

PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA

2008 • 2017

1

VOLUME



Ministério de Minas e Energia – MME

Ministro
Edison Lobão

Secretário Executivo
Márcio Pereira Zimmermann

Chefe de Gabinete do Ministro
José Antonio Corrêa Coimbra

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético
Altino Ventura Filho

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis
José Lima de Andrade Neto

Secretário de Energia Elétrica
Josias Matos de Araújo

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
Mauricio Tiomno Tolmasquim

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais
Amílcar Gonçalves Guerreiro

Diretor de Estudos de Energia Elétrica
José Carlos de Miranda Farias

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis
Gelson Baptista Serva

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 3199
www.epe.gov.br

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

Plano Decenal de Expansão de Energia 2008/2017 / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro: EPE, 2009

2 v.: il.

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

PARTICIPANTES DO MME

Coordenação Geral

Altino Ventura Filho

Coordenação Executiva

João José de Nora Souto
Paulo Altaur Pereira Costa
Pedro Alves de Melo

Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL

Albert Cordeiro Geber de Melo, Maria Elvira Piñeiro Maceira

Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético - SPE

Coordenação: Altino Ventura Filho

Equipe Técnica: Adriano Jeronimo da Silva, André Krauss Queiroz, Antônio Perez Puen-
te, Artur Costa Steiner, Bruno Xavier de Sousa, Carlos Alexandre Príncipe Pires, Carolino
Augusto Cepeda, Cássio Giuliani Carvalho, Ceres Zenaide Barbosa Cavalcanti, Christiany
Salgado Faria, Demétrio Matos Tomazio, Giacomo Perrotta, Gilberto Hollauer, Gilberto
Kwitko Ribeiro, Gustavo Santos Masili, Hamilton Moss de Souza, Henryette Patrice Cruz,
Iran de Oliveira Pinto, João Antônio Moreira Patusco, João Luiz Tedeschi, John Denys Ca-
dman, Jose Antônio Fabrini Marsiglio, José Luiz Scavassa, Laura Cristina da Fonseca Porto,
Lívio Teixeira de Andrade Filho, Luis Fernando Badanhan, Osmar Ferreira do Nascimento,
Paulo Antônio Gomes Monteiro, Paulo Augusto Leonelli, Paulo de Tarso de Alexandria
Cruz, Paulo Érico Ramos de Oliveira, Paulo Roberto Rabelo da Assunção, Reinaldo da Cruz
Garcia, Renato Augusto Faria de Araújo, Roberto Carneiro Filho, Roberto Meira Júnior, Ro-
berto Wagner Lima Pereira, Samira Sana Fernandes de Sousa, Sophia Andonios Spyridakis
Pereira, Thiago Guilherme Ferreira Prado, Valdir Borges Souza Júnior

Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis – SPG

Coordenação: José Lima de Andrade Neto

Equipe Técnica: Adriano Gomes de Sousa, Antônio Henrique Godoy Ramos, Cláudio A.
Ishihara, Clayton de Souza Pontes, Hugo Leonardo Gosmann, José Botelho Neto, Lauro
Donisete Bogniotti, Luciano Costa de Carvalho, Luciano Pinheiro da Costa, Luiz Carlos Lis-
bôa Theodoro, Manoel Rodrigues Parada Neto, Marco Antônio Martins Almeida, Marlon
Arraes Jardim Leal, Maurício Marins Machado, Otávio Luis da Silva Rosa, Paulo Roberto
Machado Fernandes Costa, Ricardo Borges Gomide, Ricardo Dornelles, Symone Christine
Araújo, Tatiana de Carvalho Benevides, Umberto Mattei, Yedda Beatriz G. A. D. C. S. S.
Afonso

PARTICIPANTES DA EPE

Coordenação Geral

Maurício Tiomno Tolmasquim
José Carlos de Miranda Farias
Amilcar Gonçalves Guerreiro
Gelson Baptista Serva

Coordenação Executiva

Geral

José Marcos Bressane,
Juarez Castrillon Lopes,
Luciano Kielmanowicz
James Bolívar Luna Azevedo
Talita de Oliveira Porto
Paulo César Vaz Esmeraldo
Ricardo Cavalcanti Furtado
Ricardo Nascimento e Silva do Valle
Geraldo Furtado Rodrigues
Frederico Ventorim

Estudos econômicos e energéticos
Estudos de geração de energia elétrica
Estudos de transmissão de energia elétrica
Estudos socioambientais
Estudos de petróleo e derivados
Estudos de gás natural
Estudos de biocombustíveis

Estudos econômicos e energéticos

Adriana Fiorotti Campos, André Luiz Rodrigues Osorio, Arnaldo dos Santos Junior, Carla da Costa Lopes Achão, Cláudio Gomes Velloso, Emilio Hiroshi Matsumura, Inah Rosa Borges de Holanda, José Manuel Martins David, Leticia Fernandes Rodrigues da Silva, Luiz Cláudio Orleans

Estudos de geração de energia elétrica

Amaro Pereira, Anderson da Costa Moraes, Angela Regina Livino de Carvalho, Danielle Bueno de Andrade, Felipe Pinto Coelho Palma, Fernanda Gabriela B. dos Santos, Gabriel Malta Castro, Leonardo Augusto da Fonseca P. Sant'Anna, Martha Rosa Martins Carvalho, Maurício Sêmola, Patricia Costa Gonzalez de Nunes, Pedro Americo Moretz-Sohn David, Renata Nogueira Francisco de Carvalho, Thaís Iguchi, Thiago Correa Cesar

Estudos de transmissão de energia elétrica

Alexandre Melo Silva, Armando Leite Fernandes, Daniel José Tavares de Souza, Daniela Souza, Fernando Hevelton Oliveira, Jurema Baptistella Ludwig, Marcelo Willian Henriques Szrajbman, Maria Alzira Noli Silveira, Maria de Fátima de Carvalho Gama, Thiago Dourado Martins, Vinicius Ferreira Martins, Welton Verly

Estudos socioambientais

Ana Castro Lacorte, André Correia de Almeida, 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 (estagiário), 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 (Coordenação), Paula Cunha Coutinho, Paulo do Nascimento Teixeira, Robson de Oliveira Matos, Ronaldo Câmara Cavalcanti, Verônica Souza da Mota Gomes

Estudos de petróleo e derivados

Adriana Queiroz Ramos, Aldeir D. Bernardo (contratado), Amanda Pereira Aragão, Carlos Alberto Ferreira dos Reis, Cláudio Bettini, Eduardo Pontual Ribeiro (consultor), Ernesto Ferreira Martins, Gildo Gabriel da Costa, Giovani Vitória Machado, Jefferson Acioli Machado, João A. Bastos de Mattos, José Mauro Ferreira Coelho, Luana Barki (estagiária), Marcos Frederico F. de Souza, Marisa Maia de Barros, Norival Brisola, Paulo Lúcio da Silva Júnior (estagiário), Rafael Moro da Mata, Regina Freitas Fernandes, Reneu Rodrigues da Silva, Sergio Martins de Souza, Virgílio J. Martins Ferreira Filho (consultor)

Estudos de gás natural

Aloysio Vasconcelos Filho, Ana Cecília Souza Lima, Carlos Augusto Góes Pacheco, Henrique Plaudio Gonçalves Rangel, Marcelo Ferreira Alfradique, Marco Stiel Radu Halpern

Estudos de biocombustíveis

Angela Oliveira da Costa, Anna Amélia Paula Gomes de Oliveira, Antônio Carlos Santos, Antonio Marco Siciliano, Bruno Faria Cunha (estagiário), Giovan Kronenberger, Leônidas Bially Olegario dos Santos, Luciano Basto Oliveira, Patrícia Feitosa Bonfim Stelling, Rafael Barros Araujo

APRESENTAÇÃO

Como agente normativo e regulador da atividade econômica, 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 concepção, articulação e coordenação do planejamento energético nacional, disponibiliza para a sociedade o presente Plano Decenal de Expansão de Energia, para o horizonte 2008 a 2017, contendo uma visão integrada da expansão da demanda e da oferta de diversos energéticos.

Este Plano foi subsidiado por estudos desenvolvidos pela Empresa de Pesquisa Energética, a partir de diretrizes emanadas do MME, abrangendo a visão de curto, médio e longo prazos, em estreita colaboração das equipes técnicas do Ministério e dos diversos agentes. Os resultados dos estudos foram disponibilizados por consulta pública, propiciando a obtenção de sugestões e melhorias nos seus resultados.

Em atendimento às diretrizes básicas do Modelo Institucional do Setor Energético, relativas à segurança energética e à modicidade tarifária, o Plano contém importantes sinalizações para orientar as ações e decisões relacionadas ao equacionamento do equilíbrio entre as projeções de crescimento econômico do país, seus reflexos nos requisitos de energia e da necessária expansão da oferta, em bases técnica, econômica e ambientalmente sustentável.

O Plano Decenal estabelece os empreendimentos, as metas físicas, os investimentos, os consumos energéticos e as análises das condições de suprimento ao mercado de energia. O programa de obras apresentado subsidiará o processo licitatório para expansão da energia, permitindo a contestação pública dos projetos a serem licitadas, visando o adequado atendimento ao mercado de energia.

Assim, o Ministério agradece a colaboração recebida de seus parceiros institucionais nessa atividade de planejamento, etapa fundamental para assegurar a expansão do sistema energético brasileiro no horizonte decenal.

Brasília, maio de 2009

Edison Lobão

Ministro de Estado de Minas e Energia

ESTRUTURA DO RELATÓRIO

O Relatório do Plano Decenal de Expansão de Energia 2008/2017 está estruturado da seguinte forma:

VOLUME 1

Introdução: apresenta o contexto em que foram realizados os estudos, seus principais objetivos e os pontos de destaque deste ciclo de planejamento.

Capítulo I – Descrição Geral dos Estudos: apresenta uma visão geral dos estudos realizados, mostrando a integração das diferentes áreas focalizadas.

Capítulo II – Demanda de Energia: apresenta uma síntese dos estudos prospectivos sobre a demanda de energia, os quais fornecem os elementos fundamentais para a avaliação das alternativas de expansão da oferta de energia no país. São descritas as premissas macroeconômicas e demográficas utilizadas, a metodologia de projeção da demanda para cada energético e seus respectivos resultados, além de apresentar a consolidação da demanda total de energia no país para o período decenal.

O **Capítulo III – Oferta de Energia Elétrica** contém as três seguintes partes:

1. **Geração de Energia Elétrica:** apresenta os procedimentos metodológicos, as premissas utilizadas para a formulação das hipóteses da expansão da geração e as configurações de usinas resultantes para as trajetórias de projeção de demanda consideradas, assim como os principais resultados das análises, tais como, os riscos de déficit, custos marginais de operação, evolução dos fluxos nas interligações, dentre outros. Inclui, ainda, uma estimativa do total de investimentos associados ao plano de expansão da geração, bem como uma análise de sensibilidade a prazos mais longos para obtenção de licenças ambientais para os aproveitamentos hidrelétricos. Apresenta também uma análise das condições de atendimento à demanda máxima no horizonte decenal.

2. **Transmissão de Energia Elétrica:** apresenta os principais aspectos que nortearam o estabelecimento da configuração de referência do sistema de transmissão e sua evolução ao longo do período decenal. A expansão da transmissão é descrita por região geoeletrica do SIN e por cada estado dessas regiões, sendo também indicada a correspondente estimativa de investimentos. São ainda abordados os seguintes aspectos: avaliação da estabilidade eletromecânica do sistema interligado, a projeção da evolução dos valores médios das tarifas de uso do sistema de transmissão, a avaliação dos índices de confiabilidade da rede elétrica, bem como a evolução dos níveis de curto-circuito nos barramentos. Uma relação dos principais estudos complementares necessários em cada região é também apresentada. Finalmente, são descritas as principais ampliações visualizadas nas redes de subtransmissão das concessionárias de distribuição estaduais.

3. **Análise Socioambiental do Sistema Elétrico:** apresenta um panorama das questões socioambientais referentes ao sistema elétrico, descrevendo os procedimentos metodológicos adotados para a análise socioambiental dos empreendimentos de geração e transmissão, a caracterização dos aspectos socioambientais no território abrangido pelo atual sistema elétrico e a análise das configurações propostas para a expansão da geração e da transmissão. Ao final, é apresentada a classificação resultante das avaliações socioambientais para os empreendimentos e para os conjuntos de empreendimentos, caracterizando os níveis de ação necessários para assegurar sua viabilização nos prazos indicados neste plano.

VOLUME 2

Capítulo IV – Reservas e Produção de Petróleo e Gás Natural: contempla a previsão decenal das reservas nacionais de petróleo, abrangendo os diversos tipos de hidrocarboneto (óleo leve, óleo mediano, óleo pesado) e gás natural. Além das previsões de reservas e volumes potenciais recuperáveis, são apresentadas as estimativas de produção em campos já descobertos e não descobertos, tanto para o petróleo quanto para o gás natural. É também indicada a previsão dos investimentos em E&P, consistentes com as previsões de reservas e produção de petróleo e gás natural. Ao final é feita uma análise dos principais aspectos socioambientais referentes às atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural.

Capítulo V – Oferta de Derivados de Petróleo: apresenta os resultados dos estudos de expansão da oferta de derivados de petróleo, contemplando as perspectivas de preços internacionais e nacionais dos derivados de petróleo, e a expansão do parque nacional de refino e das centrais petroquímicas, bem como da infra-estrutura nacional de transporte de petróleo e derivados. Para cada um desses setores são também apresentadas as estimativas de investimentos previstos.

Capítulo VI – Oferta de Gás Natural: apresenta os resultados dos estudos de expansão da oferta de gás natural, contemplando as perspectivas de preços de gás natural, e a expansão da capacidade de oferta de gás natural nacional e importado, bem como da infra-estrutura nacional de transporte desse energético. Inclui, também, uma estimativa dos investimentos associados a essa expansão. Ao final, são analisados os efeitos socioambientais decorrentes das atividades de processamento, transporte e utilização do gás natural, incluindo uma análise socioambiental da malha de gasodutos.

Capítulo VII – Oferta de Biocombustíveis Líquidos: apresenta os resultados dos estudos de expansão da oferta de biocombustíveis líquidos, os quais se concentraram na oferta do etanol e do biodiesel, no âmbito do mercado de combustíveis líquidos carburantes. Ao final do capítulo, é apresentada uma análise dos efeitos socioambientais associados ao processamento e à utilização do etanol e do biodiesel.

Para o etanol, são abordados os aspectos de mercado para o etanol brasileiro e a expansão da capacidade de oferta. É também apresentada a logística de transporte desse energético e seu potencial de expansão, incluindo a estimativa de investimentos associados.

Para o biodiesel, é abordada a perspectiva de preços nacionais e internacionais, bem como a competitividade desse energético nacional. São ainda analisados os aspectos de disponibilidade de insumos para a produção e o potencial de oferta e de consumo desse combustível.

Capítulo VIII – Principais Indicadores da Expansão: apresenta um resumo dos principais resultados das análises descritas nos capítulos anteriores, abrangendo o mercado e consumo final de energia (Capítulo II), a oferta dos diversos energéticos abordados nos capítulos III a VII, incluindo a evolução física das infra-estruturas de produção, processamento e transporte e os aspectos socioambientais. É também apresentada uma síntese os investimentos estimados.

No final do Volume 2 são listadas as empresas e agentes do setor energético, bem como outros órgãos e entidades, aos quais são dirigidos agradecimentos do MME e da EPE pela colaboração prestada durante a elaboração deste Plano.

INTRODUÇÃO

O Ministério de Minas e Energia – MME, através de seus órgãos e empresas, promove diversos estudos e análises com o objetivo de subsidiar a formulação de políticas energéticas, bem como orientar a definição dos planejamentos setoriais.

A Empresa de Pesquisa Energética – EPE, empresa pública, vinculada ao MME, instituída pela Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

A elaboração pela EPE dos estudos associados ao Plano Decenal de Expansão de Energia 2008-2017 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. Essa forma de condução dos estudos permitiu manter o processo participativo das empresas, necessário para conferir a qualidade, eficiência e eficácia necessárias aos resultados obtidos.

Adicionalmente, no âmbito do processo de Consulta Pública realizada sobre o Plano anterior, PDE 2007-2016, e do presente Plano, foram recebidas contribuições de diversos órgãos e entidades, tendo-se procurado, neste ciclo, incorporar a maioria delas, possíveis no prazo de elaboração deste Plano, de modo a aprimorar este instrumento de planejamento.

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


O objetivo do planejamento decenal da expansão do sistema energético nacional consiste em se definir um cenário de referência para implementação de novas instalações na infra-estrutura de oferta de energia, necessárias para se atender ao crescimento dos requisitos do mercado, segundo critérios de garantia de suprimento pré-estabelecidos, de forma ambientalmente sustentável e minimizando os custos totais esperados de investimento, inclusive socioambientais, e de operação.

Esses estudos de planejamento abrangem o horizonte do período 2008-2017, devendo ser objeto de revisões anuais. Essas atualizações anuais irão considerar, dentre outras, as mudanças nas previsões de crescimento do consumo de energia e reavaliações da economicidade e viabilidade dos projetos de oferta de energia em função de um maior detalhamento dos seus estudos técnicos de engenharia e de meio ambiente, além da incorporação de novos projetos cujos estudos tenham sido finalizados.

Contexto em que foram realizados os estudos

São a seguir destacados alguns dos principais aspectos relativos ao contexto em que foram realizados os estudos de planejamento para o horizonte decenal de 2017.

No que tange ao ambiente econômico, no início de 2008 havia uma expectativa de continuidade de crescimento da economia mundial (capitaneado pelos países emergentes), ao mesmo tempo em que preços de commodities (especialmente energéticos) alcançavam patamares elevados em relação aos últimos anos. Nesse contexto,



qualquer exercício de projeção de longo prazo embutia uma maior incerteza acerca das trajetórias das principais variáveis que afetam o mercado de energia, já que as correlações históricas pareciam desaparecer.

A incerteza tomou um rumo completamente diferente a partir da deflagração da crise do sistema financeiro internacional a partir de setembro/2008, expondo fragilidades desse sistema e suas conseqüências adversas sobre o nível de atividade econômica global. Os desdobramentos sobre a economia brasileira ainda não puderam ser totalmente identificados e, assim sendo, os estudos apresentados neste Plano ainda não incorporam as conseqüências possíveis.

Não obstante, julga-se que nesse ambiente incerto aumenta a importância do papel do planejamento decenal para auxiliar na formação das expectativas dos agentes do setor energético brasileiro no sentido de buscar a utilização mais adequada dos recursos nacionais. Entende-se que as análises com horizonte decenal e de mais longo prazo não podem deixar que a eventual deterioração das expectativas de curto prazo contamine a visão para além da crise.

No que concerne ao setor elétrico, os principais papéis na expansão do sistema de energia elétrica pertencem 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.

Para o setor elétrico, o planejamento decenal tem, portanto, 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.

Constatou-se em 2007 e 2008 uma confirmação da robustez dos processos balizadores do modelo institucional vigente, concretizando-se a continuidade, com sucesso, dos leilões de energia nova de A-3 e A-5, bem como das licitações de empreendimentos de transmissão. Vale destacar, quanto a estes últimos, não obstante o ambiente econômico internacional adverso acima mencionado, a realização, com sucesso, em novembro/2008, do leilão das instalações do sistema de transmissão das usinas do rio Madeira, com investimentos estimados da ordem de 8 bilhões de reais.

Um aspecto relevante a ser ressaltado quanto à expansão da geração no horizonte do presente Plano é que a mesma incorpora os resultados dos Leilões de Energia Nova promovidos até o ano de 2008. Como conseqüência, uma parcela da expansão de geração, e, particularmente, a maioria das usinas termelétricas a combustível fóssil, já se encontrava definida pelo resultado dos certames supracitados, pré-estabelecendo-se, assim, uma configuração de expansão até o ano de 2013 que não corresponde a um cenário elaborado pelo planejamento do sistema. Dentre as justificativas para a significativa contratação de termelétricas a combustível fóssil nos últimos leilões, deve-se ressaltar a dificuldade para a obtenção de licenças ambientais para os empreendimentos hidrelétricos.

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.

A partir dos cenários macro-econômicos, foram estimadas as demandas de derivados de petróleo que 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 infra-estrutura logística de petróleo e seus derivados.

Vislumbra-se para o próximo decênio um novo papel para o Brasil no mercado mundial de petróleo, passando à condição de exportador líquido de petróleo e derivados, em função do desenvolvimento da produção em campos de petróleo já delimitados. Esta condição será posteriormente ampliada, a partir do desenvolvimento dos novos campos descobertos na nova e promissora província petrolífera conhecida como "Pré-sal".

Na área do gás natural, foram levantadas as projeções de demanda de gás natural das companhias distribuidoras locais, do consumo em refinarias, das fábricas de fertilizantes e das termelétricas. A competitividade entre o gás natural e energéticos substitutos em cada segmento, como por exemplo, o óleo combustível no segmento industrial, constitui-se como orientadora na elaboração das projeções das demandas e com este objetivo foram analisadas as perspectivas dos preços de gás natural no cenário mundial e seus reflexos no Brasil.

Projeta-se para o período decenal uma ampliação da participação do gás nacional na oferta total de gás, devido ao incremento da produção interna, 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, foram analisadas as condicionantes de demanda e perspectivas de atendimento, focando o etanol carburante e o biodiesel.

Para o etanol carburante, analisou-se a sua competitividade em relação à gasolina no novo mercado de veículos "flex-fuel", que apresenta taxas de crescimento expressivas, bem como o potencial de expansão da capacidade de oferta e sua logística de transporte, a estimativa de investimentos associados e o mercado internacional, avaliando-se as estimativas brasileiras de exportações.

No que tange ao biodiesel, foram analisados aspectos de disponibilidade de insumos e de capacidade de processamento, a infra-estrutura 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 estabelecidas pela Lei nº 11.097/2005.

Finalmente, cumpre ressaltar que o planejamento energético com horizonte decenal e de mais longo prazo é um processo sujeito à constante reavaliação, na medida em que se encontra submetido a condicionantes macroeconômicos e setoriais internacionais e nacionais que se modificam freqüentemente. Por isso, as incertezas intrínsecas à evolução futura desses condicionantes impõem revisões sucessivas ao planejamento. Neste momento singular da economia mundial, este Plano se constitui em uma referência importante para o setor energético nacional.

SUMÁRIO

	CAPÍTULO I – Descrição Geral dos Estudos	14
	CAPÍTULO II – Demanda de Energia	22
	CAPÍTULO III – Oferta de Energia Elétrica	74
	III-1 – Geração de Energia Elétrica	74
	III-2 – Transmissão de Energia Elétrica	152
	III-3 – Aspectos Socioambientais	348
	CAPÍTULO IV – Reservas e Produção de Petróleo e Gás Natural	440
	CAPÍTULO V – Oferta de Derivados de Petróleo	492
	CAPÍTULO VI – Oferta de Gás Natural	542
	CAPÍTULO VII – Oferta de Biocombustíveis Líquidos	594
	CAPÍTULO VIII – Principais Indicadores da Expansão	660





DESCRIÇÃO GERAL DOS ESTUDOS



É a seguir apresentada uma visão geral das atividades e estudos associados ao processo do planejamento decenal, os quais estão apresentados nos demais capítulos deste Plano, procurando caracterizar sua integração e interdependência.

Uma ilustração esquemática dessas atividades e estudos é mostrada nos diagramas das seguintes figuras:

- Figura 1 – Fluxograma geral dos estudos de demanda de energia
- Figura 2 – Fluxograma geral dos estudos associados à oferta de energia elétrica e
- Figura 3 – Fluxograma geral dos estudos associados ao petróleo e à oferta de derivados de petróleo, gás natural e biocombustíveis líquidos.

Estudos da demanda de energia

Conforme mostrado na Figura 1, os estudos para a projeção do consumo final de energia no horizonte decenal tomaram como ponto de partida a definição de premissas macroeconômicas e setoriais, as quais foram utilizadas como informações e dados para as simulações nos modelos adotados para a obtenção das projeções da demanda.

A partir da análise da inserção da economia brasileira no contexto internacional, as premissas macroeconômicas englobaram a formulação de cenários mundiais e nacionais. A quantificação das variáveis macroeconômicas nacionais foi validada com auxílio de um modelo de consistência macroeconômica.

As premissas setoriais abordaram, para cada segmento da sociedade e cada setor da economia, as principais características da sua dinâmica própria, identificando as variáveis determinantes do consumo de cada energético envolvido na atividade do correspondente segmento ou setor. Analisaram-se também as principais fontes de energia com potencial uso final em cada setor/segmento, e, para segmentos específicos, a competitividade entre energéticos no atendimento ao uso final.

Ressalta-se, ainda, a importância das informações setoriais obtidas junto aos agentes do mercado, tanto na formulação das premissas quanto na análise dos resultados obtidos.

Com base nas premissas e cenários adotados, procedeu-se à simulação da demanda futura de energia com o apoio de metodologia apropriada à projeção dessa demanda, recorrendo-se, para o efeito, a modelos específicos para cada setor ou segmento e para cada fonte de energia. Neste contexto, foram adotadas duas abordagens complementares, com a utilização simultânea de modelos do tipo top-down e bottom-up, buscando-se, através de sucessivas iterações, a convergência dos resultados.

Dessa forma, obtiveram-se as projeções do consumo final de energia por setor e por energético, que alimentaram as análises para a definição das alternativas de expansão da oferta de energia. Por sua vez, definida uma configuração para a oferta dos energéticos, ela também tem implicações sobre a demanda de energia, conduzindo a um processo de ajuste iterativo entre simulação da demanda e da oferta de energia.

Observa-se, finalmente, que foi também efetuada a análise dos resultados consolidados da projeção da demanda final de energia, confrontando-os com o comportamento histórico registrado no Balanço Energético Nacional – BEN e com a perspectiva futura de crescimento da economia brasileira, avaliando-se o comportamento de alguns parâmetros importantes, tais como, a elasticidade-renda do consumo de energia e a intensidade energética da economia.

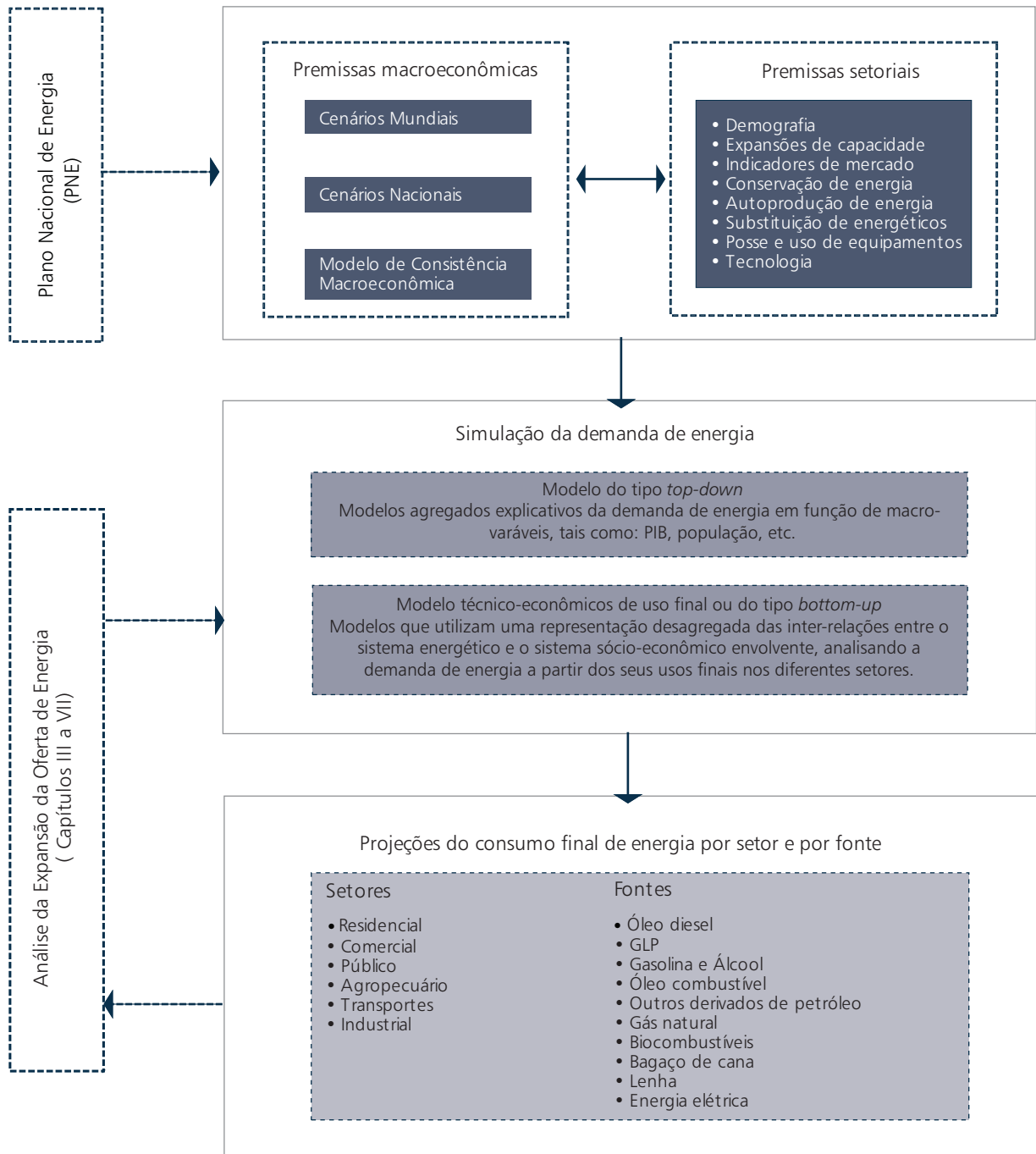
Estudos da oferta de energia elétrica

O diagrama da Figura 2 ilustra a interação entre os estudos de expansão da geração, da transmissão e socioambientais, os quais compõem os estudos da oferta de energia elétrica. Nessa figura é também evidenciada a interação com os estudos de demanda de energia e da oferta de derivados de petróleo, gás natural e biocombustíveis.

