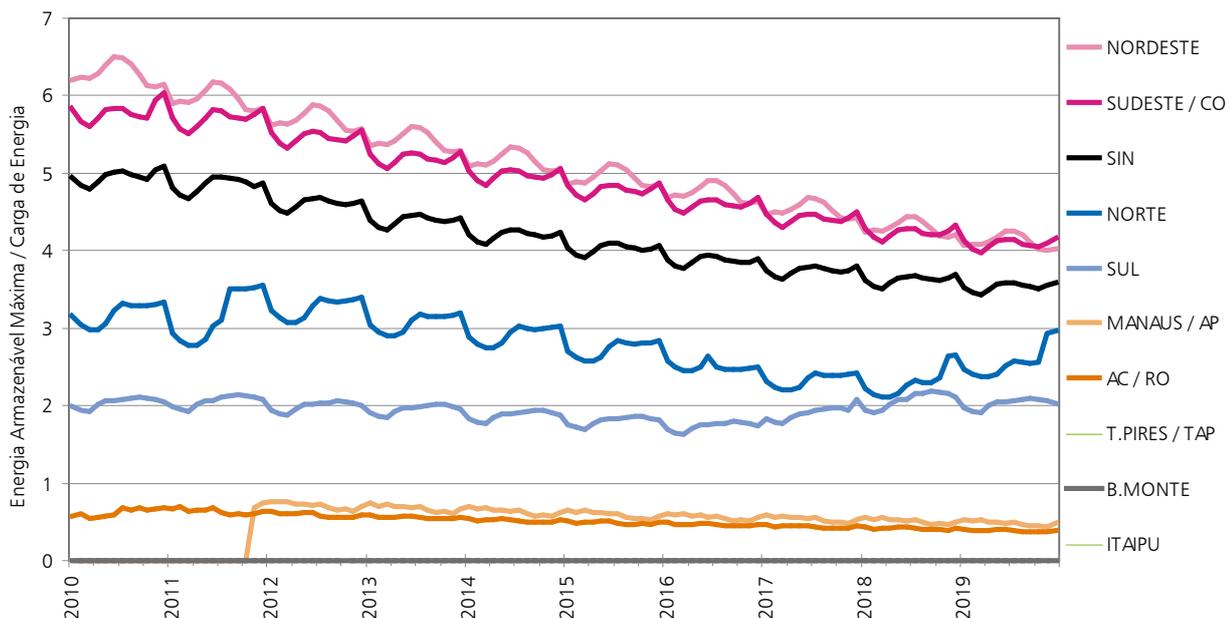
Analisando o ano de 2019, percebe-se que, em termos percentuais, a elevação da capacidade de armazenamento (11%) é bem inferior ao aumento da capacidade instalada (61%) das novas usinas.

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.

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.

A relação entre a energia armazenável máxima e a carga de energia é representada no Gráfico 11, onde se destacam o subsistema Sul, por apresentar um comportamento estável ao longo do horizonte deste plano, e os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, pela trajetória decrescente dessa relação, com redução de aproximadamente duas unidades de energia armazenável para cada unidade de carga.

Gráfico 11 – Evolução da Energia Armazenável Máxima em relação à Carga de Energia



Fonte: EPE

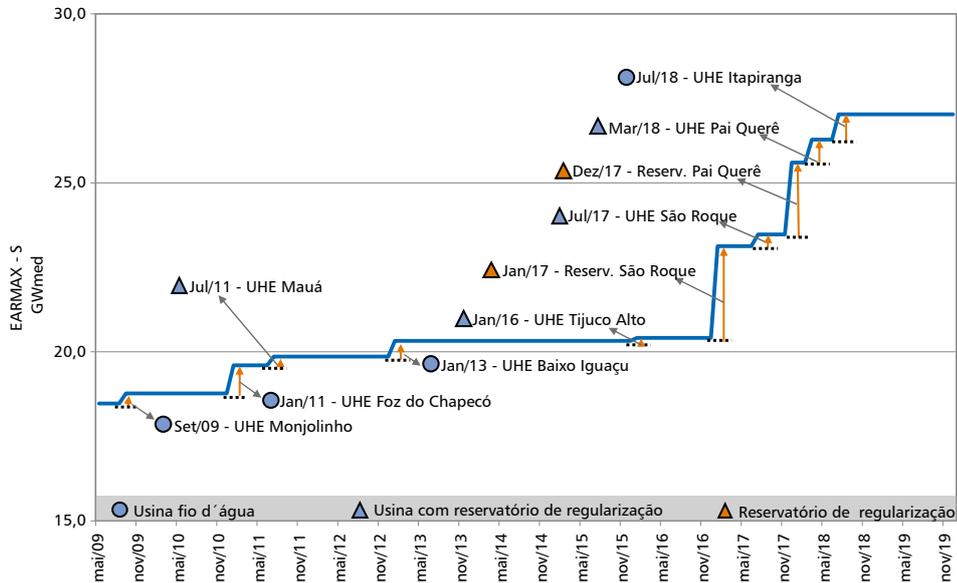
Os gráficos seguintes detalham a evolução da capacidade de regularização por subsistema, identificando os empreendimentos que mais contribuem para o aumento da energia armazenável máxima do SIN³¹. São diferenciados os incrementos de energia armazenável em usinas a fio d’ água e usinas com reservatório de regularização, sendo que, para esta última, o ganho é computado quando da entrada do reservatório e, em seguida, quando da motorização da usina.

No subsistema Sul, o Gráfico 12 apresenta todas as usinas que trazem ganho de armazenamento e estão previstas para a expansão da oferta desta região. Neste gráfico, destaquem-se as usinas Pai Querê e São Roque, que contribuem para o aumento da regularização das vazões no Sul, onde este ganho se traduz facilmente em redução de geração térmica, tendo em vista a baixa capacidade de regularização existente frente ao parque térmico instalado. Observa-se também que, ao longo de muitos anos, não são esperados aumentos significativos

³¹ As escalas dos gráficos não são as mesmas para todos os subsistemas e foram ajustadas para melhor visualização da informação.

na energia armazenável deste subsistema, mesmo nos anos onde alguns projetos estão entrando em operação. Esta análise é fundamental para a defesa da manutenção das configurações iniciais planejadas para estas usinas, que muitas vezes têm seus projetos alterados ao longo do seu processo de licenciamento³².

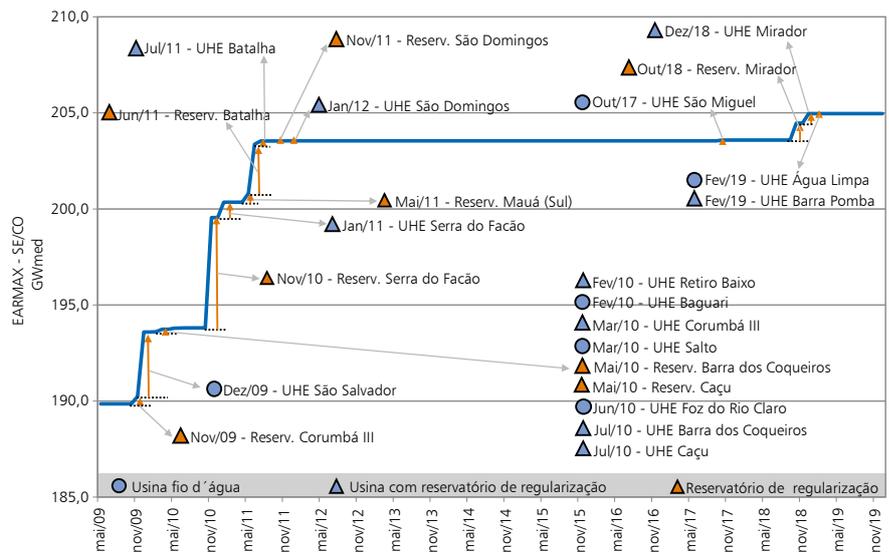
Gráfico 12 – Evolução da Energia Armazenável Máxima do subsistema S (GWmed)



Fonte: EPE

No subsistema Sudeste/Centro-Oeste, pode-se verificar, no Gráfico 13, que uma usina sozinha pode contribuir bem mais para o aumento do nível de armazenamento máximo do subsistema do que um conjunto de outras. Como exemplo, destaca-se o caso do ganho da usina de Serra do Facão ou de Batalha, frente ao ganho conjunto de Retiro Baixo, Baguari, Corumbá II, Salto, Barra dos Coqueiros, Caçu e Foz do Rio Claro. Apesar de não possuir reservatório de acumulação, a UHE São Salvador contribui significativamente para o aumento da energia armazenável, posto localizar-se a jusante da UHE Serra da Mesa, cujo reservatório é de grandes proporções.

Gráfico 13 – Evolução da Energia Armazenável Máxima do subsistema SE/CO (GWmed)

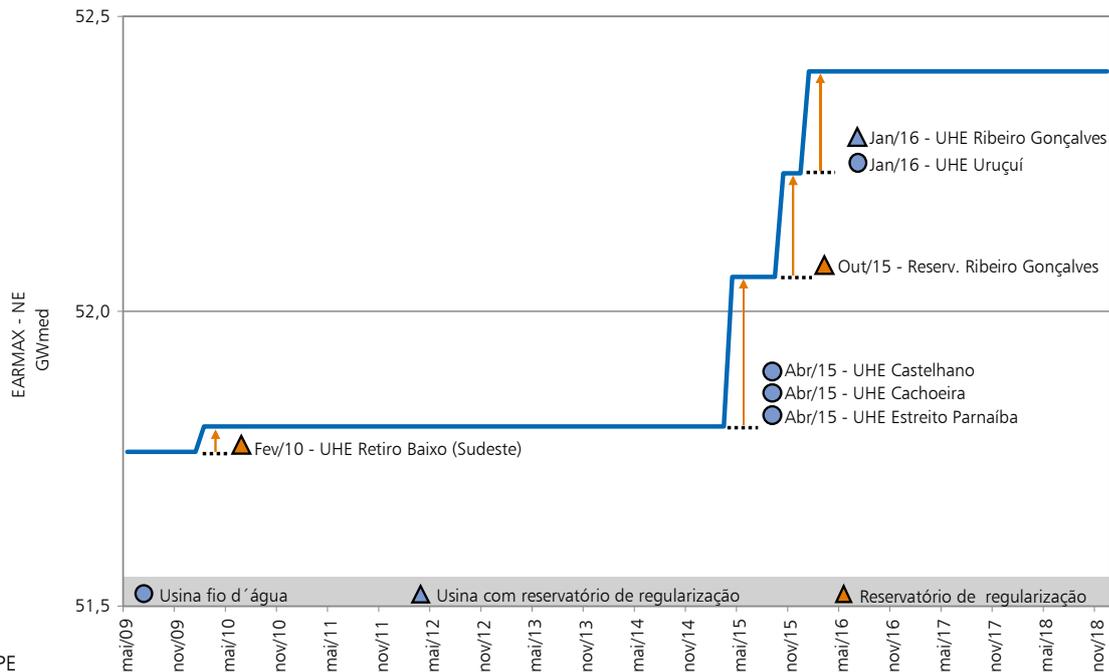


Fonte: EPE

A evolução da energia armazenável máxima do subsistema Nordeste é apresentada no Gráfico 14. Observa-se que, à exceção da UHE Ribeiro Gonçalves, todas as usinas previstas deverão operar a “fio d’água”, o que justifica o pequeno acréscimo observado na capacidade de regularização do sistema.

³² Destaca-se que, em 02/12/2009, o despacho ANEEL 4.492/2009 autoriza a redução de 20 metros do nível máximo normal do reservatório da UHE São Roque, o que ainda não foi contemplado neste estudo.

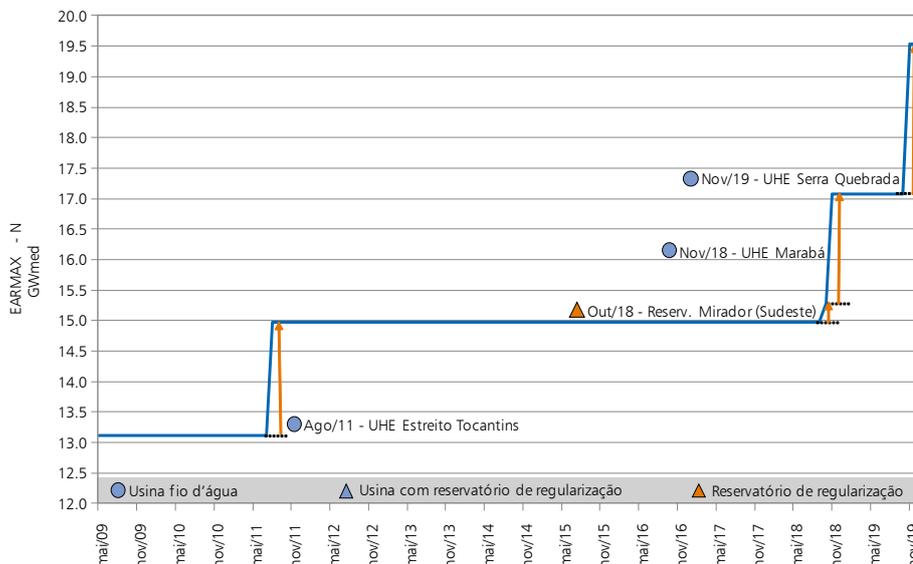
Gráfico 14 – Evolução da Energia Armazenável Máxima do subsistema NE (GWmed)



Fonte: EPE

Na região Norte as usinas de Estreito, Marabá e Serra Quebrada, apesar de serem a fio d'água, contribuem para o aumento da energia armazenável máxima do sistema, por possuírem elevada produtibilidade e localizarem-se a jusante da usina Serra da Mesa, que possui um reservatório com grande capacidade de regularização, eletricamente conectada ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste, como pode ser observado no Gráfico 15.

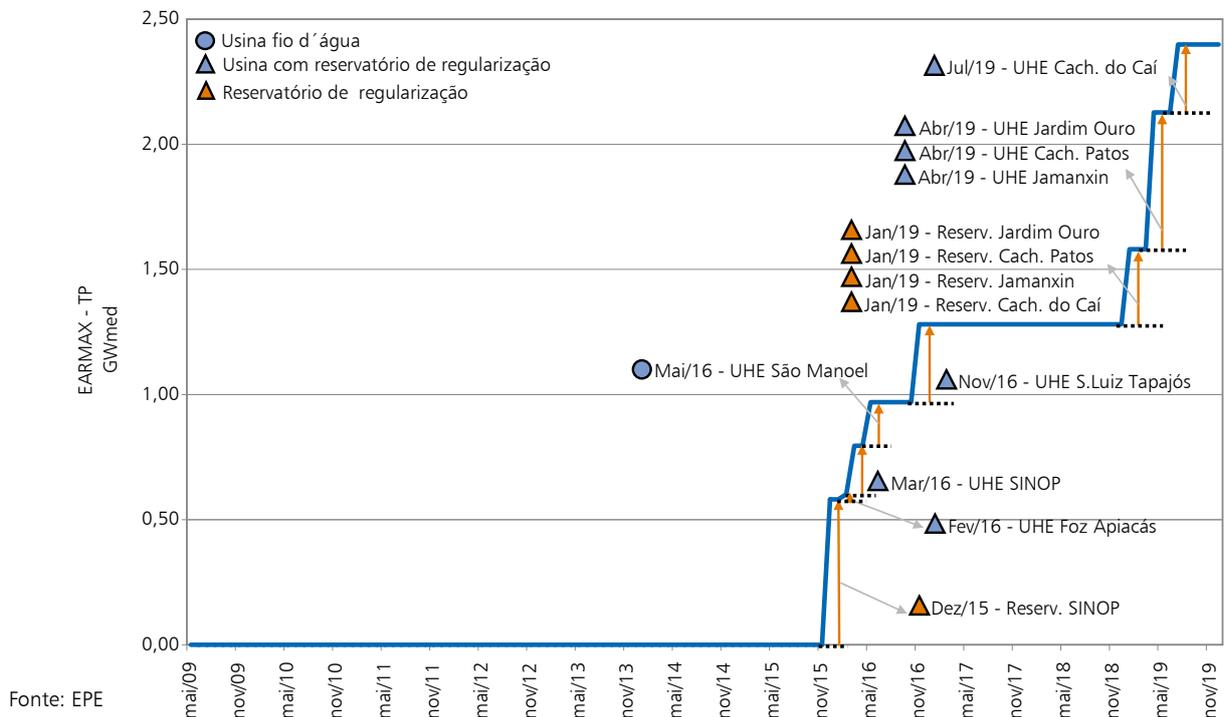
Gráfico 15 – Evolução da Energia Armazenável Máxima do subsistema N (GWmed)



Fonte: EPE

Analisando-se o Gráfico 16, pode-se verificar a evolução do armazenamento do sistema Teles Pires/Tapajós. Observa-se que a contribuição mais significativa para a sua regularização é da UHE Sinop, prevista para entrar em operação em 2016. A UHE São Luiz do Tapajós, pela localização a jusante na cascata, apresenta um ganho de energia armazenável decorrente, principalmente, da regularização proporcionada pela UHE Sinop. As demais usinas com reservatório de regularização deste sistema – Jardim do Ouro, Jamanxim, Cachoeira dos Patos e Cachoeira do Caí – previstas para entrar em operação em 2019, proporcionam um aumento da energia armazenável pouco superior a 1 GWmed.

Gráfico 16 – Evolução da Energia Armazenável Máxima do subsistema TP/TAP (GWmed)



As usinas dos subsistemas Acre/Rondônia e Belo Monte, apesar de contribuírem com 9% da capacidade instalada prevista para o horizonte, não contribuem para o aumento (ou manutenção) da capacidade de regularização do sistema, por serem a fio d'água.

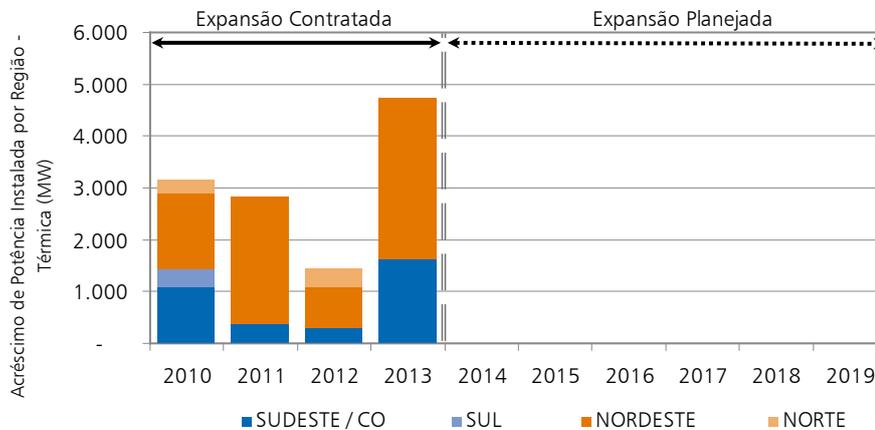
A presente análise mostra a necessidade de valorizar e se buscar a viabilização de usinas com capacidade de regularização, de forma a tornar mais flexível a operação dos reservatórios atualmente instalados no sistema e minimizar o despacho das termelétricas, tanto com vistas à redução do custo total de operação, como para a diminuição das emissões de gases de efeito estufa.

É importante ressaltar que, embora os deplecionamentos dos reservatórios de regularização sofram restrições de diversas naturezas, sua relevância não é exclusiva para o setor elétrico, ou seja, a utilização de reservatórios de regularização é de suma importância também para outras áreas de utilização dos recursos hídricos, tais como o abastecimento de água, a navegação e, principalmente, o controle de cheias para proteger as várzeas e cidades a jusante dos reservatórios.

Expansão Termelétrica

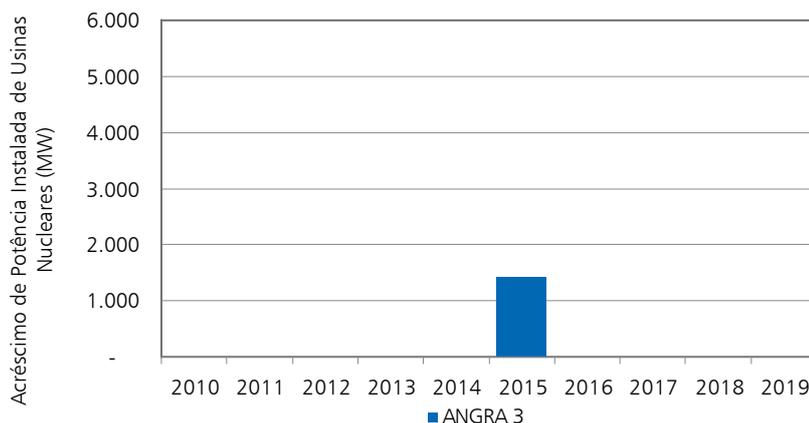
No que diz respeito à geração termelétrica, a maior expansão ocorrerá na região Nordeste, conforme ilustra o Gráfico 17, a qual é decorrente dos resultados dos leilões de energia nova já realizados, nos quais não houve oferta suficiente de fontes renováveis para atender ao crescimento da carga.

No início do horizonte do estudo, a capacidade instalada no SIN é de 14 GW, evoluindo até 2013 para cerca de 25 GW, capacidade contratada nos leilões realizados, ficando estável a partir de então.

Gráfico 17 – Acréscimo de Capacidade Instalada Termelétrica (MW)

Fonte: EPE

O acréscimo de capacidade instalada de usinas nucleares é apresentada no Gráfico 18. Nos estudos a usina de Angra III³³, com 1.405 MW, foi prevista de entrar em operação em junho de 2015, aumentando o parque nuclear atualmente existente em 70%, de 2.007 MW para 3.412 MW.

Gráfico 18 – Acréscimo de Capacidade Instalada Nuclear (MW)

Fonte: EPE

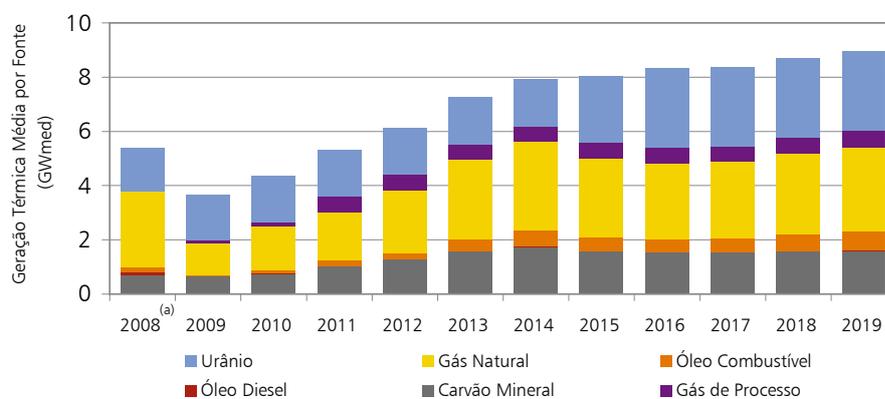
No horizonte deste plano decenal a expansão do parque gerador com usinas nucleares ficou restrita à usina de Angra III. Isto se deve basicamente aos prazos necessários para a implantação de novas centrais. Estes prazos são da ordem de dez anos, a partir da definição do sítio para localização da central nuclear e da decisão para o início das medidas efetivas para a sua implantação. Ressalte-se que se encontram em desenvolvimento os estudos para seleção de sítios propícios à implantação de centrais nucleares nas regiões Nordeste (em fase de conclusão), Sudeste e Sul.

³³ Implantação estabelecida pela Resolução CNPE nº 3, de 25/06/2007.

No sistema brasileiro, predominantemente hidrelétrico, as usinas térmicas podem ficar muitos meses sem gerar energia³⁴, na medida em que o despacho ótimo do sistema prioriza a operação das fontes renováveis: usinas hidrelétricas, 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 19.

Constatou-se que o fator de capacidade esperado resulta muito baixo para as usinas movidas a óleo diesel e combustível – de 1% e 8%, respectivamente. Para as demais fontes, os resultados foram de 27% para as usinas a gás, de 50% 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 86% para as centrais nucleares e de 85% para as usinas que utilizam gás de processo.

Gráfico 19 – Geração Térmica Anual – Média dos 2000 Cenários Simulados (GWmed)



(a) Geração verificada, conforme publicado no relatório “Dados Relevantes ONS 2008”.

Fonte: EPE

Os reduzidos fatores de capacidade esperados, 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.

É também importante destacar que, dada a sua competitividade, a tendência atual é a contratação fontes alternativas renováveis, haja vista os resultados dos últimos leilões de energia de reserva específicos para estas fontes. Além disso, as usinas térmicas mais recentemente contratadas, com custos variáveis menores, tendem a modificar o perfil de geração das usinas já contratadas, em especial as usinas de maior CVU, 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.

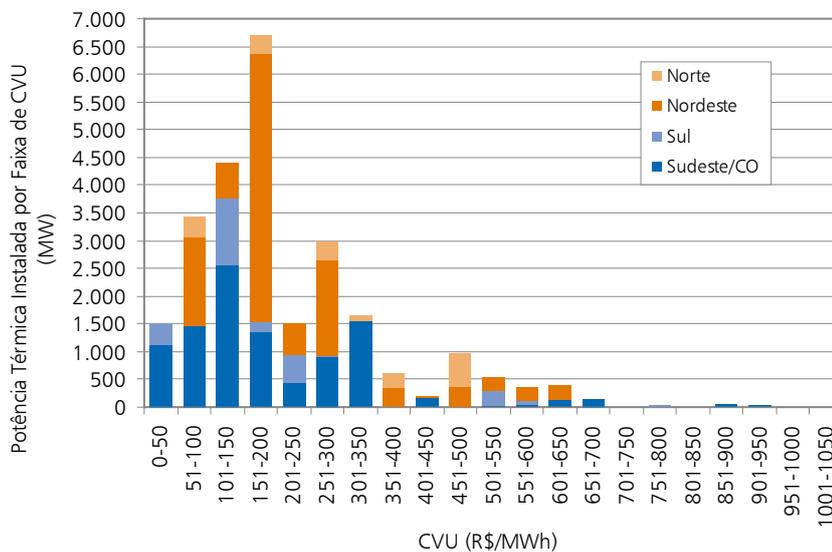
Ainda em relação ao parque termelétrico considerado neste estudo, destaca-se que não são previstos novos empreendimentos movidos a combustível fóssil, além daqueles já licitados e em construção, uma vez que a expansão com fontes renováveis (hidrelétricas, biomassa e eólicas) mostra-se mais adequada e apropriada, inclusive para garantir a modicidade tarifária.

O Gráfico 20 ilustra a distribuição de usinas térmicas classificadas por CVU e por subsistema.

Observa-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.

³⁴ Caso a usina possua inflexibilidade operativa, ou geração mínima obrigatória, tal restrição será respeitada, o que refletirá no seu perfil de geração.

Gráfico 20 – Distribuição do Parque Térmico por Faixa de CVU e Subsistema (MW)



OBS.: Data de referência dos CVU: PMO de dezembro de 2009 (ONS).

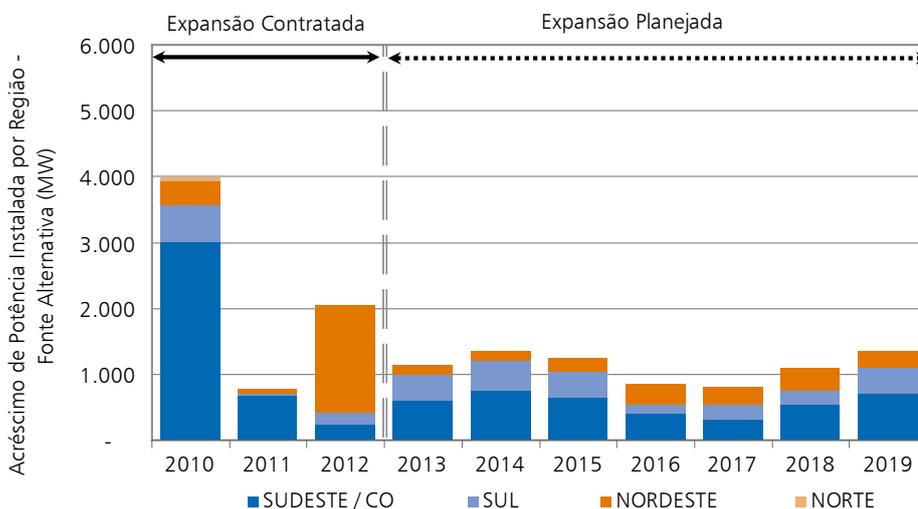
Fonte: EPE

O Anexo III apresenta os empreendimentos termelétricos na configuração final do estudo (2019).

Expansão de Fontes Alternativas

Em relação às fontes alternativas, nota-se uma expansão média anual de 13%, com destaque para as usinas eólicas, a biomassa de bagaço de cana-de-açúcar e PCH. 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 21.

Gráfico 21 – Acréscimo de Capacidade Instalada de Fontes Alternativas (MW)

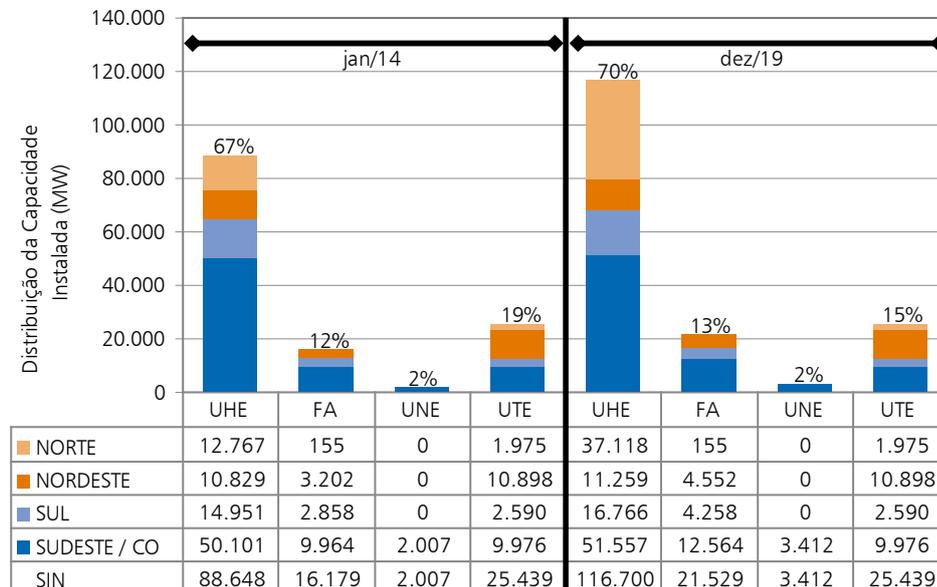


Fonte: EPE

Resumo da Expansão por Tipo de Fonte

Um resumo da participação das fontes de produção de energia nos anos de 2014 e 2019 é mostrado no Gráfico 22.

Gráfico 22 – Participação das Fontes de Produção em 2014 e em 2019 (MW)

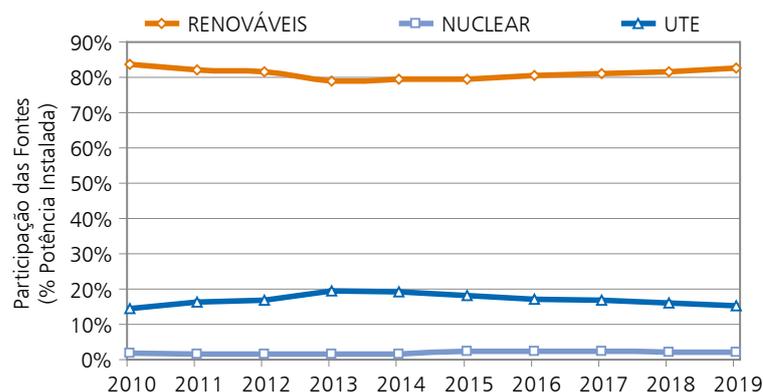


Fonte: EPE

A expansão das fontes alternativas – biomassa, PCH e eólica – faz a sua participação no parque de geração do SIN passar de 12%, em 2014, para 13%, em 2019, distribuídos basicamente entre as regiões Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Sul. Também, se observa um aumento de 3% da capacidade instalada de usinas hidrelétricas de grande porte, em relação ao montante total, entre o início e final do horizonte de estudo. As usinas termelétricas perdem participação perante as demais fontes, caindo de 19%, no início do período de planejamento, para 15%, no final do horizonte. As usinas nucleares manterão sua representatividade de 2% do SIN, percentual assegurado com a entrada em operação da usina de Angra III, previsto para o ano de 2015.

Outra análise dos fatores de participação das principais fontes de energia na capacidade instalada do SIN pode ser observada no Gráfico 23. 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.

Gráfico 23 – Evolução da Participação das Fontes de Produção na Capacidade Instalada do SIN (%)



Fonte: EPE

A Tabela 54 apresenta a evolução da capacidade instalada para diferentes fontes de geração ao longo do período de estudo (2010-2019). No Gráfico 24 é ilustrada a expansão contratada ou concedida e a planejada por tipo de fonte.

Conforme apresentado nas premissas deste estudo, observa-se a priorização das usinas hidrelétricas e das fontes alternativas no horizonte de planejamento, não sendo indicada nenhuma nova fonte utilizando combustível fóssil neste horizonte.

Tabela 54 – Evolução da Capacidade Instalada por Fonte de Geração (MW)

FONTE	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Hidro ^(a)	83.169	85.483	86.295	88.499	89.681	94.656	100.476	104.151	108.598	116.699
Urânio	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	3.412	3.412	3.412	3.412	3.412
Gás natural	8.860	9.356	9.856	11.327	11.533	11.533	11.533	11.533	11.533	11.533
Carvão	1.765	2.485	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205
Óleo combustível	3.380	4.820	5.246	8.864	8.864	8.864	8.864	8.864	8.864	8.864
Óleo diesel	1.728	1.903	1.703	1.356	1.149	1.149	1.149	1.149	1.149	1.149
Gás de processo	687	687	687	687	687	687	687	687	687	687
Pch	4.043	4.116	4.116	4.516	5.066	5.566	5.816	6.066	6.416	6.966
Biomassa	5.380	6.083	6.321	6.671	7.071	7.421	7.621	7.771	8.121	8.521
Eólica	1.436	1.436	3.241	3.641	4.041	4.441	4.841	5.241	5.641	6.041
Total ^(b)	112.455	118.375	122.676	130.774	133.305	140.935	147.605	152.080	157.628	167.078

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

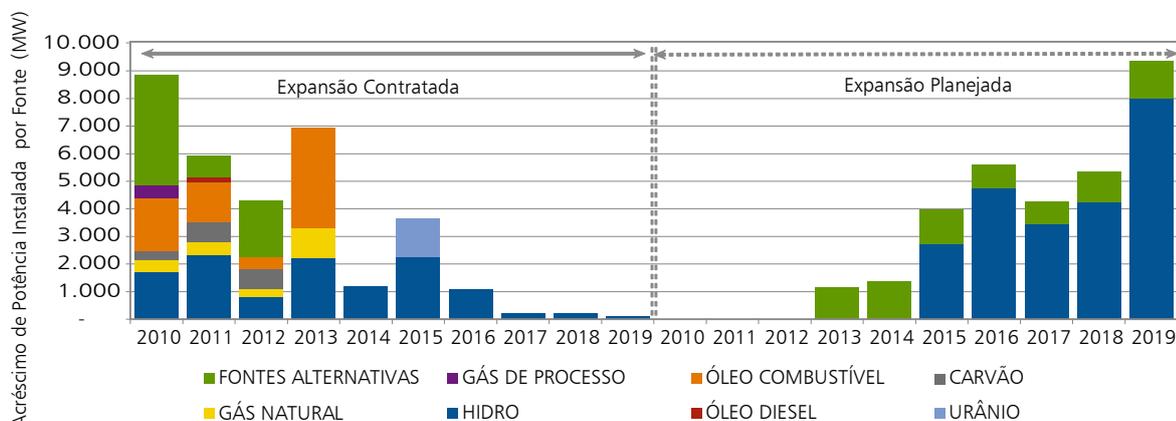
(a) Inclui a estimativa de importação da UHE Itaipu não consumida pelo sistema elétrico Paraguaio.

(b) 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.

Fonte: EPE

Há que ressaltar, no entanto, que a concretização deste plano com esta composição de fontes na expansão planejada depende principalmente da obtenção de Licenças Prévia Ambientais, de modo que as usinas indicadas possam participar dos leilões de compra de energia provenientes de novos empreendimentos, previstos em lei. Caso contrário, uma eventual expansão de projetos termelétricos, preferencialmente movidos a gás natural, mas também projetos a carvão mineral, como por exemplo a UTE CTSUL (650 MW), poderão constituir alternativa de atendimento à demanda, frente a eventuais atrasos dos projetos indicados.

Gráfico 24 – Acréscimo de Capacidade Instalada Anual por Fonte (MW)



Fonte: EPE

Expansão das interligações

O recurso de expansão ou antecipação de ampliações das interligações elétricas previstas entre os subsistemas, esquematicamente mostradas no diagrama da Figura 3, foi considerado para o ajuste e definição da configuração eletroenergética do sistema, no horizonte de estudo deste plano.

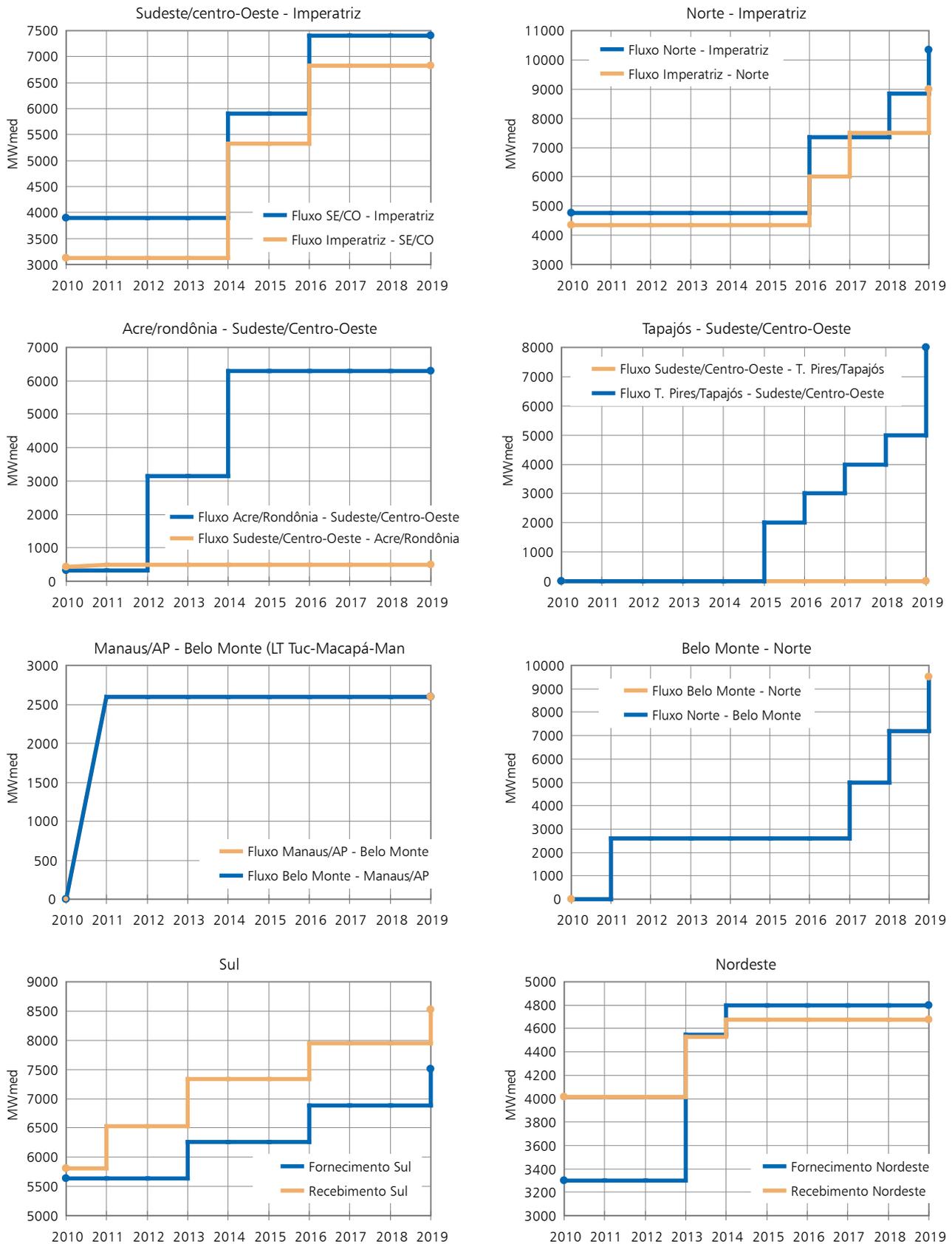
O Gráfico 25 apresenta os valores anuais de expansão da transmissão, em MWmed, e as respectivas capacidades das linhas para as interligações entre as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Imperatriz, Norte e Imperatriz, Acre/Rondônia e Sudeste/Centro-Oeste, Teles Pires/Tapajós e Sudeste/Centro-Oeste, Belo Monte e Norte, e Manaus/Amapá e Belo Monte³⁵. Além disso, são apresentados os limites de recebimento e fornecimento de energia das regiões Sul (composto pelas interligações SE/CO-S, Ivaiporã-S e Itaipu-S) e Nordeste (composto pelas interligações SE/CO-NE e Imperatriz-NE).

Os valores detalhados de todas as interligações, com a capacidade e a expansão prevista a cada ano, são apresentados no Anexo IV.

As interligações entre as diferentes regiões do país deverão ser expandidas, principalmente, para integração dos novos aproveitamentos hidrelétricos localizados na região amazônica. A grande sazonalidade da produção destas hidrelétricas, associada à sua operação a fio d'água, exigirá um maior detalhamento da operação eletroenergética dos diferentes recursos disponíveis no sistema, em especial do parque termelétrico já contratado e das interligações entre as diferentes regiões do país.

³⁵ A interligação Tucuruí-Macapá-Manaus, já licitada e prevista para nov/2011, foi representada nas simulações energéticas por dois trechos: Manaus/Amapá-Belo Monte e Belo Monte-Norte.

Gráfico 25 – Capacidade das Interligações Elétricas entre os Subistemas (MWmed)



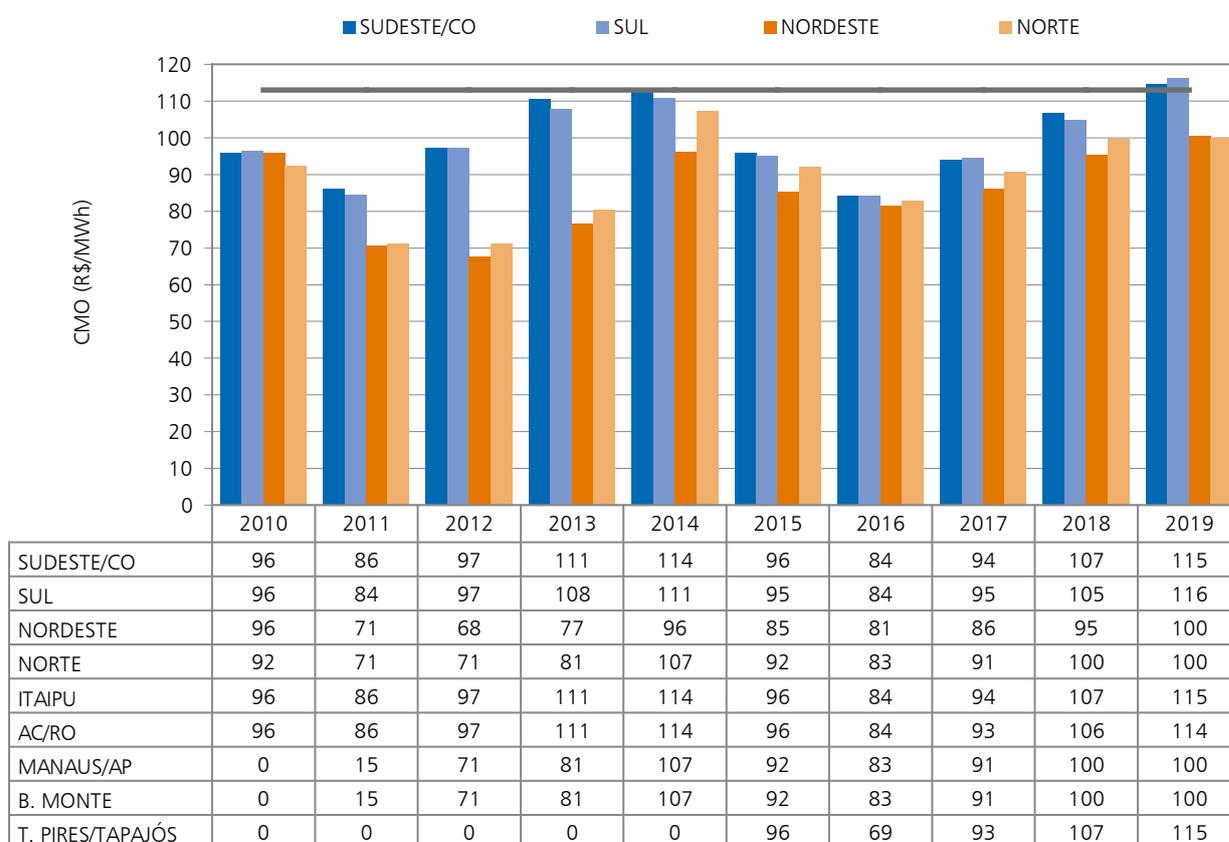
Fonte: EPE

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).

Custos marginais de operação

O Gráfico 26 apresenta os custos marginais de operação (CMO) de todos os subsistemas ao longo do horizonte de tempo do estudo. Conforme pode ser observado, a expansão planejada atende ao critério econômico, entretanto, em função do porte e motorização das usinas planejadas, os custos marginais médios anuais oscilam ao longo dos anos, podendo ficar bem abaixo do valor de CME de referência estabelecido para este plano (113 R\$/MWh³⁶). Por exemplo, as usinas de Belo Monte e São Luiz do Tapajós completam sua motorização em um horizonte superior a quatro anos.

Gráfico 26 – Custo Marginal de Operação por Subsistema (R\$/MWh)



Fonte: EPE

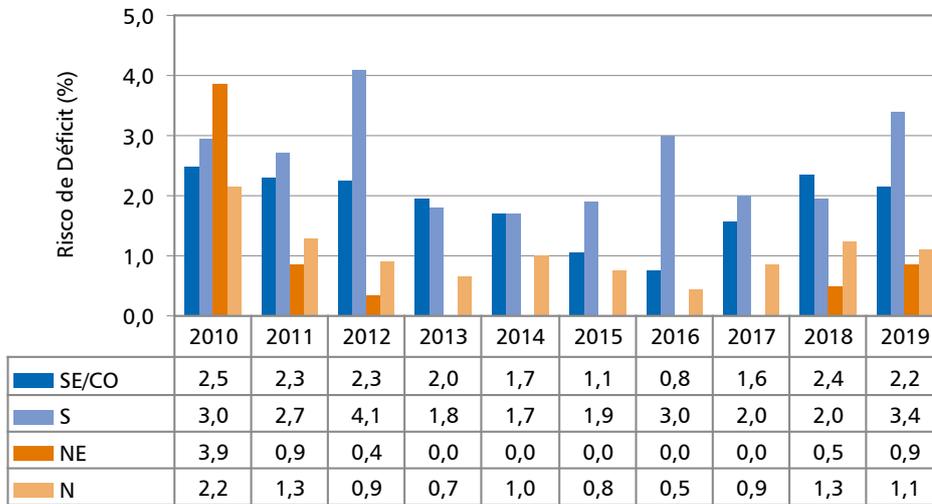
Os CMO para os subsistemas Acre/Rondônia, Manaus/Amapá, Belo Monte e Teles Pires/Tapajós se assemelham aos dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Norte, em função das características dos referidos subsistemas e das suas fortes interligações aos principais centros de carga.

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 27, 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.

³⁶ Com tolerância de R\$ 3/MWh.

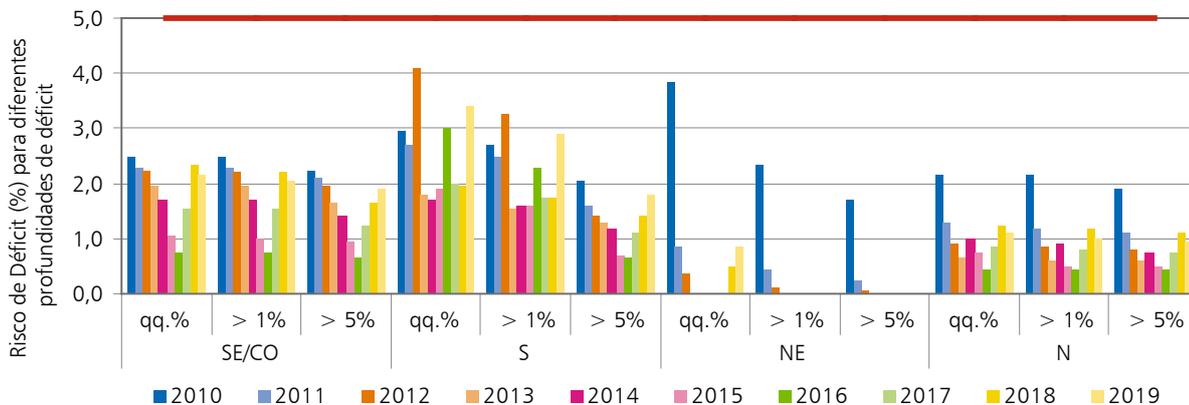
Gráfico 27 – Risco de Déficit por Subsistema (%)



Fonte: EPE

As probabilidades de déficits superiores a 1% e 5% do mercado, além do valor de risco para qualquer profundidade de déficit, estão apresentadas no Gráfico 28.

Gráfico 28 – Análise da Profundidade do Risco de Déficit por Subsistema (%)



Fonte: EPE

Observa-se que ao contabilizar apenas os déficits de maior profundidade, com exceção para o subsistema Nordeste, encontram-se resultados semelhantes 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. Já o Nordeste, apresenta risco de qualquer déficit de 3,9% em 2010, e tem apenas 2,4% destes déficits com profundidade maior que 1% da carga de energia.

Os resultados da simulação apresentados, sinalizando baixos riscos de déficit ao longo de todo o horizonte do estudo, com valores em torno de 2% nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, são consequência da capacidade térmica instalada, que corresponde a 15% da capacidade total instalada no final do horizonte. A carga de energia não suprida, à medida que há expansão de empreendimentos termelétricos, passa a ser atendida por geração proveniente desta fonte, por apresentar um custo sempre inferior. Como já citado anteriormente, o custo do déficit de energia é de R\$ 2.900,00/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 no ano de 2011, chegando a 0% em 2013. Esse comportamento, conforme mencionado acima, deve-se à contratação de termelétricas nos leilões de energia nova.

Estimativa de Investimentos na Geração

A expansão em geração, no período 2010 a 2019, requer investimentos da ordem de R\$ 175 bilhões. Cabe ressaltar que grande parte destes investimentos refere-se às usinas já concedidas e autorizadas, entre elas, as usinas com contratos assinados nos leilões de energia nova. O montante a investir em novas usinas, ainda não concedidas ou autorizadas (indicativas), é da ordem de R\$ 108 bilhões, sendo cerca de 70% em hidrelétricas e 30% no conjunto de outras fontes renováveis (PCH + biomassa + eólica).

A Tabela 55 apresenta a composição do custo de investimento por tipo de fonte de geração.

Tipo de fonte	Usinas com concessão e autorizadas		Usinas indicativas		TOTAL	
	Bilhões R\$	%	Bilhões R\$	%	Bilhões R\$	%
Hidro	22,3	33%	77,0	71%	99,3	57%
Termelétrica	28,0	42%	0,0	0%	28,0	16%
• Nuclear	8,0	12%	0,0	0%	8,0	5%
• Gás natural	3,0	5%	0,0	0%	3,0	2%
• Carvão	5,2	8%	0,0	0%	5,2	3%
• Óleo combustível/diesel	11,7	17%	0,0	0%	11,7	7%
PCH + biomassa + eólica	16,9	25%	30,7	29%	47,6	27%
Total	67,2	100%	107,7	100%	174,9	100%

Notas: Os investimentos abrangem as parcelas de desembolso que ocorrem no período decenal.
Data de referência: dezembro/2009.

Fonte: EPE

5. 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.

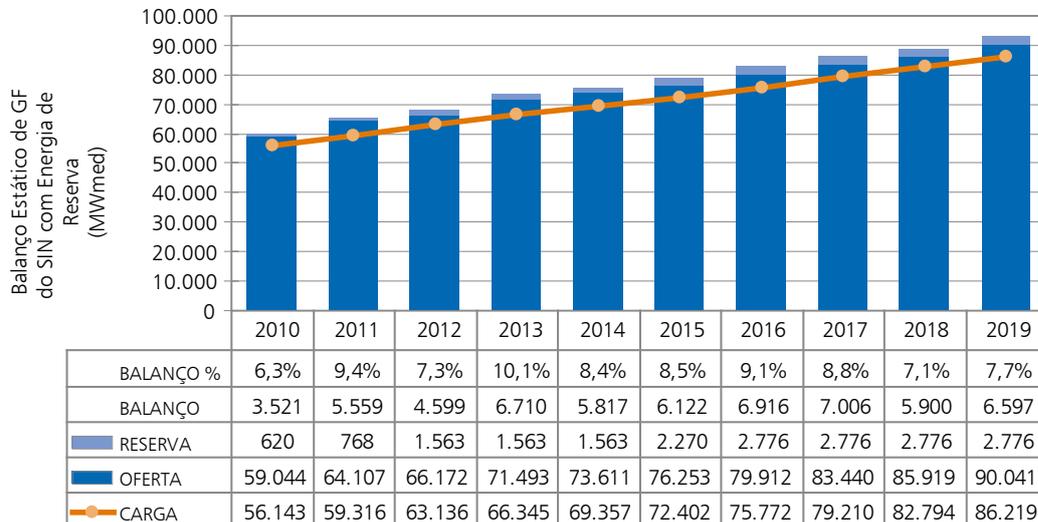
A elaboração deste balanço tem como finalidade auxiliar na avaliação do equilíbrio estrutural entre oferta (somatório dos certificados de garantia física de energia das usinas) e demanda (carga de energia elétrica), considerando a configuração hidrotérmica deste PDE.

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.

O presente estudo apresenta saldos positivos do balanço estático de garantia física de energia, entre 6% e 10% da carga, em todo o período avaliado, conforme indica o Gráfico 29.

Destaca-se que, neste balanço, foi considerada a garantia física da energia de reserva contratada, bem como a energia da usina nuclear de Angra III, que também deverá ser contratada nesta modalidade.

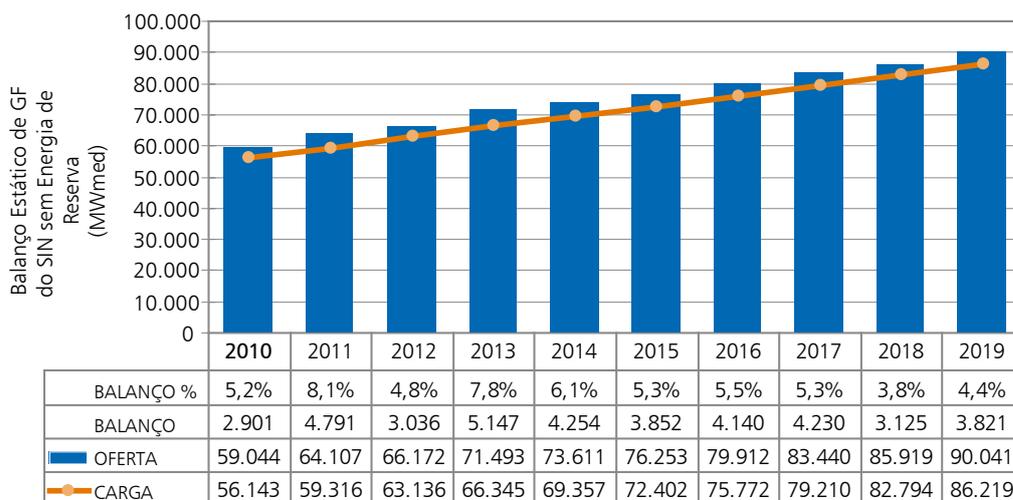
Gráfico 29 – Balanço Estático de Garantia Física do SIN Considerando a Energia de Reserva



Fonte: EPE

Cabe lembrar que, por razões diversas³⁷, 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 de lastro para os contratos no mercado de energia. 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.

Gráfico 30 – Balanço Estático de Garantia Física do SIN sem Considerar a Energia de Reserva



Fonte: EPE

³⁷ 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.

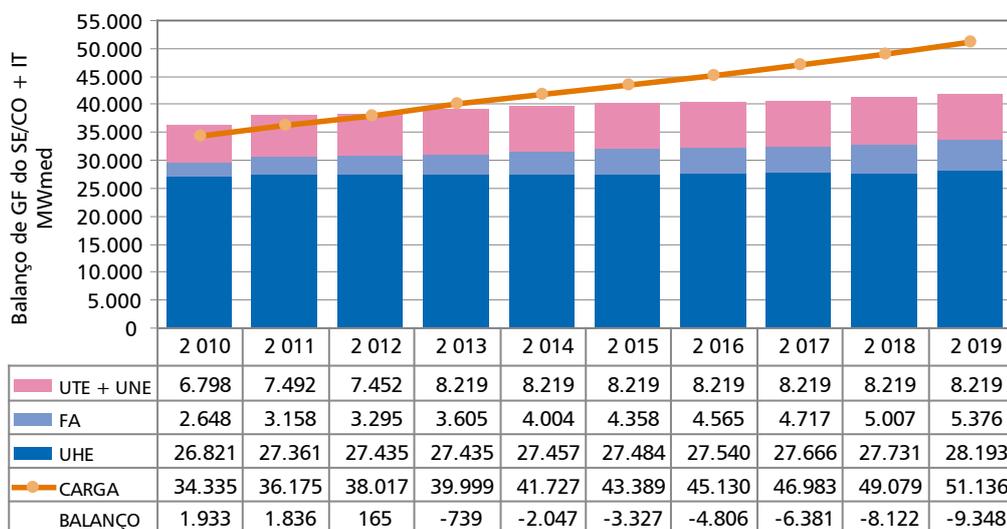
No Gráfico 30, observa-se um excedente de oferta no SIN em relação à carga prevista em todos os anos avaliados, com uma folga de aproximadamente 2.900 MWmed, em 2010, e de 3.800 MWmed, em 2019, chegando a atingir cerca de 5.150 MWmed, em 2013. Assim, observa-se uma oferta suficiente para suprir a demanda 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 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 31 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.

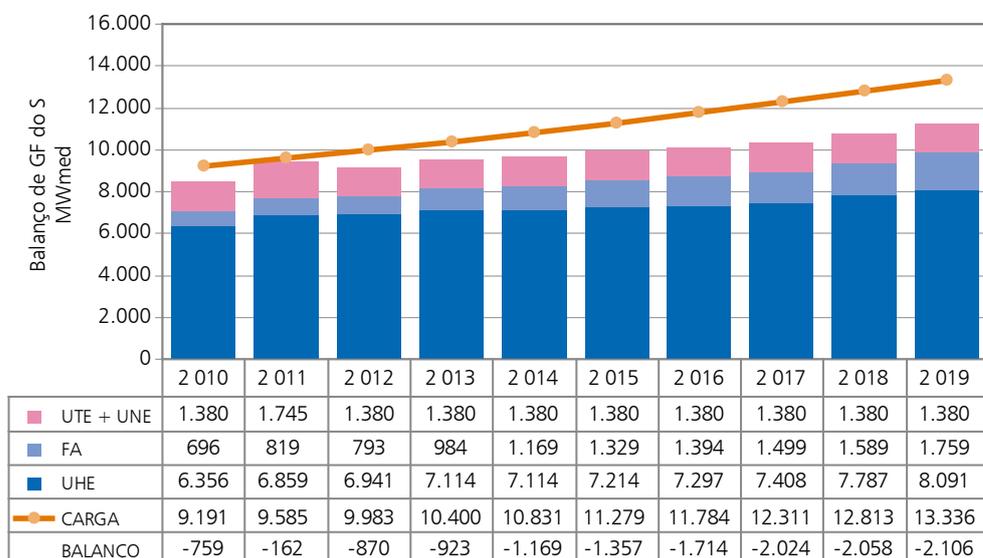
Gráfico 31 – Balanço Estático de Garantia Física – SE/CO



Fonte: EPE

Situação semelhante se apresenta para a região Sul, conforme mostra o Gráfico 32.

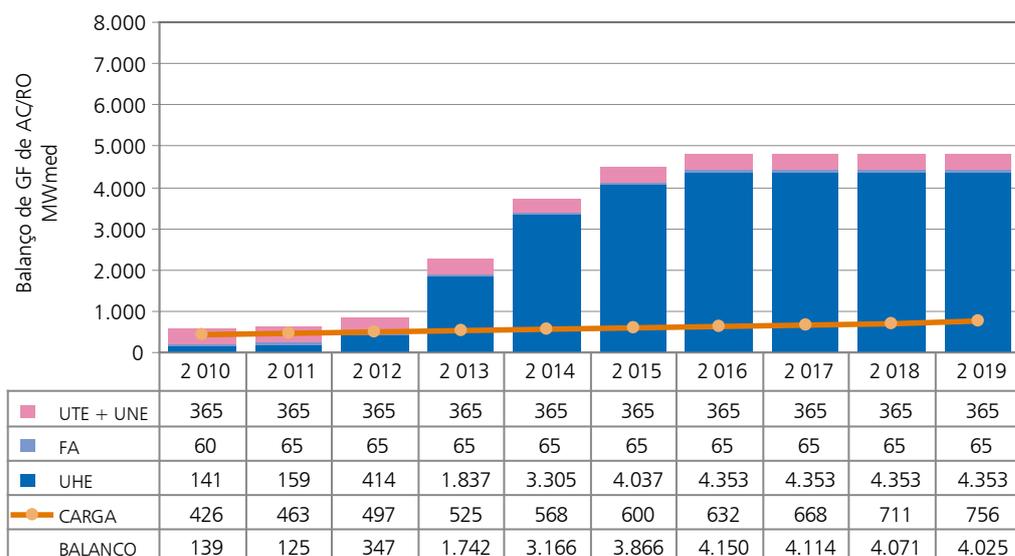
Gráfico 32 – Balanço Estático de Garantia Física – S



Fonte: EPE

Percebe-se, portanto, a necessidade de que a região Sudeste/Centro-Oeste receba energia de outras regiões a partir de 2013 e a região Sul já a partir de 2010. Como exemplo de fontes provedoras dessa energia, citam-se as usinas do rio Madeira, representadas no subsistema Acre/Rondônia, como ilustrado no Gráfico 33.

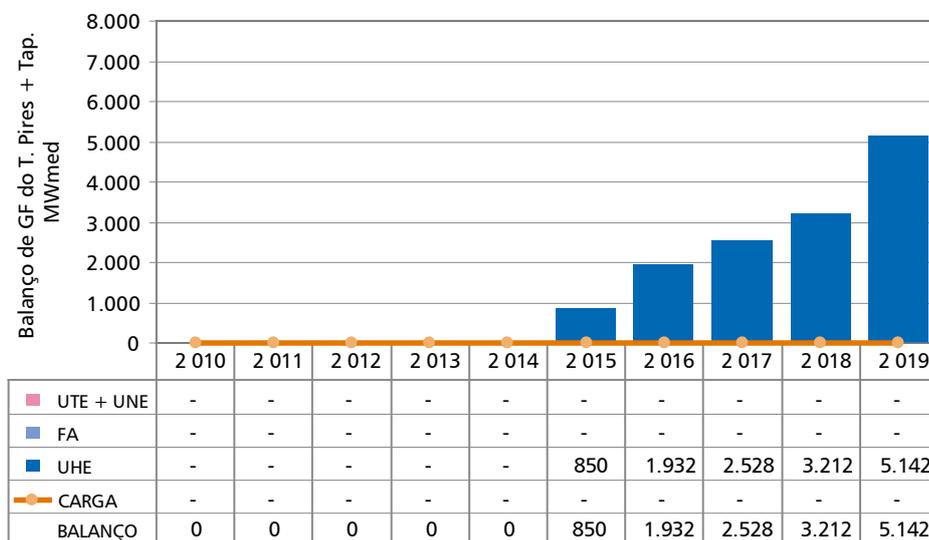
Gráfico 33 – Balanço Estático de Garantia Física – AC/RO



Fonte: EPE

De forma análoga, outras fontes provedoras de energia para esses centros de carga são as usinas das bacias dos rios Tapajós, Jamanxim e Teles Pires, representadas no Gráfico 34, consolidando a tendência de expansão por hidrelétricas mais distantes dos centros de carga.

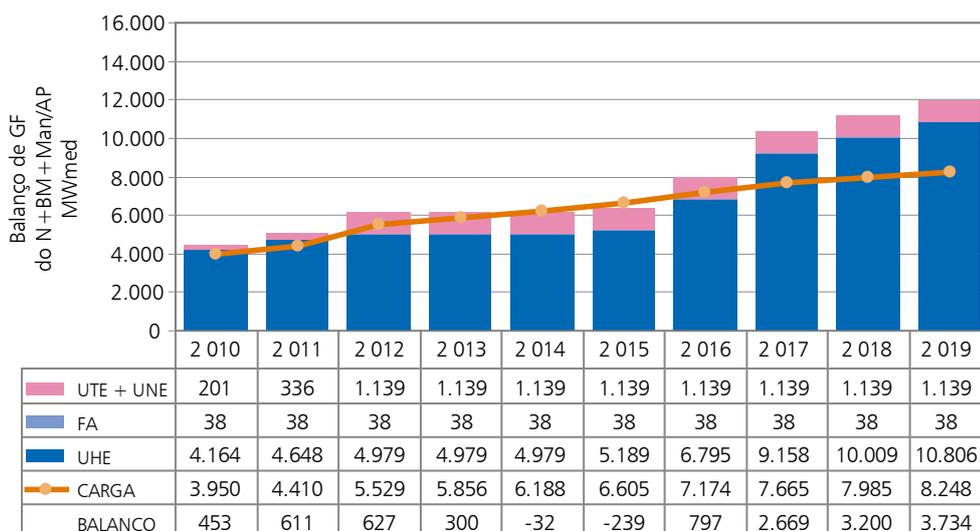
Gráfico 34 – Balanço Estático de Garantia Física – TP/TAP



Fonte: EPE

O Gráfico 35 apresenta o balanço da região Norte, considerando, para fins deste exercício, a disponibilidade da usina hidrelétrica de Belo Monte e a carga dos sistemas Manaus e Amapá, a partir de sua conexão ao SIN no final de 2011. Observa-se que a partir de 2015, quando da entrada em operação da UHE Belo Monte, há excedentes de energia consideráveis, passíveis de serem exportados para as demais regiões.

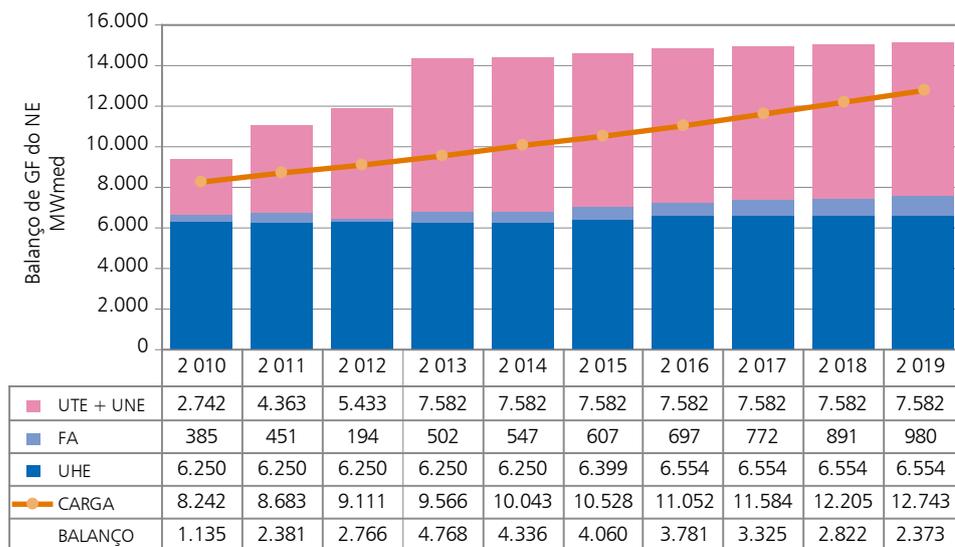
Gráfico 35 – Balanço Estático de Garantia Física – N



Fonte: EPE

A seguir, apresenta-se o balanço para a região Nordeste no Gráfico 36. Esta região apresenta um balanço positivo, o que justifica os baixos níveis de risco de não atendimento à carga deste subsistema. Ressalte-se, entretanto, que parte desta sobreoferta é advinda dos resultados dos leilões dos últimos anos, constituída, de forma relevante, por usinas termelétricas.

Gráfico 36 – Balanço Estático de Garantia Física – NE



Fonte: EPE

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.

Também merece ser destacado que 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.

6. Atendimento à Demanda Máxima

Com a finalidade de avaliar as condições de atendimento à demanda máxima, é apresentado neste item o balanço de potência, considerando a configuração hidrotérmica deste PDE.

Esta avaliação foi realizada através de metodologia desenvolvida para incorporar pontos importantes das características físicas da operação do SIN. Algumas dessas características estão representadas de forma simplificada nas simulações energéticas da expansão da oferta de energia, mas são relevantes quando se deseja avaliar o atendimento à demanda máxima, conforme descrito a seguir.

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, onde se concentra a maior parte da carga do sistema, quais sejam: Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte. Desta forma, os subsistemas Itaipu, Acre/Rondônia e Teles Pires/Tapajós foram agregados ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste, enquanto que Belo Monte e Manaus/Amapá foram agregados ao subsistema Norte.

O cálculo da potência máxima disponível foi feito de maneira distinta para as usinas hidrelétricas com reservatório, a fio d'água e termelétricas. Para as usinas com reservatório foi considerada a energia armazenada final, resultante da simulação da operação do sistema, para se obter a altura de queda líquida para cada série simulada. Para um determinado volume (em %) do reservatório equivalente em cada subsistema, no mês, calcula-se o volume de cada reservatório (considerando a mesma porcentagem do subsistema) e seu nível de montante. Com isto, pode-se obter a queda líquida e, conseqüentemente, a máxima potência disponível. Para os subsistemas compostos por usinas a fio d'água com forte sazonalidade (Acre/Rondônia, Teles Pires/Tapajós e Belo Monte) foi considerado o valor médio de geração no patamar de ponta, para a série de energia natural afluyente escolhida. 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 efetiva³⁸ da usina. No caso das termelétricas, a potência máxima é a própria potência disponível³⁹.

³⁸ É a potência instalada descontada das taxas de indisponibilidade forçada e programada (TEIF e IP).

³⁹ É a potência instalada descontada do fator de capacidade máximo e das taxas de indisponibilidade forçada e programada (TEIF e IP).

Os limites de transmissão considerados foram os valores médios de intercâmbio para o patamar de ponta, considerando as agregações de subsistemas e seus efeitos, como, por exemplo, no caso de Itaipu com o subsistema Sudeste. Vale ressaltar que nesta metodologia não são considerados procedimentos operativos para evitar déficits, como reavaliação das capacidades de intercâmbio.

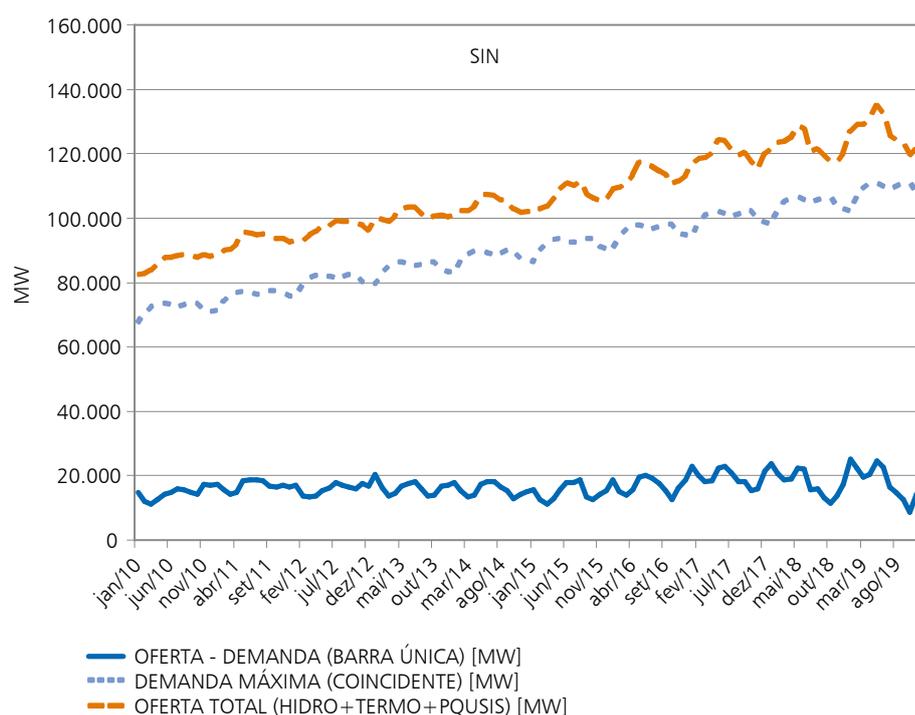
A análise do balanço de potência tem duas fases distintas. Na primeira, faz-se uma avaliação da disponibilidade de potência no sistema, comparando a demanda máxima instantânea coincidente do SIN com a potência total disponível, considerando um sistema barra única. Na segunda fase, o balanço é realizado em cada subsistema, cuja demanda é o valor de sua demanda máxima instantânea. Em caso de déficit em algum subsistema, verifica-se a capacidade de recebimento de outros subsistemas, primeiramente, entre os subsistemas Sul-Sudeste/Centro-Oeste e Norte-Nordeste entre si e, posteriormente, com um par exportando para o outro.

Para a configuração adotada neste plano decenal, foram realizados balanços de potência para todas as séries do histórico de vazões. Os gráficos a seguir apresentam os resultados obtidos com a metodologia descrita, quando se considera a série que apresentou, em média, a menor reserva de potência disponível para o sistema barra única. Para nenhuma das séries simuladas o sistema apresentou déficit de potência após a segunda fase descrita acima.

No Gráfico 37, é apresentado o resultado para o sistema barra única (fase 1 da metodologia). A oferta total de potência disponível se mantém, pelo menos, 8.500 MW maior que a demanda máxima coincidente do SIN durante todo o horizonte de estudo. A pior situação neste caso ocorre em outubro de 2019, onde a reserva de potência equivale a 7,8% desta demanda. Esta análise inicial mostra que, desconsiderando as restrições da rede de transmissão, o sistema teria disponibilidade de potência para atender à demanda máxima coincidente em todo o horizonte.

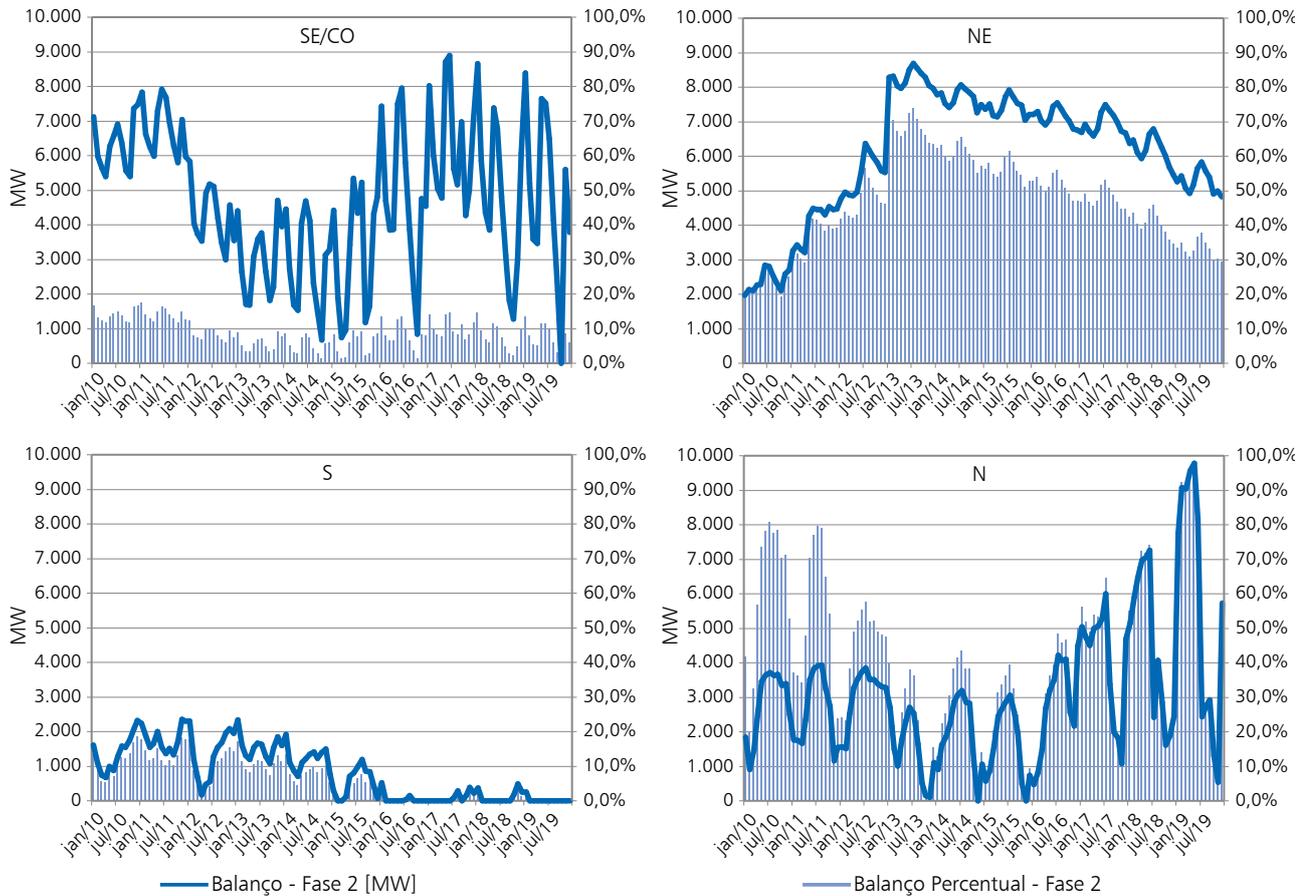
O Gráfico 38 apresenta os resultados para a análise de cada subsistema, após as transferências de potência necessárias (fase 2), de acordo com a metodologia descrita. Em uma primeira etapa, onde a análise considera a demanda de cada subsistema suprida apenas pela potência disponível no mesmo, somente as regiões Sul e Norte apresentaram déficits em alguns períodos, sendo o pior deles, para o Sul, em abril de 2019, com uma profundidade de 7,9% de sua demanda e, para o Norte, em novembro de 2014, com profundidade de 3,2% de sua demanda. Na primeira fase de transferências de energia, apenas entre os pares Sul-Sudeste/Centro-Oeste e Norte-Nordeste, o subsistema Norte teve toda sua demanda de potência atendida e o subsistema Sul permaneceu com um déficit, de 1,8% em outubro de 2019. Ao final da segunda fase, entretanto, o pleno atendimento foi alcançado, resultando em um balanço final sem ocorrência de nenhum déficit.

Gráfico 37 – Balanço de Potência para o Sistema Barra Única



Fonte: EPE

Gráfico 38 – Balanço de Potência por subsistema após transferência de potências (Fase 2)



Fonte: EPE

Com este estudo pode-se verificar que, para o atendimento de demanda máxima de potência, o sistema está dimensionado adequadamente, com destaque para as sobras de potência nas regiões Nordeste (chegando a 60% da demanda deste subsistema) e Norte (com sobras oscilando entre 5 e 95% do seu mercado nos quatro anos finais do estudo, principalmente em função da sazonalidade de geração dos projetos hidrelétricos na Amazônia).

ANEXOS

Anexo I – Diagrama esquemático de usinas hidrelétricas – Conectividade Hidráulica	
Parte I – Bacias do Amazonas e Tocantins-Araguaia	84
Parte II: Demais bacias	85
Anexo II – Energias naturais afluentes históricas com a configuração de 2019	86
Anexo III – Diagrama de usinas termelétricas em 2019	87
Anexo IV – Expansão das capacidades das interligações entre os subsistemas	88

As 12 Regiões Hidrográficas Brasileiras

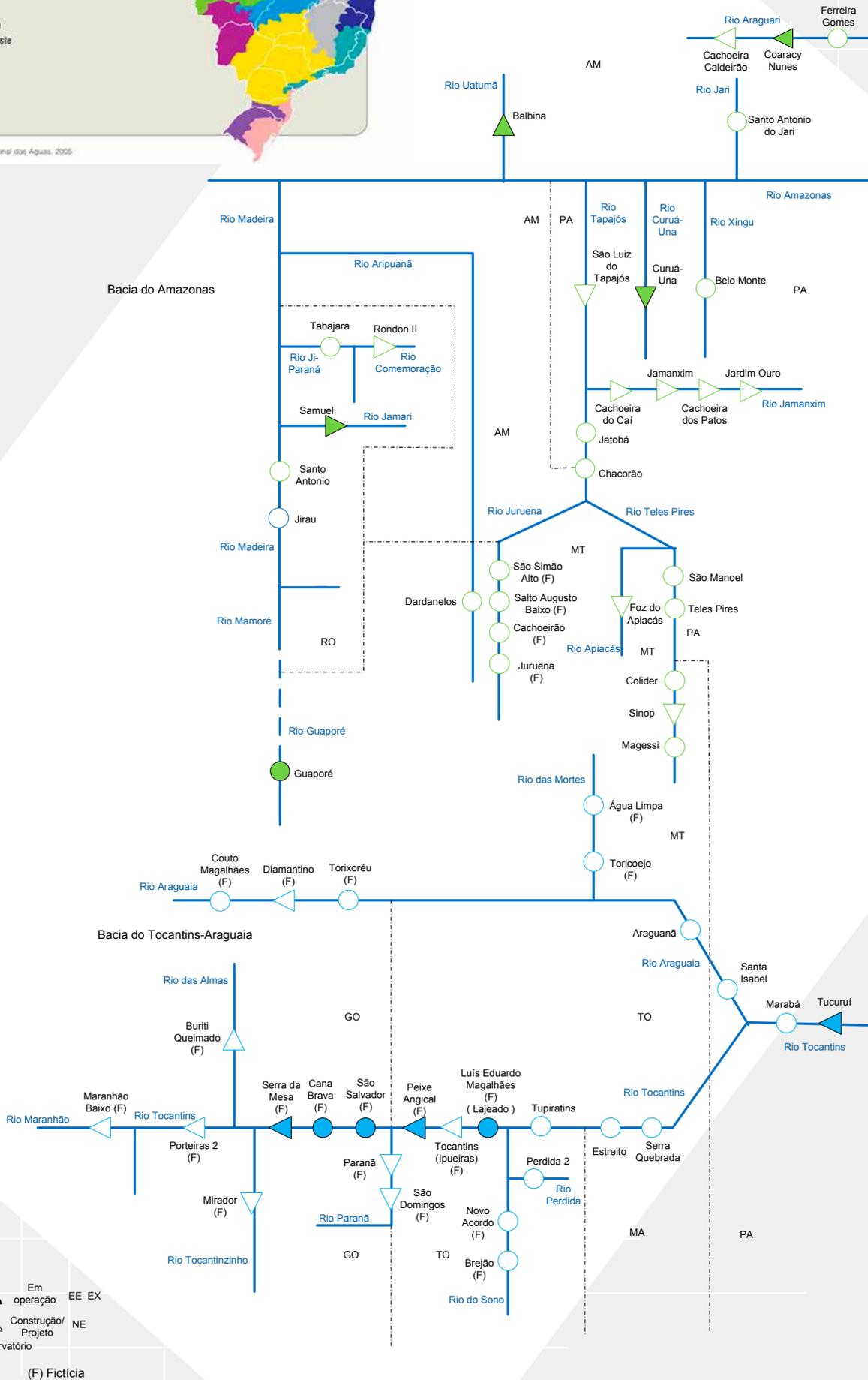
- Amazons
- Tocantins-Araguaia
- Atlântico NE Ocidental
- Parnaíba
- Atlântico NE Oriental
- São Francisco
- Atlântico Leste
- Atlântico Sudeste
- Paraná
- Paraguai
- Uruguai
- Atlântico Sul



Fonte: ANA - Agência Nacional das Águas, 2005

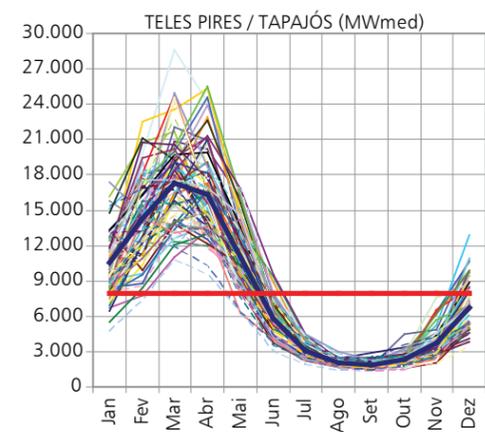
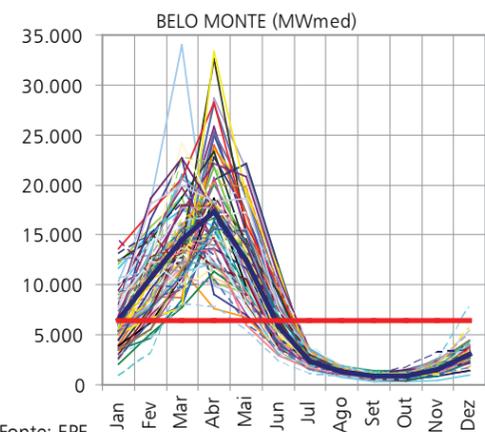
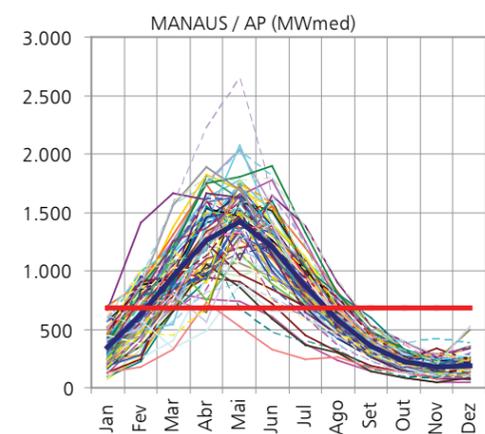
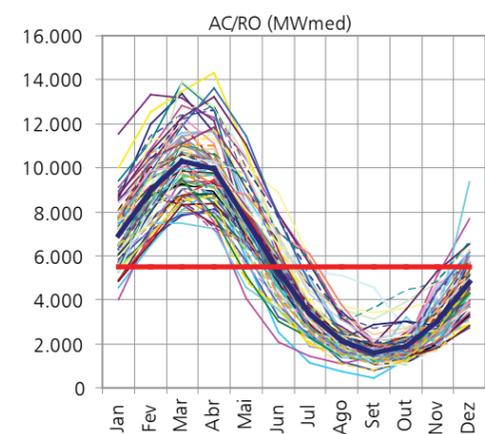
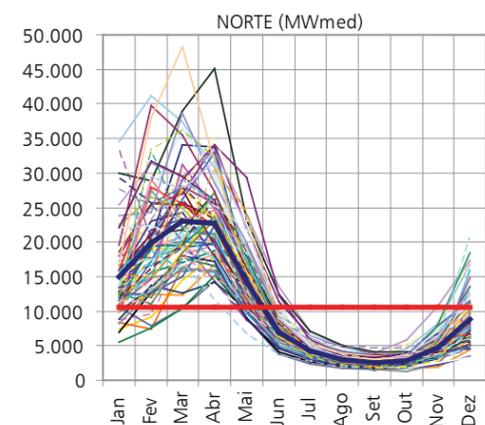
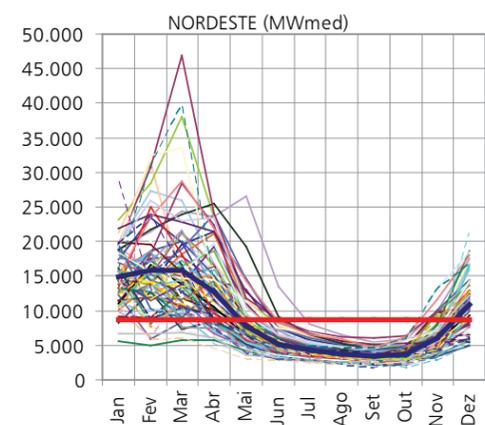
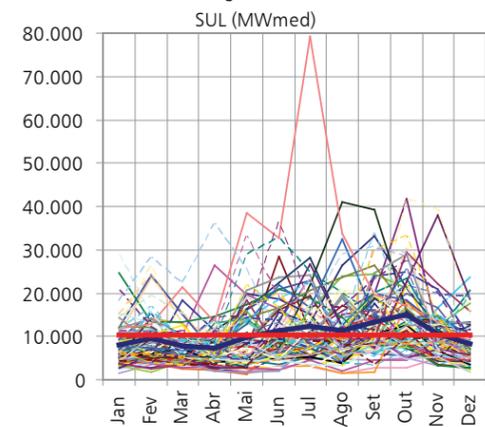
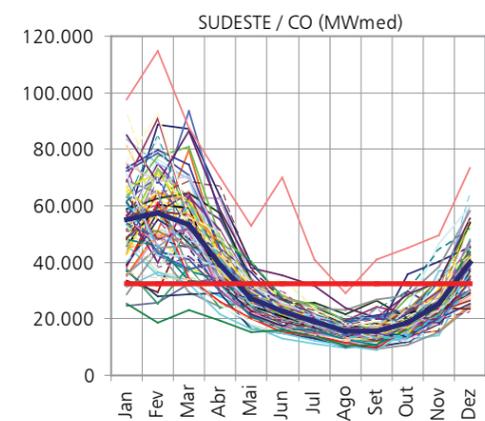


Diagrama das Bacias do Amazonas e Tocantins-Araguaia



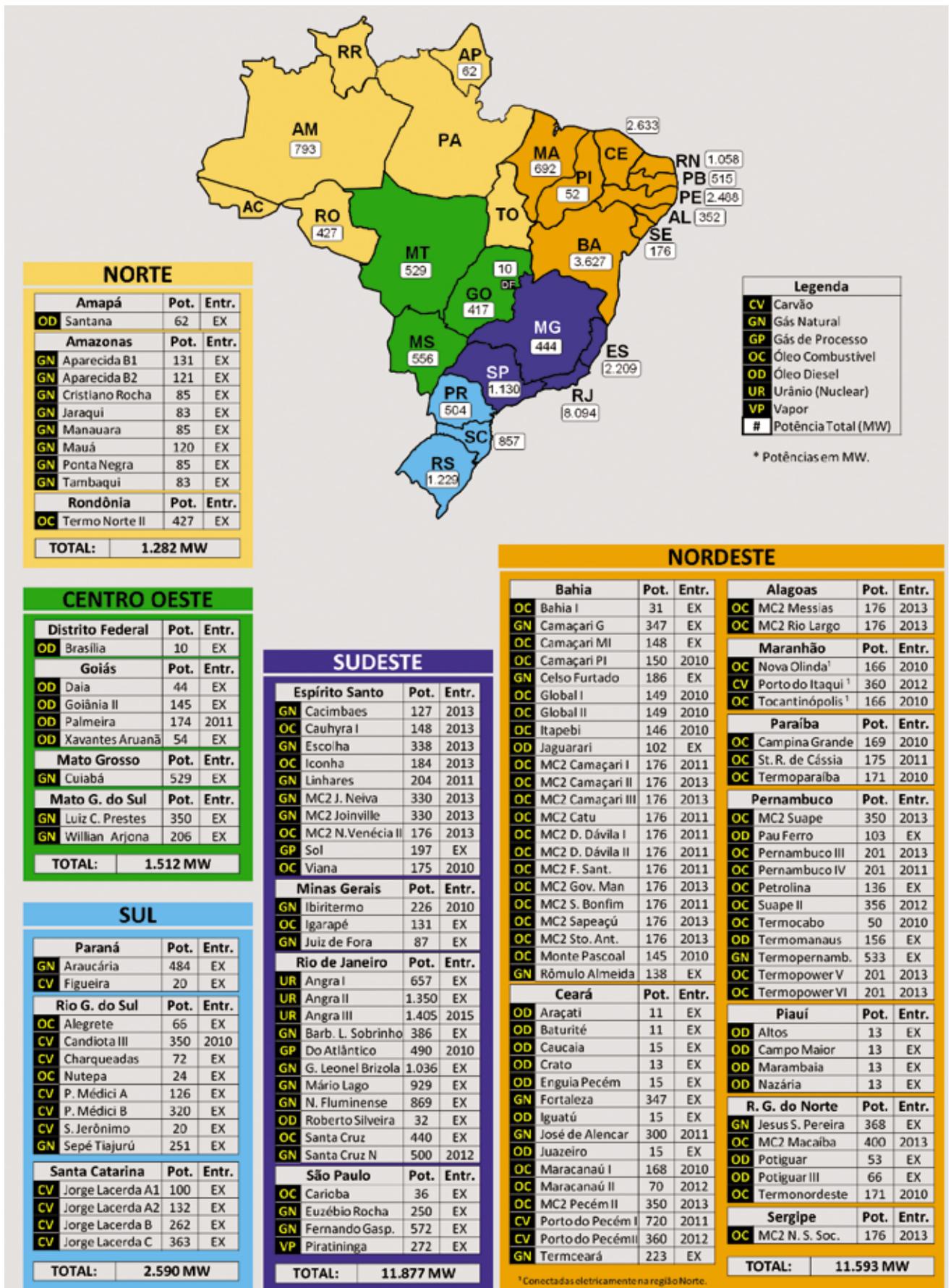
O c e a n o A t l â n t i c o

ANEXO II – ENERGIAS NATURAIS AFLUENTES HISTÓRICAS COM A CONFIGURAÇÃO DE 2019



Fonte: EPE

ANEXO III – DIAGRAMA DE USINAS TERMELÉTRICAS EM 2019



Fonte: EPE

ANEXO IV – EXPANSÃO DAS CAPACIDADES DAS INTERLIGAÇÕES ENTRE OS SUBSISTEMAS (MWmed)

	SE/CO - SUL		SUL-SE/CO		ITAIPU-IVAIPORÁ		IVAIPORÁ - SE/CO	
	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade
2010		3128		3407		6300		6800
2011	81	3209		3407		6300		6800
2012		3209		3407		6300		6800
2013	517	3726	462	3869		6300		6800
2014		3726		3869		6300		6800
2015		3726		3869		6300		6800
2016	291	4017	462	4331		6300		6800
2017		4017		4331		6300		6800
2018		4017		4331		6300		6800
2019	291	4308	463	4794		6300		6800
	ITAIPU - SECO		ITAIPU - SUL		SUL - IVAIPORÁ		IVAIPORÁ - SUL	
	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade
2010		5500		0		2225		2682
2011		5500	1537	1537		2225	-896	1786
2012		5500		1537		2225		1786
2013		5500	86	1623	162	2387	198	1984
2014		5500		1623		2387		1984
2015		5500		1623		2387		1984
2016		5500	89	1712	162	2549	233	2217
2017		5500		1712		2549		2217
2018		5500		1712		2549		2217
2019		5500	100	1812	163	2712	187	2404
	SE/CO - IMPERATRIZ		IMPERATRIZ - SE/CO		NORDESTE - IMPERATRIZ		IMPERATRIZ - NORDESTE	
	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade
2010		3900		3119		2900		3076
2011		3900		3119		2900		3076
2012		3900		3119		2900		3076
2013		3900		3119	1000	3900	487	3563
2014	2000	5900	2200	5319		3900		3563
2015		5900		5319	200	4100	133	3696
2016	1500	7400	1500	6819		4100		3696
2017		7400		6819		4100		3696
2018		7400		6819		4100		3696
2019		7400		6819		4100		3696
	SE/CO - NORDESTE		NORDESTE - SE/CO		NORTE - IMPERATRIZ		IMPERATRIZ - NORTE	
	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade
2010		937		400		4750		4350
2011		937		400		4750		4350
2012		937		400		4750		4350
2013	31	968	250	650		4750		4350
2014		968		650		4750		4350
2015	11	979	50	700		4750		4350
2016		979		700	2600	7350	1650	6000
2017		979		700		7350		6000
2018		979		700	1500	8850	1500	7500
2019		979		700	1500	10350	1500	9000
	AC/RO - SE/CO		SE/CO - AC/RO		BELO MONTE - MAN/AP		MAN/AP - BELO MONTE	
	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade
2010		320	105	420		0		0
2011		320	80	500	2600	2600	2600	2600
2012	2830	3150		500		2600		2600
2013		3150		500		2600		2600
2014	3150	6300		500		2600		2600
2015		6300		500		2600		2600
2016		6300		500		2600		2600
2017		6300		500		2600		2600
2018		6300		500		2600		2600
2019		6300		500		2600		2600
	BELO MONTE - N		N - BELO MONTE		TP - SE/CO			
	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade		
2010		0		0		0		
2011	2600	2600	2600	2600		0		
2012		2600		2600		0		
2013		2600		2600		0		
2014		2600		2600		0		
2015		2600		2600	2000	2000		
2016		2600		2600	1000	3000		
2017	2400	5000	2400	5000	1000	4000		
2018	2200	7200	2200	7200	1000	5000		
2019	2300	9500	2300	9500	3000	8000		

Fonte: EPE



IV – TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

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

São apresentados os principais resultados das análises da expansão dos sistemas de transmissão, consolidados por região geoeletrica do SIN e por cada estado dessas regiões, abrangendo os dados principais do sistema elétrico e da carga de cada região e de cada estado, e o elenco de obras de transmissão previstas em cada estado no período 2010-2019. 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.

Objetivo dos Estudos da Expansão da Transmissão

A expansão da transmissão deve ser estabelecida de forma robusta o suficiente para 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.

Além do atendimento ao mercado, a transmissão desempenha, ainda, o importante e relevante papel de interligar os submercados de energia elétrica, permitindo a promoção de um processo de 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 diagnóstico elaborado para a rede elétrica leva a um conjunto de estudos complementares de transmissão, executados paralelamente ou em sequência aos estudos do Plano Decenal, que realimentam o processo de planejamento, servindo de insumos para o próximo ciclo, 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 dos equipamentos e sua influência na definição da topologia das alternativas de transmissão;
- Evolução das tarifas de uso do sistema de transmissão (TUST);
- Estudos específicos de integração de empreendimentos de geração mais relevantes ou de suprimento de pontos específicos do sistema.

Estudos adicionais também se fazem necessários para dimensionar e especificar com mais detalhes 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 seguem os critérios de desempenho usuais de planejamento [45], sendo a avaliação das alternativas conduzida sob o enfoque do mínimo custo global, ou seja, considerando, além dos custos

referentes às perdas elétricas no sistema, os investimentos relativos às obras necessárias na Rede Básica, nas Demais Instalações de Transmissão, na Rede de Distribuição e nas instalações de uso restrito de cada empreendimento.

2. Topologia da Rede de Transmissão

2.1 Configuração Inicial

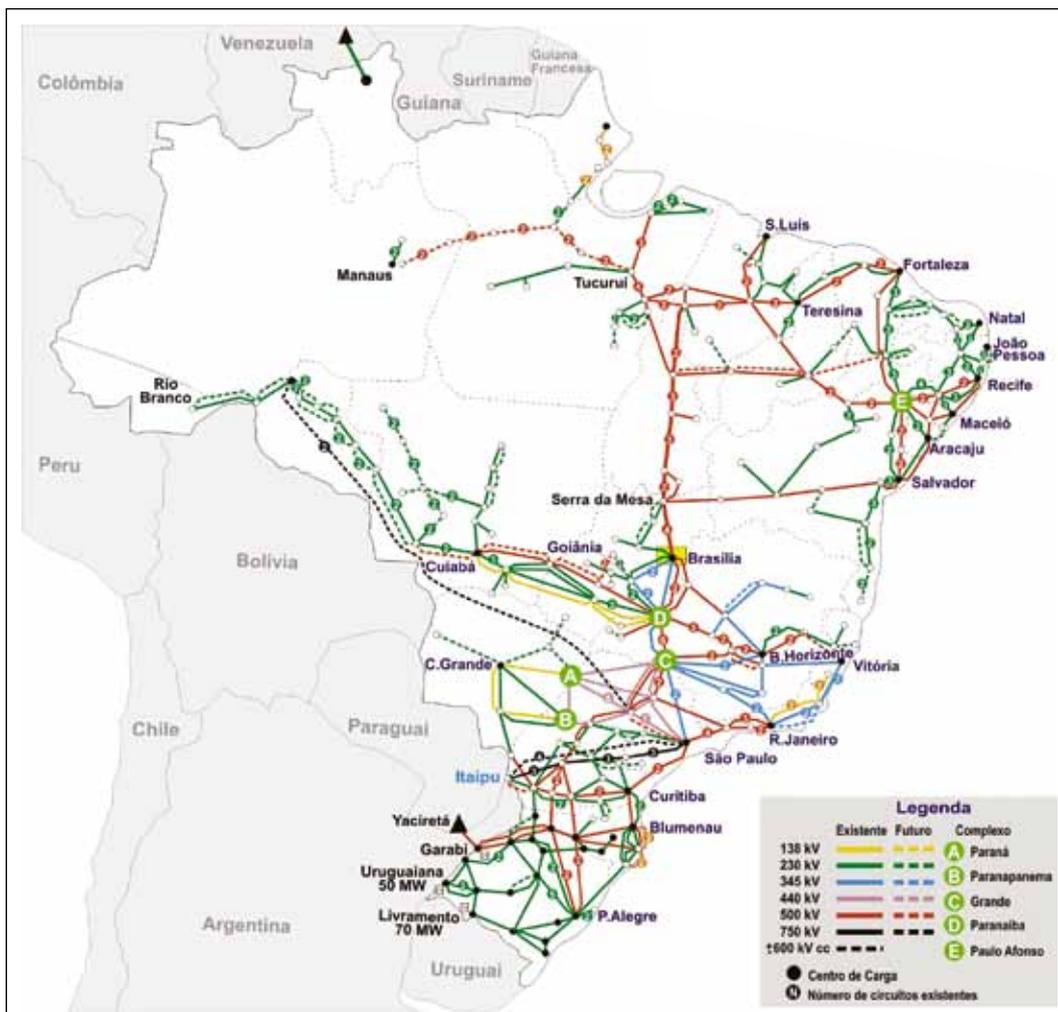
O Sistema Interligado Nacional – SIN, devido à sua extensão territorial e à presença de um parque gerador predominantemente hidráulico, se desenvolveu utilizando uma grande variedade de níveis de tensão em função das distâncias envolvidas entre as fontes geradoras e os centros de carga.