Os estudos de demanda de energia proporcionam os insumos para os demais estudos, estabelecendo as bases para as projeções de carga de energia e de demanda, em termos mensais e por subsistema, necessários para os estudos energéticos, bem como por barramento, requerido para os estudos elétricos da transmissão.

Numa etapa inicial, são estabelecidos os cenários de expansão das fontes de geração e dos sistemas de transmissão associados, com ênfase nas interligações entre subsistemas e reforços principais dos sistemas recepto-

Figura 1 – Fluxograma geral dos estudos de demanda de energia



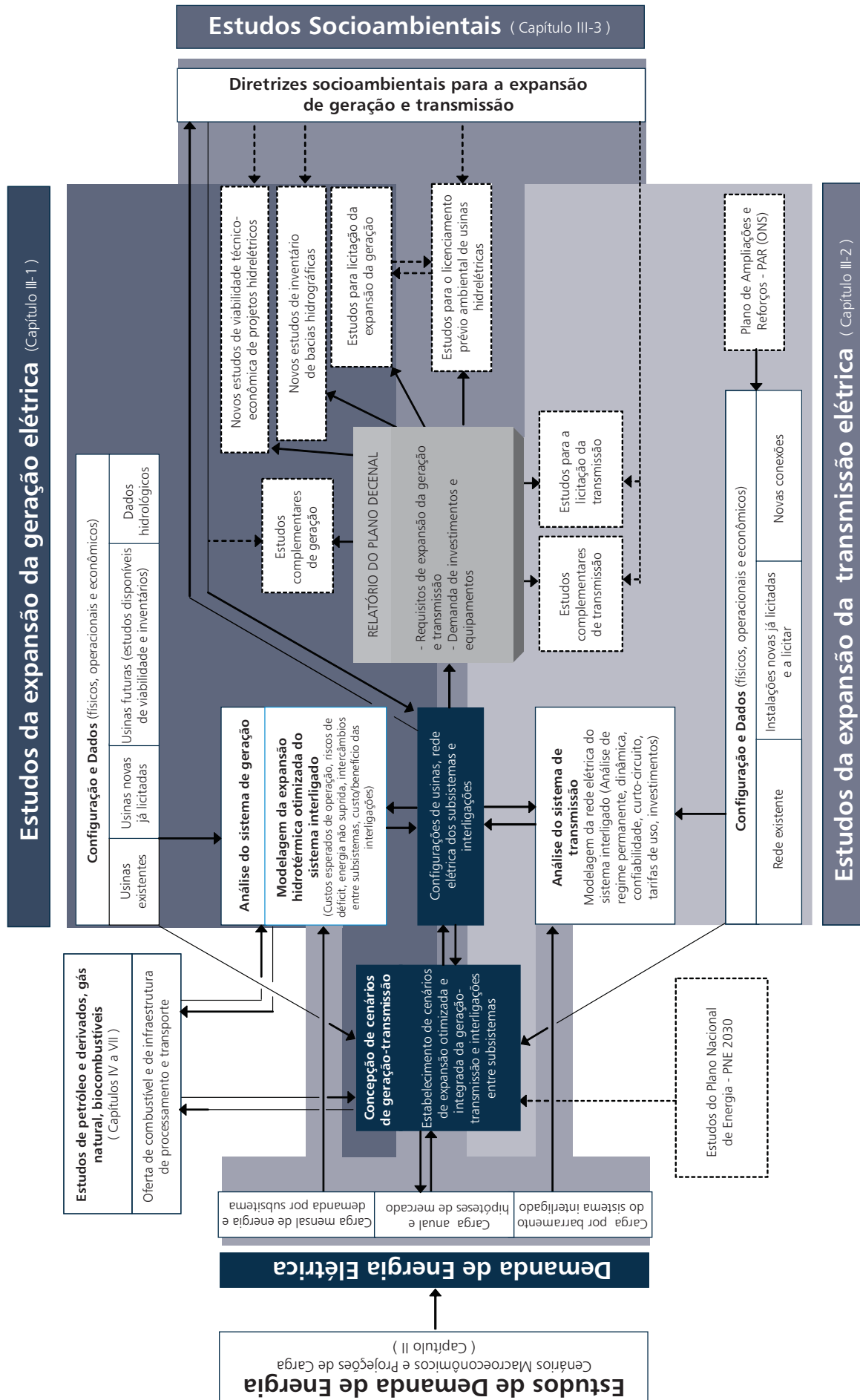
res. A análise da evolução dos balanços energéticos e dos requisitos de intercâmbios dos subsistemas possibilita o delineamento inicial das seqüências de usinas e troncos de transmissão a partir do sistema existente.

Nesta etapa são também antecipados os condicionantes socioambientais para a viabilização das hipóteses de geração e transmissão, cuja análise mais detalhada será objeto das etapas subseqüentes do trabalho. Similarmente, as questões relacionadas à disponibilidade de combustíveis e a sua infra-estrutura de transporte também são contempladas no delineamento dos cenários de geração-transmissão, bem como na etapa sucessiva dos estudos.

Os estudos do Plano Nacional de Energia – PNE constituem um insumo relevante para esta etapa.

As alternativas de geração-transmissão pré-selecionadas são avaliadas numa etapa seguinte através de estudos energéticos (expansão da geração), elétricos (expansão da transmissão) e socioambientais.

Figura 2 – Fluxograma geral dos estudos associados à oferta de energia elétrica



Os estudos energéticos possibilitam ajustar o cronograma de entrada das fontes de geração ao longo do período, de modo a atender aos critérios de risco máximo de déficit e da igualdade do custo marginal de expansão com o custo marginal de operação. Tendo como insumo os registros de vazões disponíveis e as séries sintéticas de energias afluentes, são efetuadas simulações da operação e expansão otimizada do sistema hidrotérmico nacional, obtendo-se, dentre outras variáveis probabilísticas, a evolução do risco de déficit, do valor esperado de energia não suprida, dos custos esperados de operação, os despachos de geração e os requisitos de intercâmbios entre os subsistemas.

Mantém-se nesta etapa a interação dos estudos de geração com os de transmissão, particularmente no que tange à definição dos limites de intercâmbio e dos custos/benefícios associados à expansão da capacidade das interligações entre os subsistemas. Da mesma forma, há também interação com os estudos socioambientais associados às fontes de geração e linhas de transmissão consideradas na análise das alternativas.

Os estudos de expansão da transmissão se desenvolvem à medida que são caracterizadas as alternativas de geração e os correspondentes requisitos de intercâmbios entre os subsistemas. Com base na avaliação probabilística dos intercâmbios resultante dos estudos energéticos, são estabelecidos valores referenciais desses intercâmbios e analisadas as necessidades de reforços ou expansões da rede elétrica através de uma análise conjunta dos subsistemas do Sistema Interligado Nacional – SIN. O diagnóstico do desempenho da rede elétrica é inicialmente feito com base em estudos de regime permanente, em condições normais e de contingências. Neste ciclo de estudos, foram também contemplados estudos de estabilidade eletromecânica, de confiabilidade, de curto circuito e da evolução das tarifas de uso do sistema de transmissão.

Conforme ilustrado na Figura 2, o desenvolvimento dos estudos considera a inclusão da variável socioambiental de modo sistemático nas diversas etapas da análise, subsidiando a formulação das alternativas da expansão do sistema eletroenergético e a tomada de decisões. Os estudos socioambientais enfocam os projetos de geração e de transmissão individualmente, bem como conjuntos de projetos, utilizando como critérios básicos a avaliação de indicadores para as dimensões físico-biótica e socioeconômica e a avaliação processual. Para este ciclo, foi desenvolvido um estudo de macrolocalização de projetos termelétricos com vistas a indicar as áreas de atratividade e de restrição socioambiental. Desta forma, os estudos indicam ações para a viabilização dos projetos, além de fornecer um panorama ambiental do conjunto de programas de expansão da geração e da transmissão como um todo.

O conjunto de estudos de mercado, de geração, de transmissão e socioambientais possibilita a elaboração do Plano Decenal pelo MME, o qual orienta a expansão dos sistemas de geração e de transmissão, bem como apresenta os principais indicadores de mercado, de desempenho do sistema e de requisitos de investimentos no setor elétrico no período decenal.

Há um conjunto de estudos complementares ou derivados do Plano Decenal, a seguir descritos, os quais realimentam o processo dinâmico de planejamento, servindo de insumos para o próximo ciclo e, quando possível, para os estudos em andamento.

O diagnóstico elaborado para a rede elétrica leva a um conjunto de estudos complementares de transmissão, executados paralelamente ou em seqüência aos estudos do Plano Decenal, contemplando, dentre outros: a) análise detalhada do desempenho dinâmico do sistema interligado visando a determinação dos limites de intercâmbios nas interligações; b) avaliação detalhada 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; c) evolução das tarifas de uso do sistema de transmissão (TUST); d) evolução da confiabilidade do sistema interligado e dos subsistemas regionais; e) estudos específicos de integração de empreendimentos de geração mais relevantes ou de suprimento de pontos específicos do sistema.

Estudos adicionais se fazem necessários também 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.

Verifica-se também um conjunto de estudos complementares de geração, cuja necessidade fica definida à medida que são realizados os estudos no horizonte decenal, os quais visam o aprofundamento da análise do suprimento de pontos específicos do sistema interligado ou de regiões isoladas, incluindo também, em conjunto com os estudos de transmissão, as interligações internacionais.

Conforme se verifica pela Figura 2, a partir das análises no horizonte decenal resultam ainda recomendações para: a) Estudos para subsidiar a licitação da expansão da geração, voltados para a habilitação técnica dos empreendimentos, incluindo estudos para o licenciamento ambiental prévio de empreendimentos hidrelétricos; b)

Estudos para subsidiar os futuros leilões de compra de energia nova, incluindo a viabilidade técnico-econômica de novos empreendimentos de geração e novos estudos de inventário de bacias hidrográficas.

Estudos associados às reservas e produção de petróleo e gás natural e à oferta de derivados de petróleo, gás natural e biocombustíveis líquidos

O diagrama da Figura 3 ilustra as atividades principais desses estudos, bem como sua interação com os demais estudos.

As projeções de consumo final, estabelecidas pelos estudos de demanda de energia, com base nos cenários macroeconômicos, são os insumos principais para a projeção das ofertas dos diversos energéticos.

Foi efetuada uma análise da situação atual e das projeções de preços internacionais e nacionais, a qual também subsidiou o estudo da oferta desses energéticos.

O requisito de expansão da geração elétrica, obtido do estudo de oferta de energia elétrica, representa uma variável importante da análise, sendo este requisito, de outra parte, condicionado à disponibilidade das infra-estruturas de produção e transporte determinadas pelos estudos de oferta dos energéticos.

Os estudos dos derivados de petróleo e do gás natural tiveram como insumo o estudo de suas reservas e produção. Neste estudo foi analisada a expansão prevista das reservas e elaboradas previsões da produção em campos descobertos e não descobertos, tanto para o petróleo quanto para o gás natural. Esta análise possibilitou uma estimativa de investimentos em exploração e produção no horizonte decenal.

No que se refere aos derivados de petróleo, o estudo contemplou as análises da expansão do parque nacional de refino e da infra-estrutura de transporte, incluindo também a estimativa de investimentos associados a esses segmentos.

Na área do gás natural, foram levantadas as projeções de demanda de gás natural das companhias distribuidoras locais, do consumo em refinarias, das fábricas de fertilizantes e das termelétricas. A oferta de gás nacional para o mercado consumidor foi projetada por meio da aplicação de índices de disponibilidade obtidos de históricos da realização da indústria produtora de gás natural no país. Em seguida, foram elaborados os balanços regionais e o balanço nacional de oferta e demanda de gás, considerando também as perspectivas de importação de gás natural, além da oferta nacional projetada. Finalmente, foi efetuada a análise das necessidades de ampliação da infra-estrutura nacional de transporte de gás, incluindo uma estimativa dos investimentos associados a essa expansão.

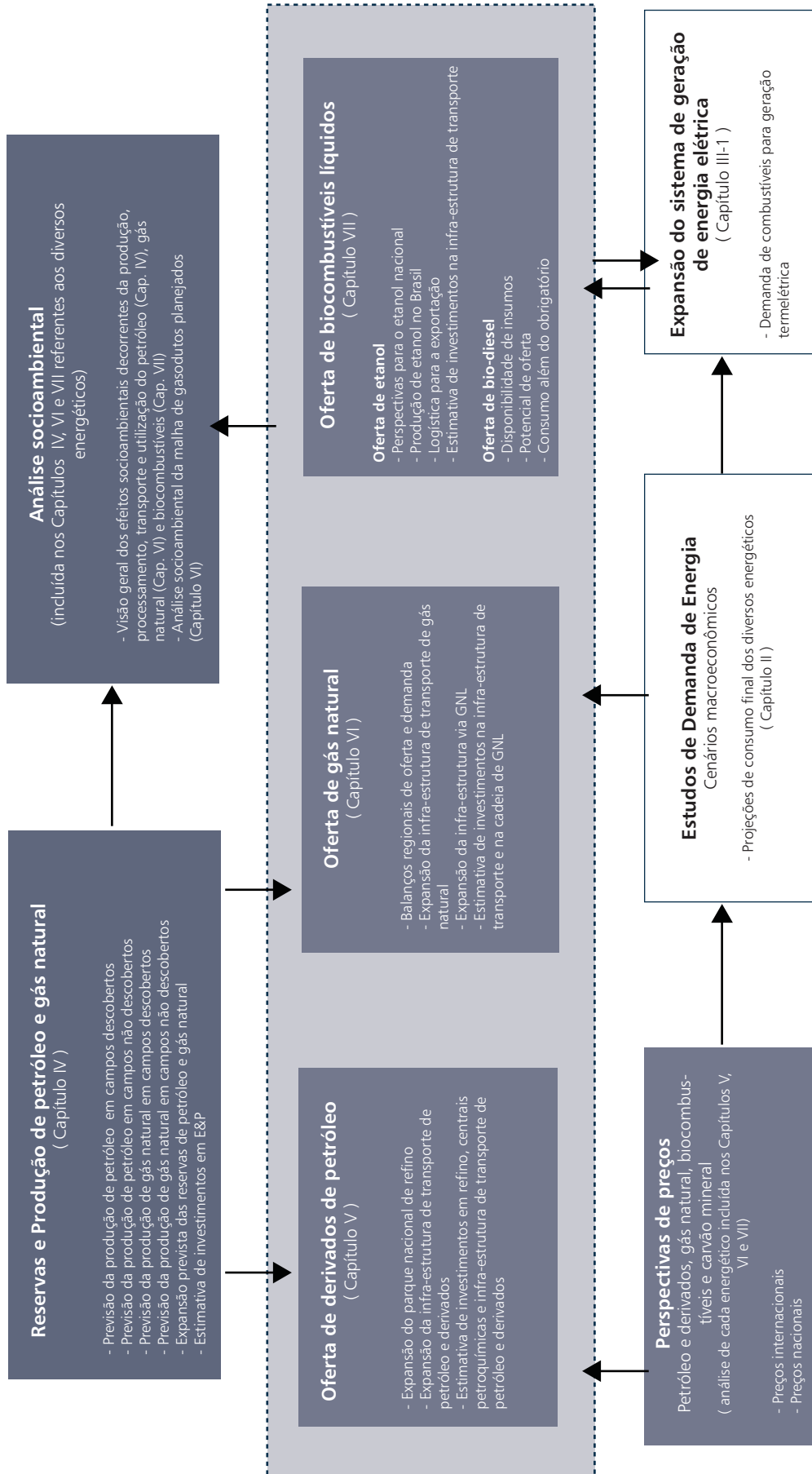
Quanto aos biocombustíveis, foram analisadas as condicionantes de demanda e perspectivas de atendimento, focalizando o etanol carburante e o biodiesel.

Para o etanol carburante, analisou-se a sua competitividade em relação à gasolina no novo mercado de veículos "flex-fuel", bem como o potencial de expansão da capacidade de oferta e sua logística de transporte, a estimativa de investimentos associados e o mercado internacional, avaliando-se as estimativas brasileiras de exportações.

No que tange ao biodiesel, foram analisados aspectos de disponibilidade de insumos e de capacidade de processamento, a infra-estrutura 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 obrigatórias pela Lei nº 11.097/2005.

Um aspecto comum analisado para todos os energéticos foram os aspectos socioambientais, tendo sido elaborados critérios e procedimentos de análise socioambiental para esse horizonte de planejamento, adequando indicadores e a espacialização destes para cada energético (petróleo, gás natural, etanol, biodiesel). Foram também calculadas as emissões de gases de efeito estufa para os segmentos de *downstream* e *upstream* da cadeia de produção de petróleo e gás natural.

Figura 3 – Fluxograma geral dos estudos associados ao petróleo e à oferta de derivados de petróleo, gás natural e biocombustíveis líquidos







1	Introdução	24
2	O Ano Base (2007)	25
2.1	Oferta Interna de Energia	25
2.2	Consumo Final de Energia	26
2.3	Consumo Final Energético, por Fonte	27
3	Premissas Básicas	27
3.1	Cenário Macroeconômico de Referência	27
3.1.1	Economia Internacional e Nacional: conjuntura e perspectivas	28
3.1.2	Aspectos Qualitativos do Cenário de Referência	32
3.1.3	Quantificação do Cenário de Referência	33
3.2	Premissas Demográficas	36
3.2.1	Projeção da População	37
3.2.2	Projeção do Número de Domicílios	37
4	Energia Elétrica	38
4.1	Autoprodução	39
4.2	Projeção do Consumo e da Carga de Energia Elétrica	41
4.2.1	Projeção do Consumo de Energia Elétrica	41
4.2.2	Projeção da Carga	46
4.2.3	Comparação das Projeções: PDE 2008-2017 versus PDE 2007-2016	49
5	Derivados de Petróleo	50
5.1	Óleo Diesel	50
5.2	Gás Liquefeito do Petróleo (GLP)	51
5.3	Gasolina	52
5.4	Querosene de aviação (QAV)	56
5.5	Óleo combustível e outras secundárias de petróleo	57
6	Gás natural	60
7	Biocombustíveis	63
7.1	Biocombustíveis Líquidos	63
7.2	Biomassa da cana	65
7.3	Lenha	65
8	Resultados Consolidados	66
	Referências bibliográficas	71
	Lista de Tabelas	71
	Lista de Gráficos	72
	Lista de Figuras	73

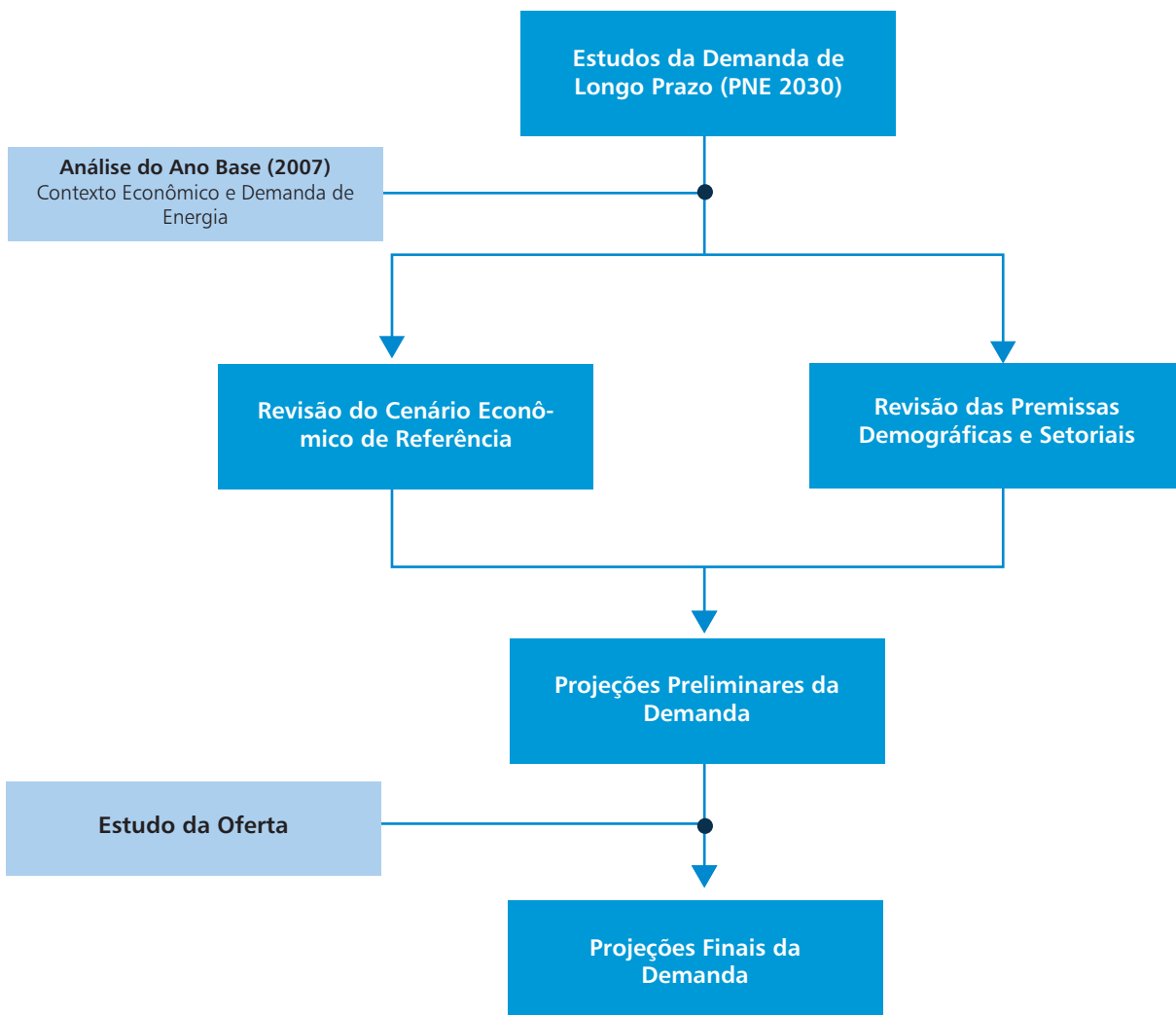
1. Introdução

As projeções da demanda do Plano Decenal de Expansão de Energia 2008-2017 – PDE 2008-2017 estão referenciadas aos estudos desenvolvidos para o Plano Nacional de Energia 2030 – PNE 2030, compreensiva investigação de longo prazo desenvolvida pela EPE para o Ministério de Minas e Energia. Foram realizadas ao longo do ano de 2007, tendo sofrido ajustes até meados de 2008, e podem ser estruturadas em quatro grandes grupos, a saber:

- Análise do ano base das projeções, que compreendeu a compilação e o exame do contexto econômico e da demanda de energia em 2007;
- Revisão e quantificação do cenário econômico referencial, que compreendeu uma discussão dos condicionantes de curto prazo para o crescimento econômico nacional nos próximos 10 anos;
- Revisão das premissas demográficas e setoriais, que compreendeu interações com o IBGE e pesquisas junto aos grandes consumidores de energia, principalmente com relação às suas perspectivas de investimento e expansão da produção;
- Projeção da demanda de energia para o horizonte 2008-2017.

As projeções foram elaboradas para o país como um todo, e, sempre que possível, procurou-se regionalizá-la. Esquemáticamente, a inter-relação entre essas etapas pode ser representada como na Figura 1.

Figura 1 - Visão Geral da Abordagem dos Estudos de Demanda do PDE 2008-2017



Em cada um desses módulos foram empregados modelos de quantificação desenvolvidos internamente na EPE ou modificados de acordo com os objetivos dos estudos do PDE 2008-2017.

A projeção da demanda de energia contemplou duas abordagens complementares. Em uma delas, utilizando modelos do tipo *top-down*, a demanda de energia foi correlacionada com macro-variáveis de cenário, tais como o PIB, a população, o número de domicílios, etc., e com indicadores específicos do mercado de energia. Em alguns casos, a relação entre a demanda de energia e as demais variáveis é especificada através de modelos econométricos. Neste caso, a previsão da demanda de energia é função da cenarização (ou projeção) dessas variáveis explicativas e desses indicadores.

Na outra abordagem, do tipo *bottom-up*, foram utilizados modelos técnico-econômicos, entre os quais o Modelo Integrado de Planejamento Energético (MIPE), um modelo de planejamento integrado de recursos energéticos, desenvolvido pela COPPE/UFRJ, que se baseia em uma análise setorial desagregada da demanda energética por uso final, incorporando explicitamente a análise da competição entre os vários energéticos no atendimento aos diferentes usos finais.

Especificamente, no caso do setor residencial, foi também utilizado o Modelo do Setor Residencial (MSR), desenvolvido na EPE a partir de Schaeffer et al [7] e Achão [1]. Esse modelo, embora utilize a mesma filosofia básica do MIPE, incorpora desenvolvimentos adicionais que o tornam mais apropriado para analisar a demanda energética nas residências.

As duas abordagens 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 as premissas adotadas.

Deve-se ressaltar, por fim, que os estudos de demanda foram conduzidos, em grande medida, de forma integrada, compreendendo inclusive a necessária interação com os estudos da oferta. Neste capítulo são apresentados, resumidamente, os principais aspectos e resultados que caracterizam os estudos de demanda realizados.

2. O Ano Base (2007)

2.1 Oferta Interna de Energia

Em 2007, a oferta interna de energia no Brasil atingiu 238,8 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (tep), sendo que, deste total, 109,7 milhões, ou 45,9%, corresponderam a energia renovável, o que faz da matriz energética brasileira uma das mais limpas do mundo, em termos da relação do volume de emissões de gases de efeito estufa pelo total de energia ofertada. De fato, a participação das fontes renováveis na oferta interna de energia brasileira está bem acima da média mundial (2006), avaliada em 12,9%, e mais ainda da média dos países membros da OCDE, de 6,7%.

Com exceção do urânio e seus derivados, a oferta de todas as fontes primárias de energia apresentou crescimento, conforme apresentado na Tabela 1. A redução da oferta de urânio se deu em função da queda na geração elétrica associada.

Tabela 1 - Brasil. Oferta Interna de Energia (10³ tep)

Fontes	2006	2007	Variação (%)	Estrutura (%)
Renováveis	101.880	109.656	7,6	45,9
Hidráulica e eletricidade	33.537	35.505	5,9	14,9
Produtos da cana-de-açúcar	32.999	37.847	14,7	15,9
Lenha e carvão vegetal	28.589	28.628	0,1	12,0
Outras renováveis	6.754	7.676	13,7	3,2
Não Renováveis	124.464	129.102	3,7	54,1
Petróleo e derivados	85.545	89.239	4,3	37,4
Gás natural	21.716	22.199	2,2	9,3
Carvão mineral e derivados	13.537	14.356	6,1	6,0
Urânio (U3O8) e derivados	3.667	3.309	-9,8	1,4
Total	226.344	238.758	5,5	100,0

A energia hidráulica, incluindo a parcela importada de Itaipu, deixou de ser a maior contribuinte isolada entre as fontes renováveis em termos de energia primária equivalente, tendo sido superada pelos “produtos da cana-de-açúcar”. Em 2007 houve significativo crescimento na oferta deste grupo de energéticos, como reflexo da expansão da produção de etanol, que avançou 27,0%.

A produção nacional de petróleo apresentou elevação de 1,5%, atingindo uma média diária de 1,75 milhões de barris. As exportações líquidas somaram 421 mil barris diários ante uma importação líquida de 416 mil barris por dia em 2007.

O petróleo e seus derivados representaram, em 2007, 37,4% da oferta total de energia. A oferta de gás natural apresentou crescimento de 2,2%, com ligeira redução de participação na matriz energética do país, de 9,6% em 2006 para 9,3% em 2007.