Desta forma, a Rede Básica de transmissão compreende as tensões de 230 kV a 750 kV, tendo 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 à rede;
- Interligação entre as bacias hidráulicas e regiões com características hidrológicas heterogêneas de modo a otimizar o uso da água; e
- Integração energética com os países vizinhos como forma de otimizar os recursos e aumentar a confiabilidade do sistema.

A Figura 4 ilustra, de forma esquemática, a configuração do SIN referente ao ano de 2009 indicando também parte das instalações a serem implantadas no futuro próximo (2011/2012).

Figura 4 – Diagrama do Sistema Interligado Nacional



Fonte: ONS

2.2 Expansão do SIN e integração de novas fontes

A base de dados referente à topologia da rede foi atualizada a partir dos dados do ciclo passado, com inclusão das informações pertinentes resultantes dos Estudos Especiais da Transmissão, dos empreendimentos consolidados no Programa de Expansão da Transmissão – PET e das atualizações das redes das empresas referentes à suas áreas de atuação.

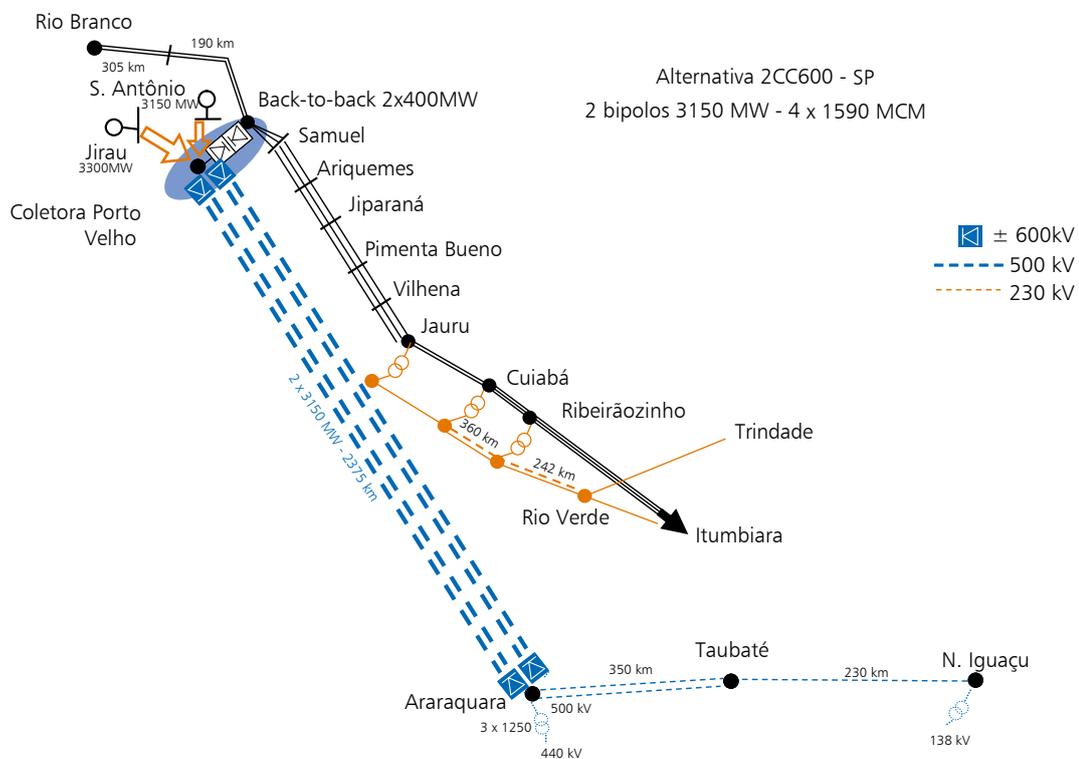
As referências [47] a [78] indicam o conjunto de estudos específicos realizados pelos GETs e coordenados pela EPE no ano de 2008, os quais serviram de subsídio para o estabelecimento da configuração de referência do sistema interligado.

Além dessas atualizações foram consideradas, principalmente para os anos finais do período decenal, obras referenciais de integração das grandes usinas e das conseqüentes ampliações de interligações. Cita-se, em particular, as instalações associadas ao AHE Belo Monte e as usinas dos rios Teles Pires e Tapajós.

Integração do Complexo Hidrelétrico do Rio Madeira

Dentre os estudos conduzidos pela EPE destaca-se o da integração das usinas do rio Madeira, bem como do reforço da interligação dos estados do Acre e Rondônia com o SIN. A bacia do Rio Madeira é caracterizada por um potencial hidrelétrico expressivo, focalizando-se inicialmente o complexo gerador composto pelos aproveitamentos de Santo Antônio e Jirau, totalizando 6.450 MW. A alternativa vencedora do processo licitatório para a integração desses empreendimentos foi aquela em corrente contínua ± 600 kV entre Porto Velho e Araraquara, com obras associadas no sistema receptor Sudeste e subestação conversora back-to-back em Porto Velho, para atendimento prioritário ao mercado local (Figura 5).

Figura 5 – Integração do Complexo Hidrelétrico do Rio Madeira



Fonte: EPE

Integração do AHE Belo Monte

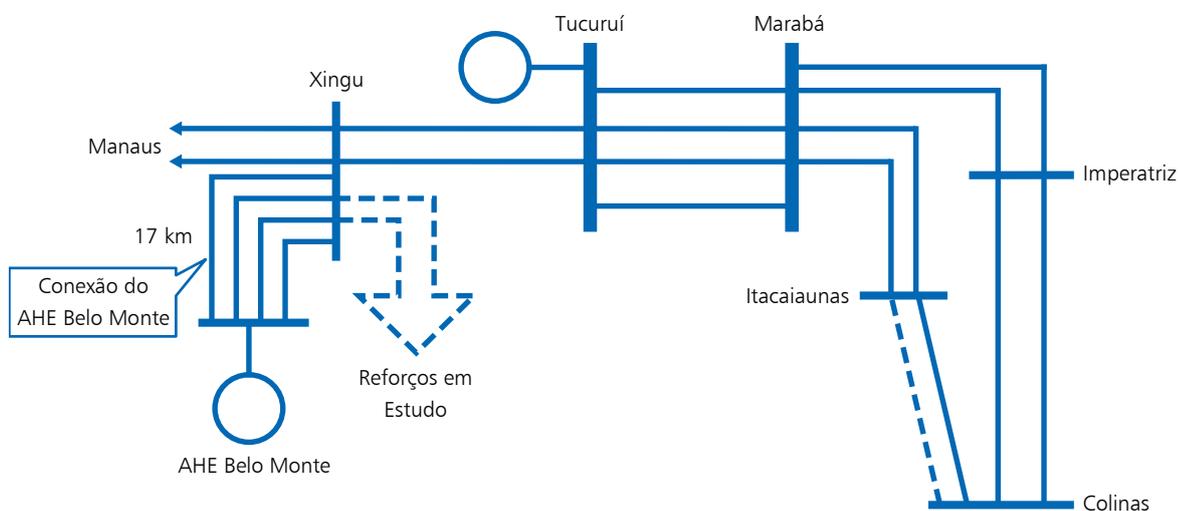
O complexo hidrelétrico de Belo Monte localiza-se na região de Volta Grande do rio Xingu, próximo às cidades de Altamira e Vitória do Xingu, no estado do Pará. Na sua configuração final, este complexo, cuja concessão foi objeto de licitação em abril/2010, terá capacidade instalada de 11.233 MW sendo 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 através de dois circuitos de 751 km, em 750 kV, para a SE Colinas, além de um aumento da capacidade de intercâmbio entre Colinas e a região Sudeste de cerca de 7.000 MW. Observa-se, entretanto, que os estudos mencionados foram realizados antes da concepção da subestação em 500 kV Xingu (integrante do sistema Tucuruí-Manaus-Macapá, licitado em junho/2008), situada a aproximadamente 17 km da usina, que passa a ser o ponto de conexão, envolvendo circuitos mais curtos e na tensão de 500 kV, o que levou a uma reavaliação dos estudos anteriores. Tal reavaliação está em andamento, no âmbito de um grupo de trabalho estabelecido pelo MME.

Para os estudos eletroenergéticos deste ciclo de planejamento, considerou-se a usina de Belo Monte constituindo um novo subsistema, conectado ao subsistema Norte, resultando daqueles estudos os requisitos de ampliações da capacidade de intercâmbio entre este último e as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste.

A Figura 6 apresenta a conexão do AHE Belo Monte, para o desenvolvimento dos estudos de expansão da transmissão que determinarão os reforços no sistema Norte decorrentes da implantação da AHE no horizonte 2019. A entrada desses reforços ocorrerá de forma compatível com a motorização das unidades geradoras de Belo Monte.

Figura 6 – Conexão do AHE Belo Monte na SE Xingu⁴⁰



Fonte: EPE

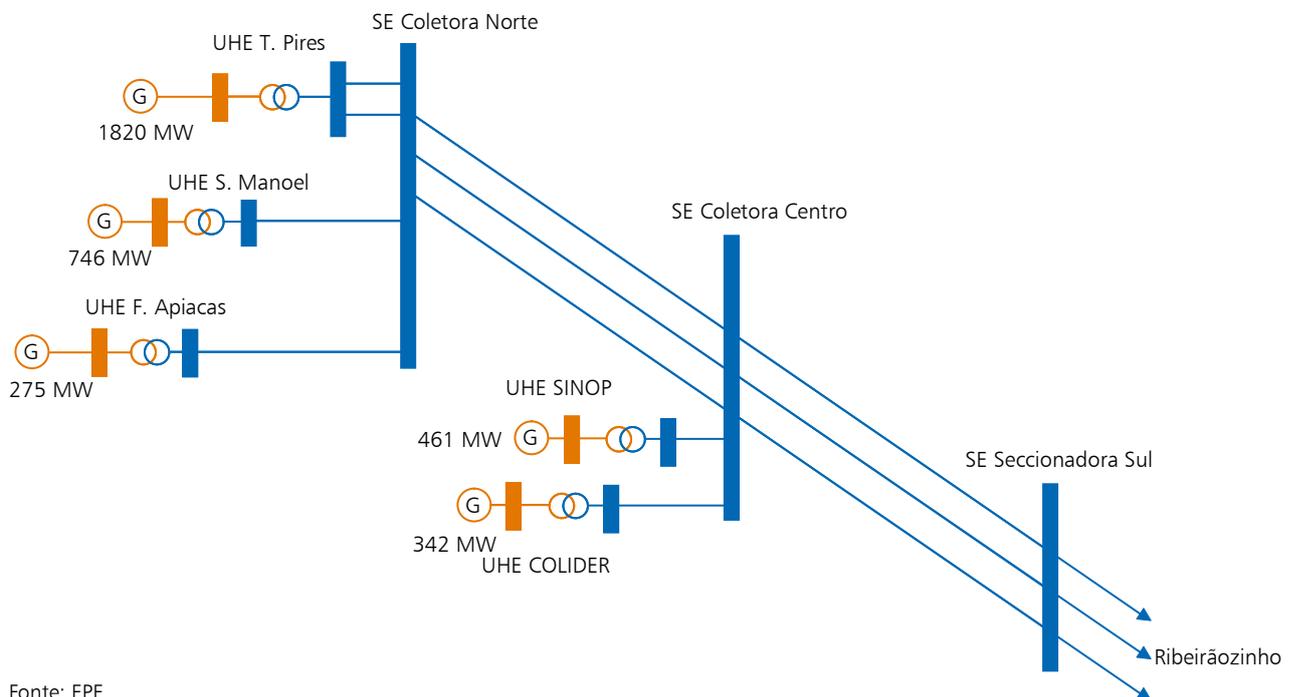
Entretanto, antecipa-se que será necessária a ampliação das capacidades das interligações Norte-Sudeste/Centro-Oeste e Norte-Nordeste para assegurar o requisito indicado pelas análises energéticas para os anos finais do horizonte decenal. Os reforços nas regiões Norte, Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste bem como a ampliação das interligações acima citadas, estão sendo avaliados em Grupo de Trabalho coordenado pela EPE.

⁴⁰ Portaria SPE nº 2, de 12 de fevereiro de 2010 define no seu Art. 3º: Para efeitos de comercialização e autoprodução de energia elétrica, a Casa de Força Principal do AHE Belo Monte integrará o Submercado Norte, assegurada sua conexão à Rede Básica na Subestação Coletora de Xingu, no Estado do Pará.

Conexão das usinas da bacia do Teles Pires

A bacia do rio Teles Pires é caracterizada por um potencial hidrelétrico de cerca de 3.700 MW distribuídos em seis usinas. Neste plano foram consideradas cinco usinas – Sinop, Colider, São Manoel, Foz do Apiacás e Teles Pires, programadas para entrar em operação a partir de 2015. Para efeito dos estudos eletroenergéticos, tais usinas foram consideradas conectadas em um novo subsistema interligado à região Sudeste/Centro-Oeste. Entretanto, a conexão elétrica destas usinas não foi estudada com profundidade. Nos estudos desenvolvidos no âmbito deste Plano Decenal de Expansão da Transmissão consideraram-se, a título de referência, os sistemas de transmissão indicados na Figura 7. A definição do sistema para o escoamento da energia dessas usinas será objeto de estudo específico, coordenado pela EPE, iniciado em 2010.

Figura 7 – Conexão preliminar das usinas do Rio Teles Pires



Bioeletricidade e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) – Adequação e expansão do SIN

A bioeletricidade apresenta uma importância estratégica para o país, uma vez que o período de safra da biomassa normalmente coincide com períodos de baixa hidraulicidade na região sudeste, o que contribui para uma uniformização da oferta de energia ao longo do ano.

A exploração desse potencial também traz benefícios para o meio ambiente por se tratar de uma fonte de energia renovável, com tecnologia dominada, e que pode ser disponibilizada em prazos relativamente curtos, com equipamentos fabricados no Brasil.

Tanto as termelétricas a biomassa como as pequenas centrais hidrelétricas possuem uma atratividade fundamentada, principalmente, nas suas características de menor volume de investimentos, prazo de maturação mais curto e tratamento diferenciado por parte da regulamentação vigente.

As concessionárias de distribuição vêm registrando um número muito grande de solicitações de acesso referentes a esses empreendimentos. Contudo, o sistema de distribuição/transmissão existente nas regiões muitas vezes não comporta o escoamento dos montantes envolvidos.

Desta forma, a EPE com a cooperação de empresas do setor desenvolveu vários estudos objetivando definir os reforços do sistema de transmissão dos estados de Mato Grosso do Sul, Goiás, Minas e São Paulo com ênfase no escoamento do potencial hídrico e térmico previsto para a região. Ressalta-se que esses estudos buscam soluções que assegurem o mínimo custo global para a sociedade e, ao mesmo tempo, viabilizem os empreendimentos.

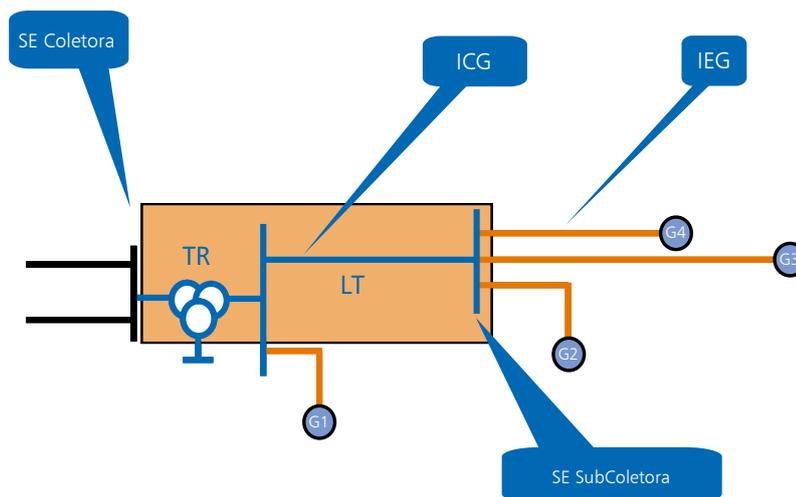
Assim, foram criados os conceitos de ICG – Instalação de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada e IEG – Instalação de Interesse Exclusivo e Caráter Individual, associados às subestações coletoras e subcoletoras, para o acesso à Rede Básica do Sistema Interligado Nacional – SIN de centrais de geração a partir de fonte eólica, biomassa ou pequenas centrais hidrelétricas – PCHs.

ICGs e IEGs⁴¹

O instituto que define a ICG foi estabelecido pelo Decreto no 6.460, de 19 de maio de 2008. Sendo regulado, posteriormente, com os critérios para classificação de Instalação de transmissão como de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada – ICG pela Resolução Normativa da ANEEL no 320, de 10 de junho de 2008.

A SE Coletora e as ICGs associadas estão vinculadas ao acesso pelas usinas geradoras cujas fontes são, exclusivamente, biomassa, eólica e pequenas centrais hidrelétricas, em caráter compartilhado à Rede Básica; ou, de um conjunto de SEs Subcoletoras, instalações de transmissão não-integrantes à Rede Básica e que se destinam à conexão de centrais de geração em caráter compartilhado, isto é a, ICG. Dentre estas instalações, outro conceito estabelecido se refere à instalação de transmissão de Interesse exclusivo e Caráter Individual (denominado como IEG), conforme mostra a Figura 8.

Figura 8 – Diagrama de ICG, IEG, SE Coletora e SE Subcoletora



Fonte: EPE

Integração das Usinas Eólicas ao SIN

Diante da decisão do MME de iniciar o processo do Leilão para Contratação de Energia de Reserva, específico para contratação de energia elétrica proveniente de fonte eólica, realizado de 2009, a EPE vinha elaborando estudos de dimensionamento da Rede Básica e das Instalações de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada – ICG, visando a integração destas novas fontes de energia bem como a obtenção dos custos desses investimentos, que serviram de base para os cálculos de encargos e tarifas.

O montante total de capacidade instalada nas Centrais de Geração Eólica – CGE cadastradas na EPE para este leilão foi de cerca de 13.000 MW distribuídos em 441 empreendimentos. Estas CGEs apresentam-se em maior quantidade nos estados do Rio Grande do Norte, Ceará, Rio Grande do Sul, Bahia, Paraná e Piauí.

As análises desenvolvidas pela EPE apontaram, com base na localização georeferenciadas das CGEs, a possibilidade de implantação de 32 subcoletoras e 28 coletoras. Após a realização do leilão, ocorrido em dezembro de 2009, estes estudos estão sendo revistos visando o dimensionamento de uma rede elétrica não somente compatível com o resultado do certame, como também em consonância com o planejamento de longo prazo. **2.3**

⁴¹ A sigla IEG não está expressa no Decreto nº 6.460 e na Resolução Normativa da ANEEL nº 320. O parágrafo 2º do artigo 2º dessa Resolução faz menção a instalações de transmissão de interesse exclusivo e caráter individual de centrais de geração com mesmo nível de tensão das ICGs, porém sem denominá-las como IEGs. Ocorre, portanto, que a sigla IEG vem sendo utilizada de maneira informal para se fazer alusão a tais instalações.

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 e Mato Grosso do Sul e, a partir de 2009, o Acre e Rondônia passaram a fazer parte deste submercado;
- 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;
- Nordeste (NE) – Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe e Bahia.

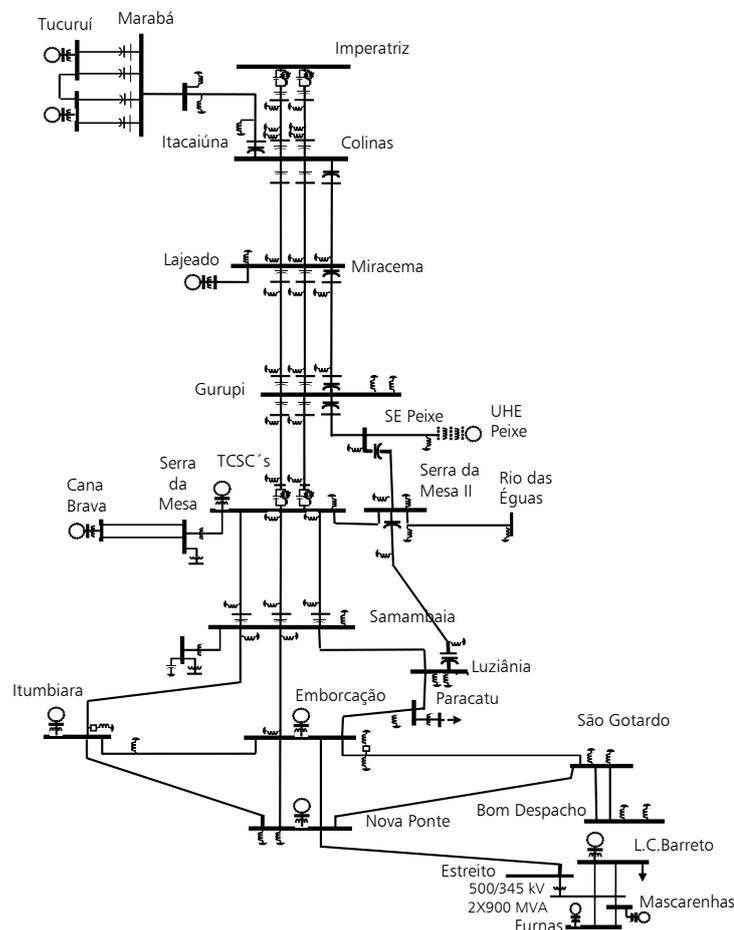
Interligação Norte–Sudeste/Centro-Oeste (Interligação Norte-Sul)

Atualmente, esta interligação é formada por dois circuitos em 500 kV desde a SE Imperatriz até Serra da Mesa e o terceiro circuito composto pela LT 500 kV Itacaiúnas – Colinas – Miracema – Gurupi – Peixe – Serra da Mesa 2. Associados a esta expansão da interligação, foram previstos reforços na região Sudeste. A configuração atual desta interligação é mostrada na Figura 9.

A Figura 10 mostra esquematicamente o conjunto de reforços na região Sudeste/Centro-Oeste associados ao terceiro circuito da interligação Norte-Sudeste/Centro/Oeste.

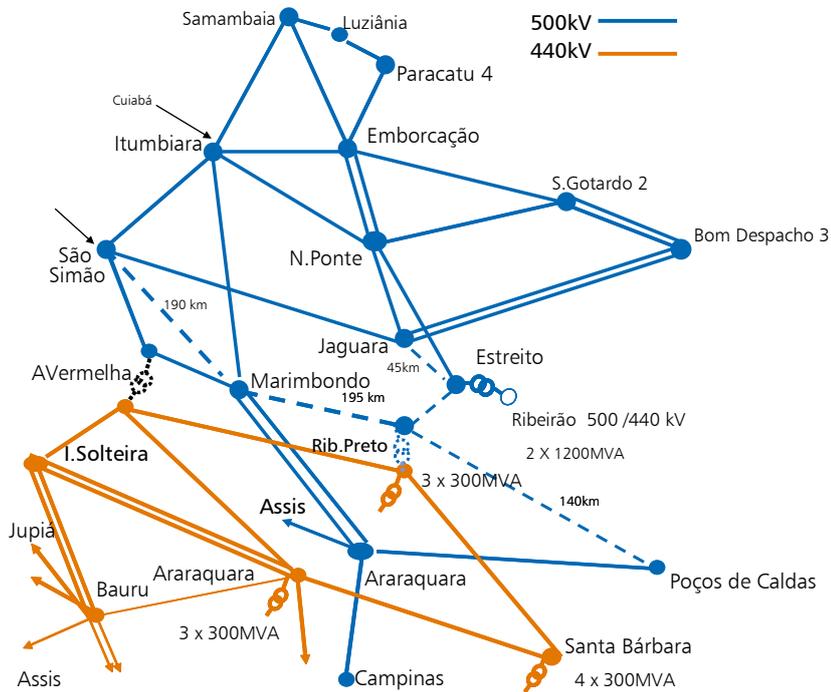
A definição da expansão desta interligação está sendo tratada em estudo específico coordenado pela EPE, atualmente em desenvolvimento.

Figura 9 – Diagrama Elétrico da Interligação Norte-Sudeste/Centro Oeste com o Terceiro Circuito e Reforços na Região Sudeste



Fonte: EPE

Figura 10 – Interligação Norte-SE/CO – Reforços complementares na região Sudeste em operação em 2010

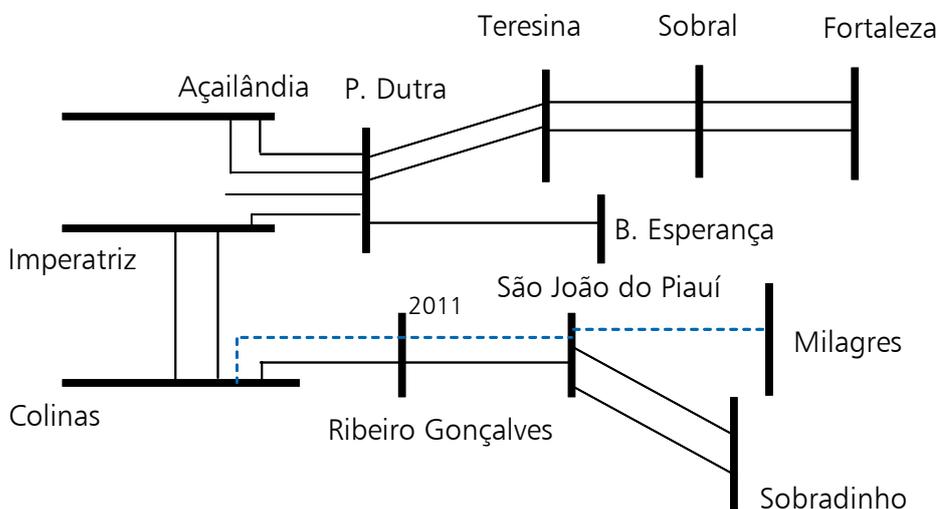


Fonte: EPE

Interligação Norte-Nordeste

Atualmente, a interligação Norte-Nordeste é constituída pelas linhas de transmissão em 500 kV Presidente Dutra – Boa Esperança, Presidente Dutra – Teresina C1 e C2 e, pela LT 500 kV Colinas – Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí – Sobradinho. A expansão dessa interligação, prevista para 2010, se dará com a entrada em operação da LT 500 kV Colinas – Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí – Milagres, licitada em 07 de novembro de 2007. Este estágio de evolução desta interligação é mostrado na Figura 11.

Figura 11 – Diagrama Esquemático da Interligação Norte – Nordeste – 2010



Fonte: EPE

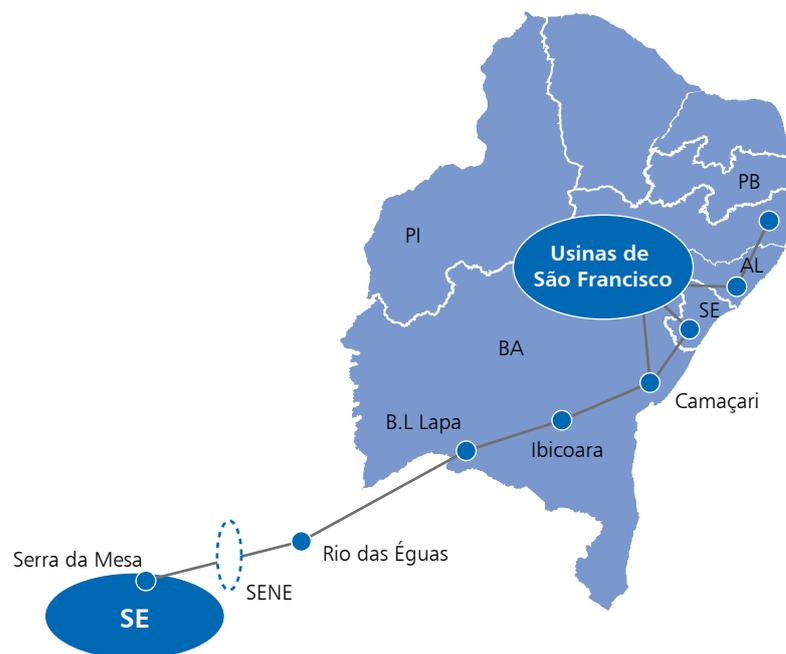
A definição da expansão desta interligação está sendo tratada em estudo específico coordenado pela EPE, atualmente em desenvolvimento.

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, mostrada na Figura 12.

A definição da expansão desta interligação está sendo tratada em estudo específico coordenado pela EPE, atualmente em desenvolvimento.

Figura 12 – Diagrama Esquemático da Interligação Sudeste/Centro Oeste – Nordeste



Fonte: EPE

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.

A definição da expansão desta interligação está sendo tratada em estudo específico coordenado pela EPE, atualmente em desenvolvimento.

2.4 Interligações dos Sistemas Isolados ao SIN

Interligação Acre/Rondônia – Sudeste/Centro-Oeste

A interligação do sistema da região Sudeste/Centro-Oeste com o sistema dos estados do Acre e Rondônia, licitada desde novembro de 2006, entrou em operação no ano de 2009. É composta pelas LTs Samuel – Ariquemes – Ji-Paraná (315 km), Ji-Paraná – Pimenta Bueno – Vilhena (279 km, circuito simples) e Vilhena – Jauru (354 km, circuito duplo).

Neste ciclo de planejamento foi considerada a entrada das usinas de Santo Antonio e Jirau, no rio Madeira, a partir de 2012, com conexão em uma subestação coletora em Porto Velho.

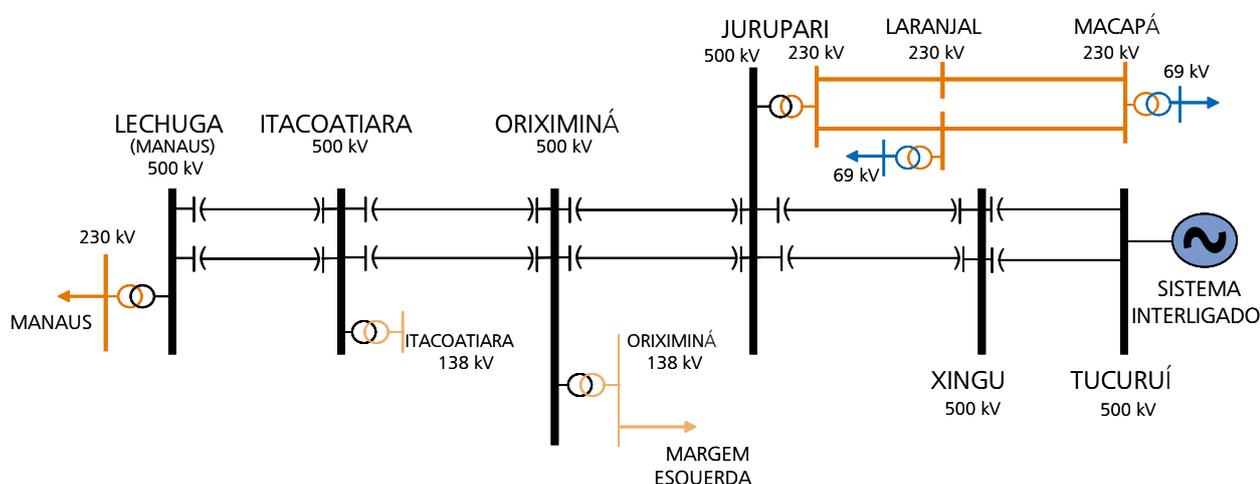
A entrada destas usinas aumenta significativamente a potência instalada desta região implicando em um grande reforço na interligação para a região Sudeste/Centro Oeste.

A Figura 5 anteriormente apresentada para ilustrar a conexão das usinas do rio Madeira, mostra a configuração final (2017) considerada para esta interligação.

Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus

A interligação Tucuruí-Macapá-Manaus foi licitada em junho de 2008 e foi considerada nos estudos a partir de 2012, 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 13.

Figura 13 – Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus – Unifilar



Fonte: EPE

Interligação Manaus-Boa Vista

Considerando a decisão do MME de construção da LT Manaus – Boa Vista, concluindo a política de integração de todas as capitais dos Estados Brasileiros ao SIN, encontra-se em andamento, sob coordenação da EPE, o estudo de planejamento visando definir a alternativa dos sistemas de transmissão entre essas duas cidades. Este sistema de transmissão, além do papel de atendimento ao mercado de energia elétrica do estado de Roraima, permitirá o escoamento de parte da energia dos futuros aproveitamentos hidrelétricos em estudo.

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 a integração energética regional.

Interligação com a Argentina

O Brasil possui duas interligações elétricas com a Argentina, ambas feitas através de conversoras de frequência 50/60 Hz, tipo back-to-back.

A primeira conversora, de potência igual a 50 MW, situa-se na cidade de Uruguiana, sendo conectada ao sistema argentino por uma linha de transmissão em 132 kV, entre a subestação de Uruguiana no Brasil e a subestação de Passo 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 visará, inicialmente, a exportação de energia do Brasil para o Uruguai, condicionada à disponibilidade de unidades térmicas não despachadas ou de fontes hidrelétricas que apresentem energia vertida turbinável.

Interligação com a Venezuela

A interligação Brasil – Venezuela é realizada através de um sistema de transmissão em 230/400 kV, com cerca de 780 km, interligando a subestação de Boa Vista no Brasil à subestação Macagua na Venezuela. A capacidade deste sistema é de 200 MW.

3. Sistemas de transmissão regionais

Os estudos possibilitaram um diagnóstico do desempenho do sistema interligado nacional e dos requisitos de expansão da transmissão dos sistemas regionais.

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 importa energia das regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul através da Interligação Norte-Sudeste/Centro Oeste. No período úmido, os excedentes de energia da região Norte são exportados 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 referentes às 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

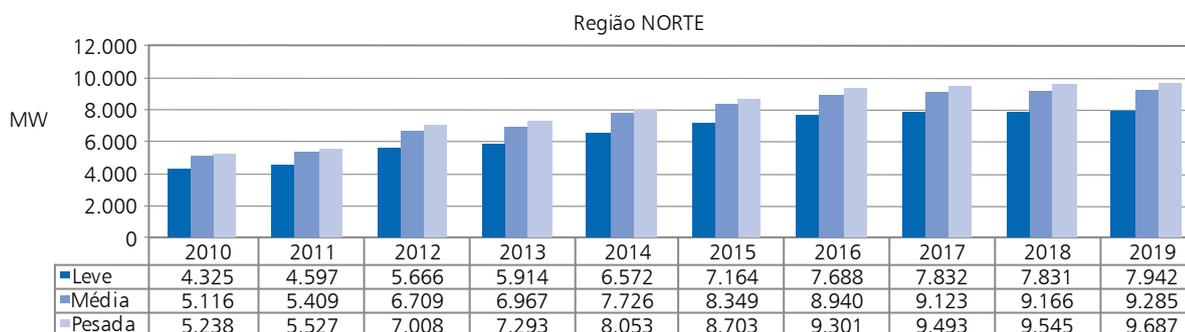
O sistema interligado da região Norte possui uma capacidade instalada de 10.384 MW, sendo 10.080 MW hidráulicas (97,5%) e 304 MW térmicas (2,5%), com a maior parte dos aproveitamentos hidráulicos localizados no estado do Pará.

Considerando-se também os sistemas isolados, a capacidade instalada é de 12.810 MW, sendo 10.432 MW hidráulicas (81%) e 2.378 MW térmicas (19%).

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 estará interligada ao SIN. O Gráfico 39 mostra a evolução da carga da região Norte.

Gráfico 39 – Evolução da Carga da Região Norte



Fonte: EPE

3.1.1 Estado do Pará

Sistema Elétrico

O atendimento ao 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, atendidas por linhas de transmissão provenientes da UHE Tucuruí e da SE Itacaiúnas.

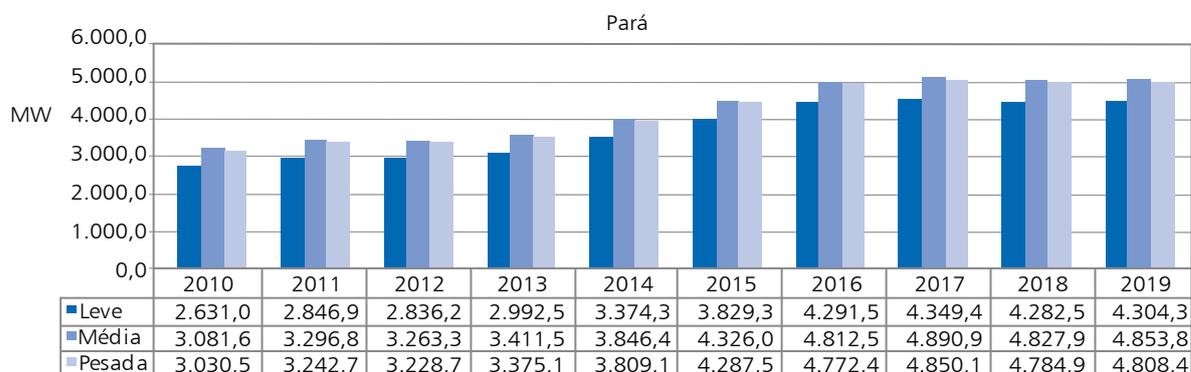
Geração local

O total de empreendimentos de geração atualmente em operação no estado do Pará é de 8.700 MW, com 97% de geração hidráulica.

Carga local

A evolução da carga do estado do Pará prevista para o ciclo de 2010-2019, referente aos três patamares (pesada, média e leve) é apresentada no Gráfico 40. Pode-se observar que crescimento médio anual da carga pesada é da ordem de 5,4%.

Gráfico 40 – Evolução da carga do Estado do Pará



Fonte: EPE

Programa de Obras

São apresentadas nas tabelas que se seguem as instalações previstas para a Rede Básica e Rede Básica de Fronteira do estado do Pará, sendo também incluídas as instalações referentes à interligação Tucuruí – Macapá – Manaus.

Tabela 56 – Linhas de Transmissão previstas – Rede Básica – Pará, Amazonas e Amapá

Descrição da obra	Data prevista
LT Itacaiúnas – Carajás , C3, 230 kV, 108 km	2011
LT Integradora – Xinguara, CS, 230 kV, 70 km	2011
LT Tucuruí – Xingú, CD, 500 kV, 264 km	2012
LT Xingú – Jurupari, CD, 500 kV, 257 km	2012
LT Jurupari – Oriximiná, CD, 500 kV, 370 km	2012
LT Oriximiná – Itacoatiara, CD, 500 kV, 370 km	2012
LT Itacoatiara – Lechuga, CD, 500 kV, 211 km	2012
LT Jurupari – Laranjal do Jari, CD, 230 kV, 95 km	2012
LT Laranjal do Jari – Macapá, CD, 230 kV, 244 km	2012
LT Tucuruí – Tucuruí Vila, CD, 230 kV, 3 km	2012
LT Utinga – Miramar, CD1 e CD2, 230 kV, 32 km	2012
LT Itacaiúnas – Colinas, C2, 500 kV, 304 km	2014
LT Itacaiúnas – Integradora, CD1 , 500 kV, 165 km	2015

Fonte: EPE

As LTs 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.

A LT 230 kV Utinga – Miramar CD estabelece a conexão do novo ponto de suprimento (SE Miramar) para o atendimento à região metropolitana de Belém.

As demais linhas de transmissão previstas para o ano 2012 compõem a Interligação Tucuruí – Macapá – Manaus.

A LT Itacaiúnas – Colinas C2, 500 kV, está prevista para 2014 e promoverá o aumento na capacidade de intercâmbio entre a região Norte e as regiões Nordeste e Sudeste.

Tabela 57 – Subestações previstas – Rede Básica – Pará, Amazonas e Amapá

Descrição da obra	Data prevista
SE Castanhal 230 kV	CS – 230 kV 150 Mvar 2010 ⁽¹⁾
SE Vila do Conde 525/230/69/13,8 kV	4º AT – 500/230/13,8 kV – 3x250 MVA 2010
SE Transamazônica 230/34,5 kV	CE – 230 kV – (-35, +160) Mvar 2010 ⁽²⁾
SE Itacaiúnas 500/230/138/13,8 kV	3º AT – 500/230/13,8 kV – (3x150) MVA 2011
SE Tucuruí 500/230 kV	2º AT – 500/230 – 3x150 MVA 2012 ⁽²⁾
SE Xingú 500 kV	CS – 500 kV – TUC-XNG – 2x 787,0 MVar 2012
	CS – 500 kV –XNG – JUR – 2x 355,00MVar 2012
	RL – 500 kV – 13x45,33 Mvar; monofásico 2012
	RB – 500 kV- (3+1)45,33Mvar; monofásico 2012
SE Jurupari 500/230/13,8 kV	AT 500/230/13,8 kV- 7x150 MVA 2012
	CE – 500 kV – 200/-200 Mvar 2012
	CS – 500 kV – JUR-XNG – 2x 355,0 Mvar 2012
	CS – 500 kV – JUR-ORX – 2x 399,0 Mvar 2012
	RL – 500 kV – 7 x 45,33 Mvar 2012
	RB – 500 kV – 3 x 45,33 Mvar 2012
	RL – 500 kV – 7 x 66,67 Mvar 2012
SE Oriximiná 500/138/13,8 kV	AT 500/230/13,8 kV- 4x50 MVA 2012
	CE – 500 kV – 200/-200 Mvar 2012
	BC – 100 Mvar – manobrável pelo CE 2012
	CS – 500 kV – ORX-JUR – 2x 399,0 Mvar 2012
	CS – 500 kV – ORX-ITAC – 2x 360,0 Mvar 2012
	RL – 500 kV – 13x66,67 Mvar 2012
SE Itacoatiara 500/138/13,8 kV	RB – 500 kV – 4x66,67 Mvar 2012
	AT 500/138/13,8 kV- 4 x 50 MVA 2012
	CE – 500 kV – 200/-200 Mvar 2012
	BC – 500 kV – 100 Mvar – manobrável pelo CE 2012
	CS – 500 kV – ITC-ORX – 2x 360,0 Mvar 2012
	CS – 500 kV – ITC-CAR – 2x 198,0 Mvar 2012
	RL – 500 kV – 7x66,67 Mvar 2012
SE Lechuga 500/230/13,8 kV	RB – 500 kV – 3x66,67 Mvar 2012
	RL – 500 kV – 7x36,67 Mvar 2012
	AT 500/230/13,8 kV- 10x200 MVA 2012
	AT 230/69/13,8 kV- 2x150 MVA 2012
	CS – 500 kV – CAR-ITC – 2x 198,0 MVar 2012
	RL – 500 kV – 7x36,67 Mvar 2012
	RL – 500 kV – 7x36,67 Mvar 2012
SE Laranjal 230/69/13,8 kV	AT 500/230/13,8 kV- 3x200 MVA 2015
	BC –230 kV – 2 x 55MVar 2015
SE Macapá 230/69/13,8 kV	AT 230/69/13,8 kV- 2x100 MVA 2012
	RL – 230 kV – 3x25,0 MVar 2012
SE Integradora 500/230 kV	AT 230/69/13,8 kV- 3x150 MVA 2012
	CE – 230 kV- 100/-100 MVar 2012
	BC –230 kV – 2 x 30 MVA – manobrado p/ CE; 2012
SE Integradora 500/230 kV	RL – 230 kV – 3x25,0 MVar 2012
	1º e 2º AT 500/230 kV – 3x200 MVA 2015
	AT 500/230 kV – 3x200 MVA 2017

(1) Obra definida no relatório no EPE-DEE-128/2008-r0 "Estudo de obras emergenciais para o atendimento a região metropolitana de Belém no período de 2009 a 2011";

(2) Estudo emitido pela EPE-MME no EPE-DEE-RE-062/2007-r0 "ANÁLISE TÉCNICO-ECONOMICA DA INTEGRAÇÃO DE SISTEMAS ISOLADOS AO SIN (Calha Norte), indicou nova alocação para o Compensador Estático com nova faixa de potência;

Fonte: EPE

Tabela 58 – Subestações previstas – rede básica de fronteira – Pará

Descrição da obra		Data prevista
SE Utinga 230/69/13,8 kV	4º AT – (3x50) MVA	2010
SE Santa Maria 230/69/13,8 kV	2º e 3º TR – (2x150 MVA)	2010
SE Guamá 230/69/13,8 Kv	3º AT – (3x50) MVA	2010
SE Santa Maria 230/138/13,8 kV	3º TR –100 MVA	2010
SE Vila do Conde 230/69 kV	4º TR – 33 MVA	2010
	5º TR – 33 MVA	2010
SE Xinguara 230/138 kV	1º AT – 150 MVA	2011
SE Marabá 230/69 kV	3º TR – 33 MVA	2011
SE Carajás 230/138 kV	1º e 2º TR (2 x 100) MVA	2011
SE Miramar 230/69/13,8 kV	1º e 2º TR – (2 x 150 MVA)	2012 ⁽¹⁾
SE Tucuruí Vila 230/138 kV	1º AT – (3+1) X 33,33 MVA	2012
SE Itacaiúnas 230/138 kV	1º e 2º TR – (2x150) MVA	2015

(1) Estudos em andamento para indicar a expansão necessária para o atendimento a Belém e áreas polarizadas por esta, consideram que esta subestação deverá entrar em operação a partir de 2012.

Fonte: EPE

Tabela 59 – Subestações previstas – demais instalações de transmissão

Descrição da obra		Data prevista
SE Tucuruí – Vila 69/13,8 kV	Substituição de 1 TR de 9,4 MVA por 1 TR de 20 MVA	2010

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 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.

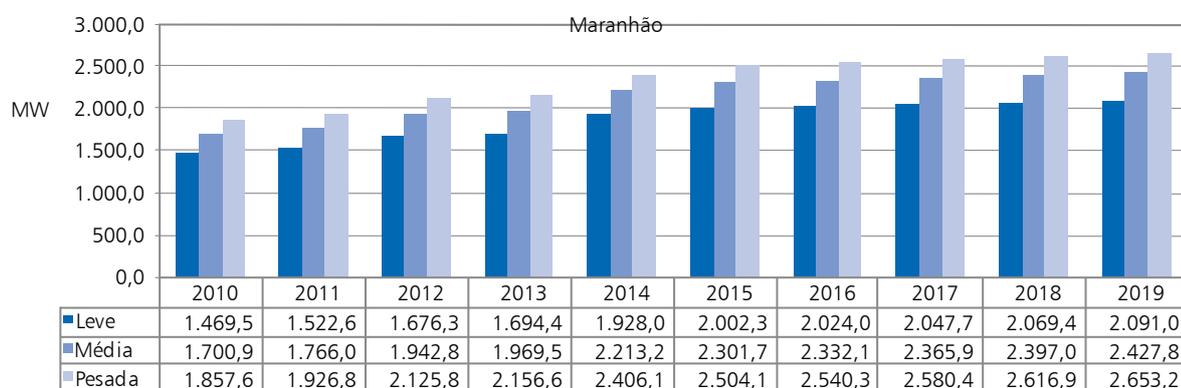
Geração local

O total de empreendimentos de geração atualmente em operação no estado do Maranhão é 265 MW.

Carga local

A carga do estado do Maranhão prevista para o período 2010-2019, para os três patamares (pesada, média e leve) é apresentada no Gráfico 41. Observa-se que a taxa média de crescimento anual da carga pesada é de cerca de 4%.

Gráfico 41 – Evolução da carga do Estado do Maranhão



Fonte: EPE

Programa de Obras

As obras mais importantes para o ciclo 2010-2019 estão sumarizadas nas tabelas que se seguem.

Tabela 60 – Linhas de transmissão previstas – Maranhão – rede básica

Descrição da obra	Data prevista
LT São Luís I – São Luís II, CD, 230 kV, 40 km	2010 ⁽¹⁾
LT São Luís II – São Luiz III, C1 – 230 kV, 36 km	2010
Seccionamento LT P. Dutra–S. Luís II, 500 kV, C1 e C2- em Miranda 500 kV, 3 km	2010
LT Ribeiro Gonçalves – Balsas, 230 kV C1, 90 km	2010
LT Açailândia – P. Dutra, C2, 500 kV, 398 km	2011 ⁽²⁾
LT São Luís II – São Luiz III, C2, 230 kV, 36 km	2012
LT Miranda II – Encruzo Novo, C1, 230 kV, 240 km	2012
LT Pres. Dutra – Miranda II C3 – 500 kV, 300 km	2015 ⁽³⁾
LT Ribeiro Gonçalves – Balsas, 230 kV C2, 90 km	2016
LT Imperatriz – Porto Franco 230 kV, C2, 110 km	2016

(1) Substituição dos circuitos existentes;

(2) Deverá ser reavaliada a data de necessidade deste circuito;

(3) Deverá ser reavaliada a necessidade de antecipação deste circuito.

Fonte: EPE

Tabela 61 – Subestações previstas – Maranhão – rede básica

Descrição da obra		Data prevista
SE Miranda II 500/230 kV	1º AT – 300 MVA	2010
	RB – 500 KV – (3 + 1) x 45,3 Mvar	2010
	2º AT – 300 MVA	2013
SE Imperatriz 500/230/69/13,8 kV	2º AT – 500/230/13,8 kV – (3x150) MVA	2011
SE São Luís II 500/230/13,8 kV	2º CE – 230 kV – (-100 /+ 150) MVar	2010
	4º AT – 500/230/13,8 kV – (3x200) MVA	2011
SE P. Dutra 500/230/69/13,8 kV	CS – 500 KV – 435 Mvar	2011 ⁽¹⁾

(1) Obra referencial podendo ser alterada em função de estudo a ser desenvolvido no âmbito da EPE-MME

Fonte: EPE

Tabela 62 – Subestações – Maranhão – Rede Básica de Fronteira

Descrição da obra		Data prevista
SE São Luís III 230/69 kV	1º TR 230/69 kV – 150 MVA	2010
	2º TR 230/69 kV – 150 MVA	2012
SE Presidente Dutra 230/69/13,8 kV	3º TR – 230/69 KV – 50 MVA	2010
SE Peritoró 230/69/13,8 kV	3º TR – 230/69 KV – 100 MVA	2010
SE Miranda 230/138/69/13,8 kV	3º AT – 230/138 KV – 100 MVA	2010
SE Balsas 230/69 kV	1º TR – 230/69 KV – 100 MVA	2010
	TT – 69 kV – 20Ω/fase	2010
	2º TR – 230/69 KV – 100 MVA	2016
	3º TR – 230/69 KV – 100 MVA	2019
SE Ribeiro Gonçalves 230/69 kV	1º TR – 230/69 KV – 50 MVA	2010
	2º TR – 230/69 KV – 50 MVA	2016
	TT – 69 kV – 20Ω/fase	2010
SE Imperatriz 500/230 kV	2º TR 500/230 kV – 450 MVA	2011
SE Encruzo Novo 230/69 kV	1º TR 230/69 kV – 100 MVA	2012
	RL – 230 kV – 5 Mvar	2012
SE Porto Franco 230/138/13,8 kV	3º AT – 230/138 KV – 100 MVA	2018

Fonte: EPE

3.1.3 Estado do Tocantins

Sistema Elétrico

O atendimento ao 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.

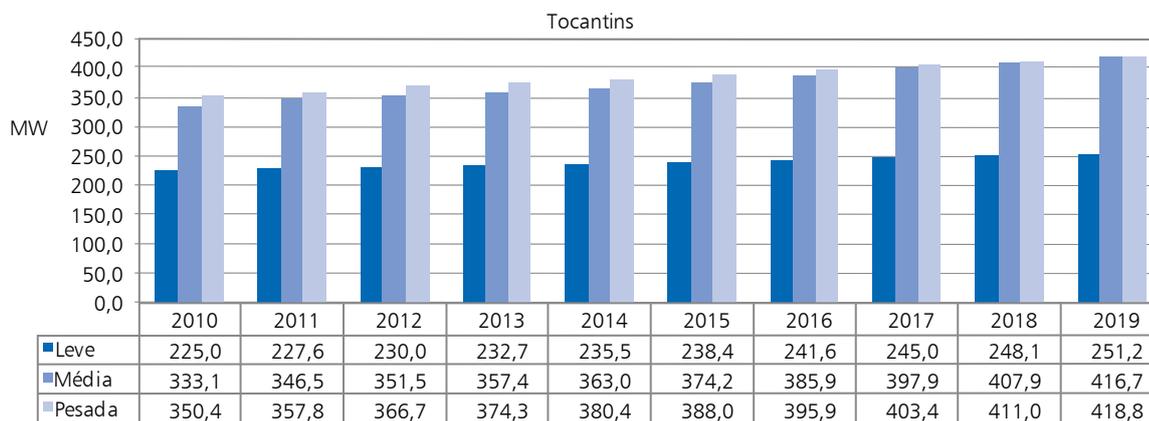
Geração local

O total de empreendimentos de geração atualmente em operação no estado do Tocantins é 1.500 MW, com 94% de geração hidráulica.

Carga local

A evolução da carga para estado do Tocantins prevista para o período de 2010 – 2019, para os três patamares (pesada, média e leve) é apresentada no Gráfico 42. Observa-se que o crescimento médio anual da carga pesada é da ordem de 2,0%.

Gráfico 42 – Evolução da carga do Estado do Tocantins



Fonte: EPE

Programa de Obras

As obras mais importantes para o decênio 2010-2019 estão sumarizadas na Tabela 63.

Tabela 63 – Subestações previstas – rede básica – Tocantins

Descrição da obra	Data prevista	
SE Miracema 500/138 kV	2º AT 500/138 kV – 3 × 60 MVA	2011
	3º AT 500/138 kV – 3 × 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. Atualmente está em desenvolvimento, 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 2012. O sistema de distribuição do estado é de responsabilidade de Amazonas Energia.

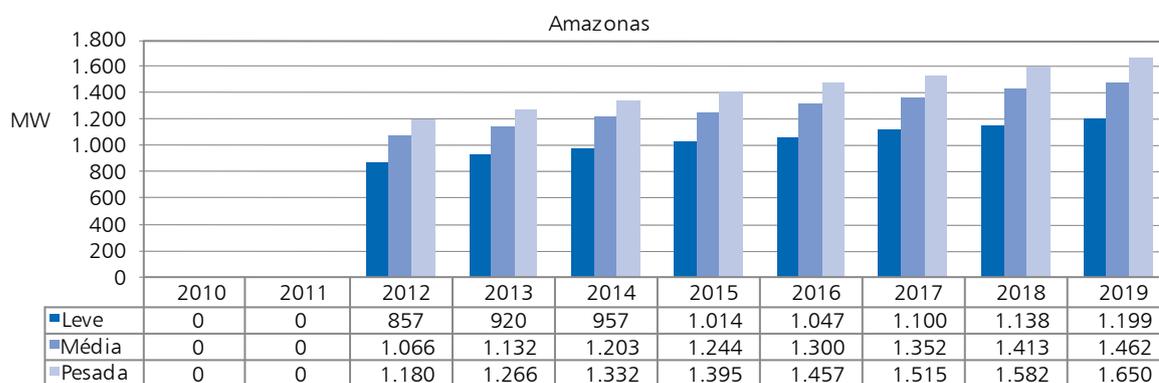
Geração local

O total de empreendimentos de geração atualmente em operação no estado do Amazonas é de 2.130 MW, com 87% de geração térmica.

Carga local

A evolução da carga para o estado do Amazonas, a partir da sua interligação ao SIN, para os três patamares (pesada, média e leve) é apresentada no Gráfico 43.

Gráfico 43 – Evolução da carga do Estado do Amazonas



Fonte: EPE

Programa de Obras

As obras previstas referentes à Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus estão ilustradas na Figura 13 e apresentadas na Tabela 57.

As obras previstas, anteriores à entrada da Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus, estão apresentadas nas tabelas a seguir.

Tabela 64 – Linhas de transmissão previstas – Amazonas – rede básica

Descrição da obra	Data prevista
LT Jorge Teixeira – Mauá III, CD, 230 kV, 12,5 km	2011
LT Jorge Teixeira – Lechuga, CD, 230 kV, 33 km	2011

Tabela 65 – Subestações previstas – Rede Básica – Amazonas

Descrição da obra	Data prevista
SE Jorge Teixeira 230/138/13,8 kV 1º e 2º TR – (2×150 MVA)	2011
SE Mauá III 230/138/13,8 kV	2011

3.1.5 Estado do Amapá

Sistema Elétrico

O sistema de elétrico ao estado do Amapá perfaz 304 km de linhas em 138 kV e 195 km em 69 kV, contando com uma capacidade instalada de 372 MVA. O suprimento à capital do estado, Macapá, além dos municípios de Santana, Mazagão, Porto Grande, Ferreira Gomes, Serra do Navio, Água Branca do Amapari, Cutias, Itaubal do Pírim, Tartarugalzinho, Amapá, Calçoene e a localidade de Pracuúba, é hoje realizado por energia gerada pela Eletronorte, de natureza hidrotérmica. A UHE Coaracy Nunes interliga-se com a SE Santana por meio

de duas linhas de transmissão em 138 kV, circuito simples, de onde derivam linhas de transmissão em 69 kV para as subestações Santa Rita, Macapá II e Equatorial, responsáveis pelo atendimento da capital do Estado, e em 138 kV para a SE Portuária, de onde é distribuída pela CEA. O sistema elétrico do Amapá será interligado ao SIN, a partir da entrada em operação da interligação Tucuruí – Macapá – Manaus, prevista para 2012. O sistema de distribuição do estado é de responsabilidade de CEA.

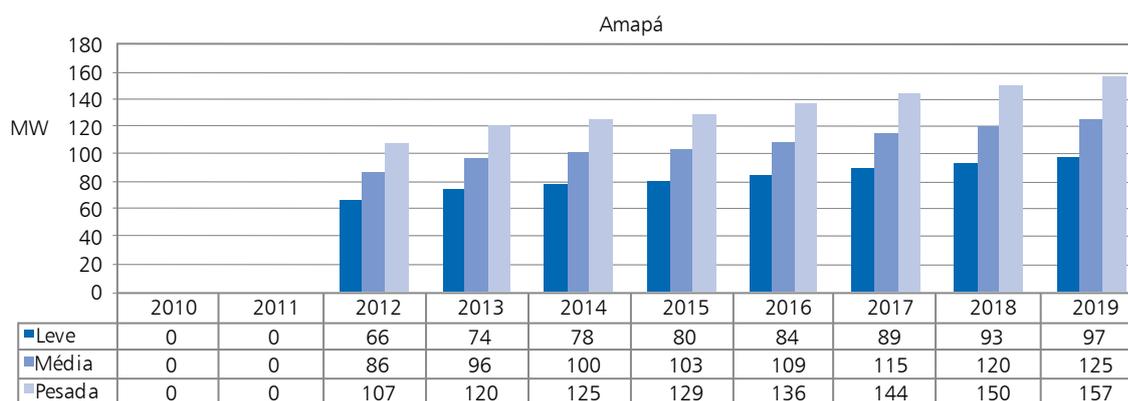
Geração local

O total de empreendimentos de geração atualmente em operação no estado do Amapá é de 296 MW, com 74% de geração térmica.

Carga local

A evolução da carga para o estado do Amapá, a partir da sua interligação ao SIN, para os três patamares (pesada, média e leve), é apresentada no Gráfico 44. Observa-se que o crescimento médio anual da carga pesada é da ordem de 5,6 %.

Gráfico 44 – Evolução da carga dos Estados do Amapá



Fonte: EPE

Programa de Obras

As obras previstas referentes à Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus estão ilustradas na Figura 13 e apresentadas na Tabela 57.

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.

Atualmente, está em desenvolvimento pela EPE um estudo de planejamento para indicar a solução estrutural de longo prazo para a interligação do sistema isolado de atendimento a Boa Vista ao SIN, prevista para o ano 2014.

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

- Fase de finalização dos estudos específicos para a região metropolitana de Belém (Vila do Conde, Guamá, Utinga e Santa Maria) nos quais são reavaliados o novo ponto de suprimento à região através da SE Miramar 230/69 kV, além de outras alternativas visando o melhor atendimento à região.

Estado do Maranhão

- Reavaliação da data de necessidade da LT Açailândia – Presidente Dutra 500 kV, em função da expansão prevista para a interligação Norte-Nordeste através das LT 500 kV Colinas – Ribeiro – São João do Piauí – Sobradinho/Milagres, em desenvolvimento.
- Reavaliação da data de necessidade do 4º banco de transformadores 500/230 kV – 600 MVA de São Luís.

Estado do Tocantins

- A realização de estudos específicos para verificar a necessidade de expansão da transformação nas subestações de fronteira da Rede Básica (RBF), e Colinas.

Estado do Amazonas

- Estudos de planejamento para identificação da solução estrutural de longo prazo para atendimento à região metropolitana de Manaus, hoje operando como sistema isolado e que a partir de 2012, com a entrada em operação da LT 500 kV, circuito duplo, entre Tucuruí e Manaus, será conectada ao SIN – Sistema Interligado Nacional.

Estado do Amapá

- Estudos de planejamento para solução estrutural de longo prazo para o atendimento ao estado do Amapá, considerando a 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.

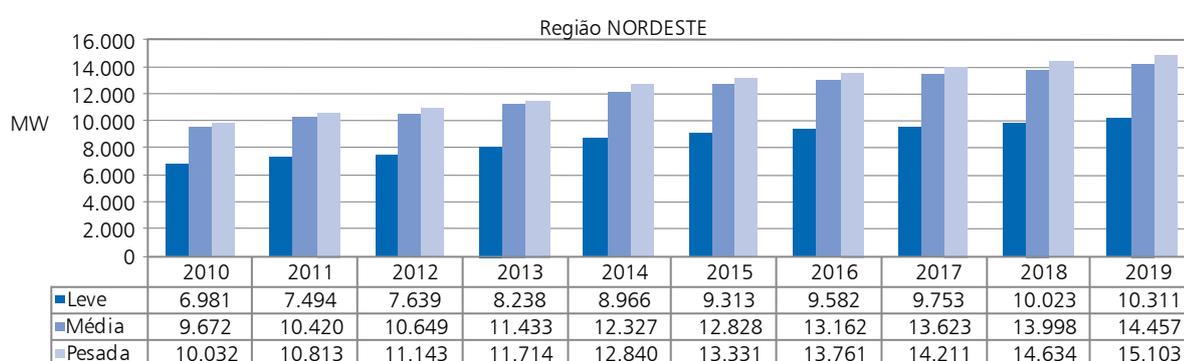
Geração Regional

O sistema da região Nordeste possui uma capacidade instalada da ordem de 15.500 MW, sendo 11.100 MW hidráulicas (71%) e 4.400 MW térmicas (29%), com a maior parte dos aproveitamentos hidráulicos localizados 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 45 mostra a evolução da carga da região Nordeste. A evolução da carga na região apresentou um crescimento de 37,7% no período 2010-2019, com uma participação de 10% no total do Brasil.

Gráfico 45 – Evolução da Carga da Região Nordeste



Fonte: EPE

3.2.1 Estado do Piauí

Sistema Elétrico

O sistema de transmissão que atende ao estado do Piauí é suprido a partir das subestações 500/230 kV de Teresina II, Boa Esperança e São João do Piauí, alimentadas na tensão de 500 kV através das linhas de transmissão Presidente Dutra-Teresina II C1 e C2, Teresina II – Sobral III – Fortaleza II C1 e C2 e Presidente Dutra – Boa Esperança – São João do Piauí – Sobradinho e conectadas ao sistema de 230 kV, através 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 através de 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 de 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).

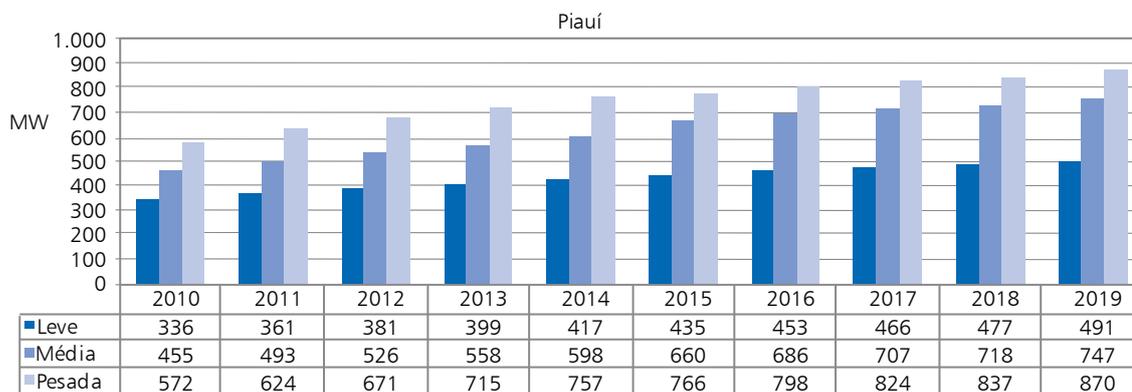
Geração local

O total de empreendimentos de geração atualmente em operação no estado do Piauí é da ordem de 198 MW.

Carga local

A carga do estado do Piauí prevista para o período 2010-2019 apresenta um crescimento médio anual da carga pesada ordem de 4,8%. A evolução da carga do Estado, que representa cerca de 6% do total da região Nordeste, é apresentada no Gráfico 46.

Gráfico 46 – Evolução da carga do Estado do Piauí



Fonte: EPE

Programa de Obras

As obras mais importantes da Rede Básica e Rede Básica de Fronteira para o período 2010-2019 estão sumarizadas na Tabela 66.

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

Descrição da obra	Data prevista
LT Picos – Tauá, 230 kV, 181 km	2010
LT Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí – Milagres, 500 kV, 353 km	2010
LT Teresina II – Teresina III, 230 kV, CD, 22 km	2011
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
SE Ribeiro Gonçalves 230/69 kV	1º TR – (1 × 50) MVA	2010
	2º TR – (1 × 50) MVA	2016
SE Ribeiro Gonçalves 500/230 kV	1º TR – (1 × 300) MVA	2010
	2º TR – (1 × 300) MVA	2016
SE Teresina II 500/230 kV	3º AT (3 × 100) MVA	2011
SE Picos 230/69 kV	Substituição de 1 TR de 33 MVA por 1 TR – (1 × 50) MVA	2011
	Substituição de 1 TR de 33 MVA por 1 TR – (1 × 50) MVA	2012
SE Teresina III 230/69 kV	1º TR e 2º TR – (2 × 200) MVA	2011
	3º TR – (1 × 200) MVA	2018
SE Piripiri 230/69 kV	Substituição de 1º TR de 33 MVA por um TR – (1 × 50) MVA	2011
	Substituição de 2º TR de 33 MVA por um TR – (1 × 50) MVA	2017
SE Piripiri 230/138 kV	3º TR – (1 × 55) MVA	2012
SE São João do Piauí 230/69 kV	3º TR – (1 × 50) MVA	2012
SE Boa Esperança 230/69 kV	Substituição de 1 TR de 33 MVA por 1 TR – (1x50) MVA	2014
SE Eliseu Martins 230/69 kV	3º TR – (1 × 50) MVA	2014

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 Termo Ceará 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 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.

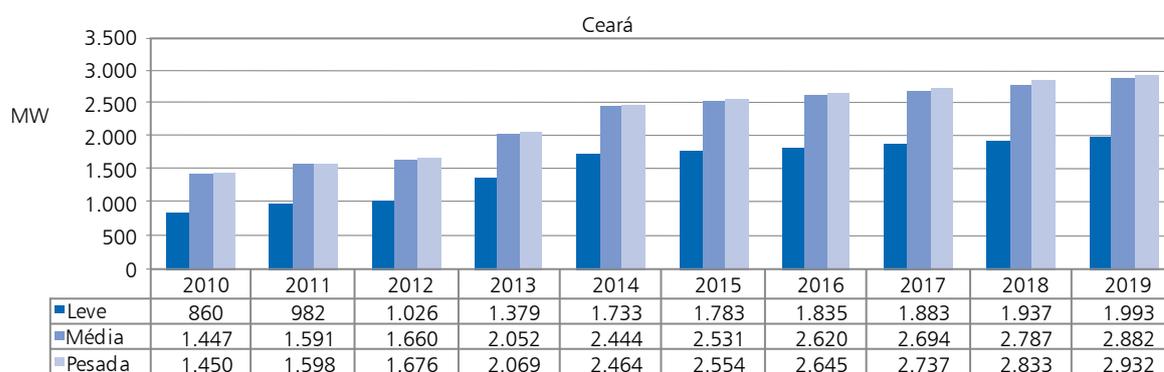
Geração local

O total de empreendimentos de geração atualmente em operação no estado do Ceará perfaz um total de 835 MW.

Carga local

A carga do estado do Ceará prevista para o período 2010-2019 representa, em média, 17% do total da região Nordeste, com crescimento médio anual da carga pesada da ordem de 8,4 %. O Gráfico 47 mostra a evolução dos três patamares de carga.

Gráfico 47 – Evolução da carga do Estado do Ceará



Fonte: EPE

Programa de Obras

As obras mais importantes da Rede Básica e Rede Básica de Fronteira para o período 2010-2019 estão sumarizadas na Tabela 68 e Tabela 69.

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

Descrição da obra	Data prevista
Seccionamento da LT 500 kV Sobral III – Fortaleza II (C1-C2) – 40 km, (nova SE Pecém)	2011
Seccionamento da LT 230 kV Banabuiú – Fortaleza II (C2), circuito duplo – 40 km, (nova SE Aquiraz II)	2011
Seccionamento da LT 230 kV Banabuiú – Fortaleza II (C3), circuito duplo – 40 km, (SE Aquiraz II)	2016
Seccionamento da LT 230 kV Fortaleza II – Cauípe (C3), circuito duplo – 2 km, (nova SE Maracanáu)	2016

Fonte:EPE

Tabela 69 – Programa de obras – subestações – Ceará

Descrição da obra	Data prevista	
SE Fortaleza II 500/230 kV	4º AT – (3×200) MVA	2010
SE Pici 230/69 kV	3º TR – (1×100) MVA	2010
SE Milagres 230/69 kV	3º TR – (1×100) MVA	2011
SE Aquiraz II 230/69 kV	3×TRs – (3×150) MVA	2011
SE Pecém II 500/230 kV	3×ATs – (9+1)×400) MVA	2011
SE Milagres 500/230 kV	2º AT – (3×200) MVA	2011
SE Sobral III 500/230 kV	2º TR – (1×600) MVA	2011
SE Banabuiú 230/69 kV	Substituição de um TR de 33 MVA por um TR de 100 MVA	2012
SE Pici 230/69 kV	4º TR – (1×100) MVA	2012
SE Sobral 230/69 kV	4º TR – (1×100) MVA	2012
SE Tauá 230/69 kV	2º TR – (1×100) MVA	2012
SE Russas 230/69 kV	3º TR – (1×100) MVA	2012
SE Cauípe 230/69 kV	3º TR – (1×100) MVA	2013
SE Icó 230/69 kV	3º TR – (1×100) MVA	2014
SE Banabuiú 230/69 kV	Substituição de um TR de 33 MVA por um TR de 100 MVA	2015
SE Maracanáu 230-69 kV (nova)	3×TR – (1×150) MVA	2016
SE Aquiraz 230/69 kV	4º TR – (1×150) 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 através 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 três expressos (dois com 188 km e um com 215 km de extensão) e um deles seccionado na SE Paraíso a 98 km da SE Natal II. Cabe destacar a existência de uma interligação em 230 kV entre as subestações de Mossoró, Açu e Paraíso, além de um sistema de 138 kV entre as subestações de Açu e Campina Grande II (PB), passando pelas subestações de Currais Novos, Santana dos Matos e Santa Cruz. O sistema de distribuição do estado é de responsabilidade da COSERN.

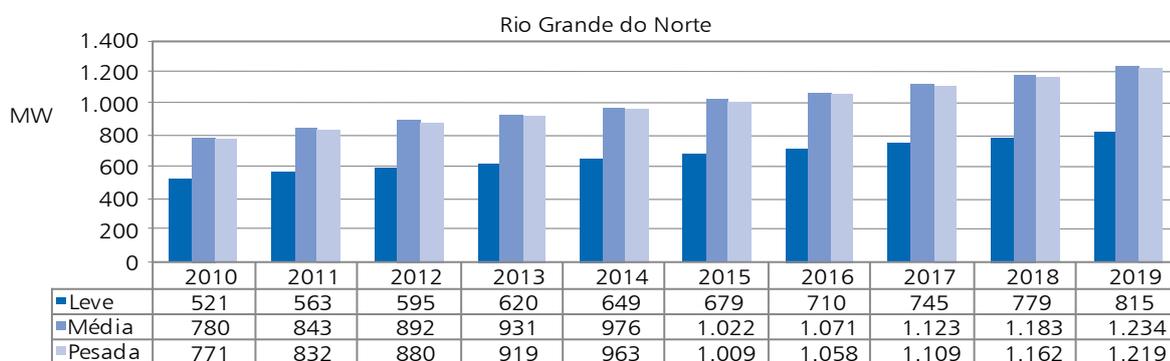
Geração local

Em termos de geração de energia elétrica, o Rio Grande do Norte dispõe atualmente de uma capacidade instalada de 582 MW.

Carga local

A carga do estado do Rio Grande do Norte prevista para o período 2010-2019 representa cerca de 8% do total da região Nordeste, com crescimento médio anual da carga pesada da ordem de 5,2 %. O Gráfico 48 mostra a evolução dos três patamares de carga.

Gráfico 48 – Evolução da carga do Estado do Rio Grande do Norte



Fonte: EPE

Programa de Obras

Os empreendimentos mais importantes para o período 2010-2019 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 Paraíso – Açú, C2, 230 kV, 133 km	2010
Secc. LTs Campina Grande II – Natal II na nova SE Natal III, C3 e C4, 230 kV, 216 km	2011
LT Banabuiú – Mossoró, C2, 230 kV, 117 km	2011
Seccionamento LT Paraíso – Natal II na SE Extremoz	2012

Fonte: EPE

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

Descrição da obra	Data prevista	
SE Açú 230/138 kV	Substituição do TR de 55 MVA pelo 2º TR – (1×100) MVA	2010
SE Natal III 230/69 kV (nova)	1º e 2º TR (2×150) MVA	2011
SE Açú 230/69 kV	2º TR de 50 MVA substituindo 1 TR de 33 MVA	2012
	3º TR de 50 MVA substituindo 1 TR de 33 MVA	2013
	4º TR de 50 MVA	2014
SE Natal III 230/69 kV	3º TR – (1×150) MVA	2012
SE Extremoz 230/69 kV (nova)	1º e 2º TR (2×200) MVA	2012
SE Mossoró II 230/69 kV	4º TR – (1×100) MVA	2012
SE Paraíso 230/138 kV	2º TR – (1×100) MVA	2017

Fonte: EPE

3.2.4 Estado da Paraíba

Sistema Elétrico

O suprimento ao estado da Paraíba é realizado através das subestações de Mussuré, 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 Mussuré, 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 Mussuré, 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.

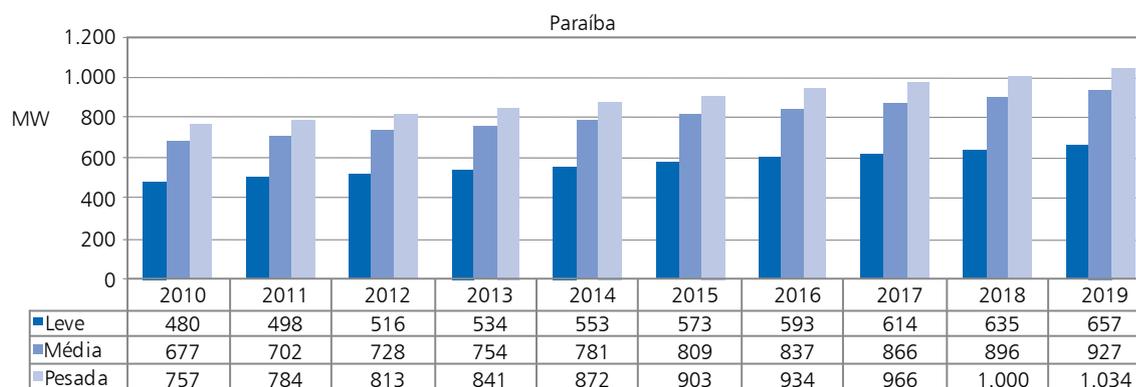
Geração local

Os empreendimentos de geração atualmente em operação no estado da Paraíba perfazem um total de 116 MW de capacidade instalada.

Carga local

A carga do estado da Paraíba prevista para o período 2010-2019 representa, em média, cerca de 4% do total da região Nordeste, com crescimento médio anual da carga pesada da ordem de 3.5%. O Gráfico 49 mostra a evolução dos três patamares de carga.

Gráfico 49 – Evolução da carga do Estado da Paraíba



Fonte: EPE

Programa de Obras

As obras mais importantes na Rede Básica e Rede Básica de Fronteira, para o período 2010-2019 estão sumarizadas na Tabela 72 e na Tabela 73.

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

Descrição da obra	Data prevista
Secc. LT Goianinha – Mussuré, C1, 230 kV (nova SE Santa Rita 230/69 kV), 13 km	2011
LT Pau Ferro – Santa Rita, 230 kV, 89 km	2011

Tabela 73 – Programa de obras – subestações – Paraíba

Descrição da obra	Data prevista	
SE Campina Grande II 230 kV	Expansão do barramento	2010
SE Santa Rita II 230/69 kV	1º e 2º TR (2×150 MVA)	2011
SE Campina Grande II 230/69 kV	4º TR (1×100) MVA	2015

3.2.5 Estado de Pernambuco

Sistema Elétrico

O estado de Pernambuco é atendido por meio do sistema de transmissão composto por três linhas em 500 kV e quatro linhas em 230 kV, que partem do Complexo de Paulo Afonso – Luiz Gonzaga – Xingó e suprem a subestação de Angelim 500/230/69 kV, contando, além disso, com um circuito de 500 kV existente entre as subestações de Messias (AL) e Recife II. Entre as subestações de Angelim e Recife II, existem dois circuitos de 500 kV e três de 230 kV. O atendimento à área metropolitana da capital do Estado é realizado a partir da subestação de Recife II através de circuitos em 230 kV que alimentam as subestações Pirapama, Mirueira, Pau Ferro e Bongí. A interligação com o estado da Paraíba é feita através dos circuitos 230 kV Angelim – Campina Grande II C1, Tacaimbó – Campina Grande II C1 e C2, Pau Ferro – Campina Grande II C1 e C2, Goianinha – Mussuré 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 efetuada 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.

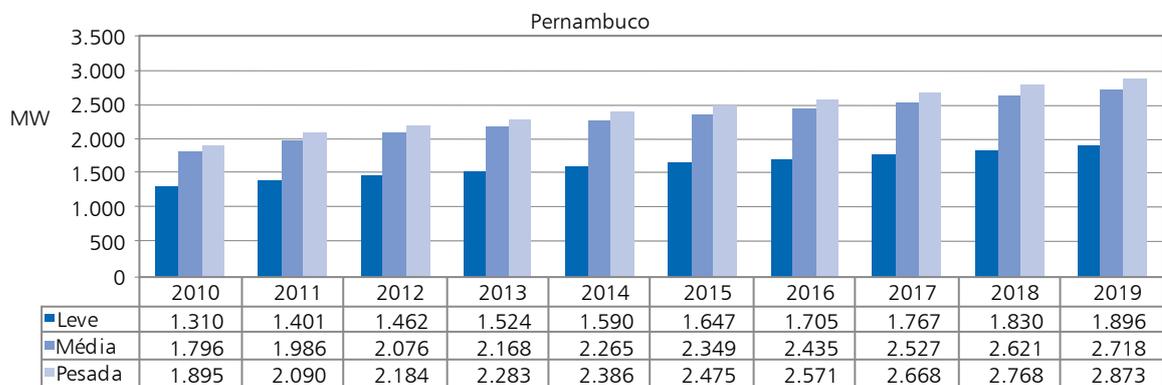
Geração local

O total de empreendimentos de geração atualmente em operação no estado de Pernambuco é de 1.964 MW.

Carga local

A carga do estado da Pernambuco prevista para o período 2010-2019 representa, em média, cerca de 22% do total da região Nordeste, com crescimento médio anual da carga pesada da ordem de 4,7%. O Gráfico 50 mostra a evolução dos três patamares de carga.

Gráfico 50 – Evolução da carga do Estado de Pernambuco



Fonte: EPE

Programa de Obras

As obras mais importantes para o período 2010-2019 estão sumarizadas na Tabela 74 e na Tabela 75.

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

Descrição da obra	Data prevista
Seccionamento da LT Suape II – Termopernambuco, 230 kV (nova SE Suape III), 8 km	2011
Seccionamento da LT Messias – Recife II, 500 kV (Nova SE Suape II), 24 km	2011
Seccionamento da LT Pau Ferro – Campina Grande II, C1, 230 kV (nova SE Limoeiro), 128 km	2011
LTs Mirueira – Urbana, C1 e C2, 230 kV (nova SE Urbana), 6 km	2012
LTs Pau Ferro – Der. Mirueira, C2 e C3, 230 kV (nova SE Urbana), 7 km	2012
LT Luiz Gonzaga – Garanhuns – Pau Ferro, 500 kV, 350 km	2012

Fonte: EPE

Tabela 75 – Programa de obras – subestações – Pernambuco

Descrição da obra		Data prevista
SE Bom Nome 230/138 kV	3º TR (1×100) MVA	2010
SE Joiarã 230/69 kV	3º TR – (1×150) MVA	2011
SE Limoeiro 230/69 kV (nova)	1º e 2º TR (2×100) MVA	2011
SE SUAPE II 500/230 kV (nova)	1º AT (3+1)×200 MVA	2011
SE SUAPE III 230/69 kV (nova)	1º e 2º TR (2×100) MVA	2011
SE Garanhuns 500/230 kV (nova)	1º AT (3×200) MVA	2012
SE Urbana 230/69 kV (nova)	1º e 2º TR (2×150) MVA	2012
SE Angelim II 230/69 kV	4º TR – (1×100) MVA	2012
SE Pau Ferro 500/230	1º AT (3+1)×200 MVA	2012
SE SUAPE II 500/230kV	2º e 30 AT (6×200) MVA	2013
SE Ribeirão 230/69 kV	4º TR – (1×100) MVA	2013
SE Urbana 230/69 kV	3º TR – (1×150) MVA	2015
SE Tacaimbó 230/69 kV	4º TR – (1×100) MVA	2015
SE Goianinha 230/69 kV	4º TR – (1×100) 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, através 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.

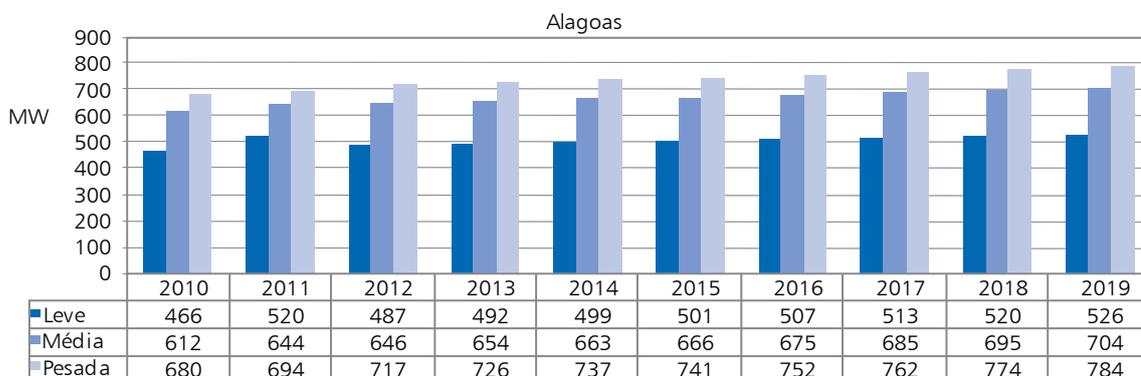
Geração local

O total de empreendimentos de geração atualmente em operação no estado de Alagoas é de 3.942 MW.

Carga local

A carga do estado de Alagoas prevista para o período 2010-2019 representa, em média, cerca de 7% do total da região Nordeste, com crescimento médio anual da carga pesada da ordem de 1,6%. O Gráfico 51 mostra a evolução dos três patamares de carga.

Gráfico 51 – Evolução da carga do Estado de Alagoas



Fonte: EPE

Programa de Obras

As obras mais importantes no estado para o período 2010-2019 estão sumarizadas nas tabelas a seguir.

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

Descrição da obra	Data prevista
LT Jardim – Penedo, 230 kV, 110 km	2010
Seccionamento da LT Paulo Afonso III – Apolônio Sales, C1, 230 kV (SE Zebu II), 6 km	2011
Seccionamento da LT Penedo – Rio Largo 230 kV, CD, 46 km (SE Arapiraca III 230 kV)	2012

Fonte: EPE

Tabela 77 – Programa de obras – subestações – Alagoas

Descrição da obra	Data prevista	
SE Penedo 230/69 kV	3º TR – (1×100) MVA	2011
SE Zebu II 230/69 kV (nova)	1º e 2º TR (2×100) MVA	2011
SE Rio Largo II 230/69 kV	3º TR – (1×100) MVA	2012
SE Arapiraca III 230/69 kV (nova)	1º TR – (1×100) MVA	2012
SE Zebu 230/69 kV	3º TR – (1×100) 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 através das 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.

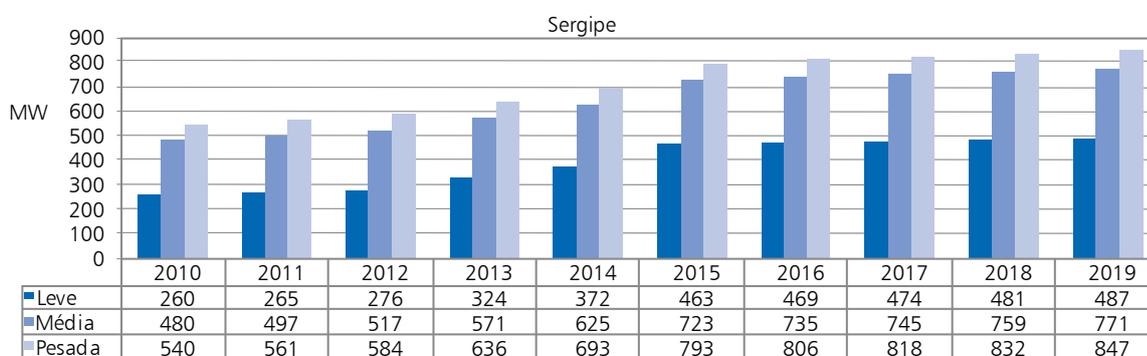
Geração local

O total de empreendimentos de geração atualmente em operação no estado de Sergipe é de 1.610 MW.

Carga local

A carga do estado de Sergipe prevista para o período 2010-2019 representa, em média, cerca de 5% do total da região Nordeste, com crescimento médio anual da carga pesada da ordem de 5,2 %. O Gráfico 52 mostra a evolução dos três patamares de carga.

Gráfico 52 – Evolução da carga do Estado de Sergipe



Fonte: EPE

Programa de Obras

As obras visualizadas para o período 2010-2019, 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	2010
LT Sec. Jardim/Penedo – N. S. do Socorro, 230 kV, CD, 5 km	2013
LT Sec. Jardim – N. S. do Socorro, 230 kV, CS, 0,6 km	2013

Fonte: EPE

Tabela 79 – Programa de obras – subestações – Sergipe

Descrição da obra	Data prevista
SE Jardim 500/230 kV 2º AT – (600 MVA)	2011
SE Itabaiana 230/69 kV 3º TR – (1×100) MVA	2012
SE N. S. do Socorro 230/69 kV (nova) 1º e 2º TR (2×150) MVA	2013

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.

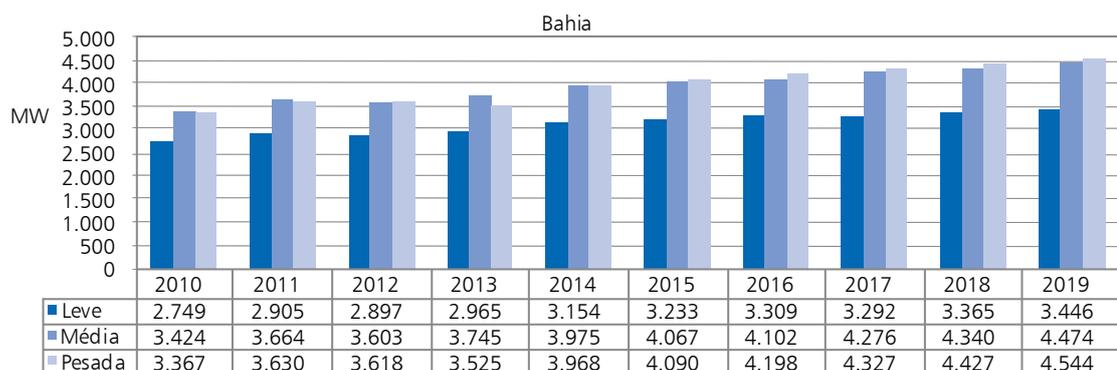
Geração local

O total de empreendimentos de geração atualmente em operação no estado da Bahia é de 6.210 MW.

Carga local

A carga do estado da Bahia prevista para o período 2010-2019 representa, em média, cerca de 32% do total da região Nordeste, com crescimento médio anual da carga pesada da ordem de 3,5 %. O Gráfico 53 mostra a evolução do dos três patamares de carga.

Gráfico 53 – Evolução da carga do Estado da Bahia



Fonte: EPE

Programa de Obras

As obras visualizadas para o período 2010-2019, 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
Recapacitação das LTs Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus, C1 e C2, 230 kV, para 350 MVA, 29 km	2010
Recapacitação da LT Camaçari – Cotegipe, C1, 230 kV, para 350 MVA, 22 km	2010
Recapacitação das LTs Camaçari – Jacaracanga, C1 e C2, 230 kV, para 350 MVA, 19 km	2010
LT Funil – Itapebi, C3, 230 kV, 198 km	2010
LT Ibicoara – Brumado, 230 kV, 105 km	2010
LT Eunápolis – Teixeira de Freitas II, 230 kV C1, 152 km	2010
LT Eunápolis – Teixeira de Freitas II, 230 kV C2, 152 km	2011
LT Pituaçu – Narandiba, C2, 230 kV (nova SE Narandiba), 4 km	2011
Seccionamento LT Camaçari II Jardim, 500 kV, em Camaçari II (para SE Camaçari IV, 500 kV), 0,8 km	2012
Remanejamento LT Catu – Camaçari II, 230 kV, C1 e C2 (para SE Camaçari IV, 230 kV), 0,8 km	2012
Remanejamento LT Camaçari – Pólo, 230 kV C1 e C2 (para SE Camaçari IV 230 kV), 1km	2012
Remanejamento LT Camaçari II– Jacaracanga, 230 kV ,C1 e C2 (para SE Camaçari IV, 230 kV), 0,8km	2012
Remanejamento LT Camaçari II– Pituaçu , 230 kV ,C1 (para SE Camaçari IV, 230 kV), 0,8 km	2012
Remanejamento LT Camaçari II– Cotegipe , 230 kV ,C1 (para SE Camaçari IV, 230 kV), 0,8 km	2012

Fonte: EPE

Tabela 81 – Programa de obras – subestações – Bahia

Descrição da obra	Data prevista	
SE Abaixadora 230/69 kV	2º TR – (1×62) MVA – transformador de reserva fria	2010
SE Bom Jesus da Lapa 230/69 kV	4º TR – (1×33) MVA – retorno à operação	2010
SE Senhor do Bonfim 230/138 kV	1º TR – (1×100) MVA	2010
SE Ibicoara 500/230 kV	1º AT – (1×300) MVA	2010
SE Ibicoara 230/138 kV	1º e 2º TR – (1×55) MVA	2010
SE Teixeira de Freitas 230/138 kV (nova)	1º AT – (3+1)×33,3 MVA	2010
SE Senhor do Bonfim 230/138 kV	2º TR – (1× 66,7) MVA	2010
SE Narandiba 230/69 kV (nova)	1º e 2º TR (2×100) MVA	2011
SE Eunápolis 230/138 kV	4º TR – (1×100) MVA	2012
SE Funil 230/138 kV	Substituição de um TR de 67 MVA pelo 4º TR de 100 MVA	2012
SE Bareiras 230/138 kV	3º TR (1×100)MVA	2012
SE Gov. Mangabeira 230/138 kV	2º TR – (1×100) MVA	2012
SE Bom Jesus da Lapa 230/138 kV	1º e 2º TR (2×55)MVA	2012
SE Santo Antônio de Jesus 230/69 kV	3º TR (1×100) MVA	2012
SE Teixeira de Freitas II 230/69 kV	2º TR (1×100) MVA	2012
SE Pólo 230/69 kV (nova)	1º e 2º TR – (2×100) MVA	2012
SE Camaçari IV 500/230/69 kV (nova)	1º e 2º AT (6+1)×400 MVA)	2012
SE Bom Jesus da Lapa 230/138 kV	1º e 2º TR (2×55) MVA	2012
SE Catu 230/69 kV	Substituição de 1 TR de 62 MVA pelo 3º TR de 100 MVA com terciário	2013
SE Juazeiro 230/69 kV	4º TR (1×100) MVA	2013
SE Cícero Dantas 230/69 kV	Substituição de 2 TRs de 16,7 MVA por 1 TR de 50 MVA	2013
SE Pirajá 230/69 kV (nova)	1º e 2º TR (2×100) MVA	2013
SE Catu 230/69 kV	4º TR (1×100) MVA	2013
SE Cícero Dantas 230/69 kV	3º TR – (1×50) MVA	2013
SE Cotegipe 230/69 kV	4º TR (1×100) MVA	2013
SE Pólo 230/69 kV	3º TR (1×100) MVA	2015
SE Irecê 230/69 kV	3º TR (1×50) 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.
- Estudos para o suprimento ao Vale do Guruguéia, Bom Jesus, analisando a implantação do nível 138 kV em Eliseu Martins, de forma a atender o crescimento do mercado na região.

Estado do Rio Grande do Norte

- Concluir estudo para definição de nova subestação para atender o crescimento de demanda previsto para área norte da região metropolitana de Natal. Neste contexto, será definida a subestação Extremoz, prevista para 2012.
- Analisar expansão do sistema, face ao esgotamento da transmissão no eixo de 230 kV entre as SEs Mossoró II e Paraíso, para os cenários de máxima importação e exportação da região do Nordeste.

Estado da Paraíba

- Reavaliar a expansão referente ao eixo de 138 kV entre as SEs Açú II e Campina Grande II

Estado de Pernambuco

- Estudos para determinar a viabilidade de substituição dos transformadores instalados nas SEs Pirapama e Bongí por outros de maior capacidade ou da implantação de novos terminais 230/60 kV na área metropolitana de Recife.

Estado de Alagoas

- Estudos para o atendimento à região metropolitana de Maceió e à região sul do estado, ambos em fase final de desenvolvimento.

Estado de Sergipe

- Finalização dos estudos para o atendimento à região metropolitana de Aracaju.

Estado da Bahia

- Estudo para identificar alternativas de expansão que assegurem o suprimento de energia elétrica à Região Oeste do estado da Bahia e também para que o circuito singelo 230 kV Bom Jesus da Lapa – Barreiras, integrante da Rede Básica, possa atender ao Critério A realização de estudo para identificar alternativas de expansão que assegurem o suprimento (n-1).

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.

A usina hidrelétrica de Itaipu, aproveitamento binacional Brasil-Paraguai, entrou em operação em 1983 e em 1991 concluiu a montagem de todas as suas 18 unidades inicialmente previstas, totalizando uma capacidade instalada de 12.600 MW. Metade desta potência (6.300 MW) é gerada no setor de 50 Hz da usina, sendo cerca de 800 MW entregues à ANDE, no Paraguai, e o restante escoado 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 exclusivamente ao atendimento do Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste. De forma a aumentar a disponibilidade de geração da usina, entrou em operação, em 2006, a décima máquina em 50 Hz e, em 2007, a última máquina em 60 Hz. O sistema de CC é composto de 2 bipolos de ± 600 kV ligando a SE Foz do Iguaçu à SE Ibiúna, ambas de FURNAS, com cerca de 800 km de extensão, num total de 1.612 km de comprimento. Quanto ao sistema CA, em 2001 FURNAS colocou em operação o terceiro circuito da LT 765 kV Itaberá – Tijuco Preto estando atualmente em operação três circuitos de 765 kV de Foz do Iguaçu a Tijuco Preto, totalizando 2.698 km de linhas de transmissão, em uma extensão de cerca de 900 km, contando ainda com 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.

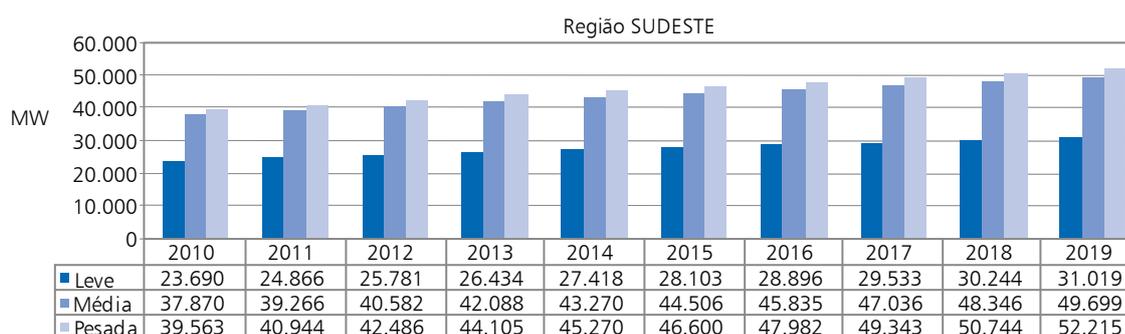
Geração Regional

O sistema Sudeste possui uma capacidade instalada da ordem de 37.000 MW, distribuídos nos quatro Estados da região, sendo 24.000 MW de usinas hidrelétricas (65%) e 13.000 MW de usinas térmicas (35%).

Carga Regional

As projeções de mercado para os patamares de carga pesada, média e leve utilizadas neste ciclo de planejamento estão mostradas no Gráfico 54.

Gráfico 54 – Evolução do Mercado da Região Sudeste



Fonte: EPE

3.3.1 Estado de São Paulo

Sistema Elétrico

A Rede Básica em São Paulo é composta por uma extensa malha nas tensões de 500, 440, 345 e 230 kV de FURNAS e CTEEP, 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 respon-

sável 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 de conexão entre os sistemas de 500 kV e 440 kV são nas SEs Assis, Taubaté e Ribeirão Preto da CTEEP. A rede em 440 kV é composta por 6170 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, Araraquara, Bauru, 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.

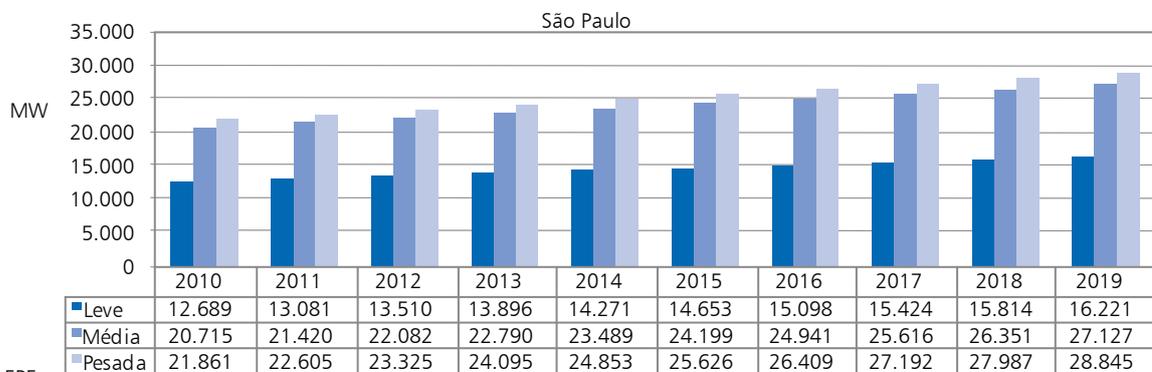
Geração local

São Paulo tem a maior potência instalada da Região Sudeste em usinas hidrelétricas e termelétricas, representando mais de 39% do total da Região, totalizando 15.619 MW

Carga local

A carga pesada do estado de São Paulo representa 55% da região Sudeste/Centro-Oeste e 28% do SIN em 2010. Esta carga mostra um crescimento médio de cerca de 3,1% ao ano no período decenal. O Gráfico 55 mostra a evolução dos três patamares de carga.

Gráfico 55 – Evolução da carga do Estado de São Paulo



Fonte: EPE

Programa de obras

As obras previstas para o estado de São Paulo são listadas na Tabela 82.

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	2011
LT Itapeti – Nordeste 345 kV D1, 29 km	2011
LT Tijuco Preto – Itapeti 345 kV circuitos 3 e 4, 21 km	2011
LT Interlagos – Piratininga II 345 kV CD 1,5 km 2x954 MCM	2011
Seccionamento da LT Poços – Mogi 345 kV CD 1,4 km (conexão de Atibaia 345 kV)	2011
LT Alto da Serra – Sul 345 kV CD, 15 km	2011
LT Araraquara – Taubaté 500 kV, 250 km	2012
LT Taubaté – Nova Iguaçu 500 kV, 350 km	2012
LT Ilha Solteira 2 – Água Vermelha 440 kV, C2, 130 km	2013
LT Araraquara – Campinas circ 2 500 kV, 223 km	2014
LT Fernão Dias – Estreito 500 kV, 330 km	2015

Fonte: EPE

Tabela 83 – Programa de Obras – subestações – São Paulo

Descrição da obra	Data prevista
SE Itararé II – 1 AT 230/138 kV (3+1) x 100 MVA	2010
SE Capão Bonito – 3º AT 230/138 kV – 75 MVA	2011
SE Guarulhos – 2 bancos de capacitores (100 + 150) 250 Mvar 345 kV	2011
SE Interlagos – 2 bancos de capacitores (200 + 150) 350 Mvar 345 kV	2011
SE Ribeirão Preto – 4º TR 440/138 kV (3x100) MVA	2011
SE Ribeirão Preto – 7 AT monofásicos 500/440 kV 400 MVA com LTC	2010
SE Araras – 2 AT 440/138 kV (6+1) x 100 MVA	2010
SE Araras 440/138 kV – implantação (seccionando LT Araraquara – Santo Ângelo 440 kV)	2010
SE Atibaia 2 – 1 AT 345/138 kV (3+1) x 133,3 MVA	2011
SE Atibaia – implantação (seccionando LT Poços de Caldas – Mogi das Cruzes 345 kV)	2011
SE Getulina – 1 AT 440/138 kV (3+1) x 100 MVA	2010
SE Getulina 440/138 kV – implantação (seccionando 2 circuitos da LT Jupia – Bauru 440 kV)	2010
SE Itapeti (nova) – 2 AT 345/88 kV (6+1) x 133,3 MVA	2010
SE M. de Moraes – 2 transformadores 345/138 kV 400 MVA (substituem o existente)	2011
SE Mirassol 2 – 1 banco reator 180 Mvar 440 kV	2010
SE Mirassol 2 – 1 AT 440/138 kV (3+1) x 100 MVA	2010
SE Mirassol 2 440/138 kV – implantação (seccionando 2 circuitos da LT I.Solteira – Araraquara 440 kV)	2010
SE Piratininga II – 3 transformadores 345/88 kV 400 MVA	2010
SE Tijuco Preto – reator limitador no barramento de 345 kV	2010
SE Assis – 1 AT 230/138 kV – 75 MVA	2011
SE Assis – Substituição dos 2 AT 230/88 kV- 2 x 34 MVA por 2 x 75 MVA	2011
SE Taubaté – 3º TR 440/138 kV – 300 MVA	2011
SE Salto Grande – Substituição do banco 230/88 kV 40 MVA por 75 MVA	2011
SE Chavantes – 3º banco 230/88 kV – 40 MVA vindo de Salto Grande	2011
SE Taquaruçu – 2º TR 440/138 kV – 3 x 100 MVA	2011
SE Cerquilha III 230/138 kV – (6 + 1) x 50 MVA	2012
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 Bom Jardim – substituição do TR 440/138 kV 3 x 50 MVA por 3 x 100 MVA	2012
SE Mirassol – 2º AT 440/138 kV – 3 x 100 MVA	2012
SE Araraquara – 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 Cabreúva – 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

Descrição da obra	Data prevista
SE Araraquara – Estação Inversora No 01 CC/CA	2012
SE Araraquara – Estação Inversora No 02 CC/CA	2012
SE Norte – 4º TR 345/88 kV – (3+1) x 133,33 MVA	2013
SE Araras – 3º AT 440/138 kV – 3 x 100 MVA	2013
SE Nordeste – 4º TR 345/88 kV – (3+1) x 133,33 MVA	2015
SE Fernão Dias 2 AT 500/440 kV – (6+1) x 400 MVA	2015
SE Fernão Dias – implantação dos setores de 500 e 440 kV	2015

Fonte: EPE

3.3.2 Estado de Minas Gerais

Sistema elétrico

O sistema elétrico do estado de Minas Gerais é constituído por uma 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 da CEMIG e FURNAS, 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 distriuidoras: CEMIG-D, ENERGISA-MG.