A produção de eletricidade a partir de usinas termelétricas, excetuando-se as de biomassa, foi reduzida em 7,0%, sendo a redução da geração a gás natural a de maior queda, igual a 15,1%. Por sua vez, a geração a partir de fontes renováveis teve crescimento de 6,5%, com destaque para a geração a partir de biomassa (bagaço de cana e lixívia, principalmente), que cresceu 17,3% em 2007 atingindo 21,9 TWh. A geração total de energia elétrica no país superou 440 TWh.

2.2 Consumo Final de Energia

Em 2007 o consumo final de energia foi de 215,6 milhões de tep, correspondendo a cerca de 90% da oferta interna. Comparativamente a 2006, houve um expressivo crescimento de 6,2%. O setor industrial respondeu por 38,0% do consumo final do País, seguido do setor de transportes, 26,7% e do residencial, 10,3%. A Tabela 2 resume as principais estatísticas do consumo final de energia no Brasil.

Tabela 2 - Brasil. Consumo Final de Energia (10³ tep)

Fontes	2006	2007	Variação (%)	Estrutura (%)
Consumo final	202.898	215.565	6,2	100,0
Consumo final não energético	14.324	14.155	-1,2	6,6
Consumo final energético	188.574	201.409	6,8	93,4
Setor energético	18.823	21.049	11,8	9,8
Indústria	76.757	81.915	6,7	38,0
Alimentos e bebidas	20.122	21.262	5,7	9,9
Ferro gusa e aço	16.985	18.241	7,4	8,5
Papel e celulose	8.016	8.555	6,7	4,0
Química	7.364	7.715	4,8	3,6
Metalurgia e não ferrosos	5.694	5.982	5,1	2,8
Cerâmica	3.533	3.841	8,7	1,8
Cimento	3.087	3.373	9,3	1,6
Mineração e pelotização	3.013	3.342	10,9	1,6
Transportes	53.270	57.621	8,2	26,7
Rodoviário	49.067	52.892	7,8	24,5
Residencial	22.090	22.271	0,8	10,3
Comercial e público	9.084	9.491	4,5	4,4
Agropecuário	8.550	9.062	6,0	4,2

Entre os consumidores de derivados de petróleo, o setor de transportes é o segmento mais importante, representando 60,9% do consumo final de derivados, seguido da indústria que, incluindo o setor energético, responde por 23,1%. No que se refere à biomassa, que inclui o consumo de bagaço de cana, lenha e carvão vegetal, etanol e outras fontes primárias renováveis, o consumo energético em 2007 foi de aproximadamente 63 mil tep; sendo que os principais setores consumidores foram o industrial, com 51,7% do total, o setor energético com 16,8% e o de transportes, com 13,7%. O consumo total de eletricidade foi de 412,1 TWh em 2007, tendo como

principais setores consumidores a indústria (46,7%), o residencial (22,1%) e o comercial/serviços, com 14,2%. No total, o crescimento do consumo de energia elétrica foi de 5,7% em comparação com 2006.

2.3 Consumo Final Energético, por Fonte

Entre 2006 e 2007, as fontes que tiveram maior importância no consumo final energético, excluindo-se o consumo do setor energético, foram o óleo diesel e a eletricidade, cujas participações oscilaram em torno de 19% cada.

Entre os derivados de petróleo, além do óleo diesel, deve-se destacar também o consumo de gasolina, cuja participação no consumo final energético foi de 8,0% no período. Os derivados de petróleo ratificam sua importância na matriz energética brasileira, tendo sido responsáveis por mais de 40% do consumo final energético brasileiro, excluindo-se o consumo do setor energético.

A lenha e o gás natural vêm se mantendo como importantes fontes energéticas no Brasil, tendo sido responsáveis por, respectivamente, 9% e 6% do consumo energético brasileiro. O bagaço de cana ganhou substancial participação, atingindo 9,0% em 2007.

A Tabela 3 apresenta a consolidação do consumo final energético, excluindo-se o consumo do setor energético, discriminado por fonte, para os anos de 2006 e 2007.

Tabela 3 - Brasil. Consumo Final Energético ⁽¹⁾ , por Fonte (10 ³ tep)				
Fontes	2006	2007	Variação (%)	Estrutura (%)
Gás natural	10.124	10.909	7,8	6,0
Lenha	16.401	16.310	-0,6	9,0
Bagaço de cana	15.259	16.152	5,9	9,0
Eletricidade	32.283	33.958	5,2	18,8
Álcool etílico	6.395	8.612	34,7	4,8
Biodiesel	58	339	484,5	0,2
Outros	21.382	22.432	4,9	12,4
Subtotal derivados de petróleo	67.849	71.650	5,6	39,7
Óleo diesel	32.665	34.704	6,2	19,2
Óleo combustível	5.003	5.440	8,7	3,0
Gasolina	14.494	14.342	-1,0	8,0
Gás liquefeito de petróleo	7.142	7.379	3,3	4,1
QAV	2.401	2.632	9,6	1,5
Outros derivados de petróleo	6.144	7.152	16,4	4,0
Consumo final energético(1)	169.751	180.361	6,3	100,0

Nota: (1) Não inclui o consumo do setor energético.

3. Premissas Básicas

3.1 Cenário Macroeconômico de Referência

Há uma significativa correlação entre a evolução da demanda total de energia e o nível de atividade econômica. Dessa forma, não é razoável fazer um exame prospectivo da demanda de energia de um país sem a concomitante análise da evolução do respectivo contexto econômico ao longo do horizonte de interesse.

Estudos de natureza prospectiva de longo horizonte requerem a aplicação de métodos específicos, dentre os quais a abordagem de cenários está entre os mais indicados, especialmente por conta do elevado número de incertezas envolvido.

Para a elaboração dos estudos de planejamento energético de longo prazo, a EPE formulou cenários para a economia brasileira destacando um deles como de referência, no âmbito do Plano Nacional de Energia, o PNE 2030. Os estudos posteriores da EPE, nomeadamente aqueles relativos ao Plano Decenal, utilizaram como pano de fundo esses cenários, que definem tendências de longo prazo.

No entanto, o cenário referencial utilizado no Plano Decenal, embora identificado com a filosofia e as principais características do cenário de referência do PNE 2030, também incorpora elementos conjunturais de curto prazo, bem como definições e estratégias de médio prazo, que podem influenciar alguns parâmetros do cenário, em particular, as taxas de expansão da economia.¹

Estudos da EPE sobre a demanda de energia, concluídos no final de 2007, baseavam-se em um cenário macroeconômico que admitia que o PIB brasileiro seguiria uma trajetória de crescimento sustentado, cujo valor médio para o período 2008-2017 era estimado em 5% ao ano.²

Atualmente, é consenso que pelo menos as condições da cena de partida (2008-2009) deste cenário foram significativamente alteradas, especialmente por conta da eclosão de uma crise financeira global, cujos efeitos e profundidade ainda não puderam ser avaliados em toda a sua extensão.

No entanto, ainda que a análise dos fatos recentes traga elementos para a revisão dos parâmetros básicos da cena de partida do cenário macroeconômico (2008-2009), ela não é suficientemente nítida a ponto de autorizar que se proceda a alterações mais substantivas dos parâmetros no período subsequente (2010 – 2017).

Assim, após uma expansão de 6% no primeiro semestre, a taxa de crescimento do PIB em 2008 deverá retroceder para o patamar de 5% e apresentar um recuo adicional para algo em torno de 4% em 2009. Para os anos subsequentes, considerou-se mais adequada a manutenção da previsão anterior de crescimento médio do PIB em torno de 5% ao ano, o mesmo considerado nas previsões de demanda de energia originais. Contudo, as alterações que ora se percebem, na cena de partida, poderão causar impacto na demanda de energia, impacto este que se propaga ao longo do horizonte.

Preservando a consistência com a manutenção do cenário de crescimento da economia a partir de 2010, as premissas de expansão setorial da indústria consideradas neste PDE são essencialmente as mesmas adotadas na elaboração das projeções originais, com pequenos deslocamentos de cronograma. Deve-se levar em conta, contudo, que a elevação dos juros e as restrições ao crédito (decorrentes da crise financeira internacional) poderão ocasionar a postergação nas datas de instalação de alguns projetos industriais de maior porte.

Como subsídio para a elaboração das projeções da demanda de energia, apresenta-se, na seção seguinte, a avaliação das condições macroeconômicas, nacionais e internacionais, procurando-se quantificar os parâmetros básicos que caracterizam a cena de partida (2008-2009), bem como os três anos subsequentes (2010-2012), do cenário em relação ao qual tais projeções estão referenciadas.

3.1.1 Economia Internacional e Nacional: conjuntura e perspectivas

Economia Internacional

No início de 2007, em um ambiente de comércio mundial aquecido, as expectativas eram de crescimento do PIB mundial próximo de 4% em 2008 e 2009 e, aproximadamente, 5% entre 2010 e 2013 (FMI. In: EPE, 2008). Essas expectativas foram mantidas até o final do primeiro semestre de 2008 quando, devido ao aprofundamento da crise norte-americana e ao aumento dos preços das commodities (petróleo e alimentos, especialmente) no mercado internacional, o FMI reavaliou as suas projeções, reduzindo as expectativas em relação ao crescimento do PIB mundial para 3,9% em 2008 e 3,7% em 2009.

Mesmo menores, as projeções ainda indicavam taxas de crescimento em níveis razoáveis, considerando-se que se trata de uma média mundial. Os principais responsáveis pela manutenção dessas taxas seriam, de acordo com o FMI (2008), os países emergentes – ratificando a hipótese conhecida como “descolamento”, ou seja, a desaceleração do nível de atividade nos países desenvolvidos não afetaria (ou afetaria em menor proporção) o crescimento de países como China, Índia e Brasil.⁴ A Tabela 4 resume as taxas de crescimento do PIB esperadas neste novo contexto.

¹ Vale ressaltar que houve uma mudança metodológica no cálculo do PIB divulgada após os estudos de cenários macroeconômicos do PNE 2030. Com a nova metodologia, passou-se a apurar mais fidedignamente os níveis de atividade de vários setores econômicos nacionais (especialmente no setor de serviços), no que resultou, como principal consequência, que a metodologia antiga subestimava as taxas de crescimento da economia brasileira.

² As notas técnicas que documentam estes estudos foram publicadas pela EPE em março/2008 [6] e maio de 2008 [5].

³ Idem nota de rodapé n.º 2.

⁴ Contudo, a inflação, decorrente do aumento generalizado das commodities, era vista como um risco futuro, o que apontaria para eventuais políticas de maior contração monetária naquelas economias, e certa desaceleração do nível de atividade. Em outras palavras, também para essas economias se esperava um ritmo menor de crescimento, ainda que os efeitos da crise pudessem ser proporcionalmente menores. Para as economias mais avançadas, prevalecia a percepção da tendência de enfraquecimento ao longo do segundo semestre de 2008 e do ano de 2009.

Tabela 4 - Economia mundial. FMI: Expectativas de crescimento do PIB para 2008 e 2009 (% a.a.)

	2008			2009		
	WEO ¹	WEO ²	Revisão ³	WEO ⁽¹⁾	WEO ⁽²⁾	Revisão ⁽³⁾
Mundo	3,7	4,1	3,9	3,8	3,9	3,7
Eco. Emergentes	6,7	6,9	ND*	6,6	6,7	ND*
Eco. Desenvolvidas	1,3	1,7	ND*	1,3	1,4	ND*

Notas: * Não Disponível;

⁽¹⁾ World Economic Outlook 2008. Em abril de 2008;

⁽²⁾ World Economic Outlook 2008 Update. Em julho de 2008;

⁽³⁾ FMI. In: FOLHA DE SÃO PAULO, 26/08/2008.

Fonte: FMI, 2008; FMI. In: FOLHA DE SÃO PAULO, 2008.

Para o período 2010-2013, o FMI (2008) projetava um maior crescimento da economia mundial com base na hipótese de que as políticas econômicas se revelariam bem sucedidas, logrando absorver o choque advindo da crise financeira.

Economia Nacional: expectativa para 2008

O comportamento da economia brasileira nos primeiros meses de 2008 manteve o vigor que caracterizou a atividade econômica ao longo de 2007. Conforme apresentado na Tabela 5, o crescimento do PIB de 5,8% no primeiro trimestre teve como principal destaque a indústria que avançou 6,9%, estimulada pela atividade de construção civil que no mesmo período expandiu 8,8%. Pelo lado da demanda, o investimento continuou sobressaindo dentre os demais componentes, com expansão de 15,2% no primeiro trimestre de 2008 frente ao mesmo período de 2007, correspondendo a 2,6 vezes o crescimento do PIB.

A expansão do crédito, ainda que com alguma moderação ocasionada pelo aumento dos custos de captação, e a elevação persistente da importação de máquinas e equipamentos, influenciada pela apreciação cambial, continuaram representando um forte impulso à atividade econômica. Contudo, espera-se que, no curto prazo, essas componentes da atividade econômica reduzam seu ritmo, em função da trajetória de elevação da taxa de juros básica e da desaceleração das operações de crédito.

Tabela 5 - Brasil. Taxas de crescimento do PIB (%): trimestre contra trimestre do ano anterior

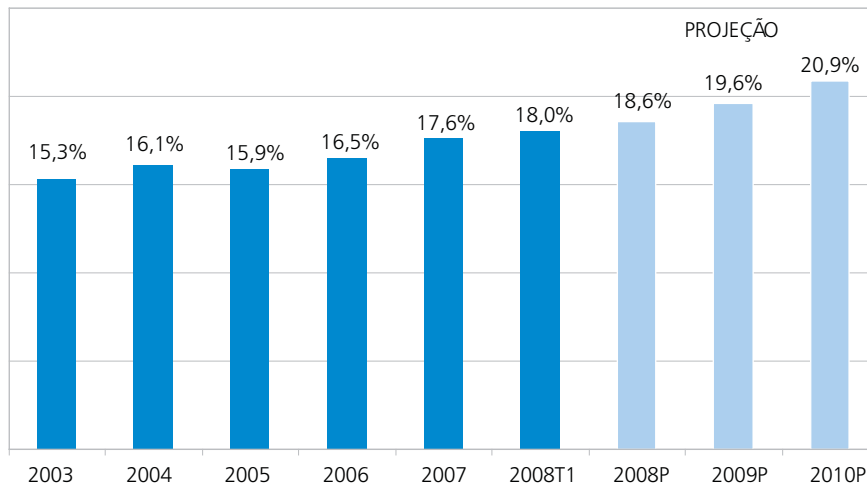
Descrição	2007				2008
	I Tri	II Tri	III Tri	IV Tri	I Tri
PIB (preços de mercado)	4,4	5,4	5,6	6,2	5,8
Ótica do produto					
Agropecuária	3,7	1,1	9,7	8,6	2,4
Indústria	3,2	6,9	5,0	4,3	6,9
Serviços	4,5	4,5	4,6	5,3	5,0
Ótica da demanda					
Investimento (FBCF)	8,8	13,9	14,6	16,0	15,2
Consumo das Famílias	5,7	5,8	6,0	8,6	6,6
Consumo do Governo	3,7	3,4	3,1	2,2	5,8
Exportação	6,0	13,3	1,8	6,4	-2,1
Importação	19,8	18,6	20,4	23,4	18,9

Fonte: IBGE. In: EPE, 2008.

Em relação à taxa de investimento (como proporção ao PIB), a expectativa é que seja mantido seu crescimento, que se verifica, de forma consistente, desde 2005. Conforme indicado no Gráfico 1, as estimativas para 2008, 2009 e 2010 são de que sejam alcançadas taxas de 18,6%, 19,6% e 20,9%, respectivamente (BNDES). O investimento continuaria, assim, representando um estímulo à expansão da demanda agregada, provocado prin-

principalmente pelas obras de infra-estrutura, especialmente as incluídas no Programa de Aceleração do Crescimento (PAC) e pela necessidade de expansão dos insumos básicos (indústria pesada) e de bens de capital.

Gráfico 1 - Brasil, Taxa de investimento acumulada em 12 meses (% PIB)



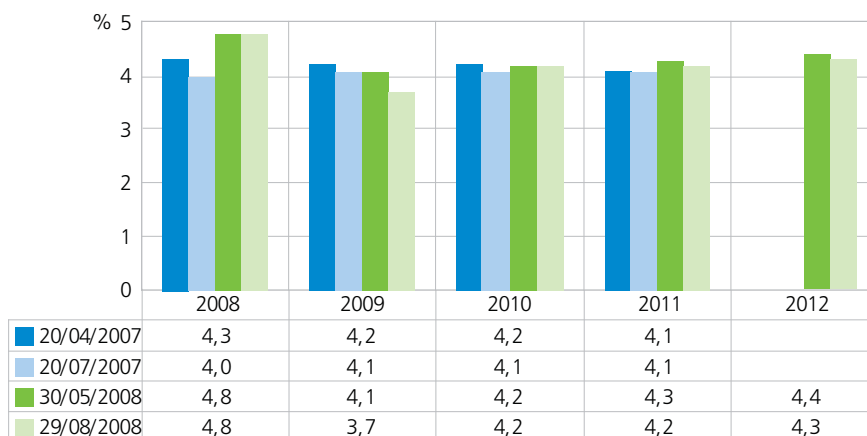
Fonte: IBGE e BNDES. In: EPE, 2008.

Em resumo, essa análise preliminar sugere que a expansão da atividade econômica no país deva se sustentar até o fim de 2008, com indicadores positivos de produção, comércio varejista e emprego, porém em um ritmo mais moderado. Por outro lado, o aumento da taxa básica de juros poderá pressionar desfavoravelmente alguns fatores de estímulo ao crescimento da demanda interna, principalmente a ampliação do volume de crédito. De todo o modo, a expectativa é que, ao final de 2008, o crescimento do PIB brasileiro esteja próximo ao patamar de 5%.

Economia Nacional: expectativas do mercado para 2009-2012

Segundo coleta realizada regularmente pelo Banco Central (Pesquisa Focus), as expectativas dos agentes econômicos em agosto de 2008 para o período de 2009 a 2012, de uma forma geral, estavam alinhadas com as análises do FMI. Mais especificamente, eram esperadas taxas menores de crescimento do PIB brasileiro nos primeiros anos (cena de partida), porém permaneceram as mesmas expectativas de crescimento no médio prazo (após 2009), configurando uma perspectiva de que, no plano mundial, as medidas de políticas econômicas se mostrem bem sucedidas e sejam absorvidos os choques advindos da crise financeira. O Gráfico 2 mostra a evolução das expectativas do mercado para o PIB brasileiro.

Gráfico 2 - Brasil. Expectativas do mercado para o crescimento do PIB



Nota: Expectativas do Mercado - Médias ano: em Abril de 2007; em Julho de 2007; em Maio de 2008; em Agosto de 2008.
Fonte: BACEN. In: EPE, 2008; BACEN, 2008a.

Com relação a outros agregados, as expectativas do mercado revelavam, em alguma medida, influência das alterações conjunturais. A percepção de então era de que a vulnerabilidade da economia brasileira a choques externos era mais baixa do que no passado e em comparação com outras economias emergentes.

Assim, agregados de desempenho do setor público como o resultado primário e a dívida líquida deveriam continuar a trajetória positiva que vinham trilhando nos últimos anos. Já no caso das expectativas para a evolução do PIB, as previsões do mercado para a taxa básica de juros da economia, a taxa de câmbio e a inflação embutiam a hipótese de que a crise financeira seria relativamente bem administrada, conforme indicado na Tabela 6.

Tabela 6 - Brasil. Expectativas do mercado para taxa de juros, câmbio e inflação					
	2008	2009	2010	2011	2012
Taxa básica de juros (SELIC), fim de período (% ao ano)					
20/04/2007	10,4	9,8	9,5	9,0	-
20/07/2007	9,8	9,2	8,9	8,6	-
30/05/2008	13,8	12,5	10,9	10,1	9,6
29/08/2008	14,7	13,8	11,8	10,8	10,4
Taxa de câmbio, fim de período (R\$/US\$)					
20/04/2007	2,10	2,20	2,30	2,30	-
20/07/2007	2,00	2,10	2,10	2,20	-
30/05/2008	1,70	1,80	1,90	1,90	2,00
29/08/2008	1,60	1,70	1,80	1,90	1,90
Inflação (IPCA), fim de período (% ao ano)					
20/04/2007	4,1	4,1	4,1	4	-
20/07/2007	4,0	4,1	4	4	-
30/05/2008	5,5	4,6	4,3	4,2	4,2
29/08/2008	6,3	4,9	4,4	4,3	4,3

Nota: 1. Expectativas do Mercado - Médias ano: em abril de 2007; em julho de 2007; em maio de 2008; em agosto de 2008.
Fonte: BACEN. In: EPE, 2008; BACEN, 2008a.

Era no setor externo, contudo, que se esperava uma mudança qualitativa mais significativa: com a paulatina deterioração da balança comercial, pelo incremento das importações mais que proporcional ao das exportações, a trajetória do saldo de conta corrente seria afetada negativamente. No entanto, isso não significaria riscos maiores ao equilíbrio do balanço de pagamentos, o que se confirmava pelas expectativas quanto ao crescimento do volume de investimento estrangeiro direto (IED): há um ano se previa que o IED entre 2009 e 2011 seria em média de US\$ 21 bilhões por ano; em agosto de 2008, as expectativas eram de uma média de US\$ 31,4 bilhões, para o mesmo período.

Em síntese, as expectativas do mercado até agosto de 2008 evidenciavam a percepção de que, apesar das perturbações no ambiente externo, a situação macroeconômica do Brasil seria sólida o suficiente de modo a manter um crescimento médio de 4,2% para o PIB no período, mesmo após um arrefecimento no ritmo da expansão econômica em 2009.

Outras estimativas para a economia nacional

As projeções do FMI para o crescimento do PIB brasileiro, do saldo em conta corrente e da inflação (IPCA) podem ser observadas na Tabela 7.

Tabela 7 - Brasil. Projeções do FMI para PIB, saldo em conta corrente e inflação

Variáveis	2008	2009	2010	2011	2012
PIB (crescimento, % ao ano)	4,81	3,7(1)	4,5(1)	4,0(1)	4,0(1)
	4,92	4,02	-	-	-
Conta Corrente (US\$ bilhões)	-10,7	-16,0	-15,6	-12,4	-8,9
Inflação (IPCA), fim de período (% ao ano)	4,8	4,3	4,5	4,5	4,5

Nota: (1) World Economic Outlook 2008. Em abril de 2008; 2. World Economic Outlook 2008 Update. Em julho de 2008.
Fonte: FMI, 2008.

Quando comparadas essas projeções com as expectativas do mercado, observa-se que a avaliação quantitativa da variação do PIB na cena de partida (2008-2009) é basicamente a mesma. Para os anos subsequentes, embora haja diferença nos valores de cada ano, o valor médio do crescimento da economia no triênio 2010-2012 é semelhante, em torno de 4,2% ao ano.

Por sua vez, as projeções da Secretaria de Política Econômica (SPE), do Ministério da Fazenda, indicavam, uma taxa de crescimento do PIB de 4,5% para o ano de 2009. Embora maior do que as expectativas do mercado e do que a projeção do FMI, a projeção da SPE mostrava a mesma tendência, qual seja: um menor crescimento do PIB em 2009 em comparação ao ano precedente, em razão do impacto da crise financeira internacional e das medidas do Governo para combater a inflação. Observe-se, contudo, que a variação (em pontos percentuais) entre os crescimentos de 2008 e 2009 é basicamente a mesma em todas as previsões, inclusive a da SPE/MF. A estimativa do governo para uma taxa de crescimento mais elevada do que a do mercado em 2009 sugere que, a despeito do arrefecimento que deverá ocorrer no último trimestre do ano, um crescimento em 2008 (algo entre 5 e 5,5%) mais forte do que a previsão de mercado seria carregado para o início do ano seguinte. Além disso, na avaliação da SPE/MF, o forte crescimento dos investimentos e da produtividade não permitirá que o PIB caia tanto quanto projeta o mercado, na medida em que os investimentos pesados são menos sensíveis, em um primeiro momento, à elevação (já efetuada) da taxa de juros. A Tabela 8 resume os parâmetros macroeconômicos considerados pelo governo no Orçamento da União para 2009.

Tabela 8 - Brasil. Parâmetros do orçamento da União para 2009

Parâmetros	Reprog. 2008 (A)	PLOA 2009 (B)	(A) - (B)
IPCA acumulado (%)	6,4	4,5	-1,9
IGP-DI acumulado (%)	11,41	5,3	-6,11
PIB real (%)	5,0	4,5	-0,5
PIB (R\$ bilhões)	2.883,0	3.186,6	303,6
Taxa de câmbio (R\$/US\$) (*)	1,66	1,71	0,05
Salário mínimo (R\$)	415,00	464,72	49,72
Taxa Selic (% a.a.) (*)	14,07	13,5	-0,57

(*) fim de período. Fonte: SPE, 2008.

3.1.2 Aspectos Qualitativos do Cenário de Referência

Em termos qualitativos, o crescimento da economia brasileira, no âmbito do cenário macroeconômico que baseia este Plano Decenal, supera o ritmo de expansão da economia mundial, por conta do sucesso no enfrentamento das principais questões internas que obstaculizam a sustentação de taxas elevadas de crescimento.

Os efeitos positivos das reformas estruturais fazem-se sentir na economia como um todo, porém de forma diferenciada, já que há perda de competitividade de alguns setores vis-à-vis alguns setores mais dinâmicos (siderurgia, celulose, agronegócio, etc.), que se aproveitam das vantagens comparativas de que dispõem.

Ao longo do decênio, deverão ser obtidos avanços importantes na resolução de gargalos na infra-estrutura, ainda que não sejam completamente superados. A Produtividade Total dos Fatores (PTF) tende a aumentar, embora concentrada 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 relativos à segurança de abastecimento, ainda que estejam presentes no curto prazo, principalmente no que se refere ao gás natural.

Além disso, em um contexto de transição mais acelerada na direção da substituição do uso dos hidrocarbonetos por combustíveis renováveis,⁵ o país conta, especialmente no caso do petróleo, com uma estratégia consolidada da qual o etanol é o exemplo emblemático. A estratégia geral de maior participação de energia renovável contribui também para que se continue mantendo uma matriz de produção de eletricidade limpa.

3.1.3 Quantificação do Cenário de Referência

A quantificação do cenário econômico de referência no horizonte estudado (2008-2017) baseou-se em um modelo de consistência macroeconômica de longo prazo (MCMLP), cuja descrição pode ser obtida no documento referenciado em [5].

Em termos gerais, a quantificação do cenário de referência para o processo de planejamento energético tomou como hipótese básica um crescimento da economia brasileira em torno de 4% em 2009 e de 5% ao ano no período 2010-2017.

De modo a contextualizar a quantificação obtida por meio do MCMLP, procedeu-se à comparação dos resultados do modelo com o histórico dos últimos 10 anos da economia brasileira, como se faz na Tabela 9, por exemplo, para as médias históricas e as médias consideradas no cenário das principais variáveis exógenas.

Tabela 9 - Médias das principais variáveis exógenas

Parâmetro	Histórico		Cenário	
	Últimos 10 anos	Últimos 5 anos	2008-2012	2013-2017
Taxa de poupança (% PIB)	16,9	16,4	19,5	20,0
Crescimento da PTF (% a.a.)(1)	0,5	0,9	1,6	1,8
Preço do petróleo (US\$/barril)(2)	31,5	42,4	92,3	77,8
Cresc. economia mundial (% a.a.)	4,1	4,5	4,5	4,0

Notas: (1) Para o cálculo da Produtividade Total dos Fatores (PTF) ver Souza Jr. [8]

(2) Preço médio do petróleo tipo *Brent* (US\$/barril)

Neste cenário, a taxa de poupança de longo prazo da economia brasileira atinge os níveis de 19,5% do PIB já no primeiro quinquênio por conta do sucesso em derrubar as restrições a uma poupança pública mais elevada,⁶ possibilitando, dessa forma, uma taxa de investimento média, *ceteris paribus*, maior nos próximos 10 anos. A taxa de poupança é maior do que os níveis observados nos últimos 10 anos, mas situa-se nos níveis que Bacha e Bonelli [2] consideram no seu cálculo do PIB potencial (19% do PIB).

A taxa de crescimento da economia mundial mantém-se aproximadamente nos mesmos níveis dos últimos 10 anos. A incorporação de ajuste nas economias mundiais a partir do efeito da correção dos preços de ativos na economia americana (especialmente no mercado imobiliário) está por trás da desaceleração do crescimento mundial em relação aos últimos 5 anos. No segundo quinquênio, a desaceleração adicional baseia-se na hipótese de que as altas taxas de crescimento de países como a China, Índia e Rússia devem convergir para patamares menores, porém, ainda em um nível suficiente para manter a expansão da economia em torno de 4% em média neste período.