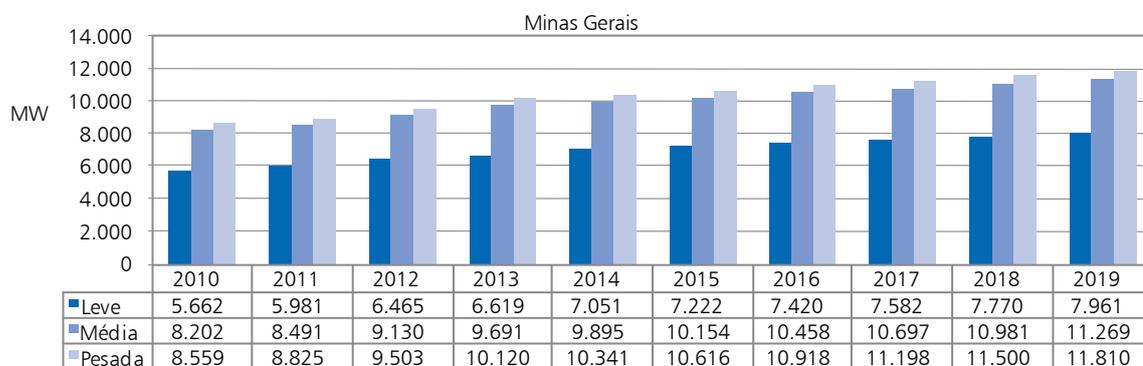
Geração local

O total de empreendimentos de geração atualmente em operação no estado de Minas Gerais perfaz 12.548 MW.

Carga local

O estado de Minas Gerais tem a segunda maior carga do Brasil, representando cerca de 23% da carga da região Sudeste. O patamar de carga apresenta um crescimento médio de cerca de 3,7% ao ano no período decenal. A evolução dos três patamares de carga pode ser vista no Gráfico 56.

Gráfico 56 – Evolução da carga do Estado de Minas Gerais



Fonte: EPE

Programa de obras

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

Tabela 84 – Programa de Obras – linhas de transmissão – Minas Gerais

Descrição da obra	Data prevista
2ª LT 345 kV Furnas – Pimenta – 67 km	2011
LT 500 kV Bom Despacho 3 – Ouro Preto 2 – 180 km	2011
LT 230 kV Mesquita – Ipatinga 1 – C1 e C2 (Recondutoramento)	2011
LT 345 kV Pirapora 2 – Montes Claros 2, 145 km	2012
LT 345 kV Neves 1 – Três Marias (Recapacitação)	2012
LT 345 kV Neves 1 – Barreiro (Recapacitação)	2012
LT 345 kV Pimenta – Taquaril (Recapacitação)	2013

Fonte: EPE

Tabela 85 – Programa de Obras – subestações – Minas Gerais

Descrição da obra	Data prevista
Ampliação da SE São Gonçalo do Pará – 3º TR 500/138 kV – 300 MVA	2010
Ampliação da SE Barreiro – 5º AT 345/138 kV – (3+1) x 125 MVA com LTC	2010
SE Santos Dumont 345/138 kV – implantação (seccion. LT 345 kV Barbacena – Juiz de Fora)	2011
Ampliação da SE Lafaiete – 3º AT 345/138 – 150 MVA	2011
Ampliação da SE Barreiro – 6º AT 345/138 kV – 3 x 125 MVA com LTC	2012
SE Sete Lagoas 4 345/138 kV – implantação (seccion. LT 345 kV Neves 1 – Três Marias)	2012
SE Padre Fialho 345/138 kV – 1 x 150 MVA	2012
SE Itabirito 2 – 500/345 kV – 1 x 560 MVA	2012
SE Varginha 3 – 345/138 kV – 2 x 150 MVA	2013
Introdução da transformação – 345/138 kV – 225 MVA – SE São Gotardo 2	2013
Ampliação da SE Neves 1 – 4º TR 500/138 kV – 300 MVA	2013
Ampliação da SE Pimenta – 3º AT 345/138 – 150 MVA	2015

Fonte: EPE

3.3.3 Estado do Espírito Santo

Sistema Elétrico

Atualmente, para atender a carga do Espírito Santo, existem três linhas de 345 kV, uma de 230 kV e dois circuitos em 138 kV que interligam o Estado aos sistemas de FURNAS e CEMIG além de um parque gerador local. Duas das linhas de transmissão em 345 kV têm origem na SE Adrianópolis (FURNAS), no estado do Rio de Janeiro, passam pelas UTEs Macaé Merchant e Norte Fluminense, pela SE Campos, e chegam à SE Vitória (FURNAS), no norte da região da Grande Vitória. A terceira linha em 345 kV, também de FURNAS, liga as SEs Vitória (FURNAS) e Ouro Preto 2 (CEMIG). Já estão licitadas e previstas para 2012 a LT 500 kV Mesquita – Viana 2 e a LT 230 kV Mascarenhas – Linhares, com as subestações associadas Linhares 230/138 kV e Viana 2 500/345 kV.

A ESCELSA é a principal empresa responsável pelo fornecimento de energia elétrica ao mercado consumidor do estado, com uma área de concessão que abrange cerca de 90% do total (41.372 km²). A região centro-norte do Estado representa a área de concessão da Empresa Luz e Força Santa Maria – ELFSM, que é suprida pela ESCELSA por uma conexão em 138 kV, na SD São Gabriel, e duas conexões em 69 kV, nas SDs Duas Vendinhas e São Roque. Outra interligação da ESCELSA com a Rede Básica é através do sistema de transmissão em 230 kV que interliga as SEs Mascarenhas (ESCELSA), no Centro-Oeste do estado do Espírito Santo, próximo à divisa com o estado de Minas Gerais, e Governador Valadares (CEMIG), passando pela UHE Aimorés e Conselheiro Pena, localizadas na região leste de Minas Gerais.

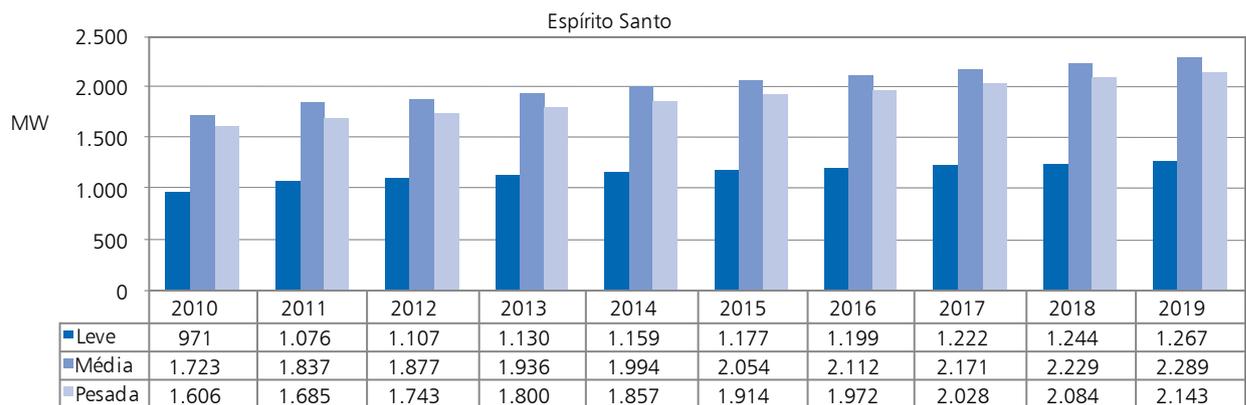
Geração local

O Espírito Santo tem cerca de 1200 MW de potência instalada, o que representa cerca de 3% do total da região Sudeste.

Carga local

A carga pesada do estado do Espírito Santo representa, em média, cerca de 4% do total da região Sudeste, com crescimento médio anual de 2,6% no período decenal. O Gráfico 57 ilustra a evolução dos três patamares de carga.

Gráfico 57 – Evolução da carga do Estado do Espírito Santo



Fonte: EPE

Programa de obras

As principais obras da Rede Básica previstas para a área da ESCELSA no período 2010-2019 são apresentadas na tabela a seguir:

Tabela 86 – Programa de Obras – Espírito Santo

Descrição da obra	Data prevista
<i>Linhas de Transmissão</i>	
LT 500 kV Mesquita - Viana 2	2012
LT 230 kV Mascarenhas - Linhares	2012
<i>Subestações</i>	
SE Viana 345/138 kV - 3º TR 1 3 x 75 MVA	2010
SE Vitoria 345 KV - 2º CS	2010
SE Viana 2 500 kV - 1º AT 500/345 kV 900 MVA	2012
SE Linhares 230 kV - 1º AT 230/138 kV 150 MVA	2012

Fonte: EPE

3.3.4 Estado do Rio de Janeiro

Sistema Elétrico

A Rede Básica que abastece o estado do Rio de Janeiro a partir das SE Cachoeira Paulista, em São Paulo, e Itutinga, em Minas Gerais, é formada por LTs nas tensões de 500 e 345 kV de FURNAS. O tronco em 345 kV atende ao norte do estado do Rio, operando como corredor para abastecer também o estado do Espírito Santo. Estes dois Estados formam a área Rio/Espírito Santo, que importa energia elétrica dos estados de São Paulo e Minas Gerais através dos seguintes pontos da rede: SE Cachoeira Paulista; LT Itutinga-Adrianópolis em 345 kV; LT Ouro Preto-Vitória em 345 kV; conexões em 230 kV com São Paulo e Minas Gerais nas SEs Nilo Peçanha e Mascarenhas,

respectivamente. A SE Cachoeira Paulista é toda dedicada à transferência de potência do parque gerador de São Paulo, Minas Gerais e da usina de Itaipu para a área Rio/Espírito Santo. A injeção para o estado do Rio de Janeiro via Cachoeira Paulista, chega a esta SE através da rede de 500 kV proveniente do sistema de transmissão de Itaipu, a partir do terminal de Tijuco Preto. O sistema em 500 kV proveniente das SEs Poços de Caldas e Campinas integra os parques geradores do Rio Paranaíba e Baixo Rio Grande à rede de 345 e 138 kV de suprimento à área Rio/Espírito Santo nas SEs Angra, Adrianópolis, Grajaú, São José, Santa Cruz (2008) e Nova Iguaçu (2012). Partem da SE Adrianópolis dois circuitos em 345 kV para atendimento à região de Campos e ao Espírito Santo.

O restante do suprimento ao estado do Rio é realizado através da geração local e da interligação Rio-São Paulo, em Santa Cabeça, pela transformação de Nilo Peçanha 230/138 kV – 1 x 200 MVA, da LIGHT.

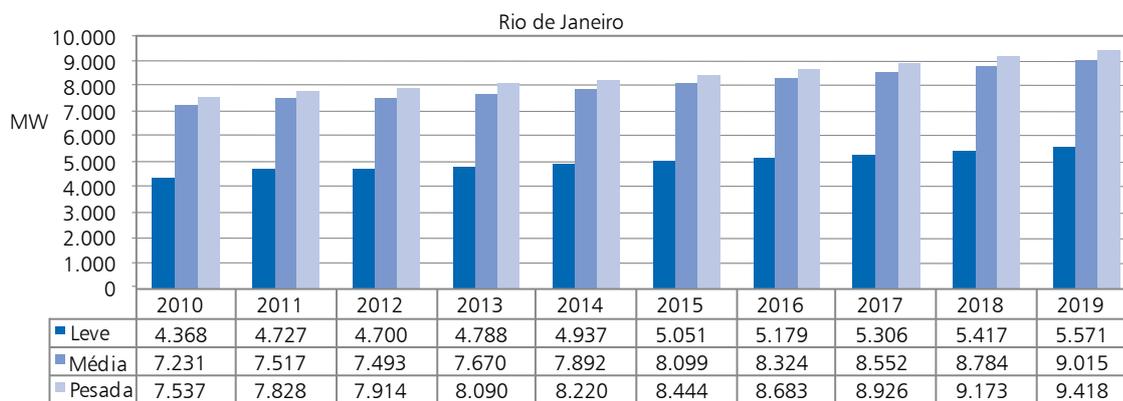
Geração local

O estado do Rio de Janeiro tem uma potência instalada de cerca de 7.600 MW, dos quais 84% 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 2,5% no período decenal. A evolução dos três patamares de carga é mostrada no Gráfico 58.

Gráfico 58 – Evolução da carga do Estado do Rio de Janeiro



Fonte: EPE

Programa de obras

Com os reforços das interligações com os estados do Acre e Rondônia, em 2012, e com a região Norte, em 2015, um conjunto de reforços será necessário na rede de transmissão da região Sudeste, os quais estão sendo analisados através de estudos específicos; alguns desses reforços poderão abranger a rede do estado do Rio de Janeiro, dependendo da alternativa de transmissão que venha a ser selecionada. No curto prazo, é previsto para 2010 a implantação da SE Santa Cruz 500 kV (seccionando a LT Angra-Grajaú 500 kV).

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

- Avaliar, juntamente com a ELETROPAULO, a necessidade de se instalar o 3º circuito da LT subterrânea Norte – M. Reale 345 kV;
- Estudo de suprimento à grande São Paulo;
- Estudo de suprimento ao litoral paulista;
- Avaliar o carregamento da transformação 440/138 kV de Jupiá e determinar reforços para o sistema regional.

Estado do Rio de Janeiro

- Analisar atendimento ao litoral norte do Estado (Ampla);
- Analisar desempenho do tronco de 138 kV Angra – Santa Cruz – Jacarepaguá após definição do novo terminal Nova Iguaçu.

Estado do Espírito Santo

- Não há estudos complementares previstos até o momento.

Estado de Minas Gerais

- Determinação de reforços para a Região Leste devido ao elevado carregamento da malha de 230 kV;
- Soluções para o elevado carregamento nas transformações de Rede Básica de fronteira da Região Central;
- Melhora nos perfis de tensão no Sistema da Rede Básica, sobretudo nas Regiões Central e da Mantiqueira;
- Corte de carga para perda no sistema supridor da SE Araçuaí.

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 e considerando, a partir de 2009, os estados do Acre e Rondônia, atende cerca de 12% da carga do Sistema Interligado Nacional. Os maiores centros de consumo estão localizados nas áreas metropolitanas de Goiânia e Brasília. A Rede Básica desta região têm linhas em 500, 345 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.

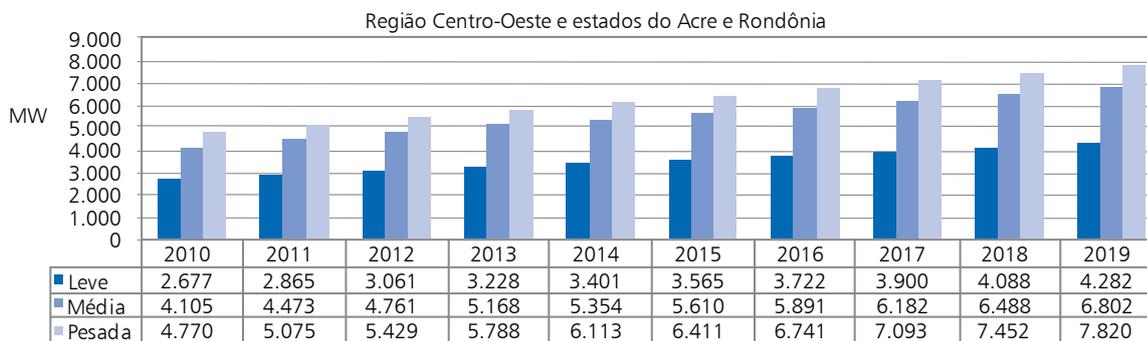
Geração Regional

O sistema Centro Oeste possui uma capacidade instalada da ordem de 9.000 MW, distribuídos nos estados da região, sendo 7000 MW de usinas hidrelétricas (78%) e 2000 MW de usinas térmicas (22%).

Carga Regional

As projeções dos patamares de carga pesada, média e leve utilizadas neste ciclo de planejamento estão mostradas no Gráfico 59.

Gráfico 59 – Evolução da carga da Região Centro Oeste e Acre Rondônia



Fonte: EPE

3.4.1 Estado de Goiás e Distrito Federal

Sistema elétrico

A Rede Básica que compõe o sistema desta região é formada por linhas nas tensões de 500, 345 e 230 kV de FURNAS, 500 kV da Expansion 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.

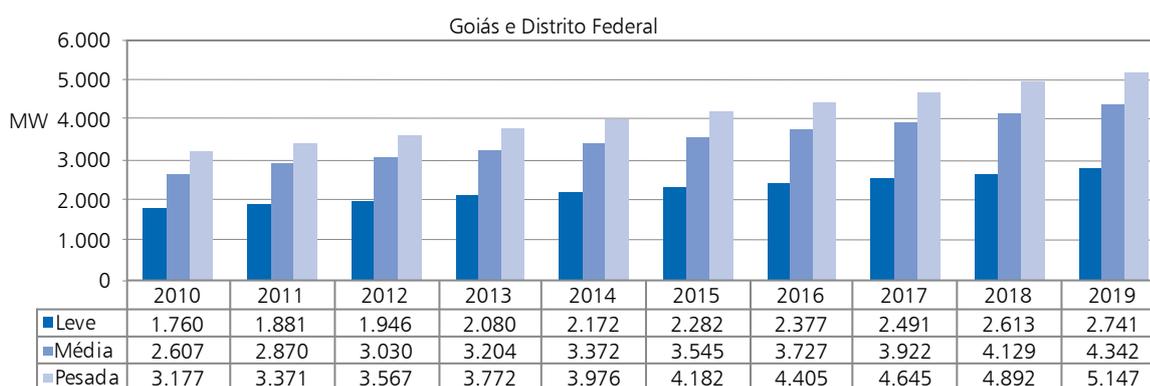
Geração local

O estado de Goiás e o Distrito Federal têm uma potência instalada de cerca de 5.900 MW.

Carga local

A carga do estado de Goiás e do Distrito Federal representa, em média, mais de 66% do total da região Centro Oeste. A evolução desta carga apresenta um crescimento médio anual de 5,5% e é reproduzida no Gráfico 60 para os três patamares de carga.

Gráfico 60 – Evolução da carga do Estado de Goiás e do Distrito Federal



Fonte: EPE

Programa de obras

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

Tabela 87 – 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	2010
LT Rio Verde Norte – Trindade 500 kV, CD, 200 km	2012
LT Trindade – Xavantes 230 kV, CD, 33 km	2012
LT Trindade – Carajás 230 kV, CS, 22 km	2012
LT Xavantes – Pirineus 230 kV, C2, 40 km	2012
LT Cachoeira Dourada – Planalto 230 kV, C1, 85 km – Recapacitação	2012
LT Rio Verde Norte – Itumbiara, C2, 500 kV, 202 km	2015

Fonte: EPE

Tabela 88 – Programa de Obras – subestações – Goiás e Distrito Federal

Descrição da obra	Data prevista
SE Brasília Geral – 230/34,5 kV – substituição de 2 TRs de 30 MVA por 2 TRs de 60 MVA	2010
SE Samambaia 345 kV – banco de capacitores de 150 MVar	2010
SE Brasília Sul – Instalação definitiva do sexto banco de 345/138 kV – 150 MVA	2010
SE Corumbá – novo setor de 138 kV – 2 TRs 345/138 kV – 2 x 75 MVA	2010
SE Barro Alto 2º AT 230/69 kV – 50 MVA	2010
SE Barro Alto 230 kV – 2º banco de capacitores 27,7 MVar	2010
SE Rio Verde – 3º AT 230/138/13,8 kV – (3+1) x 33,3 MVA	2010
SE Luziânia – 1º e 2º TR 500/138 – 2 x 100 MVA	2010
SE Samambaia 3º AT 345/138 kV – 225 MVA	2011
SE Trindade – 3 TRs 500 / 230 kV – 400 MVA	2012
SE Niquelândia (FURNAS) – Construção de um novo setor de 69 kV – 1º TR 230/69 kV – 30 MVA	2012
SE Itumbiara – 4º AT 345/230 kV – 3 x 75 MVA	2012
SE Brasília Sul – 3º AT 345/230 kV – 3 x 75 MVA	2012
SE Luziânia – 3º TR 500/138 – 100 MVA	2015

Fonte: EPE

3.4.2 Estado de Mato Grosso

Sistema elétrico

Com mais de 2000 km de extensão, a Rede Básica que compõe o sistema do estado de Mato Grosso é formada por linhas nas tensões de 230 kV de FURNAS, ELETRONORTE e da transmissora Amazônia-Eletronorte Transmissora de Energia S.A., e em 500 kV da Itumbiara Transmissora de Energia Ltda. O estado de Mato Grosso foi importador de energia elétrica durante muitos anos. Atualmente, passou a ser exportador de energia, com a geração local de energia elétrica em Mato Grosso consiste das UHEs Juba I e II com capacidade de 84 MW, da UTE Mário Covas, com capacidade de 480 MW, UHE Manso com 210 MW, UHE Guaporé com 120 MW, UHE Jauru com 110 MW, UHEs Itiquira I e II com 156 MW e UHE Ponte de Pedra com 176 MW, além de outras pequenas usinas hidráulicas, totalizando cerca de 1900 MW. O escoamento do excedente de energia do estado de Mato Grosso em direção à região Sudeste é feito, atualmente, através de três linhas em 230 kV perfazendo um total de 1.634 km, uma em 138 kV e um circuito em 500 kV entre a SE Cuiabá (MT) e a SE Itumbiara (GO). Para atender as cargas da região norte do estado, 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 (ELETRONORTE), com secionamento na SE Nobres (ELETRONORTE) onde está conectada à UHE Manso (FURNAS). A partir da SE Sinop o atendimento às regiões de Colíder, Matupá

de Alta Floresta (CEMAT) é feito através de 138 kV. A região da Grande Cuiabá é suprida pela transformação de Coxipó 230/138 kV e pela Usina Térmica Mario Covas (480 MW). Devido ao esgotamento previsto da SE Coxipó (5 x 100 MVA), a referência [74] indicou um novo ponto de atendimento ao anel em 138 kV de Cuiabá através do seccionamento de um dos circuitos 230 kV Jauru-Coxipó na SE Nova Várzea Grande 230/138 kV – 1 x 150 MVA em 2013 e do segundo banco e seccionamento do circuito em 2018.

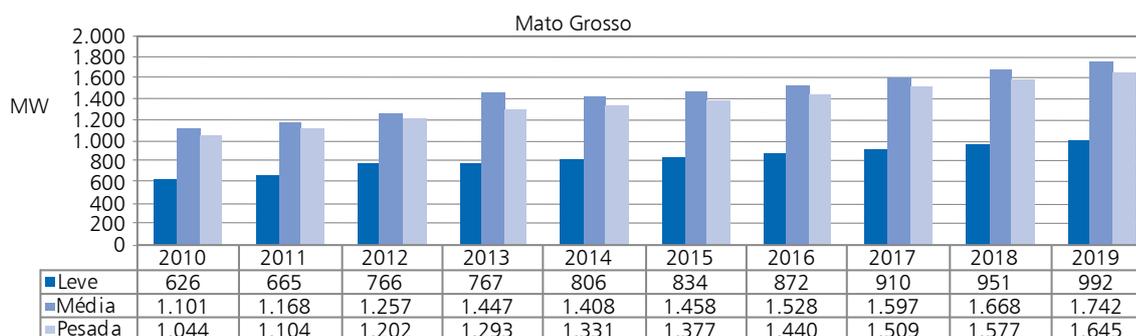
Geração local

O estado de Mato Grosso tem uma potência instalada de cerca de 1950 MW, que corresponde a 22% da potência da região Centro-Oeste.

Carga local

A carga do estado de Mato Grosso representa, em média, cerca de 22 % do total da região Centro Oeste, com crescimento médio anual de 5,2% para o patamar de carga pesada. Sua evolução é mostrada no Gráfico 61 para os três patamares de carga.

Gráfico 61 – Evolução da carga de Estado de Mato Grosso



Fonte: EPE

Programa de obras

Tabela 89 – Programa de obras– linhas de transmissão – Mato Grosso

Descrição da obra	Data prevista
LT Nova Mutum – Sorriso 230 kV, C2, 152 km	2010
LT Sorriso – Sinop 230 kV, C2, 77 km	2010
LT Parecis – Brasnorte 230 kV, CD, 106 km	2010
LT Juína – AHE Dardanelos 230 kV, CD, 168 km	2010
LT Juína – Brasnorte 230 kV, CD, 215 km	2010
LT Juba – Brasnorte 230 kV, CD, 232 km	2010
LT Coxipó – Nobres 230 kV, C1, 105 km – Recapacitação	2010
LT Jauru – Vilhena 230 kV, C3, 354 km	2011
LT Jauru – Cuiabá 500 kV, C1, 348 km	2011
LT Cuiabá – Nobres 230 kV, C1, 115 km	2011
LT Nobres – Nova Mutum 230 kV, C2, 100 km	2011
LT Cuiabá – Ribeirãozinho 500 kV, C2, 364 km	2013
LT Ribeirãozinho – Rio Verde Norte 500 kV, C2, 242 km	2013

Fonte: EPE

Tabela 90 – Programa de obras – subestações – Mato Grosso

Descrição da obra		Data prevista
SE Barra do Peixe 230 kV	2º e 3º AT 230/138/13,8 – $2 \times (3+1) \times 16,67$ MVA	2010
SE Brasnorte 230 kV	1º AT 230/138/13,8 (3+1) $\times 33,33$ MVA	2010
SE Coxipó 230 kV	4º AT 230/138/13,8 (3+1) $\times 33,33$ MVA	2010
SE Jauru 230 kV	5º AT 230/138/13,8 (3 $\times 33,33$ MVA	2010
SE Jauru 500 kV	2º AT 230/138/13,8 – 3×100 MVA	2010
SE Juba 230 kV	3º AT 500/230/13,8 – (3+1) $\times 250$ MVA	2011
SE Juína 230 kV	1º e 2º AT 230/138/13,8 – 3×50 MVA	2010
SE Juína 230 kV	1º AT 230/138/13,8 (3+1) $\times 33,33$ MVA	2010
SE Lucas do Rio Verde (Nova) 230 kV	1º AT 230/138/13,8 (3+1) $\times 25$ MVA	2010
SE Nobres	1º e 2º AT 230/138/13,8 – 100 MVA	2010
SE Nova Mutum	2º TR 230/69/13,8 kV – 30 MVA	2010
SE Parecis	1º, 2º e 3º AT 230/138/13,8 kV – (9+1) $\times 33,33$ MVA	2010
SE Sinop	2º AT 230/138/13,8 – 100 MVA	2010
SE Nova Várzea Grande 230/138 kV (Secionamento da LT 230 kV Jauru-Coxipó)	1º AT 230/138 – (3+1) $\times 50$ MVA	2013

Fonte: EPE

3.4.3 Estados do Acre e Rondônia

Sistema elétrico

Os sistemas elétricos dos estados do Acre e Rondônia são interligados através de um sistema de transmissão na tensão de 230 kV, com característica essencialmente radial. O sistema de transmissão da ELETRONORTE no estado do Acre atualmente é constituído de um circuito em 230 kV, Abunã – Rio Branco, alimentado a partir da SE Abunã em Rondônia. A partir da SE Rio Branco, a transformação 230/69/13,8 kV – 100 MVA alimenta em 02 (dois) circuitos de 69 kV as SEs Tangará e São Francisco, cada uma com dois transformadores de 69/13,8 kV – 26,6 MVA e um circuito em 69 kV alimenta SE Sena Madureira 69/13,8 kV – 12,5 MVA. A partir da SE Rio Branco, a transformação 230/138 kV – 55 MVA, através de um circuito de 138 kV, alimenta a SE Epitaciolândia 138/13,8 kV – 12,5 MVA. O sistema de transmissão de Rondônia atende, por meio de linhas de transmissão em 230 kV, às regiões polarizadas pelas cidades de Porto Velho, Ariquemes e Ji Paraná. Da cidade de Ji Paraná parte uma linha de transmissão em 138 kV, operando em 69 kV, com destino à cidade de Rolim de Moura, na região centro-sul do estado. A partir de 2009 entrou em operação a conexão entre os estados de Rondônia e Mato Grosso, através de LTs em 230 kV entre a SE Vilhena (Rondônia) e a SE Jauru (Mato Grosso), cujas instalações foram licitadas em novembro de 2006. Com essa conexão, foi estabelecida a interligação do subsistema Acre/Rondônia com a região Centro-Oeste.

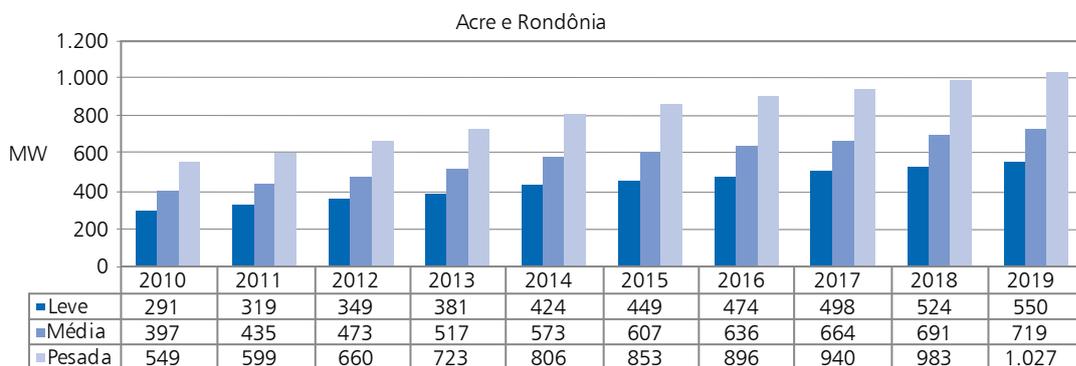
Geração local

O total da geração atualmente em operação nos estados do Acre e Rondônia é de 1.060 MW.

Carga local

A evolução dos três patamares de carga para os estados do Acre e Rondônia prevista para o é apresentada no Gráfico 62 de onde se deduz, para o patamar de carga pesada, um crescimento médio anual de 7,2% no período decenal.

Gráfico 62 – Evolução da carga dos Estados do Acre e Rondônia



Fonte: EPE

Programa de obras

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

Tabela 91 – Programa de Obras – linhas de transmissão – Estados do Acre e Rondônia

Descrição da obra	Data prevista
LT Ji-Paraná / Pimenta Bueno 230 kV – C1, 118,6 km	2010
LT Pimenta Bueno / Vilhena 230 kV – C1, 160,3 km	2010
LT Samuel / Ariquemes 230 kV – C2, 150 km	2010
LT Ariquemes / Ji-Paraná 230 kV – C2, 165 km	2010
LT Ji-Paraná / Pimenta Bueno 230 kV – C2, 118,6 km	2010
LT Pimenta Bueno / Vilhena 230 kV – C2, 160,3 km	2010
LT Vilhena / Jauru 230 kV – CD, 354 km	2010
LT Porto Velho I / Abunã 230 kV – C2, 190 km	2011
LT Abunã / Rio Branco I 230 kV – C2, 305 km	2011
LT Porto Velho I / Samuel 230 kV – C3, 41 km	2011
LT Samuel / Ariquemes 230 kV – C3, 150 km	2011
LT Ariquemes / Ji-Paraná 230 kV – C3, 165 km	2011
LT Ji-Paraná / Pimenta Bueno 230 kV – C3, 118 km	2011
LT Pimenta Bueno / Vilhena 230 kV – C3, 160 km	2011
LT Vilhena / Jauru 230 kV – C3, 354 km	2011
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 – nº 1	2012
LT Coletora Porto Velho / Araraquara ±600CC – nº 2	2012
Secionamento LT (Porto Velho I / Abunã) / Universidade 230 kV, 0,5 km, MCM	2013

Fonte: EPE

Tabela 92 – Programa de obras – subestações – Estados do Acre e Rondônia

Descrição da obra		Data prevista
SE Abunã 230 kV	2º AT 230/138/13,8kV – 55 MVA	2010
SE Ariquemes	1º e 2º TRs 230/69/13,8kV – 60 MVA	2010
	3º TRs 230/69/13,8kV – 60 MVA	2014
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 Jaru	2º TR 230/69/13,8kV – 30 MVA	2011
	3º TR 230/69/13,8kV – 30 MVA	2014
SE Ji Paraná	2º AT 230/138/13,8kV – 100 MVA	2010
	3º AT 230/138/13,8kV – 100 MVA	2014
	3º TR 230/69/13,8kV – 60 MVA	2014
SE Pimenta Bueno	2º e 3º AT 230/138/13,8kV – 55 MVA	2010
SE Porto Velho I	4º TR 230/69 kV – 100 MVA	2011
SE Rio Branco I	2º AT 230/138/13,8kV – 55 MVA	2011
	3º TR 230/69/13,8kV – 100 MVA	2011
SE Universidade	1º e 2º TR 230/69/13,8kV – 100 MVA	2012

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:

- Análise de necessidade de reforço nas transformações das SEs de Rede Básica de Fronteira:
 - ◆ Samambaia – 345/138 kV
 - ◆ Bandeirantes – 345/230 kV
 - ◆ Barro Alto – 230/69 kV
- 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 para a região de Iaciara, uma vez que o sistema de distribuição não comporta a geração prevista.

Estado de Mato Grosso:

- Avaliar, por meio de estudos transitórios eletromagnéticos, a possibilidade de se tornar manobráveis os reatores de linhas existentes nas SE de Jauru e Coxipó 230 kV;
- Analisar o tronco entre Cuiabá e Itumbiara devido ao aumento expressivo de geração no estado de Mato Grosso, conforme recomendação da referência [64];
- Estudo para integração das usinas do Teles Pires à Rede Básica, bem como os reforços para a região Sudeste;
- Estudo de implantação do terceiro circuito em 230 kV, a partir do ciclo de 2016, entre as subestações de Barra do Peixe, no estado do Mato Grosso e de Rio Verde, no estado de Goiás.

Estados do Acre e Rondônia:

- Analisar a necessidade de inclusão da subestação Universidade 230/69 kV, a partir de 2013.

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

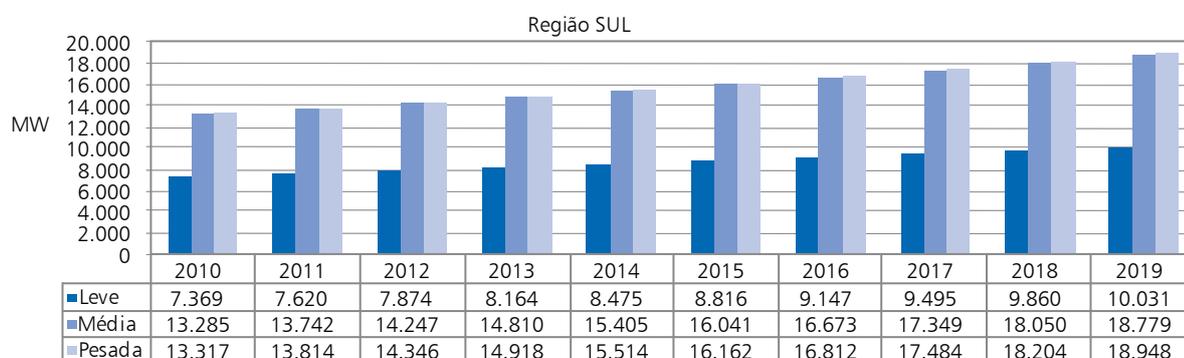
Este sistema, além do atendimento ao mercado regional, participa da otimização energética entre as regiões Sul e Sudeste através de conexões com os estados de São Paulo e Mato Grosso do Sul. A região possui uma extensa malha de Rede Básica em 525 kV que constitui o sistema de conexão entre as usinas 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 possui uma capacidade instalada da ordem de 30.215 MW, sendo 25.600 MW hidráulicas (85%) e 4.450 MW térmicas (15%), com a maior parte dos aproveitamentos hidráulicos localizados nas bacias dos rios Iguazu, Uruguai e Paraná.

Carga Regional

O Gráfico 63 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 cerca de 4% no período 2010-2019.

Gráfico 63 – Evolução da carga na região Sul

Fonte: EPE

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 proveniente 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 proveniente de Gravataí e por uma LT 525 kV Campos Novos – Novos Santa Rita prevista para o final de 2007; 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 Luz 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.

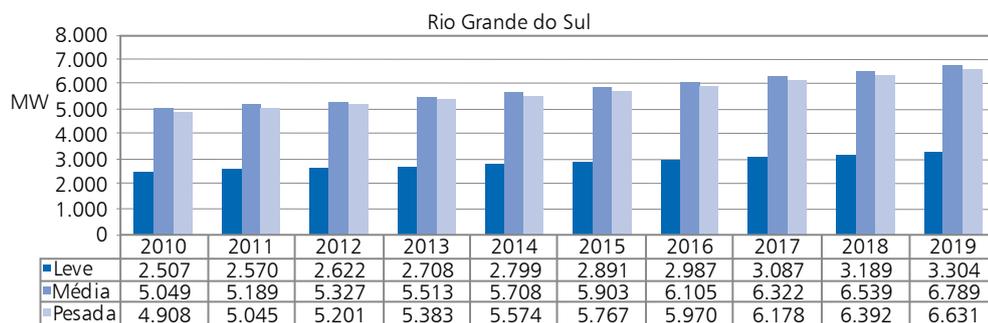
Geração local

A potência instalada no estado é da ordem de 5.400 MW, com predominância de fontes hidráulicas e térmicas.

Carga local

A carga do estado do Rio Grande do Sul prevista para o período 2010-2019 apresenta um crescimento médio de cerca de 3,4% ao ano, para o patamar de carga pesada. O Gráfico 64 apresenta a evolução para os três patamares de carga.

Gráfico 64 – Evolução da carga do Estado do Rio Grande do Sul



Fonte: EPE

Programa de obras

As principais obras de atendimento ao estado do Rio Grande do Sul previstas nos estudos são apresentadas na Tabela 93 e na Tabela 94.

Tabela 93 – Programa de obras – linhas de transmissão – Rio Grande do Sul

Descrição da obra	Data prevista
LT Cidade Industrial – Pelotas 3 (Sec Guaíba 2) 230kV	2010
LT Foz do Chapecó – Guarita 230 kV	2010
LT Foz do Chapecó – Xanxerê 230 kV	2010
LT Garibaldi – Monte Claro 230kV	2010*
LT Gravataí 2 – Cidade Industrial C1 (Sec. Cachoeirinha) 230kV	2011
LT Gravataí 2 – Gravataí 3 (Recapacitação) 230kV	2011
LT Nova Santa Rita – Porto Alegre 9 230kV	2011
LT Porto Alegre 9 – Porto Alegre 8 230kV	2011
LT Caxias – Caxias 2 (Sec. Caxias 6) 230kV	2011
LT Caxias – Taquara (Sec. Nova Petrópolis 2) 230 kV	2011
LT Farroupilha – Garibaldi (Sec. Farroupilha 2) 230 kV	2011
LT Santo Ângelo – Passo Real (Sec. Ijuí 2) 230kV	2011
LT Gravataí 2 – Porto Alegre 6 (Sec. Viamão 3) 230kV	2012
LT Restinga – Viamão 3 230kV	2012
LT Restinga – Porto Alegre 13 230kV	2012
LT Gravataí 2 – Porto Alegre 10 230kV (Sec. Porto Alegre 12)	2012
LT Campo Bom – Taquara 230kV	2013
LT Nova Santa Rita – Itaúba 230kV (Sec. Candelária 2)	2013
LT Gravataí 2 – Gravataí 3 230kV (Recapacitação C2)	2013
LT Farroupilha – Garibaldi 230kV (Sec. Farroupilha 2)	2013
LT Porto Alegre 8 – Porto Alegre 1 230kV	2015
LT Porto Alegre 12 – Porto Alegre 1 230kV	2015

(*) obras já autorizadas ou licitadas

Fonte: EPE

Tabela 94 – Programa de obras – subestações – Rio Grande do Sul

Descrição da obra	Data prevista	
SE Campo Bom	2º TR 230/23 kV – 50MVA 3º TR 230/69 kV – 83MVA	2010 2010
SE Canoas 1	2º TR-230/23 kV 50MVA	2010
SE Pelotas 3	3º TR 230/138kV – 83MVA	2010
SE Quinta	2º AT 230/138kV – 50MVA	2010
SE Taquara	2º TR 230/138kV – 3×50MVA	2010
SE Alegrete 2	2º TR 230/69kV – 83MVA	2010
SE Lajeado 2	3º TR 230/69kV – 83MVA	2010
SE Maçambará	2º TR 230/69kV – 83MVA	2010
SE Quinta	2º TR 230/69kV – 3×55MVA	2010
SE Santa Cruz 1	3º TR 230/69kV – 83MVA	2010
SE Uruguaiana 5	3º TR 230/69kV – 83 MVA	2010
SE Venâncio Aires	3º TR 230/69kV – 75MVA	2010
SE Presidente Médici	2º TR 230/138kV – 83MVA	2010
SE Scharlau	2º TR 230/23kV – 50MVA	2010
SE Santa Maria 3	3º TR 230/69kV – 83MVA	2010
SE São Borja 2	3º TR 230/69 kV – 50 MVA	2010
SE Maçambará	3º TR 230/69 kV – 83 MVA	2010
SE Cachoeirinha	2×TR 230/138kV – 150MVA	2011
SE Ijuí 2	2×TR 230/69 kV – 83 MVA	2011

Descrição da obra		Data prevista
SE Lajeado Grande	1×TR 230/138 kV – 75 MVA	2011
SE Nova Petrópolis 2	1×TR 230/69 kV – 75 MVA	2011
SE Farroupilha 2	2×TR 230/69 kV – 83 MVA	2011
SE Foz do Chapecó	2×AT 230/138 kV – 50 MVA	2012
SE Porto Alegre 10	2º TR 230/13,8 kV 50 MVA	2012
SE Porto Alegre 8	3º TR 230/69 kV 83 MVAo	2012
SE 230/69 kV Restinga	2×TR 83 MVA	2012
SE Tapera 2	3º TR 230/69 kV – 83 MVA	2012
SE Porto Alegre 12	2×TR 230/69 kV – 83 MVA	2013
SE Viamão 3	3×TR 230/69 kV– 83 MVA	2013
SE Caxias 6	2º TR 230/69 kV – 3x55 MVA	2013
SE Maçambará	3º TR 230/69 kV – 83MVA	2013
SE São Borja 2	3º TR 230/69 kV – 50MVA	2013
SE Alegrete 2	3º TR 230/69 kV – 83MVA	2013
SE Candelária 2	2×TR 230/69kV – 83 MVA	2013
SE Santa Maria 3	1º e 2º AT 230/138kV – 83MVA	2013
SE Bagé 2	3º TR 230/69kV – 50MVA	2015
SE Porto Alegre 1	3×TR 230/69 kV – 83 MVA	2015
SE Foz do Chapecó	3º AT 230/138 kV – 50 MVA	2016
SE Porto Alegre 12	3º TR 230/69 kV – 83 MVA	2017
SE Viamão 3	4º TR 230/69 kV – 83 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

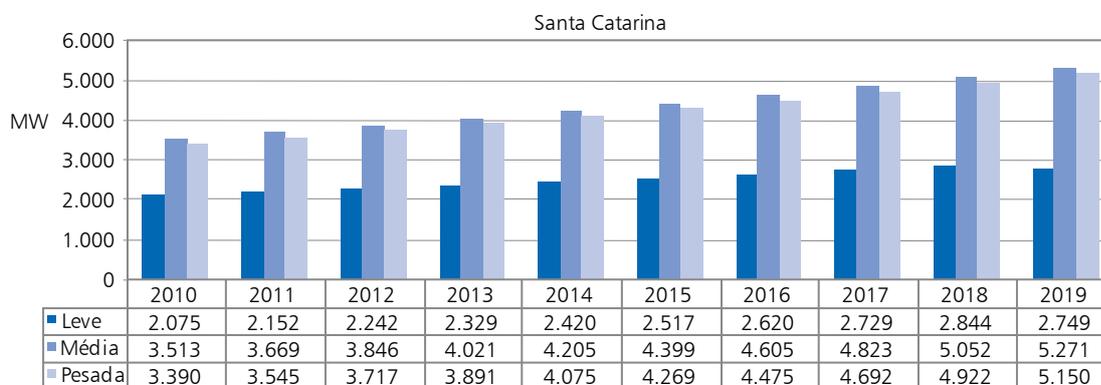
A potência instalada no estado é da ordem de 4.000 MW com a predominância de fontes hidráulicas e térmicas.

Carga local

A carga do estado de Santa Catarina, a qual representa da ordem de 26% do total da região, apresenta um crescimento anual médio de 4,8% no período decenal para o patamar de carga pesada.

O Gráfico 65 apresenta os valores previstos para os três patamares de carga.

Gráfico 65 – Evolução da carga do Estado de Santa Catarina



Fonte: EPE

Programa de obras

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

Tabela 95 – Programa de obras – linhas de transmissão – Santa Catarina

Descrição da Obra	Data Prevista
LT São Mateus – Canoinhas 230kV – C2	2010*
LT Joinville Norte – Curitiba 230kV – C2	2011

(*) obras já autorizadas ou licitadas.

Fonte: EPE

Tabela 96 – Programa de obras – subestações – Santa Catarina

Descrição da Obra	Data Prevista	
SE Canoinhas	230/138 kV – substituição de 2 TR de 75 MVA por 2 TR de 150 MVA	2012
SE Biguaçu	2º AT 525/230 kV – 672 MVA	2012
SE Biguaçu	3º TR 230/138 kV – 150 MVA	2012

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 geo-elétricas, 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.

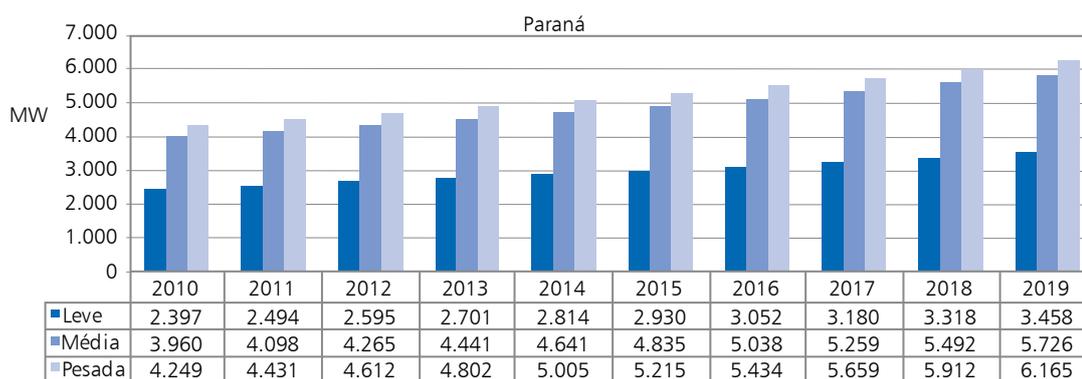
Geração local

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

Carga local

A carga do estado do Paraná, a qual corresponde a 33% do total da região, apresenta um crescimento anual médio de 4,2% no período decenal para o patamar de carga pesada. A previsão para os três patamares de carga pode ser vista no Gráfico 66.

Gráfico 66 – Evolução da carga do Estado do Paraná



Fonte: EPE

Programa de obras

As principais obras de atendimento ao estado do Paraná previstas nos estudos são apresentadas na Tabela 97 e na Tabela 98.

Tabela 97 – Programa de obras de linhas de transmissão – Paraná

Descrição da obra	Data prevista
LT LONDR ESUL – SECC (APUC – FIG) 230 kV, CD, 15 km,	2010
LT CAMPO COMPRIDO – UMBARÁ (reencabeçamento) 230 kV – CS	2010
LT CASCAVEL OESTE – FOZ DO IGUAÇÚ 500 kV, CS, 120 km	2010
LT DISTRITO S. J. PINHAIS – GRALHA AZUL 230 kV, CS + D1, 32 km	2010
LT CASCAVEL – F. IGUAÇU N 230 kV, CS, 128 km (energização em 230 kV)	2011
LT CASCAVEL OESTE – UMUARAMA 230 kV, CS, 143 km	2011
LT CURITIBA – UBERABA 230 kV, CS – 12 km + D2 – 25 km	2011
LT FOZ DO CHOPIM – SALTO OSÓRIO 2 230 kV,C2, 22 km	2011
LT MAUÁ – JAGUARIAÍVA 230 kV, CS, 41 km	2011
LT MAUÁ – FIGUEIRA 230 kV, CS, 110 km	2011
LT LONDRINA – LONDRINA 230 kV, CS, 22 km	2013
LT BATEIAS – P. GROSSA SUL 230 kV, CS, 83 km (recapacitação)	2013
LT CHAVANTES – FIGUEIRA 230 kV, CS, 105 km (recapacitação)	2013
LT IBIPORÁ – LONDRINA 230 kV, CD, 20 km (recapacitação)	2013
LT S. MÔNICA – G. P. SOUZA 230 kV, CS, trecho de 46,6 km, (recapacitação)	2013
LT SANTA QUITÉRIA – SECC (C. COMPRIDO – UMBARÁ I) 230 kV	2013

Fonte: EPE

Tabela 98 – Programa de obras – subestações – Paraná

Descrição da obra		Data prevista
SE POSTO FISCAL 230 kV	2º AT 230/138 kV, 150 MVA	2010
SE FOZ NORTE 230 kV	2º AT 230/138 kV – 150 MVA	2010
SE F. CHOPIM 230 kV	2º TR 230/138 kV – 150 MVA,	2010
SE LONDRINA COPEL 230 kV , , TT3 + 2 CTs	3º TR 230/138 kV – 150 MVA	2011
SE UMUARAMA 230 kV	1º e 2º TRs 230/138 kV – 2×150 MVA	2011
SE F. IGUAÇU NORTE 230 kV	2º TR 230/138 kV – 150 MVA,	2011
SE DISTR. IND. S. J. PINHAIS (DJP) 230 kV	1º e 2º TRs 230/69 kV – 2×150 MVA	2011
SE GUAÍRA 230 kV ,	2º TR 230/138 kV – 150 MVA	2011
SE MARINGÁ 230 kV	3º TR 230/138 kV – 150 MVA	2011
SE CAMPO MOURÃO 230 kV	3º TR 230/138 kV – 150 MVA,	2013
SE P. GROSSA NORTE 230 kV (troca de transformadores)	2 ATs 230/138 kV 2×150 MVA	2013
SE CASCAVEL OESTE 500 kV	3º AT 525/230 kV – 600 MVA	2013
SE P. GROSSA SUL 230 kV	2º AT 230/138 kV – 75 MVA	2013
SE SANTA QUITÉRIA 230 kV	1º e 2º TRs 230/69 kV – 2×150 MVA	2013
	1º e 2º TRs 230/13,8 kV – 2×50 MVA	2013

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.

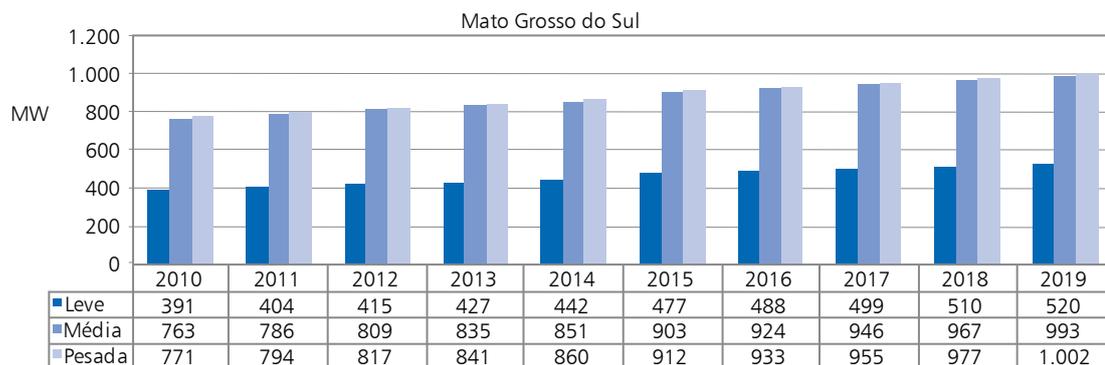
Geração local

A potência instalada no estado é da ordem de 4.300 MW com a predominância de fontes hidráulicas.

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% ao ano no período decenal. A previsão para os três patamares de carga pode ser vista no Gráfico 67.

Gráfico 67 – Evolução da carga do Estado de Mato Grosso do Sul



Fonte: EPE

Programa de obras

As principais obras de atendimento ao estado de Mato Grosso do Sul, previstas nos estudos, são apresentadas nas tabelas a seguir:

Tabela 99 – Programa de obras – linhas de transmissão – Mato Grosso do Sul

Descrição da obra	Data prevista
LT 230kV Imbirussú – Chapadão (Sec. Campo Grande)	2010
LT 230 kV Anastácio – Sidrolândia	2010
LT 230 kV Imbirussú – Sidrolândia	2010
LT 230 kV Chapadão – Jataí	2010
LT 230 kV Chapadão – Inocência	2010
LT 230 kV Inocência – Ilha Solteira 2	2010
LT 230kV Corumbá – Anastácio – CD	2011
LT 230kV Rio Brilhante ICG – Porto Primavera	2013
LT 230kV Ivinhema ICG – Umuarama	2013
LT 230kV Umuarama – Guáira	2013

Fonte: EPE

Tabela 100 – Programa de obras – subestações – Mato Grosso do Sul

Descrição da obra	Data prevista	
SE Ilha Solteira 2 440 kV	3 AT 440/230 kV – 450 MVA	2010
SE Corumbá 230 kV	2 AT 230/138 kV – 50 MVA	2011
SE Anastácio 230 kV	CER – 50/50 MVA	2011
SE Dourados 230/138 kV	4º AT 230/138 kV – 75 MVA	2011
SE Imbirussú 230 kV	3º AT 230/138 kV – 150 MVA	2012
SE Campo Grande Eletrosul 230 kV	2 AT 230/138 kV – 150 MVA	2013
SE Chapadão 230/138 kV	4º AT 230/138 kV – 225 MVA	2015

Fonte: EPE

3.5.5 Estudos complementares

São enumerados a seguir, por estado, os estudos específicos em desenvolvimento ou que deverão ser realizados pela EPE em conjunto com as Empresas, assim como também as recomendações resultantes das análises realizadas no período decenal.

Estado do Rio Grande do Sul

- Atendimento elétrico à região Norte do estado do Rio Grande do Sul, com enfoque nas regiões de Santa Marta e Lagoa Vermelha;
- Atendimento elétrico à região Sul do Rio Grande do Sul.

Estado de Santa Catarina

- Estudo complementar na rede de distribuição da alternativa indicada no estudo “Atendimento Elétrico ao Estado de Santa Catarina – Sul e Extremo Sul”, para solucionar os problemas de perfil de tensão e carregamentos observados na rede de 69 kV destas regiões
- Estudo de atendimento elétrico à região Leste de Santa Catarina, principalmente à região do Vale do Itajaí, em função do esgotamento da transformação 230/138 kV de Blumenau e degradação dos níveis de tensão na região de Joinville;
- Atendimento elétrico à região sul do estado de Santa Catarina, para solucionar esgotamento da transformação 230/69 kV de Jorge Lacerda, bem como os problemas de perfil de tensão e carregamentos observados na rede de 69 kV da região;
- Estudo de atendimento elétrico à região oeste do estado de Santa Catarina para solucionar o esgotamento da transformação 230/138 kV de Xanxerê.

Estado do Paraná

- Estudo de atendimento à região metropolitana de Curitiba, em função dos problemas decorrentes da perda da LT 230 kV Umbará – Curitiba.

4. Evolução física e investimentos

É apresentada a seguir a estimativa da evolução física dos sistemas de transmissão no período 2010-2019 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, DITs e rede de distribuição.

Evolução física

Tabela 101 – SIN: estimativa da evolução física do sistema de transmissão – linhas de transmissão (km)

Tensão	750 kV	±600 kV	500 kV	440 kV	345 kV	230 kV	Total
Existente em 2009	2.698	1.612	33.507	6.791	9.394	41.580	95.582
Evolução 2010-2019	–	9.350	16.146	17	538	10.746	36.797
Estimativa 2019	2.698	10.962	49.653	6.808	9.932	52.326	132.379

Fonte: EPE

Tabela 102 – SIN: estimativa da evolução física do sistema de transmissão – transformação (MVA)

Tensão	750 kV	500 kV	440 kV	345 kV	230 kV	Total
Existente em 2009	21.000	80.939	18.402	30.635	55.236	206.212
Evolução 2010–2019	–	39.076	5.733	8.864	22.466	76.139
Estimativa 2019	21.000	120.015	24.135	39.499	77.702	282.351

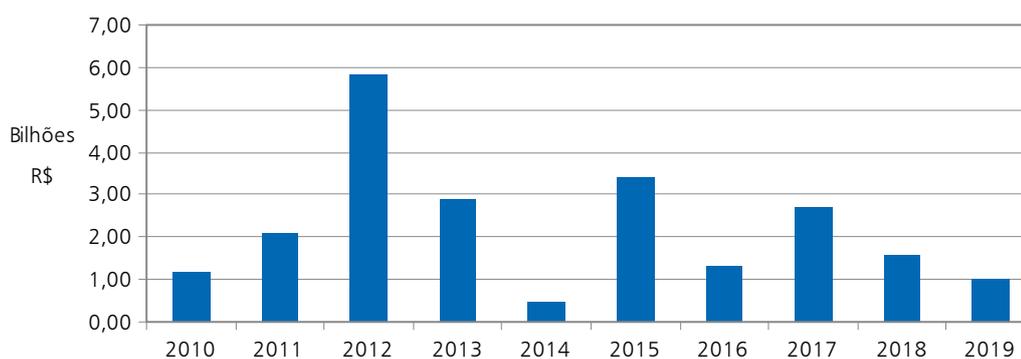
Nota: Inclui os transformadores de fronteira.

Fonte: EPE

Investimentos

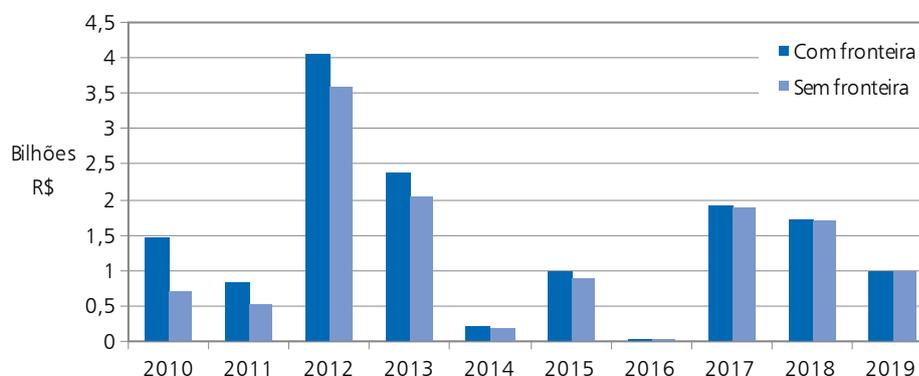
Os gráficos a seguir apresentam os investimentos previstos anualmente em linhas de transmissão e subestações, incluindo as instalações já licitadas que entram em operação no período decenal.

Gráfico 68 – SIN – Estimativa dos investimentos em Linhas de Transmissão, por ano



Fonte: EPE

Gráfico 69 – SIN – Estimativa dos investimentos em Subestações, por ano

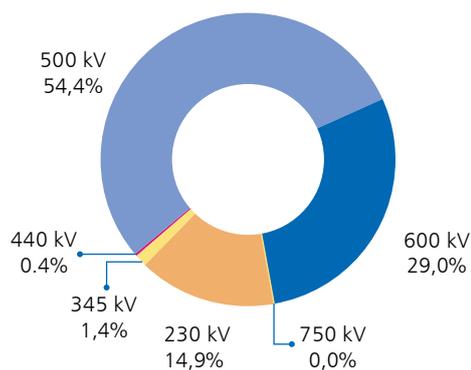


Fonte: EPE

Nos gráficos a seguir, são mostrados os investimentos totais de forma desagregada por nível de tensão, considerando o valor acumulado no período 2010-2019, computando-se nesse total as instalações já licitadas que entram em operação no período decenal. O valor total atinge a cerca de R\$ 39 bilhões, sendo R\$ 24 bilhões em linhas de transmissão e R\$ 15 bilhões em subestações, incluindo as instalações de fronteira.

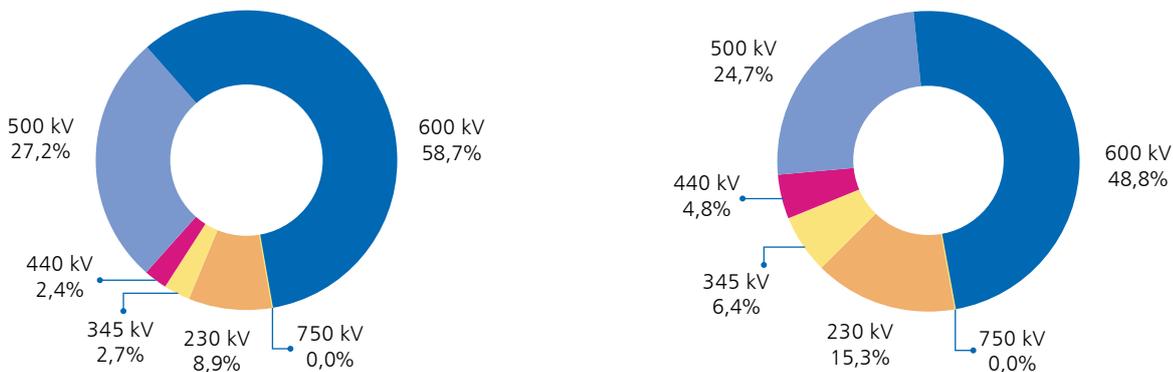
Sem o cômputo das instalações já licitadas, ou seja, considerando apenas as novas instalações de linhas de transmissão e subestações previstas, o valor total resulta da ordem de R\$ 26 bilhões, sendo cerca de R\$ 16 bilhões em linhas de transmissão e R\$ 10 bilhões em subestações, incluindo as instalações de fronteira.

Gráfico 70 – Investimento total em linhas de transmissão, por nível de tensão, período 2010 – 2019



Fonte: EPE

Gráfico 71 – Investimento total em subestações, por nível de tensão, período 2010 – 2019



Fonte: EPE

5. Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão

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.

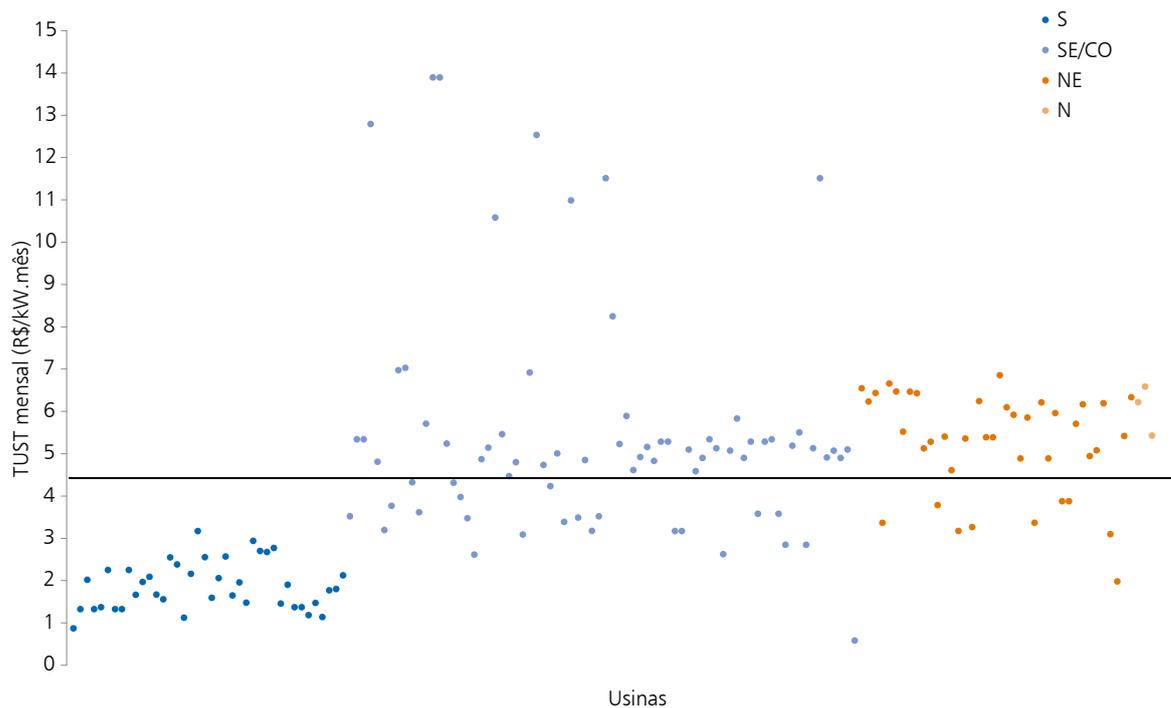
A evolução da Receita Anual Permitida – RAP no período decenal foi estimada a partir dos investimentos informados pelas empresas participantes do Plano Decenal de Transmissão e das estimativas de custos-padrão constantes do Sistema de Gestão da Expansão da Transmissão (SGET), desenvolvido pela EPE.

5.1 Tarifas de Geração

Os gráficos a seguir apresentam a distribuição da estimativa das tarifas de geração do sistema por submercado, considerando-se apenas os anos ímpares do período 2010-2019. As tarifas de geração foram calculadas de acordo com as resoluções nos. 117/04 e 267/07.

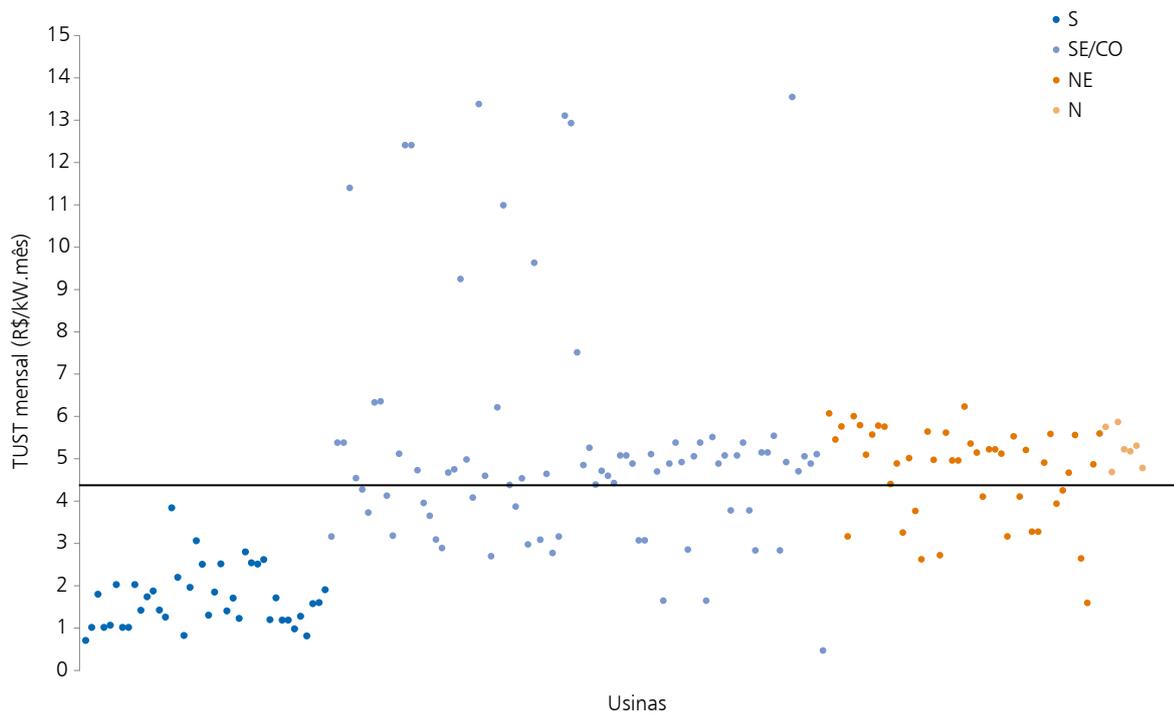
Os gráficos abaixo apresentam como a TUST das usinas de cada região se comporta em relação à média do sistema.

Gráfico 72 – Distribuição da TUST para o ano 2011



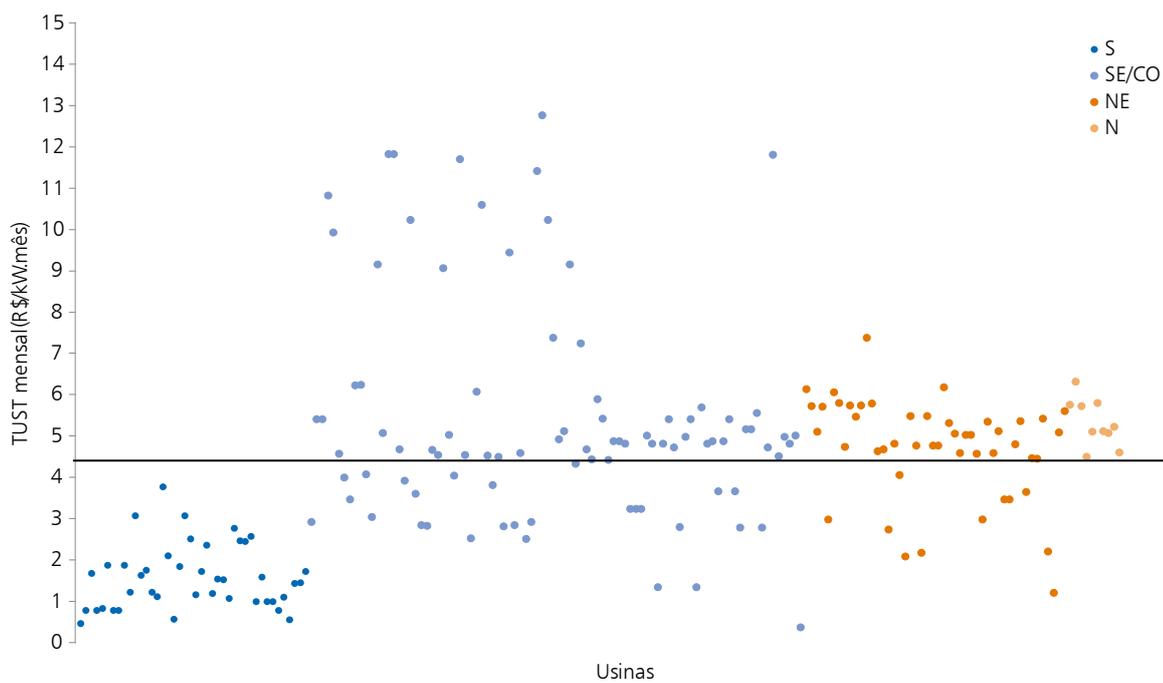
Fonte: EPE

Gráfico 73 – Distribuição da TUST para o ano 2013



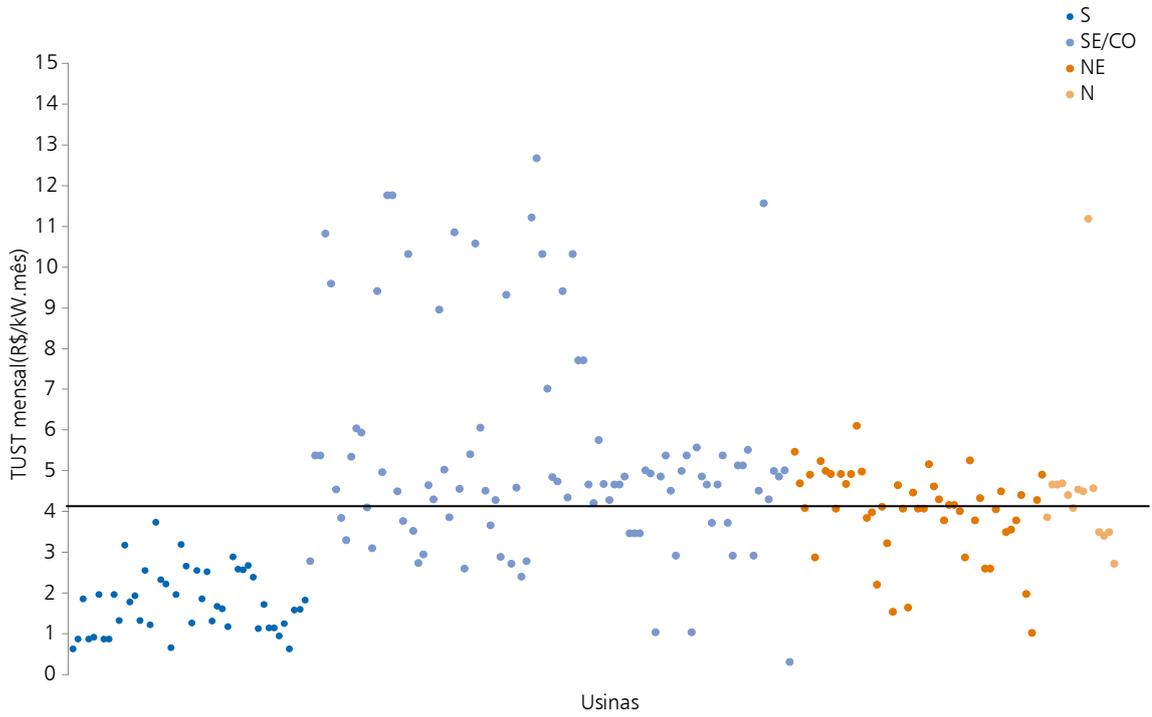
Fonte: EPE

Gráfico 74 – Distribuição da TUST para o ano 2015



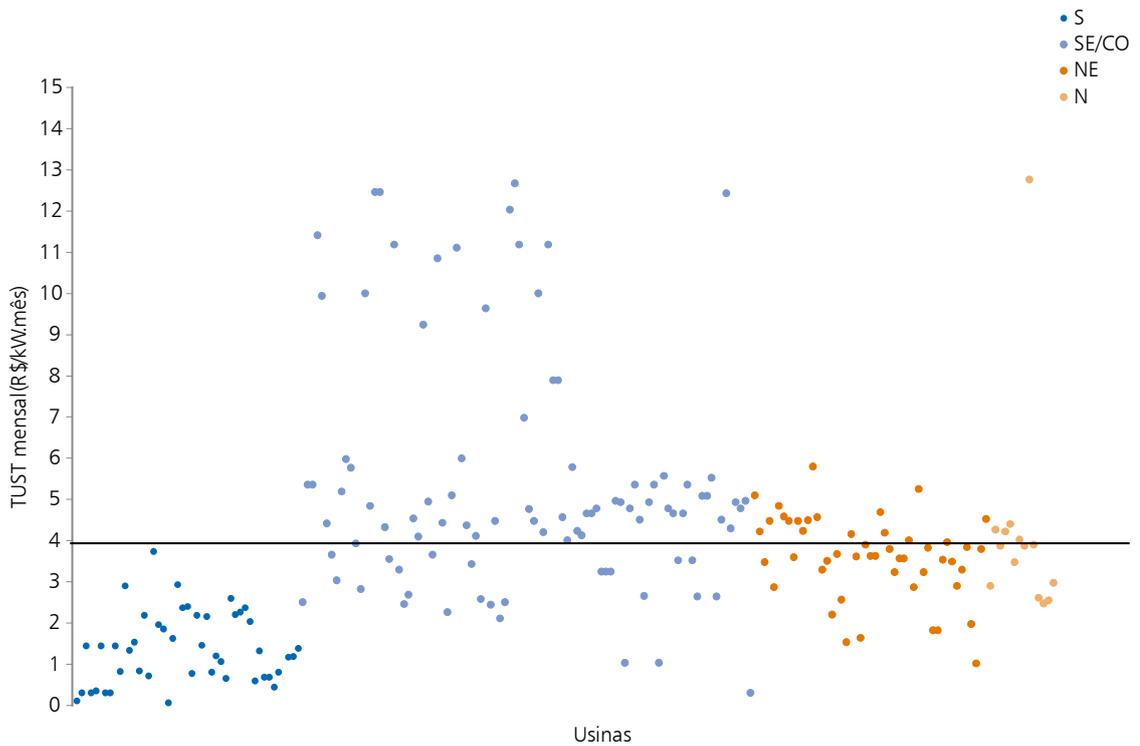
Fonte: EPE

Gráfico 75 – Distribuição da TUST para o ano 2017



Fonte: EPE

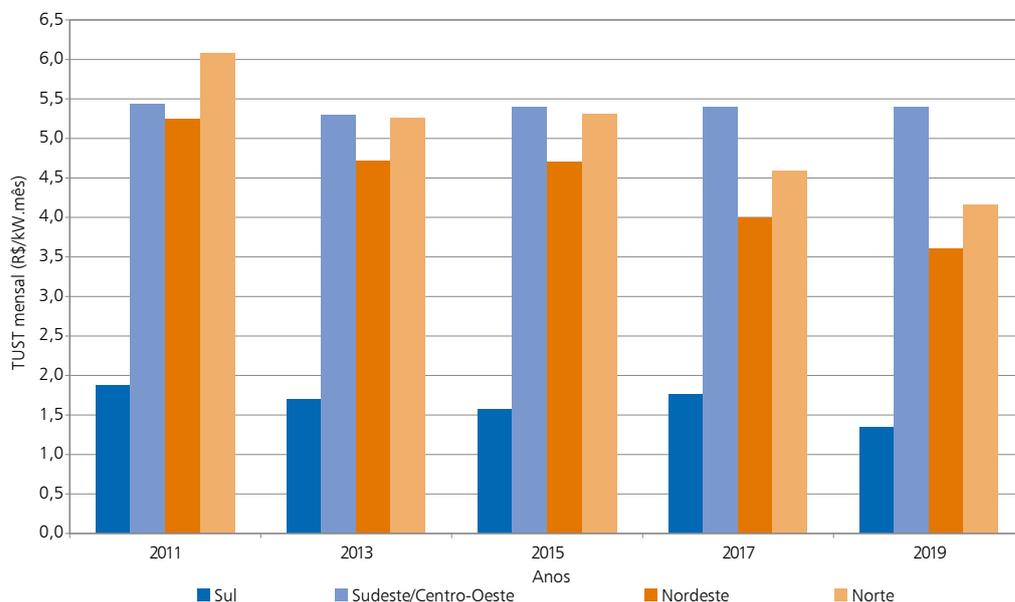
Gráfico 76 – Distribuição da TUST para o ano 2019



Fonte: EPE

No Gráfico 77 é mostrada a estimativa da evolução da tarifa média de geração dos submercados.

Gráfico 77 – TUST média de geração



Fonte: EPE

5.2 Tarifas de Carga

As tabelas a seguir apresentam a estimativa das tarifas de carga obtidas para o sistema interligado, com os valores mínimo, máximo e médio de cada submercado.

Tabela 103 – Tarifas de carga para 2011

Submercado	Tarifa de Carga (R\$/kW.mês)		
	Mínima	Máxima	Média
Sul	5,397	8,065	7,157
Sudeste/Centro-Oeste	0,049	7,021	4,435
Nordeste	1,936	5,389	3,354
Norte	0,049	7,716	3,313

Fonte: EPE

Tabela 104 – Tarifas de carga para 2013

Submercado	Tarifa de Carga (R\$/kW.mês)		
	Mínima	Máxima	Média
Sul	6,087	8,969	7,908
Sudeste/Centro-Oeste	0,384	7,868	5,076
Nordeste	2,925	6,880	4,533
Norte	0,384	8,539	4,346

Fonte: EPE

Tabela 105 – Tarifas de carga para 2015

Submercado	Tarifa de Carga (R\$/kW.mês)		
	Mínima	Máxima	Média
Sul	6,440	9,537	8,328
Sudeste/Centro-Oeste	0,483	8,325	5,352
Nordeste	2,180	7,698	4,798
Norte	0,483	9,023	4,578

Fonte: EPE

Tabela 106 – Tarifas de carga para 2017

Submercado	Tarifa de Carga (R\$/kW.mês)		
	Mínima	Máxima	Média
Sul	6,170	9,277	8,003
Sudeste/Centro-Oeste	0,411	7,994	5,178
Nordeste	3,259	8,129	5,414
Norte	0,411	8,713	5,497

Fonte: EPE

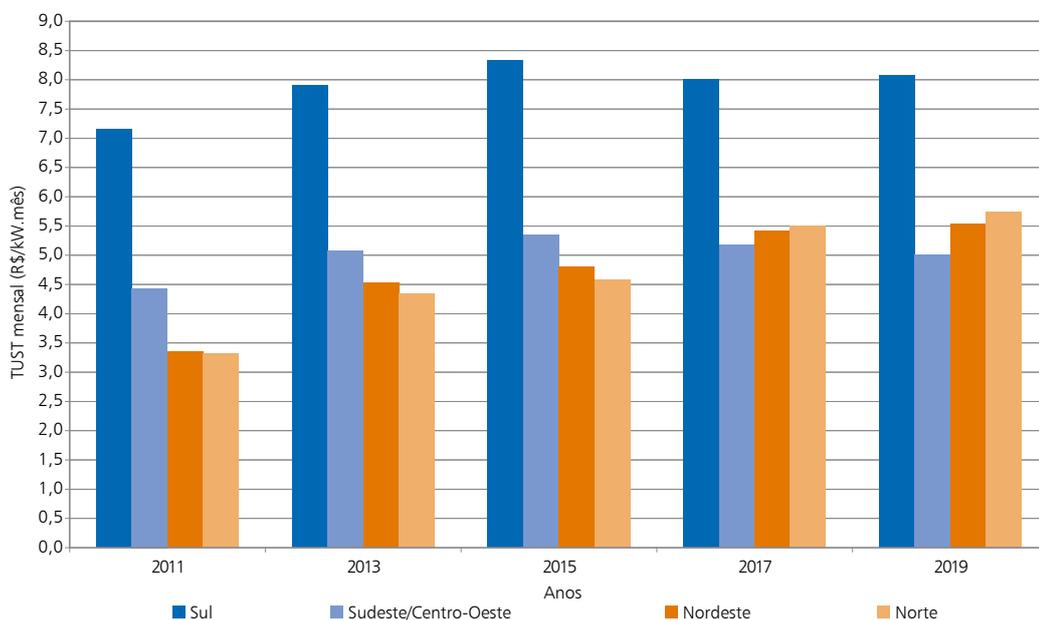
Tabela 107 – Tarifas de carga para 2019

Submercado	Tarifa de Carga (R\$/kW.mês)		
	Mínima	Máxima	Média
Sul	6,007	9,582	8,070
Sudeste/Centro-Oeste	0,432	8,032	4,999
Nordeste	3,147	8,560	5,532
Norte	0,432	8,876	5,740

Fonte: EPE

O Gráfico 78 mostra a estimativa da evolução da tarifa média de carga dos submercados para os anos ímpares do período 2010-2019.

Gráfico 78 – TUST média de carga



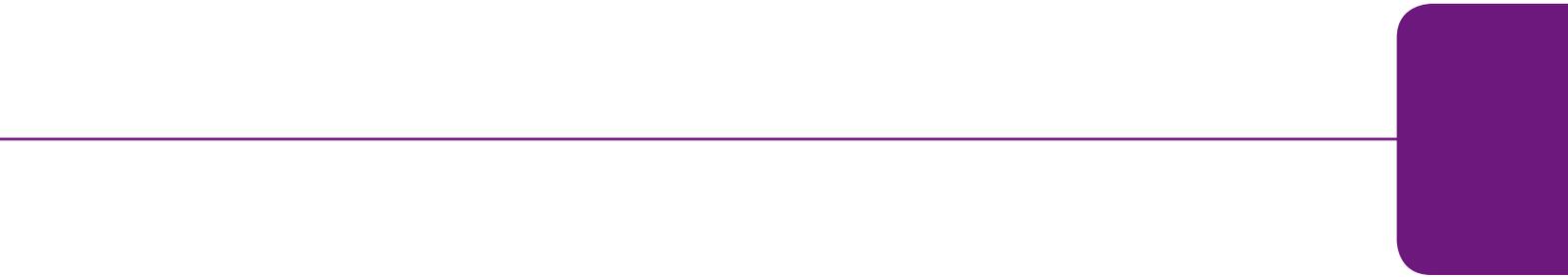
Fonte: EPE



OFERTA DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS

V	PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL	160
1	Introdução	160
2	Previsões de produção	161
3	Evolução das reservas totais e da razão R/P	165
4	Implicações econômicas	168
VI	OFERTA DE DERIVADOS DE PETRÓLEO	171
1	Perspectivas de Preços de Petróleos e Derivados	171
1.1	Perspectivas de Preços Internacionais de Petróleos	172
1.2	Perspectivas de Preços Internacionais de Derivados de Petróleo	173
1.3	Perspectivas de Preços Nacionais de Derivados de Petróleo	174
2	Expansão do Parque Nacional de Refino	176
2.1	Metodologia e Premissas Adotadas para o Abastecimento	177
2.2	Evolução do Parque de Refino Atual	178
2.3	Novas Refinarias	179
2.4	Estimativa de Investimentos	182
2.5	Hipóteses de Evolução do Parque Nacional de Refino	182
2.6	Refino – Considerações Finais	194
3	Infraestrutura Nacional de Transporte de Petróleos e Derivados	195
3.1	Panorama Atual	195
3.2	Impactos das Movimentações Previstas sobre a Infraestrutura	197
3.3	Expansão da Infraestrutura Nacional de Transporte de Petróleo e Derivados	198
VII	OFERTA DE GÁS NATURAL	203
1	Perspectivas de Preços de Gás Natural	203
1.1	Premissas para as previsões de preços	203
1.2	Preços Henry Hub	204
1.3	Preços de GNL internalizado no Brasil – metodologia netback value	206
1.4	Competitividade do Gás Natural no Brasil	207
1.5	Projeção dos Preços de Gás Natural na hipótese de competitividade com OC	207
2	Expansão da Oferta de Gás Natural	207
3	Balanço de Oferta e Demanda de Gás Natural	210
3.1	Estados da Região Norte	211
3.2	Estados da Região Nordeste	212
3.3	Estados das Regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste	213
3.4	Balanço de Oferta e Demanda do Brasil – Malha Integrada	215
3.5	Considerações Finais	215
4	Infraestrutura de Transporte de Gás Natural	216

4.1	Panorama Atual	216
4.2	Expansão Prevista	217
4.3	Expansão Indicativa	219
4.4	Novos Sistemas em Estudo	219
4.5	Expansão da Infraestrutura Via GNL	220
4.6	Estimativa de Investimentos	220
VIII	OFERTA DE BIOCOMBUSTÍVEIS	223
1	Expansão da Oferta de Etanol	223
1.1	Projeções da demanda total de etanol	223
1.2	Projeções da oferta de etanol no Brasil	229
1.3	Impacto das novas tecnologias	233
1.4	Disponibilidade de área para o plantio de cana-de-açúcar	234
1.5	Logística de transporte do etanol para exportação	236
1.6	Etanol – considerações finais	239
2	Expansão da Oferta de Biodiesel	240
2.1	O consumo obrigatório de biodiesel 2010-2019	240
2.2	Os leilões e o estoque estratégico de biodiesel	240
2.3	Oferta de biodiesel	241
2.4	Perspectivas de preços de biodiesel	243
2.5	Potencial de consumo	244
2.6	Balço de capacidade instalada e demanda de biodiesel	245
2.7	A Infraestrutura de escoamento da produção de biodiesel	245
2.8	Biodiesel – considerações finais	247
3	Biomassa de Cana-de-Açúcar para Oferta de Energia Elétrica	247
3.1	O setor sucroalcooleiro e os leilões de energia elétrica	248
3.2	Oferta de biomassa de cana-de-açúcar	249
3.3	Potencial técnico de geração de energia elétrica da biomassa de cana-de-açúcar	250
3.4	Biomassa de cana-de-açúcar – considerações finais	252



V – PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

Neste capítulo apresentam-se as estimativas de produção nacional de petróleo e gás natural ao longo do decênio 2010-2019, provenientes dos recursos descobertos, com comercialidade declarada (reservas dos campos) ou sob avaliação exploratória (recursos contingentes), e dos recursos não-descobertos (campos a descobrir), com base no conhecimento geológico das bacias sedimentares brasileiras.

As previsões são desagregadas quanto à qualidade do óleo (leve, mediano e pesado) e quanto à procedência do gás (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 gás natural (GN), decorre a previsão da oferta potencial, ao ser descontado da produção potencial o consumo próprio, a perda/queima, a injeção e a absorção do gás. O comportamento do mercado consumidor de gás natural não é considerado explicitamente nessa previsão, ao longo do período estudado. Assim, a produção ou oferta potencial do PDE poderá superar o consumo, que reflete o comportamento do mercado, especialmente no caso do GN. Prevê-se a produção potencial no PDE considerando a realização de todas as etapas (técnicas) da cadeia produtiva do petróleo e do GN, levando em conta os tempos médios previstos para cada etapa.

As estimativas de produção basearam-se em unidades produtivas, que correspondem a um campo em produção, ou desenvolvimento, ou com declaração de comercialidade ou em avaliação, no caso de recursos descobertos. No caso dos recursos não-descobertos, a unidade produtiva corresponde à união de prospectos perfuráveis pelo mesmo poço pioneiro. Os recursos não-descobertos são considerados somente para os blocos licitados até a Décima Rodada de Licitações, promovida pela ANP em 2008, e com os contratos de concessão ativos. Uma unidade produtiva pode abranger mais de uma concessão, configurando um caso de individualização da produção (unitização), se os concessionários forem diferentes. Neste caso, há uma unidade produtiva integral repartida entre as concessões. Cada parte é uma unidade produtiva derivada. Estima-se o volume de petróleo ou gás para a unidade produtiva integral e para cada unidade derivada, a partir da qual se faz a previsão de produção.

A previsão de produção na seção Pré-Sal é considerada separadamente, devido à sua relevância para o planejamento estratégico nacional. A seção Pré-Sal, considerada neste PDE, é a região geologicamente limitada pela ocorrência de rochas carbonáticas, depositadas na fase *sag basin* e na fase *rift*, das bacias de Santos e Campos, sotopostas às espessas camadas de evaporitos. Esta região oferecia um grande desafio tecnológico para exploração e produção até o início desta década. Em cada concessão da área do Pré-Sal pode haver uma unidade produtiva ou duas, dependendo da combinação de recursos descobertos ou não-descobertos no Pré-Sal ou no Pós-Sal. As unidades produtivas fora da seção Pré-Sal são referidas como Extra Pré-Sal neste PDE.

Para organização espacial das unidades produtivas com reserva declarada, utilizaram-se mapas de campos e blocos disponíveis na página eletrônica do Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP) da ANP (2009). Para as unidades produtivas contingentes e recursos não-descobertos, consultaram-se também mapas e informações do Projeto Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás Natural (EPE, 2007) e o Projeto APEP (EPE, 2008).

A data de referência das informações utilizadas na elaboração do PDE 2019 é 31 de março de 2009. Adicionalmente, foram incorporadas informações divulgadas nos meios de comunicação até junho de 2009⁴². A maior parte dos dados volumétricos dos recursos descobertos com comercialidade comprovada refere-se às reservas em dezembro de 2008⁴³.

As estimativas dos recursos não-descobertos (potencial petrolífero) nos blocos sob concessão em 31 de março de 2009 foram elaboradas considerando-se a diversidade de chances de descobertas comerciais nas bacias brasileiras. A Tabela 108 sintetiza a consolidação das estimativas, incorporando a incerteza envolvida nas avaliações.

A evolução prevista das reservas considera os volumes estimados para as descobertas atuais, acrescidos da previsão de novas descobertas no decênio e das previsões de produção deste PDE.

⁴² Por ocasião do fechamento deste PDE no âmbito do MME, em março de 2010, foram realizados ajustes nas previsões de curto prazo (2010 e 2011), de modo a considerar relevantes informações adicionais não divulgadas.

⁴³ Estimadas a partir de informações anteriormente obtidas da ANP, correspondente aos 330 campos sob concessão em dezembro de 2006.

O estudo também incorpora uma previsão dos investimentos em E&P consistentes com as previsões de reservas e produção de petróleo e gás natural.

Tabela 108 – Potencial petrolífero brasileiro nos blocos sob concessão, com avaliação de incerteza.

Potencial petrolífero com risco dos blocos sob concessão			
Fluido	Unidade	Valor baixo	Valor alto
Petróleo	Bilhões de barris	1	10
Gás Associado	Bilhões de metros cúbicos	39	368
Gás Não-associado	Bilhões de metros cúbicos	85	842

2. Previsões de produção

As previsões de produção nacional de petróleo e de gás natural encontram-se estratificadas segundo o grau de incerteza, da seguinte forma:

- Contribuição prevista dos recursos não-descobertos (RND), nos campos a descobrir em blocos sob concessão até a Rodada 10;
- Contribuição prevista dos recursos contingentes (RC), nas descobertas em estágio de avaliação exploratória em blocos sob concessão até a Rodada 10;
- Produção prevista das reservas totais (RT), nos campos já em desenvolvimento ou produção.

Na Tabela 109 e no Gráfico 79 apresenta-se a previsão de produção potencial diária de petróleo nacional até 2019. As reservas totais atuais poderão sustentar uma tendência crescente da produção até 2014, declinando em seguida. Os recursos contingentes, sustentados principalmente pelo Pré-Sal, mantêm sua tendência crescente em todo o período do PDE, chegando a contribuir com 49% da produção em 2019. A partir de 2011, espera-se o início da produção dos recursos não descobertos, atingindo 7% da produção nacional em 2019.

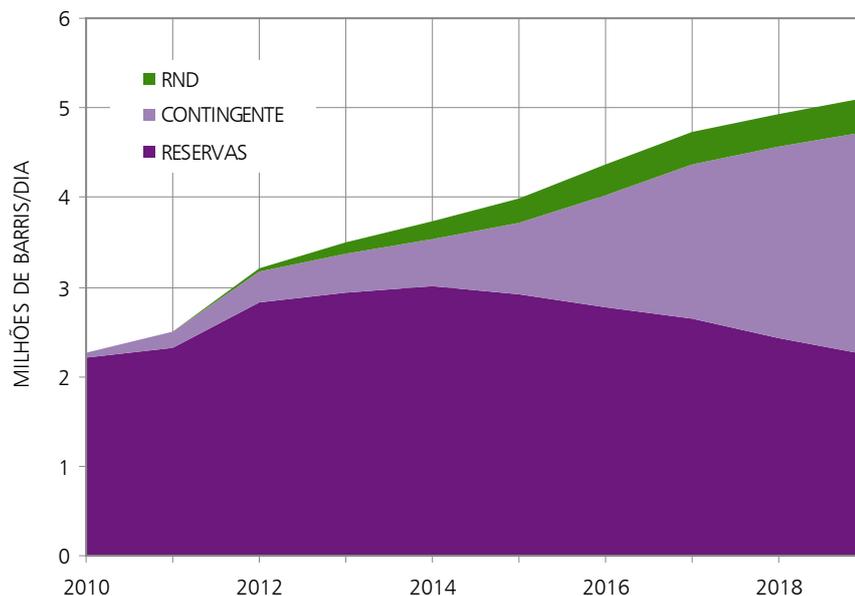
Tabela 109 – Previsão nacional de produção anual de petróleo no período 2010–2019

Valores em milhões de barris diários, classificados por nível de incerteza de recurso.

Recurso: Petróleo	Ano									
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
RND	0,000	0,003	0,045	0,114	0,203	0,279	0,345	0,370	0,380	0,376
RC	0,046	0,176	0,341	0,446	0,534	0,800	1,241	1,726	2,138	2,498
RT	2,213	2,328	2,825	2,933	3,005	2,910	2,776	2,643	2,422	2,239
Total	2,259	2,507	3,211	3,494	3,742	3,989	4,362	4,739	4,940	5,113

Fonte: EPE

Gráfico 79 – Previsão de produção nacional de petróleo no período 2010-2019



Fonte: EPE

A Tabela 110 e o Gráfico 80 apresentam a previsão de produção potencial nacional diária de gás natural até 2019. Considerando que a maior proporção do gás produzido no decênio em foco é de gás associado, a tendência de crescimento no citado gráfico é coerente com a descrita anteriormente para a produção de petróleo.

Contando apenas com as atuais reservas totais, prevê-se uma tendência crescente significativa até 2013, quando se atingirá um pico de produção de 113,4 milhões de metros cúbicos diários, seguido de um declínio suave.

Contando com os recursos contingentes e com as estimativas de recursos não-descobertos, prevê-se a manutenção da tendência crescente.

Tabela 110 – Previsão de produção nacional de gás natural no período 2010-2019, classificada por nível de incerteza de recurso

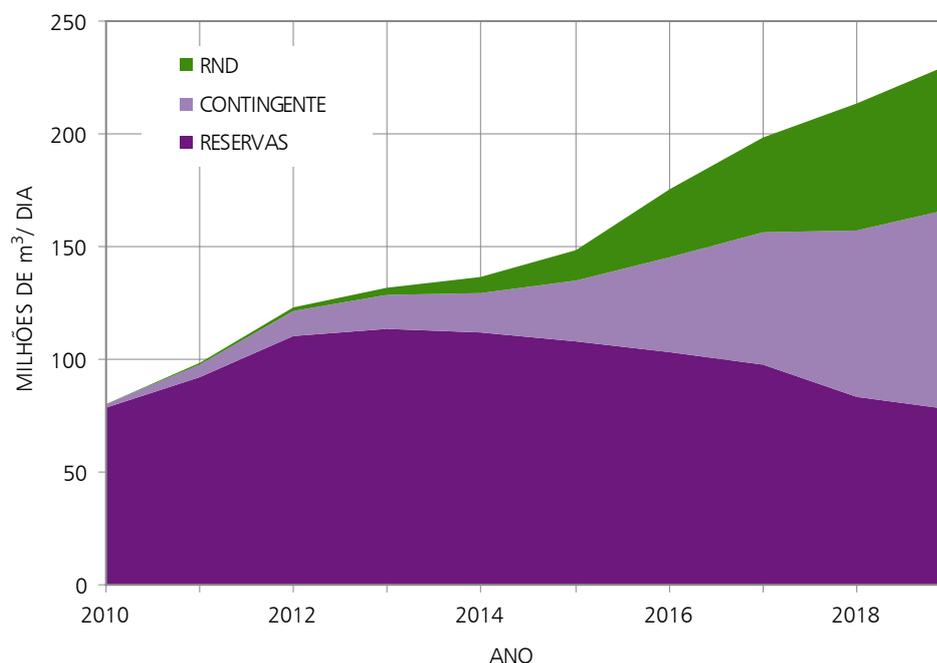
Valores em milhões de metros cúbicos diários

Recurso: Gás	Ano									
	2010(*)	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
RND	0,000	0,164	1,598	3,638	7,154	13,119	30,071	42,334	56,232	64,479
RC	1,331	5,643	11,146	14,893	17,795	27,149	42,144	59,049	73,367	88,595
RT	78,736	92,279	110,370	113,420	111,950	107,985	103,087	97,235	83,658	77,760
Total	80,067	98,086	123,114	131,950	136,900	148,254	175,301	198,618	213,257	230,834

Fonte: EPE

(*) O estudo para as previsões de produção de gás natural no ano de 2010 contemplou as informações disponíveis durante o período de elaboração do PDE 2019, até junho de 2009. No entanto, entre a conclusão do estudo e sua publicação, registraram-se eventos que favorecem uma expectativa de menor produção e conseqüente menor processamento de gás natural em 2010, principalmente o atraso no cronograma de produção do campo de Mexilhão e a revisão de reservas dos campos de Camarupim e Camarupim Norte.

Gráfico 80 – Previsão de produção de gás nacional no período 2010-2019



Fonte: EPE

Na Tabela 111 desagregam-se as contribuições do gás associado (GA) e do gás não-associado (GNA) para as previsões de produção a partir dos recursos descobertos atuais. No período considerado do PDE (2010-2019), a produção de gás associado é majoritária. A relação (GA/GNA) prevista tende a ampliar-se a partir de 2013.

Tabela 111 – Previsão de produção nacional de gás natural no período 2010-2019, a partir de recursos descobertos (reservas e contingentes)

Valores em milhões de metros cúbicos diários

Recurso: Gás	ANO									
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
GA	41,537	49,588	64,442	69,133	72,334	79,396	92,061	106,457	117,780	129,706
GNA	38,530	48,334	57,073	59,179	57,411	55,738	53,169	49,826	39,245	36,649
Total RD	80,067	97,922	121,516	128,313	129,745	135,134	145,231	156,284	157,025	166,355

Fonte: EPE

A previsão de oferta potencial nacional diária de gás natural a que se refere este plano, representada na Tabela 112, corresponde aos volumes de gás natural potencialmente disponibilizados nos “pontos de oferta”, obtidos a partir da previsão de produção e de estimativas de injeção, perdas, consumo próprio e absorção de gás.

Tabela 112 – Previsão de oferta potencial nacional de gás natural

Valores em milhões de metros cúbicos diários

Año									
2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
57,630	71,125	87,505	92,555	93,691	98,701	113,913	124,399	128,953	136,619

Fonte: EPE

A Tabela 113 apresenta as previsões de produção de petróleo nacional no período 2010-2019, classificada por tipo de petróleo, a partir dos recursos descobertos, complementada com a previsão para os recursos não-descobertos.

Observa-se uma predominância dos petróleos medianos e pesados até 2013; deste ano em diante, prevê-se um declínio na produção de petróleo pesado, enquanto continua crescendo a produção de petróleo mediano, sendo ainda mais acentuado o aumento a partir de 2015.

Tabela 113 – Previsão de produção de petróleo nacional no período 2010–2019, com RD classificado por tipo (leve, mediano e pesado).

Valores em milhões de barris diários

Recurso: Petróleo	Ano									
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
RND	0,000	0,003	0,045	0,114	0,203	0,279	0,345	0,370	0,380	0,376
Leve	0,162	0,181	0,262	0,314	0,314	0,296	0,297	0,300	0,271	0,265
Mediano	1,048	1,131	1,450	1,585	1,751	2,010	2,389	2,808	3,157	3,446
Pesado	1,050	1,192	1,454	1,481	1,474	1,404	1,331	1,261	1,131	1,026
Total	2,259	2,507	3,211	3,494	3,742	3,989	4,362	4,739	4,940	5,113

Fonte: EPE

A Tabela 114 mostra a contribuição prevista dos recursos do Pré-Sal à produção nacional de petróleo no período 2010-2019, classificados por nível de incerteza, destacando a contribuição do Pré-Sal em áreas concedidas.

Tabela 114 – Previsão de produção nacional de petróleo, destacando a contribuição de recursos do Pré-Sal

Valores em milhões de barris diários

Recurso: Petróleo	ANO									
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
RND Extra PS	0,000	0,003	0,040	0,107	0,192	0,252	0,299	0,305	0,299	0,278
RND Pre-Sal	0,000	0,000	0,005	0,007	0,011	0,026	0,046	0,065	0,081	0,098
RD Extra PS	2,198	2,281	2,707	2,825	2,923	2,841	2,716	2,588	2,371	2,188
RD Pre-Sal	0,061	0,223	0,459	0,554	0,616	0,869	1,300	1,781	2,188	2,549
Total Brasil	2,259	2,507	3,211	3,494	3,742	3,989	4,362	4,739	4,940	5,113

Fonte: EPE

A Tabela 115 apresenta a contribuição prevista dos recursos não descobertos à produção de petróleo no período 2010–2019, desagregada por tipo (leve, mediano, pesado).

Tabela 115 – Previsão da produção de petróleo por tipo, a partir de recursos não descobertos (RND)

Valores em milhões de barris diários

Recurso: Petróleo	ANO									
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Leve	0,000	0,003	0,029	0,060	0,115	0,180	0,236	0,263	0,279	0,283
Mediano	0,000	0,000	0,016	0,053	0,084	0,093	0,101	0,099	0,094	0,086
Pesado	0,000	0,000	0,000	0,002	0,004	0,006	0,008	0,008	0,007	0,007
Total RND	0,000	0,003	0,045	0,114	0,203	0,279	0,345	0,370	0,380	0,376

Fonte: EPE

A Tabela 116 apresenta as previsões de produção nacional de gás natural, classificadas por tipo, a partir dos recursos descobertos e não-descobertos.

Tabela 116 – Previsão de produção nacional de gás natural no período 2010–2019, classificada por tipo e nível de incerteza de recursos

Valores em milhões de metros cúbicos diários

Recurso: Gás	Ano									
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
GA RND	0,000	0,164	1,598	3,638	6,859	10,089	12,820	13,977	14,484	14,304
GNA RND	0,000	0,000	0,000	0,000	0,296	3,030	17,250	28,358	41,748	50,175
GA RD	41,537	49,588	64,442	69,133	72,334	79,396	92,061	106,457	117,780	129,706
GNA RD	38,530	48,334	57,073	59,179	57,411	55,738	53,169	49,826	39,245	36,649
Total	80,067	98,086	123,114	131,950	136,900	148,254	175,301	198,618	213,257	230,834

Legenda: GA = gás associado; GNA = gás não-associado; RD = recurso descoberto; RND = recurso não-descoberto.

Fonte: EPE

A Tabela 117 representa as previsões de produção nacional de gás natural no período 2010-2019, classificadas por nível de incerteza, destacando a contribuição do Pré-sal em áreas concedidas.

Tabela 117 – Previsão de produção nacional de gás natural no período 2010-2019, classificada por nível de incerteza e destacando contribuição do Pré-Sal

Valores em milhões de metros cúbicos diários

Recurso: Gás	Ano									
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
RND Extra PS	0,000	0,164	1,409	3,392	6,772	12,021	28,114	39,517	51,796	58,007
RND Pre-Sal	0,000	0,000	0,189	0,246	0,382	1,099	1,957	2,817	4,436	6,472
RD Extra PS	78,441	91,219	108,063	112,004	111,168	107,529	102,822	97,005	83,458	77,390
RD Pre-Sal	1,626	6,703	13,453	16,308	18,577	27,606	42,409	59,279	73,567	88,965
Total Brasil	80,067	98,086	123,114	131,950	136,900	148,254	175,301	198,618	213,257	230,834

Fonte: EPE

3. Evolução das reservas totais e da razão R/P

Nas tabelas a seguir, as previsões de reservas totais nacionais de petróleo e de gás natural encontram-se estratificadas segundo o grau de incerteza.

A Tabela 118 representa a previsão da evolução das reservas totais de petróleo nacional até 2019. O declínio previsto das reservas totais atuais (RT) é relativamente suave, apesar da tendência crescente da produção. Com os acréscimos previstos de reservas dos recursos contingentes (RC), especialmente no Pré-Sal, as reservas totais, cerca de 21 bilhões de barris em 31 de dezembro de 2009, deverão dobrar até 2014.

Tabela 118 – Evolução prevista da reserva total nacional de petróleo no período 2010–2019, classificada pelo nível de incerteza de recursos

Valores em bilhões de barris

Recurso: Petróleo	ANO									
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
RND	0,025	0,510	1,167	2,203	2,422	2,320	2,194	2,059	2,013	2,380
RC	16,832	20,464	27,489	28,117	29,110	28,970	28,783	28,586	28,373	28,161
RT	17,478	16,575	15,991	15,006	14,011	13,072	12,147	11,279	10,474	9,727
Total	34,335	37,550	44,648	45,325	45,543	44,363	43,125	41,924	40,860	40,269

Fonte: EPE

A Tabela 119 representa a previsão da evolução das reservas totais de gás natural até 2019. De modo análogo ao observado para as reservas de petróleo, prevê-se um declínio relativamente suave para as reservas totais atuais (RT) de gás, cerca de 600 bilhões de metros cúbicos em 31 de dezembro de 2009. Entretanto, a contribuição dos recursos contingentes (RC) e não-descobertos (RND) deverá promover um considerável crescimento até 2015, seguido de ligeiro declínio até 2019.

Tabela 119 – Evolução prevista da reserva total de gás natural no período 2010–2019, classificada pelo nível de incerteza de recursos

Valores em bilhões de metros cúbicos

Recurso: Gás Natural	Ano									
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
RND	0,9	17,0	48,7	128,8	229,1	307,7	306,8	291,3	274,0	268,1
RC	583,415	711,439	957,367	983,156	1201,899	1200,335	1198,543	1196,712	1195,107	1193,225
RT	584,805	557,391	538,973	504,385	468,854	435,440	403,297	372,801	359,468	320,001
Total	1169,076	1285,832	1545,087	1616,373	1899,804	1943,476	1908,622	1860,844	1828,595	1781,336

Fonte: EPE

As previsões desagregadas por tipo de petróleo estão na Tabela 120. Prevê-se uma predominância crescente do petróleo mediano, cuja proporção ultrapassará $\frac{3}{4}$ da reserva a partir de 2016. Nos anos 2010 e 2012 estão incluídas as previsões de declaração formal de reservas de Tupi e Iara, respectivamente.

Tabela 120 – Evolução prevista das reservas totais de petróleo nacional no período 2010–2019, classificadas por tipo

Valores em bilhões de barris, RD classificados por tipo, RND indiviso

Recurso: Petróleo	Ano									
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
RND	0,025	0,510	1,167	2,203	2,422	2,320	2,194	2,059	2,013	2,380
RD Leve	2,191	2,106	1,977	1,895	3,003	2,921	2,828	2,730	2,640	2,556
RD Mediano	23,628	26,880	34,004	34,237	33,626	33,086	32,461	31,858	31,272	30,716
RD Pesado	8,492	8,054	7,500	6,991	6,492	6,035	5,641	5,276	4,935	4,617
Total	34,335	37,550	44,648	45,325	45,543	44,363	43,125	41,924	40,860	40,269

Fonte: EPE

As previsões da evolução das reservas totais de gás natural, classificadas por tipo de gás e nível de incerteza estão na Tabela 121. A reserva de gás não-associado é mantida até 2019, devido ao acréscimo de reservas do RND. Já a reserva de gás associado poderá quase duplicar até 2014, principalmente devido às contribuições de recursos contingentes.

Tabela 121 – Evolução prevista da reserva total de gás natural no período 2010–2019, desagregada por tipo e nível de incerteza de recurso

Valores em bilhões de metros cúbicos

Recurso: Gás	Ano									
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
RND GA	0,9	17,0	42,4	82,6	90,4	86,7	82,1	77,0	74,9	87,3
RND GNA	0,0	0,0	6,3	46,2	138,6	221,0	224,7	214,4	199,1	180,8
RD GA	870,7	986,9	1234,6	1246,0	1449,3	1433,4	1417,7	1402,3	1387,4	1373,5
RD GNA	297,5	281,9	261,7	241,6	221,4	202,4	184,2	167,2	167,2	139,7
Total	1169,1	1285,8	1545,1	1616,4	1899,8	1943,5	1908,6	1860,8	1828,6	1781,3

Fonte: EPE

A Tabela 122 e a Tabela 123, baseadas na razão entre reservas (total: RT; provada: RP) e produção potencial prevista, revelam as tendências de evolução das razões RT/P e RP/P para petróleo e gás no período 2010-2019. Os picos observados em 2010 e 2014 na Tabela 123 devem-se às expectativas de declaração de comercialidade de novas jazidas do Pré-Sal. Deve-se observar que a razão RP/P, usualmente considerada na indústria do petróleo, é mais conservadora com relação à razão RT/P, pois baseia-se na estimativa mais conservadora de reserva, que é a da categoria provada.

Tabela 122 – Evolução prevista das razões R_T/P e R_p/P do petróleo nacional, expressas em anos

Recurso: Petróleo	Ano									
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Reserva total	34,3	37,5	44,6	45,3	45,5	44,4	43,1	41,9	40,9	40,3
Reserva provada	23,3	25,5	30,4	30,8	31,0	30,2	29,3	28,5	27,8	27,4
Produção	0,8	0,9	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9
R_T/P (anos)	41,6	41,0	38,1	35,5	33,3	30,5	27,1	24,2	22,7	21,6
R_p/P (anos)	28,3	27,9	25,9	24,2	22,7	20,7	18,4	16,5	15,4	14,7

Reservas em bilhões de barris; produção em bilhões de barris/ano

Fonte: EPE

A RP/P convencional (reserva provada/produção) de petróleo era de 18,06 anos em 31/12/2009.

Tabela 123 – Evolução prevista das razões R_T/P e R_p/P do gás natural, expressas em anos

Recurso: Gás	Ano									
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Reserva total	1169,1	1285,8	1545,1	1616,4	1899,8	1943,5	1908,6	1860,8	1828,6	1781,3
Reserva provada	748,2	822,9	988,9	1034,5	1215,9	1243,8	1221,5	1190,9	1170,3	1140,1
Produção	29,2	35,8	44,9	48,2	50,0	54,1	64,0	72,5	77,8	84,3
R_T/P (anos)	40,0	35,9	34,4	33,6	38,0	35,9	29,8	25,7	23,5	21,1
R_p/P (anos)	25,6	23,0	22,0	21,5	24,3	23,0	19,1	16,4	15,0	13,5

Reservas em bilhões de m³; produção em bilhões de m³/ano

Fonte: EPE

A RP/P de gás natural era de 21,83 anos em 31/12/2009, considerando-se a reinjeção em reservatórios dos campos.

Deve-se observar que as razões RT/P e RP/P indicadas na Tabela 122 e na Tabela 123 representam previsões conservadoras do tempo de esgotamento das reservas, uma vez que consideram a produção potencial. Esta observação é particularmente relevante no caso do gás natural, que, por razões de mercado, demanda uma produção significativamente inferior à potencial.

4. Implicações econômicas

Prevê-se que os investimentos para as atividades de E&P no Brasil, para o período 2010-2019, fiquem entre US\$ 272,1 bilhões e US\$ 297,2 bilhões. A PETROBRAS previa investir US\$ 104,6 bilhões até 2013, conforme seu Plano de Negócios 2009-2013 (versão janeiro/2009).

Com relação ao PDE 2008-2017, o aumento na previsão de investimentos, em cerca de 100%, é devido principalmente a novos projetos de E&P, em especial ao Pré-Sal, e ao aumento generalizado de custos de exploração e produção.

Deve-se considerar que estão implicitamente incluídos neste PDE os investimentos associados à Carteira de Projetos do Plano de Aceleração do Crescimento (PAC) do Governo Federal, no que se refere à exploração e ao desenvolvimento da produção em todo território nacional, principalmente nas bacias de Campos e Santos, incluindo descobertas no Pré-Sal, como Tupi.

A maior parte dos investimentos previstos para E&P neste PDE deverá ser realizada no Brasil, expectativa suportada pelo desenvolvimento do Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural (PROMINP), que objetiva maximizar a participação da indústria nacional no fornecimento de bens e serviços, em bases competitivas e sustentáveis.

Outra importante implicação econômica das previsões deste PDE refere-se às expectativas de excedentes de produção de petróleo. Nesse sentido, a Tabela 124 e o Gráfico 81 apresentam a previsão de produção de petróleo, abordada no item 2 deste capítulo, junto com a estimativa de demanda de petróleo, baseada na demanda de derivados, e os excedentes de produção no período 2010-2019, que poderiam ser exportados.

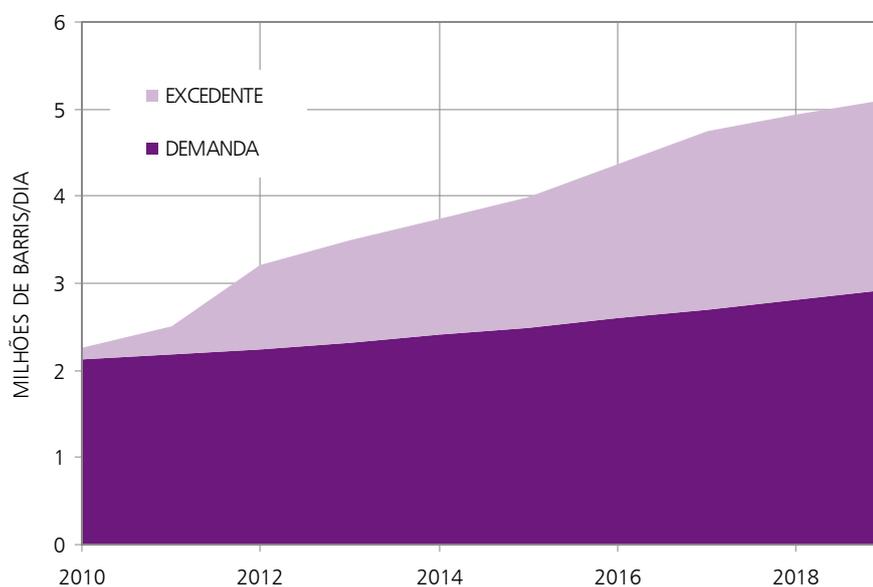
Tabela 124 – Comparação entre as previsões de produção e as estimativas de demanda de petróleo no Brasil

Valores em milhões de barris diários

Recurso: Petróleo	Ano									
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Produção Potencial	2,26	2,51	3,21	3,49	3,74	3,99	4,36	4,74	4,94	5,11
Demanda	2,12	2,18	2,23	2,32	2,41	2,50	2,59	2,70	2,81	2,92
Excedente	0,14	0,32	0,98	1,18	1,33	1,49	1,77	2,04	2,13	2,19

Fonte: EPE

Gráfico 81 – Comparação entre as previsões de produção e as estimativas de demanda de petróleo no Brasil, em milhões de barris/dia.



Fonte: EPE



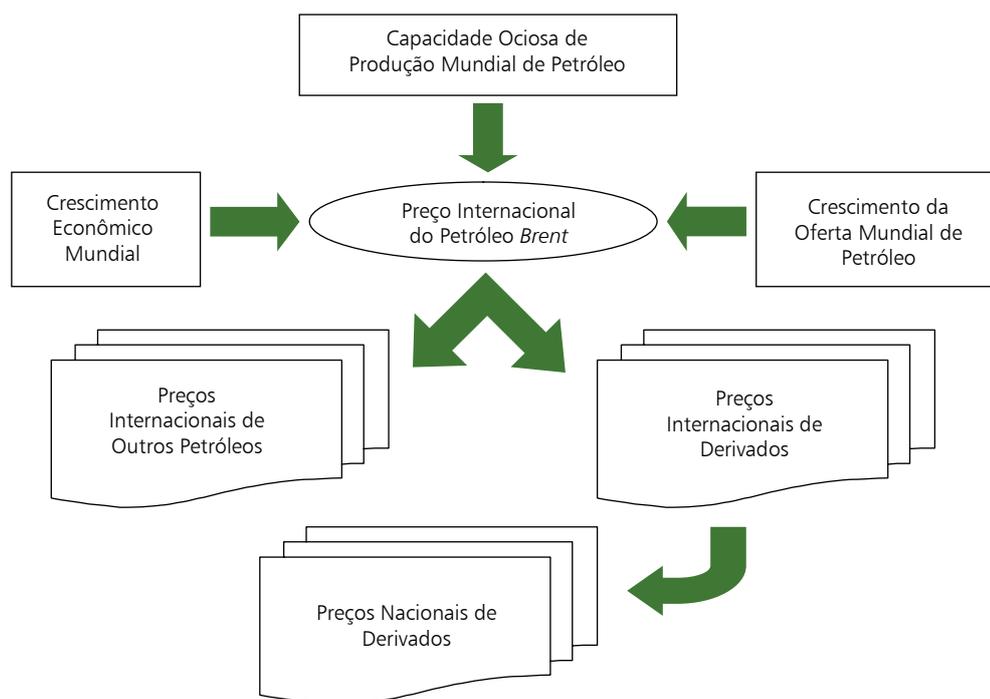
VI – OFERTA DE DERIVADOS DE PETRÓLEO

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 2019 e o cenário mundial, no que concerne a seus aspectos macroeconômicos, geopolíticos e de oferta de petróleo. A Figura 14 apresenta o esquema geral do sistema de projeção de preços de petróleo e derivados elaborado pela EPE.

Figura 14 – Esquema geral do sistema de projeção de preços de petróleo e derivados



Nota: Além do petróleo de referência (*Brent*), consideram-se os petróleos: *Árabe Leve*, *Bonny Light*, *Marlim* e *Kissanje* (como uma *proxy* para o tipo de petróleo Tupi).

Fonte: EPE

As premissas de projeção do preço do petróleo *Brent* consideradas no PDE 2019 são 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 2019 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 Tupi, assim como dos demais campos do Pré-sal que deverão entrar em produção no horizonte decenal)⁴⁴, e o preço do petróleo *Brent*, a partir de formulações econométricas.

As especificações dos modelos partiram do reconhecimento teórico de que o mercado de petróleo é integrado e que as motivações para diferenças de preços se justificam, sobretudo, por seus diferenciais de qualidade (em particular, grau API, teor de enxofre e TAN). Eventos regionais de mercado, que podem distorcer essa lógica geral (variações abruptas na disponibilidade de oferta de óleos leves e pesados e da capacidade operacional de conversão das refinarias, por exemplo), foram considerados transitórios. Isto porque, nesses casos, abrem-se oportunidades de negócios via arbitragens de preços, que funcionam como mecanismos de auto-ajustamento. No médio e no longo prazo, 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 125 e no Gráfico 82 são consolidadas as projeções dos preços dos petróleos considerados, para o período 2010-2019.

Tabela 125 – Perspectivas dos preços internacionais de petróleo (US\$/b, maio2008)*

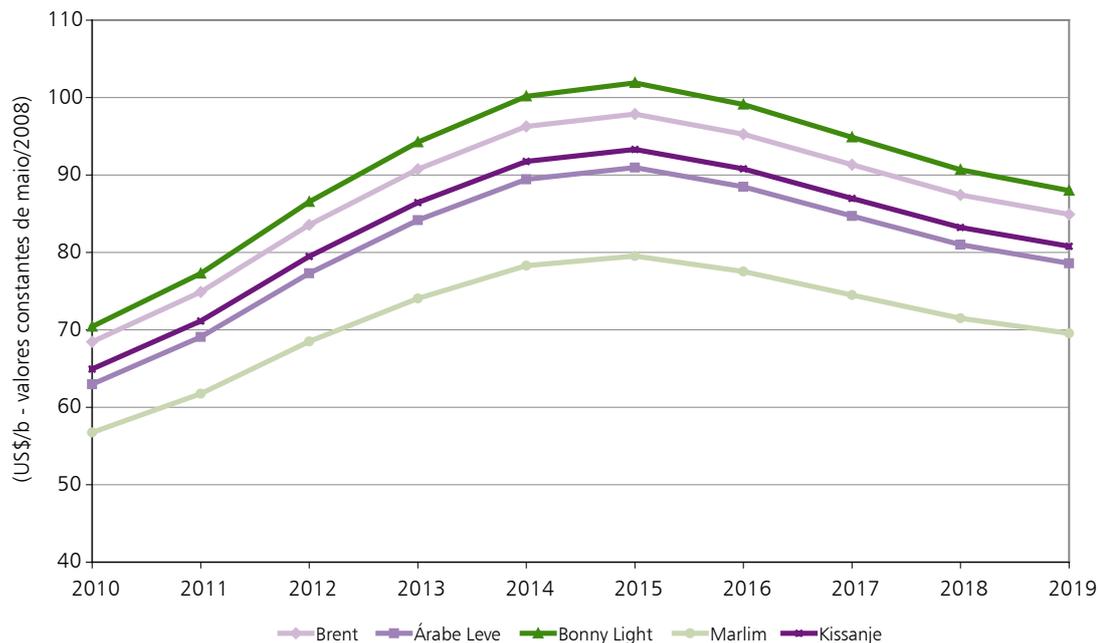
	<i>Brent</i>	<i>Árabe Leve</i>	<i>Bonny Light</i>	<i>Marlim</i>	<i>Kissanje</i>
2010	68,45	62,98	70,43	56,73	64,93
2011	74,90	69,09	77,29	61,77	71,14
2012	83,56	77,31	86,54	68,49	79,49
2013	90,76	84,17	94,25	74,06	86,43
2014	96,27	89,43	100,17	78,30	91,75
2015	97,87	90,96	101,89	79,53	93,29
2016	95,27	88,47	99,10	77,53	90,79
2017	91,33	84,71	94,87	74,50	86,99
2018	87,43	81,00	90,68	71,49	83,23
2019	84,91	78,60	87,99	69,54	80,80

Fonte: EPE

(*) Optou-se por usar como referência maio/2008 pelo fato de que os preços do ano 2009 foram conjuntamente bastante recessivos, provocando uma descontinuidade na série de dados.

⁴⁴ De acordo com a Petrobras (2007a), 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 Tupi, como tem sido denominado, tenha um volume recuperável de óleo leve de 28° API, de 5 a 8 bilhões de barris de petróleo e gás natural. Diante da magnitude desse volume, decidiu-se projetar também preços de um óleo com essas características. 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 Tupi.

Gráfico 82 – Perspectivas dos preços internacionais de petróleo



Fonte: EPE

1.2 Perspectivas de Preços Internacionais de Derivados de Petróleo

Metodologia

A análise das perspectivas de preços abrangeu os principais derivados de petróleo, a saber: gasolina, óleo diesel, GLP (Gás liquefeito de petróleo), óleo combustível BTE (baixo teor de enxofre), QAV (Querosene de aviação) e nafta.

A projeção dos preços internacionais destes derivados foi realizada em duas etapas. Primeiro, foram estabelecidas as correlações entre os preços históricos do petróleo *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 sobre os preços dos incentivos econômicos a novos investimentos em expansão da capacidade mundial de refino, em particular da capacidade de conversão, a fim de “destruir” derivados pesados e ampliar a produção de leves/médios. Realizados esses investimentos, 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 estreitar novamente. Essa dinâmica cíclica se repete nas margens de refino dos binômios tipo de petróleo-esquema de refino.

Os mercados de referência de preços 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

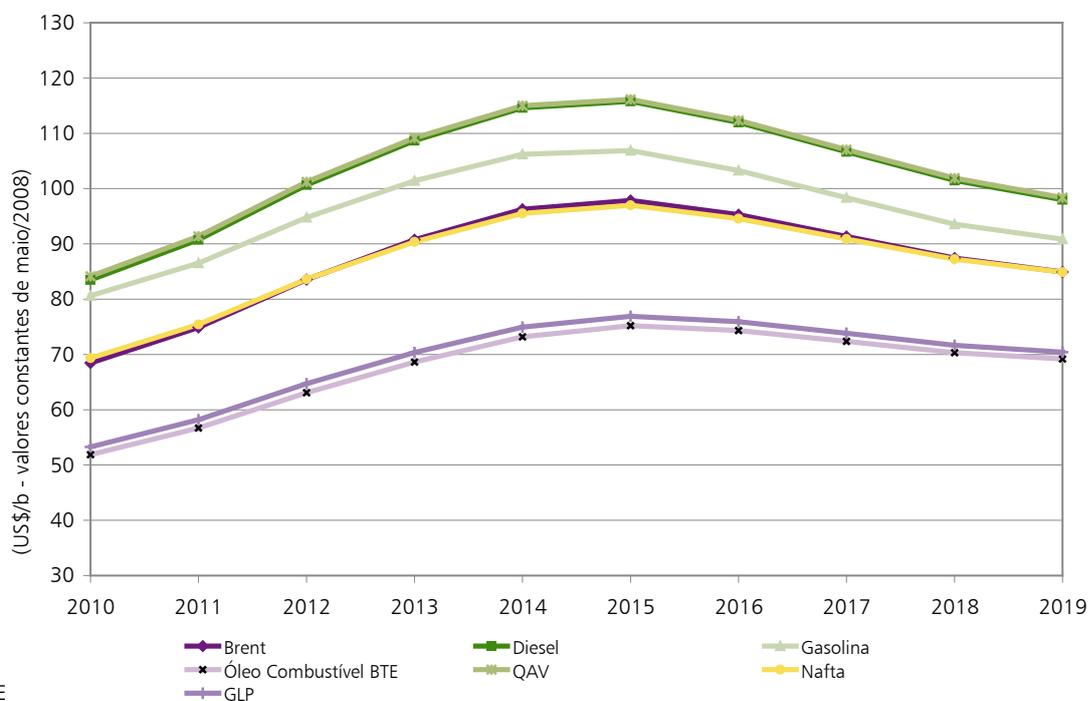
Na Tabela 126 e no Gráfico 83 a seguir, são consolidadas as projeções dos preços internacionais dos principais derivados de petróleo, para o período 2010-2019. No caso da projeção do GLP, cabe destacar que, em termos de preços por unidade volumétrica (US\$/b), os valores projetados são inferiores aos 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 126 – Preços internacionais dos derivados e do Brent (US\$/b, maio2008)

	Brent	Diesel	Gasolina	Óleo Combustível BTE	QAV	Nafta	GLP
2010	68,45	83,48	80,63	51,86	84,15	69,33	53,26
2011	74,90	90,77	86,52	56,70	91,39	75,44	58,19
2012	83,56	100,67	94,78	63,08	101,21	83,61	64,70
2013	90,76	108,69	101,40	68,64	109,16	90,36	70,35
2014	96,27	114,60	106,21	73,20	115,01	95,51	74,95
2015	97,87	115,78	106,91	75,20	116,16	97,00	76,92
2016	95,27	111,98	103,27	74,32	112,36	94,58	75,92
2017	91,33	106,67	98,34	72,37	107,06	90,89	73,84
2018	87,43	101,49	93,57	70,33	101,89	87,24	71,66
2019	84,91	98,00	90,86	69,16	98,39	84,88	70,41

Fonte: EPE

Gráfico 83 – Preços internacionais dos derivados e do Brent



Fonte: EPE

1.3 Perspectivas de Preços Nacionais de Derivados de Petróleo

Metodologia

As projeções dos preços nacionais dos derivados resultaram de três abordagens distintas, sendo uma para a gasolina, o diesel e a nafta, outra para o QAV e o óleo combustível BTE e uma terceira para o GLP. Vale ressaltar que as projeções apresentadas correspondem aos preços de realização ou ex-refinaria dos derivados, que se referem aos preços praticados pelas refinarias, sem a inclusão dos tributos⁴⁵.

⁴⁵ 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) e 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) (ANP, 2009a).

No caso da projeção dos preços nacionais da gasolina e do diesel, primeiro foram estimadas, respectivamente, as paridades de exportação e importação, com base no custo médio de frete para claros, rota US Gulf – Rio de Janeiro. O custo médio de frete foi abatido dos preços internacionais da gasolina e acrescido nos preços internacionais de diesel e, em seguida, foram feitos ajustes nos valores assim obtidos, de modo a espelharem o padrão histórico da política de preços ao consumidor destes derivados⁴⁶. O mesmo método foi aplicado à projeção de preço da nafta (paridade de importação), mas 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 2010-2019.

Tabela 127 – Preços nacionais dos derivados de petróleo (US\$/b, maio2008)

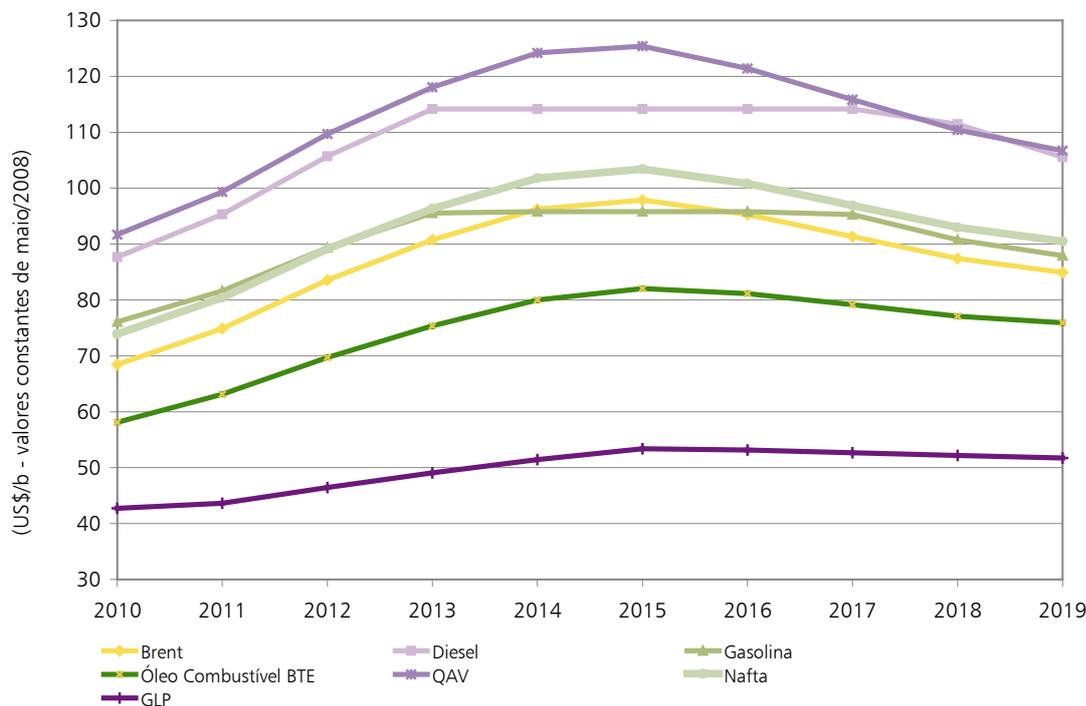
	Brent	Diesel	Gasolina	Óleo Combustível BTE	QAV	Nafta*	GLP
2010	68,45	87,66	76,09	58,11	91,69	73,90	42,71
2011	74,90	95,32	81,60	63,12	99,34	80,42	43,62
2012	83,56	105,72	89,35	69,69	109,70	89,13	46,46
2013	90,76	114,15	95,54	75,37	118,06	96,32	49,07
2014	96,27	114,15	95,79	80,00	124,20	101,81	51,44
2015	97,87	114,15	95,79	82,03	125,41	103,40	53,39
2016	95,27	114,15	95,79	81,13	121,42	100,82	53,16
2017	91,33	114,15	95,27	79,17	115,85	96,89	52,68
2018	87,43	111,44	90,76	77,09	110,41	93,00	52,19
2019	84,91	105,56	87,95	75,90	106,73	90,48	51,71

Nota: * preço de internação da nafta importada.

Fonte: EPE

⁴⁶ A Petrobras e o governo brasileiro (através do gerenciamento da CIDE) têm adotado uma política de amortecimento da volatilidade de preços dos combustíveis de maior sensibilidade sócio-econômica, como o GLP (13 kg), o diesel e a gasolina.

Gráfico 84 – Preços nacionais dos derivados de petróleo



Fonte: EPE

2. Expansão do Parque Nacional de Refino

Neste item, será analisada a evolução do parque nacional de refino, responsável, em grande medida, pelo atendimento da demanda de derivados do País. Dentro do horizonte coberto pelo PDE 2019, considerou-se que a Petrobras e seus parceiros serão os principais 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 na Europa e EUA, mercados naturais para seus excedentes, o setor brasileiro de refino é obrigado a investir em unidades de conversão e de tratamento para adequar a produção nacional às novas especificações.

O aumento dos excedentes de petróleo nacional e o atendimento incompleto da demanda interna de alguns derivados indicam a necessidade de se construir e operar no País novas instalações de refino, que deverão contar com alta capacidade de conversão e processos mais sofisticados, focando a produção de derivados médios, seja para consumo interno, seja para exportação.

Em síntese, os estudos desenvolvidos visando à expansão do parque nacional de refino contemplam três objetivos estratégicos para o País:

- atingir e manter a auto-suficiência no abastecimento nacional de derivados combustíveis nobres (leves e médios);
- privilegiar, nas novas refinarias, o processamento dos petróleos pesados nacionais, de forma a que o excedente de petróleo exportável seja de melhor qualidade e, por consequência, de maior valor de mercado;
- priorizar o processamento local do petróleo nacional, sempre que, no longo prazo, as margens previstas indiquem ser viável e vantajosa a exportação de volumes adicionais de derivados.

2.1 Metodologia e Premissas Adotadas para o Abastecimento

Para avaliar as ampliações e novos empreendimentos 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 a evolução do 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: Petróleo e Óleo Vegetal

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 o parque de refino pode ser suprido por doze grupos de petróleos nacionais⁴⁷ e dois tipos de petróleos importados, além do óleo vegetal destinado ao processo H-Bio⁴⁸.

A Tabela 128 apresenta a projeção da produção nacional de petróleo, conforme tratado no Capítulo V.

Tabela 128 – Produção nacional de petróleo (mil bpd)

2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
2.250	2.500	3.210	3.490	3.740	3.980	4.360	4.730	4.935	5.110

Fonte: EPE

A Tabela 129 mostra a evolução prevista para o seu perfil de qualidade, em função dos tipos leve, médio e pesado⁴⁹.

Tabela 129 – Evolução do perfil da produção nacional de petróleo (%)

Tipo de Petróleo	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Leve	6,1	8,0	9,7	10,6	11,0	10,9	10,1	9,4	9,4	8,6
Médio	48,8	48,8	49,5	51,4	54,9	59,4	63,9	68,2	68,2	71,7
Pesado	45,1	43,2	40,8	38,0	34,1	29,7	26,0	22,4	22,4	19,6

Fonte: EPE

Demanda de Derivados

A Tabela 130 apresenta a projeção da demanda nacional de derivados apresentada no Capítulo II, porém, incluindo a demanda de *bunker* (aéreo e aquaviário) para aviões e navios estrangeiros.

⁴⁷ Os tipos de petróleo nacionais que compõem os grupos de petróleo estão relacionados no Anexo II da Portaria ANP nº 206/2000 (ANP, 2000a), atualizada pelo Despacho ANP nº 683/2008 (ANP, 2008a).

⁴⁸ Atualmente, as refinarias REGAP, REPAR, REFAP e REPLAN encontram-se adaptadas para processar óleo vegetal pelo processo H-Bio em decorrência dos investimentos realizados em 2007. Todavia, o processamento desta matéria-prima depende das condições de mercado, sendo necessário que o preço do óleo vegetal esteja igual ou inferior ao preço do óleo diesel.

⁴⁹ Classificação segundo a Portaria ANP nº 9/2000 (ANP, 2000b).

Tabela 130 – Demanda nacional de derivados (m³/d)

Produto	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
GLP	35.596	36.533	37.508	38.524	39.513	40.453	41.452	42.403	43.362	44.807
Nafta	35.657	35.657	35.657	35.657	35.657	35.657	35.657	35.657	35.657	35.657
Gasolina	53.255	50.643	47.735	45.421	44.303	43.267	42.394	41.913	42.224	42.123
QAV	14.660	15.467	16.316	17.206	18.143	19.123	20.158	21.239	22.379	23.285
Diesel	130.794	138.646	146.365	155.210	164.643	174.647	185.271	196.582	208.579	218.908
Óleo Combustível	29.030	30.610	30.189	32.879	35.516	36.079	37.716	39.600	41.642	43.767
Coque	15.719	16.528	17.440	18.609	19.558	20.358	21.303	22.146	22.951	24.168
Total	314.711	324.084	331.210	343.506	357.333	369.584	383.951	399.540	416.794	432.715

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 1.000 ppm para 50 ppm, a partir de 2014 (ANP, 2009b). Por outro lado, o limite máximo do teor de enxofre no diesel está sendo reduzido gradativamente desde 2009, segundo o cronograma estabelecido no Termo de Ajustamento de Conduta (TAC), assinado pela Petrobras, montadoras e órgãos envolvidos, em função do não cumprimento da Resolução CONAMA no 315/2002 (BRASIL, 2002; BRASIL, 2008).

Além destas características, outras relacionadas a desempenho também devem evoluir no tempo, como é o caso do número de cetano e de uma faixa de densidade mais estreita para o diesel. Nas restrições do PLANDEPE, todavia, apenas o teor de enxofre foi considerado como limitante à produção de gasolina e diesel, por conta das unidades de hidrotreamento necessárias ao atendimento das novas especificações.

Outros parâmetros

O Modelo também considera custos operacionais, custos de investimentos, consumo próprio de combustíveis, consumo de nafta ou gás natural para geração de hidrogênio, bem como a produção de GLP das Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN), além dos preços de importação e exportação de petróleo e derivados, estimados conforme o item 1 deste capítulo.

2.2 Evolução do Parque de Refino Atual

O parque nacional de refino é formado atualmente por onze refinarias da Petrobras⁵⁰ e duas refinarias privadas⁵¹, com capacidade nominal instalada de processamento de petróleo da ordem de 2 milhões de barris por dia. Neste item, é apresentada a evolução esperada destas refinarias até 2019, conforme planejam ou sugerem os agentes do setor.

A Refinaria de Manguinhos está com a atividade de refino suspensa desde agosto de 2005⁵², enquanto a Refinaria Ipiranga teve seu processamento parcialmente interrompido em 2005 e 2006, porém opera ininterruptamente desde outubro de 2006⁵³ (ANP, 2008b). No momento, não há previsão de investimento nestas refinarias.

Consideraram-se, no presente estudo, todas as unidades existentes, em construção ou planejadas pela Petrobras, nas refinarias atuais, que impactam, tanto a produção de derivados, como a qualidade dos produtos, conforme a Tabela 131 (PETROBRAS, 2007b; PETROBRAS, 2009; SCHAEFFER; SZKLO; MACHADO, 2004).

⁵⁰ A REFAP é uma empresa integrante do sistema Petrobras, cuja composição acionária conta com a participação de 70% do capital da Petrobras e 30% da espanhola REPSOL YPF.

⁵¹ Refinaria Ipiranga (com participação de 1/3 da Petrobras) e Refinaria de Manguinhos.

⁵² Desde a suspensão da atividade de refino na Refinaria de Manguinhos, a empresa tem processado naftas importadas para produzir gasolina, além de solventes para fins industriais.

⁵³ Em março de 2007, a aquisição de participação societária da Refinaria Ipiranga pela Petrobras permitiu a sustentação da operação da refinaria.

Tabela 131 – Expansão de capacidade do parque de refino por unidade de processo (m³/d)

Processo	2009	Adição	2019
Destilação atmosférica (DA)	314.800	6.100	320.900
Destilação a vácuo (DV)	149.840	8.600	158.440
Desasfaltação a propano (DSF)	18.600	0	18.600
Reforma catalítica (RC)	2.230	8.270	10.500
Alquilação (ALQ)	1.000	0	1.000
Craqueamento térmico (CT)	0	1.500	1.500
Craqueamento catalítico em leito fluidizado (FCC)	72.740	0	72.740
Craqueamento catalítico de resíduos em leito fluidizado (RFCC)	20.600	0	20.600
Coqueamento retardado (UCR)	28.000	10.000	38.000
Hidrodesulfurização de nafta (HDS)	5.000	0	5.000
Hidrotratamento de querosene (HDT)	15.600	0	15.600
Hidrotratamento de gasolina (HDT)	0	49.000	49.000
Hidrotratamento de diesel (HDT)	14.100	2.500	16.600
Hidrotratamento de correntes instáveis (HDT)	29.800	56.000	85.800
Hidrotratamento de nafta de coque (HDT)	5.000	15.700	20.700

Fonte: EPE

2.3 Novas Refinarias

As novas refinarias no País foram consideradas de acordo com as informações obtidas, até o momento, da Petrobras e seus parceiros.

Em 2011, o Pólo Industrial de Guamaré passará a ser denominado Refinaria Potiguar Clara Camarão (RPCC), após obras de ampliação. O atual esquema de produção de Guamaré consiste de uma destilação atmosférica, que produz nafta, QAV, diesel e resíduo atmosférico. A nafta é misturada ao petróleo juntamente com o resíduo atmosférico e enviada para a Refinaria Landulpho Alves (RLAM) através do terminal aquaviário. O QAV e o diesel são enviados para a base de distribuição para fins de atendimento ao mercado local. O GLP produzido em Guamaré é oriundo das UPGN existentes no Complexo.

O projeto dessa nova refinaria inclui a construção de uma planta para mistura de gasolina e melhoria da qualidade do diesel já produzido. Para tanto, a Petrobras incluirá ao novo esquema de refino os seguintes ativos: (1) uma unidade de tratamento cáustico que removerá o enxofre da nafta produzida na destilação direta, permitindo, assim, sua adição à gasolina final; (2) tancagem e estações de medição para permitir a formulação de gasolina⁵⁴ e diesel⁵⁵. Com isso, embora a capacidade de processamento de petróleo em Guamaré permaneça em 30.000 bpd, o potencial de produção de derivados passará dos atuais 9.500 bpd⁵⁶ para 17.000 bpd⁵⁷, incluindo o GLP produzido no local.

A Petrobras está construindo uma nova refinaria, no Complexo Industrial e Portuário de Suape (PE), possivelmente em parceria com a estatal venezuelana Petróleos de Venezuela S/A (PDVSA)⁵⁸, com capacidade nominal para processar até 230.000 bpd de petróleo, denominada Refinaria Abreu e Lima, conhecida também por Refinaria do Nordeste (RNEST). O início de operação está previsto para 2012. A planta deverá estar capacitada para refinar óleos pesados, extraídos basicamente do Campo de Marlim, na Bacia de Campos, e, possivelmente, de outras origens, como o produzido no campo de Carabobo pela Planta de Processamento de Petróleo Extra-Pesado, que processa petróleos da faixa produtora do rio Orinoco, na Venezuela (ARRUDA, 2006; PETROBRAS, 2009).

⁵⁴ A gasolina será produzida a partir da mistura de reformado e nafta craqueada de outras refinarias e de parte da nafta de destilação direta produzida em Guamaré, sendo esta última previamente tratada na unidade de tratamento cáustico para remover o enxofre. Atualmente, a qualidade da gasolina produzida é de 1.000 ppm e, a partir de 2014, será de 50 ppm, seguindo a nova especificação estabelecida pela ANP (ANP 2009b).

⁵⁵ A RPCC permanecerá produzindo diesel com 1.200 ppm de teor de enxofre, uma vez que não há previsão de construção de unidade de hidrotratamento. 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.

⁵⁶ Equivalentes a 1.270 m³/d de diesel e 240 m³/d de QAV.

⁵⁷ Equivalentes 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.

⁵⁸ O projeto preconiza a participação societária de 60% da Petrobras. Os 40% restantes deverão ser assumidos pela estatal venezuelana PDVSA (BOSCO, 2009).

O COMPERJ é uma refinaria de petróleo com viés petroquímico, com capacidade nominal de 150.000 bpd, em construção em Itaboraí (RJ). A Unidade de Petroquímicos Básicos (UPB), integrante do complexo, será a base para a criação de um parque industrial com central de utilidades e empresas de fabricação de produtos de segunda e terceira geração, tais como polietileno, polipropileno, estireno e etileno-glicol. Projetada para consumir petróleo do tipo Marlim, a UPB ofertará, além dos produtos petroquímicos, derivados de petróleo (1.200 m³/d de nafta, 1.940 m³/d de diesel e 2.080 m³/d de coque), a partir de 2013 (PETROBRAS, 2007c). Ressalte-se que o COMPERJ, por possuir uma unidade de hidrocrackeamento catalítico (HCC) no seu esquema de refino, estará capacitado a produzir diesel 10 ppm.

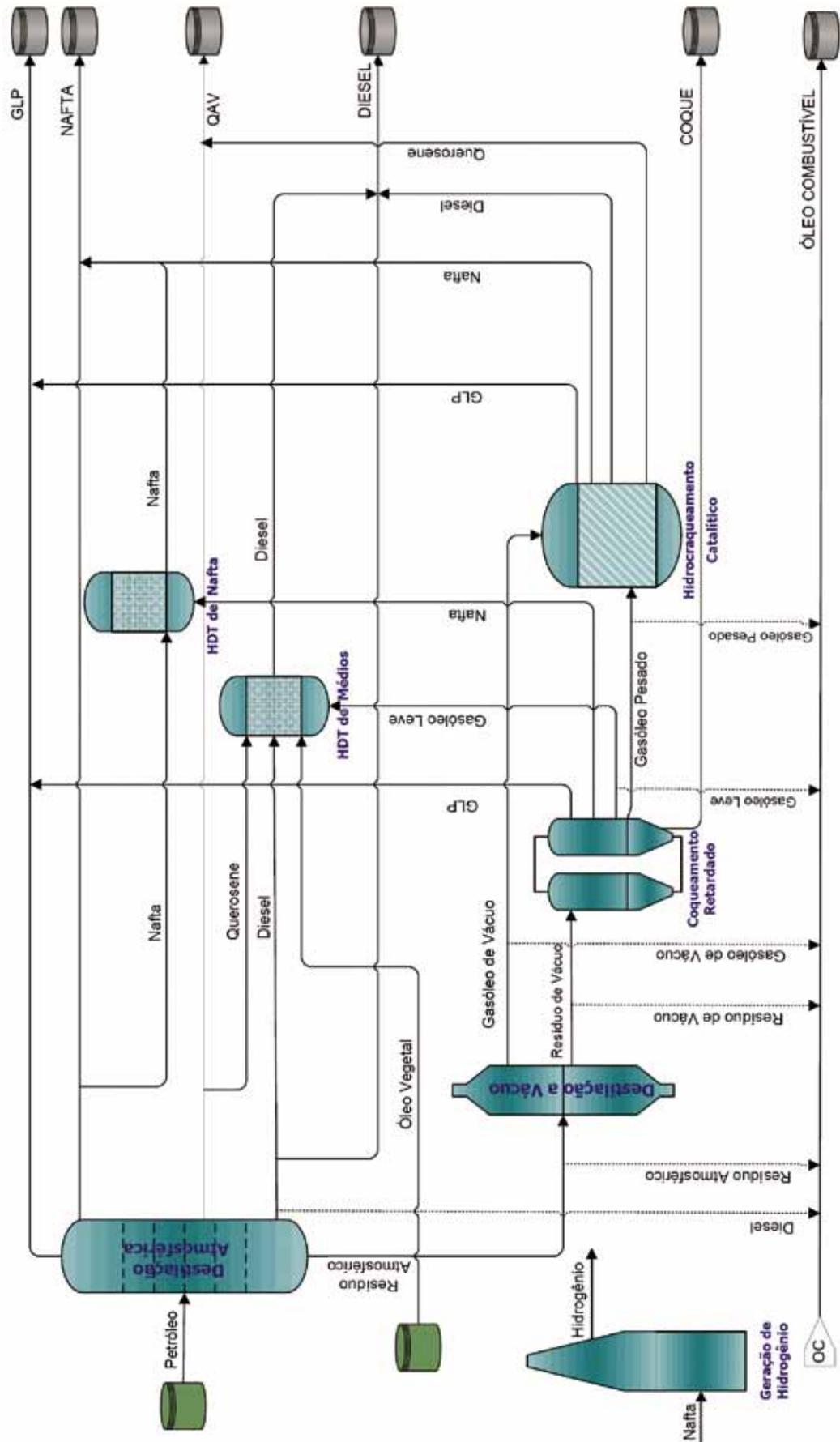
A Petrobras prevê também a construção de duas outras refinarias, totalizando 900.000 bpd, com esquemas de refino voltados para a produção de diesel e sem unidades produtoras de gasolina, em função das expectativas do mercado, tanto nacional quanto internacional. Por visarem à produção de derivados de alta qualidade, que atendam aos padrões exigidos pelos países desenvolvidos, foram denominadas Refinarias Premium, devendo ambas processar um mix de petróleos pesados da Bacia de Campos e petróleos mais leves do Pré-sal. De acordo com a empresa, essas novas refinarias serão construídas em módulos, assim considerados⁵⁹:

- Refinaria Premium I: no Estado do Maranhão (MA), com capacidade para processar 600.000 bpd de petróleo, com dois módulos de 300.000 bpd, o primeiro com início de operação previsto para setembro/2013 e o segundo, para setembro/2015;
- Refinaria Premium II: no Estado do Ceará (CE), com capacidade para processar 300.000 bpd de petróleo, com dois módulos de 150.000 bpd, o primeiro com entrada prevista para dezembro/2013 e o segundo, para dezembro/2015.

A Figura 15 mostra o provável esquema de refino das refinarias Premium.

⁵⁹ Tendo em vista que o PLANDEPE é um modelo anual, as entradas dos módulos das refinarias Premium serão consideradas respectivamente nos anos de 2014 e 2016..

Figura 15 – Diagrama Esquemático das Refinarias Premium



Fonte: EPE

2.4 Estimativa de Investimentos

A Tabela 132 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 132 – Investimentos nas refinarias existentes e em novas plantas

Investimento	Valor (US\$ bilhões)
Parque de refino atual (ampliações)	21,3
RPCC	0,5
RNEST	12,5
COMPERJ	10,5
Premium I	21,8
Premium II	10,9
Total	77,5

Fonte: Petrobras (2007b); Brasil (2009).

2.5 Hipóteses de Evolução do Parque Nacional de Refino

Na análise da expansão do parque de refino, buscou-se representar o parque nacional de refino atual e a sua evolução conforme preconizam a Petrobras e seus parceiros.

Considerou-se, inicialmente, uma trajetória básica, com o calendário das ampliações de capacidade e das construções de novas unidades nas refinarias existentes (ver item 2.2). Considerou-se, ainda, nesta trajetória, a partida da RPCC em 2011⁶⁰. Além disso, o início da operação da RNEST foi assumida para 2012 e a entrada do COMPERJ, para 2013, datas consideradas no Programa de Aceleração do Crescimento (PAC) (BRASIL, 2009)⁶¹. Esta evolução do parque nacional de refino foi denominada de Trajetória Base.

A partir da Trajetória Base, considerou-se uma segunda trajetória, que inclui, além dos investimentos citados, a construção de mais duas refinarias: Premium I e Premium II, totalizando 900.000 bpd, conforme prevê a Petrobras⁶², o que resultou na Trajetória Premium. Esta configuração visa, não apenas à auto-suficiência, mas também à transformação de parte do excedente de petróleo em derivados para exportação.

A Tabela 133 apresenta as configurações do parque de refino analisadas no presente estudo.

Tabela 133 – Hipóteses de evolução do parque nacional de refino – 2010/2019

Hipótese	Configuração
Trajétória Base	Parque de refino atual com ampliações de capacidade e instalações de novas unidades nas refinarias existentes, bem como a construção de novas plantas, incluindo a RPCC, a RNEST e o COMPERJ.
Trajétória Premium	Trajétória Base, acrescida da construção das duas refinarias Premium.

2.5.1 Trajetória Base

Na Trajetória Base, o parque de refino apresenta a seguinte configuração: Parque de refino atualizado com ampliações da Petrobras + RPCC + RNEST + COMPERJ

⁶⁰ A carga processada atualmente em Guamaré não faz parte das estatísticas de processamento de petróleo da ANP, motivo pelo qual foi considerada como refino adicional.

⁶¹ O início de operação da RNEST está previsto, na verdade, para abril de 2012. Entretanto, o PLANDEPE não permite avaliar a produção de derivados a partir dessa data, pois é uma ferramenta multiperiodal anual.

⁶² Projetos da Petrobras voltados para a exportação de derivados: Refinaria Premium I, no Estado do Maranhão, com capacidade para 600.000 bpd, e Refinaria Premium II, no Estado do Ceará, com capacidade para 300.000 bpd (BOSCO, 2009).

Nesta trajetória, as atualizações do parque atual de refino são realizadas de acordo com os investimentos já programados da Petrobras e seus parceiros. A partida da RPCC ocorre em 2011. A RNEST inicia a produção em 2012 e o COMPERJ em 2013. Nenhum outro tipo de investimento em refino é considerado até 2019.

A capacidade nominal de refino atinge o total de 2,4 milhões de barris por dia, dividida conforme mostra a tabela a seguir.

Tabela 134 – Capacidade nominal de refino – Trajetória Base (mil bpd)

Parque de refino atual	1.980
Ampliações no parque de refino	38
RPCC	30
RNEST	230
COMPERJ	150
Total	2.428

Fonte: EPE

Considerando-se o esquema de expansão proposto, o montante de investimentos necessários seria de U\$ 44,8 bilhões (ver Tabela 132).

A tabela e o gráfico a seguir mostram, respectivamente, o balanço entre oferta e demanda de derivados e o perfil de produção para a configuração do parque de refino apresentada.

Tabela 135 – Balanço Produção x Demanda dos Principais Derivados (m³/d) – Trajetória Base

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
GLP										
Produção	32.488(*)	34.861	39.739	41.828	43.695	46.024	48.212	49.413	50.491	52.508
Refinarias (1)	21.132	21.319	22.692	23.050	22.960	23.075	23.152	23.151	23.297	23.444
UPGN (2)	11.356	13.541	17.047	18.777	20.734	22.949	25.060	26.262	27.194	29.064
Demanda	35.596	36.533	37.508	38.524	39.513	40.453	41.452	42.403	43.362	44.807
Saldo líquido	-3.108	-1.672	2.231	3.304	4.182	5.571	6.760	7.010	7.129	7.701
Nafta										
Produção	17.788	20.490	19.148	19.488	21.014	21.049	21.934	22.227	23.017	24.364
Demanda	35.657	35.657	35.657	35.657	35.657	35.657	35.657	35.657	35.657	35.657
Saldo líquido	-17.869	-15.167	-16.509	-16.169	-14.643	-14.608	-13.723	-13.430	-12.640	-11.293
Gasolina										
Produção	58.165	58.329	59.050	60.942	60.769	60.676	60.065	59.725	59.434	58.950
Demanda	53.255	50.643	47.735	45.421	44.303	43.267	42.394	41.913	42.224	42.123
Saldo líquido	4.910	7.686	11.315	15.521	16.466	17.409	17.671	17.812	17.210	16.827
QAV										
Produção	6.952	6.529	7.117	7.235	9.076	9.965	10.624	11.119	11.204	11.213
Demanda	14.660	15.467	16.316	17.206	18.143	19.123	20.158	21.239	22.379	23.285
Saldo líquido	-7.708	-8.938	-9.199	-9.971	-9.067	-9.158	-9.534	-10.120	-11.175	-12.072
Diesel										
Produção	105.899	106.433	121.826	130.773	141.019	141.744	142.734	143.010	144.887	147.613
Demanda	130.794	138.646	146.365	155.210	164.643	174.647	185.271	196.582	208.579	218.908
Saldo líquido	-24.895	-32.213	-24.539	-24.437	-23.624	-32.903	-42.537	-53.572	-63.692	-71.295
Importação (3)	27.665	34.722	24.539	24.437	23.624	32.903	42.537	53.572	63.692	71.295
Exportação (4)	2.770	2.509	0	0	0	0	0	0	0	0
Óleo Combustível										
Produção	53.371	60.516	45.684	43.501	54.356	53.394	53.381	52.537	46.815	45.593
Demanda	29.030	30.610	30.189	32.879	35.516	36.079	37.716	39.600	41.642	43.767
Saldo líquido	24.341	29.905	15.495	10.622	18.839	17.315	15.664	12.937	5.174	1.826
Coque										
Produção	8.387	8.266	17.372	18.609	19.277	19.833	19.834	19.582	19.613	19.184
Demanda	15.719	16.528	17.440	18.609	19.558	20.358	21.303	22.146	22.951	24.168
Saldo líquido	-7.332	-8.262	-68	0	-281	-525	-1.469	-2.564	-3.338	-4.984
Total										
Produção	283.050	295.424	309.936	322.375	349.204	352.686	356.783	357.614	355.460	359.425
Demanda	314.711	324.084	331.210	343.506	357.333	369.584	383.951	399.540	416.794	432.715
Saldo líquido	-31.661	-28.660	-21.275	-21.131	-8.129	-16.898	-27.168	-41.926	-61.333	-73.290
Importação	64.771	69.371	50.731	50.853	47.857	57.411	67.471	79.927	91.202	99.647
Exportação	33.110	40.711	29.456	29.722	39.728	40.513	40.303	38.001	29.869	26.357

Notas: (*) Cabe ressaltar que as previsões realizadas para o ano de 2010 contemplam as informações disponíveis durante o período de elaboração do PDE 2019. No entanto, entre a conclusão do estudo e sua publicação, os cronogramas de alguns empreendimentos sofreram alterações que devem reduzir a produção e o processamento de gás natural e, por conseguinte, a produção de GLP durante o ano de 2010.

(1) Inclui a produção das centrais petroquímicas e da Usina Industrial do Xisto (SIX). Não considera a produção de GLP oriunda de gás natural, nem o GLP não energético.

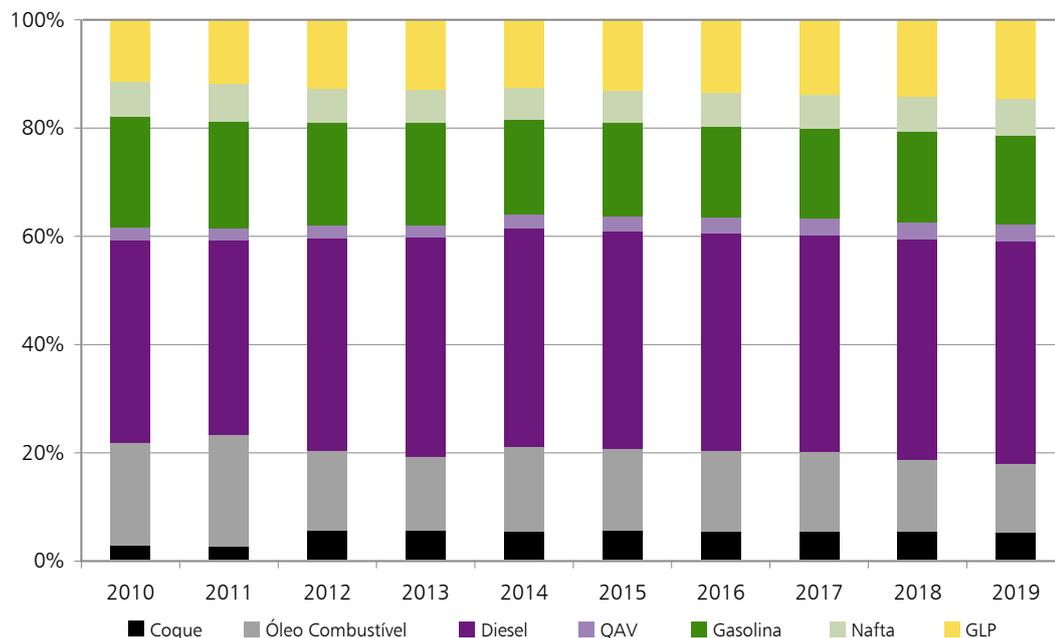
(2) Inclui também o total da produção de GLP oriundo das Unidades de Fracionamento de Líquidos de Gás Natural (UFL) e das UPGN que estão localizadas nas refinarias.

(3) Ocorrem importações decrescentes de Diesel 500, que variam de cerca de 30.600 m³/d em 2010 a 21.800 m³/d no final do período, e importações crescentes de Diesel 10 a partir de 2013, variando de 5.600 m³/d a 50.500 m³/d. Uma parcela de Diesel 50 é importada somente nos dois primeiros períodos, numa média de 12.000 m³/d.

(4) Correspondem às exportações de Diesel de alto teor de enxofre (2.000 a 5.000 ppm).

Fonte: EPE

Gráfico 85 – Perfil da produção de derivados (%) – Trajetória Base



Fonte: EPE

2.5.2 Trajetória Premium

A Trajetória Premium apresenta a seguinte configuração: Parque de refino atualizado com ampliações da Petrobras + RPCC + RNEST + COMPERJ + Refinarias Premium I e Premium II.

O déficit crescente apresentado pelo balanço de oferta e demanda de derivados resultante da Trajetória Base deixa clara a necessidade de construção de novas refinarias no período analisado. Assim, nesta nova trajetória, além da evolução preconizada anteriormente, foram consideradas as construções das refinarias Premium I e Premium II, com 600.000 e 300.000 bpd, ambas divididas em duas fases, com datas de entrada em 2014 e em 2016.

Desta forma, a capacidade nominal de refino em território nacional atinge o patamar de 3,3 milhões de barris por dia, constituída conforme mostra a tabela a seguir.

Tabela 136 – Capacidade nominal de refino – Trajetória Premium (mil bpd)

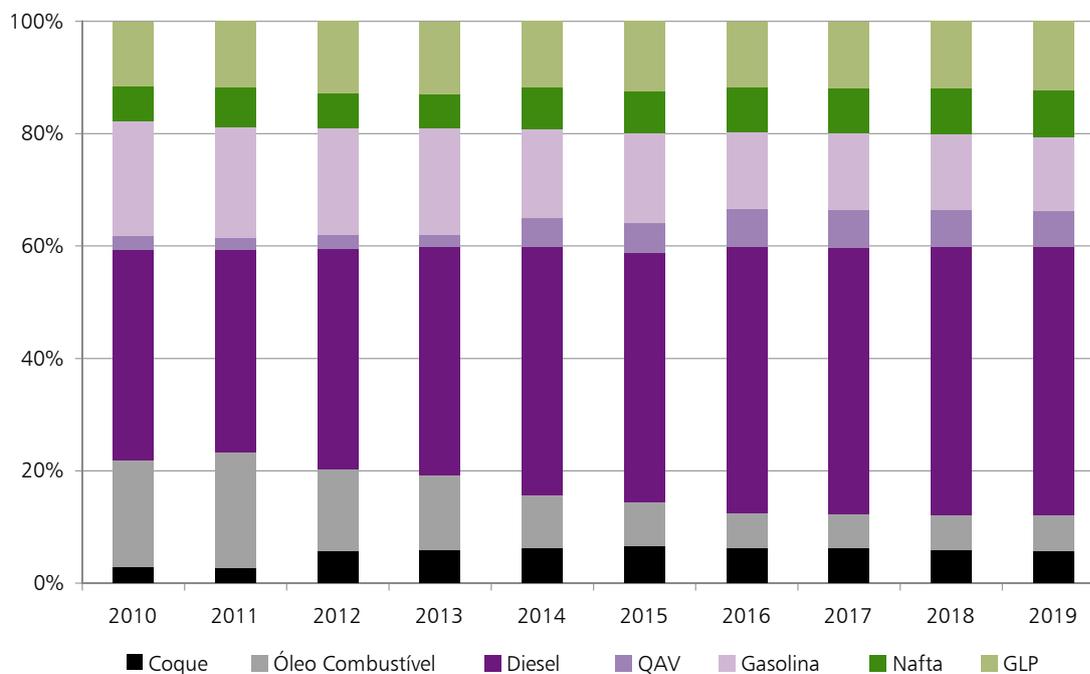
Parque de refino atual	1.980
Ampliações no parque de refino	38
RPCC	30
RNEST	230
COMPERJ	150
Refinarias Premium I e II	900
Total	3.328

Fonte: EPE

Considerando-se o esquema de expansão proposto, o montante total previsto de investimentos necessários será de U\$ 77,5 bilhões (ver Tabela 132).

O gráfico e a tabela a seguir mostram, respectivamente, o perfil de produção para a Trajetória Premium e o balanço final entre oferta e demanda de derivados.

Gráfico 86 – Perfil da produção de derivados (%) – Trajetória Premium



Fonte: EPE

Tabela 137 – Balanço Produção x Demanda dos Principais Derivados (m³/d) – Trajetória Premium

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Produção	32.488 (*)	34.861	39.739	41.828	46.346	48.527	53.723	54.955	55.913	57.589
Refinarias (1)	21.132	21.319	22.692	23.050	25.612	25.577	28.662	28.693	28.720	28.525
UPGN(2)	11.356	13.541	17.047	18.777	20.734	22.949	25.060	26.262	27.194	29.064
Demanda	35.596	36.533	37.508	38.524	39.513	40.453	41.452	42.403	43.362	44.807
Saldo líquido	-3.108	-1.672	2.231	3.304	6.833	8.074	12.271	12.552	12.551	12.782
Produção	17.788	20.490	19.148	19.488	29.080	28.809	36.790	37.224	37.893	38.944
Demanda	35.657	35.657	35.657	35.657	35.657	35.657	35.657	35.657	35.657	35.657
Saldo líquido	-17.869	-15.167	-16.509	-16.169	-6.577	-6.848	1.133	1.567	2.236	3.287
Produção	58.165	58.329	59.050	60.942	62.738	62.494	63.067	62.916	62.779	61.920
Demanda	53.255	50.643	47.735	45.421	44.303	43.267	42.394	41.913	42.224	42.123
Saldo líquido	4.910	7.686	11.315	15.521	18.435	19.227	20.673	21.003	20.555	19.797
Produção	6.952	6.529	7.117	7.235	20.173	20.651	31.534	31.092	30.246	29.535
Demanda	14.660	15.467	16.316	17.206	18.143	19.123	20.158	21.239	22.379	23.285
Saldo líquido	-7.708	-8.938	-9.199	-9.971	2.030	1.528	11.376	9.853	7.867	6.250
Produção	105.899	106.433	121.826	130.773	174.450	172.228	217.690	219.399	222.046	224.936
Demanda	130.794	138.646	146.365	155.210	164.643	174.647	185.271	196.582	208.579	218.908
Saldo líquido	-24.895	-32.213	-24.539	-24.437	9.807	-2.419	32.419	22.817	13.467	6.028
Importação (3)	27.665	34.722	24.539	24.437	2.161	10.196	8.230	17.263	26.925	29.673
Exportação (4)	2.770	2.509	0	0	11.968	7.777	40.649	40.080	40.392	35.701
Produção	53.371	60.516	45.684	43.501	36.669	30.797	28.814	28.079	29.647	29.239
Demanda	29.030	30.610	30.189	32.879	35.516	36.079	37.716	39.600	41.642	43.767
Saldo líquido	24.341	29.905	15.495	10.622	1.153	-5.282	-8.902	-11.521	-11.994	-14.528
Produção	8.387	8.266	17.372	18.609	25.077	25.675	29.093	28.690	27.141	27.014
Demanda	15.719	16.528	17.440	18.609	19.558	20.358	21.303	22.146	22.951	24.168
Saldo líquido	-7.332	-8.262	-68	0	5.519	5.317	7.790	6.544	4.190	2.846
Produção	283.050	295.424	309.936	322.375	394.534	389.181	460.710	462.353	465.666	469.178
Demanda	314.711	324.084	331.210	343.506	357.333	369.584	383.951	399.540	416.794	432.715
Saldo líquido	-31.661	-28.660	-21.275	-21.131	37.200	19.597	76.758	62.814	48.872	36.463
Importação	64.771	69.371	50.731	50.853	8.979	22.709	17.340	29.024	39.277	44.201
Exportação	33.110	40.711	29.456	29.722	46.179	42.306	94.098	91.838	88.149	80.664

Notas: (*) Cabe ressaltar que as previsões realizadas para o ano de 2010 contemplam as informações disponíveis durante o período de elaboração do PDE 2010. No entanto, entre a conclusão do estudo e sua publicação, os cronogramas de alguns empreendimentos sofreram alterações que devem reduzir a produção e o processamento de gás natural e, por conseguinte, a produção de GLP durante o ano de 2010.

(1) Inclui a produção das centrais petroquímicas e da Usina Industrial do Xisto (SIX). Não considera a produção de GLP oriunda de gás natural, nem o GLP não energético.

(2) Inclui também o total da produção de GLP oriundo das Unidades de Fracionamento de Líquidos de Gás Natural (UFL) e das UPGN que estão localizadas nas refinarias.

(3) Ocorrem importações decrescentes de Diesel 500, que variam de cerca de 30.600 a 18.900 m³/d, cessando a partir de 2014. As importações de Diesel 10 iniciam-se em 2013, variando de 5.600 a 29.700 m³/d.

(4) Ocorrem importações decrescentes de Diesel de alto teor de enxofre (2.000 – 5.000 ppm), numa média de 2.700 m³/d, de 2010 a 2011, tornando-se nulas a partir de 2012. Ocorrem exportações de Diesel 50 a partir de 2014, atingindo o patamar de 40.700 m³/d em 2016 e caindo para 34.700 m³ no final do período.

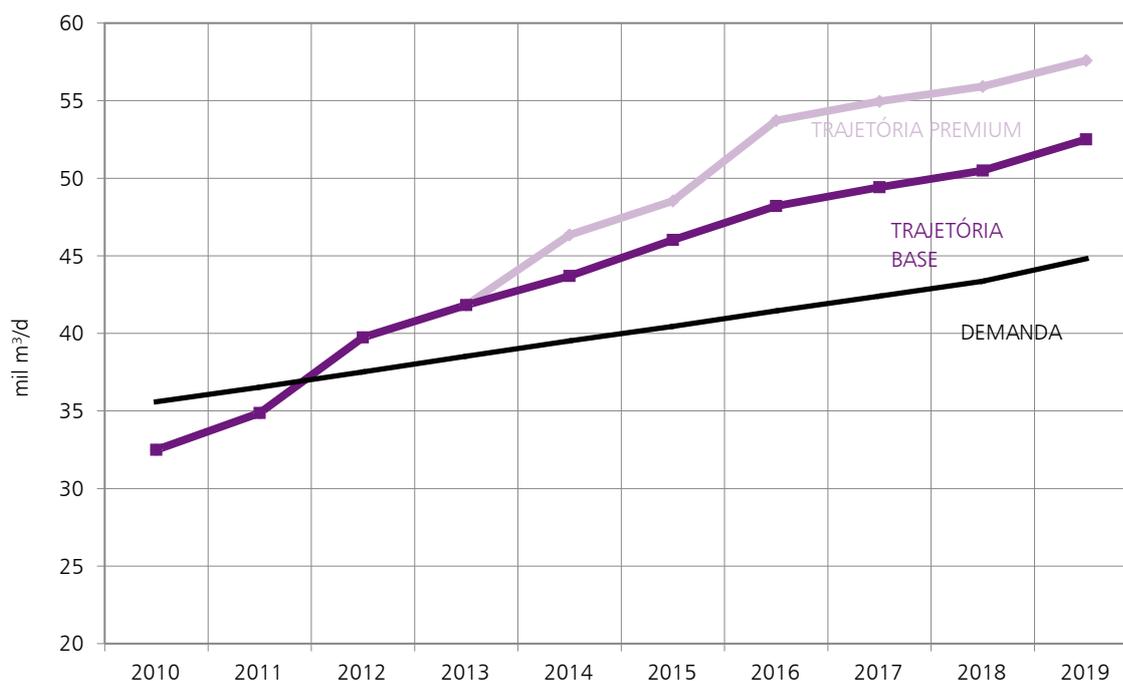
2.5.3 Balanço Nacional de Derivados – Trajetória Base x Trajetória Premium

Na Trajetória Base, mantém-se o País como importador de derivados durante todo o período, conforme evidenciado na Tabela 135. Essa trajetória mostra excedentes de óleo combustível, de baixo valor agregado, e déficits de nafta, QAV e diesel, derivados de maior valor, evidenciando a necessidade de refino adicional, com esquema de refino voltado para conversão de resíduos e produção de destilados médios, conforme preconizado na Trajetória Premium. Assim, se as primeiras fases das refinarias Premium I e Premium II entrarem em operação em 2014, o País passará a ser exportador líquido de derivados, mantendo-se nessa condição até o final do período (vide Tabela 137). Os gráficos a seguir mostram o balanço por tipo de derivado de petróleo.

GÁS LIQUEFEITO DE PETRÓLEO (GLP)

Há perspectiva de o País ser auto-suficiente em GLP a partir de 2012, com a entrada da RNEST e a operação, a plena carga, da UPGN de Caraguatatuba (SP), processando o gás proveniente da plataforma de Mexilhão⁶³. A oferta das refinarias atuais cresce em decorrência das novas unidades de conversão, porém de forma suave, dado que não serão construídas unidades de FCC. Com o incremento da produção das refinarias Premium a partir de 2014 e com o aproveitamento crescente da produção de gás natural proveniente dos campos do Pré-sal, espera-se um saldo de exportação deste derivado em ambas as trajetórias.

Gráfico 87 – Balanço de GLP: Trajetória Base x Trajetória Premium



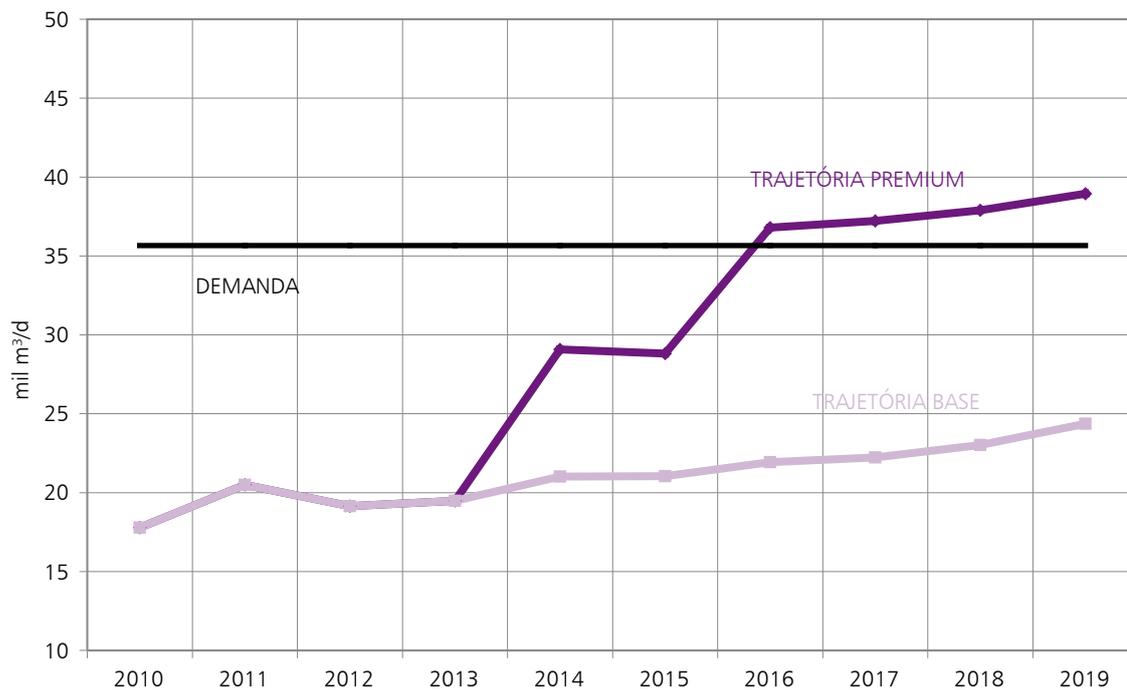
Fonte: EPE

NAFTA

Na Trajetória Base, o saldo mantém-se deficitário durante todo o período, diminuindo levemente pela estagnação da demanda. Na Trajetória Premium, a produção cresce e as importações diminuem com o refino adicional até que, a partir de 2016, o País torna-se auto-suficiente em nafta, desde que não haja expansões ou novos projetos de centrais petroquímicas baseadas no consumo dessa matéria-prima.

⁶³ Se houver atrasos nestes dois importantes projetos, a auto-suficiência do País neste combustível será postergada e poderá ocorrer apenas com a entrada em operação das Refinarias Premium, devido ao crescimento do mercado de GLP nos anos subsequentes. Para o ano de 2010, vide, adicionalmente, a nota (*) das tabelas 135 e 137.

Gráfico 88 – Balanço de nafta: Trajetória Base x Trajetória Premium

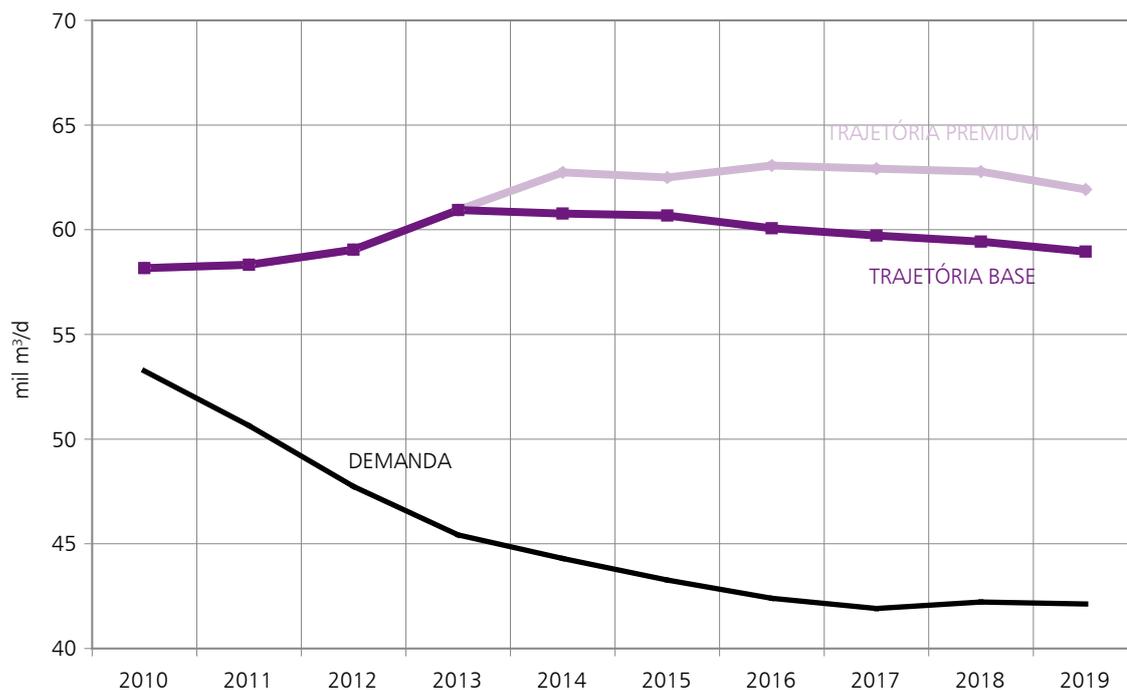


Fonte: EPE

GASOLINA

A demanda decrescente de gasolina gera grandes saldos exportáveis durante todo o período, em ambas as trajetórias.

Gráfico 89 – Balanço de gasolina: Trajetória Base x Trajetória Premium

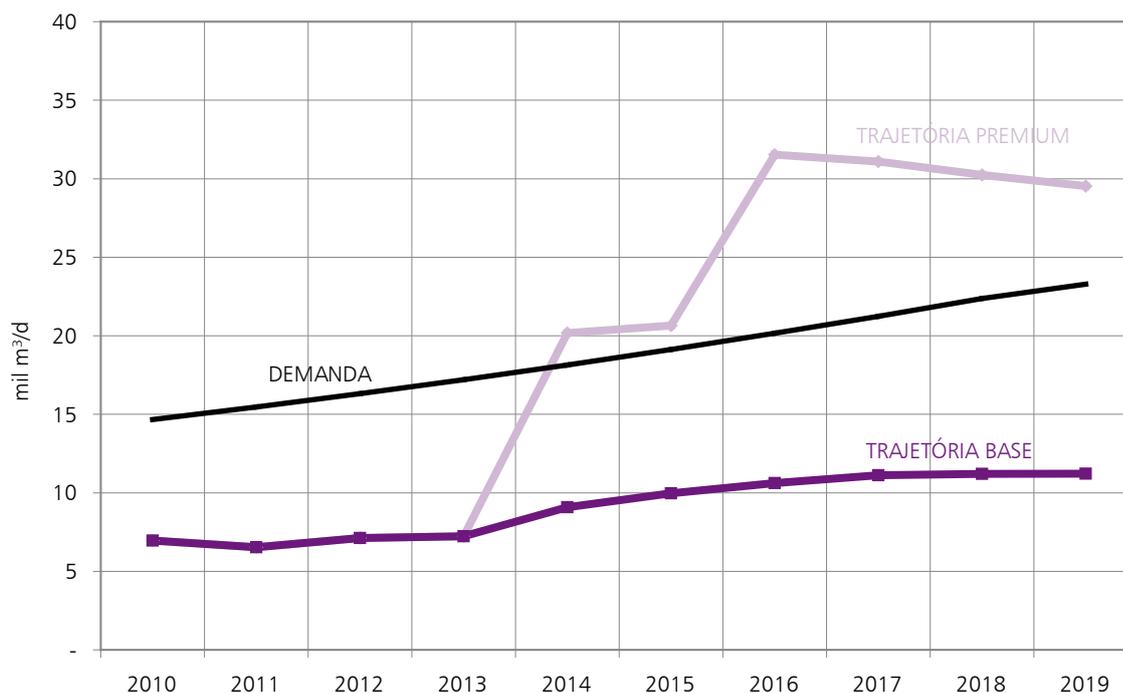


Fonte: EPE

QUEROSENE DE AVIAÇÃO (QAV)

Não há alternativas para se elevar muito a produção de QAV, pois este derivado é obtido da destilação atmosférica, ficando dependente de refino adicional ou da construção de unidades de hidrocraqueamento, que não são considerados na Trajetória Base. Assim, seu saldo permanece deficitário em todo o período. Com a construção das novas refinarias aventadas na Trajetória Premium, o País torna-se exportador de 2.000 m³/d em 2014, atingindo o patamar de 6.300 m³/d em 2019.

Gráfico 90 – Balanço de QAV: Trajetória Base x Trajetória Premium



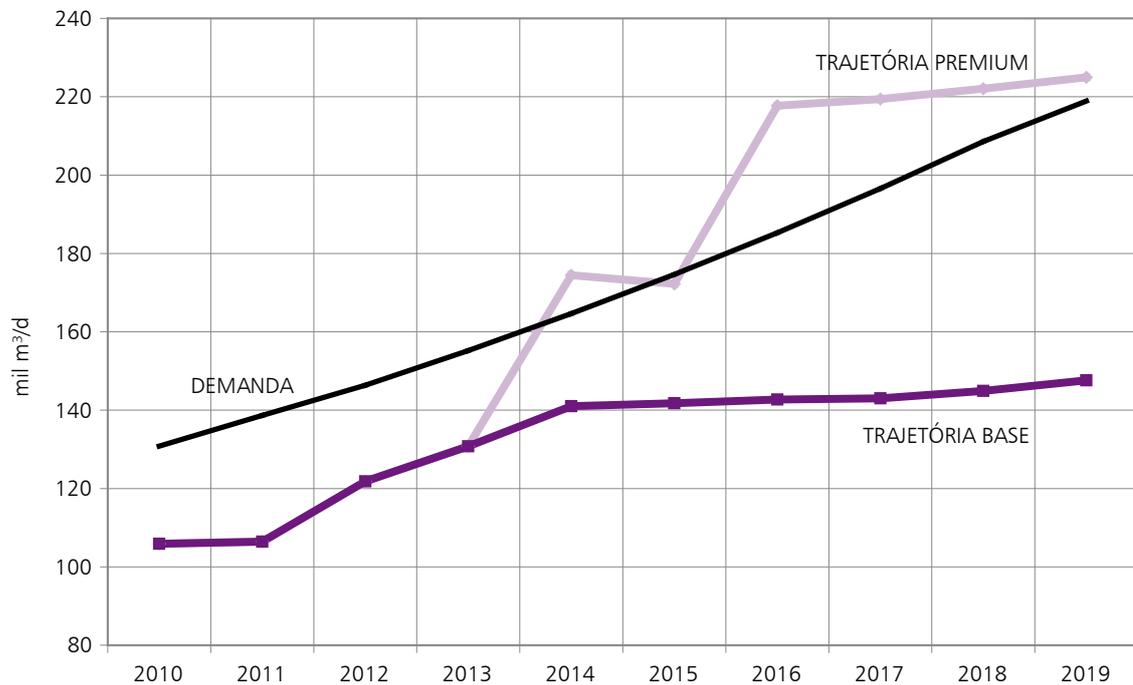
Fonte: EPE

DIESEL

A produção de diesel aumenta a partir de 2012, devido à partida da RNEST e às entradas das UCR e das unidades de HDT nas refinarias existentes. A entrada do COMPERJ em 2013 também contribui com a oferta de diesel. Entretanto, a Trajetória Base mostra um mercado altamente deficitário em todo período, indicando forte necessidade de investimentos em refino adicional ou em unidades de conversão, para redução das importações líquidas. Na Trajetória Premium, a produção cresce com a entrada das novas refinarias em 2014, quando, então, o País passa a ser superavitário, com uma exportação líquida de cerca de 9.800 m³/d neste ano, voltando a ser deficitário no ano seguinte. Em 2016, com a entrada das segundas fases das refinarias Premium, retoma a condição de exportador, mantendo-se assim até 2019. Pode-se constatar, portanto, que a construção das refinarias Premium I e Premium II levará, de fato, a um aumento expressivo na produção de derivados médios⁶⁴.

⁶⁴ Ressalte-se que, segundo o TAC (BRASIL, 2008), o diesel com teor de enxofre de 10 ppm será obrigatório em todo o país a partir de 1º de janeiro de 2013, para abastecer os veículos pesados novos. Vale destacar que o projeto do COMPERJ prevê uma unidade de HCC que produz diesel com baixo teor de enxofre, permitindo a produção de diesel 10 ppm a partir de 2013, antes da entrada das refinarias Premium em 2014. Além disso, outras refinarias poderão eventualmente produzi-lo em pequena escala e, por outro lado, quando necessário, o restante da demanda poderá ser atendido por importação.

Gráfico 91 – Balanço de diesel: Trajetória Base x Trajetória Premium



Fonte: EPE

ÓLEO COMBUSTÍVEL

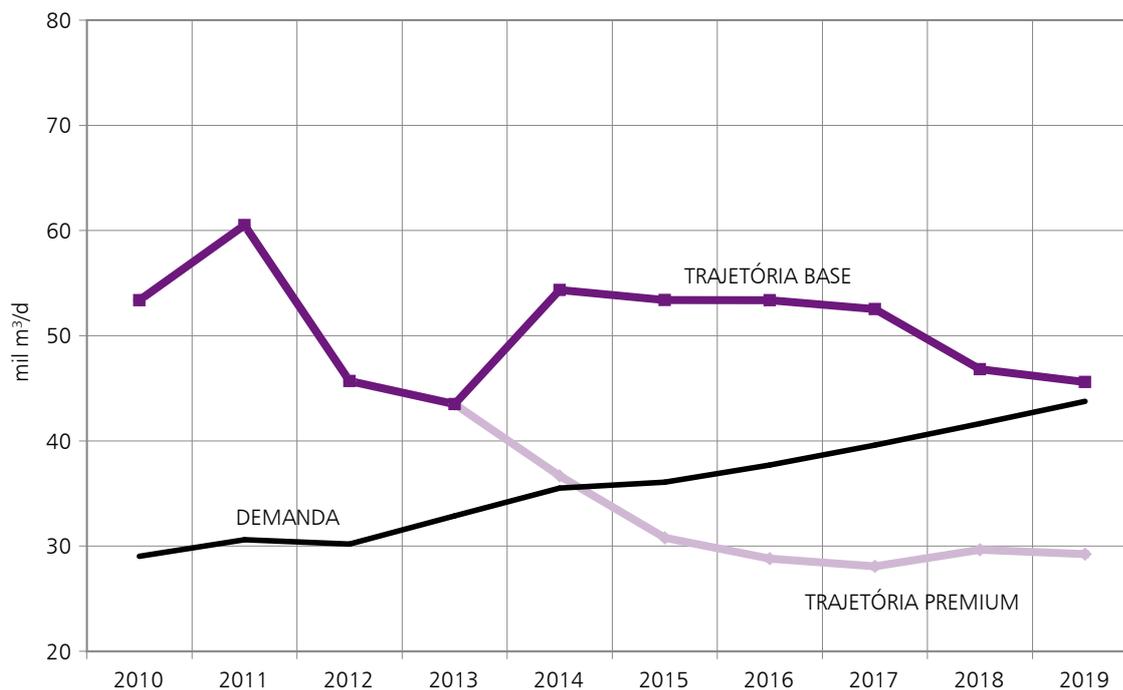
Na Trajetória Base, há excedentes de óleo combustível expressivos em todo o período, mesmo com o consumo adicional das termelétricas. Contudo, a produção diminui a partir de 2012, decorrente do programa de instalações de UCR, mas volta a crescer em 2014, acompanhando o forte crescimento da demanda no período. Na Trajetória Premium, porém, com a entrada das novas refinarias em 2014, o País reduz seu saldo superavitário em 9.300 m³/d, tornando-se deficitário a partir de 2015, chegando a importar aproximadamente 14.500 m³/d no final do período. Isto porque, como as refinarias Premium possuem unidades de HCC e UCR, com foco em produção de diesel, é dada prioridade ao processamento de petróleo nestas refinarias, capazes de produzir muito pouco óleo combustível, em detrimento das refinarias existentes. Com isso, a carga destas últimas pode atingir patamares inferiores aos da Trajetória Base, reduzindo, assim, a produção de resíduo atmosférico para fins de produção de óleo combustível⁶⁵.

Obviamente, é sempre possível produzir o óleo combustível internamente, reduzindo as importações, caso isto seja necessário, do ponto de vista do abastecimento. Todavia, deve-se considerar que, no cenário de preços considerado, essa não é a melhor opção do ponto de vista econômico.

Parte desta importação de óleo combustível poderá ser realizada por empresas privadas, para atender à demanda das usinas termelétricas.

⁶⁵ O produto de maior demanda no Brasil é o óleo diesel, que, por sua vez, tem na unidade de DA a sua maior fonte, a partir da qual também é produzido o resíduo atmosférico. Ressalte-se que este último é produto de entrada das unidades de DV, gerando gasóleo de vácuo para as unidades de FCC e resíduo de vácuo para as UCR, podendo ainda ser degradado, em segundo plano, para óleo combustível. Portanto, na Trajetória Base, as unidades de DA das refinarias existentes operam plenamente com vistas à produção de diesel e, com isso, produzem também resíduo atmosférico. Ao contrário, na Trajetória Premium, as refinarias existentes não operam a plena carga, produzindo, assim, menos resíduo atmosférico, de forma mais compatível com as capacidades das suas respectivas unidades de FCC e HCC. Com isso, sobram menos excedentes para a produção de óleo combustível.

Gráfico 92 – Balanço de óleo combustível: Trajetória Base x Trajetória Premium

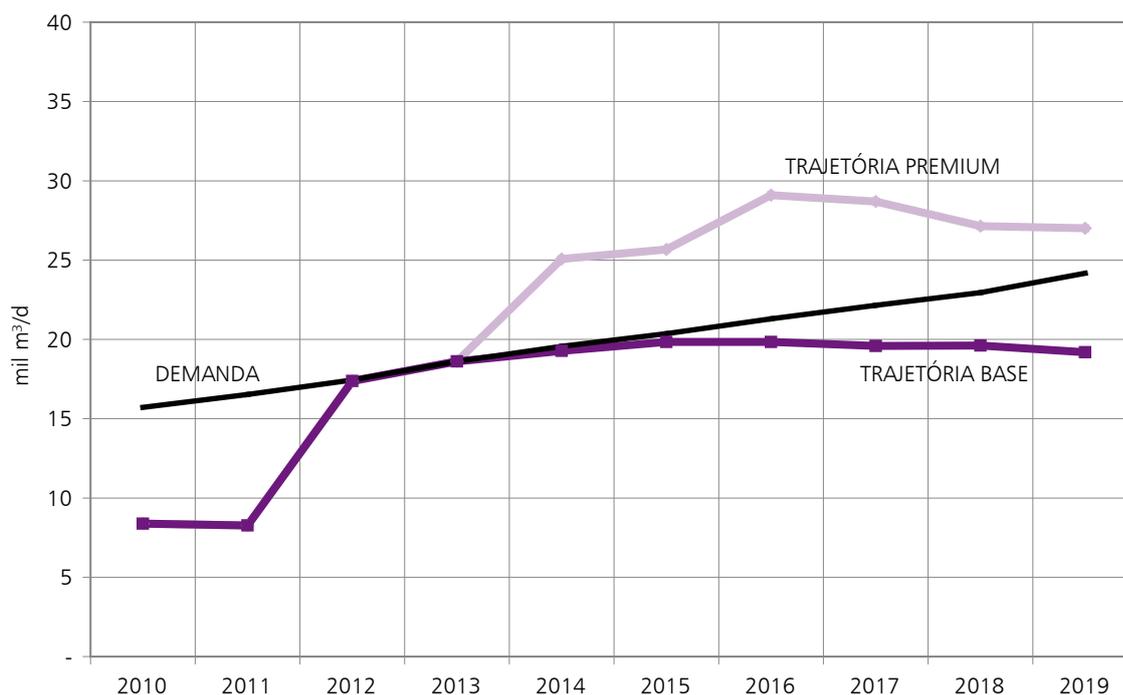


Fonte: EPE

COQUE

Em ambas as trajetórias, nota-se um aumento na produção de coque, decorrente da adição de capacidade de UCR, tanto nas refinarias existentes, quanto na RNEST e no COMPERJ. Na Trajetória Premium, com a entrada das novas refinarias, o saldo torna-se superavitário a partir de 2014, com um volume de exportação de 5.500 m³/d, que cai para 2.800 m³/d no final do período.

Gráfico 93 – Balanço de coque: Trajetória Base x Trajetória Premium



Fonte: EPE

2.5.4 Balanço Nacional de Petróleo

Os resultados do balanço nacional de petróleo para as duas trajetórias estudadas são apresentados nas tabelas a seguir.

Tabela 138 – Balanço Nacional de Petróleo (mil bpd) – Trajetória Base										
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Produção	2.250	2.500	3.210	3.490	3.740	3.980	4.360	4.730	4.930	5.110
Processamento	1.720	1.790	1.980	2.050	2.210	2.220	2.230	2.230	2.220	2.230
Importação	130	110	110	110	110	110	110	110	110	110
Exportação	660	820	1.340	1.550	1.640	1.870	2.240	2.610	2.820	2.990
Exportação Líquida	530	710	1.220	1.430	1.520	1.760	2.120	2.500	2.710	2.870
Importação/Processamento	7,6%	6,1%	5,6%	5,4%	5,0%	5,0%	4,9%	4,9%	5,0%	4,9%

Fonte: EPE

Tabela 139 – Balanço Nacional de Petróleo (mil bpd) – Trajetória Premium										
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Produção	2.250	2.500	3.210	3.490	3.740	3.980	4.360	4.730	4.930	5.110
Processamento	1.720	1.790	1.980	2.050	2.470	2.410	2.850	2.860	2.880	2.890
Importação	130	110	110	110	110	110	110	110	110	110
Exportação	660	820	1.340	1.550	1.380	1.680	1.620	1.980	2.160	2.330
Exportação Líquida	530	710	1.220	1.430	1.270	1.570	1.500	1.870	2.050	2.210
Importação/Processamento	7,6%	6,1%	5,6%	5,4%	4,5%	4,6%	3,9%	3,8%	3,8%	3,8%

Fonte: EPE

Em ambas as trajetórias, o País será exportador líquido de petróleo durante todo o período, com expectativa de superar, em 2019, 2,2 milhões de barris por dia na Trajetória Premium, contra 2,9 milhões bpd na Trajetória Base. O petróleo exportado corresponde principalmente ao grupo de petróleo do tipo médio, onde estão inseridos os grandes volumes dos campos do Pré-sal. As exportações do grupo de petróleos do tipo pesado declinam ao longo do período, ao mesmo tempo em que se ampliam as exportações dos grupos de petróleo dos tipos leve e médio. Tal fato se deve à adequação do parque refinador ao petróleo mais pesado, de menor valor para exportação. Desta forma, é possível otimizar o fluxo monetário, com a exportação de crus de maior valor. Portanto, o parque de refino proposto se adapta bem ao elenco nacional de petróleo, para atendimento à demanda projetada de derivados.

Ocorrerá importação de petróleo Árabe Leve em todo o horizonte do estudo, destinado principalmente à produção de lubrificantes na REDUC, tendo em vista que o projeto de produção de lubrificantes básicos via hidrocrackamento catalítico, que dispensa o processamento deste tipo de cru, foi adiado para além do horizonte deste estudo. As importações de petróleo do tipo leve, essencialmente para suplementação e ajuste de elenco de petróleo, ocorrem apenas no primeiro período.

Deve-se ressaltar que, na simulação realizada, considerou-se que a RNEST processa 100% de petróleo nacional. Caso esta refinaria opere com carga de 50% de petróleo importado, conforme aventado pela refinadora, poderá haver acréscimo de 100 mil bpd no excedente de crus brasileiros. Nesta hipótese, a quantidade de petróleo nacional a ser colocada no mercado internacional será maior do que a que está apontada na projeção realizada.

Neste quadro francamente exportador, 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 de novas refinarias no Brasil.

2.6 Refino – Considerações Finais

Caso os investimentos em refino limitem-se àqueles já aprovados e em andamento na Petrobras, excluindo-se as refinarias Premium (Trajetória Base), o País continuará importador de derivados em todo o período. Essas importações são essencialmente de nafta, QAV e diesel, sendo deste último o maior volume. Assim sendo, em 2019, o País importará cerca de 510.000 bpd de derivados (contra 280.000 bpd exportados), valores superiores à capacidade de refino da RNEST – última refinaria a ser construída – indicando que, para o País ser auto-suficiente em derivados de petróleo de alto valor agregado, seria conveniente a construção de novas refinarias.

Assim como a RNEST e o COMPERJ, estas novas refinarias também devem buscar o atendimento do mercado interno, cujos maiores déficits são de destilados médios (QAV e diesel) e de nafta petroquímica. Um esquema de refino voltado para a maximização de médios, produção nula de gasolina e minimização de escuros, é o mais recomendado. Em termos de complexidade, as novas instalações devem agregar capacidade de conversão de escuros em produtos nobres, quer para o parque atual, quer para as novas refinarias.

Por isso, em que pese seu alto custo, em um cenário de queda de demanda de gasolina e demandas crescentes de óleo diesel e QAV, é recomendável que o processo de hidrocrackeamento catalítico seja introduzido nas refinarias nacionais, dada a alta qualidade do diesel a ser obtido. O diesel com 10 ppm de teor de enxofre (S-10) é uma realidade nos mercados americanos e europeu, assim como será, em futuro não distante, no Brasil, e tal nível de qualidade é facilmente obtido através desta rota, independentemente da escolha de petróleos adequados. Adicionalmente, a rota permite a produção de querosene de aviação de excelente qualidade, derivado cuja demanda, tanto nacional quanto internacional, é consideravelmente crescente.

A produção desse derivado através do processo de hidrotratamento convencional, possível, porém é necessária severidade máxima de remoção de enxofre, o que exigirá projetos novos voltados para tal ou *revamps* de unidades existentes. Adicionalmente, algumas condições operacionais devem ser atendidas:

- A depender da severidade da unidade, será necessário escolher a matéria-prima (petróleo) a ser processada na refinaria, o que trará algumas limitações ao refinador;
- Pode ainda ser necessário reduzir a faixa de destilação do óleo diesel, o que significaria degradar produtos;
- As correntes instáveis, como *light cycle oil* (LCO) e gás-óleo leve de coque (GOLK), só podem fazer parte da carga da unidade em percentuais muito baixos, o que obrigaria a sua adição ao óleo combustível, de menor valor agregado.

Para ilustrar, sabe-se que o COMPERJ, por ter uma unidade de hidrocrackeamento produzirá S-10. Entretanto, o diesel de destilação direta do petróleo Marlim, carga do COMPERJ, apresentaria um teor de enxofre de cerca de 4.500 ppm. Para transformar esta corrente em S-10, seria necessário remover 99,8% do enxofre nela contido, o que é conseguido apenas em unidades com severidade bastante alta, ou utilizando-se petróleos com menor teor de enxofre.

A Trajetória Premium baseia-se no planejamento recentemente explicitado pela Petrobras, onde são previstas, além das unidades de processo para as refinarias existentes, duas refinarias Premium, acrescentando 450.000 bpd à capacidade de processamento em 2014 e a mesma quantidade em 2016. Neste caso, haverá exportações de derivados, que chegam a atingir cerca de 600.000 bpd em 2016, especialmente de diesel, QAV e de coque, além do excedente de gasolina, que já se prevê, independentemente da construção destas novas refinarias.

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. Destacam-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 (cuja rigor de especificação é mais estrito);
- 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 (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 nacional 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 refino e a 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 expansão do 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

A análise da infraestrutura nacional de transporte de petróleos e derivados contemplou o panorama atual, as Trajetórias indicadas no item 2, os programas de extensão da Transpetro e sugestões de expansão decorrentes de estudos da própria EPE.

O presente capítulo aponta, como efetivos, apenas os projetos de expansão da infraestrutura nacional de transporte de petróleo e derivados até 2019, em andamento e/ou a iniciar, sob a responsabilidade da Transpetro, pois, até o momento, é pequena a participação de outros agentes do setor na área de infraestrutura de transporte de petróleos e derivados.

Com relação ao transporte dutoviário de petróleo, é importante notar que os investimentos em expansão da malha nacional 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.

3.1 Panorama Atual

3.1.1 Infraestrutura Dutoviária para Transporte de Petróleo e Derivados

Em 2009, a infraestrutura nacional dutoviária aqui considerada era composta de 420 dutos, conforme a Tabela 140.

Tabela 140 – Quantidade e extensão de dutos em operação, por função e produto movimentado

Produto	Função	Nº de dutos	Extensão (km)
	Total	388	5.853
Derivados	Transferência	286	1.004
	Transporte	102	4.849
	Total	32	1.985
Petróleo	Transferência	32	1.985
	Total	420	7.838
Total Geral	Transferência	318	2.989
	Transporte	102	4.849

Fonte: ANP (2009c)

3.1.2 Infraestrutura de Armazenamento de Petróleo e Derivados

Para viabilizar a movimentação de petróleo e seus derivados no território nacional, o Brasil dispunha, em 2009, de 93 terminais autorizados a funcionar, compreendendo 62 terminais aquaviários (TA) e 31 terminais terrestres (TT), conforme a Tabela 141.