Os preços de petróleo considerados para os próximos 10 anos estão em níveis bem superiores à média histórica, sendo que a média no primeiro quinquênio chega a ser quase 200% superior à dos últimos 10 anos e mais de 100% acima da média dos últimos 5 anos. Mesmo com a queda no segundo quinquênio, a média de US\$ 77,8

⁵ De fato, pode-se esperar um novo ciclo de expansão da cana, a partir do etanol e da intensificação do uso do bagaço como fonte primária para a produção de energia elétrica, e o incremento do biodiesel e do processo de produção de diesel a partir de óleos vegetais (H-bio).

⁶ Uma parte desta elevação na taxa de poupança doméstica pode ocorrer mais rapidamente mesmo que as medidas no sentido de aumentar a propensão a investir da economia tenham efeito defasado ao longo de um período relativamente mais extenso, pois os agentes econômicos podem antecipar os desdobramentos positivos destas medidas sobre o crescimento no futuro.

por barril ainda é mais de 80% superior à média dos últimos 5 anos. Esta evolução leva em conta que a situação de partida das projeções é a de um patamar elevado dos preços de petróleo e de um mercado de petróleo relativamente pressionado pelo ritmo do crescimento econômico mundial em relação ao crescimento da capacidade de produção. Informações relativas à evolução dos preços do petróleo são apresentadas no Capítulo V.

Outro parâmetro que mostra aceleração no crescimento da economia em relação às médias históricas (mais de 1 p.p. em relação à média dos últimos 10 anos e mais de 0,5 p.p. em relação à média dos últimos 5 anos) é a taxa de crescimento da PTF. A evolução positiva deste indicador leva em conta, por um lado, a perspectiva de manutenção de taxas aceleradas de crescimento (incentivando a aplicação dos lucros excedentes no investimento) e, por outro lado, a maturação dos investimentos de infra-estrutura do PAC no fim do primeiro quinquênio. No entanto, a evolução da PTF está mais fortemente relacionada ao desempenho de setores específicos, especialmente naqueles em que o país apresenta vantagem comparativa.

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 10.

Tabela 10 - Taxa de Investimento vs. Taxa de Crescimento do PIB

Parâmetro	Histórico		Cenário	
	Últimos 10 anos	Últimos 5 anos	2008-2012	2013-2017
Taxa de investimento total (% PIB)	16,5	16,2	18,9	20,6
Taxa de investimento público (% PIB)			3,2	3,5
Taxa de crescimento do PIB (% a.a.)	2,5	3,2	4,7	5,0

Nota: Médias das taxas de investimento a preços correntes.

A evolução da taxa de investimento total indica um aumento significativo em relação aos níveis vigentes dos últimos anos, refletindo o salto do crescimento do PIB no primeiro quinquênio em relação à média histórica dos últimos anos. Em parte, isto é explicado pela elevação da taxa de investimento do setor público no período, no qual pesa o sucesso na implantação das obras de infra-estrutura por meio do PAC. Já no segundo quinquênio, embora haja uma continuidade de expansão no investimento público, o crescimento do investimento total de aproximadamente 1,7 p.p. também é resultado de um aumento do investimento privado, incentivado pela estabilidade do crescimento econômico no patamar de 5% ao ano.

Um ponto interessante a se destacar na Tabela 10 é que, embora a média de crescimento do PIB nos últimos 5 anos tenha sido superior em mais de 0,5 p.p. em relação à média dos últimos 10 anos, a taxa média de investimento total manteve-se praticamente inalterada nos dois períodos analisados. Uma explicação parcial pode estar relacionada ao fato de que investimentos realizados no período de 1996 a 2001 foram mais produtivos, o que gerou condições para a economia operar em um patamar mais acelerado de crescimento no quinquênio seguinte. Para a evolução futura, foi considerado que este processo deve continuar, mas com retornos decrescentes à medida que mais investimentos são incorporados ao parque instalado.

No quadro fiscal, em que pese um investimento público maior, a trajetória das principais variáveis mostra um quadro relativamente confortável, especialmente a evolução da dívida pública como proporção do PIB cai para valores próximos a 20% no segundo quinquênio e possibilita que o governo possa reduzir seu superávit primário, já que o déficit nominal é virtualmente eliminado no horizonte, como mostra a Tabela 11.

Tabela 11 - Principais variáveis do desempenho do setor público

Variável	Histórico		Cenário	
	Últimos 10 anos	Últimos 5 anos	2008-2012	2013-2017
Superávit Primário	2,5	3,6	2,8	1,5
Superávit Nominal	-5,6	-4,5	-0,3	-0,1
Dívida Líquida do Setor Público	44,8	48,7	33,4	20,1

Nota: médias do período (% PIB)

Há uma redução esperada do superávit primário nos próximos 10 anos, mais significativa no segundo quinquênio. A redução das taxas de juros reais diminui a importância da conta de juros em relação ao PIB na dinâmica de evolução da dívida, mesmo que o Setor Público aumente seus investimentos. A redução do superávit primário, no entanto, não leva a uma deterioração significativa do déficit nominal; pelo contrário, seus níveis estão bem distantes dos níveis observados no passado recente.

Por fim, a evolução recente e os resultados das variáveis cenarizadas referentes ao cenário externo são apresentados na Tabela 12.

Tabela 12 - Evolução das principais variáveis do setor externo (US\$ bilhões)				
Variável	Histórico		Cenário	
	Últimos 10 anos	Últimos 5 anos	2008-2012	2013-2017
Exportações	75,1	97,1	199,5	284,0
Importações	60,1	64,7	184,2	273,7
Balança Comercial	15,0	32,5	15,3	10,3
Investimento Externo Direto (IED)	21,0	15,8	31,0	30,0
Conta Corrente	-10,1	7,2	-19,0	-31,2

Nota: médias dos períodos

Um crescimento mais acelerado das importações faz com que o saldo da balança comercial se deteriore ao longo do tempo. Em particular, estima-se que a média do saldo se situe em torno de US\$ 10 bilhões no segundo quinquênio do período analisado. A expansão mais forte das importações do que a das exportações ocorre em função principalmente da hipótese para o crescimento da economia brasileira. Em relação ao histórico, as médias de exportação e de importação nos próximos 10 anos mais do que triplicam em relação às médias dos 10 últimos anos, chegando a duplicar em relação às médias dos últimos 5 anos. A corrente de comércio (soma de exportações mais importações), como proporção do PIB, fica próxima de 25%.

A evolução do IED é vigorosa por conta das perspectivas de uma trajetória do PIB cujo crescimento é assumido em torno de 5% ao ano. Em relação ao histórico, o volume de IED chega quase ao dobro do verificado nos últimos 5 anos e cerca de 50% a mais em relação à média dos últimos 10 anos.

Já o saldo (déficit) em transações correntes aumenta mais expressivamente em relação à média histórica dos últimos 10 anos. No entanto, é mais ilustrativo comparar os déficits de transações correntes em relação ao PIB, conforme apresentado na Tabela 13. A evolução do saldo em transações correntes mostra que, apesar da deterioração esperada em relação à média dos últimos 5 anos, os valores ainda estão abaixo da média histórica dos últimos 10 anos.

Tabela 13 - Saldo em Transações Correntes (% PIB)				
Histórico	Cenário			
	Últimos 10 anos	Últimos 5 anos	2008-2012	2013-2017
-1,7	0,9	-1,1	-1,5	

Nota: médias do período

O saldo em conta corrente se deteriora ao longo do horizonte. Mesmo assim, no segundo quinquênio, o déficit do saldo em transações correntes como proporção do PIB não ultrapassa o valor de 1,5%, um nível relativamente confortável para ser financiado nos mercados internacionais.

Por fim, o PIB per capita atinge mais de R\$ 18 mil reais em 2017 (a preços de 2006) saindo de um valor pouco inferior a R\$ 13 mil em 2007 (a preços de 2006), implicando aumento de aproximadamente 3,8% ao ano em média no período.

3.2 Premissas Demográficas

A dinâmica populacional constitui-se em um dos fatores de maior influência no comportamento da demanda de energia, tanto em relação ao grau de urbanização – por influenciar os hábitos de consumo – como em relação à expansão da população, que, associada ao ritmo de crescimento do número de domicílios, é importante parâmetro para o dimensionamento das necessidades de ampliação dos sistemas de distribuição.

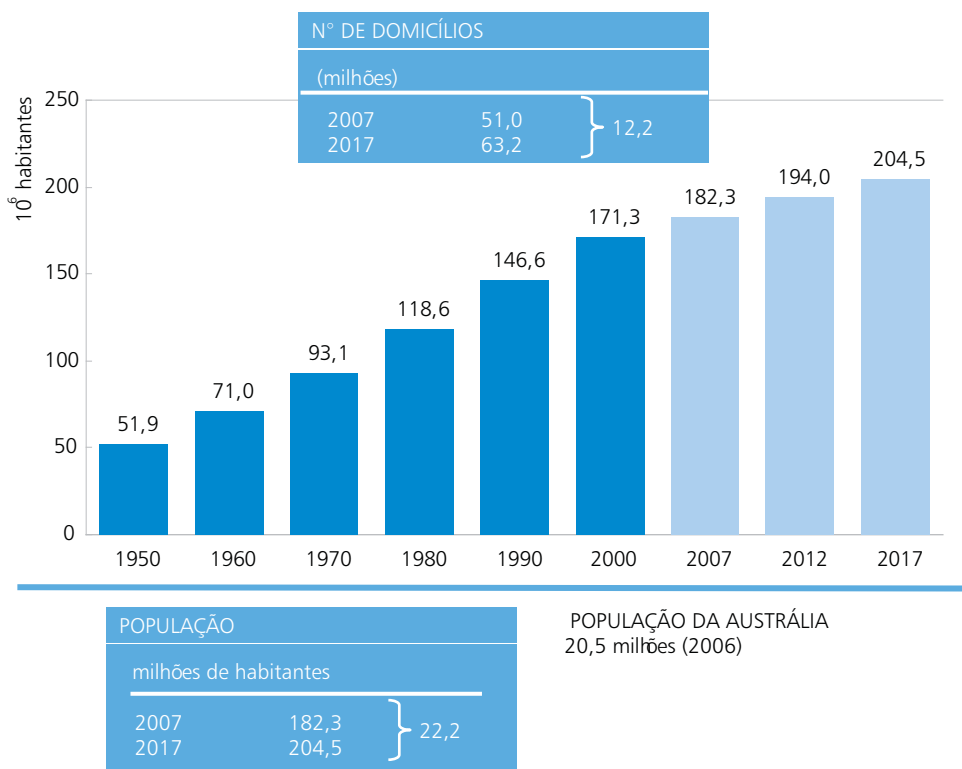
Nesta seção apresenta-se a revisão das projeções da população e do número de domicílios utilizadas nos estudos da demanda de energia do PDE 2008-2017, discriminadas segundo as grandes regiões e por situação (urbanos e rurais), e que têm como fonte básica as análises e as publicações do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) divulgadas em 2007, com os dados da última contagem da população.

Os valores aqui apresentados não trazem significativas diferenças em relação àqueles considerados no ciclo de estudos anterior, base para o PDE 2007-2016, assim como, em uma perspectiva de mais longo prazo, em relação ao PNE 2030. Contudo, fez-se necessário um tratamento específico a partir das informações do IBGE no sentido de torná-las compatíveis com o nível de detalhamento e o horizonte de projeção requeridos pelo PDE 2008-2017. De fato, por razões metodológicas, para aplicação nos estudos da demanda de energia, deve-se dispor da projeção da população e dos domicílios discretizada em base anual e referenciadas a 31 de dezembro de cada ano. Para compor tal projeção, é também necessário que a série histórica, ainda que referenciada às pesquisas censitárias, seja ajustada para 31 de dezembro, desagregada por unidade da federação e discretizada em base anual. Em todo esse processo, a base de cálculo são as informações do IBGE e a metodologia utilizada por essa instituição em seus estudos.

Por fim, deve-se ressaltar que as intervenções realizadas foram feitas em estreita colaboração com técnicos do IBGE e já consideram a “Contagem da População – 2007”, publicada pelo IBGE em outubro de 2007.

O Gráfico 3 resume os resultados relativos a população e domicílios, que são apresentados com maiores detalhes nas seções a seguir.

Gráfico 3 – Brasil. Projeção da População e do Número de Domicílios (mil), 2007-2017 (1)



Nota: (1) Dados referentes a 31 de dezembro.

3.2.1 Projeção da População

Na Tabela 14 apresenta-se a projeção da população segundo as regiões geográficas. As populações das Regiões Norte e Centro-Oeste crescem, respectivamente, às taxas médias de 1,4% e 1,3% ao ano, acima da média nacional (1,1% a.a.), o que reflete a manutenção da tendência histórica recente de expansão e ocupação das fronteiras agrícolas. Nas demais regiões, observa-se a manutenção de crescimentos inferiores ou iguais à média nacional.

Tabela 14 - Brasil e Regiões. Projeção da População Total Residente (10 ³ hab), 2007-2017 ⁽¹⁾						
Ano	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro-Oeste	Brasil
2007	14.181	50.432	78.083	26.677	12.951	182.323
2012	15.574	53.104	83.019	28.193	14.064	193.953
2017	16.842	55.535	87.513	29.573	15.077	204.540
Variação (% ao ano)						
2007-2012	1,9	1,0	1,2	1,1	1,7	1,2
2012-2017	1,6	0,9	1,1	1,0	1,4	1,1
2007-2017	1,7	1,0	1,1	1,0	1,5	1,2
Estrutura de Participação (%)						
2007	7,8	27,7	42,8	14,6	7,1	100,0
2012	8,0	27,4	42,8	14,5	7,3	100,0
2017	8,2	27,2	42,8	14,5	7,4	100,0

Nota: (1) População em 31 de dezembro.

3.2.2 Projeção do Número de Domicílios

A projeção do número de domicílios foi obtida a partir da estimativa da relação habitantes/domicílio, utilizando-se como base os resultados censitários dos anos 1970, 1980, 1991 e 2000. Em nível nacional, a relação, que em 2007 correspondia a 3,61, atinge 3,24 no final do horizonte de previsão.

Na Tabela 15 apresenta-se uma síntese das projeções dos domicílios particulares permanentes ocupados, mostrando-se a evolução da sua estrutura e as taxas de crescimento segundo as Regiões Geográficas. Para 2017, projeta-se uma distribuição regional compatível com a tendência histórica observada nos censos. As Regiões Norte e Centro-Oeste mantêm a tendência de ganho de participação, com incrementos médios no número de domicílios de respectivos 2,4% e 2,5% ao ano, enquanto que as Regiões Sudeste e Sul apresentam um aumento do número de domicílios mais próximos da média nacional: 2,3% e 2,4% ao ano entre 2007 e 2017, respectivamente. A Região Nordeste é a única na qual se projeta um crescimento inferior à média brasileira, de 1,6% ao ano, apresentando, portanto, uma redução da participação no total nacional, que passa de 25,1%, em 2007, para 23,8%, em 2017.

Tabela 15 - Brasil e Regiões. Projeção do Número de Domicílios (mil), 2007-2017 ⁽¹⁾						
Ano	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro-Oeste	Brasil
2007	3.326	12.803	22.891	8.159	3.791	50.994
2012	3.753	13.897	26.091	9.329	4.325	57.353
2017	4.222	15.056	28.782	10.329	4.854	63.196
Variação (% ao ano)						
2007-2012	2,4	1,7	2,7	2,7	2,7	2,4
2012-2017	2,4	1,6	2,0	2,1	2,3	2,0
2007-2017	2,4	1,6	2,3	2,4	2,5	2,2
Estrutura de Participação (%)						
2007	6,5	25,1	44,9	16,0	7,4	100,0
2012	6,5	24,2	45,5	16,3	7,5	100,0
2017	6,7	23,8	45,5	16,3	7,7	100,0

Nota: (1) Domicílios em 31 de dezembro.
Fonte: EPE.

4. Energia Elétrica

O consumo de energia elétrica é projetado por subsistema elétrico e por classe de consumo (residencial, industrial, comercial e outras). A projeção por classe se baseia na evolução de alguns parâmetros e indicadores característicos do correspondente segmento do mercado, bem como na evolução do PIB e da população.

A metodologia utilizada na elaboração das projeções do mercado de energia elétrica encontra-se detalhada em várias publicações da EPE, como no próprio Plano Decenal precedente, o PDE 2007-2016, e na nota técnica da referência [5].

No entanto, as projeções de mercado de energia elétrica que são apresentadas neste Plano Decenal diferem daquelas constantes da nota técnica supracitada, em razão de uma reavaliação das projeções feita recentemente (setembro de 2008), conforme documentado na "2ª Revisão Quadrimestral das Projeções da demanda de energia elétrica" [6]. Tal reavaliação justificou-se essencialmente por dois motivos: em primeiro lugar, tanto o consumo de energia elétrica quanto a carga de energia apresentaram, ao longo do primeiro semestre deste ano, desvios negativos em relação à previsão anterior, em parte devido à ocorrência de fatos conjunturais, e, em segundo lugar, admitiu-se uma expansão da economia em torno de 4% em 2009, inferior à adotada anteriormente (5%).

A dinâmica do mercado, e conseqüentemente da carga de energia elétrica, é influenciada pelo comportamento de diversos fatores estruturais e conjunturais de distintas naturezas. Os fatores estruturais vêm afetando a dinâmica do consumo de energia elétrica nos últimos anos, resultando geralmente em menores elasticidades-renda da demanda de eletricidade.

No passado, a elasticidade-renda do consumo de energia elétrica no Brasil revelou-se elevada, porém com tendência declinante. Em outras palavras, para um mesmo crescimento do PIB, o crescimento do consumo de eletricidade tende a ser proporcionalmente menor, como resultado de um conjunto de fatores e efeitos que vêm, ao longo do tempo, convergindo para uma maior eficiência energética da economia como um todo.

De fato, entre 1970 e 2005, observou-se o valor médio da elasticidade de 1,67, com o máximo de 3,75 nos anos 80 do século passado, quando entraram em operação grandes projetos industriais eletrointensivos, incentivou-se a eletrotermia e houve recessão.

Nos anos 90 a elasticidade foi de 1,62 e nos primeiros cinco anos desta década (2000-2005) foi de 1,03, embora se deva observar que, neste período, o valor da elasticidade está, em parte, contaminado pelo racionamento de 2001-2002. No entanto, a evolução recente do consumo de eletricidade reforça a tendência declinante da elasticidade, que registrou um valor médio nos últimos quatro anos (2003-2007) de 1,02.

Apesar de uma clara tendência de longo prazo declinante da elasticidade-renda do consumo de energia elétrica, à semelhança do que se verificou em outras épocas em países atualmente desenvolvidos, parece ainda prematura a avaliação quantitativa do ritmo de diminuição dessa elasticidade no Brasil. Nesse sentido, considera-se necessário aprofundar os estudos e análises que permitam uma melhor avaliação da nova dinâmica do mercado de energia elétrica, no que se refere à sua relação com o ritmo de crescimento econômico.

Assim, embora os fatos sugiram que mudanças estruturais importantes possam estar em curso na economia brasileira e no comportamento do mercado de energia elétrica, é perfeitamente admissível que a elasticidade, nos próximos anos, possa registrar valores um pouco superiores à média verificada nos últimos quatro anos, típica de países desenvolvidos.

Essas mudanças estruturais podem ser analisadas à luz de três efeitos básicos, chamados de efeito atividade, efeito estrutura e efeito intensidade. A análise de vários indicadores, ao longo dos últimos anos, converge no sentido de comprovar um mercado menos intensivo no uso da energia elétrica. Isso se deve, não somente ao fato de que vários setores da economia se tornam mais eficientes no uso da energia, como também à mudança na estrutura setorial da economia, com o crescimento do setor de comércio e serviços e a redução da participação de segmentos eletrointensivos.

Além disso, a própria mudança metodológica introduzida em 2007 pelo IBGE na ponderação dos setores de atividade econômica para a formação do PIB aumentou a participação do setor de serviços no PIB em detrimento da indústria e da agropecuária. Ora, é fato conhecido que o setor de serviços é menos intensivo em energia elétrica do que o setor industrial. Conseqüentemente, os valores históricos da intensidade elétrica e da elasticidade-renda do consumo de eletricidade foram alterados, revelando uma evolução menos intensiva no uso da energia em comparação com o nível de atividade.

Finalmente, é importante ressaltar que a projeção do consumo de energia elétrica apresentada neste PDE considera, intrinsecamente, a energia conservada associada a um progresso autônomo, isto é, à melhoria da eficiência decorrente da progressiva substituição, nos diferentes segmentos da economia e da sociedade, do estoque de equipamentos elétricos por outros mais eficientes, que incorporam avanços tecnológicos disponíveis no mercado, bem como de melhores práticas no uso de tais equipamentos. Essa conservação traduz, de certa forma, a continuidade da tendência recente.

4.1 Autoprodução

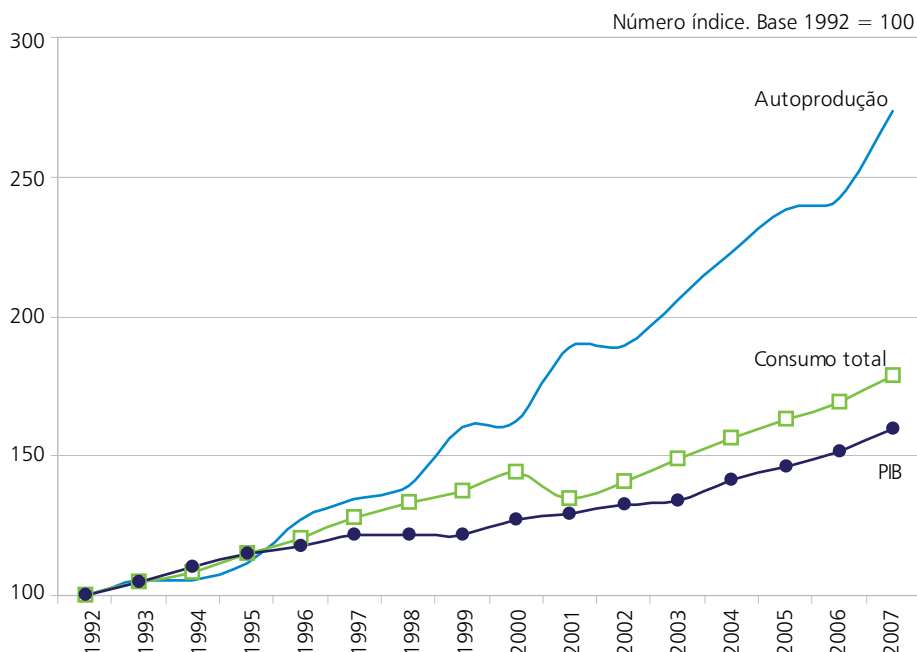
Outros fatores de caráter estrutural contribuem, também, para alterar a dinâmica do mercado de energia elétrica, como é o caso da autoprodução de energia, que vem crescendo aceleradamente em vários segmentos industriais, sobretudo naqueles em que o processo de produção gera subprodutos e resíduos que podem ser usados como combustível para a geração de eletricidade.⁷

O consumo de eletricidade atendido por autoprodução tem que ser levado em consideração quando se compara a evolução da demanda de energia elétrica com o crescimento da economia (por exemplo, através de indicadores como a elasticidade-renda ou a intensidade elétrica), uma vez que tal parcela do consumo contribui, também, para a geração de riqueza do País.

A autoprodução, em princípio, não contribui para alterar a relação entre o consumo de eletricidade e o crescimento econômico, embora reduza o requisito total de geração de energia elétrica, uma vez que as centrais elétricas autoprodutoras se localizam, por definição, junto às unidades de consumo, evitando, dessa forma, perdas no transporte de energia. No entanto, a autoprodução tem o efeito de deslocar consumo que, de outra forma, seria atendido pela rede do sistema elétrico.

O Gráfico 4 compara a evolução do crescimento do consumo total de eletricidade e do PIB com a expansão da autoprodução de origem termelétrica, no período 1992-2007. Conforme se pode observar, essa autoprodução vem apresentando crescimento bem superior ao do consumo total e do PIB, notadamente a partir do ano de 1999, tendo alcançado, em 2007, em torno de 32,4 TWh.

Gráfico 4 – Consumo de eletricidade, autoprodução e PIB



Nota: A autoprodução aqui considerada refere-se à autoprodução de origem termelétrica. O consumo total inclui a autoprodução.
Fonte: EPE, Balanço Energético Nacional (BEN) e IBGE.

A modalidade mais freqüente de autoprodução de eletricidade está associada à chamada cogeração de energia, que pode ser definida como a produção simultânea de duas ou mais formas de energia a partir de um único combustível. O processo mais comum de cogeração é a produção de eletricidade e energia térmica, a partir do uso de gás natural, biomassa ou outro insumo energético.

⁷ São exemplos: os gases de coqueria, de alto-forno e de aciaria, no setor siderúrgico; a lixívia, o licor negro e resíduos de madeira, no setor de papel e celulose; o bagaço de cana no setor sucroalcooleiro.

Um setor que apresenta grande potencial de cogeração no Brasil é o sucroalcooleiro, onde a geração de energia elétrica utiliza, como combustível, resíduos da própria indústria, sobretudo o bagaço de cana. Na verdade, o uso de tecnologias avançadas de cogeração permite que o setor, não só satisfaça suas necessidades, como ainda gere excedentes de energia elétrica que podem ser disponibilizados na rede elétrica para o atendimento de outros consumidores.

A exploração deste potencial traz benefícios para o meio ambiente, por se tratar de uma fonte de energia renovável (bagaço e palhas da cana-de-açúcar), além de contribuir para a modicidade tarifária, por se tratar de uma geração termelétrica de baixo custo, com tecnologia dominada, e que pode ser disponibilizada em prazos relativamente curtos, com equipamentos fabricados no país.

Por sua vez, a crescente substituição da eletricidade por outros energéticos, em determinados usos finais, vem ocasionando a expansão da cogeração a gás natural em diversos setores.

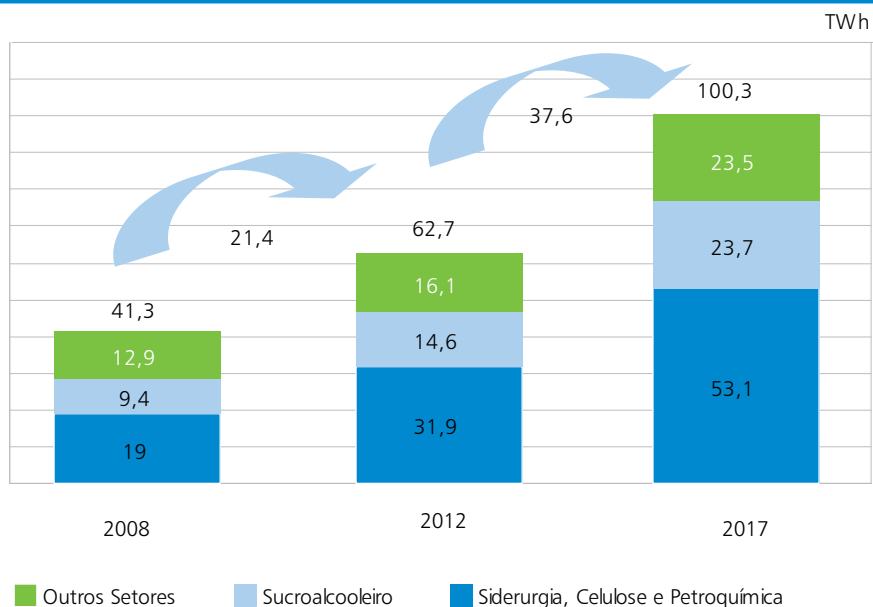
As aplicações de tecnologias e processos de cogeração a gás natural possibilitam beneficiar diversos setores da economia, com destaque para as aplicações na indústria, comércio, serviços e agricultura. Uma das aplicações mais recentes, e com grande poder de interferência sobre o mercado tradicional das concessionárias de energia elétrica, é a climatização de ambientes, ou seja, a refrigeração por absorção e/ou o aquecimento de ambientes residenciais, comerciais e industriais, assim como da água utilizada nestes locais (lavanderias, piscinas, etc.).

Por se tratar de um combustível de queima total e constante, o gás natural também traz maior eficiência ao processo produtivo industrial. Sua queima isenta de resíduos aumenta a vida útil dos equipamentos e reduz gastos com manutenção, quando comparado com outros combustíveis comumente utilizados, seja derivados do petróleo ou não. Outro benefício advindo do uso do gás natural é a redução dos impactos ambientais com a redução de gases poluentes e resíduos tóxicos. O gás natural é considerado também um dos combustíveis mais seguros que existem, pois, por ser mais leve que o ar, dissipa-se rapidamente na atmosfera.

Uma avaliação recente efetuada pela Associação Paulista de Cogeração de Energia (COGEN – SP) sobre o potencial de cogeração a gás natural no Estado de São Paulo, para o período 2008-2017, estimou um potencial de acréscimo na capacidade instalada de cogeração a gás natural, nesse período, em torno de 2.600 MW. Esse potencial inclui a possibilidade de substituição de equipamentos tradicionais de produção industrial de energia elétrica e térmica, a substituição de geradores convencionais a diesel por cogeração, etc., bem como o potencial de crescimento da demanda de eletricidade e energia térmica decorrente da expansão da economia brasileira.