Tabela 141 – Capacidade de armazenamento de petróleo e seus derivados, segundo terminais

Terminais	Nº terminais	Nº tanques	Petróleo	Derivados*	GLP	Total
			(Mil m ³)			
Aquaviários (TA)	62	1255	3.988	3.981	242	8.211
Terrestres (TT)	31	377	1.460	1.942	88	3.490
Totais	93	1.632	5.448	5.923	330	11.701

Nota: *exceto GLP

Fonte: ANP (2009c)

Além dos TA e TT das empresas de armazenamento e transporte, a infraestrutura de armazenamento conta com uma rede de bases de distribuição, pertencentes às empresas de distribuição de derivados de petróleo, conforme a Tabela 142.

Tabela 142 – Capacidade de armazenamento de derivados de petróleo, segundo bases de distribuição

Regiões	Nº bases	Derivados*	GLP	Total
		(Mil m ³)		
Região Norte	54	377.563	14.249	391.812
Região Nordeste	72	584.118	25.748	609.866
Região Sudeste	208	1.219.997	64.081	1.284.078
Região Sul	106	474.345	21.555	495.900
Região Centro-Oeste	68	191.534	8.527	200.061
Totais	508	2.847.557	134.160	2.981.717

Nota: *exceto GLP

Fonte: ANP (2009c)

3.1.3 Transporte Marítimo de Petróleo e Derivados

A Transpetro, maior armadora⁶⁶ 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 54 navios⁶⁷ para navegação de cabotagem e de longo curso, conforme a Tabela 143.

⁶⁴ Armadora é a empresa proprietária de navios.

⁶⁷ Do total da frota, sete navios (navios aliviadores) são de propriedade da Fronape International Company (FIC), empresa subsidiária da Transpetro.

Tabela 143 – Frota de navios da Transpetro em agosto/2009

Produto Transportado	Nº de Navios	TPB*	Capacidade Volumétrica (m³)
Petróleo (transporte)	1	131.584	154.873
Petróleo (navios aliviadores)	9	1.314.624	1.464.053
Petróleo/ Produtos Escuros	11	403.280	423.190
Produtos Escuros e Claros	7	400.232	417.964
Produtos Claros	18	544.835	605.319
Cisterna (FSO)	1	28.903	32.146
Gases	6	40.171	43.033
Embarcações de Apoio	1	2.163	411
Total	54	2.865.792	3.140.989

Nota: *Toneladas de Porte Bruto⁶⁸

Fonte: Transpetro (2009)

Os petroleiros, navios especialmente projetados para o transporte de petróleo e derivados (produtos claros e escuros), compõem 97,5% da frota atual da Transpetro, totalizando 45 navios, com capacidade volumétrica de 2.910.526 m³. O transporte de gases liquefeitos é realizado por 6 navios, com capacidade para transportar 43.033 m³.

Além das embarcações listadas acima, a Transpetro dispõe, sob regime de afretamento, de uma unidade flutuante de transferência e estocagem (navio cisterna), com capacidade de 32.146 m³ de GLP.

3.2 Impactos das Movimentações Previstas sobre a Infraestrutura

No item 2 deste capítulo foram detalhadas as Trajetórias Base e Premium, como hipóteses de evolução do parque nacional de refino.

Analisando as duas trajetórias, e considerando 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 a primeira hipótese é a que mais impacta as instalações para a movimentação de derivados; as movimentações adicionais de petróleo, por sua vez, só estão associadas às refinarias novas, cujos investimentos já contemplam os dutos e terminais necessários às suas operações.

As movimentações indicam que dois dutos de transporte de derivados atingirão a saturação no horizonte estudado:

- Oleoduto Araucária – Paranaguá (OLAPA): Há indicativo de que este duto necessite ampliar a sua capacidade de movimentação em 2018;
- Oleoduto Recôncavo-Sul da Bahia (ORSUB): Verifica-se que, já a partir de 2010, o sistema poderá apresentar um déficit progressivo, o qual, porém, deverá ser facilmente solucionado com o aumento da capacidade de bombeamento.

Verifica-se, outrossim, que a grande demanda por óleos combustíveis nas Regiões Norte e Nordeste deverá impactar as estruturas dos TA habilitados a receber o derivado: Manaus, Belém (que, no modelo, inclui o TA Vila do Conde), São Luis, Mucuripe (que engloba as futuras instalações no Porto de Pecém), Suape (que engloba Recife) e Temadre. Na Região Leste, o TA Vitória também será afetado pelo aumento na movimentação do produto.

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.

⁶⁸ TPB é a tonelagem total que pode ser embarcada em um navio. Além da carga comercial, inclui combustível, tripulação, etc.

3.3 Expansão da Infraestrutura Nacional de Transporte de Petróleo e Derivados

3.3.1 Investimentos da Carteira de Projetos da Transpetro

Uma vez que não foram reportados investimentos privados na infraestrutura de transporte de petróleo e de derivados, estamos considerando apenas aqueles indicados pela Transpetro, conforme apresentado na Tabela 144.

Tabela 144 – Investimentos da Transpetro em navios, dutos e terminais

Projetos	Conclusão	Custos (US\$ milhões)
Plangás GLP	2010	1.143
Melhorias em São Sebastião	2012	143
Logística RNEST	2010	101
Ampliação OSVAT 30	2010	168
Ampliação OSVAT 42/38	2012	96
OSVAP I e OSVAP II	2015	488
Novo <i>pier</i> de São Sebastião	2015	197
Ampliação do <i>pier</i> de Paranaguá	2015	15
Plano Diretor de Dutos de São Paulo	2016	1.014
Novos Navios	2015	4.531
Total*		7.896

Nota: *Não inclui os investimentos no Terminal de Pecém

Fonte: Transpetro (2009)

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.

Terminal do Pecém, CE

Trata-se de um novo terminal aquaviário no Porto de Pecém, CE, com capacidade de armazenamento de derivados da ordem de 141.300 m³. Os investimentos no Terminal encontram-se em revisão.

Ampliação dos OSVAT 30 e OSVAT 42/38

O duto OSVAT 42/38 transporta petróleo do TA São Sebastião ao TT Guararema, e o OSVAT 30 interliga este terminal à REPLAN. As suas estações de bombeamento serão reforçadas, de modo a permitir uma movimentação adicional de 1,8 milhões de m³/a.

OSVAP I e OSVAP II

Utilizando a faixa do gasoduto que transportará o gás do Campo de Mexilhão, a Transpetro construirá um novo duto para o transporte de petróleo entre o TA São Sebastião e a REVAP, bem como uma nova interligação entre o TT Guararema e aquela refinaria.

Novo *Pier* do TA São Sebastião

Este novo *pier* servirá para desafogar as operações de carga/descarga no terminal.

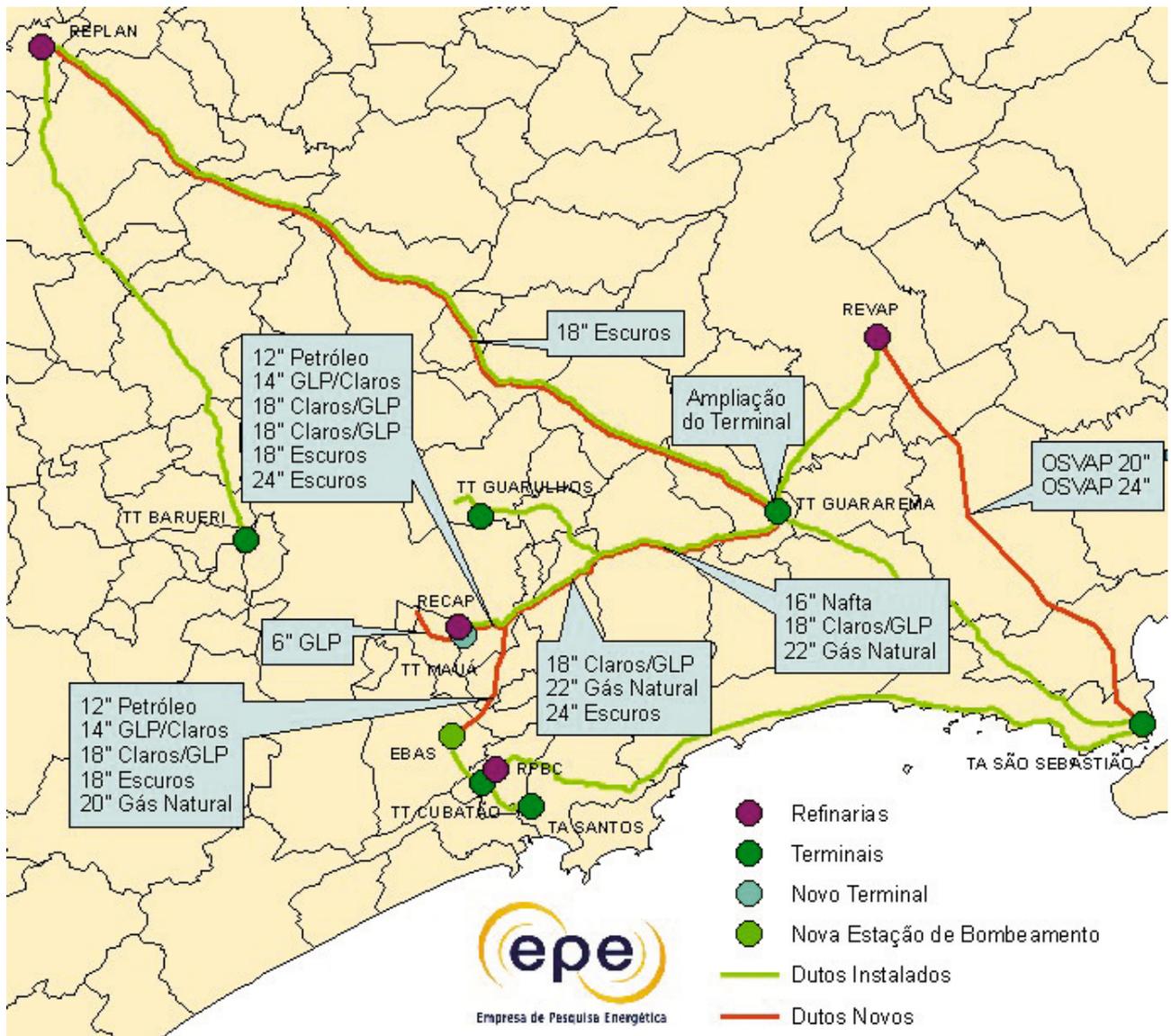
Novo *Pier* do TA Paranaguá

Este *pier* adicional aumentará a capacidade de movimentação do TA Paranaguá 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 16 estão indicados os traçados dos dutos atuais e novos, para petróleo e derivados no Estado de São Paulo.

Figura 16 – Situação futura dos dutos de petróleo e derivados do Estado de São Paulo



Novos Navios

Por meio do Programa de Modernização e Expansão da Frota da Transpetro, o PROMEF, a Transpetro ampliará a sua frota e contará com 49 novos navios, dos quais 33 embarcações já foram encomendadas, conforme indicação na Tabela 145. O programa prevê que os novos navios sejam construídos em estaleiros nacionais, com pelo menos 65% de nacionalização.

Tabela 145 – Navios da Transpetro contratados

Ano de Entrega	PROMEF I		PROMEF II	
	Quantidade	Tipo de Navios	Quantidade	Tipos de Navios
2010	4	3 Suemax e 1 Produto	–	–
2011	7	4 Suemax e 3 Produto	1	1 <i>Bunker</i>
2012	5	3 Suemax e 2 Panamax	2	2 <i>Bunkers</i>
2013	5	3 Aframax e 2 Panamax	2	2 Suemax DP ⁶⁹
2014	2	2 Aframax	2	2 Suemax DP
2015	–	–	3	3 Aframax
Total	23		10	

Fonte: Transpetro (2009)

3.3.2 Novos Investimentos Analisados

Foi analisada a possibilidade de ser implantado um 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 17). Este poliduto atenderia a 18 Polos de Abastecimento nos Estados de Paraná e São Paulo, e teria as seguintes características:

- Extensão: 600 km
- Diâmetro: 16 pol.
- Capacidade Inicial (aproximada): 5,2 milhões m³/a
- Terminais terrestres: Guarapuava, Maringá e Presidente Prudente
- Investimentos previstos, conforme a Tabela 146.

Tabela 146 – Investimentos em poliduto Araucária (PR)–Presidente Prudente (SP)

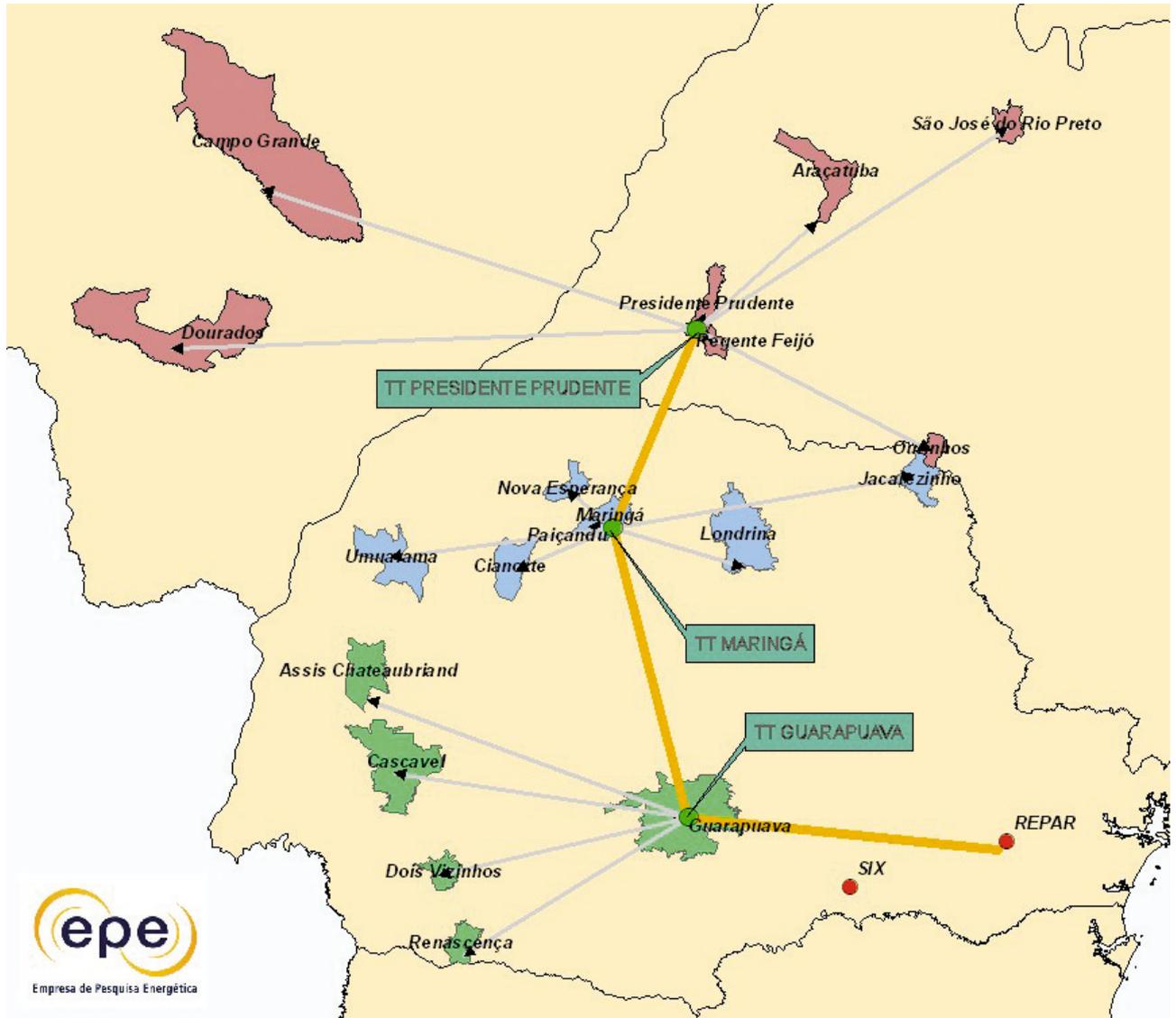
Item	US\$ milhões
Duto	670
Terminais	342
Guarapuava	76
Maringá	116
Presidente Prudente	150
Capital de Giro	100
Total	1.112

Fonte: EPE

O duto proposto reduziria substancialmente o transporte rodoviário de GLP, diesel e gasolina nas regiões atendidas; por outro lado, implicaria em maior internação de GLP e diesel pelo TA Paranaguá e, por consequência, anteciparia para 2016 a saturação do OLAPA, cuja ampliação já se indicava necessária em 2018, conforme informado no item 3.2. A análise desenvolvida no PLANDEPE indicou uma possível viabilidade econômica para o duto proposto, observadas as margens de erro envolvidas na estimativa dos investimentos.

⁶⁹ Posicionamento Dinâmico, do inglês *Dynamic Positioning*.

Figura 17 – Poliduto Araucária (PR) – Presidente Prudente (SP) analisado pela EPE





GASBOLL
↓

VII – OFERTA DE GÁS NATURAL

Neste capítulo são apresentados os resultados dos estudos de evolução do balanço entre a oferta de gás natural nacional e importado, e a demanda, no período de 2010 a 2019, sendo, inicialmente, realizada uma análise das projeções de preços de gás natural no cenário mundial, a internalização desses preços nas malhas Nordeste (NE) e Sul-Sudeste-Centro-Oeste (S-SE-CO) no Brasil e uma projeção de preços sob a hipótese de relação de competitividade de 100% entre o gás natural (citygate) e o óleo combustível de alto teor de enxofre (ex-refinaria).

Em seguida, são apresentados os resultados referentes à expansão da oferta de gás natural, bem como da infraestrutura de transporte e de terminais de GNL (Gás Natural Liquefeito), incluindo uma estimativa dos investimentos associados a essa expansão.

1. Perspectivas de Preços de Gás Natural

Tradicionalmente, os preços de gás natural no *Henry Hub* (EUA) têm sido utilizados como referências para a Bacia do Atlântico⁷⁰, na qual o Brasil está inserido. Entretanto, conforme explicitado no próximo subitem sobre as premissas de preços, os preços conjunturais de *Henry Hub* podem não se configurar como referência adequada para o mercado de gás no momento, no sentido de refletirem sinais econômicos insuficientes para estudos de gás natural aplicáveis em outras regiões.

Não obstante, na ausência de outra metodologia e de referencial de preços disseminados e reconhecidos, optou-se pelo 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 comedidamente, uma vez que preços futuros variam substancialmente durante o tempo, refletindo as condições conjunturais do mercado, bem como suas expectativas futuras.

Esta seção tem por objetivo estabelecer projeções de preços internacionais de gás natural que possam ser usadas para a realização de comparações com os preços de gás praticados internamente.

Inicialmente, é realizada a estimativa de projeção de preços de *Henry Hub* para o período entre 2010 e 2019, seguida da internalização desses preços nas regiões que dispõem de malhas de gasodutos – malha Nordeste (NE) e malha Sul, Sudeste, Centro-Oeste (S-SE-CO) – e da estimativa de preços internos sob a hipótese de paridade de preços com o óleo combustível de alto teor de enxofre (relação de competitividade entre o gás natural e o óleo combustível no valor de 100%).

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. Para os novos empreendimentos de geração termoelétrica a gás natural, o *Henry Hub* pode ser usado como indexador de preços⁷¹.

1.1 Premissas para as previsões de preços

Nos últimos anos, o mercado mundial de gás natural, assim como o mercado de petróleo, têm observado uma grande volatilidade em seus preços devido a fatores conjunturais e estruturais, contribuindo fortemente para o comportamento atípico de preços.

No quarto trimestre do ano de 2008, evidenciou-se a crise econômica norte-americana, que se transformou em uma profunda crise global. Houve queda substancial da atividade econômica mundial, deprimindo a demanda por energia, causando um excedente da oferta de gás natural e influenciando a relação entre seus preços e os do petróleo⁷².

⁷⁰ Os preços de gás no NBP – *National Balancing Point* (Reino Unido) também são usados como referências na Bacia do Atlântico, sobretudo na Europa.

⁷¹ 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.

⁷² A atividade econômica é mais dependente do petróleo do que do gás natural; por exemplo, o setor de transportes, movido basicamente a petróleo, garante uma demanda mínima que impede uma queda maior nos preços do petróleo e seus derivados (combustíveis líquidos). O mercado cativo do gás natural não é tão pujante assim, de sorte que a queda dos preços de gás natural resultou maior que a queda dos preços de petróleo, aumentando, por conseguinte, o mencionado descolamento de preços.

Em 2008 e 2009, principalmente, houve um substancial acréscimo de oferta interna de gás natural no Canadá e nos EUA. Avanços tecnológicos viabilizaram o incremento da extração de gás natural de origem não convencional, provocando uma excepcional expansão das reservas americanas.

Adicionalmente, o incremento das operações de GNL no mercado spot tem provocado um descolamento entre os preços de petróleo *Brent* (mercado de petróleo) e os preços do *Henry Hub* (mercado de gás natural). 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 natural. Tal acréscimo é fator decisivo para que os preços internacionais se tornem uma referência⁷³.

Tradicionalmente, as duas principais referências de preços de gás natural para a Bacia do Atlântico, na qual o Brasil está inserido, são o NPB (National Balancing Point), no Reino Unido, e o *Henry Hub*, nos EUA [102], com predominância deste último⁷⁴, cujos preços spot e futuro são cotados na NYMEX.

1.2 Preços *Henry Hub*

A conjuntura de preços de gás natural apresentada no item anterior aponta para uma redução nos preços internacionais de gás natural. Em termos estruturais, a evolução da comercialização de GNL na direção de uma contratação mais flexível e o aumento de transações nos mercados spot, assim como o aumento da oferta de gás natural de origem não convencional, vêm transformando, de forma significativa, o mercado de gás natural, podendo, inclusive, modificar a histórica correlação entre os preços do gás natural e do petróleo.

Para a projeção de preços de gás natural no *Henry Hub*, a partir dos preços do petróleo *Brent*, foi estabelecida uma correlação para o preço de gás natural utilizando uma regressão linear entre os preços do gás registrados no *Henry Hub* e do petróleo *Brent*.

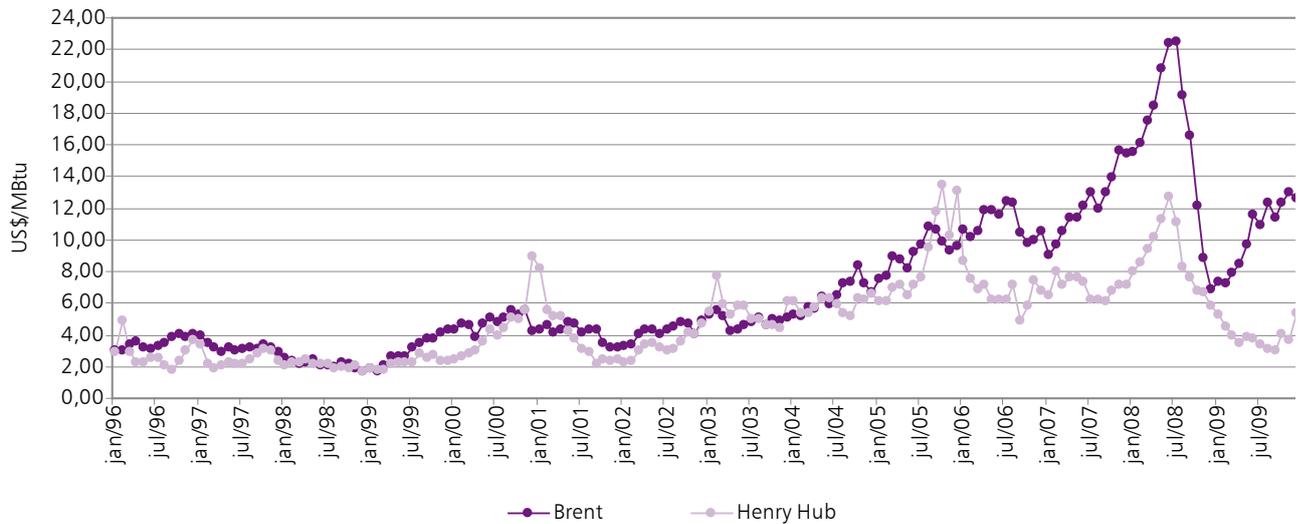
As projeções dos preços de gás natural foram definidas para o período decenal utilizando-se dois quinquênios (2010 a 2014 e 2015 a 2019). Admitiu-se que o impacto causado pela crise mundial sobre o mercado de gás ocorreria apenas no primeiro quinquênio, ao passo que o impacto causado pela oferta de gás natural de origem não convencional também afetaria o segundo quinquênio. Portanto, os resultados apontados pela correlação foram utilizados apenas para os dois últimos anos do segundo quinquênio do período decenal em estudo (de 2018 a 2019).

A sistemática aplicada ao primeiro quinquênio considerou uma curva que parte de um valor estimado de preço em 2010 (segundo uma curva de projeção futura de preços do *Henry Hub* da NYMEX), crescendo de forma paulatina (embora com taxas de crescimento decrescentes) até alinhar-se com a curva de correlação entre *Henry Hub* e *Brent*, o que ocorre no ano de 2018.

O Gráfico 94 mostra o histórico de preços de gás do *Henry Hub* e do petróleo *Brent* a partir de janeiro de 1996.

⁷³ 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 serão incluídas a China e a Índia no seu grupo de importadores.

⁷⁴ 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 (opções financeiras) de gás natural em suas correspondentes regiões (Bacia do Atlântico). Devido à arbitragem de preços entre os dois referenciais, existe uma tendência de convergência entre esses valores.

Gráfico 94 – Histórico de preços do gás *Henry Hub* e do petróleo *Brent*

Fonte: EPE, a partir de dados do Platts.

Utilizando-se essa correlação, foram obtidas as previsões de preços de gás natural (*Henry Hub*) em função dos preços de petróleo tipo *Brent* usado como referência. Tais previsões são apresentadas na Tabela 147.

Tabela 147 – Previsões do *Henry Hub* (US\$, maio 2008)

Ano	Brent (US\$/bbl)	Henry Hub (US\$/MBtu)
2010	68,45	5,52
2011	74,90	6,12
2012	83,56	6,68
2013	90,76	7,18
2014	96,27	7,65
2015	97,87	8,07
2016	95,27	8,44
2017	91,33	8,77
2018	87,43	8,98
2019	84,91	8,80

Fonte: EPE

1.3 Preços de GNL internalizado no Brasil – metodologia netback value

Para estimar o preço internacional do gás natural internalizado no Brasil, via GNL, considerou-se o conceito de netback value para a definição de seu preço na origem (planta de liquefação). Os preços estimados para a Bacia do Atlântico, para o ano de 2012⁷⁷, por exemplo, estão apresentados na Tabela 148, onde é possível observar que, em função exclusivamente do preço final⁷⁸, a melhor opção como fonte seria, a princípio, a Nigéria.

**Tabela 148 – Cálculo netback de preços de GNL (em 2012)
Bacia do Atlântico (US\$/MBtu, maio 2008)**

Ponto de entrega	FONTE		
	Trinidad e Tobago	Nigéria	Argélia
Preço Henry Hub (EUA)	6,68	6,68	6,68
Custo transporte em gasoduto (EUA)	0,10	0,10	0,10
Custo regaseificação	0,60	0,60	0,60
Custo frete (EUA – fonte)	0,38	0,98	0,84
Preço GNL na fonte	5,60	5,00	5,14
Nordeste			
Custo frete (opção considerada – NE)	0,28	0,44	0,56
Custo regaseificação NE	0,72	0,72	0,72
Custo transporte em gasoduto (NE)	0,45	0,45	0,45
Preço de GN internalizado – NE	7,05	6,61	6,87
Sudeste			
Custo frete (opção considerada – SE)	0,52	0,55	0,75
Custo regaseificação SE	0,69	0,69	0,69
Custo transporte malha gasoduto (SE)	0,25	0,25	0,25
Preço de GN internalizado – SE	7,06	6,48	6,83

Fonte: EPE

A Tabela 149, a seguir, apresenta as estimativas de preços de gás natural via GNL, para as Regiões Nordeste e Sudeste, para o período entre 2010 e 2019. Os preços foram calculados considerando-se a Nigéria como a fonte de GNL.

Tabela 149 – Estimativas de preços de gás natural via GNL (US\$, maio 2008)

Ano	Brent (US\$/bbl)	HH (US\$/MBtu)	Nigéria (US\$/MBtu)	Nordeste (US\$/MBtu)	Sudeste (US\$/MBtu)
2010	68,45	5,52	3,84	5,45	5,32
2011	74,90	6,12	4,44	6,05	5,92
2012	83,56	6,68	5,00	6,61	6,48
2013	90,76	7,18	5,50	7,11	6,87
2014	96,27	7,65	5,97	7,58	7,45
2015	97,87	8,07	6,39	8,00	7,87
2016	95,27	8,44	6,76	8,37	8,24
2017	91,33	8,77	7,09	8,70	8,57
2018	87,43	8,98	7,30	8,91	8,78
2019	84,91	8,80	7,12	8,73	8,60

Fonte: EPE

Novamente, deve ser ressaltado que as estimativas de preços apresentadas são sinalizações dos níveis de preços internacionais internalizados (na malha Sudeste e na malha Nordeste), calculados pela metodologia netback value. Os preços de gás natural efetivamente praticados no país seguem lógicas próprias⁷⁹, inclusive os preços de gás natural importados via GNL.

⁷⁹ Os preços de gás de origem boliviana obedecem ao contrato firmado entre o Brasil (Petrobras) e a Bolívia (YPFB); os preços de gás de origem nacional seguem os contratos firmados entre a Petrobras e as companhias distribuidoras locais.

1.4 Competitividade do Gás Natural no Brasil

O mercado de gás natural no Brasil vem observando um grande crescimento nos últimos anos, influenciado por vários fatores, principalmente a competitividade frente aos seus energéticos substitutos⁸⁰.

1.5 Projeção dos Preços de Gás Natural na hipótese de competitividade com OC

Os preços do óleo combustível de alto teor de enxofre (OC ATE), principal energético substituto do gás natural no mercado brasileiro, são utilizados para a determinação da relação de competitividade com os preços de gás natural. Considerada uma relação de competitividade de 100% entre os preços de gás natural nos citygates e de OC ATE (ex-refinaria) internalizado (em decorrência de sinalizações de mercado e da Petrobras), calcularam-se os preços de gás natural⁸¹, obtendo-se os valores apresentados na Tabela 150.

Tabela 150 – Projeção de Preços do Gás Natural – Hipótese de Competitividade de 100% (US\$, maio 2008)

Ano	Brent (US\$/bbl)	Henry Hub (US\$/MBtu)	OC (ATE) (US\$/MBtu)	GN (100% OC) (US\$/MBtu)
2010	68,45	5,52	8,29	8,29
2011	74,90	6,12	8,95	8,95
2012	83,56	6,68	9,81	9,81
2013	90,76	7,18	10,55	10,55
2014	96,27	7,65	11,16	11,16
2015	97,87	8,07	11,43	11,43
2016	95,27	8,44	11,31	11,31
2017	91,33	8,77	11,05	11,05
2018	87,43	8,98	10,78	10,78
2019	84,91	8,80	10,62	10,62

Fonte: EPE

2. Expansão da Oferta de Gás Natural

As fontes de oferta de gás natural foram classificadas em:

- (I) gás natural de produção nacional;
- (II) gás natural importado através do gasoduto proveniente da Bolívia (Gasbol⁸²); e
- (III) GNL importado através dos terminais de regaseificação de Pecém – CE e da Baía de Guanabara – RJ.

Nesta secção 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 para o seu aproveitamento e os volumes de gás corrigidos⁸³ disponibilizados nos “pontos de oferta”.

⁸⁰ A penetração do gás natural no mercado ocorre com o correspondente deslocamento dos energéticos substitutos.

⁸¹ Para a projeção dos preços internacionais do óleo combustível ATE foi adotada uma abordagem semelhante àquela do óleo combustível de baixo teor de enxofre (correlação entre os preços históricos do petróleo *Brent* e os preços do óleo) e, depois, foram estabelecidas correlações entre os preços internacionais e os preços nacionais (ex-refinaria), com alguns ajustes para melhor refletir o histórico recente e as perspectivas no curto e médio prazo. É, também, importante ressaltar que uma vez que no 1º semestre de 2009 a relação de competitividade de 100% foi alcançada, esta relação foi considerada para todo o período decenal.

⁸² O gasoduto Lateral Cuiabá, de importação de gás natural da Bolívia, não está sendo considerado neste estudo por fazer parte de um sistema isolado que abastece exclusivamente o Estado de Mato Grosso.

⁸³ Correção devido à compensação de inertes (N₂ e CO₂) para adequação às especificações de poder calorífico (9.400 kcal/m³).

Oferta de Gás Natural Nacional e Importado

A projeção da oferta de gás natural de produção nacional foi calculada a partir das previsões de produção dos campos descobertos com reservas definidas, das estimativas dos campos em fase de avaliação (recursos contingentes) e das perspectivas de produção proveniente de novas descobertas, agrupadas nos denominados "pontos de oferta".

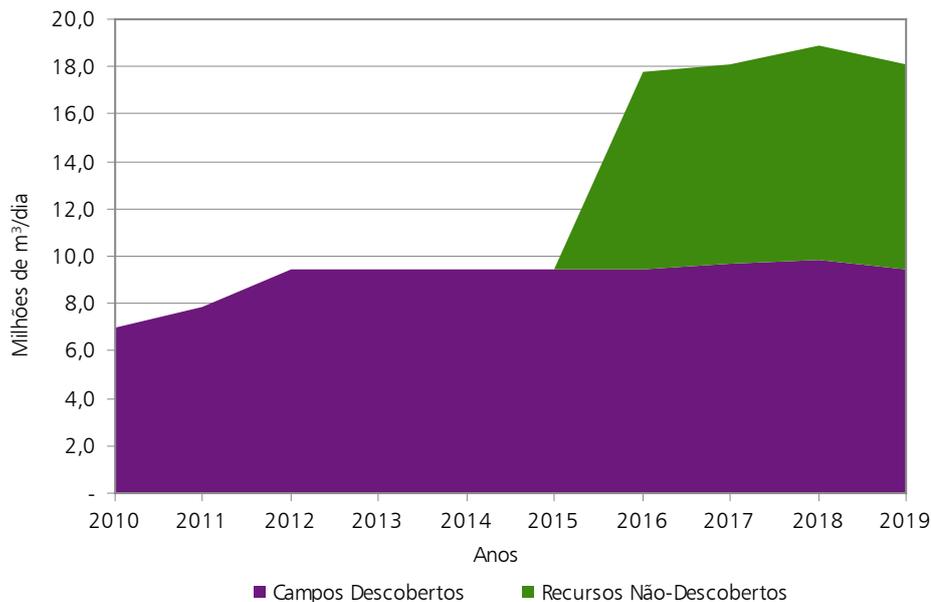
Consideram-se "pontos de oferta" as seguintes unidades ou grupos de unidades de processamento de gás natural⁸⁴ : Urucu e Silves (futuro) no Amazonas; Lubnor no Ceará; Guamaré no Rio Grande do Norte; Pilar em Alagoas; Carmópolis e Atalaia em Sergipe; Catu, Candeias, Bahia e São Francisco na Bahia; Parecis (futuro) em Mato Grosso; Lagoa Parada, Cacimbas e Ubu no Espírito Santo; REGAP (futuro) em Minas Gerais; Cabiúnas e REDUC no Rio de Janeiro, Merluza e Caraguatatuba em São Paulo e REFAP (futuro) no Rio Grande do Sul.

Adicionalmente, também foram considerados como "pontos de oferta":

- (I) Corumbá, Mato Grosso do Sul para o gás natural importado pelo Gasbol; e
- (II) os terminais de liquefação de GNL do Ceará e do Rio de Janeiro.

Os resultados das projeções de oferta potencial no período decenal são apresentados nos gráficos a seguir para as regiões Norte⁸⁵, Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste.

Gráfico 95 – Oferta Total da Região Norte

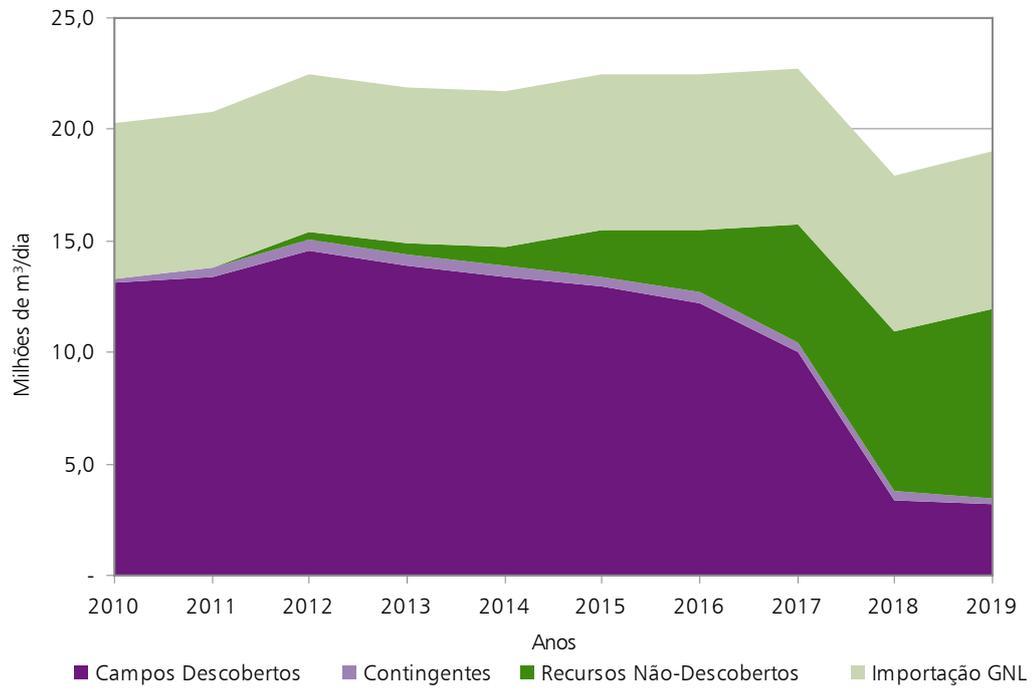


Fonte: EPE

⁸⁴ Conforme informações disponíveis durante o período de elaboração do PDE 2019. Vide nota (*) das Tabelas 135 e 137.

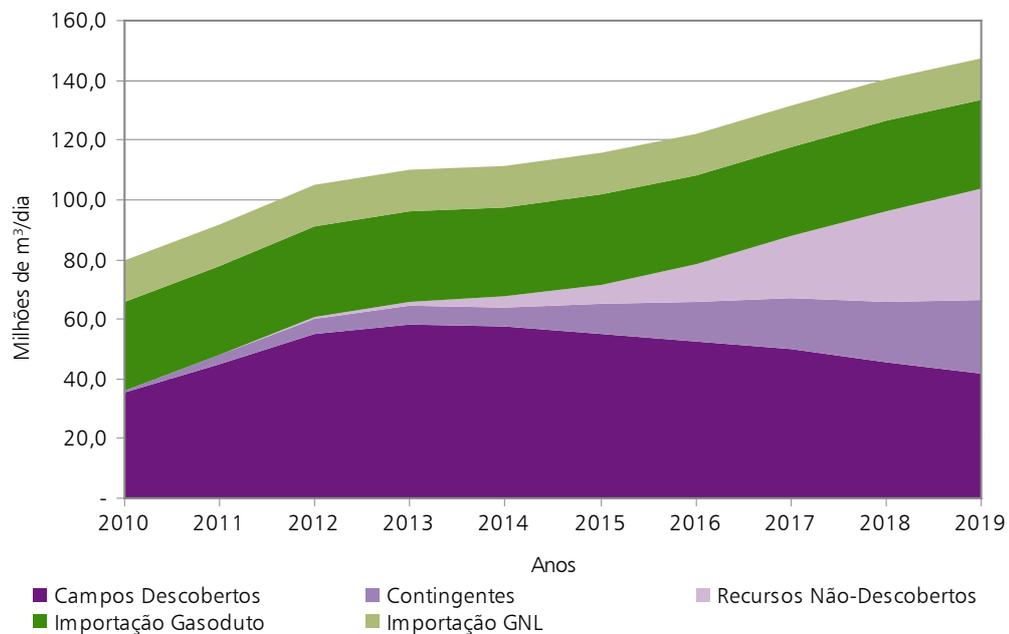
⁸⁵ A oferta de gás natural representada para Urucu – Estado do Amazonas, inclui os campos de gás não-associado já considerando a redução equivalente ao teor de inertes. Este perfil de oferta é passível de alterações em função da política da empresa operadora diante do comportamento do mercado a ser atendido ao longo do decênio e do requerimento de estações de recompressão para o aumento da capacidade do gasoduto. Neste gráfico também é considerada a oferta potencial em Silves.

Gráfico 96 – Oferta Total para a Região Nordeste



Fonte: EPE

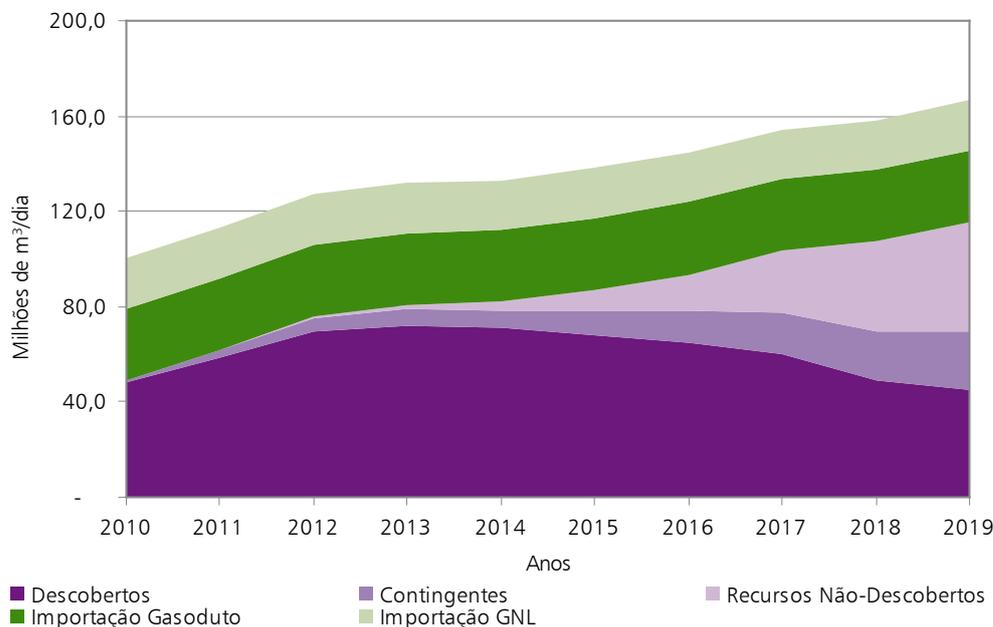
Gráfico 97 – Oferta Total para as Regiões Sudeste, Sul e Centro Oeste



Fonte: EPE

O Gráfico 98 apresenta a consolidação da oferta total para a Malha Integrada do Brasil, excluindo a Região Norte.

Gráfico 98 – Oferta Total Brasil (Malha Integrada), excluída a Região Norte



Fonte: EPE

3. Balanço de Oferta e Demanda de Gás Natural

Nos últimos anos, o gás natural aumentou sua participação na matriz energética brasileira. As perspectivas para os próximos anos indicam que essa participação será ainda maior. A entrada de novas áreas produtoras 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 o desenvolvimento da demanda de gás natural foi adotado o crescimento macroeconômico explicitado no Capítulo 2 deste plano. Além disso, no horizonte estudado, foram considerados os crescimentos naturais das distribuidoras e também os grandes projetos industriais vislumbrados.

Destaca-se que os balanços de oferta e demanda de gás natural apresentados neste plano consideram o Termo de Compromisso firmado entre a Petrobras e a ANEEL, em 04/05/2007. Além disso, foram considerados os dois últimos leilões realizados (A-3 e A-5), com a previsão de entrada em operação de seis novas térmicas a gás natural em 2011 e 2013.

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. As demandas não-termelétricas englobam as demandas das distribuidoras e o consumo do sistema Petrobras no segmento downstream. As demandas termelétricas englobam as térmicas a gás e as térmicas bicomustíveis em sua capacidade nominal efetiva para efeito de infraestrutura. Adicionalmente, os gráficos indicam o despacho médio previsto para as termelétricas, para que se tenha uma idéia de qual será a demanda efetiva nesse setor.

Vale destacar a importância de serem observados, em separado, os balanços de gás natural da Região Nordeste e das Regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste, pelo fato de a interligação entre essas redes de transporte ainda não estar plenamente concluída⁸⁶. Esta consideração permitirá visualizar a importância da movimentação de gás entre estas regiões.

Por outro lado, optou-se por analisar as Regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste em conjunto pelo fato da malha de gasoduto de transporte dessas regiões apresentar elevado grau de integração, permitindo a maior liberdade de movimentação de gás entre elas, apesar dos limites restritivos atuais para a Região Sul. Excluíram-se, desse conjunto, os sistemas de importação de gás para as termelétricas de Uruguaiana e Cuiabá, por tratar-se de importação para fornecimentos isolados.

É apresentado um balanço independente para a Região Norte por ser um sistema isolado e não possuir interligação com o restante da rede de transporte de gás natural.

Ao final da seção, é apresentado o balanço consolidado de gás natural brasileiro elaborado a partir dos dados constantes dos 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 está condicionada à operação do sistema de transporte desde as áreas produtoras até Manaus⁸⁷. A maior parcela da oferta será proveniente da Bacia do Solimões (Polo de Urucu e área do Juruá), com destinação ao mercado de Manaus⁸⁷. Ressalta-se que a ocorrência de áreas e campos de gás não-associado nesta região permite que a oferta tenha uma 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. Adicionalmente, a Região Norte apresenta um potencial complementar isolado de produção na área de Silves (campos de Azulão e Japim)⁸⁹.

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 visando à utilização do gás natural para fins comerciais em Manaus.

O Balanço da Região Norte, mostrado no gráfico a seguir, evidencia que a mesma possui oferta capaz de atender plenamente à demanda projetada. A principal dificuldade que se impunha ao aproveitamento destas reservas era o isolamento das áreas produtoras e consumidoras, cuja solução se dá com a construção do gasoduto Urucu-Coari-Manaus.

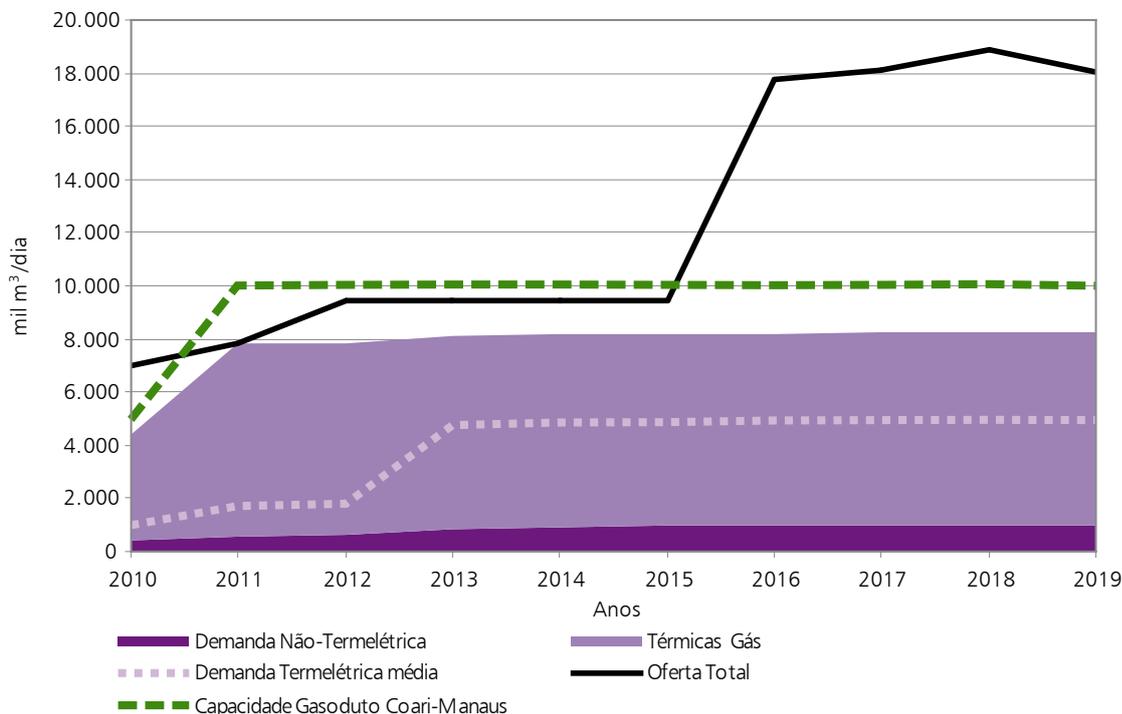
⁸⁶ A conclusão do Gasene está prevista para 2010.

⁸⁷ Grande parte do gás processado em Urucu poderá ser reinjetado nas jazidas aguardando a expansão da infraestrutura de distribuição.

⁸⁸ Mais detalhes no Capítulo V deste plano.

⁸⁹ Quanto ao potencial de produção de gás da área de Silves, já existe outorga na ANEEL para a construção de uma usina termelétrica de 169 MW a gás natural, na modalidade de Produtor Independente de Energia (PIE) (Banco de informação de geração, www.aneel.gov.br).

Gráfico 99 – Região Norte: Projeção do Balanço de Gás Natural



Fonte: EPE

3.2 Estados da Região Nordeste

Observando o comportamento da previsão de oferta de gás na Região Nordeste, verifica-se queda gradual no referido período. O início da produção do campo de Manati⁹⁰ 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.

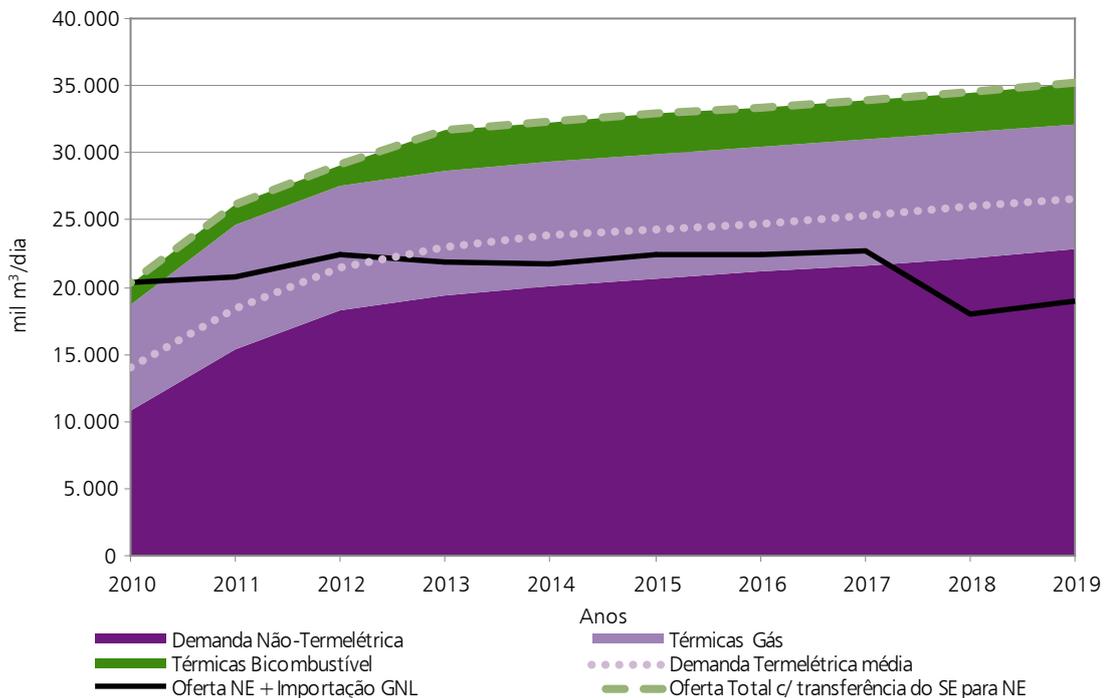
Essa tendência poderá ser revertida dependendo da concretização da expectativa de oferta proveniente de novas descobertas a partir de 2015. Caso as previsões das novas descobertas não se confirmem, a importação de GNL será uma alternativa para a manutenção dos níveis de oferta para a região, o que ainda propiciará 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 Alencar quanto no não-termelétrico, com a entrada em operação da nova Refinaria em Pernambuco.

O gráfico a seguir mostra o balanço de gás natural da Região Nordeste. Durante o período 2011-2019, observa-se no Nordeste a necessidade adicional de gás natural em função da tendência de crescimento da demanda, principalmente a não termelétrica. Esta necessidade adicional do Nordeste será atendida pelo Sudeste via Gasene e complementarmente pela importação adicional de GNL.

⁹⁰ Já está sendo considerado o projeto Manati + 2, proporcionando um aumento da oferta de gás deste campo em 2 milhões de m³/dia para atendimento termelétrico.

Gráfico 100 – Região Nordeste: Projeção do Balanço de Gás Natural



Fonte: EPE

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, após a conclusão do Gasene, a Região Nordeste.

Outro destaque do próximo decênio será a complementação da oferta interna da região com o início da operação do terminal de importação de GNL na Baía de Guanabara, no Rio de Janeiro, propiciando 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.

Ressalta-se que uma parcela da oferta proveniente da Bacia do Espírito Santo estará limitada até que as interligações das malhas de transporte do sudeste estejam integralmente concluídas. Estas condições de transporte só estarão atendidas após a ampliação da ligação entre Cabiúnas e a Refinaria Duque de Caxias – REDUC (GASDUC III).

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. Neste 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 2012; os aumentos das demandas de gás na REDUC ditado pelos novos projetos no refino com uso do gás natural e a previsão da implantação de duas novas unidades de fertilizantes em 2013 e 2017.

O sistema de oferta apresentará forte crescimento até 2019 em função da entrada das novas unidades de produção de petróleo e gás nas Bacias do Espírito Santo, de Campos e de Santos e da instalação do terminal de GNL no Rio de Janeiro. O progresso das informações geológicas das áreas do pré-sal nas Bacias do Espírito Santo, Campos e Santos, além dos campos considerados recursos contingentes, poderá alterar o quadro de oferta destas áreas.

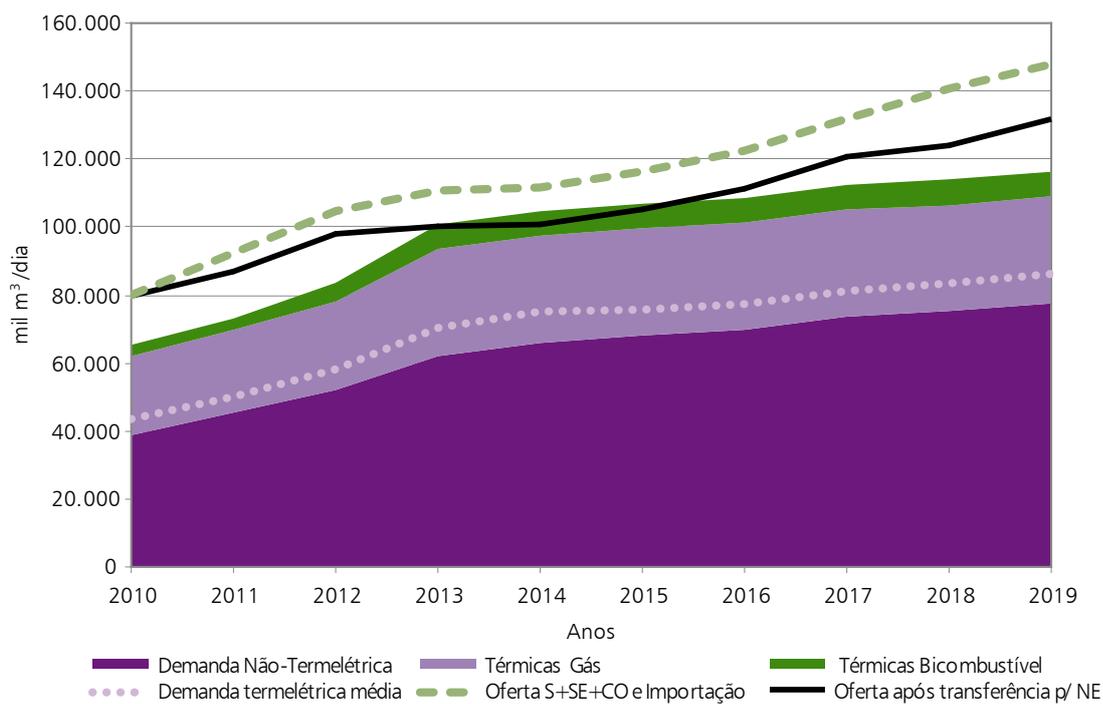
Após a conclusão das obras de infraestrutura que interligarão o Espírito Santo ao restante da malha nacional de gasodutos, este estado deverá se tornar um dos principais fornecedores de gás natural para o restante do país uma vez que possui uma previsão de produção de gás muito superior à demanda local projetada.

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 estas 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.

O Gráfico 101 mostra o balanço de gás natural da Região Sudeste, Sul e Centro-Oeste onde se observa que a oferta local, que se compõe da oferta interna, da importação da Bolívia e da importação de GNL, é superior à demanda (linha tracejada). Após a transferência de gás natural para o Nordeste para o atendimento termelétrico a gás, percebe-se o balanço negativo no triênio 2013-2015, significando que algumas térmicas bicombustíveis, se necessário, operarão a óleo e não a gás neste período.

Gráfico 101 – Regiões Sudeste, Sul e C. Oeste: Projeção do Balanço de gás natural



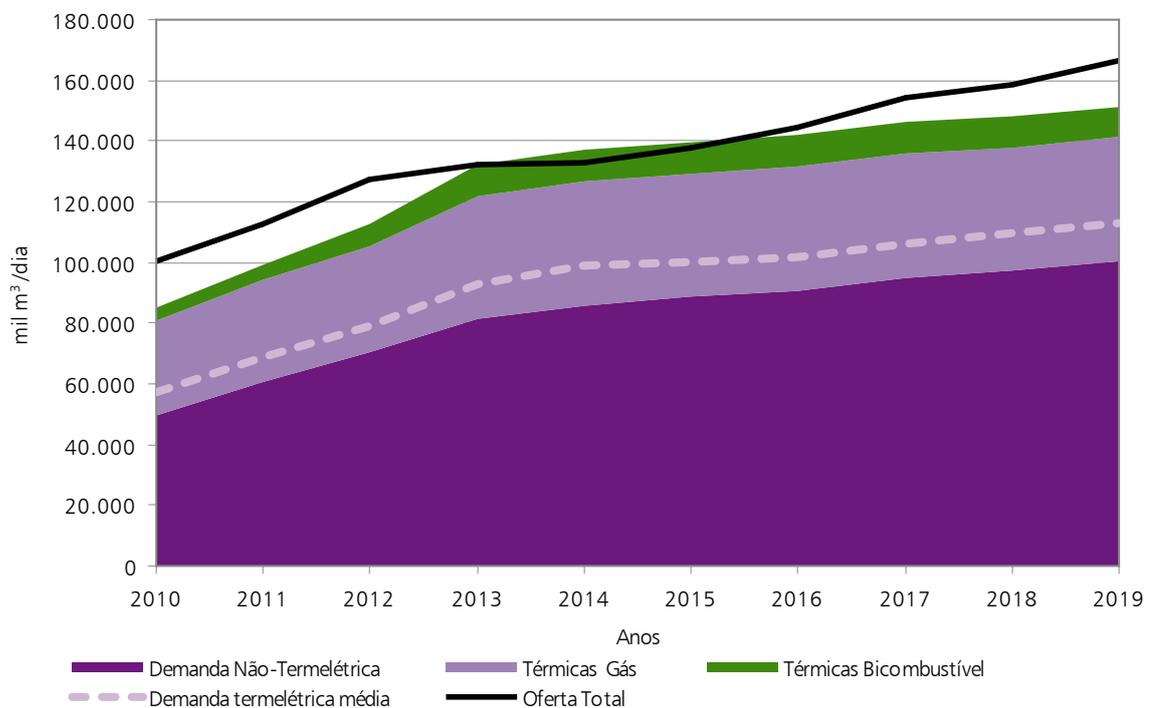
Fonte: EPE

3.4 Balanço de Oferta e Demanda do Brasil – Malha Integrada

O Gráfico 102 mostra o balanço consolidado de gás natural da malha integrada no Brasil, excluindo-se a Região Norte por não estar interligada às demais.

No triênio 2013-2015, 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 pela antecipação de entrada em operação das áreas em avaliação (recursos contingentes) ou por acréscimo no volume de GNL importado por meio dos terminais até então existentes ou dos novos terminais já visualizados como necessários. A quantificação desta oferta adicional dependerá da decisão quanto à oportunidade de atender ou não às demandas das termelétricas bicompostíveis com gás natural.

Gráfico 102 – Balanço de Gás Natural no Brasil – Malha Integrada (exclui Região Norte)



Fonte: EPE

3.5 Considerações Finais

A Região Norte, por não estar interligada às demais, é totalmente independente quanto ao atendimento de sua demanda. Nesta Região, as reservas são capazes de atender ao crescimento do mercado local no período deste plano (Gráfico 99).

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 da importação de GNL e a interligação, via gasodutos, com regiões superavitárias em gás natural, como a Bacia do Espírito Santo (Gráfico 100).

Na Região 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 da instalação do terminal de importação de GNL na Baía de Guanabara, que já entrou em operação. Para este plano, a importação da Bolívia foi mantida na capacidade atual, sem expansão adicional (Gráfico 101).

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.

Para que seja possível a proposição de soluções para a ampliação da infraestrutura de transporte de gás natural no Brasil é primordial que estejam bem definidos e quantificados os possíveis desequilíbrios entre oferta e demanda em cada uma das regiões brasileiras, para a avaliação das necessidades específicas de ampliações no sistema de transporte.

4. Infraestrutura de transporte de Gás Natural

Para a avaliação da infraestrutura foram consideradas as demandas das companhias distribuidoras, as termelétricas (a gás e bicombustíveis) e as demandas do sistema Petrobras no segmento downstream (Refinarias e Fafens – Fábricas de Fertilizantes Nitrogenados).

Pelo lado da oferta, foram consideradas as decorrentes dos campos descobertos, áreas em avaliação, novas descobertas e a importação de gás via gasodutos e GNL. Foi considerada a importação de GNL na vazão total máxima de 21 milhões de m³/dia, sendo de 7 milhões de m³/dia no terminal de Pecém (CE) e de 14 milhões de m³/dia no terminal da Baía de Guanabara (RJ).

Foram elaborados balanços volumétricos das previsões de oferta e demanda de gás natural por sistemas regionais e infraestrutura para o transporte.

4.1 Panorama Atual

4.1.1 Estados da Região Norte

A Região Norte do país conta com um único gasoduto na região produtora de petróleo e gás de Urucu, no Estado do Amazonas, interligando esta região produtora até Manaus.

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 Companhia Distribuidora Local – CIGAS.

A área de Urucu possui 3 UPGNs independentes que totalizam uma capacidade de processamento de 9,6 milhões de m³/dia.

4.1.2 Estados da Região Nordeste

A Região Nordeste do país apresenta uma malha de gasodutos com uma extensão total de 1.924 km, com diâmetros variáveis entre 8 a 26 polegadas. Esta Região possui UPGNs que totalizam uma capacidade de processamento de 23,2 milhões de m³/dia, distribuídas nos Estados do Ceará, Rio Grande do Norte, Alagoas, Sergipe e Bahia.

4.1.3 Estados da Região Sudeste

A Região Sudeste apresenta uma malha de gasodutos com uma extensão total de 2.512 km, com diâmetros variáveis de 8 a 28 polegadas, já com a inclusão do gasoduto Japeri-REDUC e o ramal Campinas-Guararema. Atualmente, a Região Sudeste possui UPGNs que totalizam uma capacidade de processamento de 29,2 milhões de m³/dia, já incluídas a nova unidade de Cacimbas, no Estado do Espírito Santo.

4.1.4 Estados da Região Sul e Centro Oeste

A Região Sul apresenta uma malha de gasodutos com uma extensão total de 1.226,2 km de gasodutos com diâmetros que variam entre 16 e 24 polegadas no trecho sul do Gasbol e diâmetro de 24 polegadas no gasoduto Uruguiana – Porto Alegre.

A Região Centro-Oeste apresenta uma malha de gasodutos com uma extensão total de 1.531,0 km corres-

pondendo ao trecho norte do Gasbol com diâmetro de 32 polegadas e ao 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 UPGN instalada por movimentarem gás oriundo da Bolívia especificado para o transporte.

Em resumo, constata-se, que a rede nacional de gasodutos atualmente totaliza⁹¹ 7.857,2 km.

4.2 Expansão Prevista

A análise da expansão da infraestrutura de transporte de gás natural contemplou os projetos já em implantação ou já aprovados, ou seja, os projetos já definidos pelo Plangás/Petrobras, os projetos definidos pelo PAC e outras ampliações que se mostram necessárias, sendo que alguns desses projetos ainda estão em fase de estudos.

4.2.1 Estados da Região Norte

Não há ampliações previstas para região neste período decenal.

4.2.2 Estados da Região Nordeste

Para atender às necessidades de movimentação de gás nos Estados do Nordeste está prevista a construção do gasoduto Pilar (AL) Ipojuca (PE) com 24 polegadas de diâmetro e vazão de até 15.000 mil m³/dia. A previsão é de que esse gasoduto entre em operação em 2010 [103]. A Figura 18 mostra o sistema com as ampliações mencionadas.

Figura 18 – Sistemas de Transporte – Ampliações – Região Nordeste



⁹¹ Não considerados os ramais de atendimento das térmicas: Ubu (10 km), UTE Pernambuco (12 km), Aracati (7 km) e TermoFortaleza (2 km).

4.2.3 Estados da Região Sudeste

Para atender às necessidades de movimentação de gás nos Estados do Sudeste, está prevista a construção do gasoduto interligando as instalações do Estado do Espírito Santo ao sistema da Bahia (Gasene), além da recente inauguração do gasoduto Cabiúnas Vitória, assim como, outras ampliações nos Estados de Minas Gerais e São Paulo. Estas ampliações acrescentarão nos sistemas de transporte do Sudeste mais 1.520 km de novos dutos, considerando a inclusão do Gasene (Figura 19).

Figura 19 – Sistemas de Transporte -Ampliações – Região Sudeste



O grande destaque é a construção do Gasene, com capacidade nominal de 20.000 mil m³/dia, que possibilitará o transporte de gás natural produzido no Estado do Espírito Santo para os Estados do Nordeste, a partir de 2010.

Quanto à capacidade de processamento de gás, as ampliações podem chegar a 10.500 mil m³/dia no Estado do Espírito Santo para atender às produções previstas para a área de Cacimbas e adjacentes, localizadas mais ao sul do Estado. Outros 15.000 mil m³/dia de capacidade de processamento deverão ser instalados no Estado de São Paulo para atender a produção de gás produzido nas áreas de Mexilhão, Tambaú e Uruguá.

Como resultado final, a ampliação da malha de transporte de gás natural totalizará 1.707 km de gasodutos planejados ampliando em 21,7% a malha existente.

4.3 Expansão Indicativa

O objetivo desta seção é apresentar os resultados das simulações realizadas pela EPE para avaliar a capacidade da malha de transporte no horizonte do PDE. O resultado dessas simulações indica onde poderá haver eventuais restrições logísticas para atendimento das demandas. Ao se identificar a presença de alguma dificuldade, novas simulações são realizadas para verificar a viabilidade de possíveis soluções.

A análise da expansão indicativa da infraestrutura de transporte contemplou hipóteses de ampliações levantadas pela EPE, as quais poderão estar sujeitas a alterações sob o ponto de vista dos transportadores.

Para o presente trabalho, foi utilizado o software de simulação hidráulica *Pipeline Studio* versão 3.1 para simular a malha integrada das regiões Nordeste, Sudeste, Centro-Oeste e Sul.

Para verificar o atendimento da malha integrada, considerou-se um cenário hipotético, acima do cenário provável médio, no qual todas as demandas térmicas são atendidas exclusivamente com gás natural e nos respectivos patamares de despacho máximo. Além disso, foram adotadas as seguintes premissas: novas Fafens localizadas junto ao citygate da REDUC; novas térmicas no Espírito Santo próximas a Cacimbas; todas as compressões previstas no Gasene no trecho entre Cacimbas e Catu já operando a partir de 2012 e compressões no Gasbol em Paulínia e Capão Bonito operando desde 2011.

Os resultados das simulações indicaram que, nesse cenário, a termelétrica de Canoas (UTE Canoas) na Região Sul só despacha se houver novas compressões no Gasbol. Nas simulações realizadas pela EPE, compressões nas proximidades de Nova Veneza e Várzea do Cedro seriam suficientes para o atendimento dessa demanda.

Na Região Sudeste, a termelétrica de Ibitiré (UTE Ibitiré), localizada no final do GASBEL, nos anos de 2014 a 2015, despacha se algumas térmicas bicomcombustíveis da região forem desligadas, considerando-se a existência de serviço de compressão a 60 km de Congonhas. Já nos anos de 2016 e 2017, basta o serviço de compressão.

No Nordeste, nos anos 2014 e 2015, haveria dificuldades para abastecer totalmente a Refinaria de Pernambuco (RENEST). As soluções encontradas foram: a instalação de um terminal de GNL em SUAPE ou promover o envio de mais gás pelo Gasene com compressão em Catu e desligando aquelas térmicas passíveis de utilizar outro combustível alternativo no Sudeste. Cabe ressaltar que nesta última situação, seria necessário utilizar todas as compressões previstas no trecho Vitória-Catu, ou seja, as estações de Prado, Valença, São Mateus, Itapebi e Itajuípe.

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.

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 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 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), Terezina (PI) e São Luís (MA), além de outros ramais. Cabe ressaltar, a previsão de recursos não descobertos para o Maranhão poderia alcançar 1,53 milhões de m³/dia de oferta de gás no final do período deste plano.

4.4.3 Estado do Piauí

Assim como no Pará e Maranhão, o atendimento da demanda de gás deste Estado depende da concretização do projeto denominado de Gasoduto Meio Norte.

4.4.4 Estado de Goiás e Distrito Federal

Estes Estados também estão fazendo estudos de mercado potencial de gás, 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.

4.5 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.

Dois grandes projetos de GNL estão sendo estudados: um projeto de GNL *offshore* e um complexo de liquefação e regaseificação de GNL. Esses projetos estão na fase de estudo de viabilidade e ainda não possuem localização definida.

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 (UPGN) ou especificação (DPP) de gás natural. A Tabela 151 mostra o resumo dos investimentos previstos para estes projetos nos períodos relativos aos últimos quatro anos (incluindo 2010) e posterior a 2010.

Tabela 151 – Estimativa de investimentos		
Projetos	R\$ bilhões ¹	
	Últimos 4 anos	Após 2010
Gasodutos ²	15,07	1,12
GNL ³	3,43	13,70
UPGN ⁴	6,70	0,04
Total	26,20	14,86

Notas: (1) Os valores de investimentos disponíveis são totalizados desde o ano de 2007.

(2) Refere-se aos projetos de construção de novos gasodutos.

(3) Refere-se aos Terminais de Pecém, Baía de Guanabara, Complexo de GNL e ao projeto de GNL *offshore*.

(4) Refere-se aos projetos de processamento de gás.

Fonte: MME



VIII – OFERTA DE BIOCOMBUSTÍVEIS

Neste capítulo são apresentados os resultados de análises sobre a expansão da oferta de biocombustíveis líquidos no Brasil – etanol e biodiesel, no período de 2010-2019, em atendimento à demanda interna e à parcela do mercado internacional que pode ser abastecida pelo Brasil. É também analisada a oferta de biomassa de cana-de-açúcar para a geração de energia elétrica.

Para os biocombustíveis líquidos foram estimados os volumes necessários para o abastecimento dos mercados internacional e nacional, sendo os valores de projeção da demanda interna apresentados no capítulo II.

No que se refere ao etanol, foi quantificada a produção de cana-de-açúcar necessária para atender a demanda e a área necessária para a expansão do seu cultivo. Foram identificados os projetos potenciais de novas usinas para expansão da oferta, assim como a influência das novas tecnologias na produtividade em toda a cadeia produtiva. Além disso, foi feita uma avaliação dos investimentos necessários para a construção das novas usinas. O mercado internacional de etanol foi analisado, para que fosse possível quantificar o potencial de exportação. Avaliou-se também a expansão da capacidade de distribuição de etanol para os mercados interno e externo, por meio de alcooldutos e hidrovias.

Para o biodiesel foram avaliadas a disponibilidade de insumos, a capacidade de processamento e a infraestrutura de escoamento da produção para as bases das distribuidoras. Para a avaliação do potencial de consumo, além do percentual mandatório, avaliou-se a perspectiva dos preços nacionais de biodiesel a partir dos diferentes insumos, de forma a verificar a competitividade desse energético nacional face ao diesel fóssil.

No que se refere à biomassa de cana-de-açúcar para a oferta de energia elétrica, foi avaliado o potencial técnico de geração elétrica a partir dessa fonte.

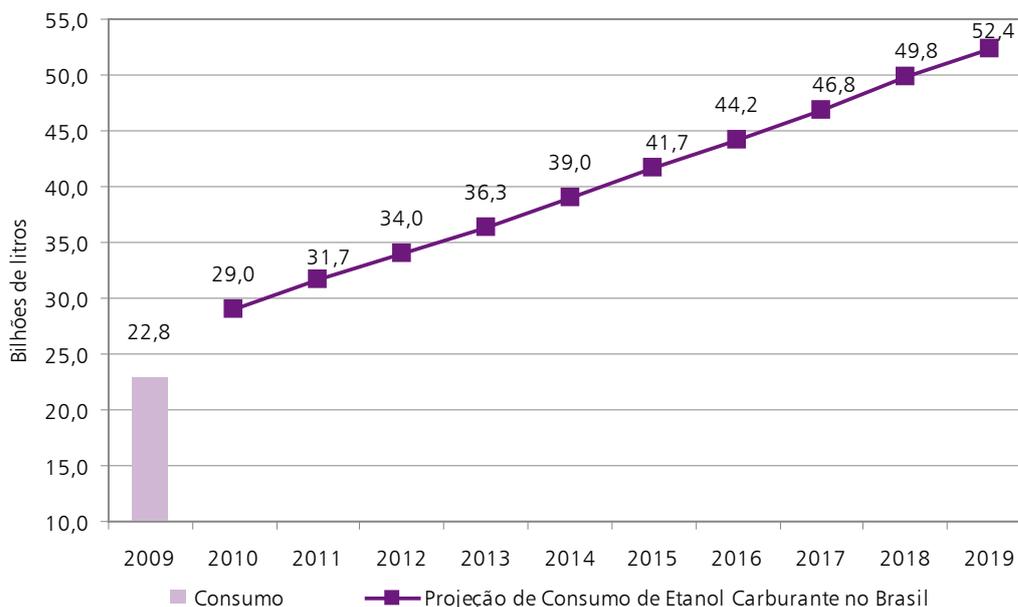
1. Expansão da Oferta de Etanol

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, conforme apresentado no Capítulo II. O Gráfico 103 ilustra a previsão do consumo de etanol carburante – hidratado e anidro – no Brasil para o período 2010-2019 [135], para o cenário macroeconômico adotado.

Gráfico 103 – Projeção de Consumo de Etanol Carburante no Brasil



Fonte: EPE

No Brasil, a demanda de etanol não carburante concentra-se basicamente na produção de bebidas, cosméticos, produtos farmacêuticos, petroquímicos e compostos oxigenados⁹². Estima-se que seu consumo anual, nos próximos 10 anos, permanecerá no patamar de 1,06 bilhão de litros⁹³.

Com a perspectiva de maiores preços do petróleo e a busca por novos insumos ambientalmente sustentáveis, observa-se uma tendência de retorno dos projetos de alcoolquímica no país. Os projetos de implantação de unidades produtoras de resinas termoplásticas a partir do etanol são apresentados na Tabela 152.

Tabela 152 – Projetos para produção de resinas termoplásticas a partir de etanol

Empresa ¹	Produto	Capacidade (10 ³ t)	Operação	Local	Consumo de etanol (10 ⁶ litros)
Solvay/Copersucar	PVC	360	2010	Santo André/SP	150(*)
Braskem	PE	200	2011	Triunfo/RS	470

Notas: O projeto de resinas termoplásticas da Dow Chemical Company (Dow) e da Crystalsev, anteriormente anunciado, foi adiado, em função da crise econômica originada nos EUA e agravada em 2008, razão pela qual sua demanda não foi incorporada ao consumo projetado de etanol não-carburante [127].

(*) No primeiro ano, o consumo de etanol será de 120 milhões de litros.

Fontes: [113], [169]

⁹² Compostos oxigenados, como ácido acético, acetato de etila e butanol.

⁹³ Média do consumo de 1999 a 2008.

Em função desses projetos, já em 2010, serão adicionados ao consumo anual de etanol não carburante (1,06 bilhão de litros) mais 330 milhões, a serem utilizados na produção de resinas termoplásticas, totalizando um consumo não carburante de 1,39 bilhões de litros.

Caso os demais projetos sejam implantados de acordo com o cronograma estimado e haja manutenção dos patamares de produção a partir de 2011, estima-se que será adicionada à demanda não carburante anual (1,06 bilhão de litros) um adicional de 620 milhões. No período 2011-2019, a demanda de etanol não carburante total será de 1,68 bilhão de litros por ano.

1.1.2 Principais mercados internacionais para o etanol brasileiro

Os principais mercados internacionais para o etanol combustível brasileiro (Estados Unidos, União Europeia e Japão) foram os mais atingidos durante a crise econômica eclodida em setembro de 2008.

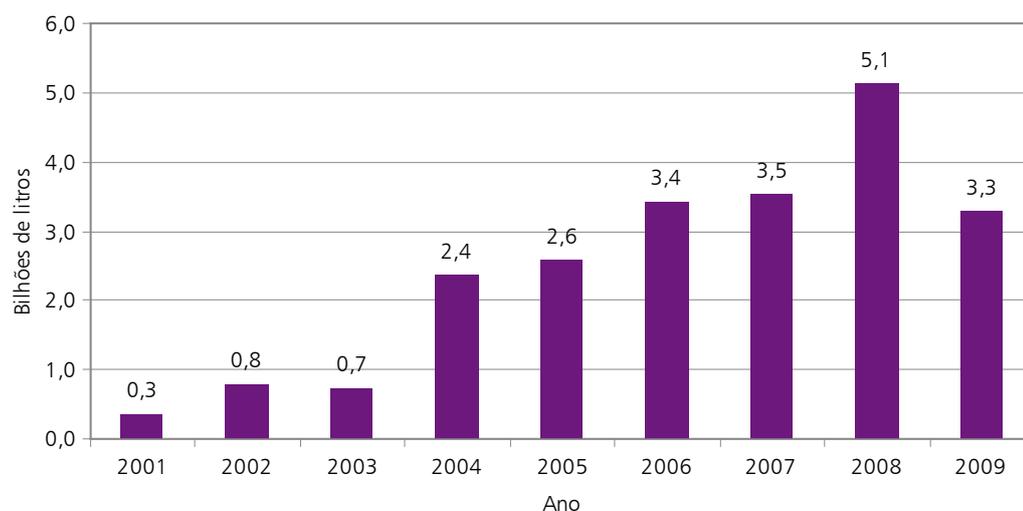
A diminuição do ritmo de crescimento dessas economias afetou expressivamente o nível de consumo de energia e, conseqüentemente, de combustíveis. A principal reação à queda da atividade econômica e do nível de emprego foi a defesa das indústrias nacionais, traduzida em um acréscimo de medidas protecionistas. Com isso, deverá haver uma tendência de restrição à comercialização internacional de biocombustíveis no curto prazo, embora o uso do etanol continue sendo importante para a segurança energética, a diversificação da matriz e o cumprimento de metas de redução dos gases de efeito estufa.

O cenário de crise mundial realçou as dificuldades já existentes para o estabelecimento do etanol como uma *commodity*, condição essencial para o aumento do comércio deste produto. Ressalte-se, porém, que continua existindo uma força-tarefa, composta por membros do governo e da iniciativa privada da União Europeia (UE), Brasil e EUA, para estabelecimento de um padrão internacional de etanol combustível [171].

O governo brasileiro tem reafirmado, em sua política externa, a busca de acordos de cooperação, principalmente com países africanos, para a produção de etanol, o que pode garantir o aumento da oferta e a diversificação dos produtores, condição essencial para o estabelecimento de uma *commodity*.

Nos últimos anos, os maiores importadores de etanol produzido no Brasil foram os Estados Unidos e a União Europeia. O Gráfico 104 indica os volumes exportados entre 2001 e 2009.

Gráfico 104 – Histórico de Exportação Brasileira de Etanol



Fonte: elaboração EPE a partir de MDIC [157].

A seguir, é realizada a análise do mercado de etanol nos EUA, Europa e Japão, de forma a embasar a avaliação do potencial de exportação brasileira do produto.

Estados Unidos

Os Estados Unidos têm incentivado, através de atos legislativos, a redução de sua dependência de combustíveis fósseis, pelo estímulo à eficiência energética e pelo aumento da participação dos biocombustíveis na matriz energética. Adicionalmente, o banimento do MTBE como aditivo à gasolina em diversos estados americanos, a partir de 1999, contribuiu para significativo aumento na produção e no consumo do etanol, principal biocombustível no mercado. Dentre os atos legislativos, destacam-se:

- *Energy Independence and Security Act of 2007* (EISA) [140], o qual substituiu as metas estabelecidas pelo EAct 2005 por novos valores que se estendem até 2022, desagregados pelos diversos tipos de biocombustíveis, alcançando um total de 136 bilhões de litros.
- *Food, Conservation and Energy Act of 2008* [142], o qual estabelece diversas medidas de incentivo à produção de biocombustíveis e de culturas energéticas, ao mesmo tempo em que estende a tarifa de importação de etanol até 1º de janeiro de 2011.

Segundo a *Renewable Fuels Association* (RFA) [165], a produção e o consumo de etanol até outubro de 2009, nos EUA, alcançaram 33,1 e 33,6 bilhões litros, respectivamente. Foram importados 662 milhões de litros. Em dezembro de 2009 a capacidade de produção de etanol norte americana era de 44,8 bilhões de litros/ano. Considerando-se a previsão de expansão e construção de novas unidades do final de 2009, a nova capacidade atingirá 50,2 bilhões de litros anuais em um futuro próximo, não sendo possível precisar os cronogramas das obras destas unidades. Observe-se que o crescimento da produção de etanol dos EUA tem acompanhado a demanda interna.

Uma parcela significativa das importações dos Estados Unidos é proveniente do Brasil, tanto diretamente quanto pela via do *Caribbean Basin Initiative* – CBI (a qual é isenta da taxa de US\$0,54/galão). Ressalve-se que o etanol importado através do CBI é limitado a um máximo de 7% do volume produzido pelos EUA no ano anterior [141].

Para a projeção do volume potencial de etanol que pode ser exportado pelo Brasil para os Estados Unidos (direta ou via CBI), tomou-se como referência as estimativas conservadoras de importação de etanol pelos EUA, elaboradas pela *Energy Information Administration* (EIA) [130]. Para os três primeiros anos (curto prazo), foi feito um ajuste, corrigido com base em observações de mercado e perspectivas de variações cambiais.

Apesar das preocupações ambientais do novo governo, não há sinais claros da queda de barreiras para a importação de etanol pelos Estados Unidos, cuja política energética se concentra atualmente no aumento de eficiência e nas pesquisas de biocombustíveis de segunda geração.

Conforme estabelecido pelo EISA, os volumes ofertados de etanol de lignocelulose deverão ser de 400 milhões de litros em 2010 e de 32,2 bilhões em 2019 [140]. Entretanto, ainda que as primeiras usinas semi-industriais sejam inauguradas em 2010, acredita-se que a tecnologia do etanol de lignocelulose não terá um papel relevante antes de 2015.

Europa

A União Europeia divulgou em dezembro de 2008 um conjunto de diretivas no âmbito da energia e da mitigação de GEE(s), denominado “Triplo 20” ou *Climate and Energy Package*. As medidas a serem cumpridas até 2020 são: diminuir a emissão de CO₂ em 20%; aumentar a participação das fontes renováveis na matriz energética em 20% e aumentar a eficiência em 20% [174].

No segmento automotivo, a UE estabeleceu como meta a participação de 5% de renováveis até 2015, sendo 4% provenientes de biocombustíveis de primeira geração e 1% de fontes alternativas tecnologicamente mais avançadas (eletricidade, hidrogênio, energia solar e biocombustíveis de segunda geração). Para 2020, a meta é de 10% de renováveis, sendo 6% originários de biocombustíveis de primeira geração e os 4% restantes das demais fontes alternativas [175].

Em abril de 2009, foi lançada a Diretiva 2009/28/CE de Energias Renováveis, que reforça as metas de participação de renováveis para 2020, em 10% para combustíveis automotivos e 20% para matriz energética total,

estabelecendo um limite mínimo obrigatório no âmbito global da UE [176]. Existem, porém, incertezas quanto ao cumprimento das metas e quanto às parcelas ocupadas pelo biodiesel e pelo etanol.

Em 2008 foram produzidos 2,8 bilhões de litros de etanol, de acordo com os dados do *European Bioethanol Fuel Association* (EBIO) [129], e a produção de biodiesel foi de 8,8 bilhões de litros, segundo dados do *European Biodiesel Board* (EBB) [128]. O uso de biodiesel mantém-se predominante no mercado europeu de biocombustíveis.

A expansão do mercado europeu de etanol nos próximos anos deverá ser sustentada principalmente pela produção do próprio continente, com eventuais importações do Brasil e do continente africano, havendo acordos preferenciais com este último.

Para a projeção do volume potencial de etanol que pode ser exportado pelo Brasil para a União Europeia, foram consideradas como referência as estimativas moderadas do F.O.Licht [143] para o longo e médio prazos. O ajuste para o curto prazo (2010-2011) foi calculado com base em observações de mercado.

A União Europeia incentiva atividades de P&D em etanol de lignocelulose. Porém, a expectativa é que os volumes obtidos a partir desta matéria-prima não sejam representativos no período decenal.

Japão

O governo japonês se concentra em delinear novas estratégias para diminuir a dependência do país em combustíveis fósseis em, pelo menos, 20% até 2030. Permanece a incerteza acerca do aditivo oxigenante a ser usado na gasolina, se etanol ou ETBE. Este último é misturado atualmente à gasolina, na proporção de 7%, formando a “biogolina”. O ETBE pode ser fabricado nas instalações que produziam MTBE, banido do Japão em 2001 [164].

Uma das propostas que pode ser adotada pelo governo japonês consiste na elevação do percentual da mistura etanol/gasolina dos atuais 3% (mistura E3, adotada em algumas cidades em caráter experimental) para 10%, em 2012. Neste caso, o Japão necessitaria de aproximadamente seis bilhões de litros/ano de etanol [182].

Acordos comerciais entre empresas brasileiras e japonesas preveem a importação de ETBE e etanol (insumo para a produção do primeiro). A Copersucar possui um acordo de exportação de 200 milhões de litros de anidro, formalizado em agosto de 2008 [180]. Neste mesmo ano, a Copesul realizou a primeira venda para o Japão de 6,8 milhões de litros de ETBE [173]. A Cosan assinou um contrato de três anos para fornecer 80 milhões de litros por ano para a Mitsubishi, com embarques iniciados em 2009 [125].

A Petrobras e a Mitsui assinaram um Memorando de Entendimentos, com vistas à exportação de até três bilhões de litros de etanol/ano, durante vinte anos [161]. Em 2007, a companhia brasileira adquiriu 87,5% das ações da refinaria *Nansei Sekiyu Kabushiki Kaisha* (NSS), o que poderá impulsionar a comercialização de etanol no Japão e em outros mercados asiáticos.

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 [162].

Outros mercados

Países da Ásia, África e América Latina – dentre eles, China, Índia, Nigéria e Colômbia – vêm adotando políticas de incentivo à utilização de etanol por meio de legislações específicas. A China é o terceiro maior produtor de etanol do mundo, com cerca de 1,6 bilhão de litros anuais e consumo de 1,1 bilhão de litros anuais em 2008 [144]. Com o decreto Lei das Energias Renováveis de 2005, o país ampliou a participação das fontes renováveis de 7% para 10% da sua matriz energética até 2020 em algumas províncias [182]. Dentro das metas estabelecidas, a demanda de etanol alcançará 3,8 bilhões de litros anuais.

No horizonte decenal, alguns países, principalmente africanos e centro-americanos, poderão se tornar produtores de etanol.

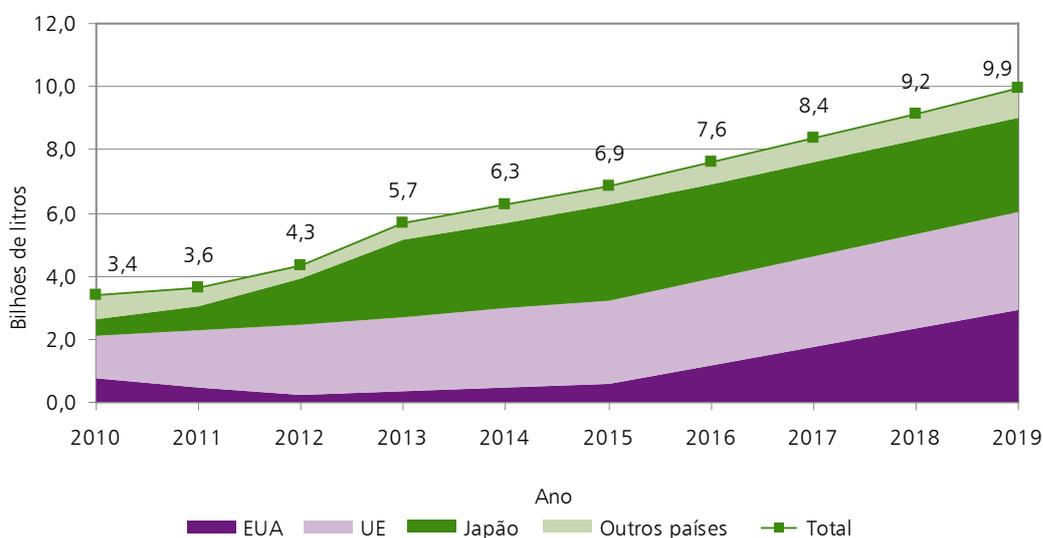
Estima-se que, no curto prazo, o volume total exportado pelo Brasil para estes países poderá ser significativo em relação aos três principais *players* analisados (EUA, UE e Japão). No médio e longo prazo, porém, com a plena produção das unidades implantadas naqueles países, os volumes de etanol exportados pelo Brasil deverão permanecer estáveis, reduzindo sua participação no volume total exportado.

Diante do exposto, o volume de etanol brasileiro exportado para estes países entre 2010 e 2011 foi calculado com base em observações de mercado. A partir de 2012, considerou-se 10% do somatório dos principais *players* (EUA, UE e Japão), a cada ano.

1.1.3 Potencial total de exportação

Estima-se que, no curto prazo, haverá diminuição de volumes exportados de etanol com relação ao recorde histórico de 2008 (5,1 bilhões de litros – vide Gráfico 104), o que pode ser atribuído à manutenção das barreiras tarifárias e não-tarifárias potencializadas pela crise econômica e suas consequências sobre os mercados. No médio prazo, com a recuperação das economias mundiais e com novos acordos internacionais sobre mudanças climáticas, o etanol brasileiro deverá apresentar crescimento em seu volume exportado. O Gráfico 105 consolida as projeções de exportação do etanol brasileiro.

Gráfico 105 – Projeção Total das Exportações Brasileiras de Etanol – 2010-2019

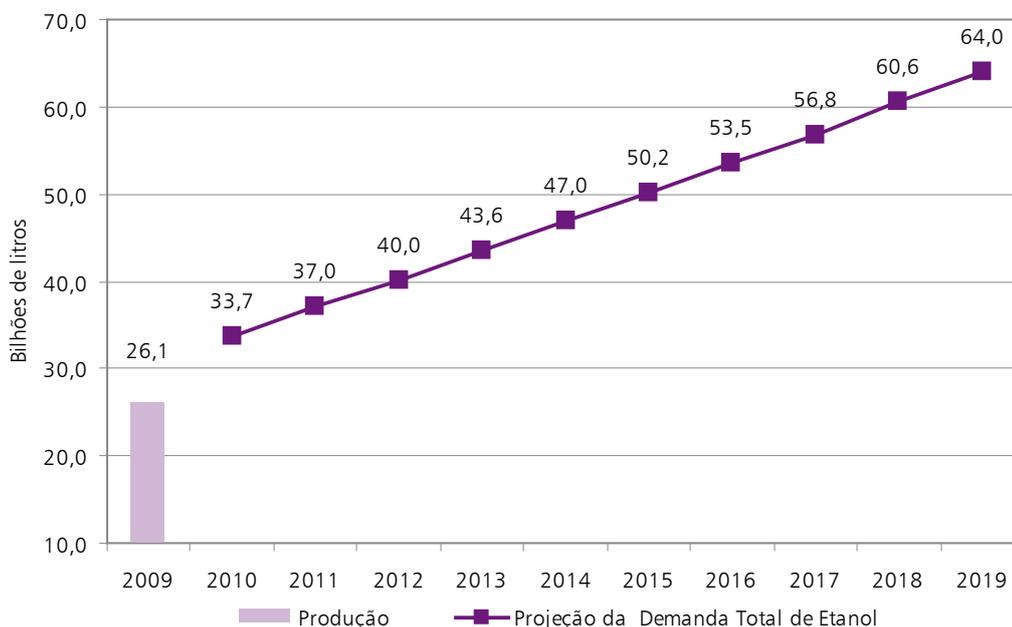


Fonte: Elaboração EPE a partir de EIA [130], F.O.Licht [143], Petrobras [161].

1.1.4 Demanda total

O Gráfico 106 consolida as demandas nacional (carburante e não carburante) e internacional de etanol no horizonte decenal, as quais foram utilizadas para a avaliação da capacidade de atendimento pelo setor produtivo brasileiro.

Gráfico 106 – Projeção da Demanda Total de Etanol – 2010-2019



Fonte: EPE [137]

1.2 Projeções da oferta de etanol no Brasil

1.2.1 Cenário atual do mercado de açúcar e etanol

O aumento gradual da demanda doméstica de etanol e a expectativa de consolidação do mercado internacional contribuíram para o crescimento do setor sucroalcooleiro.

Na safra 2008/09, a produção de cana para este setor foi de 572,64 milhões de toneladas – 508,64 milhões produzidas no Centro-Sul e 64,0 milhões no Nordeste, conforme o Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento – MAPA [152]. Neste período, a produção de etanol foi recorde, alcançando 9,6 bilhões de litros de anidro e 18 bilhões de litros de hidratado.

O ano de 2009 pode ser considerado atípico para os padrões de produção do setor. Após a crise de 2008, a dificuldade generalizada no acesso a crédito distorceu o mercado de etanol, com a venda do produto a preços considerados pouco atrativos no início da safra 2009/2010. Consequência disso foi o adiamento, ou mesmo o cancelamento, de novos investimentos em unidades produtivas. O estoque de passagem da safra 2008/2009 para a safra 2009/2010, aliado à perspectiva de moagem recorde na região Centro-Sul de mais de 570 milhões de toneladas de cana-de-açúcar, e à queda da demanda pelo mercado externo, prenunciava um ano de 2009 em condições adequadas de abastecimento.

No entanto, a produção de etanol em 2009 mostrou-se aquém do esperado, devido ao aumento do regime de chuvas, que impediu a moagem de cerca de 50 milhões de toneladas de cana na safra 2009/2010 [177] e reduziu o teor de sacarose da cana-de-açúcar colhida.

No curto prazo, o percentual de cana moída destinada ao etanol poderá diminuir, pois seus preços estão menos competitivos que os do açúcar, devido à quebra de safra da Índia. As incertezas geradas pela crise econômica de 2008, que estendeu seus efeitos pelo ano de 2009, poderão influenciar as próximas safras de cana, pois vários investimentos foram adiados. Entretanto, como o ano de 2009 pôde demonstrar, o mercado interno continua fortemente aquecido com a crescente frota de veículos *flex fuel*. A demanda de etanol hidratado em 2009 foi 22% maior do que em 2008.

1.2.2 Expansão da capacidade industrial

Existiam 437 usinas em operação no país em dezembro de 2009. Destas, 16 produziam somente açúcar, 168 somente etanol (20 eram destilarias de aguardente, com possibilidade de produzir etanol carburante) e 253 os dois produtos, MAPA [156].

A demanda total de etanol projetada para 2019 é de 64 bilhões de litros. Para atendê-la, é necessária a expansão da capacidade industrial atual.

Contudo, só é possível identificar com razoável exatidão os projetos cujo início de operação está previsto para os próximos três anos, pois este é o prazo médio para construção e partida de uma usina. Além desse horizonte, incertezas do mercado de etanol e de açúcar impedem uma quantificação mais precisa da expansão da capacidade industrial do setor. Sendo assim, foram utilizadas metodologias distintas para se analisar os dois períodos: curto prazo (2010-2012) e médio prazo (2013-2019), conforme descrito a seguir.

Curto prazo

No curto prazo, foram considerados os projetos anunciados de novas usinas, segundo várias fontes de informação [152], [179] e [172].

Do total das empresas que pretendiam investir em 2009, 26% postergaram a execução de novos projetos. Neste ano, 21 novas unidades iniciaram suas operações. Estima-se que estas tenham agregado 16 milhões de toneladas de cana-de-açúcar na safra 2009/2010 e que, na safra 2010/2011, as mesmas unidades moerão 32 milhões de toneladas.

A EPE estima que deverão ser implantadas 20, 7 e 3 novas usinas em 2010, 2011 e 2012, respectivamente [179] [172]. Estes projetos deverão acrescentar uma capacidade nominal de moagem de aproximadamente 109 milhões de toneladas de cana àquela estimada pela EPE para 2009 (655 milhões de toneladas)⁹⁴. O volume de etanol a ser produzido irá depender da quantidade de ATR/tc⁹⁵, assim como do mix de cana para o etanol verificado em cada safra. Ressalta-se que uma usina não entra em operação utilizando sua capacidade máxima de moagem, em geral leva cerca de três anos para atingi-la.

Existem outros 131 projetos analisados que não constam deste plano e cuja implantação está além do horizonte de previsibilidade.

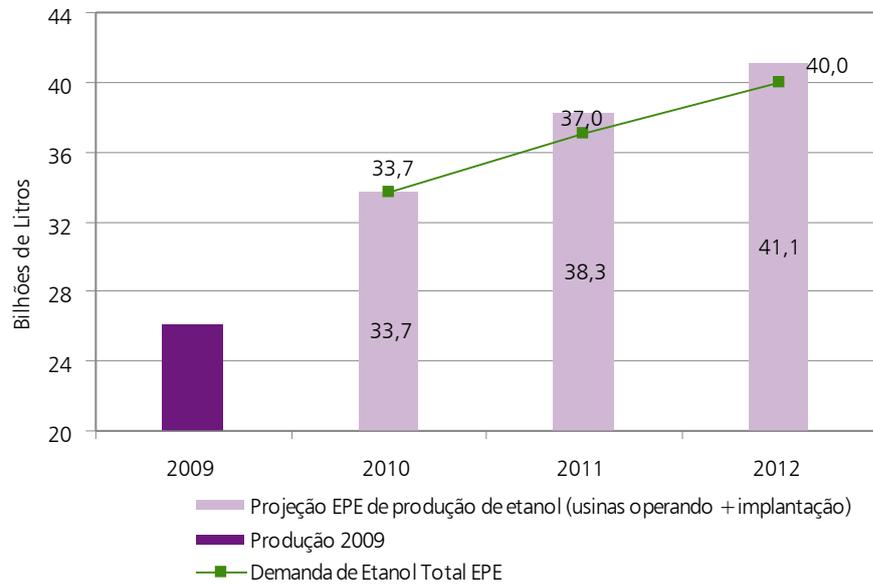
A projeção da oferta de etanol, apresentada no Gráfico 107 considerou:

- a quantidade de cana a ser processada pelas usinas (considera o aumento gradual de utilização da capacidade instalada de moagem de cana e os volumes a serem produzidos pelas novas usinas) – Valores médios de 789 milhões de toneladas de produção de cana, entre 2010-2012;
- o valor ajustado de ATR/tc para os próximos anos, a partir da UNICA (2009) [179] – Valores médios de 144,2 kg/tc, entre 2010-2012;
- o percentual de cana destinada para o etanol, Datagro (2009) [126] – Valores médios de 58,4%, entre 2010-2012;
- os seguintes fatores de conversão ponderados – 1,81 kg ATR/litro de etanol anidro (36%) e 1,74 kg ATR/litro de etanol hidratado (64%), MAPA (2009) [153].

⁹⁴ A partir de dados da Conab [123].

⁹⁵ ATR – Açúcar Total Recuperável – É a quantidade de açúcar disponível na matéria-prima subtraída das perdas no processo industrial; tc – tonelada de cana.

Gráfico 107 – Projeções de demanda e de produção de etanol



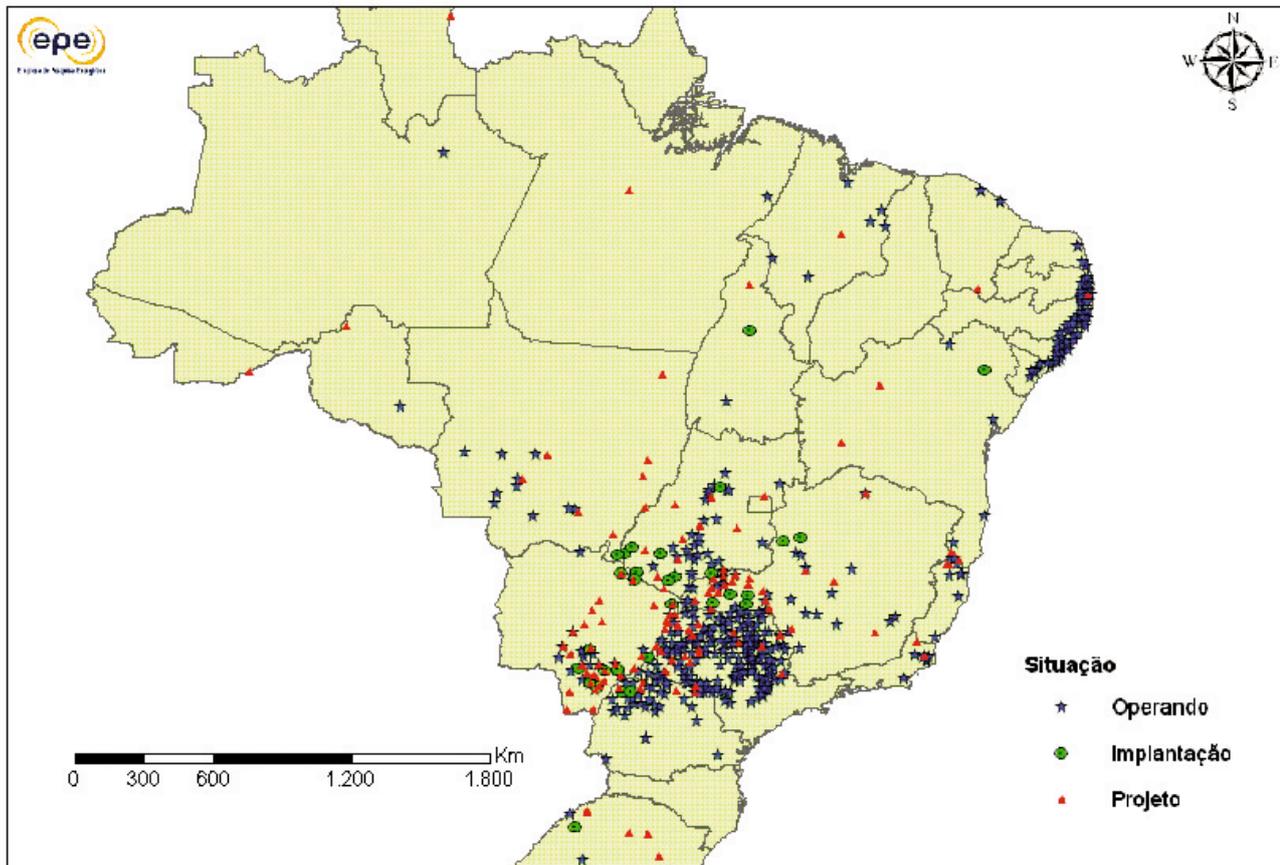
Fonte: elaboração EPE a partir de EPE, MAPA [152], UNICA [179] e UDOP [172]

Considera-se que a pequena diferença entre demanda e oferta verificada em 2011 e 2012, no Gráfico 107 pode ser alocada como estoque para o ano seguinte.