Além da cogeração a gás natural e da cogeração no setor sucroalcooleiro, outros segmentos industriais, que já utilizam fortemente a cogeração, tenderão a expandir ainda mais essa forma de autoprodução no País, ao longo dos próximos anos. São as indústrias siderúrgica, de celulose e papel e petroquímica. Na avaliação da EPE, para este Plano Decenal, a autoprodução deverá crescer, em média, no período 2008-2017, acima de 10% ao ano, sendo boa parte da expansão concentrada nos setores de siderurgia, de papel e celulose, de petroquímica e no setor sucroalcooleiro, conforme é mostrado no Gráfico 5.

Gráfico 5 – Autoprodução de eletricidade por setor (TWh)



4.2 Projeção do Consumo e da Carga de Energia Elétrica

As previsões do mercado de energia elétrica elaboradas para o presente Plano Decenal levaram em consideração os condicionantes conjunturais de curto prazo e já incorporaram, também, ao menos em parte, as novas relações resultantes das transformações em curso no mercado de energia elétrica, que vêm se aprofundando nos últimos anos. Vale, no entanto, ressaltar que tais projeções não incorporam a análise da extensão da crise financeira internacional, cuja avaliação se considera, ainda, prematura.

O consumo de energia elétrica e a carga de energia verificados no primeiro semestre de 2008 situaram-se abaixo das previsões anteriores (tanto do PDE 2007-2016 quanto da Nota Técnica EPE/DEN 02/08), o que levou à revisão das estimativas do consumo e da carga para o ano de 2008. Além disso, em relação ao cenário econômico adotado anteriormente, considerou-se agora um menor crescimento do PIB em 2009, no entorno de 4%, e manteve-se a premissa de crescimento médio de 5,0% ao ano para o restante do período decenal. Conforme já mencionado, esses fatos motivaram a revisão das projeções do consumo e da carga, tanto para a 2ª Revisão Quadrimestral, quanto para o PDE 2008-2017.

Assim, as previsões de mercado apresentadas neste capítulo, que constituem a base para os estudos da oferta de energia elétrica deste Plano Decenal, resultaram da reavaliação das projeções à luz desse novo ambiente.

4.2.1 Projeção do Consumo de Energia Elétrica

Além dos fatores estruturais que vêm modificando a relação entre o crescimento do consumo de eletricidade e a expansão da economia, resultando em menor crescimento do consumo para um mesmo crescimento do PIB, diversos fatores de caráter conjuntural podem também contribuir, em determinados períodos, para alterar o consumo esperado de energia elétrica.

Entre os fatores conjunturais que contribuíram para um consumo de eletricidade inferior ao esperado no primeiro semestre de 2008, cita-se a ocorrência de temperaturas médias mensais nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste inferiores às registradas no mesmo período do ano de 2007, o que influenciou negativamente o consumo, principalmente nas classes residencial e comercial. Além disso, registraram-se paradas de indústrias em grandes complexos petroquímicos, bem como a greve dos fiscais da receita federal, que prejudicou o fluxo de matérias-primas necessárias à produção de alguns segmentos industriais.

Em adição, alguns projetos de maior envergadura tiveram suas datas postergadas. É o caso da integração do sistema Acre-Rondônia ao Sistema Interligado Nacional (SIN) e de alguns projetos industriais de grande porte, notadamente no setor de metalurgia.

Nessas condições, as simulações realizadas pela EPE projetam o consumo total de energia elétrica para o Brasil, incluindo autoprodução, evoluindo de 434 TWh, em 2008, para 700 TWh em 2017. As elasticidades-renda resultantes, conforme apresentado na Tabela 16, são maiores do que a unidade, porém menores do que as verificadas na maior parte do histórico e com uma tendência declinante ao longo do horizonte decenal, refletindo, em parte, um uso mais racional da energia elétrica.

Tabela 16 - Brasil. Elasticidade-renda do consumo total de energia elétrica

Ano	Consumo (TWh) ⁽¹⁾		
2008	434,2		
2012	537,2		
2017	699,6		
Período	Consumo ⁽¹⁾ (% a.a.)	PIB Brasil (% a.a.)	Elasticidade
2008-2012	5,5	4,7	1,15
2012-2017	5,4	5,0	1,08
2008-2017	5,4	4,9	1,11

Nota: (1) Inclui autoprodução.

A seguir, apresenta-se a evolução do consumo de energia elétrica na rede, desagregado pelas principais classes de consumo e por subsistema elétrico. Ressalta-se que a diferença entre o consumo total apresentado na

Tabela 16 e o consumo na rede é exatamente a autoprodução.⁸

As classes comercial e residencial são as que apresentam maiores crescimentos médios anuais no período 2008-2017 de, respectivamente, 6,7% e 5,1%. A classe industrial é a que mais perde participação no consumo total na rede, passando dos atuais 46,1% para 43,3% em 2017.

A dinâmica de maior crescimento do consumo comercial em relação às demais classes indica a sintonia da economia brasileira com a tendência das economias desenvolvidas ou em fase de desenvolvimento, nas quais o setor de serviços ganha importância crescente na geração da riqueza do país.

A Tabela 17 mostra os resultados das projeções do consumo por classe na rede e, na Tabela 18, apresentam-se as projeções de consumo por subsistema elétrico.

Tabela 17 - Brasil. Consumo de Energia Elétrica na Rede, por Classe (GWh)					
Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outras Classes	Total
2008	94.294	181.166	61.128	56.359	392.946
2009	98.883	189.089	64.952	58.720	411.644
2010	104.355	197.448	69.515	61.411	432.730
2011	109.940	205.132	74.332	64.195	453.599
2012	115.718	212.277	79.448	67.111	474.554
2013	121.654	220.528	84.830	70.105	497.117
2014	127.768	229.014	90.496	73.187	520.466
2015	134.081	237.784	96.465	76.362	544.692
2016	140.583	249.198	102.760	79.637	572.178
2017	147.408	259.468	109.407	83.020	599.303
Período	Acréscimo (GWh)				
2008-2017	57.508	83.908	51.286	28.929	221.630
Período	Variação (% ao ano)				
2008-2012	5,3	4,0	6,8	4,5	4,8
2012-2017	5,0	4,1	6,6	4,3	4,8
2008-2017	5,1	4,1	6,7	4,4	4,8
Ano	Estrutura de Participação (%)				
2008	24,0	46,1	15,6	14,3	100,0
2012	24,4	44,7	16,7	14,1	100,0
2017	24,6	43,3	18,3	13,9	100,0

Nota: Não inclui autoprodução

Observa-se que o maior crescimento do consumo por subsistema, no período 2008-2017, no Norte, decorre, em parte, da instalação de grandes cargas industriais na região e, principalmente, da interligação dos sistemas isolados de Manaus/Macapá/margem esquerda do Amazonas, prevista para 2012. Como consequência, o consumo do subsistema Norte apresentará um salto neste ano. Desconsiderando essa interligação, o crescimento médio anual no período 2008-2017 seria de 6,3% em lugar de 8,6%.

O consumo dos sistemas atualmente isolados representa 2,1% do consumo nacional na rede. Como consequência da integração da maioria desses sistemas ao SIN, o consumo dos sistemas isolados remanescentes em 2017 representará apenas 0,3%. Em termos médios, a variação anual do consumo de eletricidade nos sistemas isolados no período decenal corresponde a -17,2% ao ano. Se considerado o atual conjunto dos sistemas isolados, o crescimento do respectivo consumo seria de 7,2% ao ano no período 2008 a 2017.

⁸ A autoprodução, por vezes também denominada de autoprodução clássica, refere-se à geração de energia elétrica no próprio sítio da unidade consumidora, sem utilização da rede do sistema elétrico (transmissão e distribuição).

Tabela 18 - Brasil. Consumo de Energia Elétrica na Rede, por Subsistema (GWh)

Ano	Sistemas Isolados	Subsistemas Interligados				SIN	Brasil
		Norte ⁽¹⁾	Nordeste	Sudeste/CO ⁽²⁾	Sul		
2008	8.268	26.562	54.252	236.614	67.251	384.678	392.946
2009	6.970	28.547	56.801	249.364	69.963	404.674	411.644
2010	6.459	30.122	59.656	263.388	73.104	426.271	432.730
2011	6.784	31.796	62.746	275.821	76.453	446.816	453.599
2012	474	40.285	65.856	288.141	79.799	474.080	474.554
2013	569	42.831	69.099	301.366	83.252	496.548	497.117
2014	737	45.277	72.619	314.997	86.836	519.729	520.466
2015	942	47.823	76.599	328.474	90.854	543.750	544.692
2016	1.239	52.024	81.115	342.761	95.039	570.939	572.178
2017	1.512	55.590	85.510	357.653	99.038	597.791	599.303
Período		Acréscimo (GWh)					
2008-2017	7.825	25.697	51.455	228.531	64.165	369.848	377.673
Período		Varição (% ao ano)					
2008-2012	-51,1	11,0	5,0	5,0	4,4	5,4	4,8
2012-2017	26,1	6,7	5,4	4,4	4,4	4,7	4,8
2008-2017	-17,2	8,6	5,2	4,7	4,4	5,0	4,8
Ano		Estrutura da Participação (%)					
2008	2,1	6,8	13,8	60,2	17,1	97,9	100,0
2012	0,1	8,5	13,9	60,7	16,8	99,9	100,0
2017	0,3	9,3	14,3	59,7	16,5	99,7	100,0

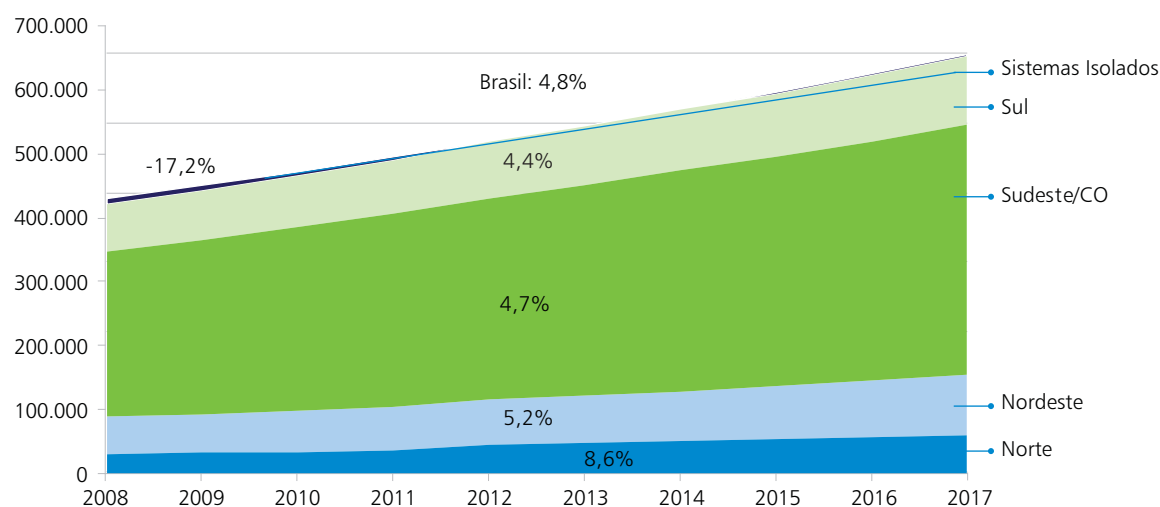
Notas: Não inclui autoprodução

(1) Inclui a interligação dos sistemas isolados Manaus/Macapá/margem esquerda do Amazonas, em 2012.

(2) Inclui a interligação dos sistemas isolados Acre/Rondônia, em 2009.

O Gráfico 6 mostra a evolução do consumo de energia elétrica na rede, por subsistema integrante do SIN e para os Sistemas Isolados no período 2008-2017.

Gráfico 6 - Brasil e Subsistemas Elétricos. Consumo de Energia Elétrica na Rede (GWh)



Da Tabela 19 à Tabela 22, resume-se a evolução do consumo de energia elétrica, por classe, para cada um dos subsistemas integrantes do Sistema Interligado Nacional.

Tabela 19 - Subsistema Norte. Consumo de Energia Elétrica na Rede (GWh)

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outras Classes	Total
2008	3.728	18.739	2.018	2.078	26.562
2009	3.970	20.246	2.151	2.180	28.547
2010	4.252	21.273	2.304	2.294	30.122
2011	4.545	22.375	2.464	2.411	31.796
2012	7.000	25.588	3.910	3.786	40.285
2013	7.501	27.164	4.206	3.961	42.831
2014	7.989	28.693	4.461	4.135	45.277
2015	8.463	30.279	4.764	4.316	47.823
2016	8.952	33.491	5.083	4.498	52.024
2017	9.529	35.890	5.429	4.741	55.590
Período	Acréscimo (GWh)				
2008-2017	6.038	17.610	3.498	2.747	29.893
Período	Variação (% ao ano)				
2008-2012	17,1	8,1	18,0	16,2	11,0
2012-2017	6,4	7,0	6,8	4,6	6,7
2008-2017	11,0	7,5	11,6	9,6	8,6
Ano	Estrutura de Participação (%)				
2008	14,0	70,5	7,6	7,8	100,0
2012	17,4	63,5	9,7	9,4	100,0
2017	17,1	64,6	9,8	8,5	100,0

Notas: Não inclui autoprodução

Inclui a interligação dos sistemas isolados Manaus/Macapá/margem esquerda do Amazonas, a partir de 2012.

Tabela 20 - Subsistema Nordeste. Consumo de Energia Elétrica na Rede (GWh)

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outras Classes	Total
2008	14.105	21.894	8.061	10.192	54.252
2009	14.881	22.484	8.641	10.796	56.801
2010	15.756	23.075	9.341	11.483	59.656
2011	16.647	23.808	10.086	12.206	62.746
2012	17.553	24.460	10.880	12.963	65.856
2013	18.485	25.131	11.725	13.758	69.099
2014	19.442	25.958	12.626	14.593	72.619
2015	20.430	27.112	13.586	15.471	76.599
2016	21.444	28.666	14.611	16.394	81.115
2017	22.505	29.938	15.704	17.363	85.510
Período	Acréscimo (GWh)				
2008-2017	9.184	9.168	8.093	7.609	34.055
Período	Variação (% ao ano)				
2008-2012	5,6	2,8	7,8	6,2	5,0
2012-2017	5,1	4,1	7,6	6,0	5,4
2008-2017	5,3	3,5	7,7	6,1	5,2
Ano	Estrutura de Participação (%)				
2008	26,0	40,4	14,9	18,8	100,0
2012	26,7	37,1	16,5	19,7	100,0
2017	26,3	35,0	18,4	20,3	100,0

Nota: Não inclui autoprodução

Tabela 21 - Subsistema Sudeste/Centro-Oeste. Consumo de Energia Elétrica na Rede (GWh)

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outras Classes	Total
2008	58.402	108.246	39.051	30.914	236.614
2009	61.663	113.239	41.938	32.524	249.364
2010	65.344	118.861	45.110	34.075	263.388
2011	68.873	123.202	48.278	35.468	275.821
2012	72.389	127.244	51.614	36.894	288.141
2013	75.994	131.899	55.124	38.349	301.366
2014	79.710	136.628	58.822	39.836	314.997
2015	83.541	140.865	62.714	41.353	328.474
2016	87.467	145.595	66.805	42.894	342.761
2017	91.596	150.449	71.129	44.479	357.653
Período	Acréscimo (GWh)				
2008-2017	35.930	44.628	33.949	14.615	129.122
Período	Varição (% ao ano)				
2008-2012	5,5	4,1	7,2	4,5	5,0
2012-2017	4,8	3,4	6,6	3,8	4,4
2008-2017	5,1	3,7	6,9	4,1	4,7
Ano	Estrutura de Participação (%)				
2008	24,7	45,7	16,5	13,1	100,0
2012	25,1	44,2	17,9	12,8	100,0
2017	25,6	42,1	19,9	12,4	100,0

Notas: Não inclui autoprodução
Inclui a interligação dos sistemas isolados Acre/Rondônia, a partir de 2009.

Tabela 22 - Subsistema Sul. Consumo de Energia Elétrica na Rede (GWh)

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outras Classes	Total
2008	15.376	30.141	10.387	11.347	67.251
2009	16.083	31.141	10.940	11.799	69.963
2010	16.917	32.292	11.587	12.308	73.104
2011	17.761	33.604	12.258	12.829	76.453
2012	18.618	34.861	12.956	13.363	79.799
2013	19.497	36.164	13.681	13.910	83.252
2014	20.399	37.531	14.435	14.471	86.836
2015	21.326	39.262	15.219	15.046	90.854
2016	22.277	41.090	16.036	15.636	95.039
2017	23.271	42.639	16.887	16.241	99.038
Período	Acréscimo (GWh)				
2008-2017	8.412	13.959	7.018	5.485	34.873
Período	Varição (% ao ano)				
2008-2012	4,9	3,7	5,7	4,2	4,4
2012-2017	4,6	4,1	5,4	4,0	4,4
2008-2017	4,7	3,9	5,5	4,1	4,4
Ano	Estrutura de Participação (%)				
2008	22,9	44,8	15,4	16,9	100,0
2012	23,3	43,7	16,2	16,7	100,0
2017	23,5	43,1	17,1	16,4	100,0

Nota: Não inclui autoprodução

4.2.2 Projeção da Carga

Carga de energia

A projeção da carga de energia (consumo mais perdas), que representa o requisito de geração de energia elétrica na barra das usinas para o atendimento do mercado, é importante para avaliar o dimensionamento do parque elétrico nacional, nomeadamente as necessidades de expansão da capacidade instalada de geração, bem como para orientar a operação otimizada do sistema elétrico. Além disso, juntamente com a projeção da carga de demanda, apresentada a seguir, constitui-se em importante referência para os estudos de expansão da rede de transmissão.

A projeção da carga de energia apresentada nesta seção incorpora as interligações previstas dos sistemas isolados Acre/Rondônia ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste, em 2009, e Manaus/Macapá/margem esquerda do Amazonas ao subsistema Norte, em 2012, refletindo, dessa forma, a evolução dinâmica da configuração do Sistema Interligado Nacional - SIN.

A partir da projeção do consumo de energia elétrica na rede e da evolução das perdas (técnicas e comerciais) ao longo do horizonte decenal, obtém-se a projeção da carga de energia. As hipóteses formuladas sobre as perdas resultam numa redução gradual do índice de perdas (percentual das perdas na carga de energia), conforme indicado na Tabela 23.

A estimativa de evolução das perdas foi feita com base nos valores verificados e na hipótese de que, no futuro, essas perdas serão proporcionalmente inferiores por conta de programas de redução de perdas das empresas concessionárias.

Entretanto, pelo fato de o índice de perdas ser maior nas áreas cobertas pelos sistemas isolados, suas interligações ao SIN podem resultar em aumentos pontuais do índice de perdas nos subsistemas aos quais serão interligados. Isso ocorre com maior intensidade no subsistema Norte com a interligação do sistema Manaus/Macapá/margem esquerda do Amazonas em 2012, dado o peso deste sistema no mercado daquele subsistema.

Tabela 23 - Sistema Interligado Nacional (SIN) e Subsistemas. Índice de Perdas (%)

Subsistema	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Norte	17,4	17,2	17,1	16,9	19,3	18,8	18,4	17,9	17,4	16,9
Nordeste	18,3	18,1	17,8	17,6	17,4	17,2	17,0	16,8	16,5	16,3
Sudeste/CO	16,6	16,5	16,4	16,2	16,0	15,8	15,6	15,4	15,2	15,0
Sul	11,7	11,6	11,6	11,6	11,6	11,5	11,5	11,5	11,5	11,4
SIN	16,1	16,0	15,9	15,7	15,8	15,6	15,4	15,2	15,0	14,8

Notas: Não inclui autoprodução

Inclui as interligações dos sistemas isolados Acre/Rondônia e Manaus/Macapá/margem esquerda do Amazonas.

As projeções de carga apresentadas na Tabela 24 incorporam as interligações dos sistemas isolados Acre/Rondônia ao Subsistema Sudeste/Centro-Oeste, e dos sistemas isolados Manaus/Macapá/margem esquerda do Amazonas ao Subsistema Norte.

Tabela 24 - Sistema Interligado Nacional (SIN) e Subsistemas. Carga de Energia (MWmédio)

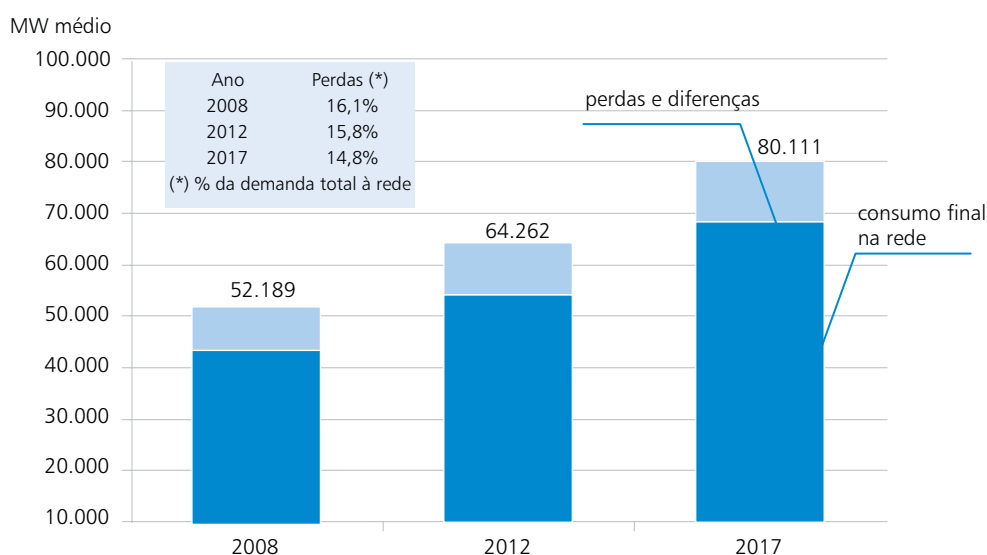
Ano	Subsistemas Interligados				SIN
	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul	
2008	3.662	7.557	32.302	8.668	52.189
2009	3.938	7.913	34.104	9.039	54.995
2010	4.146	8.289	35.961	9.442	57.838
2011	4.366	8.696	37.572	9.872	60.505
2012	5.699	9.103	39.159	10.301	64.262
2013	6.024	9.526	40.861	10.743	67.155
2014	6.331	9.986	42.610	11.202	70.129
2015	6.649	10.505	44.330	11.717	73.201
2016	7.187	11.096	46.150	12.253	76.686
2017	7.636	11.667	48.043	12.765	80.111
Período	Acréscimo (GWh)				
2008-2017	3.513	7.311	31.274	8.372	50.470
Período	Varição (% ao ano)				
2008-2012	11,7	4,8	4,9	4,4	5,3
2012-2017	6,0	5,1	4,2	4,4	4,5
2008-2017	8,5	4,9	4,5	4,4	4,9
Ano	Estrutura de Participação (%)				
2008	7,0	14,5	61,9	16,6	100,0
2012	8,9	14,2	60,9	16,0	100,0
2017	9,5	14,6	60,0	15,9	100,0

Notas: Não inclui autoprodução

Inclui as interligações dos sistemas isolados Acre/Rondônia e Manaus/Macapá/margem esquerda do Amazonas.

O Gráfico 7 apresenta, para o período decenal, a carga de energia do Sistema Interligado Nacional e suas respectivas parcelas de perdas. Já o Gráfico 8 mostra os acréscimos anuais à carga de energia do Sistema Interligado Nacional.

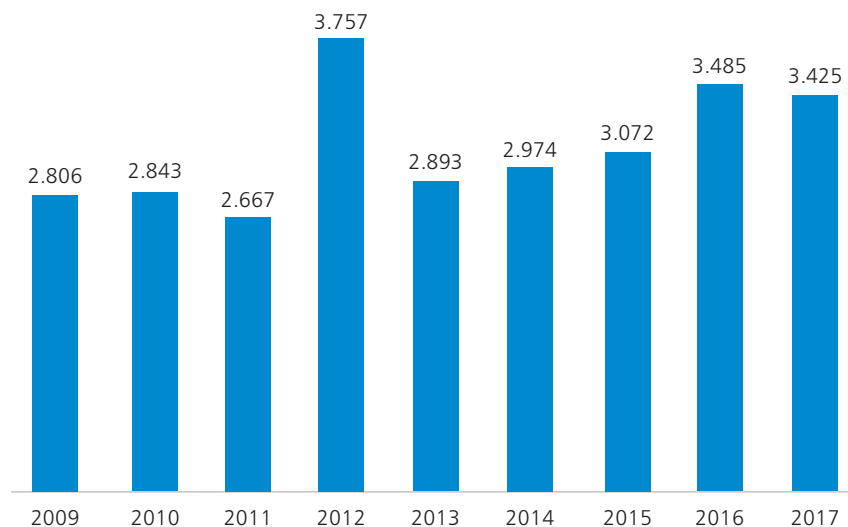
Gráfico 7 - Projeção dos requisitos de expansão da oferta na rede (MWmédio)



Notas: Não inclui autoprodução

Considera as interligações dos sistemas isolados Acre/Rondônia ao subsistema Sudeste/CO (2009) e dos sistemas isolados Manaus/Macapá/margem esquerda do Amazonas ao subsistema Norte (2012).

Gráfico 8 - Sistema Interligado Nacional. Acréscimos anuais à carga de energia (MWmédio)



Notas: Não inclui autoprodução

Considera as interligações dos sistemas isolados Acre/Rondônia ao subsistema Sudeste/CO (2009) e dos sistemas isolados Manaus/Macapá/margem esquerda do Amazonas ao subsistema Norte (2012).

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 integrada em uma hora, que é habitual representar em MWh/h.

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 25. A projeção da carga de demanda também leva em consideração a interligação do sistema isolado Acre/Rondônia ao subsistema Sudeste/CO, em 2009, e a interligação do sistema isolado Manaus/Macapá/margem esquerda do Amazonas ao subsistema Norte Interligado, em 2012.

Tabela 25 - Sistema Interligado Nacional (SIN) e Subsistemas. Carga de Demanda (MWh/h)

Ano	Subsistema				Sistema		
	N	NE	SE/CO	S	N/NE	S/SE/CO	SIN
2008	4.186	9.485	40.541	11.424	13.504	51.451	64.340
2009	4.504	9.936	42.853	11.925	14.283	54.246	67.701
2010	4.744	10.412	45.196	12.469	14.992	57.144	71.209
2011	4.998	10.927	47.245	13.049	15.752	59.748	74.529
2012	6.537	11.443	49.264	13.628	17.786	62.323	79.043
2013	6.913	11.979	51.428	14.225	18.688	65.060	82.630
2014	7.268	12.560	53.653	14.844	19.614	67.878	86.321
2015	7.634	13.218	55.841	15.539	20.627	70.734	90.132
2016	8.256	13.966	58.156	16.263	21.982	73.745	94.425
2017	8.774	14.689	60.564	16.953	23.210	76.815	98.655
Período	Acréscimo (GWh)						
2008-2017	4.755	5.444	20.350	5.715	10.132	25.996	35.760
Período	Variação (% ao ano)						
2008-2012	11,8	4,8	5,0	4,5	7,1	4,9	5,3
2012-2017	6,1	5,1	4,2	4,5	5,5	4,3	4,5
2008-2017	8,6	5,0	4,6	4,5	6,2	4,6	4,9

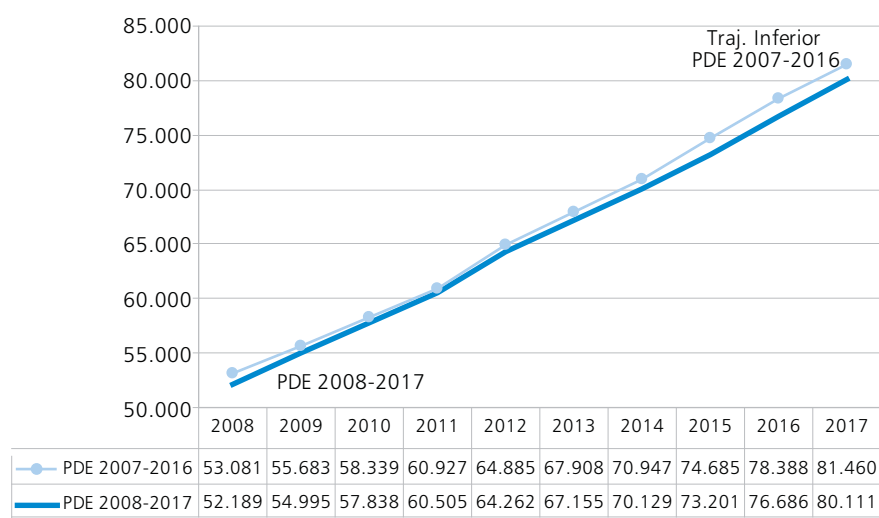
Notas: Não inclui autoprodução

Inclui as interligações dos sistemas isolados Acre/Rondônia e Manau Macapá/margem esquerda do Amazonas.