A Figura 20 mostra a distribuição georreferenciada das usinas existentes, as que devem entrar em operação até 2012 e outras usinas em projeto (as 131 mencionadas anteriormente).

Observa-se a expansão de áreas produtivas para a região central do país, fato que motiva a implantação de novos projetos de logística para o etanol.

Figura 20 – Usinas de Etanol do Brasil



Fonte: Elaboração EPE a partir de MAPA[156], UDOP [172] (mapa disponível em www.epe.gov.br)

Médio prazo

No médio prazo (2013-2019), para a identificação da expansão de capacidade da indústria, assume-se que a oferta de etanol deverá acompanhar a demanda prevista.

Considerando a capacidade média de moagem de 2,3 milhões de toneladas das usinas em operação e os parâmetros de ATR e produtividade industrial, citados acima, a estimativa da capacidade de produção média de etanol é de cerca de 110 milhões de litros por usina.

Para esta estimativa, foi possível obter informação de pouco mais de 80% das usinas em operação até o final de 2009, não considerando as usinas de açúcar, nem as que produzem aguardente e eventualmente produzem etanol. Ressalte-se que aquelas que entraram em operação em 2009 têm capacidade média de produção de cerca de 160 milhões de litros. Para as usinas que estão previstas para 2010, 2011 e 2012, o valor médio da capacidade de produção de etanol é de 215 milhões de litros.

Com base nas características dos projetos atualmente em estudo, adotou-se a premissa de que as futuras usinas terão uma capacidade média de produção crescente, conforme a Tabela 153.

Tabela 153 – Capacidade Média de Produção de Etanol (10⁶ litros/ano)

2013–2014	2015–2016	2017–2019
280	300	350

Fonte: EPE a partir de UNICA [179], UDOP [172], BRENCO [114] e ETH – ODEBRECHT [160]

A partir das capacidades médias das futuras usinas e dos volumes incrementais de etanol necessários a cada ano para atendimento da demanda projetada, foi estimado o número de novas usinas a serem construídas, como mostra a Tabela 154. Este número pode ser atendido pela indústria de base brasileira⁹⁶, que tem capacidade de fornecer equipamentos e recursos necessários à expansão do setor.

Tabela 154 – Estimativa para atendimento do incremento de demanda

Ano	Incremento de Etanol (bilhões de litros)	Nº usinas necessárias
2013*	2,54	9
2014	3,37	12
2015	3,28	11
2016	3,29	11
2017	3,29	9
2018	3,81	11
2019	3,36	10

Nota: *Considera-se o excedente de etanol de 2011 (Gráfico 107) que será utilizado em 2012.

Fonte: EPE a partir UNICA [179], UDOP [172], BRENCO [114] e ETH – ODEBRECHT [160].

1.2.3 Investimento em usinas

O custo de investimento para a construção de uma nova unidade de produção de etanol varia entre R\$ 120 e R\$ 180, por tonelada de cana moída (somente a parte industrial), dependendo das condições tecnológicas da usina [118].

Espera-se investir cerca de R\$ 58 bilhões, considerando o período decenal e um custo de investimento médio de R\$ 150/tc.

Mesmo com as restrições impostas pela crise, o BNDES liberou aproximadamente R\$ 6,4 bilhões para o setor em 2009, sendo que 55% deste valor foram destinados a investimentos para a fabricação de etanol. Em 2010, o Banco poderá destinar uma linha de crédito de R\$ 2,5 bilhões para criar um estoque regulador de etanol.

1.3 Impacto das novas tecnologias

O gerenciamento das operações agrícolas e industriais aliado à aplicação de novas tecnologias disponíveis foram os fatores que mais contribuíram para o aumento da produtividade da cana e maior eficiência na produção de etanol.

A produtividade média de cana em 2008 foi de 80,8 tc/ha e, através de manejos varietais e de solos, seleção de mudas, dentre outros, espera-se que esta produtividade média alcance 95,1 tc/ha no horizonte decenal, inclusive com redução de insumos, conforme Gráfico 109.

A captação de água de reposição foi reduzida de 1.830 l/tc em 2005 para 1.000 l/tc em 2008 [115]. Seu uso eficiente e recuperação a partir da vinhaça poderão eliminar a captação, pois a cana possui 70% de água em sua constituição. Concomitantemente, haverá recuperação dos principais fertilizantes consumidos pela cana-de-açúcar: potássio, fósforo e nitrogênio.

Nos próximos anos, as maiores modificações nos processos industriais de obtenção de etanol poderão ocorrer nas áreas de tratamento do caldo, fermentação e desidratação.

No tratamento do caldo, a substituição do enxofre (na forma de sulfito) por ozônio proporcionará um maior teor alcoólico na fermentação, uma redução dos insumos (cal e biocidas) durante o clareamento, menor manutenção dos equipamentos e diminuição de impactos ambientais dos efluentes. Novas tecnologias na área de fermentação visam a redução do uso de energia. Uma delas utiliza levedura que suporta um alto teor alcoólico (16%), com a vantagem de reduzir a produção de vinhaça (de 12 para 6 litros) por litro de etanol. Outra tecnologia otimiza o processo de tratamento através do uso de leveduras floculantes, que elimina a etapa de centrifugação. A terceira, em estágio de pesquisa, aplica vácuo na extração de etanol, reduzindo o volume do vinho a ser destilado. Na etapa de desidratação, três tecnologias já estão em aplicação, substituindo aquelas em que o ciclohexano é o

⁹⁶ Dedini e Sermatec.

agente desidratante: peneira molecular, membrana cerâmica e uso do monoetilenoglicol. Nestes casos, obtêm-se ganhos energéticos e aumento de segurança.

A eficiência global do processo industrial pode evoluir de 75% a 88%, dependendo do grau tecnológico da usina [115].

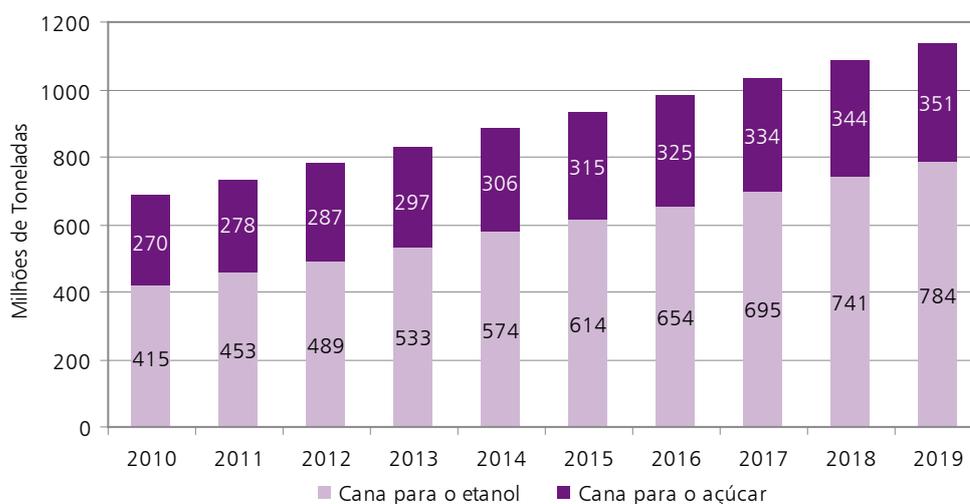
1.4 Disponibilidade de área para o plantio de cana-de-açúcar

1.4.1 Cana para atendimento à demanda e área de expansão agrícola

O cálculo da quantidade de cana (Gráfico 108) para atender a demanda de etanol e açúcar no período decenal adotou as seguintes premissas:

- Projeções da demanda de etanol pela EPE [137] e de açúcar pelo MAPA [155];
- Índices para transformação do ATR (1,05 kg ATR/kg açúcar, 1,81 kg ATR/litro de etanol anidro e 1,74 kg ATR/litro de etanol hidratado) [153];
- Para 2010: Valores de ATR de 143,5 kg/tc⁹⁷ (ajustado a partir de UNICA [179]).
- Para 2011 a 2019: Fator médio de ATR de 144,6 kg/tc (período 2001-2008) [153]

Gráfico 108 – Quantidade de cana para atender a demanda de etanol e açúcar.



Fonte: EPE e MAPA [146]

Observa-se que a projeção da produção de açúcar pelo MAPA para os anos 2010 e 2019 será, respectivamente, de 36,9 e 48,6⁹⁸ milhões de toneladas, um incremento de 11,7 milhões.

⁹⁷ Assumiu-se um ATR menor que a média histórica, devido à maior quantidade de cana bisada e ao excesso de chuvas nas regiões produtoras.

⁹⁸ Estimado a partir de MAPA [146].

1.4.2 Projeção da área plantada no horizonte decenal

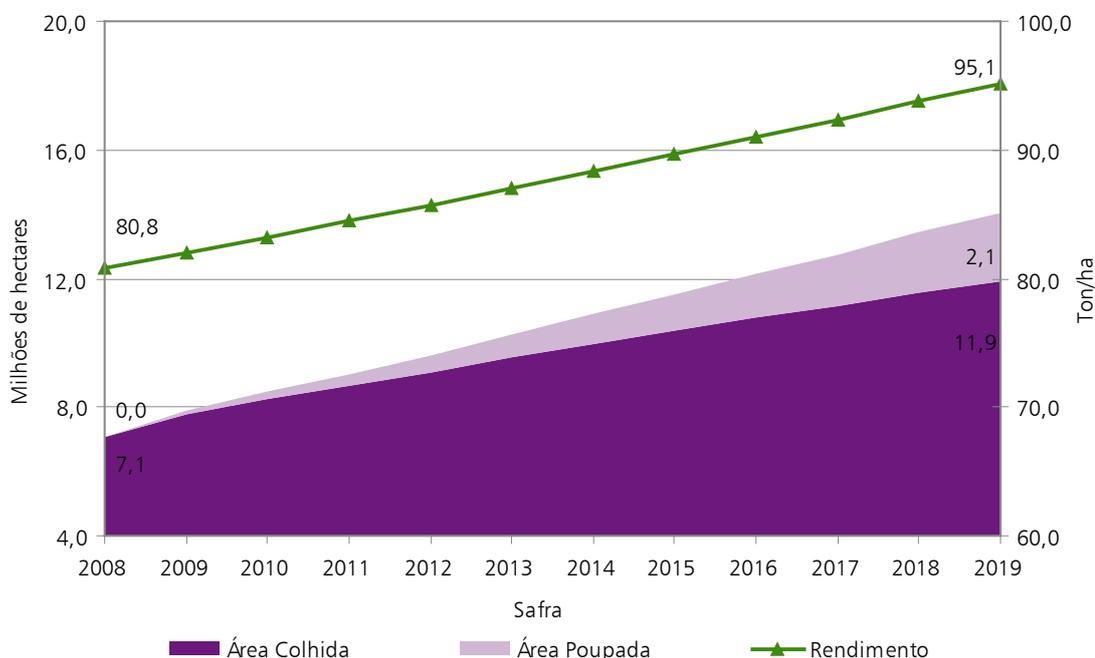
O Anuário Estatístico da Agroenergia [153] apresenta a evolução da área plantada de cana-de-açúcar no Brasil e da produtividade da cana para todos os fins (cana total) desde o início do Proálcool (1975). Esses dados permitem inferir que a taxa de crescimento observada no período 1975–2008 foi aproximadamente 1,5% a.a. e entre 2004 e 2008 foi de 1,2% a.a.. Caso seja considerada somente a cana destinada ao setor sucroalcooleiro, cuja produtividade é notoriamente superior à da cana total, a taxa observada no período 2004–2008 foi de 2,2% a.a., CONAB [120], [123].

Os ganhos de produtividade decorrentes de desenvolvimentos tecnológicos na produção de cana foram responsáveis pelo aumento da competitividade do setor e também pela menor ocupação de áreas agrícolas. Considerando os valores históricos do IBGE de 1975 até 2008, pode-se estimar que 5 milhões de hectares foram poupados neste período, tendo como referência os indicadores do ano de 1975.

Projeção

Para a projeção da cana-de-açúcar destinada ao setor sucroalcooleiro, adotou-se o aumento de produtividade agrícola de 1,5% a.a. do Instituto Agrônomo de Campinas (IAC) [159]. Apesar deste valor ser superior ao observado no período 2004–2008 para a cana total, esta taxa é conservadora com relação à cana destinada somente ao setor sucroalcooleiro neste mesmo período, conforme mencionado anteriormente. Os resultados apontam que, em 2019, a área colhida deverá ser de aproximadamente 11,9 milhões de hectares e a área poupada, de 2,1 milhões, tendo como referência o ano de 2008⁹⁹ (Gráfico 109).

Gráfico 109 – Projeção do Rendimento, área poupada e área colhida para o setor sucroalcooleiro.



Fonte: EPE

Além da aplicação dos critérios de zoneamento e aumento de produtividade da cana, a ocupação de novas áreas para o plantio pode ocorrer em áreas atualmente usadas na pecuária, através de seu adensamento. A ocupação média da pecuária brasileira é de uma cabeça de gado por hectare, ocupando uma área de 200 milhões de

⁹⁹ O ano de 2009 foi estimado a partir de 2008.

hectares. Caso fosse utilizado o mesmo índice de ocupação do Estado de São Paulo (1,4 cabeça/ha), a quantidade de terras disponibilizadas para alimentos e bioenergia atingiria o montante de 60 milhões de hectares [145].

1.4.3 Área disponível para o cultivo

A área total plantada de cana no ano de 2008 foi de 8,92 milhões de hectares, IBGE apud MAPA [153]. Deste montante, 7,1 Mha representam a área colhida para o setor sucroalcooleiro [122]. A área disponível no país para expansão agrícola é cerca de dez vezes maior que a área atualmente utilizada para cultura da cana-de-açúcar, conforme Tabela 155.

Tabela 155 – Estimativa de área agricultável do País (em milhões de hectares)

Área total do país	Área não indicada	Área para outros usos	Área total agricultável		
			Utilizada*	Cana	Disponível para agricultura
851	435	38	278	9	91

* exceto cana.

Fonte: MAPA [151]

O Zoneamento Agroecológico da Cana-de-açúcar, apresentado pelo MAPA em setembro de 2009 [132], enfatiza a possibilidade de expansão da área de cultivo, sem uso de áreas de biomas e com cobertura nativa e não afetando diretamente as terras para a produção de gêneros alimentícios. De acordo com este documento, as estimativas obtidas demonstram que o país dispõe de cerca de 65 milhões de ha de áreas aptas à expansão do cultivo com cana-de-açúcar, distribuídas conforme Tabela 156.

Tabela 156 – Área apta à expansão do cultivo com cana-de-açúcar (Mha)

Alto potencial	Médio potencial	Baixo potencial	Total
19,3	41,2	4,3	64,7

Fonte: EMBRAPA [132]

1.5 Logística de transporte do etanol para exportação

1.5.1 Projetos e investimentos dutoviários para o transporte de etanol

Com a expansão da produção de etanol, será necessário investir em capacidade de armazenamento e transporte para o mercado interno e externo, que necessitará ser atendido com novos projetos de infraestrutura dutoviária, além de *piers* e de navios. Os investimentos previstos para os próximos anos, para os vários projetos propostos pelas empresas do setor, encontram-se na Tabela 157.

Tabela 157 – Resumo dos investimentos previstos para alcooldutos

Projetos	Distância (km)	Volume a ser escoado (bilhões de litros)	Início de Operação	Investimento (bilhões)
Petrobras	Dutos	~1.400*	2011**	US\$ 1,5 a 2,0
	Hidrovia	n/a	2012	
CentroSul	1.164	4,6	2011	R\$ 2,7
Uniduto	550	18,0	2011	R\$ 1,64

* Distância final, considerando a extensão até Senador Canedo;

** Ano em que será possível exportar o volume máximo.

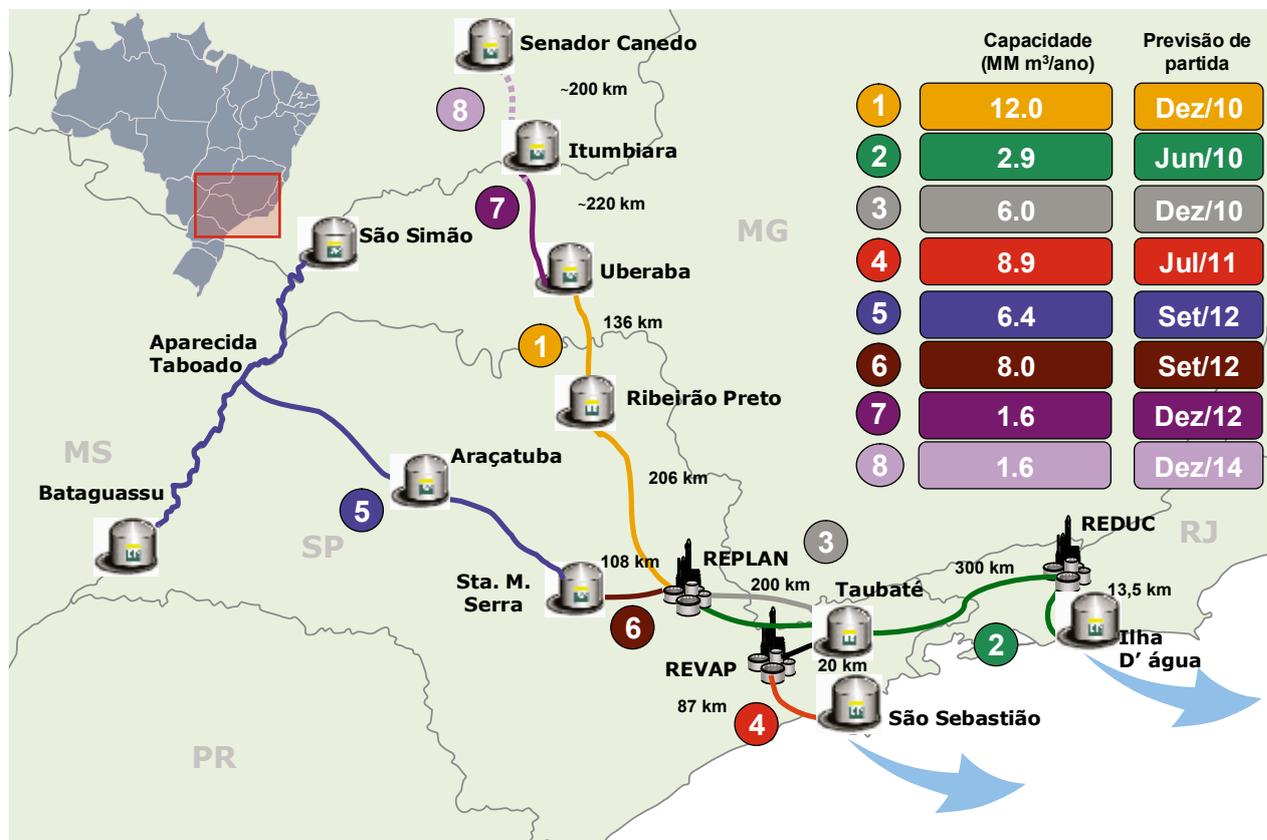
Fonte: EPE [117] [163] [181]

Sistema Integrado de Logística de Etanol – PMCC

Inserido no Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), o projeto denominado “Sistema Integrado de Logística de Etanol”, que está sendo construído pela PMCC (Petrobras, Mitsui e Camargo Correa), integra a Hidrovia e o Sistema de Escoamento Dutoviário de Álcool e Derivados (SEDA) da Petrobras. O operador desse sistema deverá ser a Transpetro.

Seu objetivo é ampliar a capacidade de escoamento, com enfoque principal na exportação, do etanol produzido no Oeste e Noroeste de São Paulo, Triângulo Mineiro, Sul de Goiás e Mato Grosso do Sul, para 12,9 bilhões de l/ano, com investimentos estimados de US\$ 1,5 a 2,0 bilhões [163]. O sistema permitirá a participação de novas empresas, seja como carregador, como sócio ou ambos. Os subprojetos, com suas características, estão indicados na Figura 21.

Figura 21 – Sistema Integrado de Logística de Etanol



Fonte: EPE adaptado da PMCC [163].

O duto Uberaba/Ribeirão Preto/REPLAN (trecho 1 da Figura 21) será instalado na faixa do OSBRA (Oleoduto São Paulo-Brasília), com possibilidade de alcançar 18 bilhões de l/ano, caso haja ampliação da capacidade de bombeio.

A otimização do sistema atual REPLAN/Terminal Ilha D'Água (SEDA RJ), (trecho 2 da Figura 21), consiste em melhorias no sistema de bombas e tanques, o que ampliará a capacidade de exportação de etanol de 600 milhões l/ano para cerca de 2,9 bilhões de l/ano. Após o SEDA Sudeste Etapa 1, o volume transportado passará a 4 bilhões de l/ano, a partir de Taubaté.

O duto REPLAN/Taubaté – SEDA Sudeste Etapa 1 (trecho 3 da Figura 21) será construído na faixa do gasoduto Campinas-Rio. A partir da sua instalação, 2 bilhões de l/ano de etanol poderão ser transportados para São Sebastião, passando por Taubaté, REVAP e Guararema.

Na construção do duto REVAP/São Sebastião – SEDA Sudeste Etapa 2 (trecho 4 da Figura 21), o etanol seguirá da REPLAN direto para São Sebastião, passando apenas por Taubaté e REVAP. No porto, um *pier* será adaptado para exportação de etanol.

A Hidrovia (trecho 5 na Figura 21) utilizará 80 barcas e 20 empurradores. Apesar da indefinição de alguns terminais, inicialmente será composta por Sta. Maria da Serra, Araçatuba, Aparecida do Taboado, Bataguassú e São Simão.

A construção do segmento entre Senador Canedo e Itumbiara (trecho 8 na Figura 21), ainda em estudo, será condicionada ao volume de etanol produzido nesta região e aos acordos a serem firmados para a integração com outros projetos.

A Tabela 158 mostra as cidades onde serão construídos os tanques de armazenagem de etanol, assim como a quantidade e seus volumes.

Tabela 158 – Tanques de armazenagem de etanol

Cidade	SEDA					Hidrovia*		
	Itumbiara	Uberaba	Ribeirão Preto	Guararema	São Sebastião	Sta. Maria da Serra	Araçatuba	Aparecida do Taboado
Número de tanques	2	5	5	2	2	6	4	4
Volume/tanque (M l)	20	15	40	65	65	5	8,6	4,65

Fonte: PMCC [163].

As informações sobre a tancagem da hidrovia são preliminares, pois dependerão dos contratos e volumes de etanol a serem captados nas respectivas áreas. Também serão instalados mais quatro tanques de 65 milhões de litros na região de São Sebastião, em local ainda a ser definido.

Em dezembro de 2009 o Projeto Básico foi finalizado e a empresa solicitou as Licenças Prévia (LP) e de Instalação (LI). O início da construção e montagem está previsto para o final do primeiro semestre de 2010.

CentroSul – Transportadora Dutoviária

A CentroSul – Transportadora Dutoviária [117], empresa criada pela Brenco, a qual foi incorporada pela ETH (braço de bioenergia do grupo Odebrecht) em fevereiro de 2010, planeja instalar uma infraestrutura logística integrada para o escoamento da produção de etanol da região Centro-Oeste. A produção seria advinda das usinas Brenco, da ETH e de terceiros.

O duto, de 1.164 km, com capacidade máxima de transporte de 8 bilhões de l/ano, ligará o Alto Taquari/MT até o Porto de Santos/SP. Haverá uma distribuição interna de 3,4 bilhões de l/ano e exportação de 4,6 bilhões l/ano.

O sistema conta ainda com oito terminais com capacidade de armazenagem total de 435 milhões de litros [114]. O projeto foi orçado em R\$ 2,7 bilhões, com estimativa de início de operação no final de 2011. A participação da Brenco no volume transportado é de 55%, o restante é dividido entre outros produtores (33%) e acordos ainda em estruturação (12%).

O EIA/RIMA e o Estudo de Análise de Risco (EAR) do empreendimento estavam em execução em dezembro de 2009.

Uniduto Logística S.A.

Cosan, Crystalsev e Copersucar, os três maiores grupos sucroalcooleiros do País, criaram a Uniduto Logística, para construir e operar um sistema de transporte de etanol por dutos [181]. Com aproximadamente 550 km, é constituído por três ramais: da região de Botucatu à região de Paulínia, da região de Serrana à região de Santa Bárbara D'Oeste e da região de Santa Bárbara D'Oeste ao Guarujá. Existe a possibilidade de transportar etanol também de outras regiões, pois o projeto contempla sua integração com ferrovias. Atualmente, a empresa é composta por 10 grandes grupos sucroalcooleiros, que contam com mais de 80 usinas dos Estados de São Paulo, Minas Gerais e Goiás.

Serão construídos centros coletores de etanol em Botucatu, Anhembi e Serrana e centros de distribuição em Santa Bárbara D'Oeste e na Região Metropolitana de São Paulo (RMSP). Também será construído um porto *offshore* no Guarujá, que permitirá o abastecimento de navios, inclusive de grande porte, através de um sistema de monobóia.

O investimento previsto é de R\$ 1,64 bilhão e a previsão de início das operações é para a safra 2011/2012. Projeta-se em 18 bilhões de l/ano a capacidade máxima de transporte, com exportação de 11 bilhões de l/ano, Uniduto [181].

Integração

Os projetos citados se sobrepõem e/ou se complementam em determinados trechos e, por isso, existem negociações entre as empresas sobre uma possível integração. Provavelmente permanecerá um trecho principal com ramais de outras regiões produtoras, construídos por diferentes empresas e com um possível redimensionamento dos projetos.

1.5.2 Portos, pier e navios

No Brasil, destacam-se oito portos para exportação de etanol, sendo Santos e Paranaguá os dois que mais exportaram em 2009, com 75,2% e 14,9%, respectivamente (Tabela 159).

Tabela 159 – Exportação de etanol em 2009 (MI) – Principais portos

Cabedelo	Maceió	Paranaguá	Suape	Rio de Janeiro	Santos	Vitória	São Luis	Total
19,7	199,9	489,5	50,8	36,2	2.477,4	11,9	8,9	3.294,3

Fonte: MDIC/SECEX/Aliceweb [157]

É projetado um volume adicional de 334 milhões de litros na capacidade de armazenagem dos portos brasileiros para os próximos anos, o que representa um aumento de 21,4% com relação à capacidade atual, Ageo/Copape [105]. Dentro de cinco anos, estarão em operação quatro novos *piers* na Ilha de Barnabé (Porto de Santos), sendo que dois deles já estão em fase adiantada de construção, com volume de 290 milhões de litros, o que corresponde a 86% das expansões previstas.

Segundo a Brasilship [112], em 2008 a frota para transporte de álcoolquímicos era de 2.110 navios e, destes, 109 seriam sucateados. É estimada a incorporação de 705 novos navios até 2012, incluindo os 475 estimados para 2009.

A partir dos portos, alguns dos maiores desafios logísticos consistem na operação portuária, na consolidação do mercado internacional de etanol e na possibilidade de utilização de navios de grande porte.

1.6 Etanol – considerações finais

O mercado brasileiro de etanol deve continuar crescendo, devido à expansão da frota de veículos *flex fuel* e à competitividade do etanol hidratado. O Brasil manter-se-á na liderança de vendas do mercado internacional, sem que isto represente risco ao abastecimento interno.

A demanda de etanol deverá ser atendida pela expansão da oferta, que ocorrerá pelo aumento da área de plantio de cana e do número de usinas, acrescentando-se também a aplicação de novas tecnologias.

Investimentos em projetos de novas usinas foram adiados em decorrência da crise mundial, mas deverão ser reativados, em função do crescimento do mercado.

A inclusão dos biocombustíveis na matriz energética é considerada estratégica pelos países desenvolvidos, visando à segurança energética e ao cumprimento de metas de redução de gases de efeito estufa.

O Brasil celebrou acordos de cooperação com vários países, o que incentivará a diversificação de produtos e o aumento de oferta de etanol, contribuindo para torná-lo no futuro uma *commodity*.

Tecnologias de uso final do etanol têm sido testadas, as quais deverão aumentar seu consumo. Exemplos são o E85 nos EUA, os motores ciclo diesel a etanol e os motores diesel-etanol.

Devido à recente crise econômica internacional, a tendência no curto prazo é de mercados mais protecionistas, sendo que os maiores importadores de etanol têm políticas próprias para atendimento às suas necessidades energéticas.

Os projetos de alcooldutos representam um avanço importante nas estratégias de expansão da oferta do etanol. É possível a integração dos projetos idealizados por Petrobras, Brenco e Uniduto, através da construção de um trecho principal do duto, com ramais administrativamente independentes.

2. Expansão da Oferta de Biodiesel

2.1 O consumo obrigatório de biodiesel 2010-2019

A Lei nº 11.097/05 estabeleceu que, a partir de janeiro de 2008, ao diesel comercializado no país, deveria ser adicionado o biodiesel. Inicialmente, a mistura conteria obrigatoriamente apenas 2%, alcançando 5% em 2013. A Resolução CNPE nº 02, de 13/03/2008, aumentou o percentual mínimo obrigatório para 3%, a partir de 1º de julho de 2008 e a Resolução CNPE nº 02, de 27/04/2009, elevou este mesmo percentual para 4%, a partir de 1º de julho de 2009. A Resolução CNPE nº 06, de 16/09/2009 antecipou o percentual de 5% para 1º de janeiro de 2010.

Aplicando-se estes percentuais à previsão do consumo regional de óleo diesel apresentada no Capítulo II, foram obtidas as estimativas apresentadas na Tabela 160.

Tabela 160 – Consumo obrigatório de Biodiesel por região (MI)

Região	Ano									
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Norte	261	276	279	296	313	331	351	371	393	410
Nordeste	360	380	403	427	454	481	511	543	576	605
Sudeste	1.113	1.181	1.253	1.329	1.410	1.496	1.587	1.684	1.787	1.877
Sul	491	521	553	586	622	660	700	743	788	828
Centro-Oeste	281	298	316	335	356	377	400	425	452	475
Brasil	2.506	2.656	2.804	2.974	3.155	3.346	3.550	3.767	3.996	4.194

Fonte: Elaborado a partir de EPE [134]

2.2 Os leilões e o estoque estratégico de biodiesel

Os leilões públicos garantem a compra e entrega de biodiesel para períodos especificados, antecipando os processos de planejamento dos fornecedores. O governo federal promove leilões para aquisição de biodiesel, preferencialmente de empresas contempladas com o Selo Combustível Social (SCS)¹⁰⁰. Os resultados dos últimos leilões são apresentados na Tabela 161.

¹⁰⁰ 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 161 – Resultado dos Leilões de Compra de Biodiesel pela ANP

Leilões	6º	7º	8º	9º	10º	11º	12º	13º	14º	15º	16º
Nº de vencedores	11	10	17	13	20	18	31	25	38	36	40
Volume arrematado (m³)	304.000	76.000	259.000	66.000	264.000	66.000	330.000	315.000	460.000	460.000	575.000
Preço médio (R\$/m³)	1.867,1	1.863,2	2.690,5	2.685,2	2.604,6	2.609,7	2.387,8	2.155,2	2.309,0	2.266,0	2.326,7
Deságio médio (%)	-22,20	-22,40	-4,00	-4,24	-0,59	-0,39	-0,51	-8,68	-2,16	-1,48	-0,99

Nota: Os volumes de biodiesel necessários para suprir demanda obrigatória são adquiridos por meio de leilões, onde 80% do volume total é reservado à empresas detentoras do Selo Combustível Social (SCS) e os 20% restantes são abertos à participação de qualquer empresa produtora.

Fonte: EPE a partir de dados ANP [107].

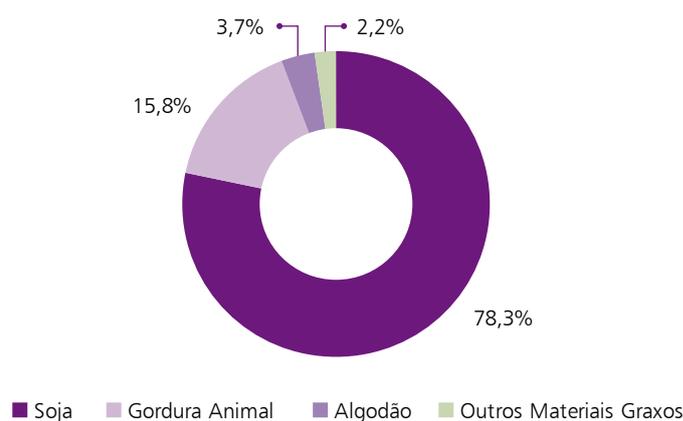
O estoque estratégico de biodiesel é importante, de forma a garantir a normalidade do abastecimento. A Portaria MME nº 338 (05/12/2007) estabeleceu diretrizes para a formação destes estoques estratégicos – os quais devem ser compatíveis com a demanda mensal. Tal Portaria define que os produtores e importadores de óleo diesel têm a responsabilidade pela compra e estocagem do biodiesel, proporcionalmente a sua participação no mercado.

2.3 Oferta de biodiesel

2.3.1 Disponibilidade de insumos para a produção de biodiesel

No âmbito do Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel (PNPB), as cinco culturas básicas são: a soja, a mamona, o dendê, o algodão e o girassol. O Gráfico 110 apresenta as matérias primas utilizadas na produção de biodiesel no ano de 2009, segundo informações prestadas pelos produtores à ANP. O óleo de soja representa o principal insumo utilizado para produção do biodiesel comercializado nestes leilões, com o sebo bovino aparecendo com a segunda participação.

Gráfico 110 – Matérias-primas utilizadas para produção de biodiesel



Fonte: ANP [108]

Estima-se que o óleo de soja continuará sendo a principal matéria-prima para a produção de biodiesel no período decenal. Outros insumos, tais como gordura animal, dendê, mamona e algodão, provavelmente serão utilizados como insumos complementares, sem, no entanto, alterar significativamente as porcentagens do *mix* atual. A continuidade das pesquisas ora em progresso poderá distinguir outras oleaginosas para a composição da cesta de cultivos disponíveis para extração de óleo destinado a produção de biodiesel, a exemplo do pinhão manso.

O Gráfico 111 indica a produção de óleo de soja projetada pelo MAPA [154], o consumo de biodiesel projetado pela EPE e a parcela de biodiesel que deverá ser produzida com óleo de soja no período decenal, considerando o índice médio dos últimos leilões.

Gráfico 111 – Produção de Óleo de Soja x Demanda de Biodiesel 2010-2019



Fonte: Elaboração EPE a partir do MAPA [154]

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 ANP¹⁰¹ para comercialização é apresentada na Tabela 162.

¹⁰¹ O processo de construção e operação de uma usina de biodiesel requer junto à ANP autorizações de construção, operação e comercialização.

Tabela 162 – Capacidade instalada de processamento de biodiesel

Região	Ml/ano	
	Operação	Comercialização
Norte	203,0	203,0
Nordeste	824,7	823,8
Sudeste	887,1	750,8
Sul	942,2	927,8
Centro-Oeste	1.799,0	1.467,9
Brasil	4.656,0	4.173,4

Nota: As licenças de operação e comercialização fornecidas pela ANP referem-se, respectivamente, às usinas prontas para produção e àquelas que já produzem o biodiesel certificado para comercialização.

Fonte: EPE, a partir de dados ANP [108].

Destaca-se que 89% das usinas autorizadas para operação já possuem licença para comercialização.

2.4 Perspectivas de preços de biodiesel

O custo da matéria-prima tem um grande peso sobre o preço final do biodiesel. De acordo com a Agência Internacional de Energia [149], ele representa entre 85% e 92% do custo total. Os custos de conversão estão entre 8% e 15%, nas plantas industriais de grande escala e entre 25% e 40%, nas plantas de pequena escala.

Para o cálculo dos preços, foram consideradas as projeções das cotações de mercado das matérias-primas, além dos custos médios de conversão, dos tributos incidentes (PIS e COFINS) e da margem média de remuneração por distribuição e revenda. Não foram considerados o ICMS e a margem de remuneração do empreendedor.

A Tabela 163 apresenta a projeção de preços dos insumos graxos ao longo do horizonte decenal.

Tabela 163 – Preços dos Insumos Graxos (US\$/t)

Ano	Soja (média)	Girassol	Dendê	Sebo	Mamona nacional	Fritura	Borra
2010	841,17	1.029,49	658,88	793,08	832,47	504,70	168,23
2011	915,91	1.097,42	706,45	863,55	906,44	549,55	183,18
2012	991,87	1.140,41	743,15	935,17	981,61	595,12	198,37
2013	1.024,97	1.172,38	772,11	966,37	1.014,37	614,98	204,99
2014	1.057,27	1.205,40	799,57	996,83	1.046,34	634,36	211,45
2015	1.079,03	1.235,95	825,79	1.017,35	1.067,87	647,42	215,81
2016	1.101,25	1.262,69	852,01	1.038,30	1.089,86	660,75	220,25
2017	1.126,34	1.291,77	879,29	1.061,96	1.114,70	675,81	225,27
2018	1.148,72	1.316,00	905,44	1.083,05	1.136,84	689,23	229,74
2019	1.217,10	1.369,65	942,92	1.147,52	1.204,51	730,26	243,42

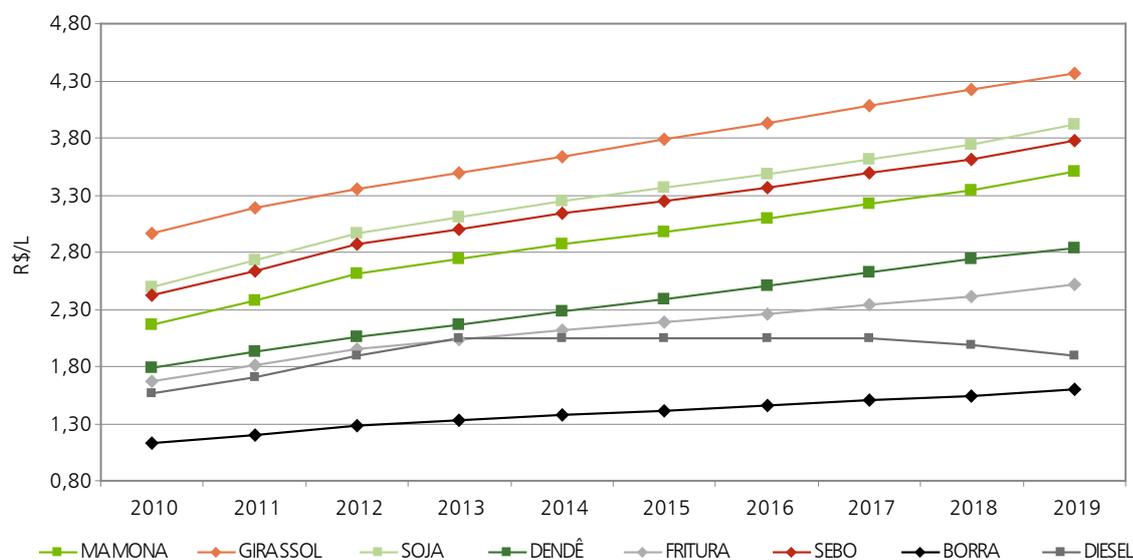
Fonte: EPE, a partir de FAPRI [144], CONAB [123] e ABOISSA [106].

O Gráfico 112 contrapõe as estimativas de preços do biodiesel de diversos insumos e a projeção de preço médio do óleo diesel ao consumidor (sem ICMS), entre as regiões geográficas brasileiras. Somente a borra de ácidos graxos é capaz de prover biodiesel a preços menores que o diesel em todo o período decenal. Dentre os insumos cultivados, o dendê e a mamona (“preços CONAB”) são os que permitem preços mais próximos dos estimados para o diesel, seguidos pela soja.

Os insumos residuais (gorduras animais, borras¹⁰² e óleos de fritura usados) são subprodutos dependentes de outros mercados e sua quantidade estará sempre limitada àquela do produto principal.

¹⁰² Ácidos graxos resultantes do refino dos óleos vegetais.

Gráfico 112 – Projeção de preços de diesel e preços mínimos de biodiesel 2010-2019



Nota: As fontes de dados para os preços do óleo diesel, óleos vegetais e gorduras animais são distintas. Somente a do diesel está focada em mercados energéticos. As demais projeções podem apresentar alterações, em função do aumento de produção focado neste segmento. Fonte: Elaboração EPE.

2.5 Potencial de consumo

Entende-se por “consumo além do obrigatório”, os volumes de biodiesel acima dos estabelecidos pela Lei nº 11.097/05, que poderiam ser aproveitados, considerando a capacidade instalada das usinas brasileiras.

Uma das condições necessárias ao uso do biodiesel em percentuais superiores ao estabelecido em lei é a viabilidade financeira desta iniciativa, que é influenciada fortemente pelos preços das matérias-primas. Um cenário de preços de insumos elevados com expectativa de manutenção deste patamar no curto e médio prazos, associados à previsão de preços menos elevados do petróleo, desestimulam o uso de biodiesel no Brasil além do mandatório.

Conforme estudo já realizado no PDE 2008-2017, os preços de biodiesel continuam acima do preço do diesel neste horizonte decenal, o que retira a competitividade do biocombustível, mesmo na utilização em sistemas autoprodutores¹⁰³.

¹⁰³ Autoprodução: o produtor rural produz o biodiesel, a partir de insumos por ele produzidos, podendo utilizá-lo para abastecimento de veículos e outros equipamentos em sua propriedade, sem fato gerador de tributos.

2.6 Balanço de capacidade instalada e demanda de biodiesel

A Tabela 164 mostra o consumo de biodiesel no decênio, considerando o percentual de 5% em todo o período decenal.

Tabela 164 – Consumo de Biodiesel (MI)										
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Obrigatório	2.506	2.656	2.804	2.974	3.155	3.346	3.550	3.767	3.996	4.194
% consumo diesel	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0

Fonte: EPE

A produção de biodiesel em 2009 foi de 1,61 bilhões de litros.

A Tabela 165 consolida as informações sobre a capacidade de processamento de biodiesel, a projeção do consumo obrigatório e os balanços nacional e regional, identificados pela diferença entre o potencial de oferta a partir da capacidade instalada e o consumo obrigatório de biodiesel, para os anos de 2010 e 2019. Para o ano de 2010, esta avaliação considerou somente as usinas que já possuem autorização para comercialização pela ANP. Para 2019, foram consideradas também aquelas que possuem autorização para operação e aguardam autorização de comercialização.

Tabela 165 – Capacidade de Processamento de Biodiesel e Consumo Obrigatório em 2010 e 2019 (MI)						
Região	Capacidade instalada 2010	Obrigatório 2010	Capacidade instalada 2019	Obrigatório 2019	Balanço 2010	Balanço 2019
Norte	203,0	261	203,0	410	(57,7)	(207,0)
Nordeste	823,8	360	824,7	605	463,8	219,7
Sudeste	750,8	1.113	887,1	1.877	(362,5)	(989,7)
Sul	927,8	491	942,2	828	437,0	114,4
Centro-Oeste	1.467,9	281	1.799,0	475	1.186,9	1.324,3
Brasil	4.173,4	2.506	4.656,0	4.194	1.667,4	461,7

Fonte: EPE, a partir de dados ANP [108].

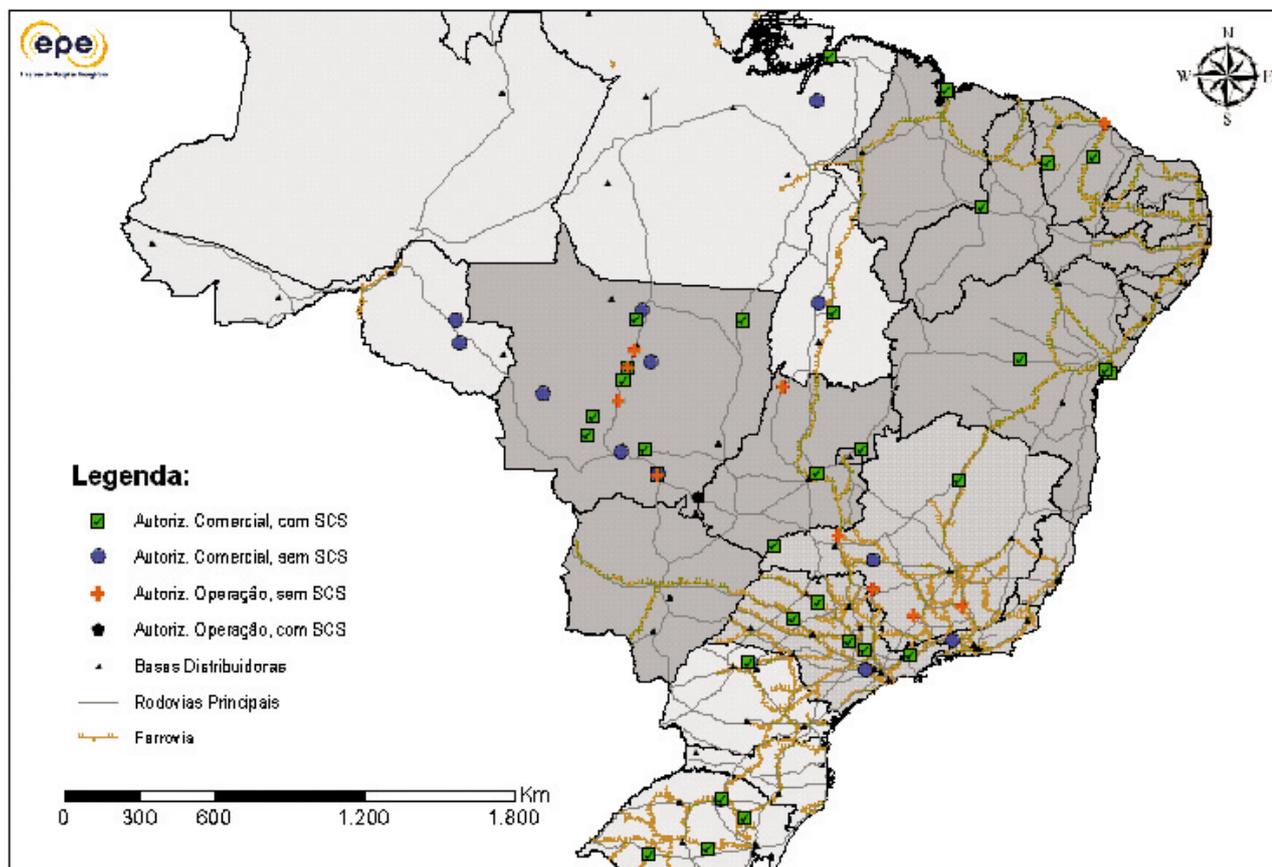
Pode-se depreender que as regiões Centro-Oeste, Nordeste e Sul disporão de capacidade instalada suficiente para atender sua própria demanda projetada em 2010 e 2019, enquanto as regiões Sudeste e Norte não serão autossuficientes em capacidade, caso não sejam construídas outras usinas. Estas contarão com excedente de capacidade das outras regiões, em especial do Centro-Oeste, para atender às suas necessidades. Ainda assim, o balanço nacional entre a capacidade instalada e a demanda obrigatória mostra-se positivo nestes anos, restando capacidade adicional de 1.667 e 462 milhões de litros em 2010 e 2019, respectivamente. Ainda existem 20 novas plantas em processo de autorização de construção [108], o que representaria investimentos de R\$ 477 milhões no período decenal.

Durante o período decenal, verifica-se que a capacidade instalada não será um fator restritivo para atendimento da demanda. Já o preço da matéria-prima poderá ser limitante para a expansão de uso do biodiesel.

2.7 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 22. Nessa figura, aparecem legendadas as usinas de produção de biodiesel que aguardam autorização da ANP e aquelas já autorizadas pela Agência. As usinas portadoras do Selo Combustível Social (SCS) referem-se àquelas que possuem isenção de tributos por utilizarem matéria prima oriunda da agricultura familiar.

Figura 22 – Usinas de Biodiesel Autorizadas e em Processo de Autorização. Malha Rodoviária e Ferroviária Atual.



Fonte: Elaboração EPE a partir de ANP [108].

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 [111]. Assumindo que os caminhões-tanque precisem, em média, de dois dias (ida e volta) para entregar o biodiesel às bases das distribuidoras¹⁰⁴, temos o seguinte cenário para a transferência intra-regional:

- em 2010: o Centro-Oeste demandará 62 caminhões-tanque de 30 mil l/dia; o Norte, 58; o Nordeste, 80; o Sul, 109 e o Sudeste, 247. No total, serão necessários, no mínimo, 556 caminhões-tanque/dia.
- em 2019: o Centro-Oeste requererá 106 caminhões-tanque/dia; o Norte, 91; o Nordeste, 134; o Sul, 184 e o Sudeste, 417. No total, serão necessários 932 caminhões-tanque/dia.

A quantidade de caminhões-tanque necessários ao transporte de biodiesel é pequena. Para 2010, somente 0,77% da frota atual (72.692¹⁰⁵) [109] seria utilizada. Em 2019, mesmo que não haja acréscimo nessa frota, o número de caminhões-tanque representaria somente 1,28%.

¹⁰⁴ Considera-se que as bases mais distantes das usinas situam-se em distância máxima de 600 quilômetros.

¹⁰⁵ Número total de caminhões-tanque cadastrados pela ANTT, não somente os veículos dedicados ao transporte de combustíveis.

Para atender à demanda obrigatória de biodiesel em 2019, com as capacidades instaladas declaradas atualmente, haveria a necessidade de transferência para a região Sudeste de 2,7 milhões de l/dia e para a região Norte 0,57 milhões de litros/dia que seriam supridas pelas regiões Nordeste e/ou Centro-Oeste. No médio prazo, o transporte de biodiesel tende a permanecer no modal rodoviário por questões de escala. Caso haja novos fatos que impulsionem consumos maiores que os previstos na legislação atual, esse modal poderá ser remodelado.

Havendo um aumento expressivo da escala de produção, o modal ferroviário apresenta-se como alternativa, pois a maioria das usinas e bases de distribuidoras está localizada nas proximidades de ferrovias.

2.8 Biodiesel – considerações finais

Não obstante o sucesso de sua implementação com o alcance antecipado das metas de participação na mistura com o diesel, não se vislumbra a utilização do biodiesel, no horizonte decenal, além do percentual obrigatório.

A matéria-prima é responsável por cerca de 80% do custo de produção do biodiesel e as projeções indicam que os preços dos insumos cultivados continuarão em 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, mas é recomendável para o Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel, em termos estratégicos, o desenvolvimento de cultivos energéticos alternativos para o biodiesel, a preços mais competitivos.

Ainda que o balanço nacional entre a capacidade instalada e a demanda obrigatória mostre-se positivo ao longo de todo o período decenal, as regiões Sudeste e Norte não serão autossuficientes – caso não sejam construídas outras usinas. Prevê-se um excedente de 462 milhões de litros de capacidade instalada em 2019, caso a vigência do B5 permaneça até este ano.

3. Biomassa de Cana-de-Açúcar para Oferta de Energia Elétrica

O Brasil se destaca como uma das referências no mercado mundial de produtos agrícolas em virtude de sua disponibilidade de terra arável, da possibilidade de múltiplos cultivos ao longo do ano, da intensa radiação solar recebida, do desenvolvimento tecnológico e de uma agroindústria consolidada.

Em relação à cana-de-açúcar, o país possui inúmeras vantagens naturais. A área colhida para o setor sucroalcooleiro na safra 2008 foi de 7,1 milhões de hectares [122], sendo cerca de 60% para a produção de etanol e o restante para a produção de açúcar [153].

No processamento industrial da cana-de-açúcar para a produção de açúcar e etanol, a principal biomassa residual é o bagaço, material constituído por fibras celulósicas moídas. Sendo uma das fontes renováveis com grande potencial energético, o bagaço é utilizado na geração de energia elétrica para consumo próprio das usinas do setor sucroalcooleiro, havendo também a possibilidade de venda do excedente de eletricidade para o Sistema Interligado Nacional (SIN).

Entretanto, em relação ao volume total de bagaço produzido no Brasil, a quantidade de energia elétrica excedente comercializada a partir deste insumo ainda é pequena. Em virtude desse potencial não aproveitado e do interesse do governo em ampliar, diversificar e aumentar a participação de fontes renováveis na matriz energética nacional, o aumento da geração de energia elétrica excedente pelas usinas tem sido estimulado, principalmente através dos leilões de energia.

É importante registrar que, além do bagaço, a cana-de-açúcar também gera biomassa composta por palha e pontas, que é quase integralmente descartada. Devido à prática de queima antes do corte e ao alto potencial poluidor desta prática, a atual legislação ambiental regulamentou prazos para seu fim, o que irá resultar em uma quantidade adicional de biomassa residual disponível no campo e com real possibilidade de ser parcialmente empregada como insumo energético.

Neste item, será analisada a quantidade de energia oriunda do bagaço da cana-de-açúcar já contratada no setor elétrico, sendo posteriormente elaboradas estimativas da oferta de biomassa de cana e de seu potencial de geração de energia elétrica.

3.1 O setor sucroalcooleiro e os leilões de energia elétrica

A comercialização de energia elétrica é realizada em dois ambientes de mercado, o Ambiente de Contratação Regulada – ACR e o Ambiente de Contratação Livre – ACL. 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 Ambiente de Contratação Livre, 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 à distribuidora a aquisição de energia neste mercado.

Em ambos os mercados, os contratos firmados entre as partes devem ser registrados na CCEE e servem de base para a contabilização e liquidação das diferenças no mercado de curto prazo.

As térmicas de biomassa de cana-de-açúcar têm comercializado energia elétrica nos dois ambientes de contratação, Livre e Regulado. Iniciativas do Governo Federal têm adicionado energia de fontes alternativas no ACR. Uma das primeiras medidas neste sentido foi o Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA. Por seu intermédio, já foram contratados cerca de 200 MWmed advindos de usinas do setor sucroalcooleiro.

Outra modalidade de fomento da oferta de energia no Ambiente de Contratação Regulada consiste nos leilões de energia. A partir de 2005, foram realizados onze leilões de energia nova ou de reserva, havendo venda de energia advinda de usinas que utilizam bagaço de cana-de-açúcar em sete deles, totalizando 887 MWmed. Dentre estes, destaca-se o Leilão de Energia de Reserva (LER), realizado em 2008, exclusivamente para as usinas de biomassa. Neste leilão, foram contratados 525 MWmed de energia oriundos das usinas sucroalcooleiras.

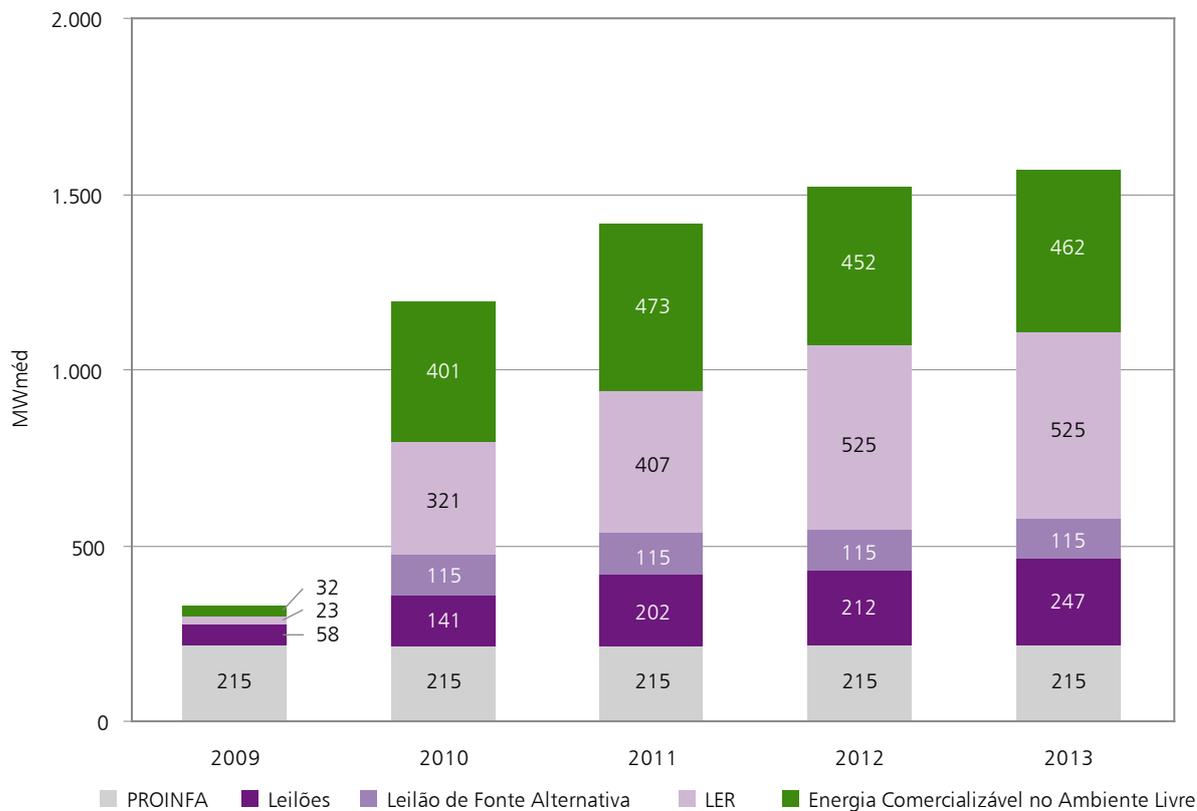
A crescente participação desta fonte no Sistema Interligado Nacional também é decorrente do processo tecnológico de modernização dos equipamentos de geração disponíveis ao setor.

O Gráfico 113 ilustra a energia elétrica de bagaço de cana-de-açúcar contratada no ACR, cujo montante atinge 887 MWmed em 2013. Futuros leilões de energia poderão incrementar este valor. Cabe ressaltar que, neste gráfico, não foi considerada a energia disponibilizada pelas usinas que já possuíam contratos de venda de energia anteriores ao novo modelo do setor elétrico, estabelecido em 2004.

A quantidade de energia elétrica contratada das usinas vencedoras dos leilões é menor ou igual à garantia física¹⁰⁶ desses empreendimentos. Sendo assim, ainda há um excedente disponível para comercialização no ACR superior a 462 MWmed, em 2013, conforme mostrado no Gráfico 113.

¹⁰⁶ Garantia Física: quantidade máxima de energia que as usinas hidrelétricas, termelétricas e projetos de importação de energia podem comercializar [136].

Gráfico 113 – Energia contratada das usinas vencedoras nos Leilões de Energia Nova



Fonte: EPE

Adicionalmente a estas quantidades apresentadas no gráfico, o setor sucroalcooleiro poderia disponibilizar 981 MW de potência referentes às usinas que venceram o leilão do ICG realizado pela ANEEL, mas não possuem contratos de comercialização nos leilões de energia nova ou no PROINFA.

3.2 Oferta de biomassa de cana-de-açúcar

Neste item, será estimada a oferta de biomassa oriunda da quantidade de cana-de-açúcar que deverá ser processada para atender a demanda de etanol e açúcar, com vistas a subsidiar o cálculo do potencial de geração de energia elétrica.

As projeções de demanda de etanol da EPE e da demanda de açúcar do MAPA foram utilizadas neste estudo para o cálculo de oferta decenal de bagaço de cana-de-açúcar.

Conforme o item 1.1.3 deste capítulo, a produção de etanol no Brasil alcançará 64,0 bilhões de litros em 2019. Quanto à produção de açúcar, projeta-se a partir do MAPA uma oferta de 48,6 milhões de toneladas em 2019 [155]. Desta forma, foi estimada 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, conforme apresentado na Tabela 166.

Tabela 166 – Projeção da oferta de biomassa de cana-de-açúcar

Ano	Cana de açúcar (Mt)	Bagaço (Mt)	Palha e ponta (Mt)
2010*	685,44	185,07	106,24
2011	730,45	197,22	113,22
2012	776,22	209,58	120,31
2013	829,36	223,93	128,55
2014	879,98	237,59	136,40
2015	929,48	250,96	144,07
2016	979,14	264,37	151,77
2017	1.028,82	277,78	159,47
2018	1.084,76	292,89	168,14
2019	1.135,25	306,52	175,96
Acréscimo (Mt) **			
2010–2019	512,8	138,4	79,5
Varição (% a.a.)**			
2010–2014	7,2%		
2014–2019	5,2%		
2010–2019	6,2%		

Nota: Considerou-se que cada tonelada de cana de açúcar dá origem a 270 kg de bagaço e disponibiliza 155 kg de palha e ponta para uso [124].

(*) Acréscimos (Mt) em 2010 em relação a 2009: 63,0 / 17,0 / 9,8 para cana-de-açúcar / bagaço / palha e ponta.

(**) Variações nos períodos indicados em relação a 2009 e 2014.

Fonte: EPE

3.3 Potencial técnico de geração de energia elétrica da biomassa de cana-de-açúcar

Para elaborar a projeção decenal do potencial técnico de exportação de energia elétrica proveniente das usinas do setor sucroalcooleiro para o SIN foram utilizados os dados técnicos dos empreendimentos cadastrados no Leilão de Energia de Reserva de 2008, de domínio exclusivo da EPE. Dentre estes, destacam-se a capacidade de processamento de cana-de-açúcar (em toneladas) e a garantia física (em MWmed), os quais permitiram calcular um fator médio de exportação de 78,51 kWh por tonelada de cana processada. Cabe registrar que o bagaço de cana foi o combustível declarado por todas as usinas.

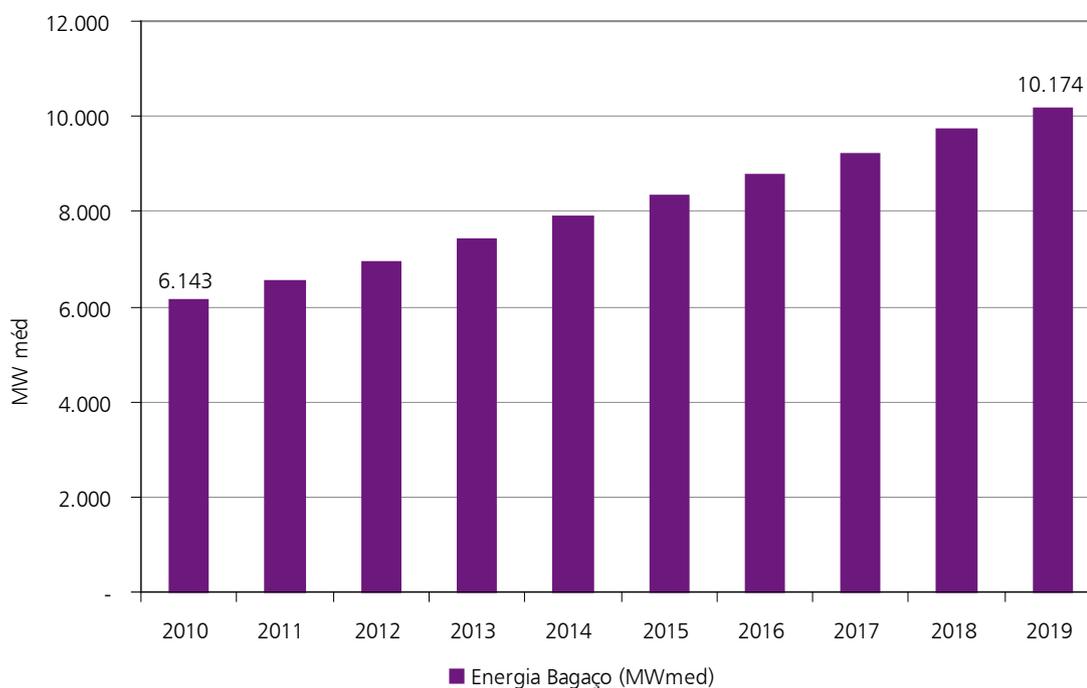
O cálculo do potencial técnico máximo de energia dessa fonte que poderia ser exportado ao SIN estabeleceu como premissa que todas as usinas sucroalcooleiras (aquelas já existentes e as que serão construídas com vistas ao atendimento da oferta de etanol e açúcar ao longo do período decenal) apresentariam o mesmo potencial de exportação de energia elétrica para o SIN dos empreendimentos cadastrados no LER 2008.

Neste sentido, considerou-se que todo o bagaço gerado pelo setor sucroalcooleiro seria direcionado à geração de energia elétrica (autoconsumo e exportação). Aplicando-se o fator médio de 78,51 kWh/tc ao total de cana processada a cada ano, obtém-se o potencial técnico máximo de energia elétrica oriunda do bagaço da cana-de-açúcar que poderia ser adicionado ao Sistema Interligado Nacional, segundo as premissas explicitadas.

Cabe registrar que os dados referentes à potência nominal e ao autoconsumo dos empreendimentos cadastrados no LER2008 mostram-se de grande relevância para a avaliação da relação entre a quantidade de energia que é consumida pelas usinas sucroalcooleiras em seu processo produtivo e aquela passível de comercialização, bem como para a análise da evolução tecnológica que vem ocorrendo no setor, no que diz respeito à geração de energia elétrica. Em 2005, 85,2% da energia elétrica gerada no parque sucroalcooleiro nacional eram direcionados ao autoconsumo [138] – restando a menor parcela (14,8%) para exportação ao SIN. Já para as usinas cadastradas no LER2008, o autoconsumo representa apenas 23%, sendo 77% o potencial de exportação.

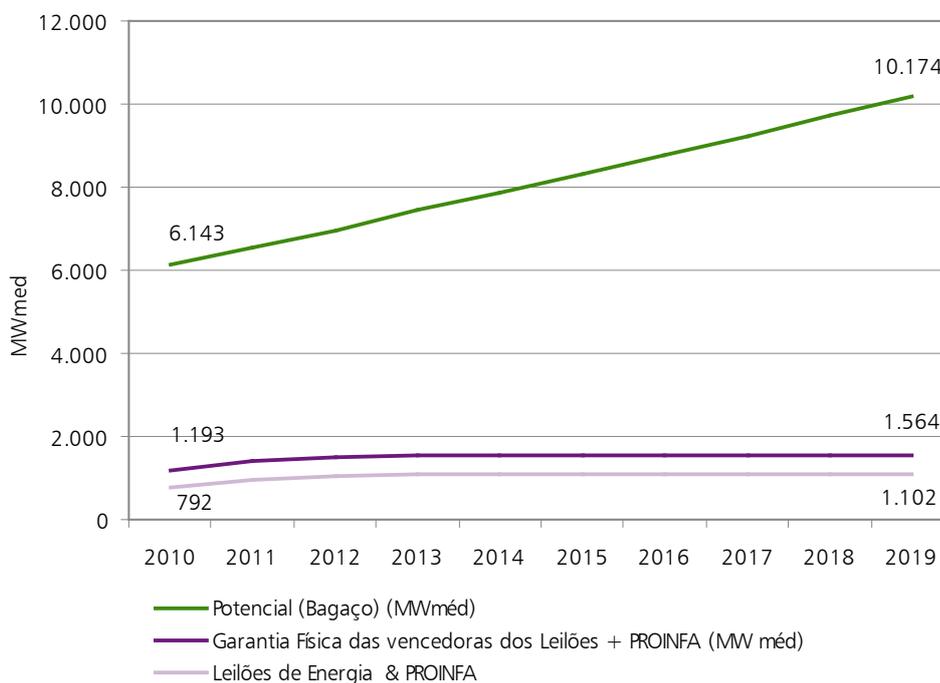
O Gráfico 114 apresenta os resultados encontrados. Pode-se observar que o pleno aproveitamento do bagaço de cana-de-açúcar possibilitaria ofertar, em 2019, um valor superior a 10 GWmed.

Gráfico 114 – Potencial técnico de exportação de energia elétrica a partir de bagaço para o SIN, 2010-2019



O Gráfico 115 contrapõe o potencial de energia elétrica oriunda do bagaço de cana-de-açúcar que pode ser exportado ao SIN e a energia já contratada no mercado regulado. A diferença entre esses valores indica uma possível oferta adicional de energia superior a 9,1 GWmed em 2019. Para fins comparativos, é também apresentada a curva com a garantia física dos empreendimentos que comercializaram energia no ACR.

Gráfico 115 – Energia contratada x potencial técnico de bagaço de cana-de-açúcar



Para o cálculo do potencial técnico do aproveitamento da palha e ponta, uma vez que as usinas que participaram do LER 2008 não declararam esta biomassa como insumo, foram utilizados os seguintes fatores de exportação de energia da literatura: 500 kWh/tonelada de palha e ponta [119] e 787,5 kWh/tonelada de palha e ponta [139].

O estudo considerou que somente as usinas da região Centro-Sul¹⁰⁷ estarão aptas a dispor desta biomassa, dado que a declividade observada na maior parte da região Nordeste não permite a mecanização da colheita, o que inviabiliza o aproveitamento da palha e ponta. Avaliou-se também que a biomassa residual (palha e ponta) estará disponível apenas a partir de 2012, em virtude do cronograma de mecanização. Os resultados apontam que o potencial técnico de exportação de energia a partir de palha e ponta seria de 8,9 GWmed até 14,1 GWmed ao fim do período decenal.

3.4 Biomassa de cana-de-açúcar – considerações finais

O Brasil possui características econômicas, edafoclimáticas, tecnológicas e sociais que o potencializam como grande produtor de cana-de-açúcar. O setor sucroalcooleiro desempenha um papel importante no cenário energético brasileiro, através da produção do etanol para consumo veicular e na venda de energia elétrica para o SIN.

As projeções de demanda de etanol e açúcar, elaborados pela EPE e pelo MAPA, respectivamente, apontam uma crescente necessidade de processamento de cana-de-açúcar. O aproveitamento energético do bagaço oriundo deste processamento apresenta vantagens econômicas e ambientais.

Atualmente, o Estado de São Paulo é a unidade federativa mais importante no cenário sucroalcooleiro. A Lei Estadual nº 11.241/2002 estipulou um cronograma gradativo de extinção da queima da cana-de-açúcar, determinando a sua erradicação para o ano de 2021 nas áreas mecanizáveis (declividade máxima de 12%) e 2031 para áreas não mecanizáveis. Tais prazos foram reduzidos para 2014 e 2017, respectivamente, através do Protocolo Agroambiental do Setor Sucroalcooleiro Paulista, firmado em 2007 pelo Governo Estadual e UNICA. Deste modo, uma quantidade adicional de biomassa de cana, disponibilizada sob a forma de palha e ponta, poderá ser utilizada também como insumo energético.

Com base no exposto, nota-se que o país tem um grande potencial de utilização da biomassa de cana-de-açúcar para geração de energia elétrica, sendo necessária a articulação entre os diversos atores que atuam neste segmento, a fim de tornar o potencial técnico, estimado anteriormente, em realidade de projetos.

¹⁰⁷ As usinas do Centro-Sul processam 89% do total de cana do Brasil.





ASPECTOS DE SUSTENTABILIDADE



IX	EFICIÊNCIA ENERGÉTICA	256
1	Conceitos e definições	256
2	Principais Resultados	258
2.1	Setor residencial	259
2.2	Setor industrial	260
2.3	Setor comercial	263
2.4	Outros setores	264
X	ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL	265
1	Considerações Iniciais	265
2	Critérios e Procedimentos	265
3	Geração Hidrelétrica	267
4	Transmissão de Energia Elétrica	272
5	Produção de Petróleo e Gás Natural	276
5.1	Análise Socioambiental do Setor Petrolífero	276
5.2	Benefícios Socioeconômicos	277
6	Oferta de Gás Natural	278
6.1	Análise Socioambiental da Malha Planejada	281
6.2	Benefícios Socioeconômicos	282
7	Oferta de Biocombustíveis Líquidos	282
7.1	Etanol	283
7.2	Biodiesel	287
8	Emissões de Gases de Efeito Estufa	288
9.	Indicadores Socioambientais	296
10	Desafios para Sustentabilidade	298
11	Considerações Finais	299



IX – EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

O objetivo deste capítulo é destacar premissas de eficiência energética utilizadas nas projeções de demanda de energia e os respectivos montantes conservados. Para os setores industrial e de transportes foi analisado o consumo e o potencial de conservação referente à energia total (inclusive eletricidade). Para os demais setores – agropecuário, comercial/público, residencial e energético – apenas a eletricidade foi objeto de análise.

1. Conceitos e definições

A eficiência energética é considerada pela EPE em suas projeções de demanda de energia como parte da metodologia de projeção por setor de consumo. A metodologia utilizada na elaboração dessas projeções pode ser encontrada de forma mais detalhada em Nota Técnica específica sobre o tema [185].

Eficiência energética

Um primeiro conceito a ser examinado refere-se ao de eficiência energética, que para o presente estudo, é definida como sendo a relação entre um bem produzido ou serviço realizado e a quantidade de energia final utilizada.

Assim, fica destacado que:

- A eficiência é associada à quantidade efetiva de energia final utilizada e não a um mínimo necessário – o que se aproximaria mais de potencial;
- O conceito 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 pertinente considerar a energia requerida para prestação do serviço.

As referências à eficiência energética ao longo do Plano Decenal serão 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 será expressa com utilização de indicadores socioeconômicos, como o consumo por residência ou por habitante.

Outras expressões serão utilizadas, a despeito de questionamentos sobre sua conveniência ou atualização. Energia conservada, por exemplo, será 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, tendo em vista sua larga aplicação na literatura, expressões como “conservação de energia” e “energia conservada” serão utilizadas para indicar o processo (conservação) ou resultados de redução no consumo final de energia.

Ressalta-se que, ao longo deste capítulo, será buscada a indicação destes montantes de energia conservada. Tais valores indicarão a diferença entre a projeção do consumo final de energia, incorporando ganhos de eficiência energética, e o consumo que seria verificado caso fossem mantidos os padrões tecnológicos observados para o ano base do Plano Decenal, ou seja, em 2009. Trata-se de uma consideração extremamente importante:

- 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 à sua produção ou realização;
- Não são consideradas mudanças de hábitos ou regime de operação de equipamentos, mas apenas ganhos associados ao consumo específico de cada equipamento ou processo avaliado.

Indicadores de eficiência energética

Cabe apresentar os critérios possíveis para expressão da eficiência energética associada aos setores ou atividades econômicas. A terminologia para os indicadores utilizados na análise e elaboração do Plano Decenal é a seguinte:

Tabela 167 – Indicadores energéticos, conceitos e unidades no PDE 2019

Indicador	Expressão	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 valor adicionado	MWh/R\$ tep/R\$
Consumo específico	Consumo final de energia por unidade física de produto	MWh/ton tep/ton

⁽¹⁾ Em função dos valores expressos, as unidades poderão ser revistas para múltiplos ou submúltiplos das indicadas.

Fonte: EPE

Energia útil

Outro conceito utilizado nas análises e projeções de demanda do Plano Decenal 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 tem como ano base 2004 (MME/FDTE, 2005). De acordo com o documento, a energia útil é a parcela da energia final efetivamente utilizada em um dado uso, ou seja, a energia final menos as perdas. Expressa de outra forma, corresponderia ao produto da energia final por um rendimento energético.

Com relação ao conceito de rendimento energético, o adotado na formulação do BEU “se refere apenas à primeira transformação de energia do processo produtivo”, tratando-se de uma simplificação e reduzindo o potencial de economia calculado por não considerar perdas (e consequentes oportunidades de aumento da eficiência) para todo o sistema energético: 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 no Brasil, que pode ser considerado como um “rendimento real”;
- Um rendimento de referência, correspondendo a um máximo valor disponível no mercado para determinada tecnologia (como indicado no documento: “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”).

Progressos tendencial e induzido

As análises realizadas no PDE 2019 consideram a existência de dois movimentos relacionados ao aumento da eficiência energética. O primeiro, denominado 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 prática no país. O segundo, denominado 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 seriam enquadrados como progresso induzido.

Neste trabalho, os montantes de conservação indicados são decorrentes dos efeitos combinados dos progressos tendencial e induzido, com predominância do progresso tendencial, dado o horizonte do período de análise, onde o impacto de novos programas e políticas introduzidos seria reduzido.

É importante frisar que este documento não adota a terminologia utilizada no Plano Nacional de Energia 2030, onde o movimento tendencial era denominado autônomo.

2. Principais Resultados

A Tabela 168 representa a evolução total do consumo de energia (eletricidade e combustíveis) para anos selecionados do período de projeção.

Tabela 168 – Consumo de energia (total)			
Consumo ¹	2010	2014	2019
Consumo – sem conservação [10 ³ tep]	184.110	235.628	309.229
Energia conservada [10 ³ tep]	1.467	5.481	13.325
Energia conservada [%]	0,8	2,3	4,3
Consumo – com conservação [10 ³ tep]	182.644	230.148	295.904

(1) Corresponde ao consumo total de eletricidade em todos os setores somado ao consumo de combustíveis somente nos setores industrial e de transportes. Não inclui, portanto, o consumo de combustíveis dos demais setores: agropecuário, residencial, comercial/público e energético.

Fonte: EPE

Como mencionado, as análises relativas à eletricidade consideram todos os setores consumidores, incluindo parcelas relativas à autoprodução. (Tabela 169)

Tabela 169 – Consumo de eletricidade			
Consumo ¹	2010	2014	2019
Consumo – sem conservação [GWh]	457.860	572.278	735.299
Energia conservada [GWh]	2.671	10.508	23.324
Energia conservada [%]	0,6	1,8	3,2
Consumo – com conservação [GWh]	455.189	561.770	711.975

(1) Inclui autoprodução.

Fonte: EPE

A energia elétrica conservada estimada para 2019 corresponde à postergação da construção de uma usina hidrelétrica de cerca de 4.800 MW, ou aproximadamente 3.800 MW em usinas termelétricas.

Considerando a desagregação pelos setores de consumo, as estimativas de conservação, para a energia elétrica, são resumidas na Tabela 170.

Tabela 170 – Energia elétrica conservada (GWh)				
Setores	2010	2014	2019	2019 % do Consumo Total
Setor industrial	1.654	4.563	9.243	2,5
Setor comercial	424	2.273	5.052	4,1
Setor residencial	316	2.232	5.985	3,7
Outros setores	276	1.439	3.045	3,5
Total	2.671	10.508	23.324	3,2

Fonte: EPE

Similarmente, os montantes de energia final total conservada pelos diversos setores de consumo são resumidos na Tabela 171.

Tabela 171 – Energia final total conservada (10³ tep)

Setores	2010	2014	2019	2019 % do Consumo Total
Setor industrial	760	3.033	6.643	4,2
Setor transporte	620	1.936	5.471	4,6
Setor comercial	36	195	434	4,1
Setor residencial	27	192	515	3,7
Outros setores	24	124	262	3,5
Total	1.467	5.481	13.325	4,3

Nota: Energia Final Total – inclui outras fontes (tais como óleo diesel, GLP, óleo combustível, gás natural e bagaço de cana). É considerada conservação em outras fontes energéticas, além da eletricidade, apenas para os setores industrial e de transportes.

Fonte: EPE

Os principais indicadores associados ao consumo total de energia elétrica no país, ao longo do período de análise, são apresentados na Tabela 172.

Tabela 172 – Indicadores associados ao consumo de eletricidade

Indicador	2010	2014	2019
Intensidade elétrica [kWh/10³R\$ 2008]			
Sem conservação	143,0	147,1	148,1
Com conservação	142,2	144,4	143,4
Consumo per capita [kWh/habitante]			
Sem conservação	2.359	2.859	3.560
Com conservação	2.345	2.806	3.447
Consumo residencial mensal [kWh/mês/consumidor]			
Sem conservação	153,9	168,9	189,9
Com conservação	153,4	165,9	182,9

Fonte: EPE

Considerando as diferenças metodológicas e de horizonte temporal, é importante salientar que os resultados do PDE são aderentes às projeções do PNEf (Plano Nacional de Eficiência Energética), que está em fase final de elaboração pelo MME, com participação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE e de outras instituições.

2.1 Setor residencial

Para este setor, foram utilizadas duas metodologias complementares para projeção da demanda de energia elétrica. Uma, de forma agregada, onde o comportamento do consumo residencial de energia elétrica baseou-se em dois indicadores: a relação entre o número de consumidores residenciais (NCR) e a população (POP), que permite obter a projeção do número de consumidores a partir da projeção da população, e o consumo médio por consumidor residencial (CPC). A segunda metodologia baseou-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.

As duas metodologias foram exploradas em paralelo e atingiu-se uma convergência dos resultados através de um processo iterativo envolvendo o ajuste de parâmetros e a calibragem de indicadores, de forma consistente com o cenário referencial e com as premissas adotadas.

Considerando a metodologia de análise desagregada, a energia conservada é calculada como a diferença entre o consumo previsto, tendo por base as premissas utilizadas na projeção da demanda, e uma estimativa do consumo caso não houvesse 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.

É considerada a redução do consumo de eletricidade decorrente da substituição da eletricidade por outras fontes no caso do aquecimento de água (quando se analisa a penetração, por exemplo, de aquecedores a gás e solares deslocando chuveiros elétricos), porém tal redução não será contabilizada como energia conservada.

Progressivamente os novos equipamentos adquiridos pelas famílias são mais eficientes. Admitiu-se uma redução de 10% no consumo específico do equipamento na substituição do antigo pelo novo no primeiro ano e, subsequentemente, um decréscimo de 0,5% ao ano. No caso do chuveiro elétrico, admitiu-se que as famílias tendem a adquirir equipamentos com maior potência elétrica, demandando, conseqüentemente, mais energia elétrica.

Para o cálculo do consumo específico por equipamento existente no ano de 2005, tomou-se como referência inicial os valores determinados a partir de informações contidas na Pesquisa de Posse de Eletrodomésticos e Hábitos de Uso (Eletrobras/Procel, 2007), nas tabelas de eficiência do Programa Brasileiro de Etiquetagem do INMETRO (INMETRO, 2009), além de dados de potência e tempo de uso, disponibilizados pelas concessionárias de energia elétrica.

A Tabela 173 apresenta os resultados para o setor residencial.

Tabela 173 – Setor residencial – consumo de eletricidade

Consumo	2010	2014	2019
Consumo – sem conservação [GWh]	105.854	129.019	162.531
Energia conservada [GWh]	316	2.232	5.985
Energia conservada [%]	0,3	1,7	3,7
Consumo – com conservação [GWh]	105.538	126.787	156.546

Fonte: EPE

2.2 Setor industrial

A energia conservada para cada segmento industrial é a resultante da diferença entre o consumo de energia, incorporando a evolução nos rendimentos energéticos dos processos e usos finais, e o consumo estimado para um mesmo volume de produção ou atividade setorial, caso não houvesse alteração no rendimento energético dos equipamentos.

A projeção desses indicadores foi realizada tomando como base referencial as informações das séries históricas do BEN (EPE, 2008) e o potencial de conservação de energia. Como procedimento geral, levou-se em conta os ganhos energéticos apurados com base nas duas últimas edições do BEU (anos bases: 1994 e 2004), admitindo-se a manutenção da dinâmica histórica destes ganhos no horizonte deste trabalho (2010-2019).

A Tabela 174 mostra os principais resultados referentes à conservação de energia elétrica no setor industrial.

Tabela 174 – Setor industrial – indicadores associados de eletricidade

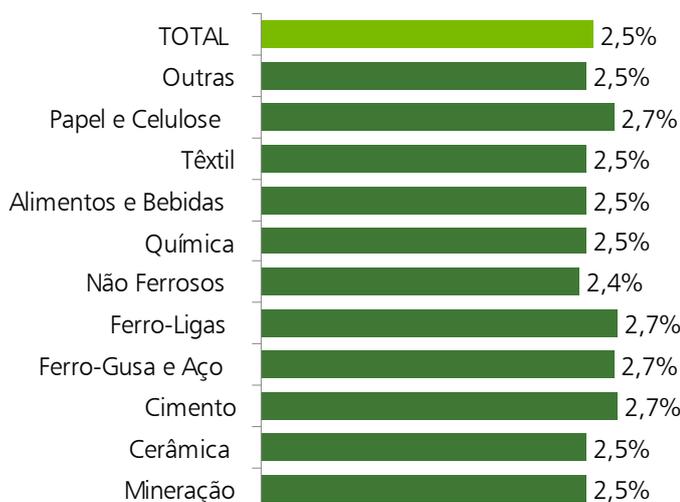
Indicadores associados de eletricidade	2010	2014	2019
Consumo			
Consumo – sem conservação [GWh]	223.317	282.997	362.959
Energia conservada [GWh]	1.654	4.563	9.243
Energia conservada [%]	0,7	1,6	2,5
Consumo – com conservação [GWh]	221.663	278.434	353.716
Intensidade elétrica			
Sem conservação [kWh/10 ³ R\$ 2008]	408,4	414,1	411,4
Com conservação [kWh/10 ³ R\$ 2008]	405,4	407,4	400,9

Fonte: EPE

A intensidade elétrica, no horizonte decenal, apresenta trajetória ascendente, embora de pequena magnitude. Isto se deve à tendência de alteração do perfil de segmentos da indústria nacional, em parte, devido ao pequeno avanço relativo de indústrias eletro-intensivas, como também à primarização de alguns segmentos, que reduz a expansão do valor agregado da indústria como um todo.

No Gráfico 116 são mostrados os ganhos setoriais de eficiência elétrica no ano final do período, evidenciando, para as diversas indústrias, percentuais na faixa 2,4% – 2,7%. O aglomerado industrial, para este último ano, apresenta conservação superior a 9 TWh, o equivalente a 2,5% do total do consumo de energia elétrica projetado para o ano neste setor. Tal ganho corresponde, aproximadamente, a uma expansão evitada de uma térmica a carvão de 1,5 GW (maior que o Complexo Jorge Lacerda) ou a uma hidrelétrica de 1,9 GW.

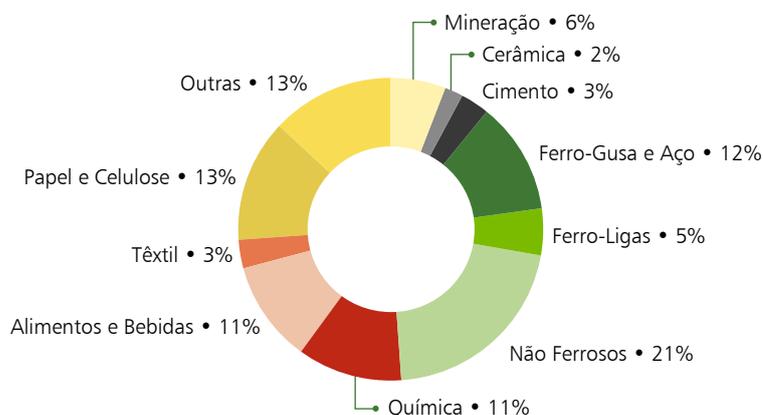
Gráfico 116 – Ganhos setoriais de eficiência elétrica em 2019



Fonte: EPE

Do ponto de vista da contribuição setorial no total de energia elétrica conservada na indústria (Gráfico 117), se destacam a siderurgia, não ferrosos e papel e celulose, juntamente com a produção de alimentos e bebidas, somando mais de 5,2 TWh.

Gráfico 117 – Participação dos segmentos no total de energia elétrica conservada na indústria



Fonte: EPE

A Tabela 175 apresenta o consumo específico total de energia para os segmentos industriais discriminados.

Tabela 175 – Setor industrial – consumo específico total de energia (tep/ton)

Segmento	2010	2014	2019
Cimento	0,072	0,071	0,069
Ferro-Gusa e Aço	0,535	0,529	0,521
Ferro-Ligas	1,568	1,562	1,554
Papel e Celulose	0,404	0,397	0,388

Nota: Contempla a conservação de energia.

Fonte: EPE

A projeção de conservação energética global da indústria incorpora, além da eletricidade, a participação das demais fontes energéticas utilizadas especialmente para aquecimento direto e calor de processo (Tabela 176).

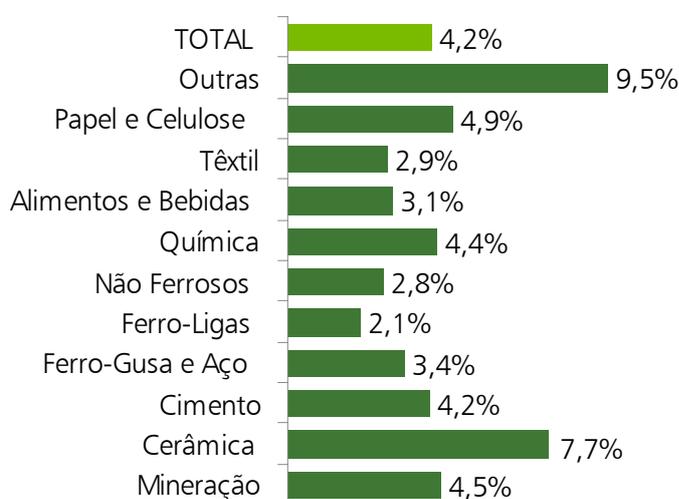
Tabela 176 – Setor industrial – indicadores associados

Indicadores associados	2010	2014	2019
Consumo			
Consumo – sem conservação [10 ³ tep]	88.538	119.705	157.605
Energia conservada [10 ³ tep]	760	3.033	6.643
Energia conservada [%]	0,9	2,5	4,2
Consumo – com conservação [10 ³ tep]	87.778	116.672	150.961
Intensidade energética			
Sem conservação [tep/10 ⁶ R\$ 2008]	161,92	175,17	178,63
Com conservação [tep/10 ⁶ R\$ 2008]	160,53	170,73	171,10

Fonte: EPE

O setor relacionado à produção de cerâmica descola-se dos demais, com um ganho de 7,7% no período (Gráfico 118). Projeta-se, para o agregado industrial, a conservação de 4,2% em relação à energia final consumida, equivalente a aproximadamente 6 milhões de tep.

Gráfico 118 – Ganhos setoriais de eficiência energética global, 2019

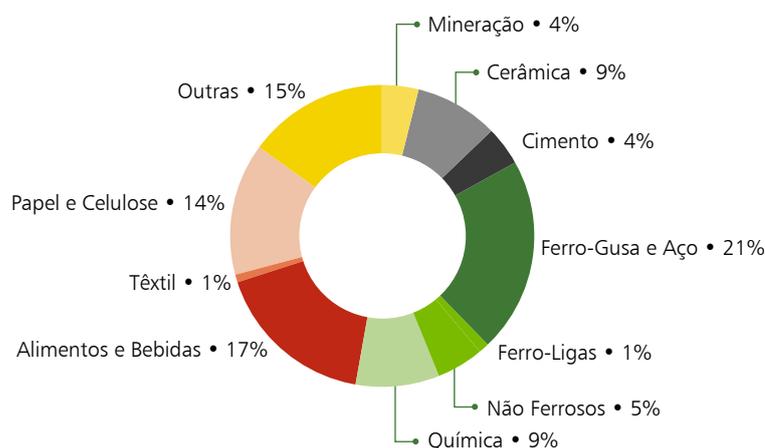


Fonte: EPE

Conjuntamente, os setores de ferro-gusa e aço, alimentos e bebidas, papel e celulose e cerâmica projetam uma conservação de energia de aproximadamente quatro milhões de tep.

O Gráfico 119 mostra a participação de cada setor no montante de conservação de energia na indústria.

Gráfico 119 – Participação dos segmentos no total de energia conservada na indústria



Fonte: EPE

2.3 Setor comercial

Com relação às premissas de conservação de energia, admite-se a evolução do rendimento do estoque de equipamentos, ao longo do período de projeção. Tal consideração é aplicada ao conjunto de equipamentos, não havendo distinção do uso final. Para equipamentos elétricos, o aumento da eficiência acompanha a evolução verificada nas edições do BEU (Balanço de Energia Útil), e atinge valor próximo a 4% ao final do período de análise.

As projeções de consumo de eletricidade indicam um forte crescimento ao longo do período; a energia conservada, estimada em 4,1% em 2019, reduzirá o consumo final verificado em aproximadamente 5,0 TWh naquele ano.

Observa-se o crescimento do valor do indicador “intensidade elétrica” para o setor, mantendo trajetória verificada para o setor nas últimas décadas, conforme Tabela 177.

Tabela 177 – Setor comercial – indicadores associados de eletricidade

Indicadores associados de eletricidade	2010	2014	2019
Consumo			
Consumo – sem conservação [GWh]	69.647	90.098	123.468
Energia conservada [GWh]	424	2.273	5.052
Energia conservada [%]	0,6	2,5	4,1
Consumo – com conservação [GWh]	69.223	87.825	118.416
Intensidade elétrica			
Sem conservação [kWh/10 ³ R\$ 2008]	37,62	40,59	44,10
Com conservação [kWh/10 ³ R\$ 2008]	37,39	39,56	42,29

Fonte: EPE

2.4 Outros setores

Para os demais setores consumidores de energia – poderes públicos, agropecuário, energético e transportes – há uma expectativa de conservação de energia igual a 3,5% do consumo, em 2019, conforme mostrado na Tabela 178.

Tabela 178 – Outros setores – consumo de eletricidade

Consumo	2010	2014	2019
Consumo – sem conservação [GWh]	59.042	70.164	86.341
Energia conservada [GWh]	276	1.439	3.045
Energia conservada [%]	0,5	2,1	3,5
Consumo – com conservação [GWh]	58.766	68.724	83.297

Fonte: EPE

Com relação ao setor de transportes, para os veículos leves (Ciclo Otto), admitiu-se a premissa de ganho de eficiência média de 0,7% a.a para os carros novos ingressando na frota nacional. No caso dos veículos pesados (ciclo diesel), utilizou-se como referência a evolução da distribuição modal definida pelo Plano Nacional de Logística de Transporte – PNL (2007). Estima-se que em 2019 haverá uma economia de 2,2 milhões Tep nos veículos leves e 3,2 milhões Tep nos veículos pesados, correspondendo a uma economia de 5%. O total de energia conservada no setor brasileiro de transportes decorrente destas ações encontra-se resumida na Tabela 179.

Tabela 179 – Setor de transportes – consumo de combustíveis

Consumo	2010	2014	2019
Consumo – sem conservação [mil tep]	75.403	91.045	119.603
Energia conservada [mil tep]	620	1.936	5.471
Energia conservada [%]	1%	2%	5%
Consumo – com conservação [mil tep]	74.782	89.109	114.133

Nota: Energia Final Total – inclui outras fontes (tais como óleo diesel, GLP, óleo combustível, gás natural e bagaço de cana). É considerada conservação em outras fontes energéticas, além da eletricidade, apenas para o setor industrial.

Fonte: EPE

X – ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL

Neste capítulo é apresentada a análise socioambiental relativa à expansão da oferta de energia elétrica (hidrelétricas e sistema de transmissão), à produção de petróleo e gás natural, à oferta de gás natural (malha de gasodutos planejada) e à oferta de biocombustíveis líquidos (etanol e biodiesel). São inicialmente descritos os critérios e procedimentos adotados. Na sequência, é apresentada a análise socioambiental, incluindo os potenciais benefícios identificados. Em seguida, é apresentada a análise integrada das emissões de gases de efeito estufa. Ao final, são apresentados os principais indicadores socioambientais, sendo também caracterizados os desafios para a sustentabilidade.

1. Considerações Iniciais

O conceito de sustentabilidade, fundamentado em aspectos relacionados à capacidade de suporte e à conservação da base de recursos naturais, à qualidade ambiental, ao desenvolvimento econômico sustentado e à justiça social, constitui o paradigma que orientou os estudos socioambientais desenvolvidos para esta versão do Plano Decenal. Por conseguinte, a consideração de questões associadas à redução dos impactos locais e globais, à utilização de fontes renováveis para geração de energia elétrica, à utilização sustentável dos recursos hídricos e à minimização dos impactos sobre os ecossistemas e a biodiversidade constituem a extensão desse conceito, tendo requerido a formulação de novos critérios e procedimentos e o aperfeiçoamento daqueles então adotados nas versões mais recentes do Plano.

Contribuíram também para os avanços ora mencionados as recomendações e sugestões apresentadas nas Consultas Públicas realizadas sobre as versões do Plano Decenal nos ciclos anteriores.

Na presente versão, foram criados índices para avaliar as condições de sustentabilidade dos projetos de geração e transmissão de energia elétrica, segundo as interações que realizam com o meio natural e com a sociedade. Essa análise foi realizada de modo a indicar as ações necessárias para melhorar as condições de sustentabilidade e, prospectivamente, subsidiar os sucessivos ciclos de planejamento com novos projetos e alternativas mais sustentáveis.

2. Critérios e Procedimentos

A incorporação da variável socioambiental foi efetuada por meio de um processo sistemático, que se inicia na etapa de formulação das alternativas da expansão do sistema eletroenergético e se estende até a indicação do programa de obras para o período.

Os seguintes critérios orientaram o desenvolvimento dos estudos socioambientais:

- a integração com as demais áreas de planejamento desde as etapas iniciais de desenvolvimento dos estudos;
- a adoção, como referência básica, de procedimentos metodológicos, atualização das informações e aperfeiçoamento das análises realizadas para os ciclos anteriores (2006-2015, 2007-2016 e 2008-2017), acrescidas das sugestões e recomendações das Consultas Públicas;
- a utilização de geoprocessamento, o Sistema de Informação Geográfica (SIG), como ferramenta para as análises espaciais;
- a análise socioambiental dos projetos em planejamento excluindo-se aqueles já licitados ou concedidos. As especificidades entre o conjunto de projetos analisados para geração, transmissão, petróleo, gás natural e biocombustíveis são apresentadas em cada um dos itens específicos.

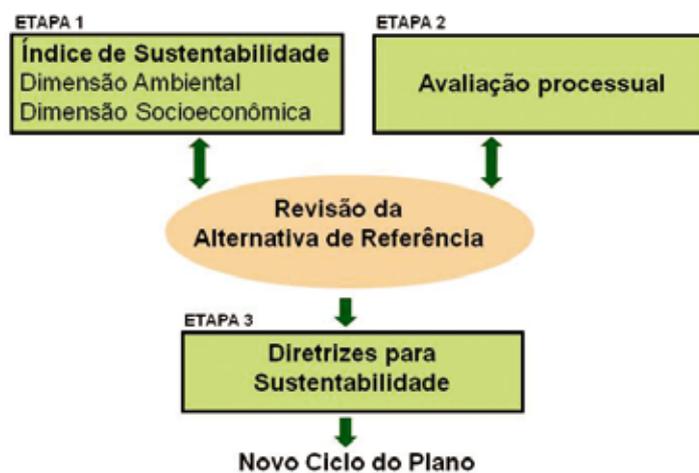
Dadas as particularidades de cada fonte, a estrutura metodológica, que tem como base os princípios da sustentabilidade em todas as análises, apresenta-se de forma diversa para os projetos de geração e transmissão de energia elétrica e para a produção de petróleo e gás natural, oferta de gás natural e de biocombustíveis.

Energia elétrica

Os procedimentos para a análise dos projetos de energia elétrica compreenderam três etapas: análise de um conjunto de indicadores de desenvolvimento sustentável por projeto, resultando num Índice de Sustentabilidade (ISU); análise processual; e indicação de diretrizes e ações para aumentar a sustentabilidade dos projetos e do plano como um todo.

A Figura 23 indica as três etapas de análise. Destaca-se que a etapa de avaliação processual foi realizada para as sucessivas alternativas de geração de referência, uma etapa interna de elaboração do plano, visando elaborar uma alternativa final sem potenciais de atraso significativos. Dessa forma, os resultados da avaliação processual já estão incorporados à alternativa de referência. Os critérios e parâmetros mostrados na Figura 23 são detalhados na Referência [222].

Figura 23 – Esquema da análise socioambiental dos projetos de geração e transmissão



O Índice de Sustentabilidade (ISU) foi desenvolvido visando aprimorar a metodologia de avaliação socioambiental das usinas hidrelétricas (UHE) e das linhas de transmissão (LT), considerando que os indicadores que compõem esses índices abrangem os impactos positivos e negativos decorrentes da implantação dos projetos. Foram definidos dois conjuntos de indicadores, para UHE e para LT, considerando as principais interferências e potenciais benefícios, com base nas dimensões ambiental e socioeconômica. Para cada indicador, foram escolhidas variáveis de acordo com o objetivo e a disponibilidade de informação, segundo os diferentes estágios dos projetos. Foram estabelecidas faixas de classificação para as variáveis, baseadas nos seguintes critérios: (i) valores estabelecidos pela legislação; (ii) referências bibliográficas ou (iii) experiência dos profissionais da equipe.

O ISU é obtido pela média aritmética das duas dimensões, sendo os índices calculados também pela média aritmética dos seus indicadores. O resultado para o ISU varia conforme as faixas apresentadas na Tabela 180.

Tabela 180 – Índice de Sustentabilidade

Índice	Classificação
> 0,8 e ≤ 1,0	Muito Alta
> 0,6 e ≤ 0,8	Alta
> 0,4 e ≤ 0,6	Média
> 0,2 e ≤ 0,4	Baixa
≤ 0,2	Muito Baixa

O resultado da aplicação dos indicadores de sustentabilidade identificou projetos em diferentes faixas variando de muito alta a baixa sustentabilidade. O resultado da avaliação socioambiental foi incorporado à definição da alternativa de referência, que foi composta por projetos que apresentam, no mínimo, média sustentabilidade.

Os projetos de usinas hidrelétricas leiloadas e das linhas de transmissão com Licença Prévia, apesar de inseridos no plano, superaram a etapa de planejamento, não tendo sido, por essa razão, avaliados os seus índices de sustentabilidade. Entretanto, esses projetos são considerados no âmbito dos indicadores gerais que englobam todo o universo de projetos considerados no plano de expansão. Dentre esses indicadores gerais foram selecionados aqueles que representam as informações socioambientais mais relevantes relativas ao conjunto de expansão de cada uma das fontes. Por meio desses indicadores, pode-se obter uma visão geral do universo analisado no plano, além de uma comparação com os estudos de planejamento anteriores.