4.2.3 Comparação das Projeções: PDE 2008-2017 versus PDE 2007-2016

O Gráfico 9⁹ mostra a comparação entre as projeções da carga de energia realizadas para o PDE 2008-2017 e aquelas realizadas para o PDE 2007-2016 (Trajetória Inferior).

Gráfico 9 - Sistema Interligado Nacional. Projeção da Carga de Energia (MWmédio) - Comparação PDE 2008-2017 versus PDE 2007-2016



Notas: Não inclui autoprodução

Inclui as interligações dos sistemas isolados Acre/Rondônia e Manaus/Macapá/Margem esquerda do Amazonas.

⁹ Para efeito de levar a comparação até 2017, extrapolou-se a projeção do PDE 2007-2016 para o ano de 2017, seguindo a mesma lógica implícita na elaboração das projeções de mercado desse Plano Decenal.

No decorrer de todo o período considerado, a carga de energia projetada no atual ciclo de planejamento é inferior àquela projetada no ciclo anterior.

Verifica-se que, para o ano de 2008, o valor da carga de energia utilizado no atual ciclo de planejamento, é 892 MW médio inferior à projeção da carga de energia para o mesmo ano realizada no ciclo anterior (PDE 2007-2016). De fato, em parte devido a efeitos climáticos e a outros fatores conjunturais já relatados anteriormente, a carga verificada no período janeiro-agosto ficou abaixo da esperada, o que levou a uma revisão da previsão para o ano de 2008.

Nos três últimos anos do horizonte decenal, a diferença entre a carga de energia projetada no atual ciclo de planejamento e no ciclo anterior se amplia. Enquanto, no período 2008-2014, a diferença média anual entre as duas projeções é de 671 MW médio, no período 2015-2017 tal diferença monta a 1.512 MW médio. Esta diferença se dá em razão de vários fatores, dentre os quais se destaca a postergação da entrada de cargas do setor de metalurgia, em especial algumas expansões de plantas de alumínio na região Norte, que foram adiadas e tiveram sua capacidade instalada reduzida.

5. Derivados de Petróleo

5.1 Óleo Diesel

O modelo de projeção da demanda de óleo diesel se baseia no cálculo de um consumo de diesel potencial, através de um modelo econométrico que relaciona a demanda de diesel com o PIB. Uma vez estabelecido este consumo, são feitos os descontos e acréscimos para calcular o consumo total de diesel. Assim, a demanda de diesel em determinada região é obtida, a partir da demanda potencial, diminuindo-se as demandas regionais de biodiesel e de gás natural veicular (GNV), bem como uma parcela relativa ao ganho de eficiência intermodal, e adicionando-se o consumo próprio e a demanda de diesel marítimo para abastecimento de navios estrangeiros na região.¹⁰

A projeção da demanda de biodiesel foi elaborada considerando-se a obrigatoriedade prevista na Lei nº 11.097, analisando-se também a possibilidade da autoprodução do setor agropecuário do País, que no entanto não se mostrou atrativa. Desta forma, foram definidos os seguintes percentuais de adição de biodiesel: 2,5% em 2008, 3,0% em 2009, e 5% a partir de 2010.

A demanda de GNV para motores do ciclo diesel no horizonte de 2008-2017 foi feita em consonância com a expectativa das distribuidoras de gás natural para o setor de transporte da região Sudeste do País.

No caso dos ganhos de eficiência com a mudança de modal, pressupõe-se que uma parcela do transporte rodoviário passará a ser realizada através de outros modais (ferroviário e aquaviário), havendo uma redução na demanda de diesel quando se compara a tonelada quilômetro transportada pelo modal rodoviário com a tonelada quilômetro transportada pelos modais ferroviário e o aquaviário. O ganho de eficiência intermodal pode ser expresso como o produto da transferência intermodal pela eficiência intermodal.

A variável "eficiência intermodal" varia entre 92% e 94% (EPE, 2006). Na projeção foi considerado o valor médio de 93% de eficiência. A variável "Transferência Intermodal" foi definida com base no Plano Nacional de Logística e Transporte (PNLT), relatório elaborado em abril de 2007 pelo Ministério do Transporte e da Defesa.

O óleo diesel para *bunker* é vendido pela Petrobras para a Transpetro, outros navios nacionais e para embarcações estrangeiras. O consumo de diesel marítimo pelos navios nacionais está incluído na demanda potencial. A demanda de diesel marítimo para abastecimento de navios estrangeiros compõe a demanda total de diesel.

No que se refere ao consumo próprio de diesel, ou a demanda do setor energético, os volumes foram contabilizados na região Sudeste. A justificativa para esta opção baseia-se no fato deste diesel ser consumido principalmente nas plataformas de petróleo.

Projeção da demanda de óleo diesel

Com base nas premissas adotadas, descritas anteriormente, obteve-se a projeção da demanda final de óleo diesel, por região, indicada na Tabela 26.

¹⁰ Para a elaboração do Plano Decenal 2008-2017, a metodologia de projeção de demanda de óleo diesel foi revisada. Foi acrescentado à metodologia o consumo de óleo diesel marítimo para navios estrangeiros. No Balanço Energético, o diesel que compõe o *bunker* e abastece a frota estrangeira é alocado em exportação. Outra modificação foi a incorporação da demanda de diesel para geração elétrica na demanda potencial.

Tabela 26 - Demanda final de óleo diesel por região (mil m³)

Região	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro-Oeste	Total
2008	3.098	6.330	19.342	8.553	4.594	41.918
2009	3.403	6.621	20.225	8.945	4.784	43.978
2010	3.480	6.831	20.745	9.224	4.936	45.216
2011	3.655	7.193	21.832	9.707	5.199	47.586
2012	3.561	7.579	22.984	10.219	5.503	49.844
2013	3.743	7.985	24.201	10.759	5.799	52.487
2014	3.935	8.412	25.486	11.331	6.111	55.275
2015	4.137	8.864	26.843	11.933	6.440	58.217
2016	4.350	9.339	28.273	12.569	6.788	61.319
2017	4.574	9.842	29.780	13.239	7.154	64.589
Período	Acréscimo (mil m³)					
2008-2017	135	3.665	10.887	4.892	2.637	22.216
Período	Varição (% ao ano)					
2008-2017	4,4	5,0	4,9	5,0	5,0	4,9

Notas: Não inclui biodiesel.

Não inclui setor energético.

Fonte: EPE.

5.2 Gás Liquefeito do Petróleo (GLP)

A análise da expansão da demanda de GLP utiliza um modelo de projeção de consumo do tipo técnico econômico, através do qual se estima separadamente o consumo de GLP dos setores residencial, industrial e outros (comercial, público e agropecuário).

A função que define a demanda residencial de GLP envolve o número de domicílios, a proporção de domicílios com uso preponderante de GLP, o número de domicílios novos com consumo de gás natural e o consumo específico de GLP por domicílio.

O percentual de domicílios com uso preponderante de GLP foi definido a partir da Pesquisa Nacional de Amostra de Domicílios (PNAD) de 2007, pesquisa realizada pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), na qual se identifica o número de domicílios que utilizam preponderantemente GLP, por região e tipo de área (urbana ou rural). Nesta pesquisa, inferiu-se que 94,7% dos domicílios urbanos e 59,3% dos domicílios rurais brasileiros apresentavam consumo preponderante de GLP para cocção em 2006.

Partindo-se dos valores obtidos na PNAD para o ano de 2006, foram projetados os domicílios que utilizarão GLP por região e área. Com isso, se obteve uma trajetória de evolução do percentual de domicílios brasileiros com uso preponderante de GLP que passa de 90,0% em 2008 para 91,1% em 2017.

O parâmetro "consumo específico" (GLP/domicílio) foi estimado com base na PNAD (2007) e no BEN (2007). A queda contínua na demanda residencial de GLP verificada a partir de 2002 é um fato recente e com comportamento diferente do histórico de demanda. Atribui-se a queda na demanda de GLP residencial a fatores econômicos, como renda e preço do botijão (relação preço botijão/renda), sócio-econômicos, como mudança de hábito, e tecnológicos, como ganho de eficiência. No entanto, ainda é um comportamento de difícil mensuração. Assim, por premissa, optou-se por manter o consumo específico verificado no ano de 2006 para a projeção, que registra uma média de 0,20 m³ anuais de GLP por domicílio brasileiro.

O número de domicílios a GLP deslocados por domicílios a gás natural foi estimado com base na projeção de demanda de gás natural estabelecida pelas distribuidoras de gás, de acordo com seus planos de investimento e expansão da malha de distribuição (seção 0 deste capítulo).

A projeção da demanda de GLP industrial, por região, é estimada a partir de uma função que relaciona essa demanda com as seguintes variáveis: valor adicionado da indústria, intensidade energética da indústria, peso do GLP no consumo industrial e peso da região no consumo industrial de GLP no país.

Os setores agropecuário, comercial e público complementarão as projeções de demanda final de GLP. Considerando que o mercado de GLP residencial e industrial representou no ano de 2006 aproximadamente 89,7% (ANP, 2006) do consumo final de GLP (exceto consumo próprio), o restante foi relativo aos setores agropecuário, público e comercial, peso este que será considerado ao longo do horizonte da projeção. A demanda de GLP do setor energético (consumo próprio) é definida no modelo de projeção da demanda setorial de óleo combustível.

Projeção da demanda de GLP

Na Tabela 27 é apresentada a projeção de demanda final de GLP por região no período de 2008-2017, associada às hipóteses formuladas acima.

Tabela 27 - Demanda final de GLP por região (mil m ³)						
Região	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro-Oeste	Total
2008	622	2.660	5.876	2.097	1.009	12.265
2009	643	2.719	6.045	2.161	1.039	12.608
2010	663	2.778	6.198	2.225	1.068	12.933
2011	682	2.833	6.335	2.286	1.093	13.229
2012	701	2.889	6.468	2.345	1.119	13.522
2013	721	2.945	6.609	2.406	1.147	13.827
2014	741	3.002	6.761	2.468	1.176	14.148
2015	760	3.058	6.903	2.529	1.202	14.452
2016	779	3.114	7.054	2.590	1.230	14.767
2017	798	3.169	7.197	2.648	1.257	15.069
Período	Acréscimo (mil m³)					
2008-2017	195	564	1.457	609	277	3.102
Período	Variação (% ao ano)					
2008-2017	2,8	2,0	2,3	2,6	2,5	2,3

Nota: Não inclui setor energético.
Fonte: EPE.

5.3 Gasolina

A projeção da demanda de gasolina é baseada na competição entre este combustível e o etanol no suprimento de veículos flex-fuel, que é uma premissa fundamental na metodologia utilizada pela EPE. O cenário aqui adotado parte do pressuposto de manutenção da tendência atual, que resulta numa relação de competitividade favorável ao etanol. Nesta hipótese, o etanol é o combustível preferencial, representando cerca de três quartos da energia consumida pelos veículos flex-fuel.

A abordagem que foi adotada para construir um modelo de projeção de demanda de gasolina e álcool foi a de um modelo contábil. Dada a competitividade entre a gasolina e o álcool, a demanda destes energéticos é calculada conjuntamente.

A metodologia de cálculo adotada neste ciclo de estudos foi modificada em relação ao PDE 2007-2016, no qual o volume de etanol consumido no mercado interno carburante era utilizado como dado de entrada do modelo de projeção. Este volume era obtido a partir dos valores de oferta de etanol estimados pelo MAPA, dos quais eram descontados os valores de exportação projetados pela EPE e a demanda vinculada aos outros usos do etanol.

Neste ciclo de estudos, o modelo projetou a demanda interna carburante a partir da definição prévia do percentual de escolha de combustível pelo usuário do veículo flex-fuel. O cálculo da demanda total de álcool foi obtido pelo somatório deste volume carburante, com o consumo vinculado aos outros usos do etanol e os volumes destinados ao mercado internacional (vide Potencial Total de Exportação, no Capítulo VII).

Os veículos de Ciclo Otto, usuários de gasolina e de álcool, foram categorizados usando duas variáveis: o porte do veículo e o combustível utilizado. Quanto ao porte, os veículos foram classificados em automóveis e comerciais leves. Em relação ao combustível, foram consideradas as categorias gasolina, álcool e flex fuel.¹¹

Com base nessa categorização, o cálculo utilizado para estimar a demanda de gasolina e de álcool baseia-se numa equação que relaciona o consumo de cada combustível por categoria de porte com a frota média de veículos, com a distância média anual percorrida e com a eficiência média dos veículos.

A projeção da frota circulante de veículos leves para o período 2008-2017 foi calculada aplicando curvas de sucateamento às séries de vendas de veículos ao mercado interno, fornecida pela ANFAVEA, acrescidas das projeções de vendas de veículos segundo a EPE.

A distância média anual percorrida por um veículo é influenciada fortemente por dois fatores: a renda do seu proprietário e o preço do combustível.

Para calcular os parâmetros que regem seu comportamento, usou-se uma minimização de erros quadráticos, de forma a determinar, à luz dos dados de frota estimados e da série histórica de informações de consumo, os valores que possibilitam o melhor ajuste.¹²

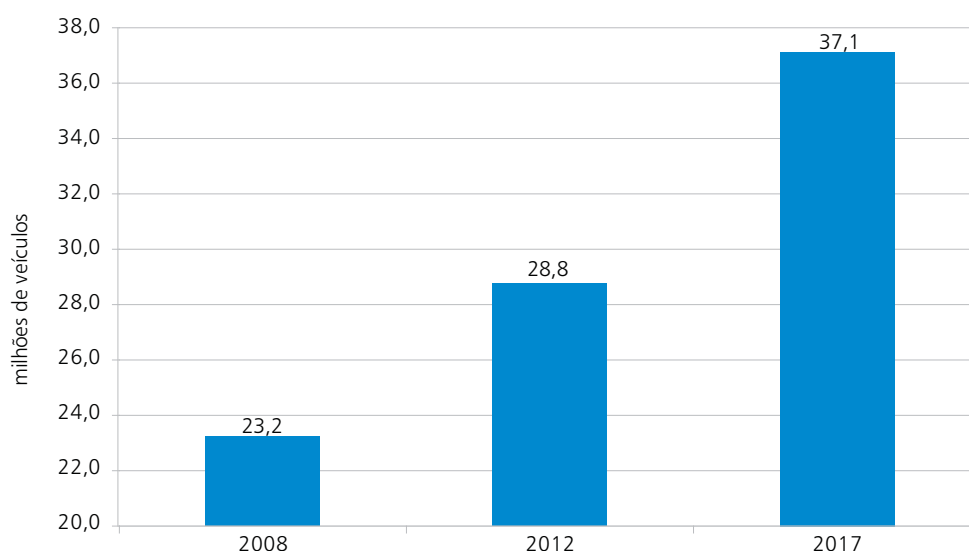
Para incorporar o impacto da renda, levou-se em conta o fato de que há uma correlação entre a renda e a idade do veículo. Assim, considerou-se que há uma queda da distância média percorrida em função da idade: veículos mais velhos, utilizados por proprietários de mais baixa renda, apresentam uma taxa de utilização menor.

Para o impacto de preços sobre a distância média percorrida, utilizou-se uma elasticidade preço de -0,32. Finalmente, o último parâmetro para completar a especificação da variável distância é a distância média inicial, que pode ser entendida como "a distância média percorrida por um carro zero quilômetro nas condições de preço do ano de referência" (pode ser escolhido qualquer ano como referência: no caso escolheu-se 1999).

A venda de veículos leves em 2007 atingiu um total de 2,361 milhões de unidades. Em 2008, estima-se que serão vendidos 2,628 milhões de veículos leves, tomando-se como base os dados da ANFAVEA referentes ao período de janeiro a maio de 2008 [3]. Admitiu-se uma elasticidade-renda média das vendas igual a 1,3 no período 2006/2017, correspondente à média observada no longo prazo¹³.

O impacto da evolução de vendas sobre a frota de veículos leves está apresentado no Gráfico 10, resultando numa taxa média anual de crescimento de frota de 4,8% no horizonte de 2008/2017.

Gráfico 10 - Projeção da frota de veículos Ciclo Otto



Fonte: EPE.

¹¹ Não é quantificada a frota de veículos a GNV, mas a demanda prevista para esse energético é abatida posteriormente da demanda de combustíveis para veículos de Ciclo Otto.

¹² Foi utilizada para isso a ferramenta de análise Solver do programa Excel, descrita de forma detalhada na referência [4].

¹³ Embora já se conheçam as vendas de veículos de 2007, foi adotado o ano de 2006 como base de cálculo, pois o aumento das vendas de 2007 foi considerado expressivo.

Relativamente aos veículos vendidos, em todo o horizonte da projeção, a participação dos comerciais leves nas vendas totais de veículos leves foi fixada em torno de 15% (média do período de 1995-2006).

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 22% em 2004, 56% em 2005, 82% em 2006 e 91% em 2007.

Admitida a tendência de consolidação desta categoria no mercado automotivo, foi considerado que apenas os automóveis importados e os de topo de linha são veículos dedicados a gasolina, correspondendo a 6,5% das vendas, ficando 93,5% na modalidade flex-fuel. Considerou-se que não haverá venda de automóveis dedicados a álcool no período de projeção.

Quanto aos comerciais leves, destaca-se a importância crescente da tecnologia flex-fuel, cuja participação foi de 5% no ano de 2003, 22% em 2004, 34% em 2005, 51% em 2006 e 58% em 2007.

Admitiu-se que, do contingente de comerciais leves que ingressam na frota circulante a cada ano, a participação da tecnologia diesel, flex-fuel e dos veículos dedicados a gasolina seria de 23,3%, 58,0% e 18,7%, respectivamente.

Analogamente ao estipulado para os automóveis, adotou-se que não haverá venda de veículos comerciais leves dedicados a álcool.

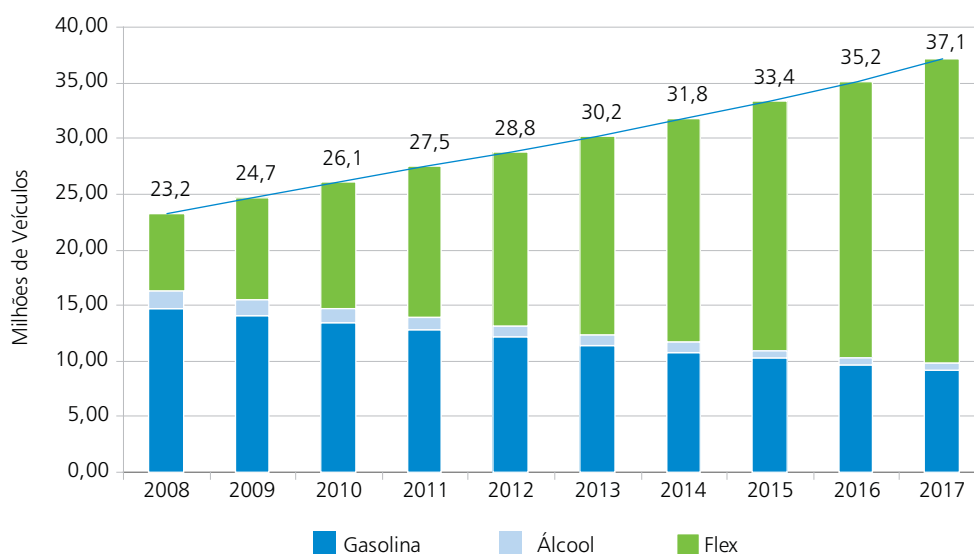
Como resultado do padrão de vendas descrito anteriormente, a frota de veículos leves, ao final do período de cenarização, apresenta o perfil mostrado na Tabela 28 e no Gráfico 11.

Tabela 28 - Perfil da frota resultante por combustível

Discriminação	2008	2017
Gasolina	63,4%	24,8%
Álcool	7,0%	1,6%
Flex-fuel	29,6%	73,6%
Total	100,0%	100,0%

Fonte: EPE.

Gráfico 11 - Perfil da frota por combustível



Fonte: EPE.

Considerou-se o teor de álcool anidro na gasolina C conforme legislação vigente (entre 20% e 25%).

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 álcool é estabelecer os padrões de escolha, por parte dos proprietários de veículos flex fuel, do combustível a ser consumido (álcool ou gasolina).

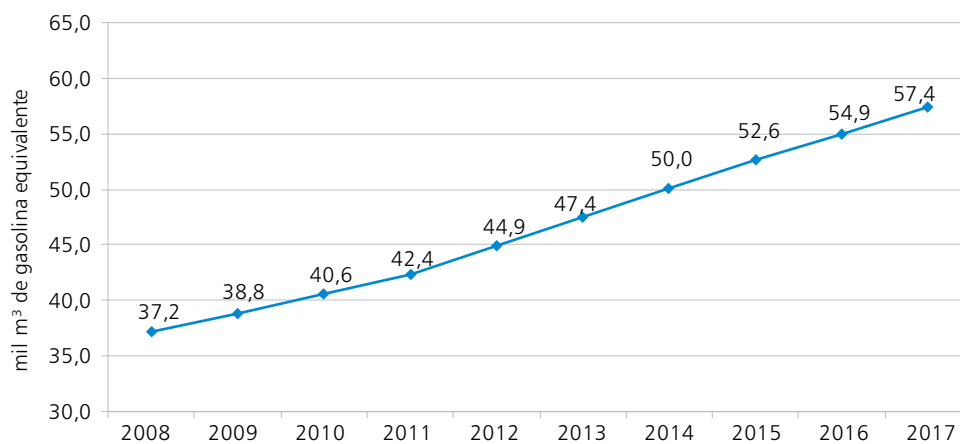
É sabido que a escolha do combustível é uma função que depende principalmente da relação de preços entre álcool e gasolina. Considerou-se, neste cenário, que o álcool deverá continuar competitivo, sendo o combustível preferencial do usuário desta categoria de veículos. Neste sentido, a elevada participação do álcool no mercado de veículos flex-fuel verificada em 2007 (75%) foi adotada para todo o período decenal.

As premissas descritas anteriormente permitem que o modelo de previsão quantifique as seguintes variáveis:

- a distância média percorrida pelas frotas das diversas categorias de veículos leves, levando em conta impactos de preço de combustível e a influência da idade da frota;
- a eficiência média de cada frota e, combinando essa variável com a distância média, o consumo unitário de cada uma das frotas;
- o consumo de combustível de cada uma das categorias de veículos.

Dessa forma, a demanda global de combustíveis para veículos Ciclo Otto é mostrada no Gráfico 12.

Gráfico 12 - Demanda final de Energia⁽¹⁾ para veículos leves ciclo Otto



Nota: (1) Não inclui setor energético.
Fonte: EPE.

A seguir, é apresentada a projeção da demanda de gasolina pura. Por sua vez, a projeção da demanda de etanol será apresentada na seção 7.1.

Projeção da demanda de gasolina

A Tabela 29 apresenta a projeção da demanda final de gasolina pura, para o período 2008 - 2017.

Tabela 29 - Demanda final de gasolina pura (mil m³)

Ano	Demanda (10 ³ m ³)
2008	18.442
2009	17.309
2010	16.176
2011	15.043
2012	14.740
2013	14.537
2014	14.387
2015	14.248
2016	14.227
2017	14.365
Período	Varição
2008-2017	-4.262
Período	% ao ano
2008-2012	-5,4
2012-2017	-0,5
2008-2017	-2,7

Nota: Não inclui setor energético.

Fonte: EPE.

Por sua vez, a Tabela 30 mostra a correspondente projeção da demanda de gasolina C, por região.

Tabela 30 - Demanda final regional de gasolina C (mil m³)⁽¹⁾

Região	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Acréscimo 2008-2017
Norte	1.280	1.199	1.119	1.038	1.015	1.000	988	977	973	979	-432
Nordeste	3.651	3.421	3.191	2.962	2.897	2.852	2.818	2.787	2.776	2.793	-901
Sudeste	12.150	11.384	10.620	9.856	9.643	9.493	9.380	9.277	9.238	9.294	-3.051
Sul	5.145	4.821	4.496	4.173	4.083	4.019	3.972	3.928	3.912	3.935	-1.115
Centro-Oeste	2.365	2.217	2.068	1.919	1.878	1.848	1.826	1.807	1.799	1.810	-527
Total Brasil	24.590	23.041	21.494	19.947	19.516	19.212	18.984	18.775	18.697	18.811	-6.025

Nota: Não inclui setor energético.

Fonte: EPE.

5.4 Querosene de aviação (QAV)

A projeção da demanda total de QAV (incluindo *bunker* aeronáutico¹⁴) do Brasil é estimada a partir de uma correlação com o PIB brasileiro. No modelo de regressão são incluídas variáveis *dummy* para explicar "ruídos", em períodos determinados, não captados pelo modelo base.

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 no ano de 2006 (ANP, 2007), que têm se revelado razoavelmente estáveis.

Projeção da demanda de QAV

A Tabela 31 mostra a projeção da demanda regional de QAV no Brasil.

¹⁴ O Balanço Energético Nacional contabiliza o abastecimento de aeronaves estrangeiras em trânsito pelo Brasil como exportação. Na metodologia proposta, o consumo total de QAV engloba a parcela referente à demanda de QAV por aeronaves estrangeiras.

Tabela 31 - Demanda final de QAV, por região (mil m³)

Ano	Brasil	Norte	Nordeste	Centro-Oeste	Sudeste	Sul
2008	4.935	324	843	364	3.063	341
2009	5.199	341	888	384	3.226	359
2010	5.475	359	935	404	3.397	378
2011	5.764	378	985	426	3.577	398
2012	6.067	398	1.037	448	3.765	419
2013	6.384	419	1.091	472	3.962	441
2014	6.717	441	1.148	496	4.169	464
2015	7.066	464	1.207	522	4.385	488
2016	7.432	488	1.270	549	4.612	513
2017	7.815	513	1.335	577	4.850	540
Período	Acréscimo (mil m³)					
2008-2017	3.131	205	535	231	1.943	216

Nota: Não inclui setor energético.
Fonte: EPE.

Cabe ressaltar que essas projeções não consideram eventuais redefinições na malha aérea que porventura venham a ser adotadas e que impliquem em mudanças significativas das rotas dos vôos. O redirecionamento de conexões aéreas de Congonhas-SP para Guarulhos-SP e Tom Jobim-RJ, a rigor, não afeta as projeções acima, uma vez que esses aeroportos localizam-se na Região Sudeste.

5.5 Óleo combustível e outras fontes secundárias de petróleo

Esta seção contempla as projeções de demanda de óleo combustível e outras fontes secundárias de petróleo (coque de petróleo, gás de refinaria e outros derivados energéticos de petróleo), tal como definidos pelo Balanço Energético Nacional.

Na abordagem considerada, dividiu-se a demanda de energia em quatro segmentos: industrial, agropecuário, comercial/público e transporte. No caso do segmento industrial, recorreu-se a um modelo de uso final de energia desagregado por atividade econômica. Tal modelo utiliza a decomposição da demanda por fonte e por setor industrial em três efeitos: efeito atividade, efeito intensidade e efeito estrutura.

O procedimento básico aplicado consiste em: i) definir o efeito atividade (premissa de crescimento setorial); ii) estabelecer hipóteses relativas ao efeito intensidade (hipótese de comportamento de intensidade energética, econômica ou física – dependendo do setor); iii) assumir hipóteses de participação das fontes na matriz energética setorial.

Posteriormente, as projeções nacionais são regionalizadas por fonte de energia.

As premissas de produto das atividades industriais seguiram os cenários de crescimento real do valor agregado a preços básicos (VA), no caso específico das atividades mais heterogêneas como Mineração e Pelotização, Química, Alimentos e Bebidas, Têxtil, Cerâmica e Outras Indústrias, e os cenários de crescimento da produção física, no caso específico das atividades mais homogêneas como Ferro-Gusa e Aço, Ferroligas, Cimento, Metais Não-Ferrosos e Papel e Celulose.

As hipóteses de comportamento dos coeficientes de intensidade energética ou de consumo específico (quando for o caso) das atividades industriais foram estabelecidas a partir do seguinte procedimento: i) definição da hipótese de evolução tendencial do coeficiente setorial de intensidade energética ou de consumo específico; ii) estabelecimento da hipótese de potencial de ganho de eficiência energética por atividade industrial; iii) definição da hipótese de alocação temporal do potencial de ganho de eficiência energética estabelecido; iv) ajuste da hipótese de evolução do coeficiente setorial de intensidade energética ou de consumo específico.

As hipóteses de participação das fontes de energia na demanda de energia de cada atividade industrial foram assumidas com base no seguinte procedimento: i) identificação da utilização da fonte no processo produtivo; ii) identificação de tendências recentes de participação das fontes e das expectativas de mercado para substituições entre fontes, em particular das perspectivas de entrada do gás natural na indústria. Cabe destacar que, na maior

parte dos setores, considerou-se a disputa direta entre o óleo combustível e o gás natural. Em alguns casos, contudo, quando a competição com outras fontes também é significativa, considerou-se que o gás natural deslocará outros combustíveis utilizados para geração de calor.

As demandas de óleo combustível para os setores agropecuário, comercial/público e transporte foram projetadas avaliando o histórico de consumo e as expectativas setoriais. Por fim, o consumo próprio de óleo combustível foi estimado com base na desagregação proposta para o setor industrial, considerando o valor agregado do setor energético.

Cabe destacar que os referidos setores não demandam outras fontes secundárias de petróleo (coque de petróleo, gás de refinaria e outros derivados energéticos de petróleo), de acordo com o BEN (EPE, 2006).

Projeção da demanda de óleo combustível e de outras secundárias de petróleo

A Tabela 32 consolida a projeção da demanda final de óleo combustível e de outras secundárias de petróleo (o óleo combustível inclui *bunker*).

Tabela 32 - Demanda final de óleo combustível e de outras secundárias de petróleo (mil tep)						
Discriminação	Óleo Combustível	Outros secundários				Total
		Subtotal	Coque	Gás de Refinaria	Outros	
2008	7.768	7.202	4.702	93	2.406	14.969
2009	8.535	7.649	5.146	97	2.406	16.184
2010	8.728	8.134	5.561	102	2.471	16.863
2011	8.938	8.457	5.879	107	2.471	17.395
2012	8.989	8.767	6.184	112	2.471	17.755
2013	9.157	9.099	6.512	116	2.471	18.256
2014	9.416	9.458	6.866	121	2.471	18.874
2015	9.753	9.797	7.201	126	2.471	19.550
2016	10.167	10.154	7.553	130	2.471	20.321
2017	10.545	10.470	7.865	134	2.471	21.016
Período			Acréscimo (mil tep)			
2008-2017	2.777	3.691	3.521	45	126	6.469
Período			Variação (% ao ano)			
2008-2017	3,5	4,2	5,9	4,2	0,3	3,8

Nota: Não inclui setor energético.

Fonte: EPE.

A regionalização da demanda de óleo combustível, especificamente, constituiu-se num desafio em si. Isto porque a participação das regiões do Brasil na demanda brasileira de óleo combustível não revela uma tendência bem delineada, refletindo, em boa medida, as diferentes dinâmicas econômicas e competitivas entre energéticos (em particular, a disputa entre o óleo combustível e o gás natural). Assim, diferente da regionalização de outras fontes, a avaliação do histórico da demanda regional por se pouco contribui para a definição da trajetória das participações regionais na demanda brasileira de óleo combustível.

Definiu-se, então, o seguinte procedimento metodológico para a regionalização: i) identificação dos segmentos da demanda de óleo combustível cujas informações disponíveis permitiam a regionalização com alto grau de confiança (por exemplo, o *bunker*); ii) levantamento das expectativas de mercado industrial do gás natural por região; iii) definição de cenários de participações regionais na demanda industrial conjunta de óleo combustível e gás natural (*proxy* da demanda de óleo combustível equivalente) ao longo do período a partir de expectativas de mercado; iv) dedução da demanda industrial de gás natural da demanda industrial conjunta de óleo combustível e gás natural por região.

A Tabela 33 consolida a projeção de demanda de óleo combustível por região do Brasil.

Tabela 33 - Demanda final de óleo combustível, por região (mil tep)

Região	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro-Oeste	Total
2008	1.135	1.513	3.496	1.255	370	7.768
2009	1.267	2.045	3.526	1.274	423	8.535
2010	1.415	2.321	3.208	1.228	556	8.728
2011	1.595	2.611	2.801	1.228	703	8.938
2012	1.768	2.580	2.547	1.225	868	8.989
2013	1.904	2.544	2.527	1.248	935	9.157
2014	2.027	2.563	2.526	1.293	1.007	9.416
2015	2.260	2.491	2.569	1.345	1.088	9.753
2016	2.432	2.497	2.687	1.398	1.153	10.167
2017	2.469	2.544	2.859	1.476	1.196	10.545
Período	Acréscimo (mil tep)					
2008-2017	1.393	1.280	-898	159	843	2.777
Período	Varição (% ao ano)					
2008-2017	9,0	5,9	-2,2	1,8	13,9	3,5

Nota: Não inclui setor energético.

Fonte: EPE

No que concerne à demanda de outras secundárias de petróleo, a regionalização foi empreendida desagregadamente pelas demandas de coque de petróleo, gás de refinaria e outros derivados energéticos de petróleo (gás residual – gerado no craqueamento da nafta nas centrais petroquímicas) e, posteriormente, totalizadas.

Tanto a demanda de gás de refinaria quanto a demanda de outros derivados energéticos de petróleo (gás residual) foram regionalizadas a partir da identificação das unidades industriais que produzem o gás de refinaria e o gás residual (centrais petroquímicas), visto que o consumo dessas fontes ocorre localmente (na própria unidade produtora ou em indústrias próximas). Já as demandas regionais de coque de petróleo foram definidas a partir de expectativas de mercado levantadas pela EPE.

A Tabela 34 apresenta a projeção da demanda de coque de petróleo, gás de refinaria e outros derivados energéticos de petróleo (gás residual) por região do Brasil.

Tabela 34 - Demanda final de coque de petróleo, gás de refinaria e outros derivados energéticos de petróleo (gás residual) por região do Brasil (mil tep)

Região	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro-Oeste	Total
2008	82	1.579	3.850	1.078	613	7.202
2009	87	1.608	4.192	1.095	668	7.649
2010	92	1.638	4.508	1.177	719	8.134
2011	97	1.659	4.729	1.211	761	8.457
2012	103	1.692	4.940	1.231	801	8.767
2013	109	1.727	5.167	1.251	844	9.099
2014	116	1.765	5.413	1.273	891	9.458
2015	123	1.805	5.638	1.296	936	9.797
2016	130	1.846	5.874	1.320	983	10.154
2017	138	1.890	6.070	1.346	1.027	10.470
Período	Acréscimo (mil tep)					
2008-2017	60	370	2.520	283	458	3.691
Período	Varição (% ao ano)					
2008-2017	5,9	2,0	5,2	2,5	5,9	4,2

Nota: Não inclui setor energético.

Fonte: EPE

6. Gás natural

Para a elaboração da projeção de demanda de gás natural, no âmbito do PDE 2008-2017, foi realizado um trabalho conjunto da EPE com as companhias distribuidoras de gás canalizado e a Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado - ABEGÁS.

O levantamento contemplou a demanda das distribuidoras com suprimento definido (as distribuidoras operacionais atuais e as distribuidoras que, embora ainda não operacionais, já dispõem de contrato e de infraestrutura de suprimento já definida) e as distribuidoras que ainda não dispõem de um suprimento definido, cujas demandas, entretanto, não foram consideradas neste Plano Decenal.

Para este PDE, foi efetivamente considerada apenas a parcela de demanda que dispõe de suprimento definido. O levantamento de demandas contemplou: (i) demanda provada (mercado existente ou em implantação); (ii) demanda provável (expansões e projetos aprovados); (iii) demanda adicional possível (expansões e projetos constantes dos planos plurianuais das companhias distribuidoras). A demanda também contempla o crescimento vegetativo do mercado.

Entre os aspectos considerados no levantamento de demandas realizado, podem ser destacados: (i) cenário macroeconômico de crescimento do PIB; (ii) competitividade do gás frente a outros energéticos, notadamente ao óleo combustível de alto teor de enxofre.

A demanda de gás natural, aqui considerada, é a demanda final energética, isto é, a demanda correspondente ao mercado das companhias distribuidoras de gás canalizado com suprimento definido (distribuidoras operacionais e distribuidoras em fase pré-operacional que já dispõem de contrato de suprimento), relativa aos segmentos residencial, comercial, industrial, automotivo e outros.

Neste capítulo, não são contempladas as seguintes demandas de gás natural: (i) a demanda termelétrica, que corresponde a um consumo não final (trata-se de um consumo intermediário de transformação na usina termelétrica), (ii) a parcela de consumo de gás natural relativa ao consumo do sistema *downstream* Petrobras, nomeadamente, refinarias e fábricas de fertilizantes (parte é consumo não energético e parte é consumo próprio); (iii) as demandas das companhias distribuidoras referentes aos segmentos matéria-prima e cogeração, não consideradas incluídas no consumo final energético.

A premissa de competitividade analisada¹⁵ prevê um nível de 100% da relação de preços entre o gás natural (citygate) e o óleo combustível (ex refinaria). Considera-se que os grandes empreendimentos em curso na área de gás natural - importação de GNL e reforço e/ou expansão das malhas de gasodutos - apresentarão resultados a partir de 2009, inclusive.

Projeção da demanda de gás natural

Atendendo a essas premissas, obteve-se a projeção da demanda final de gás natural das companhias distribuidoras com suprimento definido, por região e por segmento. O consumo final energético por região e por segmento está apresentado na Tabela 35 e na Tabela 36, respectivamente.

¹⁵ As demandas apresentadas neste PDE foram levantadas pelas companhias distribuidoras de gás canalizado e pela ABEGAS, originalmente, sob uma relação de competitividade de 85% entre os preços de gás natural e os preços de óleo combustível. Sinalizações recentes do mercado e da Petrobras apontam para uma relação de competitividade GN/OC de 100%. Então, as demandas coletadas sob a relação de competitividade de 85% foram ajustadas para a competitividade de 100% levando em conta projeções das distribuidoras sob a competitividade de 100% para o PDE anterior.

Tabela 35 - Brasil e Regiões: Consumo final energético de gás natural (10^3 m³/dia) –2008/2017

Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-Oeste	Brasil
2008	0	6.342	3.502	25.328	190	35.362
2009	141	6.372	3.606	26.217	376	36.711
2010	280	7.764	3.834	28.245	396	40.518
2011	299	8.375	4.457	30.010	420	43.560
2012	313	9.489	5.390	31.534	436	47.161
2013	318	10.077	5.617	32.563	469	49.044
2014	323	10.443	5.819	33.661	511	50.757
2015	328	11.057	6.061	34.657	535	52.639
2016	331	11.282	6.225	34.996	571	53.405
2017	331	11.450	6.349	35.113	610	53.853
Acréscimo (10^3 m³/dia)						
2008-2017	331	6.160	3.149	10.403	547	20.590
Varição (% ao ano)						
2008/2012	-	10,6	11,4	5,6	23,1	7,5
2012/2017	1,1	3,8	3,3	2,2	7,0	2,7
2008/2017	-	6,8	6,8	3,7	13,9	4,8

Nota: Não inclui consumo dos segmentos matéria-prima e cogeração das distribuidoras, consumo *downstream* do sistema Petrobras e consumo termelétrico.

Tabela 36 - Brasil: Consumo final energético de gás natural, por setor (10^3 m³/dia) –2008/2017

Ano	Industrial	Automotivo	Residencial	Comercial	Outros	Brasil
2008	26.210	7.708	743	550	150	35.362
2009	27.470	7.723	791	573	154	36.711
2010	30.681	8.150	885	621	182	40.518
2011	32.967	8.721	989	660	223	43.560
2012	35.733	9.364	1.092	694	278	47.161
2013	36.907	9.939	1.174	738	286	49.044
2014	38.047	10.388	1.250	778	295	50.757
2015	39.370	10.799	1.333	831	305	52.639
2016	39.851	10.991	1.393	858	312	53.405
2017	40.110	11.101	1.443	882	317	53.853
Acréscimo (10^3 m³/dia)						
2008/2017	15.237	4.082	781	298	191	20.589
Varição (% ao ano)						
2008/2012	8,1	5,0	10,1	6,0	16,7	7,5
2012/2017	2,3	3,5	5,7	4,9	2,7	2,7
2008/2017	4,8	4,1	7,6	5,4	8,7	4,8

Nota: Não inclui consumo dos segmentos matéria-prima e cogeração das distribuidoras, consumo *downstream* do sistema Petrobras e consumo termelétrico.

A demanda final de gás natural é apresentada no Gráfico 13.

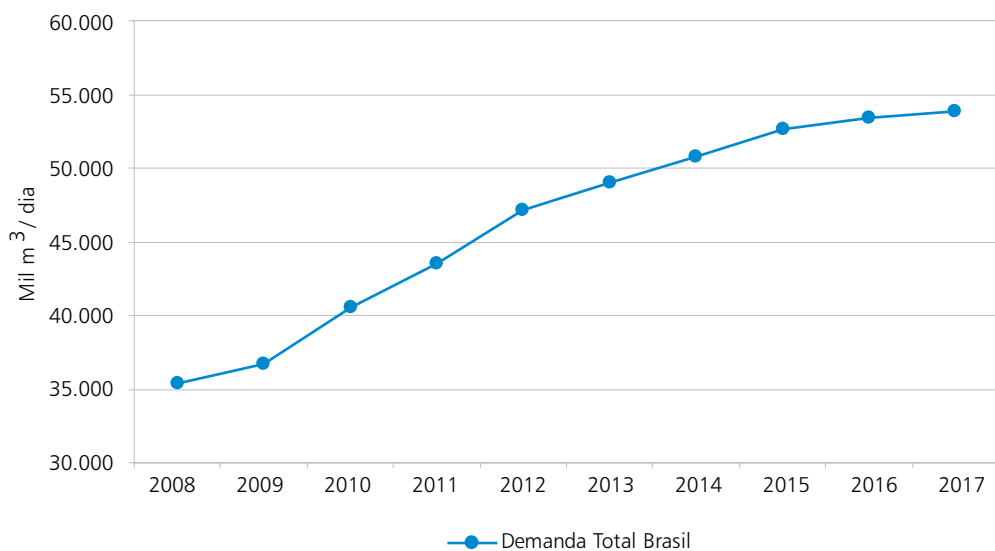
Conforme se pode observar, o crescimento da demanda de gás natural é mais acelerado no primeiro quinquênio (2008-2012) do que no segundo (2012-2017).

A sinalização atual de preços de gás natural crescentes proporciona a percepção de uma menor taxa de penetração do gás, porque induz os agentes consumidores finais (industriais, comerciais, etc.) a uma menor propensão ao uso do gás nos atuais e em novos empreendimentos, principalmente em horizontes maiores, além dos

primeiros cinco anos. Este fato se reflete nos planos de expansão das distribuidoras que apresentam uma visibilidade de expansão maior no primeiro quinquênio do que no segundo, conforme pode ser visto na Tabela 36.

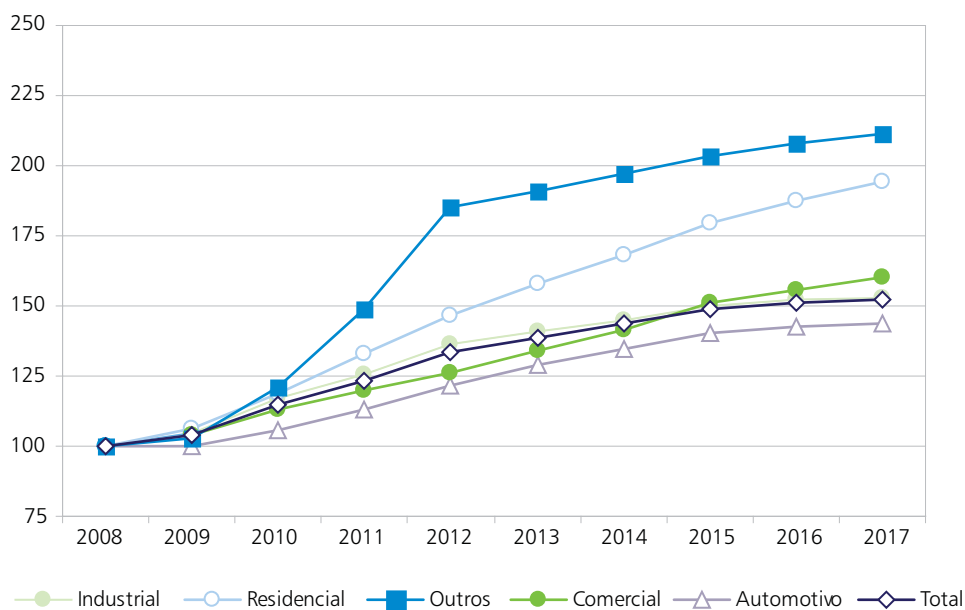
A evolução da demanda por setor é apresentada, em termos de número índice, no Gráfico 14.

Gráfico 13 - Demanda final energética de gás natural ($10^3 \text{ m}^3/\text{dia}$) ⁽¹⁾



Nota: Não inclui consumo dos segmentos matéria-prima e cogeração das distribuidoras, consumo downstream do sistema Petrobras e consumo termelétrico.

Gráfico 14 - Consumo final energético de gás natural, por segmento - Número Índice: base 2008 = 100⁽¹⁾



Nota: Não inclui consumo dos segmentos matéria-prima e cogeração das distribuidoras, consumo downstream do sistema Petrobras e consumo termelétrico.

7. Biocombustíveis

7.1 Biocombustíveis líquidos

Este item trata dos biocombustíveis líquidos destinados ao abastecimento de veículos automotores: álcool carburante, dividido em álcool hidratado e álcool anidro (que, no Brasil, é misturado à gasolina C na proporção de 20% a 25%) e o biodiesel B100.

Além da demanda obrigatória de biodiesel, foi analisada a possibilidade da autoprodução do setor agropecuário. No entanto, dado o grande aumento nas projeções de preços dos insumos graxos no período decenal, em muito superiores ao aumento estimado para o preço do óleo diesel, não foi observada atratividade que justificasse os empreendimentos voltados a este fim.

Com relação ao álcool carburante, dada a sua competitividade com a gasolina, a projeção da demanda destes combustíveis foi obtida conjuntamente através de modelo desenvolvido pela EPE, conforme referido na seção 5.3 deste capítulo.

Projeção da demanda de biocombustíveis líquidos

A Tabela 37 explicita a projeção de demanda de biodiesel, a qual compõe o B2 a partir de 1º de janeiro de 2008, o B3 a partir de 1º de julho de 2008 e o B5 a partir de 2010.

Tabela 37 - Demanda de biodiesel, por região (mil m ³) – 2008 2017						
Ano	Norte	Nordeste	Centro-Oeste	Sudeste	Sul	Brasil
2008	116	162	119	515	219	1.130
2009	137	206	149	648	276	1.417
2010	240	361	262	1.130	484	2.477
2011	252	379	276	1.186	510	2.602
2012	237	399	291	1.246	536	2.709
2013	248	419	307	1.310	565	2.849
2014	261	442	323	1.377	595	2.999
2015	274	466	341	1.448	626	3.156
2016	288	492	359	1.524	660	3.322
2017	302	518	378	1.603	695	3.495
Acréscimo (mil m³)						
2008-2017	281	456	354	1493	653	3.236
Varição (% ao ano)						
2008-2012	19,6	25,3	25,1	24,7	25,1	24,4
2012-2017	5,0	5,4	5,4	5,2	5,3	5,2
2008-2017	11,2	13,8	13,7	13,4	13,7	13,4

Nota: Não inclui setor energético.

Fonte: EPE.

A demanda brasileira de álcool anidro misturado à gasolina, desagregada por região geográfica, é apresentada, na Tabela 38. Para o cenário adotado, projeta-se, no período de 2008 a 2017, um decréscimo da demanda nacional por álcool anidro a uma taxa anual de -3,5%, chegando no consumo de 4,4 milhões de m³ em 2017.

Tabela 38 - Demanda de álcool anidro, por região (mil m³) – 2008-2017⁽¹⁾

Ano	Norte	Nordeste	Centro-Oeste	Sudeste	Sul	Brasil
2008	320	913	591	3.037	1.286	6.147
2009	298	851	551	2.832	1.199	5.733
2010	277	790	512	2.628	1.112	5.318
2011	255	728	472	2.423	1.026	4.904
2012	248	709	460	2.360	999	4.776
2013	243	694	450	2.310	978	4.675
2014	239	682	442	2.271	962	4.597
2015	235	672	436	2.237	947	4.527
2016	233	664	430	2.208	935	4.469
2017	231	660	428	2.196	930	4.445
Acréscimo (mil m³)						
2008-2017	-123	-266	-158	-899	-336	-1.782
Varição (% ao ano)						
2008-2012	-6,1	-6,1	-6,1	-6,1	-6,1	-6,1
2012-2017	-1,4	-1,4	-1,4	-1,4	-1,4	-1,4
2008-2017	-3,5	-3,5	-3,5	-3,5	-3,5	-3,5

Nota: Não inclui setor energético.

Fonte: EPE.

A demanda total brasileira por álcool hidratado é apresentada na Tabela 39.

Tabela 39 - Demanda de álcool hidratado, por região (mil m³) – 2008-2017

Ano	Norte	Nordeste	Centro-Oeste	Sudeste	Sul	Brasil
2008	117	850	931	8.918	1.776	12.591
2009	160	1.160	1.271	12.182	2.425	17.200
2010	203	1.471	1.612	15.447	3.075	21.809
2011	247	1.783	1.953	18.711	3.726	26.419
2012	282	2.039	2.233	21.405	4.262	30.222
2013	318	2.298	2.518	24.131	4.805	34.070
2014	354	2.558	2.802	26.856	5.347	37.917
2015	389	2.811	3.079	29.507	5.875	41.661
2016	422	3.050	3.341	32.020	6.375	45.208
2017	456	3.291	3.604	34.543	6.877	48.771
Acréscimo (mil m³)						
2008-2017	330	2.502	2.721	27.263	5.589	38.405
Varição (% ao ano)						
2008-2012	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5
2012-2017	10,1	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
2008-2017	16,3	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2

Nota: Não inclui setor energético.

Fonte: EPE.

7.2 Biomassa da cana

Entre os produtos resultantes do processamento da cana-de-açúcar, o consumo com finalidade energética compreende basicamente o consumo de bagaço de cana na indústria sucroalcooleira.

A projeção da demanda de bagaço de cana foi elaborada utilizando-se o, já mencionado, Modelo Integrado de Planejamento Energético – MIPE.

Entre as premissas adotadas para este segmento da indústria, destaca-se a crescente modernização da indústria sucroalcooleira, que pode ser considerada como uma tendência já razoavelmente consolidada. No entanto, o grau de produtividade na cultura de cana-de-açúcar dependerá do estágio de desenvolvimento tecnológico que cada cenário propicia.

No âmbito da trajetória macroeconômica considerada no PDE 2008-2017, admite-se a crescente mecanização da colheita de cana-de-açúcar, porém mantendo taxas de mecanização nas Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, superiores às da Região Nordeste. Da mesma forma, supõe-se o aumento da produtividade da indústria sucroalcooleira em todas as regiões do País, embora se mantendo a superioridade do estado de São Paulo com relação a este indicador.

Projeção da demanda de biomassa da cana

Levando-se em conta as premissas descritas e o nível de atividade econômica associado ao cenário adotado, obteve-se a projeção do consumo final energético do bagaço de cana apresentada na Tabela 40.

Tabela 40 - Bagaço de Cana. Consumo final energético (10 ³ tep) – 2008 2017	
Ano	Consumo
2008	15.909
2009	16.609
2010	17.310
2011	18.010
2012	18.710
2013	19.411
2014	20.061
2015	20.762
2016	21.462
2017	22.162
Acréscimo (10 ³ tep)	
2008-2017	6.011
Variação (% ao ano)	
2008-2012	4,1
2012-2017	3,4
2008-2017	3,8

Nota: Exclui o consumo na produção de álcool (setor energético).
Fonte: EPE.

7.3 Lenha

Embora a lenha já tenha representado 46% do consumo final de energia do País (1970), atualmente responde por cerca de 8% desse consumo. No setor residencial, a lenha ainda responde por cerca de 37% do consumo de energia final, embora já tenha representado em torno de 86% desse consumo, em 1970. Desde então o seu uso se reduziu devido, principalmente, à entrada do GLP que, por suas características, apresenta grande vantagem em relação aos combustíveis líquidos e sólidos.

Tal como para o caso do bagaço de cana, a projeção da demanda por lenha foi elaborada utilizando-se o modelo MIPE.

Para a estimativa de evolução da demanda residencial de lenha, as variáveis utilizadas foram o percentual de domicílios com fogão a lenha e o consumo específico de lenha por domicílio. A projeção do número de domicílios que possuem fogão a lenha é determinada a partir de estimativas para a evolução do número de habitantes por domicílio rural e para a evolução do número de domicílios localizados em áreas rurais por classes de renda, para o horizonte de análise.

De acordo com ACHÃO [1], tendo em vista o comportamento pouco elástico do consumo específico deste energético em relação à renda, especialmente nos domicílios rurais de baixa renda¹⁶, considerou-se, independente do cenário, um consumo específico de lenha de 12,3 kg/domicílio/dia, constante ao longo de todo o horizonte.

Com relação à estimativa de evolução da demanda de lenha no setor residencial, admitiu-se a hipótese de que no período até 2010 os domicílios que utilizarão este energético para cocção de alimentos serão aqueles localizados em áreas rurais e com renda de até três salários mínimos. A partir de 2010, considerou-se que a lenha será usada somente por aqueles domicílios rurais que receberem até dois salários mínimos.

Como consequência das premissas adotadas, a lenha apresenta uma perda continuada de participação no consumo de energia final, não só no setor residencial, como também no setor industrial e demais setores, devido, principalmente, ao efeito de substituição por GLP e gás natural.

Projeção da demanda de lenha

Os resultados da projeção do consumo final energético de lenha estão resumidos na Tabela 41.

Tabela 41 - Lenha. Consumo final energético (10³ tep) – 2008-2017

Ano	Consumo
2008	16.424
2009	16.689
2010	16.967
2011	16.692
2012	16.463
2013	16.269
2014	16.145
2015	16.068
2016	16.310
2017	16.558
Acréscimo (10³ tep)	
2008-2017	248
Variação (% ao ano)	
2008-2012	0,1
2012-2017	0,1
2008-2017	0,1

Nota: Não inclui setor energético.
Fonte: EPE.

8. Resultados Consolidados

A partir das considerações feitas e dos resultados obtidos nas seções precedentes, compôs-se a projeção da demanda de energia, por fonte energética, para o período 2008-2017. A demanda aqui apresentada contempla o consumo final energético, associado ao cenário macroeconômico adotado como referência.

A Tabela 42 apresenta o consumo final energético, incluindo o consumo do setor energético. Em média, no período 2008-2017, o PIB brasileiro cresce a uma taxa de 4,9% ao ano, enquanto o consumo de energia cresce à taxa de 4,6% anuais, resultando, assim, em uma elasticidade-renda de 0,94. A intensidade energética apresenta uma leve redução ao longo do período, atingindo 0,079 tep/10³ R\$ [2006] ao final do horizonte.

¹⁶ Achão [1] determinou o consumo médio anual de lenha por domicílio segundo as regiões e classes de renda para o ano de 1991 e verificou pequena variação do consumo com o nível de renda.

Tabela 42 - Economia e Consumo Final Energético – 2008-2017

Discriminação	2008	2012	2017	Variação (% ao ano)		
				2008/ 2012	2012/ 2017	2008/ 2017
PIB (10 ⁹ R\$ [2006])	2.571	3.095	3.951	4,7	5,0	4,9
População Residente (10 ³ habitantes)	184.726	193.953	204.540	1,2	1,1	1,1
PIB per capita (R\$ [2006]/hab/ano)	13.919	15.960	19.315	3,5	3,9	3,7
Consumo Final Energético (10 ³ tep)	207.221	251.393	310.541	4,9	4,3	4,6
Consumo Final de energia per capita (tep/hab/ano)	1,122	1,296	1,518	3,7	3,2	3,4
Intensidade Energética da Economia (tep/10 ³ R\$ [2006])	0,081	0,081	0,079	-	-	-
Elasticidade-renda do consumo de energia	-	-	-	1,04	0,86	0,94

Notas: Inclui o consumo do setor energético.

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

Fonte: EPE.

A Tabela 43 apresenta os resultados obtidos para o consumo final energético por fonte, excluindo-se o consumo do setor energético, expressos em milhares de toneladas equivalentes de petróleo, com o objetivo de permitir a comparação direta entre as diferentes fontes de energia consideradas e a agregação final dos resultados.

Há grande penetração dos biocombustíveis líquidos no período decenal na matriz de consumo final energético brasileira. O álcool etílico e o biodiesel ganham espaço, com suas participações saltando de 5,2% para 9,7% e de 0,5% para 1,1% do total do consumo final energético nacional entre 2008 e 2017, respectivamente. O gás natural ganha importância até 2012, período no qual a sua participação passa de 6,0% para 6,7%; porém evolui a um ritmo menor que as demais fontes energéticas no período seguinte, atingindo uma participação de 6,2% do consumo total de energia, em 2017. A eletricidade tem a sua participação no consumo final de energia incrementada gradualmente ao longo do período decenal, aumentando de 19,1% do total em 2008 para 20,6% em 2017.