Cumprir esclarecer que, para a expansão da geração termelétrica, foram consideradas apenas as usinas já leiloadas, não havendo outras usinas planejadas, a menos da usina termonuclear de Angra III. Dessa forma, não foram feitas análises socioambientais específicas, tais como cálculo de índice de sustentabilidade para os projetos termelétricos. No âmbito das emissões de gases de efeito estufa (GEE), foram calculadas as emissões para as usinas existentes e já leiloadas.

Petróleo, gás natural e biocombustíveis

Os aspectos socioambientais foram analisados para o petróleo, gás natural e biocombustíveis líquidos (etanol e biodiesel), tendo sido elaborados critérios e procedimentos de análise socioambiental, espacialização e indicadores para cada energético.

Em relação às reservas e produção de petróleo e gás natural, foi feita uma avaliação da sensibilidade ambiental das regiões onde se localizam as reservas dos recursos de óleo e gás planejados e uma avaliação temporal do licenciamento ambiental. Quanto à oferta de gás natural, foi feita uma análise socioambiental da malha de gasodutos. Os potenciais benefícios socioeconômicos associados às atividades de exploração e produção e relativos à expansão da malha foram identificados e apresentados nos itens específicos.

As emissões de CO₂ relativas ao segmento upstream da cadeia de petróleo e gás e ao consumo final energético de gás natural em outros setores foram também calculadas.

Para os biocombustíveis líquidos, é apresentada a caracterização da produção e a análise socioambiental da expansão da produção referente ao etanol e biodiesel. No que tange ao etanol, a evolução da área plantada de cana-de-açúcar nos últimos 4 anos e as prováveis áreas de expansão foram cruzadas, em ambiente SIG, com o mapa de uso do solo atual. Foram também estimadas as emissões de GEE evitadas devido ao uso de etanol e biodiesel na frota automotiva ao longo do decênio. Por fim, tendo em vista a busca pela sustentabilidade do setor, foram analisados os aspectos sociais da expansão da produção.

3. Geração Hidrelétrica

O parque gerador do Sistema Interligado Nacional conta com 122 usinas hidrelétricas em operação, totalizando cerca de 74.300 MW de potência instalada (Tabela 45 do capítulo III).

Os estudos de expansão da geração apontam a necessidade da entrada em operação de um conjunto de 33 usinas no período 2015-2019 (Tabela 53) que, somadas aos empreendimentos em construção (19) ou já licitados, porém com obra não iniciada (9), totalizam 61 usinas com potência da ordem de 43.000 MW.

O universo de análise compreendeu esses 61 projetos, separados em dois grupos: o primeiro formado pelos 28 projetos em construção e com concessão, já licitados nos leilões de energia elétrica realizados até a data de emissão deste plano; o segundo, formado pelos projetos não leiloados, alvo das análises de planejamento para o período 2015-2019 (usinas planejadas, num total de 33).

A Tabela 181 apresenta esses grupos de UHE. A Figura 24 apresenta o sistema hidrelétrico existente e planejado.

Tabela 181 – Projetos hidrelétricos por etapa

Etapa	Nº de UHEs	UHEs
Usinas em construção	19	Barra dos Coqueiros, Batalha, Caçu, Dardanelos, Estreito (Tocantins), Foz do Chapecó, Foz do Rio Claro, Jirau, Mauá, Passo São João, Retiro Baixo, Rondon II, Salto, Salto do Rio Verdinho, Salto Pilão, Santo Antônio, São José, Serra do Facão, Simplicio
Usinas concedidas (obra não iniciada)	9	Baixo Iguaçu, Baú I, Cachoeirinha, Couto Magalhães, Pai Querê, Santo Antônio do Jari, São Domingos, São João, Tijuco Alto
Período 2015-2019 (“usinas planejadas”)	33	Água Limpa, Barra do Pomba, Belo Monte, Cachoeira, Cachoeira do Caí, Cachoeira dos Patos, Castelhana, Colíder, Davinópolis, Estreito, Ferreira Gomes, Foz do Apicás, Garibaldi, Itapiranga, Jamaxim, Jardim do Ouro, Jatobá, Marabá, Mirador, Ribeiro Gonçalves, Salto Grande, São Luiz do Tapajós, São Manoel, São Miguel, São Roque, Serra Quebrada, Sinop, Telémaco Borba, Teles Pires, Toricoejo, Torixoréu, Traira II, Uruçuí

As análises socioambientais das usinas hidrelétricas foram feitas em dois grupos: usinas planejadas e usinas em construção e concedidas. As usinas planejadas (33 projetos) foram objeto de análise socioambiental, sendo calculado o ISUH, enquanto as usinas em construção e concedidas (28 projetos) foram avaliadas somente no contexto dos indicadores do Plano. Como citado anteriormente, a avaliação processual é uma etapa interna de elaboração do plano, já sendo incorporada na alternativa de referência da geração.

Figura 24 – Sistema de geração hidrelétrica – existente e planejado



Fonte: EPE, 2008; ANEEL, 2007; IBGE, 2003; MMA, 2006.

Índice de Sustentabilidade de Usinas Hidrelétricas (ISUH)

As análises socioambientais dos aproveitamentos hidrelétricos foram baseadas em um conjunto de indicadores de desenvolvimento sustentável escolhidos com base na experiência do setor elétrico e no rol de indicadores formulados para o Brasil pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) e pela Comissão de Desenvolvimento Sustentável das Nações Unidas (CDS). Os temas e indicadores foram selecionados tendo como foco as especificidades do setor elétrico e, em particular, as usinas hidrelétricas. Com esse conjunto de indicadores, foi possível avaliar e medir o desempenho e a contribuição dos projetos do ponto de vista do desenvolvimento sustentável, possibilitando subsidiar a definição de medidas e ações para incrementar sua sustentabilidade.

São apresentados na Tabela 182 os aspectos considerados em cada uma das dimensões e os indicadores utilizados para construção do índice, sistematizados pelas dimensões ambiental e socioeconômica. É apresentado, ainda, cada indicador e o tema segundo o IBGE/CDS.

Para o cálculo dos indicadores, foram utilizados dados ambientais e socioeconômicos dos projetos e dos municípios onde eles serão localizados. Foram utilizadas como as principais fontes de dados, as informações do banco de dados da EPE sobre os projetos, o Sistema de Informação Socioambiental da EPE (SISA), e fontes oficiais de consulta como: IBGE, Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA), Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento (PNUD) e Receita Federal.

O resultado da aplicação dos indicadores de sustentabilidade de usinas hidrelétricas é apresentado no Gráfico 120, o qual mostra o índice de sustentabilidade para as 33 usinas hidrelétricas analisadas. Nota-se que 14 dos projetos analisados situam-se numa faixa de média sustentabilidade e 18 projetos na faixa de alta sustentabilidade. Apenas um projeto está situado em faixa de muito alta sustentabilidade.

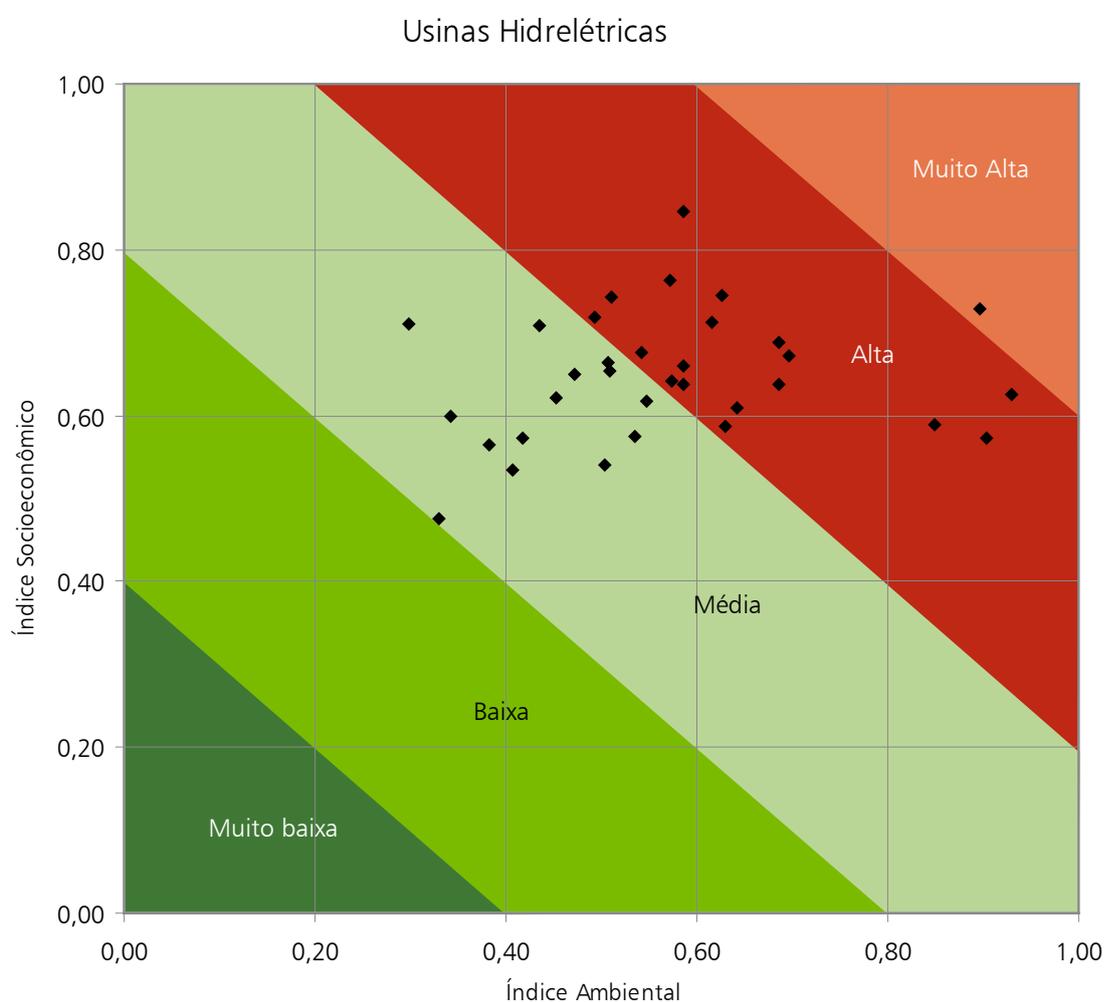
Tabela 182 – Indicadores selecionados

Dim.	Indicador	Tema ⁽¹⁾	Dados necessários
Ambiental	Área alagada por potência instalada (km ² /MW)	Terra	Área do reservatório (km ²) Potência instalada do UHE (MW)
	Perda de vegetação (km ²)	Terra	Área de vegetação alagada e suprimida para implantação da UHE
	Trecho de rio alagado (km)	Água Doce	Trecho de rio a ser alagado para formação de reservatório (km)
	Interferência em Área Prioritária para Conservação da Biodiversidade (APCB)	Biodiversidade	Interferência da UHE em APCB Tipo de APCB afetada
	Interferência em Unidade de Conservação (UC)	Biodiversidade	Interferência da UHE em UC Tipo de Unidade de Conservação afetada
Socioeconômica	População afetada (hab)	População	Número de pessoas atingidas pela formação do reservatório (hab)
	Interferência em Terra Indígena	População	Interferência da UHE em Terras Indígenas Tipo de Interferência (Direta ou Indireta) % afetado da Terra Indígena
	Interferência em assentamentos do INCRA	População	Interferência da UHE em assentamentos do INCRA % afetado do assentamento
	Nº de pessoas atraídas/população residente no município de apoio à obra	Condições de vida	Nº de pessoas atraídas pela implantação do empreendimento População residente no município de apoio à obra
	População desocupada/ população economicamente ativa	Condições de vida	Nº de pessoas desocupadas nos municípios atingidos pelo empreendimento População Economicamente Ativa dos municípios atingidos pelo empreendimento
	Interferência em área urbana	População	Tipo de interferência em área urbana
	Interferência na circulação e comunicação regional	Condições de vida	Tipo de interferência do empreendimento na circulação e comunicação regional
	Compensação Financeira/ Receita dos municípios	Condições de vida	Compensação Financeira prevista para os municípios (R\$) Soma das Receitas dos municípios que vão receber a Compensação Financeira (R\$)

Dim.	Indicador	Tema ⁽¹⁾	Dados necessários
Socioeconômica	ISS/Receita do município	Quadro Econômico	ISS previsto para os municípios da casa de força e do canteiro de obras. Soma das Receitas dos municípios que vão receber o ISS (R\$)
	Perda de área produtiva/área produtiva total dos municípios	Quadro Econômico	Área produtiva alagada pelo empreendimento (km ²) Área produtiva total dos municípios atingidos (km ²)

Nota: (1) IBGE, 2004 – Indicadores de Desenvolvimento Sustentável: Brasil 2004.

Gráfico 120 – Resultado da Aplicação dos Indicadores de Sustentabilidade de Usinas Hidrelétricas



Cumprido esclarecer que os índices de sustentabilidade ora apresentados constituem, de acordo com os critérios e procedimentos adotados, o resultado da média dos índices das dimensões ambiental e socioeconômica que os integram. Dessa forma, apesar dos resultados alcançados indicarem índices de sustentabilidade médios e altos para os projetos, serão necessárias, na etapa de avaliação de cada projeto específico, ou seja, dos estudos de viabilidade em diante, ações que visem potencializar os benefícios observados e reduzir os impactos, com a finalidade de aumentar o grau de sustentabilidade desses empreendimentos.

Para se obter um panorama do conjunto analisado, foi feita uma análise das usinas por bacias hidrográficas, de forma a visualizar sua distribuição espacial pela classificação do índice de sustentabilidade. A Tabela 183 resume os resultados obtidos.

Tabela 183 – Índice de sustentabilidade das usinas por bacia hidrográfica

Bacia Hidrográfica/Classificação	Muito Alta	Alta	Média	Total de projetos
Araguaia	-	3	-	3
Araguari-AP	-	1	-	1
Doce	-	1	-	1
Grande	1	-	-	1
Iguaçu	-	1	-	1
Paraíba do Sul	-	-	1	1
Paranaíba	-	1	-	1
Parnaíba	-	1	4	5
Tapajós	-	3	3	6
Teles Pires	-	2	3	5
Tibagi	-	1	-	1
Tocantins	-	1	2	3
Uruguai	-	3	-	3
Xingu	-	-	1	1
Total de projetos	1	18	14	33

Conforme tabela e gráfico acima, do conjunto de 33 usinas analisadas, estão previstas usinas para 14 bacias hidrográficas diferentes. Das usinas analisadas, observa-se maior concentração na bacia do Tapajós (seis usinas) e no Teles Pires e Parnaíba (cinco usinas em cada bacia). Já para as bacias do Uruguai, Araguaia e Tocantins estão previstas três usinas e para as demais bacias, um projeto em cada.

Para a bacia do Tapajós, prevê-se 10.908 MW (25% do Plano), dividido em seis usinas. Três delas apresentaram ISUH classificado no intervalo de média sustentabilidade e as outras três, no intervalo de alta sustentabilidade. O fato de usinas dessa bacia apresentarem média sustentabilidade deve-se principalmente às características da região, onde se verifica a grande presença de unidades de conservação, e a interferência dos projetos com essas unidades, e também a alta receita que esses projetos vão gerar para os municípios. As usinas com alta sustentabilidade diferenciam-se, entre outros indicadores, por arrecadações maiores.

As cinco usinas previstas para a bacia do Teles Pires totalizam 3.602 MW. Três delas apresentaram ISUH nos intervalos de média sustentabilidade e duas de alta sustentabilidade. A implantação dos reservatórios encaixados, apresentam impacto reduzido na perda de áreas produtivas e na alteração da estrutura fundiária. Já os benefícios advindos dos impostos arrecadados contribuirão para o desenvolvimento dos municípios, com efeitos cumulativos e sinérgicos significativos, especialmente nos municípios que abrigam mais de um empreendimento. Esses fatores são refletidos na dimensão socioeconômica. Entretanto, a perda de habitats específicos e a alteração de processos migratórios da ictiofauna contribuem para que algumas usinas apresentem um índice de média sustentabilidade. Para a bacia do Teles Pires, os resultados da Avaliação Ambiental Integrada – AAI indicaram que a implantação dos empreendimentos não trará alteração significativa futura quando comparada aquela sem empreendimentos pela distância entre os barramentos e pela pequena parcela relativa de vegetação suprimida.

Para a bacia do Parnaíba, as cinco usinas planejadas somam 430 MW. Quatro delas apresentaram ISUH no intervalo de média sustentabilidade e uma no intervalo de alta sustentabilidade. Os impactos sobre a fauna aquática e a não interferência com áreas protegidas contribuem para uma média sustentabilidade dos projetos. Em relação à bacia, a AAI do Parnaíba destaca que as principais cumulatividades e sinergias previstas são aquelas relativas à mudança do ambiente fluvial numa grande extensão, o que poderá trazer consequências para a ictiofauna em termos de redução da diversidade. Do ponto de vista das sinergias positivas mais significativas, devem ser destacados os aspectos relativos às difíceis condições de vida das populações locais, que poderão ser melhoradas por meio de medidas articuladas com outros agentes que atuam na região, visando racionalizar a aplicação dos recursos provenientes da compensação financeira. O projeto classificado como alta sustentabilidade diferencia-se, entre outros indicadores, pela não interferência com áreas prioritárias para a conservação da biodiversidade.

Já para a bacia do Uruguai, foram analisadas três usinas que apresentam 1.113 MW de potência. Como resultado do índice, todas as usinas apresentaram alta sustentabilidade. A implantação dos reservatórios apresenta uma boa relação área alagada por potência instalada, com pouca perda de vegetação. Os impostos arrecadados colaboram para a renda dos municípios e benefícios para a população. Esses fatores contribuem para a alta sustentabilidade dos projetos. De acordo com a AAI do Uruguai, as possibilidades de desenvolvimento econômico, como a geração de empregos e impostos, são as potencialidades encontradas na bacia.

As três usinas avaliadas situadas na bacia do Tocantins totalizam 3.568 MW. Duas delas apresentaram ISUH na faixa de média sustentabilidade e uma na faixa de alta sustentabilidade. A interferência com áreas protegidas e a perda de vegetação contribui para um índice de média sustentabilidade dos projetos. O projeto com ISUH na faixa alta sobressai em relação aos outros dois, entre outros indicadores, devido à boa relação entre o número de pessoas atraídas e a população residente no município de apoio à obra. A AAI do Tocantins destaca como fragilidades, nesta bacia, a presença de terras indígenas, na qual se constata a presença de áreas com alto potencial para conservação da biodiversidade e alta pressão antrópica sobre áreas de interesse conservacionista. O estudo destaca também a potencial dinamização da economia e a melhoria das condições de vida, além do alto potencial de oportunidades de trabalho derivado da animação econômica, o que pode ser observado no índice socioeconômico.

Na bacia do Araguaia, também foram analisados três projetos, totalizando 804 MW, que obtiveram ISUH na faixa de alta sustentabilidade. Entre outros indicadores, contribuem para esse resultado, a pequena perda de áreas produtivas e a não interferência com unidades de conservação de proteção integral, numa bacia em que se constata a presença de áreas com alto potencial para conservação da biodiversidade assim como a presença de terras indígenas.

Os outros oito projetos estão situados em diferentes bacias hidrográficas. Desse conjunto, uma usina possui ISUH classificado como muito alta sustentabilidade, cinco têm alta sustentabilidade e duas têm média sustentabilidade. A usina classificada com muito alta sustentabilidade destaca-se pela pouca perda de vegetação e por não interferir com áreas protegidas. As usinas com ISUH de alta sustentabilidade têm resultados de indicadores parecidos com as anteriores, entretanto, por interferirem indiretamente com áreas protegidas ou em prioritárias para a conservação da biodiversidade, obtiveram seu resultado numa faixa inferior. Já as usinas com índice na faixa de média sustentabilidade diferenciam-se das demais, entre outros indicadores, por apresentarem uma maior perda de vegetação e algum tipo de interferência com áreas protegidas.

Ressalta-se que a análise dos resultados dos índices de sustentabilidade das usinas com aquelas obtidas com os resultados dos estudos de AAI comprovou a validade dos critérios utilizados para a composição do ISUH e dos valores obtidos para esse índice.

4. Transmissão de Energia Elétrica

A rede de transmissão do sistema interligado atingiu, em dezembro de 2009, uma extensão de 95.582 km. Para o período 2010-2019 está prevista uma expansão da rede de transmissão de 36.797 km, o que representa cerca de 38% de acréscimo em relação a 2009.

O universo das análises socioambientais da transmissão envolve os empreendimentos acima de 230 kV, com 10 km ou mais de extensão, totalizando 26.141 km acrescentados ao sistema no período 2010-2019, relativos a um conjunto de 141 projetos. Desse conjunto, 111 estão previstos para o período entre 2010-2014 (1º ao 5º ano) e 30 para o período 2015-2019 (6º ao 10º ano). A Tabela 184 apresenta um resumo da situação do licenciamento ambiental destes projetos.

Tabela 184 – Linhas de transmissão por etapa

	Licença ambiental emitida	Sem licença ambiental	Total
1º ao 5º ano	29	82	111
6º ao 10º ano	-	30	30
Total	29	112	141

As análises socioambientais dos projetos de transmissão foram feitas em dois grupos: com e sem Licença Prévia – LP. Os projetos sem LP (112 linhas de transmissão) foram objeto de análise socioambiental, enquanto os com LP (29) foram avaliados somente no contexto dos indicadores do Plano.

A Figura 25 apresenta o sistema de transmissão existente e planejado.

A partir deste ciclo, as análises socioambientais dos projetos de transmissão foram elaboradas com base em um conjunto de indicadores aplicados a cada projeto. Essas análises buscaram indicar as questões mais relevantes associadas a cada linha, resultando em um índice de sustentabilidade para cada projeto.

Figura 25 – Sistema de transmissão – existente e planejado



Fonte: EPE, 2009; IBGE, 2003; MMA, 2006.

Índice de Sustentabilidade de Linhas de Transmissão (ISUT)

Para a análise socioambiental das linhas de transmissão (112 projetos analisados), foram considerados, por meio de sistema de informações geográficas, corredores com largura de 20 km, desenhados com o auxílio de imagens de satélite, evitando-se, sempre que possível, áreas urbanas e periurbanas, unidades de conservação e suas faixas de amortecimento, terras indígenas, assentamentos do INCRA, Áreas Prioritárias para a Conservação da Biodiversidade – APCBs, áreas com vegetação nativa, áreas de relevo montanhoso e áreas alagáveis. A Tabela 185 apresenta os indicadores selecionados.

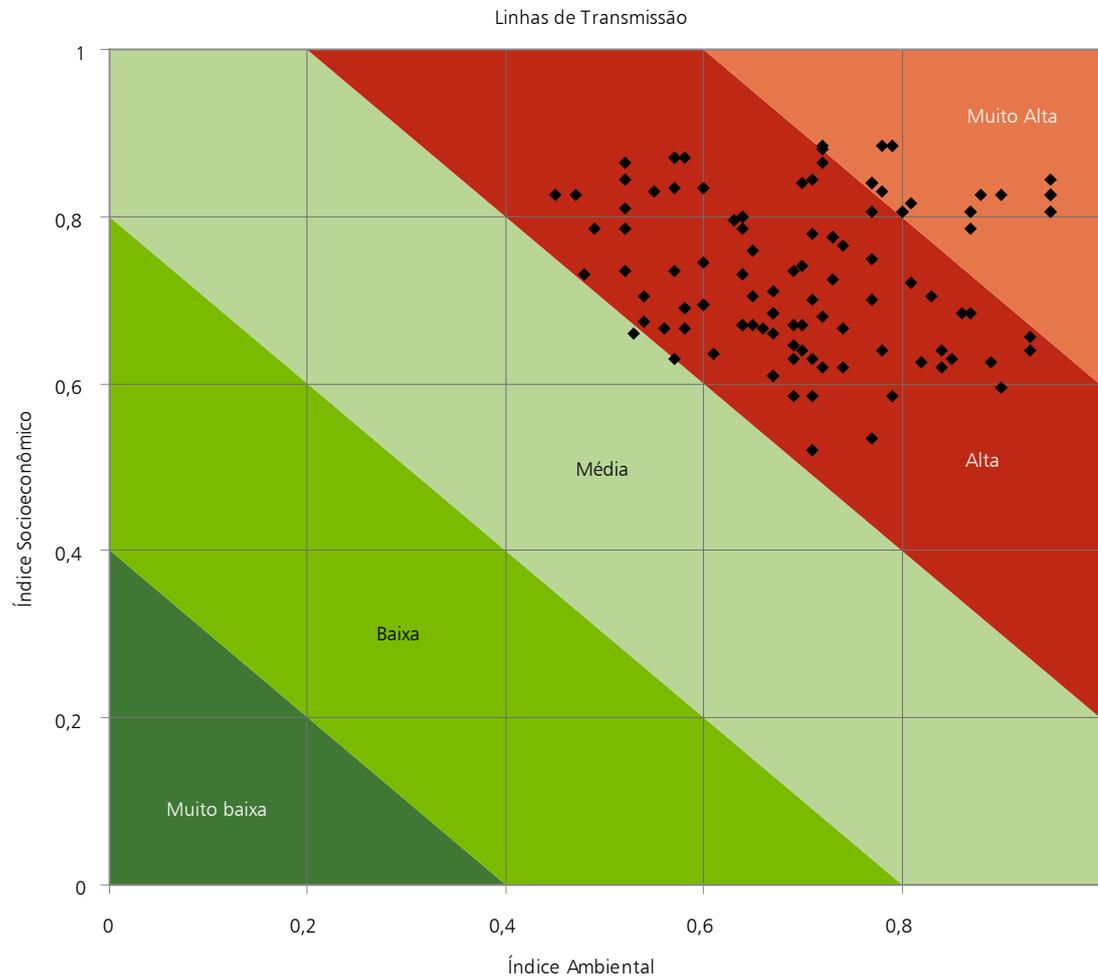
Tabela 185 – Indicadores selecionados

Dim.	Indicador	Tema ⁽¹⁾	Dados necessários
Ambiental	Extensão do corredor	Terra	Extensão do corredor (km)
	Presença e/ou proximidade de UCs no corredor da LT	Biodiversidade	Identificação e posicionamento de Unidades de Conservação próximas ou dentro do corredor, por categoria de UC
	Presença de APCB no corredor	Biodiversidade	Identificação e posicionamento de APCB no corredor, por categoria de APCB
	Presença de áreas de formações florestais no corredor	Terra	Identificação e quantificação das áreas de formações florestais no corredor (km ²)
	Presença de áreas de vegetação secundária no corredor	Terra	Identificação e quantificação das áreas de vegetação secundária no corredor (km ²)
	Presença de áreas de savana e/ou estepe no corredor	Terra	Identificação e quantificação das áreas de savana no corredor (km ²)
Socioeconômica	Presença e/ou proximidade de Terra(s) Indígena(s) no corredor	População	Identificação e posicionamento de Terras Indígenas próximas ou dentro do corredor
	Presença de assentamento(s) do INCRA no corredor	População	Identificação e posicionamento de assentamentos do INCRA no corredor
	Presença de áreas urbanas no corredor	População	Identificação e quantificação das áreas de áreas urbanas no corredor (km ²)
	Presença de áreas de agropecuária e silvicultura no corredor	Quadro Econômico	Identificação e quantificação das áreas de áreas de agropecuária e silvicultura no corredor (km ²)
	Empregos diretos a serem gerados na fase de implantação da linha	Quadro Econômico	Número de empregos diretos a serem gerados na fase de implantação da linha

Nota: (1) IBGE, 2004 – Indicadores de Desenvolvimento Sustentável: Brasil 2004

O resultado da aplicação dos indicadores de sustentabilidade de linhas de transmissão é apresentado no Gráfico 121, onde se mostra o mapeamento geral dos projetos. No Gráfico 122 são indicados os quantitativos de projetos por subsistema e por ISUT.

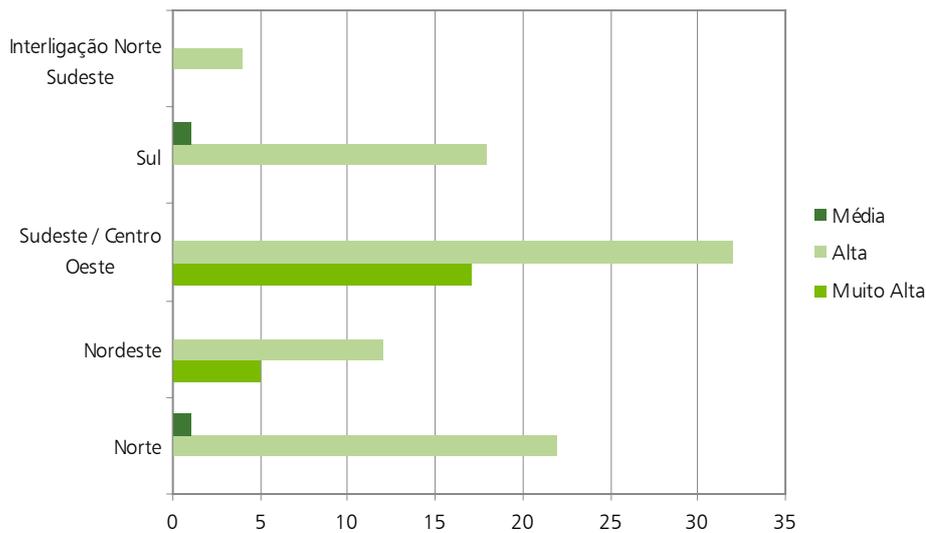
Gráfico 121 – Resultado da Aplicação dos Indicadores de Sustentabilidade de Linhas de Transmissão



Do universo de 112 linhas de transmissão analisadas com base nos indicadores de sustentabilidade, 20 projetos (18%), foram classificados dentro do intervalo de sustentabilidade Muito Alta. A classificação de Alta Sustentabilidade foi alcançada por 90 LT (80%). Duas LT, ou 2% dos projetos, foram classificadas como de Média Sustentabilidade.

Com relação ao horizonte de planejamento, 82 projetos (73%) estão inseridos nos primeiros cinco anos do horizonte decenal. Destes, 67 linhas (60%) foram classificadas com condições de Alta Sustentabilidade, e 13 projetos (12%) foram classificados como de sustentabilidade Muito Alta. Nos últimos cinco anos do horizonte decenal, são previstos 30 projetos, sendo que 23 deles (20%) foram classificados como de Alta Sustentabilidade e 7 linhas (6%), como de sustentabilidade Muito Alta. Apenas 2 projetos foram classificados como de Média Sustentabilidade, ambos no 1º quinquênio do Plano Decenal.

Do conjunto de linhas de transmissão analisadas, 23 estão localizadas na região Norte, 17 na região Nordeste, 49 no subsistema Sudeste/Centro-Oeste e 19 na região Sul. Fazem parte deste conjunto, ainda, quatro projetos que interligam as regiões Norte e Sudeste.

Gráfico 122 – Número de projetos por subsistema e classificação do ISUT

5. Produção de Petróleo e Gás Natural

Para este ciclo de planejamento, foi realizada uma análise de sensibilidade ambiental dos campos de petróleo e gás natural, considerando prazos relativos ao licenciamento ambiental que se relacionam com as previsões de produção do PDE 2019 (Capítulo V). O escopo, critérios e procedimentos estão descritos na Referência [223].

São mapeadas as unidades produtivas nas quais há recursos descobertos, ou seja, onde está confirmada a existência de jazidas de petróleo ou gás natural, distinguindo-se as unidades já produtivas (campos em produção) daquelas previstas para entrar ainda no decênio (campos em desenvolvimento). Vale lembrar que, dentre os campos em desenvolvimento, as incertezas das unidades produtivas com reservas de petróleo ou gás natural, já com comercialidade declarada junto à ANP, são distintas daquelas com recursos contingentes, que ainda estão sob avaliação.

Para efeito da análise da possível influência do licenciamento, consideraram-se apenas as unidades com previsão de produção comercial a iniciar ao longo do decênio, uma vez que aquelas atualmente em produção dispõem de todas as licenças necessárias às operações. Um total de 55 unidades produtivas deverão ter as produções iniciadas no decênio, 49% com recursos contingentes.

Além disso, foram estimados os benefícios socioeconômicos para o período, os quais se constituíram de royalties, participações especiais e geração de empregos.

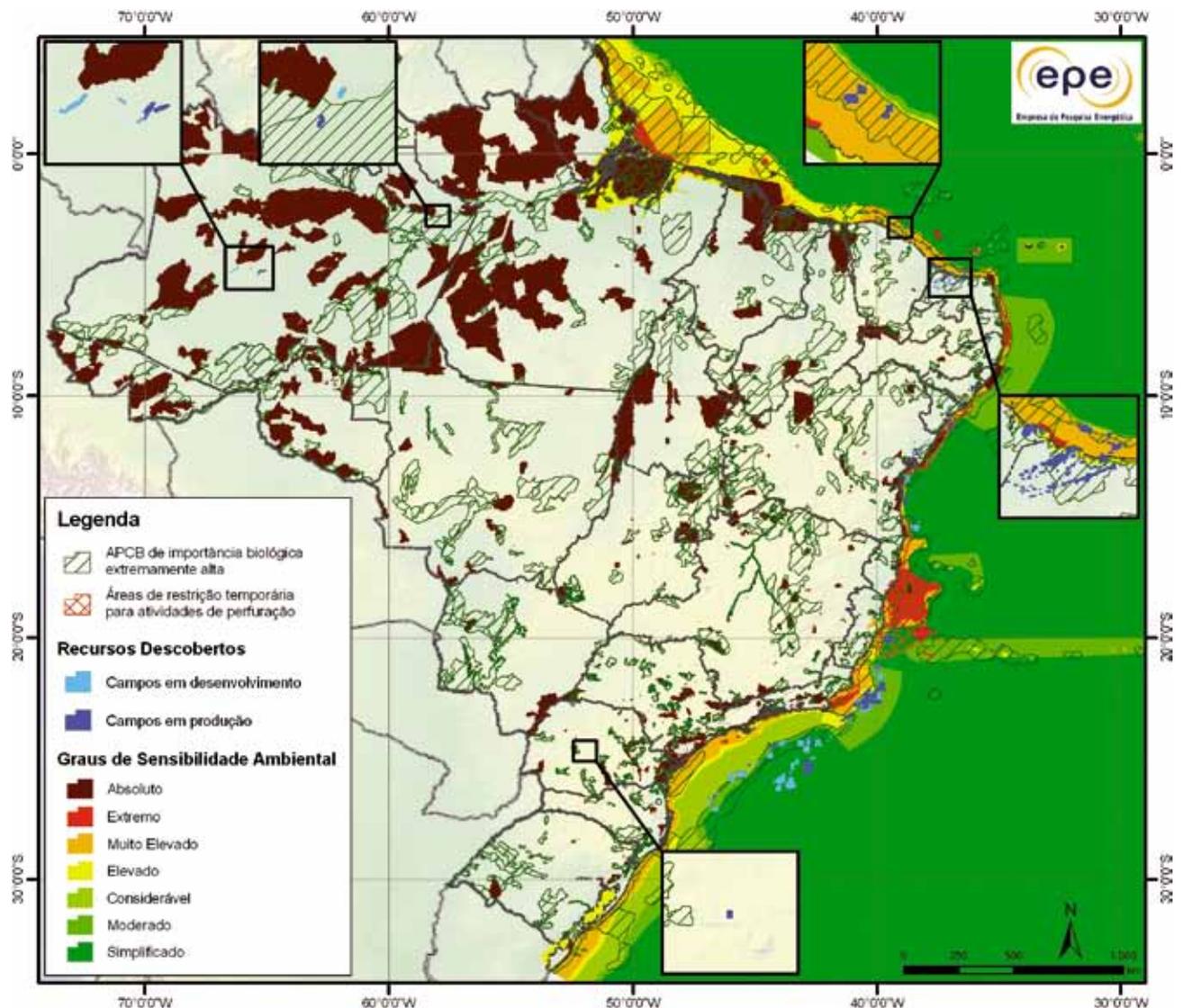
5.1 Análise Socioambiental do Setor Petrolífero

A sensibilidade ambiental é direcionada aos recursos localizados no mar (offshore) por representar o maior volume produzido de petróleo e pelo fato do licenciamento ambiental nessa área estar centralizado no Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), diferentemente da exploração em terra (onshore), cujo licenciamento é regulado por Órgãos Estaduais de Meio Ambiente. No entanto, os recursos onshore também são analisados por meio da distribuição espacial das unidades de conservação e das áreas prioritárias para a conservação da biodiversidade (APCB).

Em geral, os campos produtivos estão inseridos em áreas de sensibilidades baixas a intermediárias, enquanto os campos em desenvolvimento estão em áreas ainda menos sensíveis, como observado na Figura 26. Dentre os campos em produção, destacam-se os recursos da bacia de Campos, em área de sensibilidade Moderada e Elevada e os recursos onshore do Rio Grande do Norte, que não foram classificadas quanto à sensibilidade, mas estão sobrepostos a APCBs. Dentre as unidades produtivas que entrarão em produção ao longo do decênio, observa-se um grande número na região do pré-sal da bacia de Santos, que está inserida em uma zona de baixo grau de sensibilidade.

Deve-se observar que não foram analisadas as sensibilidades ambientais para os recursos não-descobertos, que representam uma contribuição significativa para a produção nacional.

Figura 26 – Mapeamento da sensibilidade ambiental às atividades de perfuração e produção e localização das unidades previstas para produzir durante o decênio 2010-2019



Ao se comparar a previsão do ano de entrada em produção, segundo os tempos necessários ao licenciamento ambiental, com a previsão de produção do PDE 2019 (Capítulo V), não foram identificados atrasos significativos, principalmente no que se refere aos picos de produção dos maiores volumes esperados de petróleo e gás.

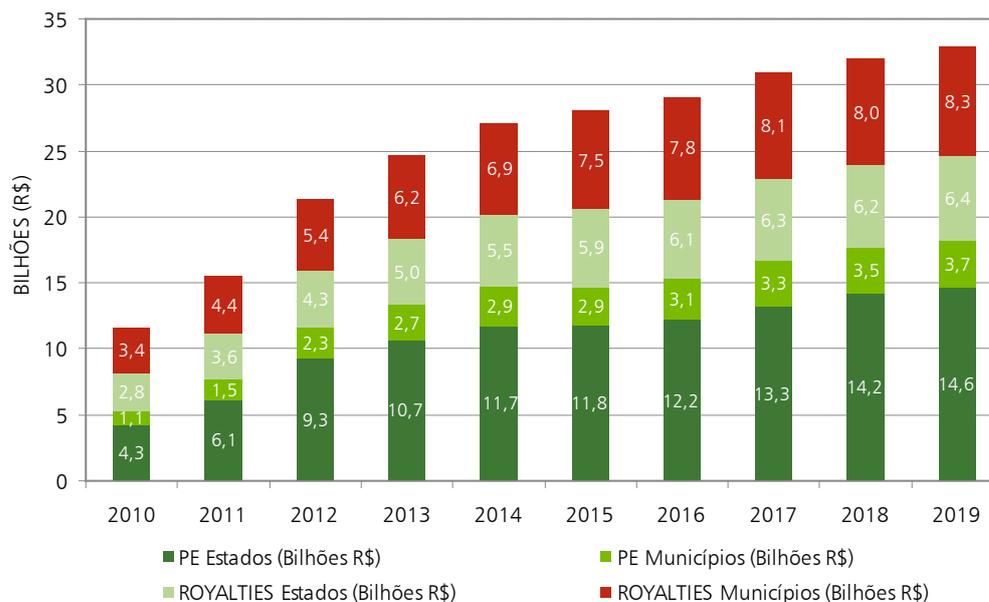
5.2 Benefícios Socioeconômicos

Os aspectos positivos passíveis de serem visualizados nesse horizonte estão relacionados aos benefícios que essas atividades podem trazer para o desenvolvimento local, regional ou indiretamente, nacional. Dessa forma, foram selecionados dois indicadores: um relativo aos recursos financeiros associados às atividades de E&P e o outro relativo aos empregos gerados no período. Ambos indicadores estão associados aos recursos descobertos.

Especificamente para os estados e municípios produtores relacionados às atividades de E&P estão previstos R\$ 253,3 bilhões no decênio, distribuídos conforme Gráfico 123. Para o cálculo das arrecadações, foram utilizados somente os recursos financeiros referentes a royalties e participações especiais, cujo destino está previsto

na legislação atual (Lei 9.478/97 e Decreto no 2.705/98). Assim, foi possível fazer uma aproximação em relação aos benefícios locais (municípios produtores) e regionais (estados produtores). Foram considerados 107 campos, responsáveis por aproximadamente 94% da produção total de petróleo no Brasil, cujas previsões de produção e de preços constam deste PDE. Vale lembrar que todos os Estados, Territórios e Municípios são beneficiados pela parcela de 10% dos royalties gerados pelas lavras na plataforma continental, através do Fundo Especial, não quantificado no presente Plano.

Gráfico 123 – Distribuição da arrecadação dos royalties e da participação especial



Estima-se que serão gerados cerca de 95 mil empregos na indústria de E&P, no pico, em 2012, neste ciclo de planejamento. Ressalta-se que esses empregos, uma vez que não estão restritos às atividades operacionais de E&P, podem ser considerados benefícios indiretos, gerados em outras regiões que não as produtoras.

Tanto para empregos quanto para arrecadações, não foram considerados os recursos contingentes e os não-descobertos. Portanto, as previsões acima para geração de empregos e arrecadações podem ser assumidas como conservadoras, especialmente para o final do período deste PDE.

6. Oferta de Gás Natural

Os estudos socioambientais da oferta de gás natural contemplaram os aspectos de produção, tratado no item anterior, e da infraestrutura necessária para seu transporte, tema específico deste item.

As principais vantagens ambientais pelo uso do gás natural estão associadas à reduzida quantidade de óxidos de enxofre e de material particulado, resultantes de sua queima, além da redução substancial das emissões de dióxido de carbono, quando comparado com os demais combustíveis fósseis. O gás natural, dentre os combustíveis fósseis, é um dos que menos interferem para a mudança global do clima, conforme ilustra a Tabela 186.

Tabela 186 – Conteúdo de carbono por combustível

Combustível	Conteúdo Carbono (kg C/GJ)
Gasolina A	18,9
Diesel	20,2
Óleo Combustível	21,1
Carvão vapor	27,6
Gás Natural	15,3

Fonte: IPCC, 2006

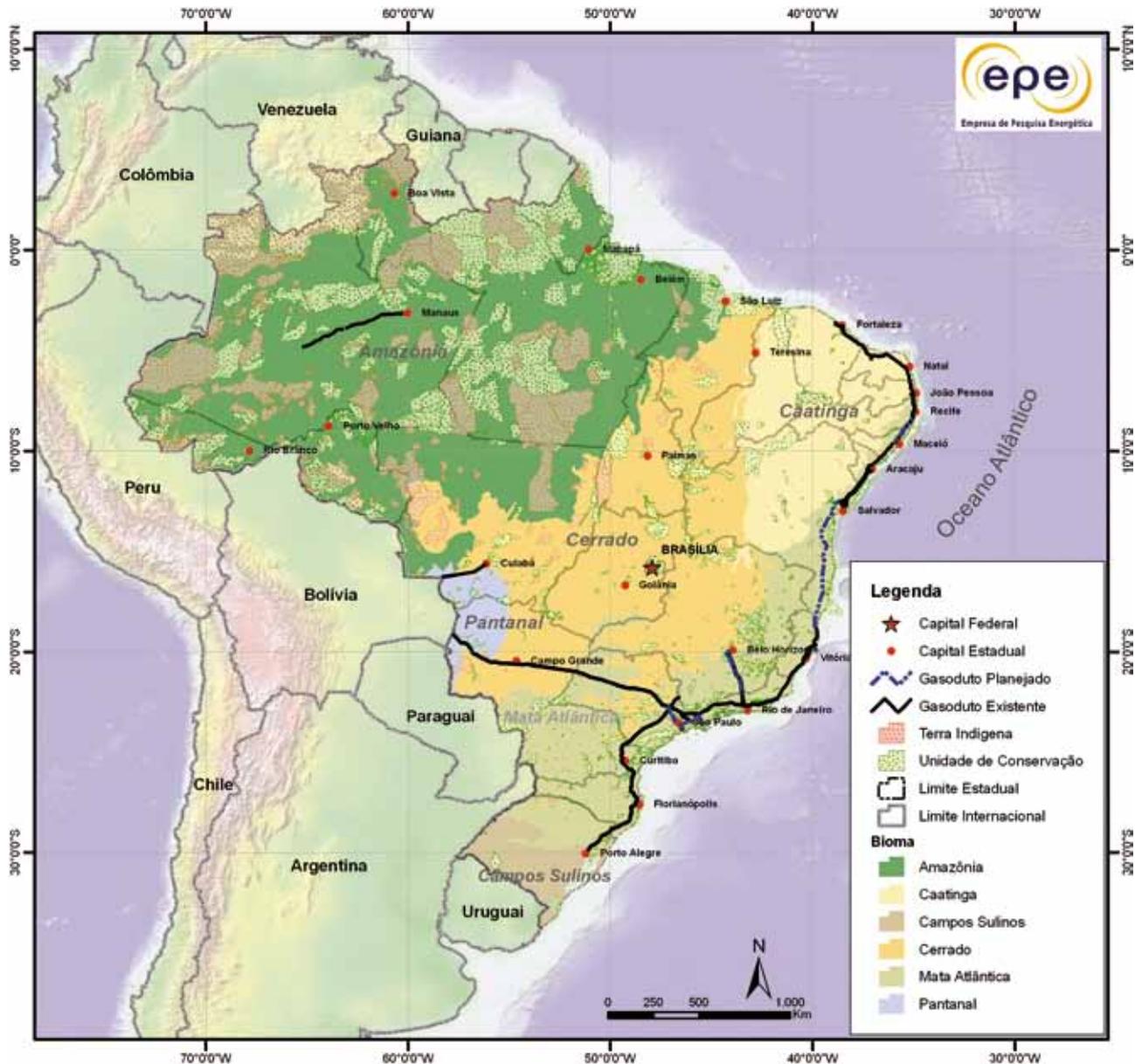
O atual sistema de gasodutos tem a extensão de 7.857,2 km, cuja distribuição por bioma pode ser observada na Figura 27.

A Tabela 187 apresenta as estimativas de áreas antropizadas e de áreas de vegetação nativas afetadas, em cada bioma, pela faixa de passagem dos gasodutos existentes. Ressalta-se que 63% das áreas das faixas de passagem encontram-se em áreas antropizadas.

Tabela 187 – Distribuição de gasodutos existentes (2009), em cada bioma, por áreas antropizadas ou por áreas de vegetação nativa

Biomas	Áreas afetadas pela malha de gasodutos existente – total: 191 km ²							
	Antropizada		Vegetação nativa/ massa d'água		Tipologia indeterminada		Total de gasodutos	
	km ²	%	km ²	%	km ²	%	km ²	%
Amazônia	0,5	0,3	12,1	7,7	-	-	12,6	8
Caatinga	9,6	6,1	9,2	5,9	-	-	18,8	12
Campos Sulinos	0,2	0,1	0,5	0,3	-	-	0,8	0,5
Cerrado	12,7	8,1	4,1	2,6	-	-	16,8	10,7
Mata Atlântica	74,5	47,4	20,7	13,2	2,8	1,8	98,0	62,4
Pantanal	1,5	1,0	3,1	2,0	5,3	3,4	10,0	6,3
Total	99,1	63,1	49,8	31,7	8,1	5,2	157,0	100

Figura 27 – Malha de gasodutos existentes (2009) e planejados (2014) e biomas no território nacional



A análise socioambiental da rede de gasodutos tomou como referência o mapeamento georreferenciado das principais características socioambientais do território nacional (principais biomas e áreas de cobertura vegetal; áreas ou regiões sensíveis, destacando-se as áreas legalmente protegidas, as áreas com restrição de uso, as áreas consideradas prioritárias para conservação da biodiversidade e as áreas metropolitanas), ao qual foi acrescentada a malha de gasodutos existente e planejada. Foi realizado também o cálculo dos empregos gerados no período, recursos dos impostos durante a construção – ISS e recursos da compensação ambiental.

Procedeu-se, ainda, a análise processual dos gasodutos planejados, visando avaliar a possibilidade de atendimento as datas previstas para entrada em operação, considerando a compatibilidade com os prazos necessários para obtenção de licenças ambientais, outras autorizações e outorgas e ainda a articulação com os órgãos responsáveis.

Observou-se que as datas estimadas para início de operação dos gasodutos, já considerados os procedimentos de licenciamento ambiental, em geral, estão compatíveis com os prazos fixados pelos estudos deste ciclo de planejamento para a expansão da malha. Para descrição detalhada de critérios e procedimentos, ver Referência [223].

6.1 Análise Socioambiental da Malha Planejada

Para o período 2010-2014, os estudos da EPE indicam um conjunto de 7 gasodutos. A expansão da malha de gasodutos de transporte no Brasil será de 1.707 km (aproximadamente 34 km² em faixas de passagem), acrescentando cerca de 22% à malha hoje existente. Seis desses gasodutos encontram-se em fase de construção, estando apenas um gasoduto na fase de elaboração do Estudo de Impacto Ambiental. Por essa razão, não foram avaliados índices de sustentabilidade para os gasodutos. Para o próximo ciclo do Plano Decenal, pretende-se desenvolver e aplicar índices de sustentabilidade para gasodutos planejados, conforme realizado com as usinas hidrelétricas e linhas de transmissão.

A Tabela 188 mostra, para cada bioma, o quanto de área antropizada e de área de vegetação nativa será afetado pela faixa de passagem dos gasodutos planejados. Destaca-se que 74,6% das faixas de passagem dos gasodutos planejados encontram-se em áreas antropizadas.

Tabela 188 – Distribuição de gasodutos planejados (2014), em cada bioma, por áreas antropizadas ou por áreas de vegetação nativa

Áreas afetadas pelos gasodutos planejados – total: 34 km ²								
Biomas	Antropizada		Vegetação nativa/ massa d'água		Tipologia indeterminada		Total dos gasodutos	
	km ²	%	km ²	%	km ²	%	km ²	%
Caatinga	0,1	0,2	0,3	1,0	-	-	0,4	1,2
Cerrado	0,7	2,0	0,1	0,2	-	-	0,8	2,2
Mata Atlântica	24,6	72,4	7,3	21,4	0,9	2,7	32,8	96,5
Total	25,4	74,6	7,7	22,6	0,9	2,7	34	100

Constata-se que a presença de gasodutos no bioma Mata Atlântica corresponde a 96,5% da malha planejada, devido ao fato desta situar-se quase toda na região Sudeste. Observa-se também que 72,4% da malha planejada no bioma Mata Atlântica estão em áreas antropizadas. Em virtude da pequena extensão de gasodutos planejados nos biomas Cerrado e Caatinga, observa-se a passagem de apenas 2,2% e 1,2% da malha por esses biomas.

A Tabela 189 consolida as informações referentes às malhas existente e planejada: extensão, percentual de presença no bioma relativo à malha nacional, área da faixa de passagem e o percentual da área dos gasodutos relativo à área do bioma.

Tabela 189 – Distribuição de gasodutos, existentes e planejados (2014), por bioma e respectivas áreas afetadas

Bioma ⁽¹⁾	Extensão de gasodutos (km)	% da malha de gasodutos presente nos biomas	Faixa de passagem dos gasodutos ⁽²⁾ (km ²)	Percentual de área gasodutos/bioma ⁽²⁾
Amazônia	573	6	11	
Caatinga	869	9	17	
Campos Sulinos	565	6	11	
Cerrado	798	8	16	< 0,01%
Mata Atlântica	6.311	66	126	
Pantanal	448	5	9	
Total	9.564	100	191	

Fonte: baseado em dados estimados a partir da digitalização realizada pela EPE.

Dados de extensão total obtidos nas páginas de internet da Transpetro e da TBG.

(1) Classificação segundo IBGE.

(2) Área estimada com base no cálculo da faixa de passagem média de 20m.

Observa-se que os biomas Amazônia, Campos Sulinos e Pantanal, por não haver gasodutos planejados que os afetem, passam a contar, respectivamente, com 6%, 6% e 5% da malha nacional de gasodutos prevista para

2014. Verifica-se também que é insignificante, em termos percentuais, a área correspondente à faixa de passagem dos gasodutos em relação à área dos biomas.

A Tabela 190 apresenta, nas malhas existente e planejada, o quanto de área antropizada e de área de vegetação nativa são afetadas pela faixa de passagem dos gasodutos.

Tabela 190 – Distribuição de gasodutos, existentes e planejados (2014), por áreas antropizadas ou por áreas de vegetação nativa

Malha de gasodutos	Áreas afetadas por gasodutos existentes e planejados – total: 191 km ²					
	Antropizada		Vegetação nativa/ massa d'água		Tipologia indeterminada	
	km ²	%	km ²	%	km ²	%
Existente	99,1	52	49,8	26	8,1	4,3
Planejada	25,4	13	7,7	4	0,9	0,5
Total	124,4	65	57,5	30	9,1	4,8

Destaca-se que, dos 191 km² ocupados pelas faixas de passagem no final do período, cerca de 65% estarão em áreas antropizadas, enquanto 30% estarão em áreas de vegetação nativa. Isso se deve ao fato da expansão da malha de gasodutos situar-se principalmente na região Sudeste, área mais consolidada, refletindo no uso do solo.

Constatou-se ainda que os traçados das faixas de gasodutos existentes e planejadas evitam as áreas mais sensíveis – unidades de conservação federais, terras indígenas e densas áreas urbanas.

6.2 Benefícios Socioeconômicos

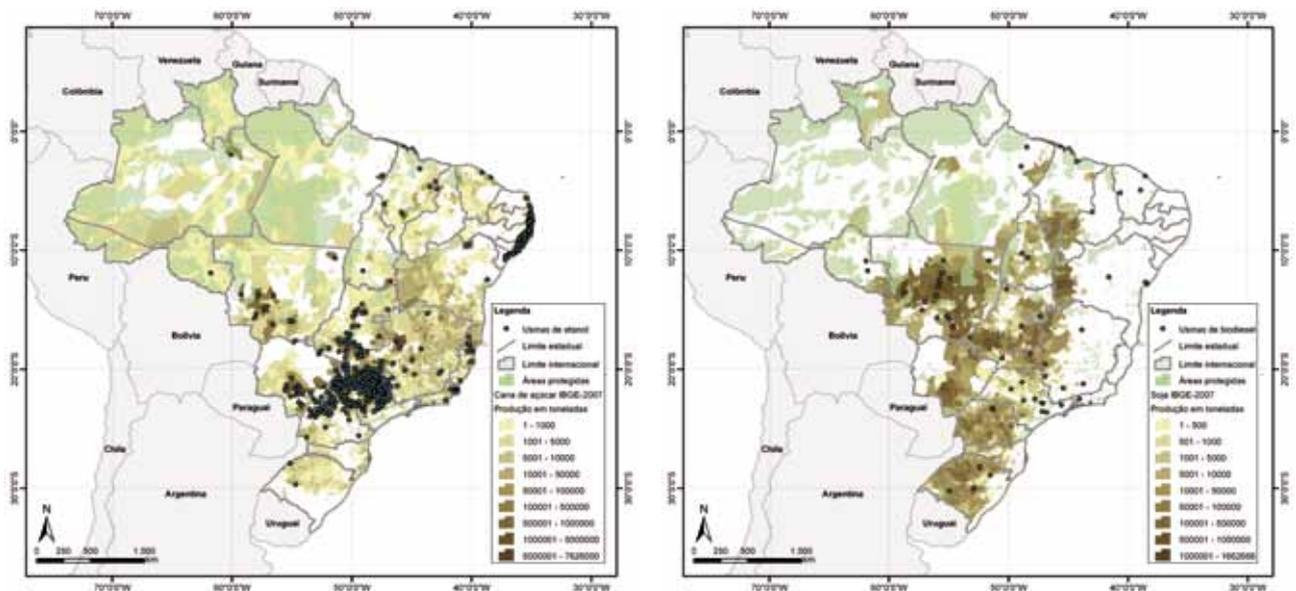
No que se refere ao gás natural, foram identificados alguns potenciais benefícios decorrentes da implantação de gasodutos. Os aspectos positivos passíveis de serem visualizados nesse horizonte estão relacionados aos aspectos socioeconômicos, ou seja, aos benefícios que os gasodutos podem trazer para o desenvolvimento local. Dessa forma, foram selecionados três indicadores: um relativo aos empregos gerados no período, outro relativo aos recursos financeiros gerados pelos impostos – ISS – durante a construção dos gasodutos e o terceiro relativo aos recursos oriundos da compensação ambiental. Apesar desses recursos não indicarem necessariamente benefícios diretos, pode-se considerar que a disponibilização de uma quantidade significativa de recursos oriundos da compensação ambiental apresenta uma tendência de benefícios para as Unidades de Conservação em que esses recursos serão aplicados.

Estima-se que serão gerados cerca de 13.500 empregos diretos durante a construção dos gasodutos previstos para este ciclo de planejamento. Estima-se, ainda, que será gerada receita de cerca de R\$ 29 milhões, advinda de recursos do ISS dos serviços de construção e montagem e cerca de R\$ 8 milhões relativos aos recursos da compensação ambiental.

7. Oferta de Biocombustíveis Líquidos

A produção de biocombustíveis líquidos encontra-se distribuída em função, principalmente, das áreas onde se concentra a produção das matérias-primas vegetais. A distribuição das usinas de etanol corresponde diretamente às áreas de concentração de plantio de cana-de-açúcar. Com o biodiesel, a relação não é tão direta devido à diversidade de matérias graxas passíveis de utilização, tanto de origem agrícola, quanto de co-produtos de outros processos produtivos (resíduos). Atualmente, cerca de 80% da produção de biodiesel é oriunda de óleo de soja, observando-se uma correlação das plantas produtoras com as áreas dessa cultura agrícola. A Figura 28 mostra a localização das usinas de açúcar e etanol e das plantas produtoras de biodiesel em operação, com a quantidade de cana-de-açúcar e soja produzida por município.

Figura 28 – Produção de cana-de-açúcar e soja por município e usinas de etanol e biodiesel em operação



Fonte: IBGE, 2008

Observa-se que, apesar da produção da cana-de-açúcar estar distribuída em todos os estados do Brasil, existe uma relação direta entre as escalas de produção de cana-de-açúcar por município e a localização das usinas e destilarias atualmente em operação¹⁰⁸.

Apresenta-se a seguir uma síntese da análise socioambiental da expansão da produção do etanol e do biodiesel.

7.1 Etanol

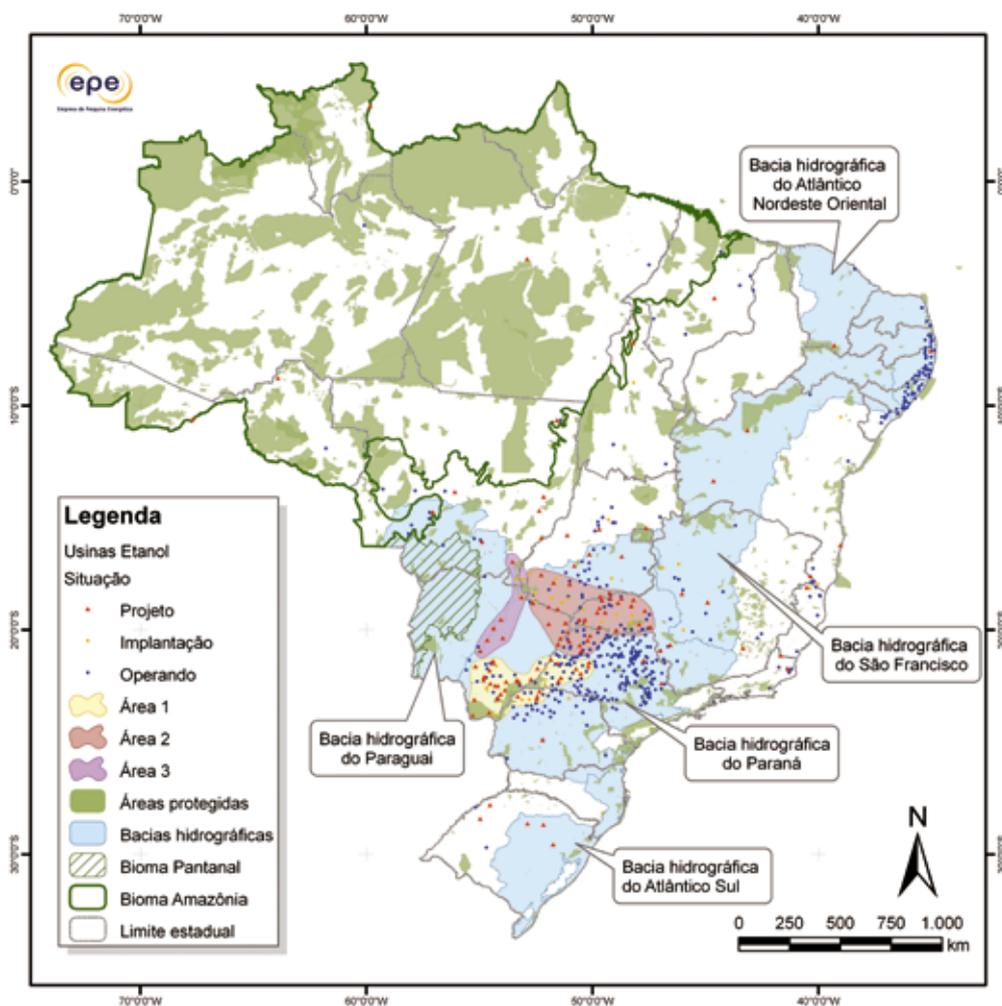
De acordo com o levantamento sistemático da produção agrícola (IBGE, 2009), a área colhida com cana-de-açúcar (para todos os fins) no país, em 2008, foi de 8,1 milhões de ha. De acordo com o mesmo levantamento, a estimativa para 2009 é um aumento de cerca de 6,0%, atingindo 8,6 milhões de ha. Segundo os dados da Produção Agrícola Municipal 2007 (IBGE, 2008), 83,0% da área plantada com cana concentra-se nas regiões Centro-Oeste, Sul e, principalmente, Sudeste, responsável por 65,0% da área plantada. As regiões Nordeste e Norte contribuem, respectivamente, com 16,7% e 0,4% da área plantada.

No contexto da produção de etanol a partir da cana-de-açúcar, os fatores que se destacam são disponibilidade hídrica, uso do solo atual na área de expansão, disponibilidade e aptidão da terra e questões associadas à mão-de-obra. Sendo assim, para encaminhamento da análise, fez-se necessária a identificação das prováveis áreas de expansão da cana-de-açúcar.

A Figura 29 mostra a localização das usinas em operação e planejadas (projeto e implantação), as principais bacias hidrográficas, a delimitação dos biomas Amazônia e Pantanal, as áreas de proteção ambiental (APAs) e os polígonos identificados como provável área de expansão da cana-de-açúcar. Para a análise socioambiental realizada, a área de expansão foi decomposta em três – Área 1, Área 2 e Área 3, sendo as demais usinas, localizadas fora da área dos polígonos, abordadas separadamente. Visando aprimorar a análise dos usos do solo na área de expansão, os polígonos identificados foram sobrepostos com uso de SIG ao mapa de uso do solo do PROBIO (MMA, 2007).

¹⁰⁸ A proximidade entre canais e usinas baseia-se em aspectos econômicos relacionados com a logística e também com a necessidade de se transportar rapidamente a cana colhida até a usina.

Figura 29 – Área de expansão da cana-de-açúcar com base na localização e capacidade instalada das usinas planejadas



Analisando as usinas em implantação e planejadas e os seus cronogramas de operação, foi estimada a área necessária para atender plenamente a capacidade de processamento a ser instalada, conforme Tabela 11. Para tanto, foi considerada a produtividade média de cada área de expansão, admitindo-se um incremento anual de 1,5% a.a.

Tabela 191 – Área necessária para atendimento das usinas atualmente em operação e previstas para implantação até 2011 (mil ha)

Áreas	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Área 1	1.121	1.567	1.999	2.387	2.642	2.730	2.724	2.691	2.651	2.613
Área 2	1.258	1.715	2.165	2.529	2.780	2.857	2.839	2.810	2.778	2.737
Área 3	80	153	268	368	428	469	467	460	453	447

Fonte: EPE

A área plantada tende a se estabilizar a partir de 2015, inclusive com um pequeno decréscimo em função do aumento de produtividade. Isso se deve ao fato da lista de usinas futuras referir-se apenas àquelas a serem implantadas até 2011, visto que o intervalo 2012/2015 corresponde ao período em que haverá a gradativa consolidação da capacidade de processamento, conforme o cronograma de implantação das usinas. Tais considerações não levaram em conta a implantação de usinas planejadas para após de 2011, que podem ocorrer nessas áreas em função da tendência de expansão observada no período 2009–2011.

Na Tabela 192 são apresentados os aspectos socioambientais mais relevantes das áreas de expansão identificadas. Relacionam-se principalmente ao uso atual do solo, à necessidade de expansão para atendimento à capacidade de processamento a ser instalada e à disponibilidade hídrica dos cursos d'água superficiais (ANA, 2009). Foram consideradas como limitações à expansão as áreas ambientalmente protegidas e cobertura atual de vegetação nativa, além dos aspectos relacionados aos recursos hídricos. Nesse contexto são apresentados os percentuais atuais de ocupação da cultura canavieira com relação à área ocupada com agricultura, individualmente para cada área de expansão identificada. Os percentuais futuros de ocupação referem-se às áreas necessárias para atendimento das usinas atualmente em operação e previstas para implantação até 2011 (Tabela 191), sendo que neste caso utilizou-se, além da área agrícola, a área ocupada pela pecuária, partindo-se da premissa que a expansão ocorra principalmente em áreas de pastagens.

Tabela 192 – Aspectos socioambientais das áreas de expansão				
	Área 1	Área 2	Área 3	Outras áreas
Capacidade planejada (%)	34,68	34,77	7,95	22,58
Localização	Sudoeste de SP (Pontal do Paranapanema) Noroeste do PR Sudeste de MS	Noroeste de SP Oeste de MG (Triângulo Mineiro) Sul de GO Nordeste de MS	MS, MT e GO que se encontram nos limites da Bacia do Alto Paraguai	Norte do ES e Sul da BA Região de Campos (RJ) Zona da Mata na Região NE Expansão pontual em regiões do MT, GO, MG, TO, MA, PI e RS
Área de cana atual (ha)	804.178	1.022.052	27.880	
Área de cana/agrícola (% atual)	29,31%	27,36%	3,43%	
Área de cana/agropecuária (% futura)	33,0 %	27,4%	15,7%	
Vegetação nativa	10,85%	26,81%	33,79%	
Limitações	Existência de APAs	Demanda hídrica elevada em função da utilização agroindustrial	Região de recarga do aquífero Guarani e drenagem para a Bacia do Paraguai (Pantanal)	
Disponibilidade hídrica superficial	MS principalmente excelente SP e PR principalmente confortável a preocupante MS e PR crítica (pontual)	MS, sudoeste de GO e parte de MG principalmente excelente SP e demais áreas de MG e GO muito críticos, críticos e preocupantes Excelente e confortável (pontual)	Excelente	Região NE principalmente crítica ou muito crítica RS principalmente preocupante, crítica ou muito crítica

Fonte: EPE

A expansão estimada para a cana-de-açúcar é significativa, indicando a necessidade de modificações no uso do solo atual, seja pela substituição de áreas de pastagem, seja pela substituição de culturas ou pelo incremento no rendimento agropecuário. Ressalta-se que a presente indicação de expansão considerou apenas as usinas planejadas pelos agentes do setor. A partir das premissas do Zoneamento Agroecológico da Cana-de-açúcar (Decreto Presidencial no 6.961/09), admite-se que o planejamento da expansão possa sofrer alterações em função das restrições determinadas. Salienta-se que, aliado ao zoneamento federal, existem os zoneamentos e legislações estaduais, que visam disciplinar a expansão da cultura canavieira perante os aspectos socioambientais locais.

Segundo o Zoneamento Agroecológico da Cana-de-Açúcar, 64,7 milhões de hectares são considerados aptos à expansão da cana-de-açúcar. Desta área, 19,3 milhões de ha apresentam ALTA aptidão, 41,2 milhões de ha apresentam aptidão MÉDIA e 4,3 milhões de ha apresentam BAIXA aptidão. Considerando-se apenas as áreas com aptidão ALTA e MÉDIA sendo utilizadas atualmente como pastagens, existem 34,1 milhões de ha, ou seja, cerca 52% de toda a área apta. Estas estimativas, contrastadas com a necessidade de área esperada para atendimento da demanda de etanol no decênio em tela, demonstram que há viabilidade técnica de que a expansão ocorra de forma sustentável.

Com relação ao processamento industrial, o nível de desenvolvimento alcançado pela indústria sucroalcooleira, além de ter proporcionado o aumento da produtividade, proporcionou também avanços relacionados ao gerenciamento, tratamento e disposição final de resíduos e efluentes, principalmente a vinhaça, atualmente utilizada como biofertilizante nas próprias lavouras de cana-de-açúcar. Outro exemplo é o aproveitamento energético do bagaço de cana, que proporciona a autossuficiência energética da maioria das usinas e, em muitos casos, tem possibilitado a venda do excedente de energia elétrica ao SIN.

No que concerne ao mercado de trabalho no setor sucroalcooleiro, atualmente, a relação “empregados no cultivo”/“empregados no processamento” é da ordem de 1,7, evidenciando que, muito embora o volume de trabalhadores no cultivo da cana ainda seja elevado, há uma tendência de redução na utilização dessa mão-de-obra. Por sua vez, o mercado de trabalho no processamento de cana apresenta forte expansão.

Considerando o setor sucroalcooleiro como um todo, esses dados permitem inferir que o ganho de produtividade do setor, impulsionado especialmente pela mecanização da colheita, tem redundado na substituição de postos de trabalho insalubres e de baixa remuneração por outros que exigem níveis mínimos de escolaridade e capacitação técnica e, em decorrência, oferecem melhores níveis salariais.

Para o decênio, estimou-se a evolução dos postos de trabalho no cultivo da cana considerando a tendência crescente de mecanização da colheita (Tabela 193) com base na perspectiva de crescimento da produção em 85%.

Tabela 193 – Cana-de-açúcar: estimativa de empregos no cultivo em função da mecanização da colheita no decênio 2009–2018

Ano	São Paulo ⁽¹⁾				Paraná, M. Gerais, M. Grosso Sul, M. Grosso, Goiás ⁽¹⁾			
	Colheita Mecanizada (Mt) ⁽²⁾	Colheita Manual (Mt) ⁽²⁾	Estimativa de empregados no cultivo da cana ⁽³⁾		Colheita Mecanizada (Mt) ⁽⁴⁾	Colheita Manual (Mt) ⁽⁴⁾	Estimativa de empregados no cultivo da cana ⁽³⁾	
			Milhares	Cresc. anual			Milhares	Cresc. anual
2009	238,7	128,5	119,7		61,5	92,3	83,2	
2010	266,6	143,5	133,7	11,7%	68,7	103,1	92,9	11,7%
2011	284,5	153,2	142,7	6,7%	73,3	110,0	99,1	6,7%
2012	348,4	116,1	111,6	-21,8%	116,8	77,8	71,8	-27,6%
2013	372,7	124,2	119,4	7,0%	124,9	83,3	76,8	7,0%
2014	395,1	131,7	126,6	6,0%	132,4	88,3	81,5	6,0%
2015	445,0	111,2	109,8	-13,3%	186,4	46,6	46,0	-43,5%
2016	468,9	117,2	115,7	5,4%	196,4	49,1	48,5	5,4%
2017	492,8	123,2	121,6	5,1%	206,5	51,6	50,9	5,1%
2018	519,7	129,9	128,2	5,4%	217,7	54,4	53,7	5,4%
2019	543,6	135,9	134,1	4,6%	227,7	56,9	56,2	4,6%
Crescimento no decênio		85,1%		12%		85,1%		-32,5%

(1) Considerando estável no decênio a participação dos estados na produção nacional de cana em 2007 (SP: 59,87%; PR, MG, MS, MT, GO: 25,08%); e projeção EPE de expansão da produção de cana no decênio. O objetivo dessa projeção foi estimar a evolução do quadro geral do emprego na colheita da cana ao longo do decênio. Não se buscou, nesse ciclo de planejamento, regionalizar as projeções de expansão da produção de cana.

(2) Considerando os seguintes índices de mecanização da colheita: até 2011: 65%; de 2012 a 2014: 75%; a partir de 2015: 80%.

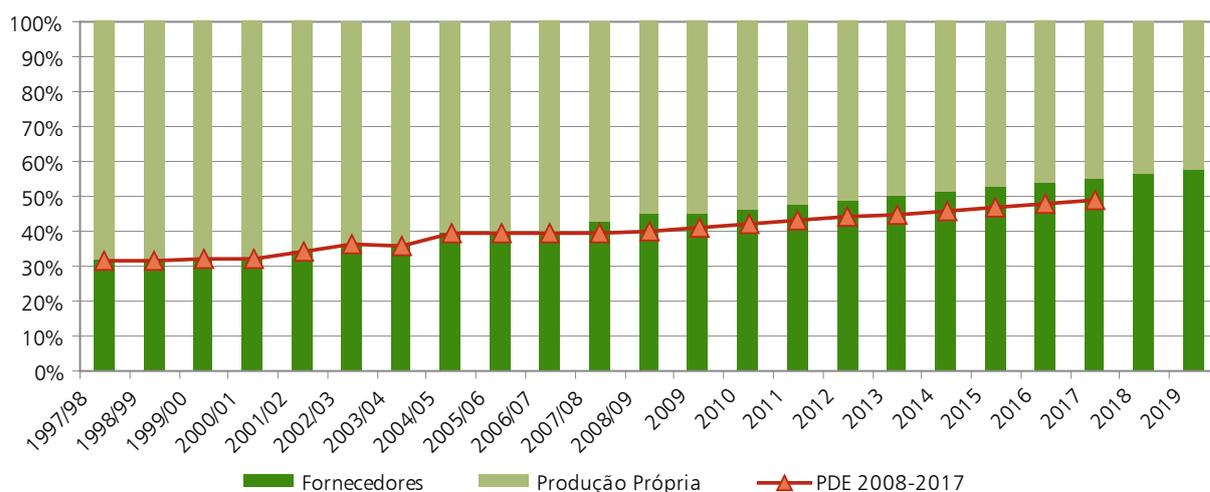
(3) Considerando os seguintes dados de produtividade: colheita mecanizada: 300 t/dia por empregado; colheita manual: 8,7 t/dia por empregado; safra de 130 dias; desconsiderou-se ganho de produtividade em ambas modalidades de colheita.

(4) Considerando os seguintes índices de mecanização da colheita: até 2011: 40%; de 2012 a 2014: 60%; a partir de 2015: 80%.

Fonte: Elaborado a partir de dados EPE e Rais

A participação de fornecedores independentes na produção de cana tende a crescer no decênio, passando de 50% a partir de 2014. Essa tendência se mostra mais expressiva, considerando a projeção realizada no PDE 2008-2017, conforme evidenciado no Gráfico 124. Portanto, são reiteradas e reforçadas as considerações tecidas no ciclo de planejamento anterior quanto à produção de cana em propriedades pequenas e médias, cujo aumento, mais do que significar a inserção de pequenos produtores no mercado, pode sinalizar uma nova modalidade de concentração do uso de terras produtivas.

Gráfico 124 – Produção brasileira de cana-de-açúcar entre as safras de 1997/1998 e 2010/2019



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 canavieira, visando promover garantias de condições salubres ao trabalhador rural¹⁰⁹, devem incorporar às discussões representantes dos fornecedores independentes e a eles estender suas ações.

7.2 Biodiesel

A capacidade instalada atual de produção de biodiesel é de 4656,0 MI, sendo 4173,4 MI autorizados para comercialização. Com relação às matérias graxas utilizadas, conforme dados da ANP (2009), o biodiesel produzido no período de novembro de 2009 utilizou, predominantemente, óleo de soja (75%), seguido por gordura animal (18%), óleo de algodão (5%) e outras matérias graxas (2%).

Com relação à distribuição regional, a produção de biodiesel no ano de 2009, comparativamente ao consumo obrigatório B3/B4 do período e capacidade autorizada, pode ser vista na Tabela 194. Observa-se que as regiões Sul e Centro-Oeste participam majoritariamente da produção, enquanto a região Sudeste concentra o consumo. Observa-se também que algumas regiões possuem participação na produção proporcionalmente inferior ao potencial instalado.

¹⁰⁹ Cite-se o Compromisso Nacional para Aperfeiçoar as Condições de Trabalho na Cana-de-Açúcar, assinado em 25/06/2009 por representantes do governo federal, dos trabalhadores rurais assalariados e da agroindústria canavieira.

Tabela 194 – Produção Regional de Biodiesel, Consumo B3/B4 e Capacidade Autorizada em 2009

Regiões	Produção Biodiesel (%)	Consumo B3/B4 (%)	Capacidade Autorizada (%)
N	2,57	10,42	4,86
NE	10,00	14,37	19,73
CO	39,96	11,21	35,176
SE	17,46	44,41	17,993
S	30,01	19,59	22,23

Fonte: MME (2009) e ANP (2009)

A capacidade atualmente instalada de produção de biodiesel atende a demanda obrigatória ao longo do decênio. A previsão de consumo obrigatório de biodiesel para 2019 é de 4194 MI. A produção de insumos graxos (novos e residuais), estimada para o decênio 2010-2019, também é suficiente para atender à produção de biodiesel projetada para o mesmo período. A produção atual atende plenamente as demandas regionais, porém, para 2019, mantendo-se a atual capacidade instalada, observa-se que algumas regiões exportariam o combustível (NE, CO e S), enquanto as demais (N e SE) o importariam.

Dentre as oleaginosas agrícolas, a soja apresenta um dos menores teores de óleo, sendo superada por diversas plantas, como o dendê, amendoim, girassol, colza, pinhão manso, mamona, entre outras, além de diversas espécies nativas que podem ser aproveitadas na forma de cultivos comerciais ou extrativismo. A soja possui sua cadeia produtiva estabelecida, principalmente por causa do valor proteico de seu farelo, sendo que a produção de biodiesel tem contribuído para o esmagamento do grão no Brasil, agregando valor a produção. Embora o potencial de insumos graxos existente no país atenda plenamente a demanda de produção, verifica-se a concorrência com outros mercados consumidores consolidados, como as indústrias alimentícia e química e o mercado exportador. Nessas condições é ponderada a possibilidade de expansão de áreas de plantio de oleaginosas para atendimento à demanda de todos os setores envolvidos.

No tocante aos aspectos socioeconômicos, as empresas detentoras do Selo Combustível Social somam a capacidade instalada de produção diária de 10,89 milhões de litros, que representa um aumento expressivo, considerando a capacidade registrada no PDE 2008-2017 (2,07 milhões de litros por dia). Esse incremento induz ao aumento da expectativa quanto à geração de emprego no setor, que seria da ordem de 21 mil empregos diretos e 108 mil indiretos¹¹⁰ em âmbito nacional. Entretanto, as expectativas de geração de emprego no setor devem ser ponderadas tendo em vista o hiato entre a capacidade instalada e demanda necessária para atendimento ao consumo obrigatório no decênio.

A geração de emprego e renda no campo associados à produção de biodiesel é um fator relevante de reversão de fluxos migratórios de contingentes populacionais das zonas rurais para os grandes centros urbanos, impulsionando a dinamização de economias locais. Por outro lado, o cultivo da soja, insumo majoritário da produção nacional de biodiesel, pode não favorecer diretamente a absorção da mão-de-obra familiar, dada a predominância do cultivo de alta capitalização.

8. Emissões de Gases de Efeito Estufa

A mudança global do clima causada pelas emissões antrópicas de gases de efeito estufa (GEE) tem sido incluída na pauta dos principais problemas socioambientais a serem enfrentados ao longo desse século. O Brasil, signatário da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (CQNUMC), não dispõe de metas quantitativas para a emissão de gases de efeito estufa no âmbito do Protocolo de Quioto, no qual os países desenvolvidos (Anexo 1) se comprometem a atingir, no período de 2008 a 2012, níveis de emissões 5% inferiores aos níveis de 1990.

¹¹⁰ “Produtores de Biodiesel com Selo Combustível Social”/MDA, abril/2009 e Boletim Mensal do Biodiesel – julho/2009 – SRP/ANP. Estimativa realizada com base no parâmetro de geração de 200 postos diretos de trabalho por uma planta de produção de 100.000.000 de litros de biodiesel por ano e 5 postos indiretos criados para cada posto direto.

Apesar de não estar vinculado ao compromisso de redução, o Brasil, assim como os demais países signatários da CQNUMC, têm empreendido esforços de mitigação de emissões, a fim de estabilizar a concentração de GEE na atmosfera, que é o princípio basilar da Convenção. Em dezembro de 2009, o Brasil ao participar da 15ª Conferência das Partes (COP-15), realizada em Copenhague, se comprometeu a reduzir, de forma voluntária, entre 36,1 e 38,9% as suas emissões totais de gases de efeito estufa projetadas até 2020. Esse compromisso foi formalizado pela Lei no 12.187 de 2009, que institui a Política Nacional sobre Mudança do Clima. Ressalta-se que tal compromisso não se distribui igualmente entre os diversos setores.

No que tange às emissões de GEE do setor de energia, prevê-se para o final do horizonte um aumento natural, associado ao crescimento econômico e populacional do país. Convém ressaltar que o cenário apresentado pelo PDE já inclui todas as medidas de mitigação previstas para o horizonte decenal, não sendo, portanto, o cenário tendencial (Business as Usual – BAU) projetado para 2020 durante as negociações da COP-15. Citam-se, como medidas de mitigação incluídas no PDE, dentre outras: i) o aumento na participação dos biocombustíveis na matriz de transportes; ii) a eficiência energética; iii) a manutenção da participação de fontes renováveis na produção de energia elétrica.

Nesse contexto, a análise das emissões de GEE estimadas para o cenário de expansão da oferta de energia constitui parte fundamental das análises socioambientais deste PDE.

Os cálculos foram realizados de acordo com a metodologia proposta pelo Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima – IPCC (1996). Em avanço ao que já vinha sendo realizado nos Planos Decenais anteriores, neste ano, as emissões de GEE foram analisadas de maneira integrada, de forma a comparar os diferentes setores econômicos.

Análise integrada das emissões de GEE

A análise segregada por processo emissor contribui enormemente para o entendimento da contribuição do setor de energia para as emissões de GEE. Apesar disto, não possibilita uma visão mais abrangente do assunto, dificultando o planejamento de ações futuras referentes à mitigação do clima. Por esse motivo, nesta versão do PDE, optou-se pela inclusão de uma análise integrada do tema, tendo como objetivo analisar, de acordo com as projeções de oferta e demanda de energia, a participação setorial no total de emissões futuras.

A análise integrada aqui referida consiste na estimativa de emissões com base nas matrizes energéticas consolidadas de todos os anos do horizonte decenal. 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 de energia adotado para o próximo decênio. A matriz consolidada tem como unidade padrão a Tonelada Equivalente de Petróleo – tep. Destarte, os fatores de emissão de CO₂ dos diferentes combustíveis propostos pelo IPCC (1996) foram transformados para a unidade t.CO₂/10³tep, conforme apresentado na Tabela 195.

É importante notar que as emissões devido à geração termelétrica contabilizadas correspondem somente à operação do SIN. Isto se justifica pelo fato dos sistemas isolados não fazerem parte do escopo metodológico do modelo NEWAVE, que prediz a geração elétrica ao longo do horizonte decenal. Sendo assim, os números apresentados nesta análise integrada correspondem à estimativa de emissões devido à queima de combustíveis fósseis com finalidade energética, exceto a geração termelétrica em sistemas isolados (até a data prevista para a conclusão das interligações, quando passam a integrar o SIN).

Tabela 195 – Fatores de emissão de GEE

Combustível	Fator de Emissão	Combustível	Fator de Emissão
Petróleo	3.040	Nafta	3.040
Gás Natural	2.337	Querosene	2.964
Carvão Vapor	3.882	Gás de Coqueria	1.986
Carvão Metalúrgico	3.882	Coque de Carvão Mineral	4.438
Óleo Diesel	3.070	Outras Secundárias e Petróleo	3.040
Óleo Combustível	3.207	Coque de Petróleo	4.180
Gasolina	2.873	Gás de Refinaria	2.780
GLP	2.614	Alcatrão	3.921

Nota: Valores em t.CO₂/10³tep

Fonte: adaptado de IPCC, 1996.

Um ponto fundamental na análise realizada consiste na avaliação da participação setorial no total de emissões. Essa abordagem é importante por permitir vislumbrar as tendências de aumento ou diminuição de emissões em cada setor, que por sua vez, permitem uma avaliação de possíveis ações no sentido de diminuir as emissões setoriais e, como consequência, diminuir as emissões totais. A Tabela 196 mostra as emissões setoriais devido à queima de combustíveis fósseis com fins energéticos ao longo do horizonte decenal.

Tabela 196 – Emissões de GEE por setor no horizonte decenal – fins energéticos

Mt.CO _{2e}	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Setor energético	31	38	44	48	49	49	50	50	50	49
Setor elétrico	26	32	38	46	50	47	46	47	49	51
Residencial	18	18	19	19	20	20	21	22	22	23
Comercial	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3
Público	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3
Agropecuário	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
Transportes	167	174	180	187	196	206	217	228	241	252
Industrial	123	132	145	161	174	182	194	205	216	225
Emissões fugitivas	20	24	26	29	30	32	35	37	39	41
Total	407	441	476	516	545	564	592	620	649	674

Fonte: EPE

Notas: 1 – Os processos e subsetores que compõem cada setor apresentado nesta tabela são análogos aqueles do Balanço Energético Nacional (BEN)

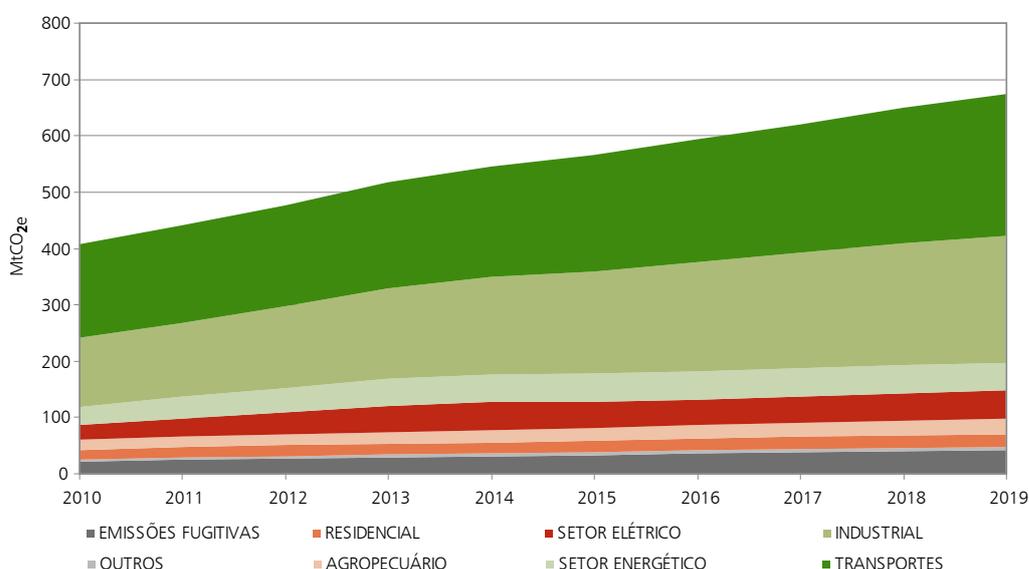
2 – Os totais aqui apresentados correspondem somente à queima de combustíveis fósseis com fins energéticos em cada um desses setores.

3 – Setor elétrico = autoprodução + geração do SIN (não inclui sistemas isolados)

4 – Emissões fugitivas não incluem emissões nas minas de carvão.

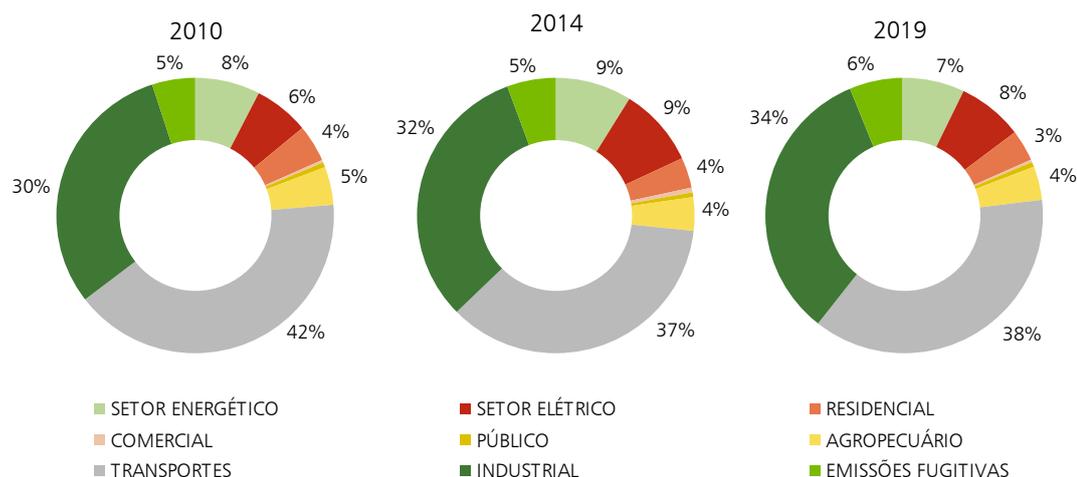
Os dados apresentados da Tabela 196 podem ser visualizados também no Gráfico 125. Nota-se que os setores industrial e transportes são os que mais emitem GEE devido a queima de combustíveis fósseis com fins energéticos. Em 2010, cerca de 71% das emissões com fins energéticos serão provenientes desses dois setores. Espera-se que essa tendência permaneça durante todo o horizonte decenal, em parte devido à continuidade da prevalência do modal rodoviário no setor de transportes e também devido à forte expansão industrial esperada para o período decenal.

Gráfico 125 – Participação setorial nas emissões de GEE devido ao consumo de combustíveis fósseis com fins energéticos



O transporte, apesar de continuar respondendo pela maior parcela das emissões por queima de combustíveis, reduz sua participação de 41% em 2010 para 38% em 2019. O setor industrial aumentará sua participação de 30% em 2009 para 33% em 2018, em grande parte devido ao aumento na demanda de carvão mineral (siderometalurgia) e gás natural no setor industrial. Já o setor elétrico, apesar de aumentar sua participação de 6% para 8%, continuará com uma participação pequena no total de emissões devido à queima de combustíveis fósseis. O Gráfico 126 mostra a participação setorial (em %) no total de emissões com finalidade energética nos anos de 2010, 2014 e 2019.

Gráfico 126 – Participação setorial no total de emissões em três anos do horizonte decenal



Fonte: EPE

Verifica-se ainda, a partir da Tabela 196, que a emissão total devido à queima de combustíveis fósseis com fins energéticos previstas para 2019 é de 674 MtCO_{2e}, correspondendo a um aumento de 65% em relação ao volume de emissões previstos para 2010. A título de comparação, se esse volume final for confrontado com os dados preliminares do inventário nacional de emissões de GEE (referente a 2005), publicado pelo MCT, percebe-se que o volume de emissões devido à queima de combustíveis fósseis com fins energéticos estimado para 2019 é equivalente a cerca da metade das emissões de 2005 devido a mudança de uso do solo, ou cerca de 31% do total de emissões de 2005, como pode ser visualizado na Tabela 197.

Tabela 197 – Comparação das emissões entre os diferentes setores (MtCO_{2e})

	Inventário MCT		PDE	
	2005	2010	2010	2019
Energia	362	407	407	674
Processos industriais	37	–	–	–
Agropecuária	481	–	–	–
Mudança no uso do solo e floresta	1.268	–	–	–
Tratamento de resíduos	49	–	–	–
Total	2.197			

Nota: Todo o combustível fóssil utilizado com fins energéticos é alocado no setor ENERGIA (Ex.: No setor agropecuário, o combustível utilizado nas máquinas é alocado no setor energia).

Nota-se que, no Brasil, o maior volume de emissões de GEE provém da mudança de uso do solo. No entanto, os esforços do Ministério do Meio Ambiente, na última década, para reduzir o desmatamento na região amazônica têm surtido efeito e, sendo assim, deverão refletir uma menor contribuição deste segmento nas emissões totais do país nos próximos anos.

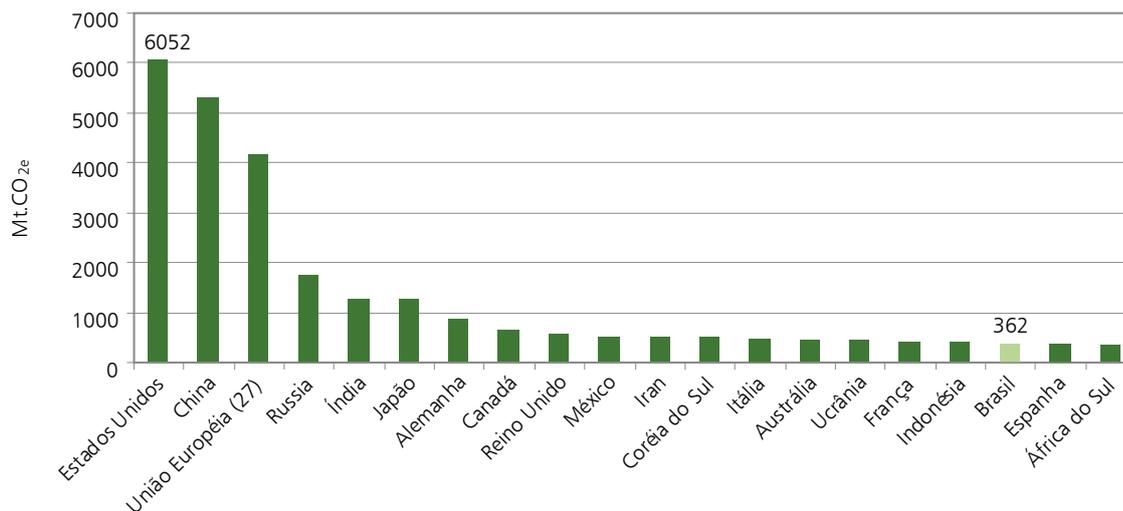
Mesmo com essa redução recente, atualmente o desmatamento continua como o maior responsável pelas emissões do país. Porém, o Plano Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC) estipula metas para redução progressiva do desmatamento. Isto significa que, embora a mudança de uso do solo continue a representar a maior parte das emissões de CO₂, sua participação tende a reduzir significativamente no futuro, o que denota uma maior importância na aplicação de medidas de mitigação de emissões de GEE em processos que demandam energia.

Apesar disto, considerando o volume total de emissões de CO₂ com fins energéticos, o Brasil, que hoje ocupa a 18ª posição no âmbito internacional, não deverá alcançar posição de maior destaque no final do horizonte decenal, como pode ser verificado no Gráfico 127.

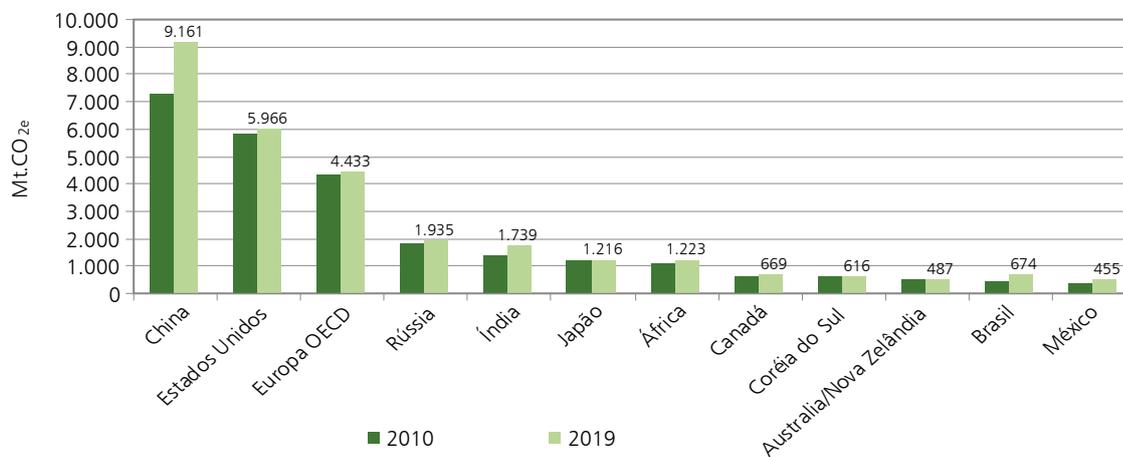
Ao contrastar os dados de emissões de gases de efeito estufa no Brasil com dados socioeconômicos como a população e o PIB, comparando-os com dados de outros países, nota-se que o nível de emissões no Brasil é bastante inferior àqueles dos países que mais contribuem com o aquecimento global. Conforme mostrado no Gráfico 128, temos que um cidadão norte-americano emite cerca de 9 vezes mais GEE (20,5 t.CO₂/hab.) que um cidadão brasileiro (2,0 t.CO₂/hab.). Já o gráfico de intensidade da economia mostra que para produzir 1 milhão de PIB, excluindo as emissões devido ao desmatamento, a China emite 1.052 t.CO₂, os Estados Unidos emitem 473 t.CO₂, enquanto o Brasil emite 220 t.CO₂.

Gráfico 127 – Comparativo entre países das emissões de GEE por queima de combustíveis fósseis com finalidade energética

20 maiores emissores de GEE - ENERGIA - 2005

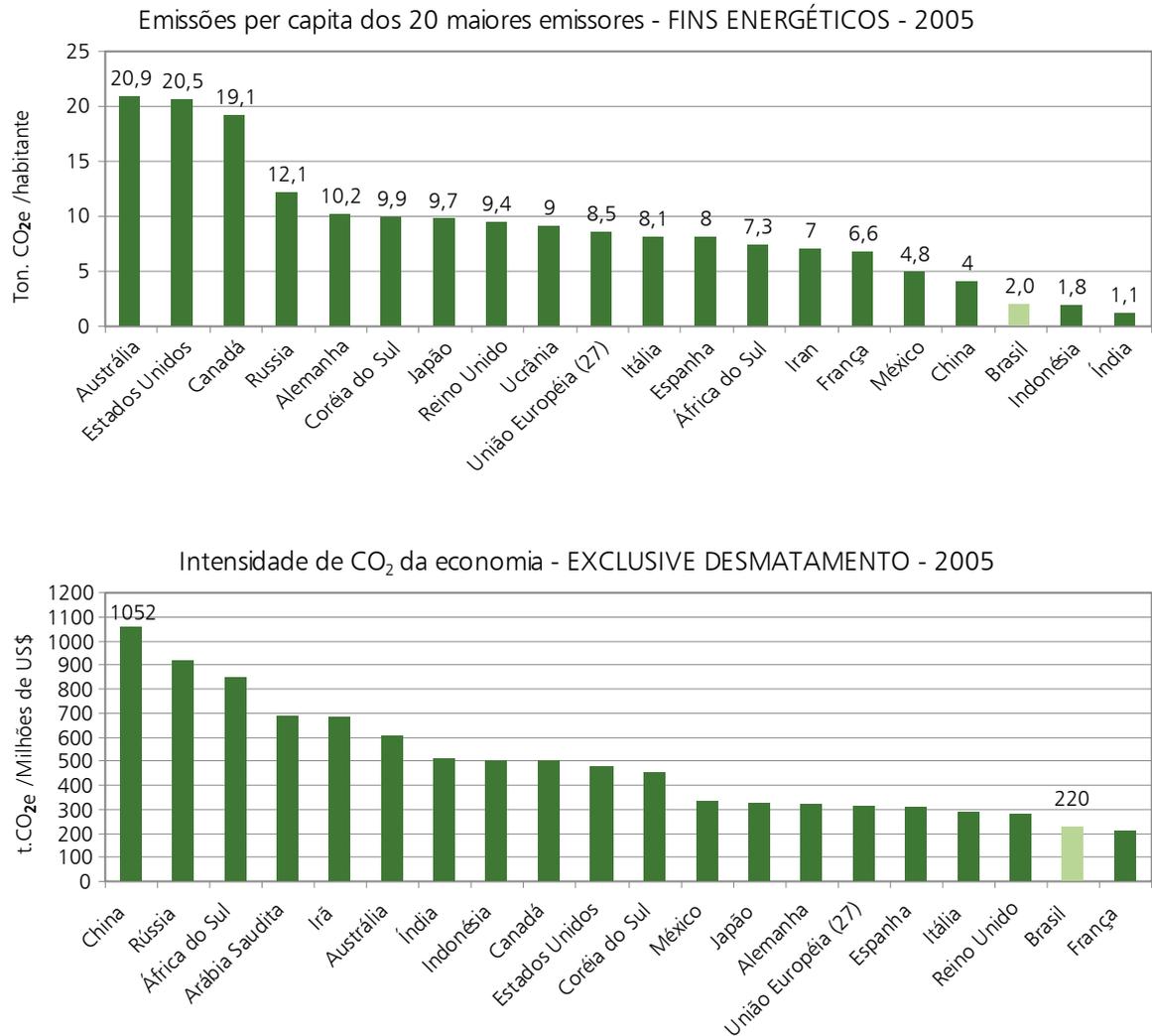


Projeção das emissões de alguns países - ENERGIA - 2010/2019⁽¹⁾



(1) Dado do Brasil segundo projeção da EPE. Demais países, segundo cenário de referência do EIA (WRI, 2009).
Fonte: EPE, com base nos dados de WRI – Climate Analysis Indicators Tools 6.0 (2009) e MCT (2009)

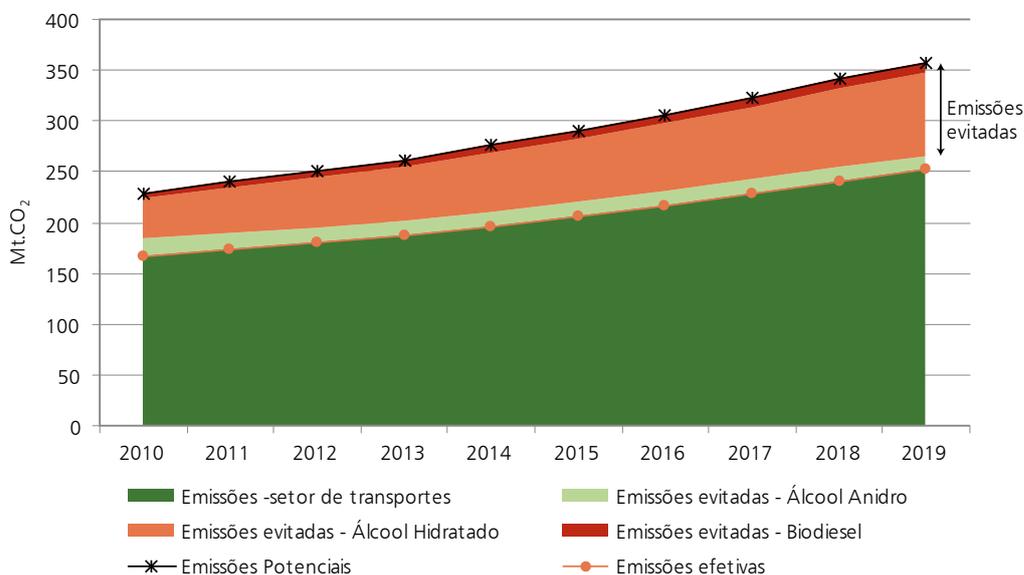
Gráfico 128 – Comparativo entre países de indicadores de emissões



Fonte: EPE, com base nos dados de WRI – Climate Analysis Indicators Tools 6.0 (2009) e MCT (2009)

É importante destacar o volume de emissões evitado pelo uso de biocombustíveis líquidos, conforme ilustrado no Gráfico 129. Estima-se que, em 2019, as emissões evitadas, em conjunto, pelo uso do etanol e do biodiesel serão da ordem de 105 milhões de toneladas, representado cerca de 42% da projeção de emissão do setor de transportes para 2019, de 252 MtCO₂. Ao longo do decênio, as emissões evitadas pelo uso de biocombustíveis somam 824 MtCO₂.

Gráfico 129 – Emissões do setor de transportes e emissões evitadas pelo consumo de biocombustíveis



Fonte: EPE

Redução da Emissão de Gases de Efeito Estufa

O Brasil tenderá no médio e longo prazo a aumentar suas emissões de GEE devido à relação direta entre desenvolvimento econômico e emissões de gases de efeito estufa. Apesar disso, deve buscar um padrão de desenvolvimento distinto daquele promovido pelos países ditos desenvolvidos e perseguir soluções para, simultaneamente, crescer economicamente e reduzir o ritmo de aumento de suas emissões. Os dados do PDE 2019 mostram que o Brasil tende a reduzir a sua intensidade de emissões devido ao consumo final energético comparativamente a 2005, atingindo no final do horizonte decenal o índice de 136 kg.CO₂/mil R\$. Em 2005, este índice foi de 138 kg.CO₂/mil R\$. Embora, a diferença seja pequena comparando estes dois anos, verifica-se que a partir de 2014 há uma tendência de redução contínua neste índice, o que é muito importante, pois mostra o engajamento do país em não apenas manter o status de sua matriz energética, que hoje já é destaque mundial em termos de participação de fontes renováveis, mas melhorá-la ainda mais.

No setor de transportes, estima-se que o total de emissões acumuladas a serem evitadas ao longo dos próximos dez anos pelo uso de biocombustíveis atinja volume da ordem de 824 MtCO₂, o que, por si só, denota a importância do programa de biocombustíveis para a mitigação das emissões de GEE. Ainda assim, em 2019, o setor de transportes continuará representando 38% da matriz nacional de emissões com fins energéticos. Assim como vem sendo feito com o desmatamento, avanços graduais na diminuição da tendência de consumo de óleo diesel poderão significar um grande abatimento de emissões no futuro. Alguns exemplos de ações desejáveis podem ser citados, tais como a melhoria da qualidade e quantidade do transporte público e o investimento em infraestrutura de transporte aquaviário e ferroviário, mais eficientes que o modal rodoviário, dominante no Brasil.

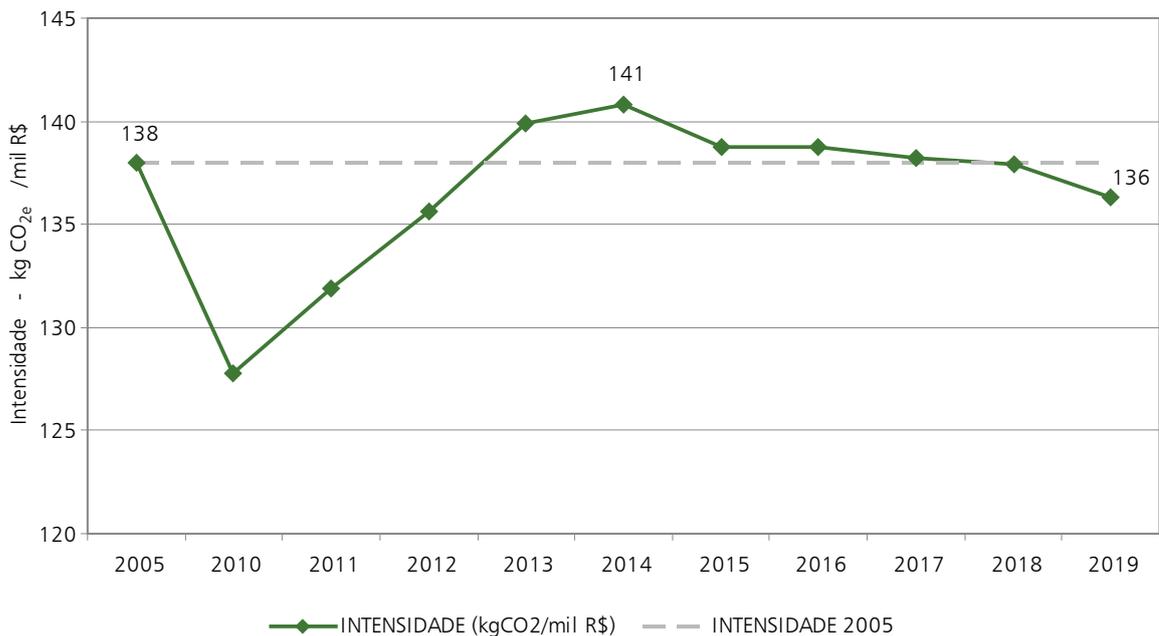
Outras possibilidades para reduzir quantidades significativas de emissões encontram-se no setor industrial. O aumento da eficiência energética, a busca por processos menos intensivos em emissões de GEE e a substituição de combustíveis fósseis por combustíveis renováveis, quando existir viabilidade técnica e econômica, podem ser citadas.

No setor elétrico, a predominância de fontes renováveis de energia tais como a hidroeletricidade e a biomassa deverão manter baixa a participação das termelétricas no volume total de emissões do país. Apesar disso, é necessário um engajamento contínuo para a manutenção desse status, dando preferência à expansão baseada em energias renováveis, sobretudo a hidráulica, eólica e biomassa, fontes que já despontam como economicamente viáveis e que terão cada vez mais importância para a sustentabilidade da matriz elétrica nacional. Neste sentido, destaca-se o sucesso do primeiro leilão de energia eólica realizado em dezembro de 2009, no qual foram contratados 1.807 MW de energia eólica com preço médio de 148 R\$/MWh, demonstrando a competitividade desta fonte frente às demais fontes alternativas e também às termelétricas convencionais.

Intensidade das emissões

Os dados do PDE 2010-2019 mostram que, comparativamente a 2005, a intensidade de emissões diminuiu significativamente no início do horizonte decenal devido aos efeitos da crise econômica dos anos de 2008 e 2009. O cenário do PDE 2010-2019 resulta num pico da intensidade de emissões no ano de 2014, a partir de quando o Brasil passa a reduzir progressivamente esse índice, atingindo no final do horizonte decenal intensidade inferior ao ano de 2005, devendo essa tendência de redução permanecer nos anos subsequentes. A redução neste índice é importante, pois mostra o engajamento do país em não apenas manter o status de sua matriz energética, que hoje já é destaque mundial em termos de participação de fontes renováveis, mas melhorá-la ainda mais. O Gráfico 130 mostra a evolução da intensidade de emissões de GEE na economia.

Gráfico 130 – Intensidade das emissões de GEE na economia



Fonte: EPE

Nota: Intensidade = Emissões da Matriz Energética Consolidada ano a ano / PIB anual

9. Indicadores Socioambientais

As tabelas a seguir apresentam indicadores gerais relativos à expansão da geração e transmissão de energia elétrica, petróleo, gás natural e biocombustíveis. O objetivo é apresentar um resumo e uma visão geral dos aspectos socioambientais do Plano, além de possibilitar uma comparação com os estudos de planejamento anteriores. Para critérios e procedimentos, ver descrição nas Referências [222] e [223].

Dessa forma, para o conjunto de projetos previstos no Plano, foram estimados os valores que constam das tabelas que se seguem.

Tabela 198 – Indicadores relativos à geração hidrelétrica

Indicadores Ambientais	
Área mobilizada	
Área mobilizada (área dos reservatórios)	7.687 km ² (0,09% do território brasileiro)
Área alagada por potência instalada	0,18 km ² /MW (UHEs Existentes: 0,49 km ² /MW)
Área de floresta (formação primária) afetada	4.892 km ² (0,06% do território brasileiro)
Área de floresta (formação primária) afetada por MW	0,11 km ² floresta/MW
No de projetos que interferem diretamente em Unidades de Conservação	15
No de projetos que interferem indiretamente em Unidades de Conservação ¹	3
Recursos da compensação ambiental	
Recursos aplicados na compensação ambiental (0,5%)	R\$ 614 milhões
Indicadores Socioeconômicos	
População afetada	
População urbana afetada	29.655 habitantes
População urbana afetada por MW	0,68 hab/MW
População rural afetada	78.991 habitantes
População rural afetada por MW	1,82 hab/MW
População total afetada	108.646 habitantes
População total afetada por MW	2,51 hab/MW
No de projetos que interferem diretamente em Terras Indígenas	4
No de projetos que interferem indiretamente em Terras Indígenas ²	9
Empregos gerados	
Empregos diretos gerados no pico da obra	166.432 empregos
Relação empregos por MW	3,84 empregos/MW
Recursos totais da compensação financeira no período 2010-2019 ³	
Estados (total aproximado do período)	R\$ 1,6 bilhão
Municípios (total aproximado do período)	R\$ 1,6 bilhão
Recursos da geração de impostos durante a construção de usinas hidrelétricas	
ISS (total)	R\$ 2,3 bilhões
ISS (por município)	R\$ 10,7 milhões

Notas: ¹ O projeto interfere indiretamente quando atinge ou atravessa a Zona de Amortecimento das UCs

² O projeto interfere indiretamente quando há Terra Indígena na área de influência indireta da UHE ou quando há interferência em recurso utilizado e/ou em relações com outros grupos indígenas.

³ Estimativa para o conjunto de usinas hidrelétricas do PDE, considerando somente as máquinas que entram em operação no decênio.

Tabela 199 – Indicador relativo à geração termelétrica

Emissões acumuladas de CO ₂	298 Mt.CO _{2e}
--	-------------------------

Tabela 200 – Indicadores relativos à transmissão de energia elétrica

Indicadores Ambientais	
Área mobilizada	
Extensão LTs	26.141 km
Área mobilizada (km ² de faixas de servidão)	1.407 km ² (0,01% do território brasileiro)
Nº de LTs que interferem diretamente em Unidades de Conservação	23
Nº de LTs que interferem indiretamente em Unidades de Conservação ¹	57
Indicadores Socioeconômicos	
Nº de projetos que interferem diretamente em Terras Indígenas	2
Nº de projetos que interferem indiretamente em Terras Indígenas ²	19
Empregos gerados	
Empregos diretos gerados no pico da obra	72.647 empregos
Relação empregos por km	2,78 empregos/km

Notas: ¹ A LT interfere indiretamente quando atinge ou atravessa a Zona de Amortecimento das UCs

² A LT interfere indiretamente quando passa próximo a Terras Indígenas (até 10 km).

Tabela 201 – Indicadores relativos à exploração e produção de petróleo e gás natural

Nº de campos que interferem diretamente em alguma Unidade de Conservação ¹	0
Nº de campos que interferem indiretamente em alguma Unidade de Conservação ²	3
Empregos indiretos gerados no pico do decênio (2012) – indústria	95.062 empregos
Total de <i>royalties</i> e participações especiais no decênio para os estados e municípios produtores	R\$ 253,3 bilhões
Emissões acumuladas de CO ₂ provenientes do upstream de petróleo e gás	213 Mt.CO _{2e}

Notas: ¹ O campo interfere diretamente quando está inserido em alguma UC.

² O campo interfere indiretamente quando está a uma distância menor que 10 km de alguma UC.

Tabela 202 – Indicadores relativos ao gás natural

Extensão dos gasodutos	1.707 km
Área mobilizada (km ² de faixas de passagem)	34 km ²
Empregos diretos gerados no pico da obra	13.500 empregos
Recursos do ISS dos serviços de construção e montagem	R\$ 29 milhões
Recursos da compensação ambiental (0,5%)	R\$ 8 milhões
Emissões acumuladas de GEE pela consumo de Gás Natural (exceto E&P)	783,7 Mt.CO _{2e}

Tabela 203 – Indicador relativo aos biocombustíveis

Etanol – Empregos diretos gerados no cultivo da cana no pico do decênio (2011)	252.000 empregos
--	------------------

Em relação aos ciclos anteriores, os valores apresentados para os indicadores estão mais consolidados, uma vez que foi aprimorado o processo de obtenção de informações com a implantação do Sistema de Informação Socioambiental (SISA), para as usinas hidrelétricas, e foram elaborados mapas georreferenciados com os projetos e as principais características socioambientais, auxiliando na obtenção de dados e nas análises realizadas para todas as fontes. Dessa forma, os valores dos indicadores diferenciam-se dos ciclos anteriores, não apenas pelo número e projetos previstos para expansão, como também pela qualidade dos dados obtidos.

Neste Plano foram também incorporados alguns indicadores, tais como um indicador de benefício socioeconômico, o número de empregos diretos, relativo ao cultivo da cana-de-açúcar. Para os próximos ciclos pretende-se aprimorar e incrementar os indicadores socioambientais do Plano.

10. Desafios para Sustentabilidade

De forma a atender ao crescimento da demanda e à necessidade de infraestrutura para o desenvolvimento, o PDE 2019 prevê um conjunto de projetos hidrelétricos, linhas de transmissão, expansão da produção de petróleo e gás natural e da malha de gasodutos e aumento da produção de biocombustíveis, distribuído por todo o território nacional. A viabilização deste conjunto de projetos de acordo com os princípios do desenvolvimento sustentável é um desafio crescente para o setor energético.

O setor energético brasileiro vem, há alguns anos, se empenhando no aperfeiçoamento dos critérios socioambientais adotados em suas políticas, planos, programas e ações associados ao planejamento da oferta de energia e implantação e operação de seus empreendimentos. O setor reconhece que os resultados desses esforços surgem gradualmente, requerendo aperfeiçoamentos, somente possíveis, com a colocação em prática das inovações conceituais, técnicas, regulamentares e operacionais alcançadas no âmbito dos agentes setoriais públicos e privados. As necessárias reflexões proporcionadas pela experiência vivida e a atuação conjunta desses agentes, com a participação da sociedade, são fundamentais para que os aspectos socioambientais integrem definitivamente o contexto cultural, técnico e profissional onde ocorrem os processos decisórios do setor energético.

Se, por um lado, a ideia de desenvolvimento sustentável amadurece nos diversos segmentos representativos da sociedade, públicos e privados, por outro lado, suas interpretações são múltiplas e sua materialização custosa devido, sobretudo, à complexidade de seu conteúdo que abrange conceitos adjacentes, mas também complexos, de justiça social, desenvolvimento econômico sustentado, preservação e conservação ambiental.

É, portanto, nestes dois contextos indissociáveis – o do setor e o da sociedade – que se situam os desafios da sustentabilidade ambiental para o setor energético. No âmbito do setor energético, vislumbram-se diversos desafios. Alguns desses desafios, que mantêm estreitas sinergias entre si, são indicados a seguir.

Preservação da Biodiversidade

A adoção de critérios e procedimentos para a compatibilização do uso das fontes energéticas com a conservação da biodiversidade é necessária e tem se desenvolvido ao longo dos ciclos de planejamento do setor. Especialmente nas etapas de estudo e planejamento da oferta de energia elétrica, tem se procurado conhecer e minimizar impactos, por meio da investigação da bacia hidrográfica e sua interação com as UHE existentes e planejadas (Inventários e estudos de Avaliação Ambiental Integrada – AAI), bem como por meio da pesquisa detalhada da matriz ambiental na etapa de viabilidade quando são geradas informações fundamentais para subsidiar a elaboração dos projetos e a concepção de seus programas ambientais, no âmbito dos Estudos de Impacto Ambiental (EIA) e Relatório de Impacto Ambiental (RIMA).

Nos estudos e projetos energéticos, tem-se procurado incorporar o conhecimento adquirido acerca das regiões hidrográficas e dos empreendimentos ali implantados. Da mesma forma, são analisados outros projetos à luz de informações ambientais disponíveis principalmente no MMA e no IBAMA, que têm servido de referência para a elaboração de estimativas de impactos ocasionados pela utilização de diversas fontes energéticas sobre a biodiversidade. Observa-se que esse conhecimento sistematizado é apresentado em escalas passíveis de análise em nível regional e nacional.

Na expansão de áreas agrícolas para atendimento à produção de biocombustíveis, salienta-se a necessidade de consonância com as políticas públicas relativas à preservação da biodiversidade. Na substituição de áreas destinadas a outros usos agropecuários, os plantios energéticos não devem competir com outras culturas, garantindo equilíbrio de oferta dos diversos produtos agrários, notadamente alimentares.

Com relação especificamente a interferências em Unidades de Conservação, é necessário buscar alternativas, tais como o estabelecimento de convênios entre concessionários e órgãos ambientais com o objetivo de compartilhar com os concessionários as atividades de gestão, manejo e fiscalização da UC onde se situa o empreendimento e o desenvolvimento de programas de estudos e pesquisas com vistas ao aperfeiçoamento de técnicas

construtivas e de tecnologia dos equipamentos eletromecânicos, como turbinas e geradores, de forma a reduzir as interferências do empreendimento, principalmente durante a fase de construção.

Relacionamento com populações locais

A sustentabilidade dos projetos só é possível baseada no tratamento adequado das populações locais, sugerindo a necessidade de se incluir nos estudos de viabilidade os termos de um Acordo Social (diretrizes, critérios e modelo de negociação), considerando as comunidades rurais, urbanas e minorias étnicas (quilombolas e indígenas), a ser celebrado entre o concessionário e os grupos populacionais atingidos na etapa de projeto básico, como base da negociação com essas populações.

Adicionalmente, como forma de potencializar os benefícios, outro desafio é estabelecer programas de desenvolvimento regional contemplando a reorganização das relações e cadeias produtivas locais, treinamento e capacitação da população e identificação de áreas para reassentamento, assim como estabelecer as fontes de recursos para implantação de todos os programas sociais, em especial os programas de remanejamento e de desenvolvimento regional.

Benefícios da Compensação financeira/Receita do município

De forma a maximizar os benefícios oriundos da compensação financeira, é necessário realizar gestões junto ao poder legislativo federal, estadual e municipal com o objetivo de vincular a compensação financeira a investimentos em educação, capacitação de mão-de-obra local ou em outras rubricas expressamente vinculadas a investimentos associados ao programa de desenvolvimento regional.

11. Considerações Finais

No planejamento energético, a adoção dos princípios do desenvolvimento sustentável, traduz-se em diversos objetivos que visam o acesso à energia, o equilíbrio e a diversificação da matriz energética, levando em consideração a disponibilidade de matérias primas, fontes primárias renováveis e não renováveis e os impactos socioambientais e aspectos econômicos associados ao aproveitamento dessas fontes.

O desafio que a inserção da variável socioambiental tem imposto à frente do setor energético está, atualmente, relacionado ao conceito de sustentabilidade. O PDE tem, portanto, como um de seus desafios o aprimoramento e a incorporação desse conceito a todas as fontes energéticas. Isto é, tornar, a cada ciclo, o PDE mais sustentável, capaz de atender as metas setoriais sem ferir as metas ambientais brasileiras.

A construção de um índice de sustentabilidade para usinas hidrelétricas e linhas de transmissão foi o primeiro passo para a adoção de procedimentos capazes de avaliar o caminho para a sustentabilidade dos sucessivos planos de expansão de energia. A construção de índices de sustentabilidade para todos os projetos e para as diferentes fontes do Plano, bem como indicadores gerais e integrados, capazes de medir, acompanhar e avaliar os avanços setoriais, como um todo, em direção ao desenvolvimento sustentável é uma meta a ser atingida.





CONSOLIDAÇÃO DE RESULTADOS



CONSOLIDAÇÃO DE RESULTADOS

Apresenta-se a seguir a consolidação de resultados referentes a variações no período decenal de alguns parâmetros macroeconômicos, consumo final energético e oferta interna de energia, bem como de dados de infraestrutura de geração/transmissão de energia elétrica e de transporte de gás natural.

Apresenta-se, ainda, uma síntese dos valores de investimentos associados à expansão da oferta de energia no período decenal.

Tabela 204 – Consolidação de resultados					
	2009 (*)	2019	Incremento no período decenal	%	
Parâmetros Macroeconômicos					
PIB ⁽¹⁾ (10 ⁹ R\$)	3.143	4.966	1.823	58%	
População ⁽²⁾ (10 ⁶ hab)	191	207	16	8%	
PIB per capita (R\$/hab)	16.416	24.042	7.626	46%	
Oferta Interna de Energia per capita (tep/hab)	1,274	2,081	0,807	63%	
Oferta Interna de Energia por PIB (tep/10 ³ R\$)	0,078	0,087	0,009	12%	
Oferta Interna de eletricidade por PIB (kWh/10 ³ R\$)	162,1	167,1	5,0	3%	
Consumo Final Energético ⁽³⁾ (10 ⁶ tep)	206,1	365,7	159,6	77%	
Gás Natural (10⁶ m³/dia)	44,3	100,3	56,0	126%	
Carvão Mineral e Coque (10 ⁶ t)	12,0	33,0	21,0	175%	
Lenha e Carvão Vegetal (10 ⁶ t)	59,6	93,6	34,0	57%	
Bagaço de Cana (10 ⁶ t)	133,6	251,0	117,5	88%	
Óleo Diesel (10 ⁶ m ³)	42,7	76,6	33,9	79%	
Biodiesel (10 ⁶ m ³)	1,6	4,2	2,6	163%	
Óleo Combustível (10 ⁶ m ³)	6,2	9,4	3,2	52%	
Gasolina (10 ⁶ m ³)	19,1	15,5	-3,6	-19%	
Etanol (10 ⁶ m ³)	22,8	52,4	29,6	130%	
GLP (10 ⁶ m ³)	12,2	16,4	4,2	34%	
Eletricidade (TWh)	426,0	712,0	285,9	67%	
Oferta Interna de Energia (10⁶ tep)	243,9	429,9	186,0	76%	
Petróleo (10 ³ barris/dia)	• Produção	1.956	5.113	3.157,0	161%
	• Exportação (**)	(151)	(2.220)	-2.069,0	1.370%
Gás Natural (10 ⁶ m ³ /dia)	• Produção ⁽⁴⁾	57,9	166,4	108,5	187%
	• Importação (**)	22,9	24,0	1,1	5%
Óleo Diesel (10 ⁶ m ³)	• Produção	42,4	82,1	39,7	94%
	• Importação/Exportação	1,5	(3,8)	-5,3	-353% (**)
Óleo Combustível (10 ⁶ m ³)	• Produção	15,1	10,7	-4,5	-29%
	• Exportação/Importação	(7,5)	0,3	7,8	-104% (**)
Gasolina (10 ⁶ m ³)	• Produção	20,9	21,8	0,9	4%
	• Exportação	(2,5)	(7,1)	-4,6	184%
Etanol (10 ⁶ m ³)	• Produção	26,1	64,0	37,9	145%
	• Exportação	(3,3)	(9,9)	-6,6	200%
Eletricidade (TWh)	• Produção + importação	509,5	829,5	320,0	63%

	2009 ^(*)	2019	Incremento no período decenal	%
Capacidade Instalada de Geração Elétrica no Sistema Interligado Nacional ⁽⁵⁾ (GW)	103,6	167,0	63,4	61%
Hidráulica ⁽⁶⁾	81,5	116,7	35,2	43%
Nuclear	2,0	3,4	1,4	70%
Térmica ⁽⁷⁾	13,3	25,4	12,1	91% ⁽⁸⁾
PCH+ Biomassa+Eólica	6,8	21,5	14,7	116%
Transmissão de Energia Elétrica ⁽⁹⁾				
Linhas de Transmissão (km)	95.582	132.379	36.797	38%
Subestações (MVA)	206.212	282.351	76.139	37%
Transporte de gás natural – km gasodutos	7.857	9.564	1.707	22%

Notas: (*) Os valores de 2009 relativos ao consumo final energético e à oferta interna de energia têm como referência dados do BEN 2010. (**) 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) PIB 2009 divulgado pelo IBGE.

(2) Estimativa do IBGE para a população residente em 1º de julho de cada ano.

(3) Inclui o consumo do setor energético.

(4) Estimativa referente a recursos descobertos.

(5) Não abrange as instalações dos sistemas isolados e a capacidade instalada nos pontos de consumo (autoprodução).

(6) Inclui as parcelas nacional e importada da geração da UHE Itaipu.

(7) Contempla a geração a gás natural, carvão mineral, óleos combustível e diesel, gás industrial.

(8) Salienta-se que o incremento de 91% se concentra totalmente no primeiro quinquênio, decorrente da entrada em operação de usinas já autorizadas, entre elas as usinas com contratos assinados nos leilões de energia nova. Ou seja, o incremento no segundo quinquênio é nulo.

(9) Os valores se referem a instalações da Rede Básica do SIN, incluindo subestações de fronteira com a rede de distribuição.

Tabela 205 – Síntese das estimativas de investimentos

	R\$ bilhões Período 2010-2019	%
Oferta de Energia Elétrica	214	22,5%
Geração ⁽¹⁾	175	18,4%
Transmissão ⁽²⁾	39	4,1%
Petróleo e Gás Natural	672	70,6%
Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural ⁽³⁾	506	53,1%
Oferta de Derivados de Petróleo ⁽⁴⁾	151	15,9%
Oferta de Gás Natural	15	1,6%
Oferta de Biocombustíveis Líquidos	66	6,9%
Etanol – Usinas de produção ⁽⁵⁾	58	6,1%
Etanol – Infraestrutura dutoviária ⁽⁵⁾	7	0,8%
Biodiesel – Usinas de produção	0,5	0,1%
Total	952	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\$ 108 bilhões.

(2) Inclui instalações já licitadas que entrarão em operação no período decenal. Sem computar tais instalações, o valor é da ordem de R\$ 26 bilhões.

(3) Média da faixa de valores indicada no Capítulo V.

(4) Considerada a Trajetória Premium de evolução do parque de refino descrita no Capítulo VI.

(5) Média da faixa de valores indicada no Capítulo VIII.

Taxa de câmbio referencial: R\$ 1,75 / US\$ (comercial, média de venda, dezembro/2009).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Nº	Referência – Título
Capítulo I	
[1]	ABIQUIM [Associação Brasileira de Indústria Química]. Relação de Projetos de Investimento (2007-2012) – Produtos Químicos de Uso Industrial. Agosto de 2007.
[2]	ACHÃO, C. C. L. Análise da estrutura de consumo de energia pelo setor residencial brasileiro. Dissertação de M. Sc. PPE/COPPE/UFRJ: Rio de Janeiro, 2003.
[3]	ANP [Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis]. Glossário. Disponível em: < http://www.anp.gov.br/ >. Acesso em: julho 2009.
[4]	BACEN [Banco Central do Brasil]. Expectativas de Mercado – Séries Históricas. Disponível em: < http://www4.bcb.gov.br/?FOCUSERIES > Acesso em: Dezembro de 2009.
[5]	BACEN [Banco Central do Brasil]. Relatório de Inflação. Vol. 11, no 3. Brasília: BACEN, Setembro de 2009. Disponível em: < http://www.bcb.gov.br/htms/relinf/port/2009/09/ri200909P.pdf > Acesso em: Setembro de 2009.
[6]	BM [Banco Mundial]. Global Development Finance: Charting a Global Recovery. Washington D.C.: BM, 22 de Junho de 2009.
[7]	BRADESCO. Disponível em: http://www.economiaemdia.com.br/br/mostraresumopdf.aspx?doc=projecoesmacro . Acesso em: Dezembro de 2009.
[8]	CREDIT SUISSE. Brasil 2009/10. Retomada do ciclo de investimentos, com inflação e juros reais baixos. Dezembro de 2009. (Apresentação).
[9]	EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. Balanço Energético Nacional 2009. Resultados Preliminares – ano base 2008. Rio de Janeiro: EPE, 2009.
[10]	EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2008/2017. Rio de Janeiro: EPE, 2008a.
[11]	EPE. Balanço Energético Nacional 2008 – Ano base 2007. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética, 2008: EPE, 2008b.
[12]	EPE. Projeções da demanda de energia elétrica para o plano decenal de expansão de energia 2008-2017, Nota técnica DEN 02/08, maio/2008: EPE, 2008c, disponível em http://www.epe.gov.br/Paginas/default.aspx
[13]	EPE. Estudos associados ao Plano Decenal de Energia PDE 2008/2017. Demanda. Rio de Janeiro: EPE, 2008d.
[14]	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
[15]	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.
[16]	FMI [Fundo Monetário Internacional]. World Economic Outlook (WEO), outubro de 2009. Washington D.C.: FMI, 2009a.
[17]	FMI. World Economic Outlook (WEO), julho de 2009. Washington D.C.: FMI, 2009b.
[18]	GIANINI, Tatiana, ONAGA, Marcelo e MARANHÃO, Tiago. Indústria Automobilística: Uma nova Era para as Montadoras. In: Revista Exame. Ano 43, no 7, 22/04/2009. pp. 18-29.
[19]	IBGE [Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística]. Indicadores IBGE: Contas Nacionais Trimestrais. Rio de Janeiro: IBGE, Abril/Junho de 2009.
[20]	IBGE. Projeção da População do Brasil por sexo e idade: 1980-2050 – Revisão 2008 – Metodologia e Resultados.
[21]	IBGE. Projeção da População do Brasil por Sexo e Idade para o período 1980-2050 – Revisão 2004 – Metodologia e Resultados
[22]	IE/UFRJ [Instituto de Economia/Universidade Federal do Rio de Janeiro]. Conjuntura Econômica. In: Reuniões Mensais na EPE, no. 8, Apresentação em PowerPoint. Rio de Janeiro: EPE, outubro de 2009.
[23]	MCM/ITAÚ. Disponível em: < http://ww18.itaub.com.br/noticias_cotacoes/analise/chama_analise.aspx?analise=RB090901.html&codigo=RB090901 > Acesso em: Dezembro de 2009.

Nº	Referência – Título
[24]	MPOG/SOF [Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão/Secretaria de Orçamento Federal]. Projeto de Lei de Diretrizes Orçamentárias – PLDO 2010. Brasília: MPOG/SOF, Abril de 2009.
[25]	O Globo. Resultado do PIB no segundo trimestre aumenta chances de expansão da economia brasileira em 2009. Disponível em < http://oglobo.globo.com/economia/mat/2009/09/11/resultado-do-pib-no-segundo-trimestre-aumenta-chances-de-expansao-da-economia-brasileira-em-2009-767568280.asp >. Acesso em: Setembro de 2009.
[26]	OCDE [Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico]. OECD Economic Outlook no 85. Paris (França): OCDE, Junho de 2009.
[27]	ONU [Organização das Nações Unidas]. World Economic Situation and Prospects 2009. Update as of mid-2009. Nova Iorque: Janeiro de 2009.
[28]	PETROBRAS, 2006. Investimentos no Abastecimento. ExpoMoney 2006. Abastecimento/Planejamento Corporativo/Gestão de Portfólio. In: Expomoney, São Paulo. Resumos. Rio de Janeiro: Petrobras, set. 2006
[29]	PUGA, F. P.; BORÇA Jr., G. R.. Apesar da crise, taxa de investimento brasileira continuará em expansão. BNDES. Visão do Desenvolvimento nº 65. Rio de Janeiro: junho de 2009.
[30]	SOUZA Jr., J.R.C. Produto Potencial: Conceitos, Métodos de Estimação e Aplicação à Economia Brasileira. IPEA. Texto para discussão 1.130. Rio de Janeiro, novembro de 2005.

Capítulo II

[31]	ANP [Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis]. Glossário. Disponível em: < http://www.anp.gov.br/ >. Acesso em: jul. 2009.
[32]	ANFAVEA [Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores]. http://www.anfavea.com.br/tabelas/autoveiculos/tabela11_vendas.xls (acesso em 15/06/2009).
[33]	EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. Balanço Energético Nacional 2008 – ano base 2007. Rio de Janeiro: EPE, 2008a.
[34]	EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. Plano Decenal de Expansão de Energia 2008/2017. Rio de Janeiro: EPE, 2008b.
[35]	EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. Estudos associados ao Plano Decenal de Energia PDE 2008/2017. Demanda. Rio de Janeiro, jun. 2008: EPE, 2008c
[36]	EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. Projeções da demanda de energia elétrica para o plano decenal de expansão de energia 2008-2017. Rio de Janeiro, maio 2008: EPE, 2008d
[37]	EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. Análise Econômica: Cenários. Plano Nacional de Expansão de Energia 2009/2018. Rio de Janeiro: EPE, 2009a. (Versão Preliminar).
[38]	EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. Balanço Energético Nacional 2009 – ano base 2008. Rio de Janeiro: EPE, 2009b. (Versão Preliminar).
[39]	EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. Projeção da Demanda de Energia Elétrica para os próximos 10 anos. Rio de Janeiro, dez. 2009: EPE, 2009c
[40]	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, Abr. 2009: EPE/ONS, 2009a
[41]	EPE/ONS. 2a Revisão Quadrimestral das Projeções da Demanda de Energia Elétrica do Sistema Interligado Nacional 2009-2013. Rio de Janeiro: EPE/ONS, 2009b
[42]	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.
[43]	Ministério dos Transportes [MT] 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.
[44]	MPOG/SOF [Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão/Secretaria de Orçamento Federal]. Projeto de Lei de Diretrizes Orçamentárias – PLDO 2010. Brasília: MPOG/SOF, Abr. 2009.

Nº	Referência – Título
Capítulo IV	
[45]	“Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão”, CCPE, novembro/2002
[46]	EPE-DEE-RE-062_2007-r0 – Análise Técnico-Econômica da Integração de Sistemas Isolados ao SIN
[47]	EPE-DEE-RE-001_2008-r0 – Estudo de Conexão à Rede Básica do Projeto Vale – Serra Sul
[48]	EPE-DEE-RE-13_2008-r0 – Programa de Expansão da Transmissão – PET 2009-2013
[49]	EPE-DEE-RE-034_2008-r1 – Planejamento da Expansão do Sistema de Transmissão – Reforços Estruturais para o Mato Grosso do Sul
[50]	EPE-DEE-RE-036_2008-r0 – Sistema de Transmissão associado ao AHE Jirau – Descrição e Custos da Conexão
[51]	EPE-DEE-RE-041_2008-r0 – Integração das Usinas de Biomassa da Região Central do Estado de Goiás
[52]	EPE-DEE-RE-046_2008-r0 – Estudo de Conexão à Rede Básica do Projeto Santa Rita da Mirabela Mineração do Brasil
[53]	EPE-DEE-RE-047_2008-r0 – Estudo de Conexão da MBR – Minerações Brasileiras Reunidas ao Sistema Elétrico
[54]	EPE-DEE-RE-048_2008-r0 – Reavaliação do Estudo de Planejamento de Longo Prazo para o Atendimento a Área de Campinas
[55]	EPE-DEE-RE-055_2008-r0 – Análise do sistema de integração dos aproveitamentos hidrelétricos do rio Madeira e reforços no SIN
[56]	EPE-DEE-RE-059_2008-r0 – Análise Técnico-Econômica da Integração de Sistemas Isolados ao SIN – Atendimento à Região Oeste do Pará
[57]	EPE-DEE-RE-068_2008-r0 (Shunt 440 kV).doc DEFINIÇÃO DE COMPENSAÇÃO CAPACITIVA “SHUNT” NO SISTEMA 440 kV E SISTEMAS SUPRIDOS
[58]	EPE-DEE-RE-073_2008-r0 – Estudo de Suprimento ao Sertão de Alagoas (Revisão do RT CCPE/CTET-047.2003 de Novembro/2003)
[59]	EPE-DEE-RE-076_2008-r0 – Estudo de Conexão à Rede Básica do Projeto CVRD – Salobo
[60]	EPE-DEE-RE-078_2008-r0 – Estudos para Definição das Características Básicas da LT 500 kV Cuiabá – Ribeirãozinho – Rio Verde, C2
[61]	EPE-DEE-RE-079_2008-r0 – Reavaliação do reforço proposto para o atendimento à região Acre-Rondônia durante o período anterior a entrada do Madeira
[62]	EPE-DEE-RE-095_2008-r0 – Estudo do Suprimento das Regiões Oeste e Noroeste da Grande São Paulo
[63]	EPE-DEE-RE-100_2008-r0 – Estudo das Regiões Atendidas pelas subestações de 440 kV Oeste, Bom Jardim e Cabreuva
[64]	EPE-DEE-RE-109_2008-r0 – Planejamento da Expansão do Sistema de Transmissão – Estados do Mato Grosso do Sul e Goiás – Integração das Usinas Térmicas a Biomassa e Pequenas Centrais Hidrelétricas
[65]	EPE-DEE-RE-110_2008- Estudos de Expansão da Transmissão PDE 2008/2017 – Região Sul e Estado do Mato Grosso do Sul
[66]	EPE-DEE-RE-112_2008-r0 – Estudo de Suprimento às Regiões de Goiás e Brasília – Período 2010/2016 Volume II – Atendimento à Região de Barro Alto
[67]	EPE-DEE-RE-113_2008-r0 – Estudo de Suprimento às Regiões Goiás e Brasília – Período 2009/2016 Volume III – Atendimento à Região de Caldas Novas
[68]	EPE-DEE-RE-114_2008-r0 – Estudo de Suprimento às Regiões Goiás e Brasília – Período 2009/2016 Volume III – Atendimento à Região de Goiânia
[69]	EPE-DEE-RE-119_2008 – Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Fortaleza Período 2010/2022
[70]	EPE-DEE-RE-120_2008-r0 – Estudos para Definição das Características Básicas do Sistema de Transmissão de Integração das Usinas do Madeira – Alternativa CA
[71]	EPE-DEE-RE-126_2008-r0 – Avaliação da necessidade de Reconversão para 440 kV da LT Santo Ângelo – Taubaté

Nº	Referência – Título
[72]	EPE-DEE-RE-128_2008-r0 – Definição das Obras Emergenciais para o Atendimento à Região Metropolitana de Belém no período de 2009 a 2011
[73]	EPE-DEE-RE-129_2008 – Atendimento à Região Metropolitana de Manaus – Solução de Curto Prazo
[74]	EPE-DEE-RE-131_2008-r0 – Escoamento do excedente de geração do estado de Mato Grosso e atendimento à região metropolitana de Cuiabá
[75]	EPE-DEE-RE-132_2008-r0 – Reforço à região de Ouro Preto para atendimento à migração de consumidores para a Rede Básica
[76]	EPE-DEE-RE-145_2008-r0 – Estudo da integração das UTEs localizadas no Triângulo Mineiro
[77]	EPE-DEE-RE-146_2008-r0 – Estudo de Suprimento às Áreas Rio de Janeiro e Espírito Santo Parte I – Atendimento ao Espírito Santo
[78]	EPE-DEE-RE-147_2008-r0 – Análise do sistema de atendimento aos estados do Acre e Rondônia no período Pré-Madeira

Capítulo V

- [79] ANP- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2009, <http://www.anp.gov.br>. Acesso em julho de 2009.
- [80] EPE-EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2007. Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás – Relatório Executivo.
- [81] EPE-EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 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 Pré-Sal.

Capítulo VI

- [82] ANP (2000a). Portaria ANP no 36, 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>.
- [83] ANP (2000b). Portaria ANP no 9, de 21 de janeiro de 2000. Aprova o Regulamento Técnico ANP no 001/2000, que define os termos relacionados com as reservas de petróleo e gás natural, estabelece critérios para a apropriação de reservas e traça diretrizes para a estimativa das mesmas. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 24 jan. 2000. Disponível em: <http://www.anp.gov.br>.
- [84] ANP (2008a). Despacho ANP no 683, de 9 de julho de 2008. Atualiza os Anexos II e III da Portaria ANP no 36 de 29 de agosto de 2000. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 10 jul. 2008. Disponível em: <http://www.anp.gov.br>.
- [85] ANP (2008b). Dados Estatísticos de Refino e Processamento de Gás Natural. Disponível em: <http://www.anp.gov.br>.
- [86] ANP (2009a). Preços de Produtores. Disponível em: <http://www.anp.gov.br>.
- [87] ANP (2009b). 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>.
- [88] ANP (2009c). Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo e do Gás Natural (ano base 2008). Disponível em: <http://www.anp.gov.br>.
- [89] ARRUDA, G (2006). Refinaria do Futuro. Revista Petro & Química. São Paulo, ano XXX, n. 285, p. 52-65, jun. 2006.
- [90] 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>.
- [91] BRASIL (2008). Acordo para compensação pelo não-cumprimento da Resolução CONAMA no 315/2002. Ministério Público Federal, São Paulo, 29 out. 2008.

Nº	Referência – Título
[92]	BRASIL (2009). Ministério de Minas e Energia (MME). Apresentação do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC). Set. 2009.
[93]	BOSCO, F (2009). Guia Anual de Refinarias. Revista Petro & Química, São Paulo, ano XXXI, n. 316, p. 12-25, jun. 2009.
[94]	ESMAP (2005). Crude oil price differentials and differences in oil qualities: a statistical analysis. Energy Sector Management Assistance Programme. Washington/The World Bank Group.
[95]	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.
[96]	PETROBRAS (2007b). Apresentação da Carteira de Investimentos do Abastecimento para a Empresa de Pesquisa Energética. 24 out. 2007.
[97]	PETROBRAS (2007c). Apresentação do COMPERJ pelo Diretor de Abastecimento da Petrobras Paulo Roberto Costa. Jul. 2007.
[98]	PETROBRAS (2009). Abastecimento Corporativo. Gerência de Gestão de Portifólio. Mai. 2009.
[99]	PLATTS (2009). Plataforma Platts. Preços Internacionais de Petróleo e Derivados.
[100]	SCHAEFFER, R.; SZKLO, A. S.; MACHADO, G. V. (Coord.) (2004). Evolução do Mercado Brasileiro de Derivados de Petróleo e Perspectivas de Expansão do Parque de Refino Nacional até 2015. Rio de Janeiro: PPE/COPPE/UFRJ, Out. 2004.
[101]	TRANSPETRO (2009). Acordo para Intercâmbio e Cooperação Técnica entre EPE e Transpetro.

Capítulo VII

- | | |
|-------|---|
| [102] | CERA. Cambridge Energy Research Associates. Disponível em: < http://www.cera.com >. |
| [103] | MME. Ministério de Minas e Energia. Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural, Ago/2009. |
| [104] | ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Boletim Mensal do Gás Natural, Jul/2009. |

Capítulo VIII

- | | |
|-------|---|
| [105] | Ageo/Copape, 2009. Terminais Portuários de Granéis Líquidos. 1º Encontro de Especialistas em Logística de Exportação de Etanol Disponível em: http://www.ietha.com.br/ethanol/canais/docs/mktevents/06.pdf . Acesso em 11 mai. 2009. |
| [106] | ABOISSA, 2009. Informativos ABOISSA sobre mercado de óleos vegetais, ácidos graxos e gorduras animais. |
| [107] | ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2009. Resultados dos Leilões de Biodiesel. Disponível em http://www.anp.gov.br/biocombustiveis/leilao_biodiesel.asp . Acesso em 29 jan. 2010. |
| [108] | ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2010. Boletim Mensal do Biodiesel. Disponível em http://www.anp.gov.br/?dw=13868 Acesso em jan. 2010 |
| [109] | ANTT. – Agência Nacional de Transportes Terrestres. Registro Nacional de Transporte rodoviário de Cargas, 2007. Disponível em < http://www.antt.gov.br/rntrc_numeros/rntrc_carrocerias_tipo.asp >. Acesso em 30 jun. 2009 |
| [110] | BACEN – Banco Central do Brasil, 2007. Relatórios trimestrais sobre câmbio. Disponível em http://www.bcb.gov.br/?RELCAMBIO . Acesso em 02 abr. 2007. |
| [111] | BR – Petrobras Distribuidora S.A, 2006. Considerações sobre a logística do biodiesel. Mensagem trocada entre EPE e BR Distribuidora. Jun. 2009. |
| [112] | BrasilShip/Scanbrasil, 2009. Disponível em: http://www.ietha.org/ethanol/canais/docs/mktevents/07.pdf . Acesso em 11 mai. 2009. |
| [113] | BRASKEM, 2009. Braskem lança Pedra Fundamental do projeto de Plástico Verde. Disponível em http://www.plasticomoderno.com.br/revista/pm401/noticias/noticias02.html . Acesso em 04 mai. 2009. |
| [114] | BRESCO, 2008. Apresentação Duto Alto Taquari – Santos à EPE. Dez. 2008. |
| [115] | Carmo, Vadson Bastos do. Uso da Água na Produção de Etanol de Cana-de-Açúcar – fase industrial. Projeto Programa de Pesquisa em Políticas Públicas. Campinas, 14 de novembro de 2008. Disponível em: http://www.apta.sp.gov.br/cana/anexos/position_paper_painel3_vadson.pdf . Data de acesso 30 jun. 2009. |

Nº	Referência – Título
[116]	CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2009. Ambiente de Contratação. Disponível em http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=65daa5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD . Acessado em 07 out. 2009.
[117]	CentroSul Transportadora Dutoviária, 2009. Disponível em: http://www.ietha.org/ethanol/canais/docs/mktevents/05.pdf . Acesso em 11 mai. 2009.
[118]	Ceise BR – Centro das Indústrias de Sertãozinho e Região 2009. Disponível em: http://www.ceisebr.com/Imprimir.aspx?IdNoticia=8634 . Publicado em 31/03/2009. Acesso em 01 abr. 2009.
[119]	COGEN, 2009 “Bioeletricidade – Reduzindo Emissões & Agregando Valor ao Sistema Elétrico” disponível em http://www.cogen.com.br/workshop/2009/Bioeletricidade_Agregando_Valo_Matriz_Eletrica_03jun2009.pdf . Acessado em 14 set. 2009.
[120]	CONAB – Companhia Nacional de Abastecimento, 2005. Acompanhamento da Safra Brasileira de Cana – safra 2005. Disponível em: http://www.conab.gov.br/conabweb/download/safra/1_levantamento0506_mai2005.pdf . Acesso em 13 fev. 2009.
[121]	CONAB – Companhia Nacional de Abastecimento, 2009. Mamona: Proposta de Preço Mínimo. Disponível em: http://www.conab.gov.br/conabweb/download/precos_minimos/proposta_de_precos_minimos_safra_2007_08_Mamona.pdf . Acesso em 27 jun. 2009.
[122]	CONAB – Companhia Nacional de Abastecimento, 2009. Acompanhamento da Safra Brasileira de Cana – safra 2009 – Primeiro Levantamento. Disponível em: http://www.conab.gov.br/conabweb/download/safra/1_levantamento2009_abr2009.pdf . Acesso em 30 abr. 2009.
[123]	CONAB – Companhia Nacional de Abastecimento, 2008. Perfil do Setor do Açúcar e do Alcool no Brasil Brasília, Abril 2008. Disponível em < http://www.conab.gov.br/conabweb/download/safra/perfil.pdf > Acesso em 01 jul. 2008.
[124]	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.
[125]	COSAN, 2009. Cosan fecha acordo com Mitsubishi para a venda de etanol combustível ao mercado japonês. Disponível em < http://www.cosan.com.br/cosan2009/web/arquivos/Press%20release%20-%20Cosan%20fecha%20acordo%20com%20Mitsubishi.doc >. Acesso em 17 ago. 2009.
[126]	Datagro, 2009. José Maria Tomazela – O Estado de S. Paulo – Usinas trocam etanol pelo açúcar. Disponível em: http://www.estadao.com.br/estadaodehoje/20090607/not_imp383539,0.php . Divulgado em 07 jun. 2009.
[127]	DOW, 2009. Dow e Santelisa adiam projeto de US\$ 1 bilhão em alcoolquímica. Disponível em: http://www.valoronline.com.br/ValorImpresso/MaterialImpresso.aspx?&tit=Santelisa+e+Dow+adiam+projeto+de+US\$+1+bilh%C3%A3o&dtmateria=04/02/2009&codmateria=5398712&codcategoria=95&tp=169831619 . Acesso em 04 fev. 2009.
[128]	EBB – European Biodiesel Board, 2009. Statistics. The EU Biodiesel Industry. Disponível em < http://www.ebb-eu.org/stats.php >. Acesso em 4 ago. 2009.
[129]	EBIO – European Bioethanol Fuel Association, 2007.. Bioethanol Fuel in Numbers. Disponível em: < http://www.ebio.org/production_data_pd.php >. Acesso em 4 ago 2009.
[130]	EIA/DOE, 2009. Anual Energy Outlook 2009. Disponível em: < http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/ >
[131]	Embrapa – Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária, Especial Embrapa. Publicado na revista Agroanalyses, abril de 2009. Disponível em: http://www.agroanalysis.com.br/index.php?area=conteudo&esp_id=51&from=especial&epc_id=371 . Acesso em 26 nov. 2008
[132]	EMBRAPA – Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária, 2009. Zoneamento Agroecológico da Cana-de-açúcar. Disponível em: http://www.cnps.embrapa.br/zoneamento_cana_de_acucar/ZonCana.pdf . Acesso em 22 set. 2009.
[133]	EPE – Empresa de Pesquisa Energética, 2009.. Balanço Energético Nacional 2009. Resultados Preliminares, Ano Base 2008.
[134]	EPE – Empresa de Pesquisa Energética, 2009a.. Estudos sobre a Demanda do Diesel. Projeção da Demanda Nacional de Diesel.

Nº	Referência – Título
[135]	EPE – Empresa de Pesquisa Energética, 2009b.. Estudos sobre a Demanda de Etanol. Modelo de Demanda de Etanol.
[136]	EPE – Empresa de Pesquisa Energética, 2008. Metodologia de Cálculo da Garantia Física das Usinas.
[137]	EPE – Empresa de Pesquisa Energética, 2007.. Estudos sobre a Demanda de Etanol. Modelo de Demanda de Etanol.
[138]	EPE – Empresa de Pesquisa Energética, 2006. Sumário Executivo. Balanço Energético Nacional 2006.
[139]	EQUIPAV, 2009 “Estudo de Caso: Reconhecimento Global da Tecnologia de Cogeração Empregada no Brasil”. Palestra proferida no evento Cogeneration Brazil 2009, São Paulo 22 set. 2009
[140]	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 dez. 2007.
[141]	EUA. 2007a. Tax Relief and Health Care Act of 2006. pg.3050. Disponível em < http://frwebgate.access.gpo.gov/cgi-bin/getdoc.cgi?dbname=109_cong_public_laws&docid=f:publ432.109.pdf >. Acesso em 13 set. 2007.
[142]	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 mai. 2008.
[143]	F.O.LICHT, 2009. World Ethanol Markets. The Outlook to 2020.
[144]	FAPRI – Food and Agricultural Policy Research Institute, 2009. Food and Agricultural Policy Research Institute. U.S. and World Agricultural Outlook 2009. 411 p. Disponível em: < http://www.fapri.iastate.edu/outlook/2009/tables/11%ilseedsTables.xls >. Acesso em 27 jun. 2009.
[145]	Goldemberg, José; Nigro, Francisco E. B.; Coelho, Suani T. Bioenergia no Estado de São Paulo. Imprensa Oficial do Estado de São Paulo, 2008. Disponível em: < http://www.desenvolvimento.sp.gov.br/noticias/files/livro_bioenergia.pdf > . Acesso em 20 jul. 2009.
[146]	IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2009.. Sistema IBGE de Recuperação Automática – SIDRA. Banco de Dados Agregados de Pecuária. Disponível em: < http://www.sidra.ibge.gov.br/bda/acervo/acervo2.asp?ti=1&tf=99999&e=c&p=AT&v=284&z=t&o=21 , http://www.sidra.ibge.gov.br/bda/default.asp?t=1&z=t&o=1&u1=1&u2=1&u3=1&u4=1&u5=1&u6=1&u7=1&u8=1&u9=1&u10=3&u11=1&u12=26674&u13=1&u14=1 >. Acesso em 19 nov. 2007.
[147]	IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2007a.. Sistema IBGE de Recuperação Automática – SIDRA. Banco de Dados Agregados. Disponível em http://www.sidra.ibge.gov.br/ . Acesso em 19 nov. 2007.
[148]	IDEA ONLINE. Um oásis de produtividade Canavieira. Revista Idea News, janeiro de 2008. http://www.ideaonline.com.br/idea/default.asp? Menu =1&id = 54232# .
[149]	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 out. 2006.
[150]	ISO – International Sugar Organization. Outlook on Brazil’s competitiveness in sugar and ethanol. Market Evaluation Consumption Statistics Committee. London, Canadá abr. 2009.
[151]	MAPA – Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, 2007. Os Biocombustíveis como nova Opção Energética. Palestra proferida na Reunião I do GT Bioenergia: Situação atual da bionergia e dos biocombustíveis. Brasília, 16 ago. 2007. Disponível em http://www.cdes.gov.br/exec/documento/baixa_documento.php?p=f01200e46c415edf54cdf939e442ed652ad50cb9bcfa03e9f2cba4f1741b62820ec1d51cb20898c8659ae4f0fe36d70e9d06 . Acesso em 18 abr.
[152]	MAPA – Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, 2009. Acompanhamento da Produção Sucroalcooleira. Posição 16/05/2009. Disponível em: http://mapas.agricultura.gov.br/spc/daa/Resumos/Maio08-09b_2.pdf . Acesso: 22/07/2009.
[153]	MAPA – Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, 2009. Anuário Estatístico da Agroenergia. Disponível em: http://www.agricultura.gov.br/images/MAPA/arquivos_portal/anuario_cana.pdf . Acesso em 15 de jul. 2009.
[154]	MAPA – Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, 2005. Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento. Plano Nacional de Agroenergia 2006-2011. 120 p

Nº	Referência – Título
[155]	MAPA – Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, 2009. Projeções do Agronegócio Brasil 2008/09 a 2018/19. Disponível em: http://www.agricultura.gov.br/pls/portal/docs/PAGE/MAPA/MENU_LATERAL/AGRICULTURA_PECUARIA/PROJECoes_AGRONEGOCIO/PROJECoes%20DO%20AGRONEGOCIO%20BRASIL%202008-2019.PDF . Acesso em 10 mar. 2009.
[156]	MAPA – Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, 2009. Relação das Unidades Produtoras Cadastradas no Departamento da Cana-de-açúcar e Agroenergia. Posição 09/12/2009. Disponível em: http://www.agricultura.gov.br/pls/portal/docs/PAGE/MAPA/SERVICOS/USINAS_DESTILARIAS/USINAS_CADASTRADAS/UPS_09-12-2009_0.PDF . Acesso em 04 jan. 2010.
[157]	MDIC – Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior/SECEX/Aliceweb, 2009. Acesso aos Dados Estatísticos das Exportações Brasileiras. Disponível em: http://alicesweb.desenvolvimento.gov.br . Acesso em 21 mai. 2009.
[158]	Menten, José Otavio. Safra 2008 – 2009: Tendências e Desafios – Defensivos Agrícolas. ANDEF – Associação Nacional de Defesa Vegetal 01/10/2008 – ABMR / SP. Disponível em: http://www.abmra.org.br/atividades/2008_10_safra/palestras/jose-otavio-menten-andef.pdf . Acesso em 21 ago. 2007
[159]	IAC – Instituto Agronômico de Campinas, 2008. Notícias IAC. Programa Cana IAC lança quatro variedades de cana-de-açúcar. Assessoria de Imprensa do Instituto Agronômico de Campinas, dezembro de 2007. Disponível em: http://www.iac.sp.gov.br/Centros/CentroCANA/InformativoProCana/4/Novas_Varieties.htm . Acesso em 20 mar. 2008.
[160]	ODEBRECHT, 2008. Disponível em: http://www.usina3.com/website/content/default.asp?txtCode={985B859C-773E-7E26-1623-B775A917E1F3} . Acesso em 20 jun. 2008.
[161]	PETROBRAS, 2009. Comunicação pessoal.
[162]	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 mai 2009.
[163]	Petrobras, Mitsui e Camargo Correa – PMCC, 2009. Sistema Integrado de Escoamento de Etanol – Ethanol Summit, 2009. Disponível em: http://www.ethanolsummit.com.br/upload/palestrante/20090615045752937-654019145.pdf . Acesso em 22 jul. 2009
[164]	REUTERS, 2005. Japan Seeks Better Way to Introduce Bio-Gasoline. Disponível em http://www.planetark.com/dailynewsstory.cfm/newsid/31718/story.htm . Acesso em 05 mai. 2009.
[165]	RFA – Renewable Fuels Association, 2008. Industry Statistics. Disponível em: http://www.ethanolrfa.org/industry/statistics . Acesso em: 23 jul. 2009.
[166]	SABESP, 2007. Descarte de Óleo de Cozinha. Disponível em: http://www.sabesp.com.br/CalandraWeb/CalandraRedirect/?temp=6&proj=sabesp&pub=T&nome=documento_noticias&db=&DOCID=581C096993E2477F8325728F00434388 . Acesso em 06 ago. 2009.
[167]	SEAB – Secretaria da Agricultura e do Abastecimento do Paraná, 2005.. Departamento de Economia Rural. Capacidade Instalada de Processamento de Oleaginosas
[168]	Secretaria do Meio Ambiente de São Paulo. Balanço das emissões de gases do efeito estufa na produção e no uso do etanol no Brasil. Disponível em: http://www.unica.com.br/download.asp?mmdCode=76A95628-B539-4637-BEB3-C9C48FB29084 . Acesso em 06 ago. 2009.
[169]	SOLVAY, 2008. Solvay realiza aporte milionário para produzir PVC verde. Disponível em: http://www.investimentos.sp.gov.br/sis/lenoticia.php?id=2846&c=1 . Acesso em 19 fev. 2008.
[170]	TANAKA, R. Biofuels in Japan. UK GOVERNMENT ORGANIZATIONS IN JAPAN. Tóquio, Japão. Maio, 2007. Disponível em http://www.uknow.or.jp/be_e/science/reports/Energy_Environment/070514biofuel.pdf . Acesso em 08 out 2007.
[171]	TRIPARTITE TASK FORCE BRAZIL, UE, EUA, 2007. White Paper on Internationally Compatible Biofuel Standards. Disponível em http://www.nist.gov/public_affairs/biofuels_report.pdf . Acesso em 01 abr.2008.
[172]	UDOP – União dos Produtores de Bioenergia, 2007.. Homepage. Disponível em www.udop.com.br . Acesso em 12 nov. 2008.

Nº	Referência – Título
[173]	UDOP – União dos Produtores de Bioenergia, 2008. Japão importa bioaditivo de álcool brasileiro. Notícia. Disponível em < http://www.udop.com.br/index.php?cod=85744&item=noticias >. Acesso em 06 mai. 2009.
[174]	UE – União Européia, 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+20081208BKG44004+0+DOC+PDF+V0//EN&language=EN >.
[175]	UE – União Européia, 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 .
[176]	UE – União Européia, 2009. Directiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 23 de Abril de 2009. Disponível em: < http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0016:0062:PT:PDF >
[177]	UNICA – União da Indústria de Cana-de-açúcar, 2009. Avaliação de safra 2009/10. Disponível em: http://www.unica.com.br/download.asp?mmdCode=AA767918-9390-4386-BAD6-EC431EC85D9E . Acesso em 08 dez. 2009
[178]	UNICA – União da Indústria de Cana-de-açúcar, 2009. Ethanol: A sustainable alternative for transport. World Future Energy Summit, Abu Dhabi Janeiro de 2009. Disponível em: http://www.unica.com.br/download.asp?mmdCode=7772163C-5640-42D3-9466-6BD434578796 . Acesso em 12 fev. 2009.
[179]	UNICA – União da Indústria de Cana-de-açúcar. Apresentação da revisão da safra 2009/2010 Disponível em: < http://www.unica.com.br/download.asp?mmdCode=9DCD2CD9-069D-4437-AA71-AFB397391B1A >. Acesso em 28 set. 2009
[180]	UNICA – União da Indústria de Cana-de-açúcar, 2008. Copersucar firma acordo para exportar 200 milhões de litros de etanol por ano para o Japão. Notícia. Disponível em: < http://www.unica.com.br/noticias/show.asp?nwsCode={5E4E2BBC-EC45-41AC-A163-E277AB8C3DCE} >. Acesso em 20 mai. 2009.
[181]	Uniduto, 2008. Comunicação pessoal
[182]	United States Department of Agriculture – USDA. 2007. Biofuels Policies in Asia: Trade Effects on World Agricultural and Biofuels Trade. Disponível em: < http://www.usda.gov/oce/forum/2007%20Speeches/PDF%20PPT/K%20Ohga.pdf >. Acesso em: 21 mai. 2007.

Capítulo IX

[183]	ELETROBRAS/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.
[184]	EPE. Balanço Energético Nacional 2008 – ano base 2007. Rio de Janeiro: EPE, 2008.
[185]	EPE. Eficiência Energética na indústria e nas residências no horizonte decenal (2010-2019). Rio de Janeiro, EPE, 2010. Disponível em: http://www.epe.gov.br
[186]	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 25 mai. 2009.
[187]	MME/FDTE. Balanço de Energia Útil 2005. Brasília: MME, 2005.

Capítulo X

[188]	EPE, 2005. Estudos de Expansão de Geração – Formulação de alternativas e Resultados Iniciais
[189]	EPE, 2006. Estudos associados ao Plano Decenal – PDE 2007/2016. Estudos Socioambientais. Análise Processual – Estimativa de prazos para estudos, desenvolvimento dos projetos e licenciamento ambiental de empreendimentos de geração e transmissão
[190]	EPE, 2006. Relatório EPE-DEE-RE-038/2006-r0. Estudos associados ao Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2007/2016. Procedimentos e critérios para os estudos socioambientais
[191]	EPE, 2008. Relatório EPE-DEE-RE-140/2008-R0. Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2008/2017. Estudos Socioambientais. Critérios e procedimentos para a análise socioambiental do sistema elétrico. Disponível em http://www.epe.gov.br
[192]	EPE, 2008. Plano Decenal de Expansão de Energia 2008 – 2017. Disponível em http://www.epe.gov.br

Nº	Referência – Título
[193]	EPE, 2006. Produto EPE 1.03.14.31. Aspectos relevantes para a sustentabilidade do setor energético. Condicionantes socioambientais da energia no Brasil. Plano Nacional de Energia de Longo Prazo – 2030
[194]	EPE, 2005. Relatório EPE-DEE-RE-040/2005. Indicadores de Sustentabilidade para Usinas Hidrelétricas
[195]	EPE/Consórcio Leme – Concremat, 2009. Avaliação Ambiental Integrada dos Aproveitamentos Hidrelétricos da Bacia Hidrográfica do Teles Pires. Disponível em http://www.epe.gov.br
[196]	EPE/Sondotécnica, 2007. Avaliação Ambiental Integrada dos Aproveitamentos Hidrelétricos da Bacia Hidrográfica do Rio Paranaíba. Disponível em http://www.epe.gov.br
[197]	EPE/CNEC-Projetec, 2007. Avaliação Ambiental Integrada dos Aproveitamentos Hidrelétricos da Bacia do rio Parnaíba. Disponível em http://www.epe.gov.br
[198]	EPE/CNEC-ARCADIS Tetraplan, 2007. Avaliação Ambiental Integrada dos Aproveitamentos Hidrelétricos na Bacia do Rio Tocantins. Disponível em http://www.epe.gov.br
[199]	EPE/Sondotécnica, 2006. Avaliação Ambiental Integrada dos Aproveitamentos Hidrelétricos da Bacia Hidrográfica do Rio Doce. Disponível em http://www.epe.gov.br
[200]	EPE/Sondotécnica, 2007. Avaliação Ambiental Integrada dos Aproveitamentos Hidrelétricos da Bacia Hidrográfica do Rio Paraíba do Sul. Disponível em http://www.epe.gov.br
[201]	EPE/ Consórcio Themag – Andrade & Canellas – Bourscheid, 2007. Avaliação Ambiental Integrada dos Aproveitamentos Hidrelétricos da Bacia Hidrográfica do Rio Uruguai. Disponível em http://www.epe.gov.br
[202]	ANEEL, 2009. Banco de Informações de Geração. Disponível em http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp . Acesso em 02/12/2009.
[203]	EPE, 2008. Relatório EPE-DEE-RE-139/2008-R0. Programa de Expansão da Transmissão – PET 2009-2013. Disponível em http://www.epe.gov.br
[204]	EPE, 2005. Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica
[205]	ONS, 2009. Relatório Anual ONS 2008. Disponível em http://www.ons.org.br/download/biblioteca_virtual/relatorios_anuais/2008/index.swf . Acesso em 21/09/2009.
[206]	IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change. 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Vol. 2 – Energy. Disponível em www.ipcc-nggip.iges.or.jp
[207]	IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change. 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Vol. 4 – Agriculture, Forestry and Other Land Use. Disponível em www.ipcc-nggip.iges.or.jp
[208]	MCT – Ministério da Ciência e Tecnologia. Inventário Brasileiro de Emissões e Reduções Antrópicas de Gases de Efeito Estufa. Novembro. 2009.
[209]	BRASIL. Plano Nacional sobre Mudança do Clima. 2008.
[210]	WRI – World Resources Institute. Climate Analysis Indicators Tools – versão 7.0. Disponível em http://cait.wri.org . Acesso em 17/12/2009
[211]	MME, 2009. Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural – dezembro/2009
[212]	EPE, 2008. Estudos do Plano Decenal de Energia – PDE 2008/2017. Oferta de derivados de petróleo, gás natural e biocombustíveis. Análise dos tempos para licenciamento ambiental das atividades de E&P de Óleo e Gás
[213]	IBAMA, 2009. Licenciamento ambiental. Disponível em http://www.ibama.gov.br/licenciamento/ . Acesso em 26/08/2009
[214]	MMA/MME, 2007. Guia para o licenciamento ambiental: atividades de exploração de petróleo e gás. 9a Rodada de Licitações
[215]	Porto, A. C. C. H.; Porto, R. A. P. & Boné, R. B. 2007. Licenciamento das atividades de exploração e produção de petróleo. 4º DPETRO, p 1-8.
[216]	ANA, 2009. Conjuntura dos Recursos Hídricos no Brasil 2009
[217]	IBGE, 2008. Produção Agrícola Municipal 2007
[218]	IBGE, 2009. Levantamento Sistemático da Produção Agrícola
[219]	MME, 2009. Boletim Mensal dos Combustíveis Renováveis. DCR, Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis, Edição nº 18. Junho de 2009
[220]	ANP, 2009. Boletim Mensal de Biodiesel – janeiro a julho/2009 – SRP/ANP

Nº	Referência – Título
[221]	EPE, 2007. Estudo do Emprego de Créditos de Carbono em Projetos de Produção e Uso de Biocombustíveis no Brasil com Base no Protocolo de Quioto – Relatórios. Disponível em http://www.epe.gov.br
[222]	EPE, 2010. Série Plano Decenal de Energia. Nota Técnica Critérios e procedimentos para a formulação dos Índices de Sustentabilidade das UHE e LT do Plano Decenal. Disponível em http://www.epe.gov.br
[223]	EPE, 2010. Série Plano Decenal de Energia. Nota Técnica Critérios e procedimentos para a análise socioambiental da expansão de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Disponível em http://www.epe.gov.br

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Taxas de Crescimento do Nível de Atividade (médias no período)	18
Tabela 2 – Principais variáveis exógenas (médias no período)	19
Tabela 3 – Evolução do Preço do Petróleo tipo Brent	19
Tabela 4 – Investimento e PIB (médias no período)	20
Tabela 5 – Indicadores Econômicos do Setor Público (médias no período)	20
Tabela 6 – Indicadores Econômicos do Setor Externo (médias no período)	21
Tabela 7 – Participação Setorial Relativa	21
Tabela 8 – Brasil e Regiões, 2010-2019: Projeção da População Total Residente (mil hab)	22
Tabela 9 – Brasil e Regiões, 2010-2019: Projeção do Número de Domicílios (mil)	23
Tabela 10 – Grandes Consumidores Industriais: Capacidade instalada e produção física (mil t/ano)	24
Tabela 11 – Grandes Consumidores Industriais: Consumo específico médio de eletricidade (kWh/t)	24
Tabela 12 – Economia e Consumo Final Energético – 2010-2019	27
Tabela 13 – Consumo Final Energético, por fonte (103 tep)	28
Tabela 14 – Brasil: Elasticidade-renda do consumo de energia elétrica	29
Tabela 15 – Brasil: Consumo de eletricidade na rede, por classe (GWh)	30
Tabela 16 – Brasil: Consumo de eletricidade na rede, por subsistema (GWh)	30
Tabela 17 – Grandes consumidores industriais: Autoprodução por subsistema (GWh)	31
Tabela 18 – Grandes consumidores industriais: Autoprodução por segmento industrial (GWh)	31
Tabela 19 – SIN e subsistemas: Índice de Perdas (%)	31
Tabela 20 – SIN e subsistemas: Carga de energia (MWmédio)	32
Tabela 21 – SIN e subsistemas: Carga de demanda instantânea (MW)	32
Tabela 22 – Brasil e Regiões: Consumo final energético de gás natural (103 m ³ /dia)	34
Tabela 23 – Brasil e Regiões: Consumo total de gás natural (103 m ³ /dia)	35
Tabela 24 – Demanda total de óleo diesel por região (mil m ³)	36
Tabela 25 – Demanda final de GLP por região (mil m ³)	37
Tabela 26 – Demanda final de gasolina A (mil m ³)	39
Tabela 27 – Demanda final regional de gasolina C (mil m ³)	39
Tabela 28 – Demanda final de QAV, por região (mil m ³)	40
Tabela 29 – Demanda de óleo combustível e de outros secundários de petróleo (mil tep)	40
Tabela 30 – Demanda final de óleo combustível, por região (mil tep)	41
Tabela 31 – Demanda de coque de petróleo, gás de refinaria e outros derivados energéticos de petróleo (gás residual) por região do Brasil (mil tep)	41
Tabela 32 – Projeção da demanda de produtos não-energéticos de petróleo por derivado (mil tep)	42
Tabela 33 – Demanda final de produtos não-energéticos do petróleo, por região (mil tep)	42
Tabela 34 – Demanda total de nafta (mil toneladas)	43
Tabela 35 – Demanda obrigatória de biodiesel, por região (mil m ³)(1)	43
Tabela 36 – Demanda final energética de etanol hidratado, por região (mil m ³)	44
Tabela 37 – Demanda final energética de etanol anidro, por região (mil m ³)	44
Tabela 38 – Demanda de bagaço de cana-de-açúcar (mil tep)	45
Tabela 39 – Demanda de bagaço de cana-de-açúcar (mil toneladas)	45
Tabela 40 – Evolução do número de domicílios com uso preponderante de lenha: Brasil e Regiões (mil unidades)	45
Tabela 41 – Demanda de lenha (mil tep)	46

Tabela 42 – Demanda de lenha (mil toneladas)	46
Tabela 43 – Carvão vegetal: Projeção do consumo final energético (mil tep)	46
Tabela 44 – Projeção da demanda de carvão mineral e coque (mil tep)	47
Tabela 45 – Capacidade Instalada em 31/12/2009 no SIN	52
Tabela 46 – Capacidade Instalada em 31/12/2009 nos Sistemas Isolados (MW)	52
Tabela 47 – Dados do PROINFA (MW)	53
Tabela 48 – Expansão Hidrotérmica Contratada e em Construção de 2010 A 2013	54
Tabela 49 – Expansão de Fontes Alternativas de 2010 A 2012	55
Tabela 50 – Projeção do Crescimento da Carga de Energia Elétrica por Região (MWmed)	56
Tabela 51 – Projeção de Crescimento da Carga de Demanda Instantânea (MW)	56
Tabela 52 – Projetos já Concedidos de 2014 a 2019	59
Tabela 53 – Novos Projetos Hidrelétricos a Serem Viabilizados de 2015 a 2019	60
Tabela 54 – Evolução da Capacidade Instalada por Fonte de Geração (MW)	70
Tabela 55 – Estimativa de Investimentos em Geração de Energia	75
Tabela 56 – Linhas de Transmissão previstas – Rede Básica – Pará, Amazonas e Amapá	103
Tabela 57 – Subestações previstas – Rede Básica – Pará, Amazonas e Amapá	104
Tabela 58 – Subestações previstas – Rede Básica de Fronteira – Pará	105
Tabela 59 – Subestações previstas – Demais Instalações de Transmissão	105
Tabela 60 – Linhas de Transmissão Previstas – Maranhão – Rede Básica	106
Tabela 61 – Subestações Previstas – Maranhão – Rede Básica	107
Tabela 62 – Subestações – Maranhão – Rede Básica de Fronteira	107
Tabela 63 – Subestações previstas – Rede Básica – Tocantins	108
Tabela 64 – Linhas de Transmissão Previstas – Amazonas – Rede Básica	109
Tabela 65 – Subestações previstas – Rede Básica – Amazonas	109
Tabela 66 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Piauí	113
Tabela 67 – Programa de obras – Subestações – Piauí	114
Tabela 68 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Ceará	115
Tabela 69 – Programa de obras – Subestações – Ceará	115
Tabela 70 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rio Grande do Norte	117
Tabela 71 – Programa de obras – Subestações – Rio Grande do Norte	117
Tabela 72 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Paraíba	118
Tabela 73 – Programa de obras – Subestações – Paraíba	118
Tabela 74 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Pernambuco	119
Tabela 75 – Programa de obras – Subestações – Pernambuco	120
Tabela 76 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Alagoas	121
Tabela 77 – Programa de obras – Subestações – Alagoas	121
Tabela 78 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Sergipe	122
Tabela 79 – Programa de obras – Subestações – Sergipe	122
Tabela 80 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Bahia	124
Tabela 81 – Programa de obras – Subestações – Bahia	124
Tabela 82 – Programa de Obras – Linhas de Transmissão – São Paulo	128
Tabela 83 – Programa de Obras – Subestações – São Paulo	128
Tabela 84 – Programa de Obras – Linhas de Transmissão – Minas Gerais	130

Tabela 85 – Programa de Obras – Subestações – Minas Gerais	130
Tabela 86 – Programa de Obras – Subestações – Espírito Santo	131
Tabela 87 – Programa de Obras – Linhas de Transmissão – Goiás e Distrito Federal	135
Tabela 88 – Programa de Obras – Subestações – Goiás e Distrito Federal	135
Tabela 89 – Programa de obras– Linhas de transmissão – Mato Grosso	136
Tabela 90 – Programa de obras – subestações – Mato Grosso	137
Tabela 91 – Programa de Obras – linhas de transmissão – Estados do Acre e Rondônia	138
Tabela 92 – Programa de obras – subestações – Estados do Acre e Rondônia –Subestações	139
Tabela 93 – Programa de obras – linhas de transmissão – Rio Grande do Sul	142
Tabela 94 – Programa de obras – subestações – Rio Grande do Sul	142
Tabela 95 – Programa de obras – linhas de transmissão – Santa Catarina	144
Tabela 96 – Programa de obras – subestações – Santa Catarina	144
Tabela 97 – Programa de obras de linhas de transmissão – Paraná	145
Tabela 98 – Programa de obras – subestações – Paraná	146
Tabela 99 – Programa de obras – linhas de transmissão – Mato Grosso do Sul	147
Tabela 100 – Programa de obras – subestações – Mato Grosso do Sul	147
Tabela 101 – SIN: Estimativa da Evolução Física do Sistema de Transmissão – Linhas de transmissão (km)	148
Tabela 102 – SIN: Estimativa da Evolução Física do Sistema de Transmissão – Transformação (MVA)	149
Tabela 103 – Tarifas de carga para 2011	154
Tabela 104 – Tarifas de carga para 2013	154
Tabela 105 – Tarifas de carga para 2015	155
Tabela 106 – Tarifas de carga para 2017	155
Tabela 107 – Tarifas de carga para 2019	155
Tabela 108 – Potencial petrolífero brasileiro nos blocos sob concessão, com avaliação de incerteza	161
Tabela 109 – Previsão nacional de produção anual de petróleo no período 2010-2019	161
Tabela 110 – Previsão de produção nacional de gás natural no período 2010-2019, classificada por nível de incerteza de recurso	162
Tabela 111 – Previsão de produção nacional de gás natural no período 2010-2019, a partir de recursos descobertos (reservas e contingentes)	163
Tabela 112 – Previsão de oferta potencial nacional de gás natural	163
Tabela 113 – Previsão de produção de petróleo nacional no período 2010-2019, com RD classificado por tipo (leve, mediano e pesado)	164
Tabela 114 – Previsão de produção nacional de petróleo, destacando a contribuição de recursos do Pré-Sal	164
Tabela 115 – Previsão da produção de petróleo por tipo, a partir de recursos não descobertos (RND)	164
Tabela 116 – Previsão de produção nacional de gás natural no período 2010-2019, classificada por tipo e nível de incerteza de recursos	165
Tabela 117 – Previsão de produção nacional de gás natural no período 2010-2019, classificada por nível de incerteza e destacando contribuição do Pré-Sal	165
Tabela 118 – Evolução prevista da reserva total nacional de petróleo no período 2010-2019, classificada pelo nível de incerteza de recursos	166
Tabela 119 – Evolução prevista da reserva total de gás natural no período 2010-2019, classificada pelo nível de incerteza de recursos	166
Tabela 120 – Evolução prevista das reservas totais de petróleo nacional no período 2010-2019, classificadas por tipo	166
Tabela 121 – Evolução prevista da reserva total de gás natural no período 2010-2019, desagregada por tipo e nível de incerteza de recurso	167
Tabela 122 – Evolução prevista das razões RT/P e RP/P do petróleo nacional, expressas em anos	167

Tabela 123 – Evolução prevista das razões RT/P e RP/P do gás natural, expressas em anos	167
Tabela 124 – Comparação entre as previsões de produção e as estimativas de demanda de petróleo no Brasil	168
Tabela 125 – Perspectivas dos preços internacionais de petróleo (US\$/b, maio2008)	172
Tabela 126 – Preços internacionais dos derivados e do Brent (US\$/b, maio2008)	174
Tabela 127 – Preços nacionais dos derivados de petróleo (US\$/b, maio2008)	175
Tabela 128 – Produção nacional de petróleo (mil bpd)	177
Tabela 129 – Evolução do perfil da produção nacional de petróleo (%)	177
Tabela 130 – Demanda nacional de derivados (m ³ /d)	178
Tabela 131 – Expansão de capacidade do parque de refino por unidade de processo (m ³ /d)	179
Tabela 132 – Investimentos nas refinarias existentes e em novas plantas	182
Tabela 133 – Hipóteses de evolução do parque nacional de refino – 2010/2019	182
Tabela 134 – Capacidade nominal de refino – Trajetória Base (mil bpd)	183
Tabela 135 – Balanço Produção x Demanda dos Principais Derivados (m ³ /d) – Trajetória Base	184
Tabela 136 – Capacidade nominal de refino – Trajetória Premium (mil bpd)	185
Tabela 137 – Balanço Produção x Demanda dos Principais Derivados (m ³ /d) – Trajetória Premium	187
Tabela 138 – Balanço Nacional de Petróleo (mil bpd) – Trajetória Base	193
Tabela 139 – Balanço Nacional de Petróleo (mil bpd) – Trajetória Premium	193
Tabela 140 – Quantidade e extensão de dutos em operação, por função e produto movimentado	195
Tabela 141 – Capacidade de armazenamento de petróleo e seus derivados, segundo terminais	196
Tabela 142 – Capacidade de armazenamento de derivados de petróleo, segundo bases de distribuição	196
Tabela 143 – Frota de navios da Transpetro em agosto/2009	197
Tabela 144 – Investimentos da Transpetro em navios, dutos e terminais	198
Tabela 145 – Navios da Transpetro contratados	200
Tabela 146 – Investimentos em poliduto Araucária(PR)-Presidente Prudente(SP)	200
Tabela 147 – Previsões do Henry Hub (US\$, maio 2008)	205
Tabela 148 – Cálculo netback de preços de GNL (em 2012) – Bacia do Atlântico (US\$/MBtu, maio 2008)	206
Tabela 149 – Estimativas de preços de gás natural via GNL (US\$, maio 2008)	206
Tabela 150 – Projeção de Preços do Gás Natural – Hipótese de Competitividade de 100% (US\$, maio 2008)	207
Tabela 151 – Estimativa de investimentos	220
Tabela 152 – Projetos para produção de resinas termoplásticas a partir de etanol	224
Tabela 153 – Capacidade Média de Produção de Etanol (106 litros/ano)	232
Tabela 154 – Estimativa para atendimento do Incremento de Demanda	233
Tabela 155 – Estimativa de área agricultável do País (em milhões de hectares)	234
Tabela 156 – Área apta à expansão do cultivo com cana-de-açúcar (Mha)	234
Tabela 157 – Resumo dos investimentos previstos para alcooldutos	234
Tabela 158 – Tanques de armazenagem de etanol	236
Tabela 159 – Exportação de etanol em 2009 (MI) – Principais portos	237
Tabela 160 – Consumo obrigatório de Biodiesel por região (MI)	238
Tabela 161 – Resultado dos Leilões de Compra de Biodiesel pela ANP	239
Tabela 162 – Capacidade Instalada de Processamento de Biodiesel	243
Tabela 163 – Preços dos Insumos Graxos (US\$/t)	243
Tabela 164 – Consumo de Biodiesel (MI)	245
Tabela 165 – Capacidade de Processamento de Biodiesel e Consumo Obrigatório em 2010 e 2019 (MI)	245
Tabela 166 – Projeção da Oferta de Biomassa de Cana-de-açúcar	250

Tabela 167 – Indicadores energéticos, conceitos e unidades no PDE 2019	257
Tabela 168 – Consumo de energia (total)	258
Tabela 169 – Consumo de eletricidade	258
Tabela 170 – Energia elétrica conservada (GWh)	258
Tabela 171 – Energia final total conservada (103 tep)	259
Tabela 172 – Indicadores associados ao consumo de eletricidade	259
Tabela 173 – Setor residencial – consumo de eletricidade	260
Tabela 174 – Setor industrial – indicadores associados de eletricidade	260
Tabela 175 – Setor industrial – consumo específico total de energia (tep/ton)	262
Tabela 176 – Setor industrial – indicadores associados	262
Tabela 177 – Setor comercial – indicadores associados de eletricidade	263
Tabela 178 – Outros setores – consumo de eletricidade	264
Tabela 179 – Setor de transportes – consumo de combustíveis	264
Tabela 180 – Índice de Sustentabilidade	266
Tabela 181 – Projetos Hidrelétricos por etapa	268
Tabela 182 – Indicadores selecionados	269
Tabela 183 – Índice de Sustentabilidade das Usinas por Bacia Hidrográfica	271
Tabela 184 – Linhas de transmissão por etapa	272
Tabela 185 – Indicadores selecionados	274
Tabela 186 – Conteúdo de Carbono por combustível	279
Tabela 187 – Distribuição de gasodutos existentes (2009), em cada bioma, por áreas antropizadas ou por áreas de vegetação nativa	279
Tabela 188 – Distribuição de gasodutos planejados (2014), em cada bioma, por áreas antropizadas ou por áreas de vegetação nativa	281
Tabela 189 – Distribuição de gasodutos, existentes e planejados (2014), por bioma e respectivas áreas afetadas	281
Tabela 190 – Distribuição de gasodutos, existentes e planejados (2014), por áreas antropizadas ou por áreas de vegetação nativa	282
Tabela 191 – Área necessária para atendimento das usinas atualmente em operação e previstas para implantação até 2011 (mil ha)	284
Tabela 192 – Aspectos socioambientais das áreas de expansão	285
Tabela 193 – Cana-de-açúcar: estimativa de empregos no cultivo em função da mecanização da colheita no decênio 2009-2018	286
Tabela 194 – Produção Regional de Biodiesel, Consumo B3/B4 e Capacidade Autorizada em 2009	288
Tabela 195 – Fatores de emissão de GEE	289
Tabela 196 – Emissões de GEE por setor no horizonte decenal – Fins Energéticos	290
Tabela 197 – Comparação das emissões entre os diferentes setores (MtCO ₂ e)	291
Tabela 198 – Indicadores relativos à geração hidrelétrica	296
Tabela 199 – Indicador relativo à geração termelétrica	296
Tabela 200 – Indicadores relativos à transmissão de energia elétrica	297
Tabela 201 – Indicadores relativos à exploração e produção de petróleo e gás natural	297
Tabela 202 – Indicadores relativos ao gás natural	297
Tabela 203 – Indicador relativo aos biocombustíveis	297
Tabela 204 – Consolidação de resultados	302
Tabela 205 – Síntese das estimativas de investimentos	303

Lista de Gráficos

Gráfico 1 – PDE 2019 x PDE 2017: SIN, Carga de energia (MWmédio)	33
Gráfico 2 – Consumo total de gás natural (106 m ³ /dia)	34
Gráfico 3 – Consumo final energético de gás natural: PDE 2019 x PDE 2017 (103 m ³ /dia)	35
Gráfico 4 – Perfil da frota de veículos leves por combustível	38
Gráfico 5 – Demanda final de energia para veículos leves ciclo Otto	38
Gráfico 6 – Evolução da participação das matérias-primas para a produção de eteno (%)	42
Gráfico 7 – Participação Regional na Capacidade Instalada do SIN	58
Gráfico 8 – Evolução da Capacidade Instalada Hidrotérmica do SIN (MW)	59
Gráfico 9 – Acréscimo da Capacidade Instalada Hidrelétrica (MW)	61
Gráfico 10 – Evolução da Capacidade de Armazenamento do SIN (GWmed)	61
Gráfico 11 – Evolução da Energia Armazenável Máxima em relação à Carga de Energia	62
Gráfico 12 – Evolução da Energia Armazenável Máxima do subsistema S (GWmed)	63
Gráfico 13 – Evolução da Energia Armazenável Máxima do subsistema SE/CO (GWmed)	63
Gráfico 14 – Evolução da Energia Armazenável Máxima do subsistema NE (GWmed)	64
Gráfico 15 – Evolução da Energia Armazenável Máxima do subsistema N (GWmed)	64
Gráfico 16 – Evolução da Energia Armazenável Máxima do subsistema TP/TAP (GWmed)	65
Gráfico 17 – Acréscimo de Capacidade Instalada Termelétrica (MW)	66
Gráfico 18 – Acréscimo de Capacidade Instalada Nuclear (MW)	66
Gráfico 19 – Geração Térmica Anual – Média dos 2000 Cenários Simulados (GWmed)	67
Gráfico 20 – Distribuição do Parque Térmico por Faixa de CVU e Subsistema (MW)	68
Gráfico 21 – Acréscimo de Capacidade Instalada de Fontes Alternativas (MW)	68
Gráfico 22 – Participação das Fontes de Produção em 2014 e em 2019 (MW)	69
Gráfico 23 – Evolução da Participação das Fontes de Produção na Capacidade Instalada do SIN (%)	69
Gráfico 24 – Acréscimo de Capacidade Instalada Anual por Fonte (MW)	70
Gráfico 25 – Capacidade das Interligações Elétricas entre os Subsistemas (MWmed)	72
Gráfico 26 – Custo Marginal de Operação por Subsistema (R\$/MWh)	73
Gráfico 27 – Risco de Déficit por Subsistema (%)	74
Gráfico 28 – Análise da Profundidade do Risco de Déficit por Subsistema (%)	74
Gráfico 29 – Balanço Estático de Garantia Física do SIN Considerando a Energia de Reserva	76
Gráfico 30 – Balanço Estático de Garantia Física do SIN sem Considerar a Energia de Reserva	76
Gráfico 31 – Balanço Estático de Garantia Física – SE/CO	77
Gráfico 32 – Balanço Estático de Garantia Física – S	78
Gráfico 33 – Balanço Estático de Garantia Física – AC/RO	78
Gráfico 34 – Balanço Estático de Garantia Física – TP/TAP	79
Gráfico 35 – Balanço Estático de Garantia Física – N	79
Gráfico 36 – Balanço Estático de Garantia Física – NE	80
Gráfico 37 – Balanço de Potência para o Sistema Barra Única	82
Gráfico 38 – Balanço de Potência por subsistema após transferência de potências (Fase 2)	82
Gráfico 39 – Evolução da Carga da Região Norte	102
Gráfico 40 – Evolução da carga do Estado do Pará	103
Gráfico 41 – Evolução da carga do Estado do Maranhão	106
Gráfico 42 – Evolução da carga do Estado do Tocantins	108

Gráfico 43 – Evolução da carga do Estado do Amazonas	109
Gráfico 44 – Evolução da carga dos Estados do Amapá	110
Gráfico 45 – Evolução da Carga da Região Nordeste	112
Gráfico 46 – Evolução da carga do Estado do Piauí	113
Gráfico 47 – Evolução da carga do Estado do Ceará	115
Gráfico 48 – Evolução da carga do Estado do Rio Grande do Norte	116
Gráfico 49 – Evolução da carga do Estado da Paraíba	118
Gráfico 50 – Evolução da carga do Estado de Pernambuco	119
Gráfico 51 – Evolução da carga do Estado de Alagoas	121
Gráfico 52 – Evolução da carga do Estado de Sergipe	122
Gráfico 53 – Evolução da carga do Estado da Bahia	123
Gráfico 54 – Evolução do Mercado da Região Sudeste	126
Gráfico 55 – Evolução da carga do Estado de São Paulo	127
Gráfico 56 – Evolução da carga do Estado de Minas Gerais	129
Gráfico 57 – Evolução da carga do Estado do Espírito Santo	131
Gráfico 58 – Evolução da carga do Estado do Rio de Janeiro	132
Gráfico 59 – Evolução da carga da Região Centro Oeste e Acre Rondônia	134
Gráfico 60 – Evolução da carga do Estado de Goiás e do Distrito Federal	134
Gráfico 61 – Evolução da carga de Estado de Mato Grosso	136
Gráfico 62 – Evolução da carga dos Estados do Acre e Rondônia	138
Gráfico 63 – Evolução da carga na região Sul	140
Gráfico 64 – Evolução da carga do Estado do Rio Grande do Sul	141
Gráfico 65 – Evolução da carga do Estado de Santa Catarina	144
Gráfico 66 – Evolução da carga do Estado do Paraná	145
Gráfico 67 – Evolução da carga do Estado de Mato Grosso do Sul	147
Gráfico 68 – SIN – Estimativa dos investimentos em Linhas de Transmissão, por ano	149
Gráfico 69 – SIN – Estimativa dos investimentos em Subestações, por ano	149
Gráfico 70 – Investimento total em linhas de transmissão, por nível de tensão, período 2010 – 2019	150
Gráfico 71 – Investimento total em subestações, por nível de tensão, período 2010 – 2019	150
Gráfico 72 – Distribuição da TUST para o ano 2011	151
Gráfico 73 – Distribuição da TUST para o ano 2013	152
Gráfico 74 – Distribuição da TUST para o ano 2015	152
Gráfico 75 – Distribuição da TUST para o ano 2017	153
Gráfico 76 – Distribuição da TUST para o ano 2019	153
Gráfico 77 – TUST média de geração	154
Gráfico 78 – TUST média de carga	155
Gráfico 79 – Previsão de produção nacional de petróleo no período 2010-2019	162
Gráfico 80 – Previsão de produção de gás nacional no período 2010-2019	163
Gráfico 81 – Comparação entre as previsões de produção e as estimativas de demanda de petróleo no Brasil, em milhões de barris/dia	168
Gráfico 82 – Perspectivas dos preços internacionais de petróleo	173
Gráfico 83 – Preços internacionais dos derivados e do Brent	174
Gráfico 84 – Preços nacionais dos derivados de petróleo	176
Gráfico 85 – Perfil da produção de derivados (%) – Trajetória Base	185

Gráfico 86 – Perfil da produção de derivados (%) – Trajetória Premium	186
Gráfico 87 – Balanço de GLP: Trajetória Base x Trajetória Premium	188
Gráfico 88 – Balanço de nafta: Trajetória Base x Trajetória Premium	189
Gráfico 89 – Balanço de gasolina: Trajetória Base x Trajetória Premium	189
Gráfico 90 – Balanço de QAV: Trajetória Base x Trajetória Premium	190
Gráfico 91 – Balanço de diesel: Trajetória Base x Trajetória Premium	191
Gráfico 92 – Balanço de óleo combustível: Trajetória Base x Trajetória Premium	192
Gráfico 93 – Balanço de coque: Trajetória Base x Trajetória Premium	192
Gráfico 94 – Histórico de preços de gás (Henry Hub e Brent)	205
Gráfico 95 – Oferta Total da Região Norte	208
Gráfico 96 – Oferta Total para a Região Nordeste	209
Gráfico 97 – Oferta Total para as Regiões Sudeste, Sul e Centro Oeste	209
Gráfico 98 – Oferta Total Brasil (Malha Integrada), excluída a Região Norte	210
Gráfico 99 – Região Norte: Projeção do Balanço de Gás Natural	212
Gráfico 100 – Região Nordeste: Projeção do Balanço de Gás Natural	213
Gráfico 101 – Regiões Sudeste, Sul e C. Oeste: Projeção do Balanço de gás natural	214
Gráfico 102 – Balanço de Gás Natural no Brasil – Malha Integrada (exclui Região Norte)	215
Gráfico 103 – Projeção de Consumo de Etanol Carburante no Brasil	224
Gráfico 104 – Histórico de Exportação Brasileira de Etanol	225
Gráfico 105 – Projeção Total das Exportações Brasileiras de Etanol – 2010-2019	228
Gráfico 106 – Projeção da Demanda Total de Etanol – 2010-2019	229
Gráfico 107 – Projeções de demanda e de produção de etanol	231
Gráfico 108 – Quantidade de cana para atender a demanda de etanol e açúcar	234
Gráfico 109 – Projeção do Rendimento, área poupada e área colhida para o setor sucroalcooleiro	235
Gráfico 110 – Matérias-primas utilizadas para produção de biodiesel	241
Gráfico 111 – Produção de Óleo de Soja x Demanda de Biodiesel 2010-2019	242
Gráfico 112 – Projeção de preços de diesel e preços mínimos de biodiesel 2010-2019	244
Gráfico 113 – Energia contratada das usinas vencedoras nos Leilões de Energia Nova	249
Gráfico 114 – Potencial técnico de exportação de energia elétrica a partir de bagaço para o SIN, 2010-2019	251
Gráfico 115 – Energia contratada x potencial técnico de bagaço de cana-de-açúcar	251
Gráfico 116 – Ganhos setoriais de eficiência elétrica em 2019	261
Gráfico 117 – Participação dos segmentos no total de energia elétrica conservada na indústria	261
Gráfico 118 – Ganhos setoriais de eficiência energética global, 2019	262
Gráfico 119 – Participação dos segmentos no total de energia conservada na indústria	263
Gráfico 120 – Resultado da Aplicação dos Indicadores de Sustentabilidade de Usinas Hidrelétricas	270
Gráfico 121 – Resultado da Aplicação dos Indicadores de Sustentabilidade de Linhas de Transmissão	275
Gráfico 122 – Número de projetos por subsistema e classificação do ISUT	275
Gráfico 123 – Distribuição da arrecadação dos royalties e da participação especial	278
Gráfico 124 – Produção brasileira de cana-de-açúcar entre as safras de 1997/1998 e 2010/2019	287
Gráfico 125 – Participação setorial nas emissões de GEE devido ao consumo de combustíveis fósseis com fins energéticos	290
Gráfico 126 – Participação setorial no total de emissões em três anos do horizonte decenal	291
Gráfico 127 – Comparativo entre países das emissões de GEE por queima de combustíveis fósseis com finalidade energética	292
Gráfico 128 – Comparativo entre países de indicadores de emissões	293

Gráfico 129 – Emissões do setor de transportes e emissões evitadas pelo consumo de biocombustíveis	294
Gráfico 130 – Intensidade das emissões de GEE na economia	295

Lista de Figuras

Figura 1 – Cone de cenários: Relação entre o PDE 2019 e o PNE	16
Figura 2 – Representação do processo adotado para a projeção da demanda de energia do PDE 2019	26
Figura 3 – Representação Esquemática das Interligações entre Subsistemas	57
Figura 4 – Diagrama do Sistema Interligado Nacional	92
Figura 5 – Integração do Complexo Hidrelétrico do Rio Madeira: Alternativa em corrente contínua \pm 600 kV	93
Figura 6 – Conexão do AHE Belo Monte na SE Xingu	94
Figura 7 – Conexão preliminar das usinas do Rio Teles Pires	95
Figura 8 – Diagrama de ICG, IEG, SE Coletora e SE Subcoletora	96
Figura 9 – Diagrama Elétrico da Interligação Norte-Sudeste/Centro Oeste com o Terceiro Circuito e Reforços na Região Sudeste	97
Figura 10 – Interligação Norte-SE/CO – Reforços complementares na região Sudeste em operação em 2010	98
Figura 11 – Diagrama Esquemático da Interligação Norte – Nordeste – 2010	98
Figura 12 – Diagrama Esquemático da Interligação Sudeste/Centro Oeste – Nordeste	99
Figura 13 – Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus – Unifilar	100
Figura 14 – Esquema geral do sistema de projeção de preços de petróleo e derivados	171
Figura 15 – Diagrama Esquemático das Refinarias Premium	181
Figura 16 – Situação futura dos dutos de petróleo e derivados do Estado de São Paulo	199
Figura 17 – Poliduto Araucária (PR) – Presidente Prudente (SP) analisado pela EPE	201
Figura 18 – Sistemas de Transporte – Ampliações – Região Nordeste	217
Figura 19 – Sistemas de Transporte -Ampliações – Região Sudeste	218
Figura 20 – Usinas de Etanol do Brasil	232
Figura 21 – Sistema Integrado de Logística de Etanol	237
Figura 22 – Usinas de Biodiesel Autorizadas e em Processo de Autorização. Malha Rodoviária e Ferroviária Atual	246
Figura 23 – Esquema da análise socioambiental dos projetos de geração e transmissão	266
Figura 24 – Sistema de geração hidrelétrica – existente e planejado	268
Figura 25 – Sistema de transmissão – existente e planejado	273
Figura 26 – Mapeamento da sensibilidade ambiental às atividades de perfuração e produção e localização das unidades previstas para produzir durante o decênio 2010-2019	277
Figura 27 – Malha de gasodutos existentes (2009) e planejados (2014) e biomas no território nacional	280
Figura 28 – Produção de cana-de-açúcar e soja por município e usinas de etanol e biodiesel em operação	283
Figura 29 – Área de expansão da cana-de-açúcar com base na localização e capacidade instalada das usinas planejadas	284

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 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 – CEPEL
Companhia Brasileira de Energia Renovável – BRENCO
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 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
Companhia Estadual de Energia Elétrica – CEEE
Companhia Força e Luz Cataguazes-Leopoldina – CFLCL
Companhia Força e Luz do Oeste – CFLO
Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF
Companhia Hidroelétrica São Patrício – CHESP
Companhia Jaguari de Energia – CJE
Companhia Luz e Força de Mococa – CLFM
Companhia Luz e Força Santa Cruz – CLFSC
Companhia Nacional de Energia Elétrica – CNEE
Companhia Paraibana de Gás – PBGÁS
Companhia Paranaense de Energia Elétrica – COPEL
Companhia Paranaense de Gás – COMPAGÁS
Companhia Paulista de Energia Elétrica – CPEE
Companhia Paulista de Força e Luz S.A. – CPFL PAULISTA
Companhia Pernambucana de Gás – COPERGÁS
Companhia Petroquímica do Sul – COPESUL
Companhia Piratininga de Força e Luz S.A. – CPFL PIRATININGA
Companhia Potiguar de Gás – POTIGÁS
Companhia Sul Paulista de Energia – CSPE
CONCREMAT Engenharia S.A.
Companhia Sul Sergipana de Eletricidade – SULGIPE
Cooperativa Aliança – COOPERALIANÇA

Coordenação dos Programas de Pós-Graduação em Engenharia da
Universidade Federal do Rio de Janeiro – COPPE/UFRJ
CPFL Geração de Energia S.A. – CPFL-G
Dedini S.A. Indústrias de Base – DEDINI
Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas – DMEPC
Departamento Municipal de Energia de Ijuí – DEMEI
Duke Energy International, Geração Paranapanema S.A. – DUKE-GP
Elektro Eletricidade e Serviços S.A – ELEKTRO
Eletrobras Termonuclear S.A. – ELETRONUCLEAR
Eletrosul Centrais Elétricas S.A. – ELETROSUL
Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária – EMBRAPA
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A. – EEVP
Empresa Elétrica Bragantina S.A. – EEB
Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. – ENERSUL
Empresa Energética de Sergipe S.A. – ENERGIPE
Empresa Força e Luz João Cesa Ltda. – JOÃO CESA
Empresa Força e Luz Urussanga Ltda. – EFLUL
Empresa Luz e Força Santa Maria S.A. – ELFSM
Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A. – EMAE
Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. – ESCELSA
ETH – ODEBRECHT
Força e Luz Coronel Vivida Ltda – FORCEL
Furnas Centrais Elétricas S.A. – FURNAS
Gás Brasileiro Distribuidora S.A. – GAS BRASILIANO GBD
Gás de Alagoas S/A – ALGÁS
Gás Natural São Paulo Sul S.A. – GAS NATURAL SPS
Gerência de Comercialização de Gás Canalizado no Espírito Santo – BR ES
HABTEC Engenharia Ambiental Ltda.
Hidroelétrica Panambi S.A. – HIDROPLAN
IDEA – Instituto de Desenvolvimento Agroindustrial
Iguaçu Distribuidora de Energia Elétrica Ltda. – IENERGIA
Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE
Instituto Brasileiro de Siderurgia – IBS
Instituto de Economia da UFRJ – IE/UFRJ
Instituto Nacional de Eficiência Energética – INEE
Instituto Nacional de Tecnologia – INT
JGP Consultoria e Participações Ltda.
Light Serviços de Eletricidade S.A. – LIGHT
Manaus Energia S.A. – MANAUS
Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento – MAPA
Muxfeldt, Marin & Cia. Ltda. – MUXFELDT

Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS
PETROBRAS Distribuidora S.A.
Petrobras Transporte SA – TRANSPETRO
Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS
Petroquímica União – PQ,U
Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica – PROCEL
Rede Empresas de Energia Elétrica – GRUPO REDE
Rio Grande de Energia S.A. – RGE
Rio Verdinho Energia S.A.
Sergipe Gás S.A. – SERGAS
Sermatec Indústria e Montagens Ltda. – SERMATEC
Sindicato Nacional da Indústria do Cimento – SNIC
Sociedade Anônima de Eletricidade da Paraíba – SAELPA
Solvay Indupa do Brasil S.A. – SOLVAY
Tractebel Energia S.A. – TRACTEBEL
Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. – TBG
Transportes Dalçoquio LTDA
União da Agroindústria Canavieira de São Paulo – UNICA
Usina Hidro Elétrica Nova Palma Ltda. – UHENPAL

Fotos

Capas e capítulo de Consolidação de Resultados: bancos de imagens da Petrobras, Eletronorte, ANEEL e Eletronuclear
Demais capítulos: créditos indicados nas próprias fotos

Diagramação

Traço Leal Publicidade

Impressão

ClicheNew Serviços Gráficos Ltda.

Texto composto na família Humanist 777 BT, milo impresso em sulfite 90g/m² e capa em couchê fosco 240g/m²