Na análise dos resultados das projeções, outro aspecto que merece destaque é o ganho de importância das fontes renováveis e menos poluentes na matriz de consumo energético nacional entre 2008 e 2017, em detrimento dos derivados de petróleo, que crescem em ritmo inferior à média, com taxa de 3,2% ao ano no decênio, perdendo participação no consumo final energético nacional, que passa de 40,5% para 36,5% no final do período.

Tabela 43 - Consumo Final Energético, por fonte (10³ tep)

Discriminação	2008	2012	2017	Variação (% ao ano)		
				2008/ 2012	2012/ 2017	2008/ 2017
Gás natural	11.389	15.190	17.297	7,5	2,6	4,8
Lenha	16.424	16.463	16.558	0,1	0,1	0,1
Bagaço de cana	15.909	18.710	22.162	4,1	3,4	3,8
Eletricidade	35.949	44.476	57.919	5,5	5,4	5,4
Álcool etílico	9.704	17.964	27.247	16,6	8,7	12,2
Biodiesel	958	2.297	2.964	24,4	5,2	13,4
Outros	21.853	26.124	34.100	4,6	5,5	5,1
Subtotal derivados de petróleo	76.204	84.548	102.386	2,6	3,9	3,3
Óleo diesel	35.546	42.268	54.771	4,4	5,3	4,9
Óleo combustível	7.768	8.989	10.545	3,7	3,2	3,5
Gasolina	14.200	11.350	11.061	-5,4	-0,5	-2,7
Gás liquefeito de petróleo	7.432	8.188	9.114	2,5	2,2	2,3
QAV	4.057	4.987	6.424	5,3	5,2	5,2
Outros derivados de petróleo	7.202	8.767	10.470	5,0	3,6	4,2
Consumo final energético(1)	188.390	225.773	280.634	4,6	4,4	4,5

Nota: Não inclui o consumo do setor energético.

Fonte: EPE.

A seguir, apresenta-se uma breve análise comparativa da situação atual e da evolução da estrutura de consumo de energia final, por fonte, no Brasil, nos Estados Unidos e no mundo. No caso brasileiro, considerou-se o consumo final de energia, excluindo-se o consumo do setor energético.

O Gráfico 15, o Gráfico 17 e o Gráfico 19 ilustram a estrutura atual do consumo final de energia por fonte para Brasil, Estados Unidos e mundo, respectivamente. Os dados mundiais foram obtidos do World Energy Outlook 2006, da International Energy Agency, e os norte americanos do Annual Energy Outlook 2007, publicado pelo U.S. Department of Energy – DOE/Energy Information Administration – EIA, e são relativos aos respectivos anos de 2004 e 2005. Para o Brasil, utilizaram-se os valores estimados para 2008, pela EPE.

As mencionadas publicações de onde foram extraídos os dados norte-americanos e mundiais também indicaram projeções para o ano de 2015. A fim de comparar a evolução das matrizes de consumo, o Gráfico 16, o Gráfico 18 e o Gráfico 20 apresentam as estruturas de participação das fontes energéticas no consumo final, para o ano de 2017, no caso do Brasil, e para o ano de 2015, no caso dos Estados Unidos e do mundo.

Relativamente à situação atual do Brasil, ressalta-se, em primeiro lugar, a forte presença de fontes renováveis, devido, em grande parte, ao álcool e ao bagaço de cana: 22,8% do consumo final de energia brasileiro são atendidos por fontes renováveis, contra apenas 3,0%, nos Estados Unidos, e 13,8%, em nível mundial.

Além disso, a participação da eletricidade também é superior no Brasil (19,1% contra 16,2% no mundo e 17,1% nos Estados Unidos) e um aspecto a ser destacado é que grande parte da eletricidade no País é gerada a partir da energia hidráulica, portanto, também de origem renovável, o que não acontece em nível mundial, onde a geração a partir de combustíveis fósseis predomina.

Em contrapartida, a participação dos derivados de petróleo no consumo final de energia do Brasil (40,5%) é próxima à participação dos derivados em nível mundial (42,3%) e significativamente inferior à registrada nos Estados Unidos (54,1%). Entre os derivados de petróleo destacados, os únicos que não perdem participação no total do consumo final de energia são o QAV e o óleo diesel. Por outro lado, a participação do gás natural na matriz de consumo final de energia do Brasil ainda é bastante reduzida (6,0%) quando comparada com a média mundial (16,0%) e norte-americana (20,6%).

Em um horizonte de dez anos não ocorrem, geralmente, mudanças estruturais importantes, nem na matriz de oferta de energia, nem na matriz de consumo final de energia de um país ou região.

Para a estrutura de consumo mundial, os movimentos são ainda mais lentos, pois quanto maior a região considerada, tanto maior a inércia para mudanças estruturais de vulto no consumo de energia. Assim, as alterações na estrutura do consumo final de energia, comparando-se os anos de 2004 e de 2015, são relativamente pequenas: a participação de derivados de petróleo cai ligeiramente, de 42,3% para 41,5%, enquanto a eletricidade vê aumentada a sua participação, de 16,2% para 18,5%, e o gás natural mantém-se praticamente estável em 16,0%.

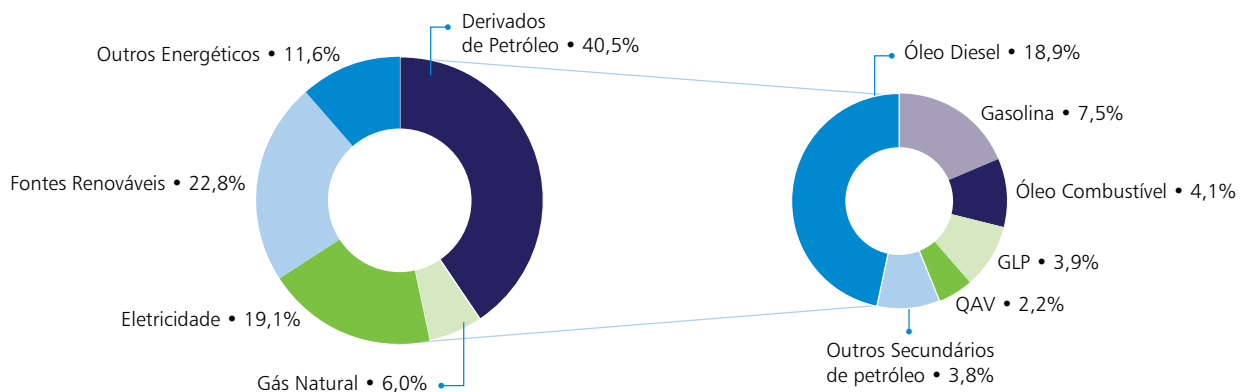
Com relação aos Estados Unidos, assim como no mundo, há uma queda da participação dos derivados de petróleo, de 54,1% em 2005 para 53,0% em 2015. Os ganhos de participação mais significativos ocorrem com o gás natural, a eletricidade e demais energias renováveis, que passam de respectivos 20,6%, 17,1% e 3,0% para 20,8%, 17,8% e 3,6%.

Ressalta-se que, da eletricidade atualmente gerada no País, cerca de 87% são oriundos de fontes renováveis (hidráulica, biomassa etc.). Estima-se que, em 2017, essa proporção gire em torno de 80%. Por outro lado, verifica-se um aumento de 19,1% para 20,6% na participação da eletricidade no consumo final de energia entre 2008 e 2017. Adicionalmente, as demais fontes renováveis, utilizadas diretamente no consumo final de energia, também têm um ganho de participação no período decenal, passando de 22,8% para 24,6%. Como resultado, a tendência é que as fontes renováveis tenham um ganho de participação no consumo final de energia no período 2008-2017, passando de cerca de 39,5% para algo em torno de 41%.

Como consequência do exposto, pode-se afirmar que o Brasil tem uma matriz de consumo final de energia relativamente “limpa e renovável”, na comparação com o conjunto de todos os países do mundo. No que se refere à participação dos derivados de petróleo no consumo final de energia, o Brasil tende a ficar menos dependente destes energéticos do que os Estados Unidos e o mundo, atingindo, no final do horizonte decenal, 36,5%, contra 53,0% nos Estados Unidos e 41,5% no mundo.

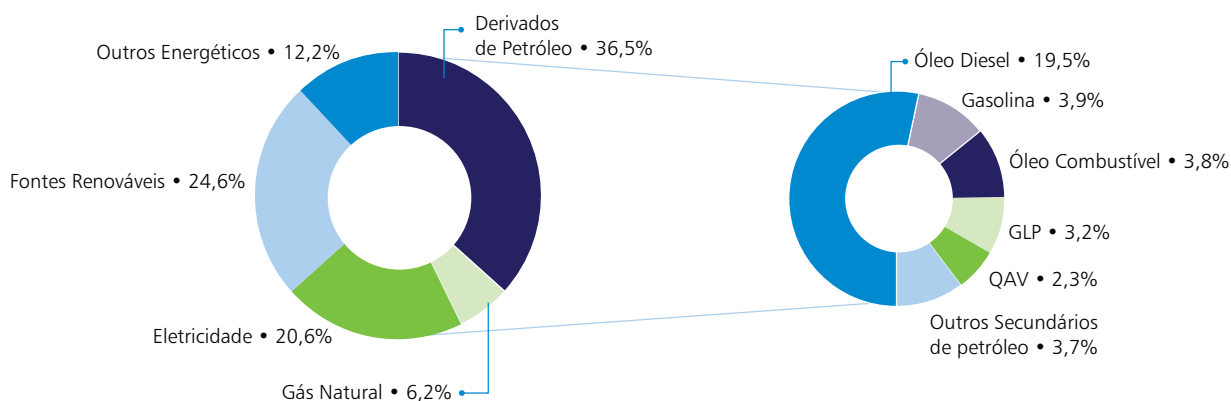
Essa menor dependência do Brasil do uso de combustíveis fósseis, tanto no consumo final, quanto no consumo intermediário (por exemplo, na geração de energia elétrica), e a maior utilização de fontes renováveis de energia constituem-se em vantagens comparativas importantes quando se priorizam os aspectos ambientais e o uso racional da energia.

Gráfico 15 - Brasil. Estrutura do consumo final energético por fonte (%), 2008



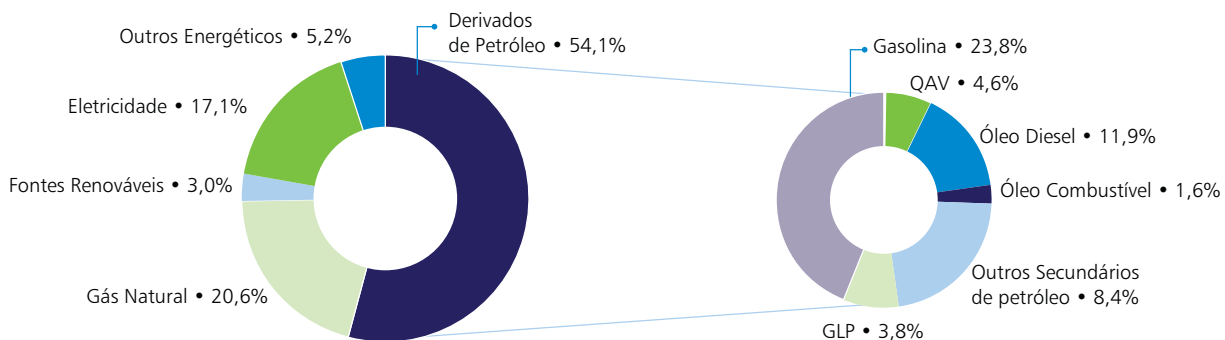
Nota: Não inclui o consumo do setor energético.
Fonte: EPE.

Gráfico 16 - Brasil. Estrutura do consumo final energético por fonte (%), 2017



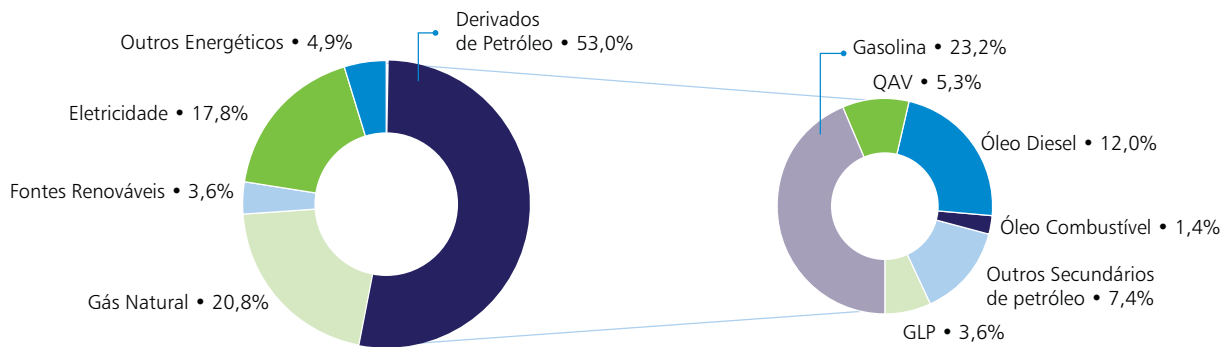
Nota: Não inclui o consumo do setor energético.
Fonte: EPE.

Gráfico 17 - Estados Unidos. Estrutura do consumo por fonte (%), 2005



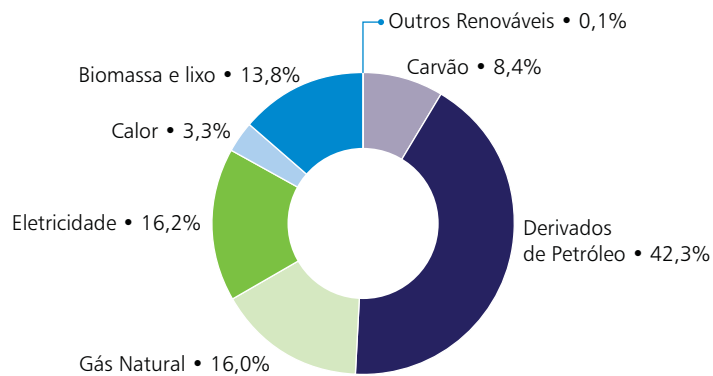
Fonte: DOE/EIA, Annual Energy Outlook 2007.

Gráfico 18 - Estados Unidos. Estrutura do consumo por fonte (%), 2015



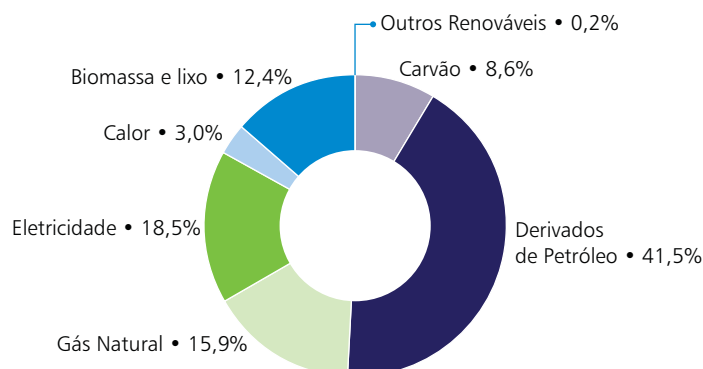
Fonte: DOE/EIA, Annual Energy Outlook 2007.

Gráfico 19 - Mundo. Estrutura do consumo por fonte (%), 2004



Fonte: IEA, World Energy Outlook 2006.

Gráfico 20 - Mundo. Estrutura do consumo por fonte (%), 2015



Fonte: IEA, World Energy Outlook 2006.

Referências bibliográficas

Nº.	TÍTULO
[1]	Achão, C. C. L. (2003). Análise da estrutura de consumo de energia pelo setor residencial brasileiro. Dissertação de M. Sc. PPE/COPPE/UFRJ: Rio de Janeiro.
[2]	Bacha, E. L.; BONELLI, R. "Accounting for Brazil's Growth Experience 1940-2002", Texto para Discussão, número 1018, IPEA, maio de 2004
[3]	Dados da ANFAVEA, http://www.anfavea.com.br/tabelas/autoveiculos/tabela11_vendas.pdf (acesso em 23/06/2008).
[4]	EPE (2006), Modelo Integrado para projeção da demanda de GLP, gasolina, diesel e álcool combustível, por região de consumo – Partes 1 e 2.
[5]	Nota técnica DEN 02/08, maio/2008, "Projeções da demanda de energia elétrica para o plano decenal de expansão de energia 2008-2017, disponível em http://www.epe.gov.br/default.aspx
	Nota Técnica DEN 05/08, 2ª Revisão Quadrimestral das projeções da demanda de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional 2008-2012, outubro/2008, disponível em http://www.epe.gov.br/default.aspx
[6]	Nota Técnica DEN 05/08, 2ª Revisão Quadrimestral das projeções da demanda de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional 2008-2012, outubro/2008, disponível em http://www.epe.gov.br/default.aspx
	Souza Jr., J.R.C. Estimativa do Produto Potencial para a Economia Brasileira: Atualização Utilizando o Sistema de Contas Nacionais Referência 2000. In: IPEA. Boletim de Conjuntura, número 77, Rio de Janeiro, junho de 2007.
[7]	Schaeffer, R, Szklo, A. e Machado, G.(coords.) (2004). A matriz energética brasileira 2003-2023. Relatório final. PPE/COPPE/UFRJ: Rio de Janeiro.
[8]	Souza Jr., J.R.C. Estimativa do Produto Potencial para a Economia Brasileira: Atualização Utilizando o Sistema de Contas Nacionais Referência 2000. In: IPEA. Boletim de Conjuntura, número 77, Rio de Janeiro, junho de 2007.

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Brasil. Oferta Interna de Energia (10 ³ tep)	25
Tabela 2 – Brasil. Consumo Final de Energia (10 ³ tep)	26
Tabela 3 – Brasil. Consumo Final Energético(1), por Fonte (10 ³ tep)	27
Tabela 4 – Economia mundial. FMI: Expectativas de crescimento do PIB para 2008 e 2009 (% a.a.)	29
Tabela 5 – Brasil. Taxas de crescimento do PIB (%): trimestre contra trimestre do ano anterior	29
Tabela 6 – Brasil. Expectativas do mercado para taxa de juros, câmbio e inflação	31
Tabela 7 – Brasil. Projeções do FMI para PIB, saldo em conta corrente e inflação	32
Tabela 8 – Brasil. Parâmetros do orçamento da União para 2009	32
Tabela 9 – Médias das principais variáveis exógenas	33
Tabela 10 – Taxa de Investimento vs. Taxa de Crescimento do PIB	34
Tabela 11 – Principais variáveis do desempenho do setor público	34
Tabela 12 – Evolução das principais variáveis do setor externo (US\$ bilhões)	35
Tabela 13 – Saldo em Transações Correntes (% PIB)	35
Tabela 14 – Brasil e Regiões. Projeção da População Total Residente (10 ³ hab), 2007-2017 (1)	37
Tabela 15 – Brasil e Regiões. Projeção do Número de Domicílios (mil), 2007-2017 (1)	37
Tabela 16 – Brasil. Elasticidade-renda do consumo total de energia elétrica	41
Tabela 17 – Brasil. Consumo de Energia Elétrica na Rede, por Classe (GWh)	42
Tabela 18 – Brasil. Consumo de Energia Elétrica na Rede, por Subsistema (GWh)	43
Tabela 19 – Subsistema Norte. Consumo de Energia Elétrica na Rede (GWh)	44
Tabela 20 – Subsistema Nordeste. Consumo de Energia Elétrica na Rede (GWh)	44
Tabela 21 – Subsistema Sudeste/Centro-Oeste. Consumo de Energia Elétrica na Rede (GWh)	45

Tabela 22 – Subsistema Sul. Consumo de Energia Elétrica na Rede (GWh)	45
Tabela 23 – Sistema Interligado Nacional (SIN) e Subsistemas. Índice de Perdas (%)	46
Tabela 24 – Sistema Interligado Nacional (SIN) e Subsistemas. Carga de Energia (MWmédio)	47
Tabela 25 – Sistema Interligado Nacional (SIN) e Subsistemas. Carga de Demanda (MWh/h)	49
Tabela 26 – Demanda final de óleo diesel por região (mil m ³)	51
Tabela 27 – Demanda final de GLP por região (mil m ³)	52
Tabela 28 – Perfil da frota resultante por combustível	54
Tabela 29 – Demanda final de gasolina pura (mil m ³)	56
Tabela 30 – Demanda final regional de gasolina C (mil m ³)	56
Tabela 31 – Demanda final de QAV, por região (mil m ³)	57
Tabela 32 – Demanda final de óleo combustível e de outras secundárias de petróleo (mil tep)	58
Tabela 33 – Demanda final de óleo combustível, por região (mil tep)	59
Tabela 34 – Demanda final de coque de petróleo, gás de refinaria e outros derivados energéticos de petróleo (gás residual) por região do Brasil (mil tep)	59
Tabela 35 – Brasil e Regiões: Consumo final energético de gás natural (10 ³ m ³ /dia) –2008/2017	61
Tabela 36 – Brasil: Consumo final energético de gás natural, por setor (10 ³ m ³ /dia) –2008/2017	61
Tabela 37 – Demanda de biodiesel, por região (mil m ³) – 2008 2017	63
Tabela 38 – Demanda de álcool anidro, por região (mil m ³) – 2008-2017(1)	64
Tabela 39 – Demanda de álcool hidratado, por região (mil m ³) – 2008-2017	64
Tabela 40 – Bagaço de Cana. Consumo final energético (10 ³ tep) – 2008 2017	65
Tabela 41 – Lenha. Consumo final energético (10 ³ tep) – 2008-2017	66
Tabela 42 – Economia e Consumo Final Energético – 2008-2017	67
Tabela 43 – Consumo Final Energético, por fonte (10 ³ tep)	67

Lista de Gráficos

Gráfico 1 – Brasil, Taxa de investimento acumulada em 12 meses (% PIB)	30
Gráfico 2 – Brasil. Expectativas do mercado para o crescimento do PIB	30
Gráfico 3 – Brasil. Projeção da População e do Número de Domicílios (mil), 2007-2017 (1)	36
Gráfico 4 – Consumo de eletricidade, autoprodução e PIB	39
Gráfico 5 – Autoprodução de eletricidade por setor (TWh)	40
Gráfico 6 – Brasil e Subsistemas Elétricos. Consumo de Energia Elétrica na Rede (GWh)	43
Gráfico 7 – Projeção dos requisitos de expansão da oferta na rede (MWmédio)	47
Gráfico 8 – Sistema Interligado Nacional. Acréscimos anuais à carga de energia (MWmédio)	48
Gráfico 9 – Sistema Interligado Nacional. Projeção da Carga de Energia (MWmédio) - Comparação PDE 2008-2017 versus PDE 2007-2016	49
Gráfico 10 – Projeção da frota de veículos Ciclo Otto	53
Gráfico 11 – Perfil da frota por combustível	54
Gráfico 12 – Demanda final de Energia(1) para veículos leves ciclo Otto	55
Gráfico 13 – Demanda final energética de gás natural (10 ³ m ³ /dia) (1)	62
Gráfico 14 – Consumo final energético de gás natural, por segmento - Número Índice: base 2008 = 100(1)	62
Gráfico 15 – Brasil. Estrutura do consumo final energético por fonte (%), 2008	69
Gráfico 16 – Brasil. Estrutura do consumo final energético por fonte (%), 2017	69
Gráfico 17 – Estados Unidos. Estrutura do consumo por fonte (%), 2005	69

Gráfico 18 – Estados Unidos. Estrutura do consumo por fonte (%), 2015	70
Gráfico 19 – Mundo. Estrutura do consumo por fonte (%), 2004	70
Gráfico 20 – Mundo. Estrutura do consumo por fonte (%), 2015	70

Lista de Figuras

Figura 1 – Visão Geral da Abordagem dos Estudos de Demanda do PDE 2008-2017	24
---	----



OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA

Parte 1 - Geração de Energia Elétrica



1.	Geração de Energia Elétrica	76
1.1.	Metodologia e Critérios	76
1.2.	Diretrizes e Premissas	77
1.2.1.	Sistema existente	77
1.2.2.	Integração dos Sistemas Isolados	82
1.2.3.	Fontes de Geração	86
1.2.4.	Diretrizes Gerais para a Expansão da Geração	99
1.3.	Expansão da Geração	102
1.4.	Estudo de Sensibilidade relativo aos prazos de licenciamento ambiental de UHEs	117
1.4.1.	Alternativa 1 devido à Postergação das Hidrelétricas	119
1.4.2.	Alternativa 2 devido à Postergação das Hidrelétricas	121
1.5.	Análise da Configuração de Referência com Curva de Carga em Três Patamares	123
1.6.	Atendimento à Demanda Máxima	128
	Referências bibliográficas	131
	ANEXO I – Limites de Intercâmbio da Configuração de Referência	132
	ANEXO II – Usinas Hidrelétricas da Expansão	134
	ANEXO III – Usinas Termelétricas da Expansão	138
	ANEXO IV – Novas Usinas Termelétricas a Biomassa	141
	Lista de Tabelas	149
	Lista de Gráficos	150
	Lista de Figuras	150

1. Geração de Energia Elétrica

Este capítulo apresenta um cenário para a expansão da geração e das principais interligações entre os subsistemas no período 2008/2017 de forma a atender à carga projetada de energia elétrica, apresentada no Capítulo II – Demanda de energia.

O parque de geração aqui proposto para os próximos dez anos segue critérios de segurança de suprimento e de minimização dos custos de expansão esperados, de forma ambientalmente sustentável. Tais custos são compostos pelos investimentos, inclusive sócio-ambientais, em novas usinas e em linhas de transmissão, bem como pelos custos de operação.

Na parte inicial deste capítulo, são brevemente descritos os procedimentos metodológicos adotados para a formulação do cenário de expansão da geração.

Em seguida são apresentadas as premissas e as diretrizes gerais adotadas no estudo, incluindo, dentre outras, o sistema de geração existente, os sistemas isolados a serem integrados, considerações gerais sobre as fontes de geração, assim como, os dados de projeção de carga, e os limites de intercâmbios entre os subsistemas nacionais. No que se refere à integração energética com países vizinhos, observa-se que não foram contemplados os resultados dos estudos em andamento sobre este tópico, o que será objeto do próximo ciclo decenal.

Na seqüência são apresentadas as configurações de expansão da geração e os correspondentes resultados de riscos de déficit de energia e custos marginais de operação.

Finalmente, são apresentadas avaliações adicionais efetuadas, contemplando as condições de atendimento ao se considerar a curva de carga em três patamares, bem como o atendimento à demanda máxima do sistema.

Um aspecto relevante a ser ressaltado quanto à expansão da geração no horizonte do presente Plano é que a mesma incorpora os resultados dos Leilões de Energia Nova promovidos até o ano de 2008. Como consequência, uma parcela da expansão da geração, e, particularmente, a maioria das usinas termelétricas a combustível fóssil, já se encontrava definida pelo resultado dos certames supracitados, pré-estabelecendo-se, assim, uma configuração de expansão até o ano de 2013 que não corresponde a um cenário elaborado pelo planejamento do sistema. Dentre as justificativas para a significativa contratação de termelétricas a combustível fóssil nos últimos leilões, deve-se ressaltar a dificuldade para a obtenção de licenças ambientais para os empreendimentos hidrelétricos.

1.1. 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 que estabelecem que o critério de garantia de suprimento a ser adotado será o da igualdade entre o Custo Marginal de Operação – CMO e o Custo Marginal de Expansão – CME, assegurando a otimização da expansão do sistema elétrico, respeitado o limite de 5% para o risco de insuficiência da oferta de energia elétrica. É importante observar que, neste contexto, entende-se por “risco de déficit” a probabilidade de que a oferta de energia elétrica seja menor do que o mercado de energia correspondente, não importando a magnitude do déficit. Ao longo de todo este capítulo, o termo “risco de déficit” terá sempre esta definição.

Para o ajuste do cronograma de obras, procurou-se determinar, para o horizonte de estudo considerado, a seqüência mais econômica de obras, em termos de seus custos de expansão da geração e da ampliação das capacidades de intercâmbio entre os subsistemas. Foram selecionadas como candidatas as obras julgadas como sócio-ambientalmente viáveis e com previsão de início de operação compatível com os prazos necessários ao desenvolvimento do projeto.

Assim, ao simular a operação futura do referido parque gerador, para uma determinada trajetória de mercado, a probabilidade de haver déficit de energia em cada ano de planejamento e em cada subsistema eletroenergético do SIN não pode ser superior a 5%.¹

¹ As simulações energéticas foram realizadas com o modelo NEWAVE, versão 14, desenvolvido pelo CEPEL. Para o teste de sensibilidade com a carga representada em 3 patamares foi utilizada a versão 14.1, conforme recomendação do CEPEL.

Adicionalmente, adota-se como critério de elaboração das alternativas de expansão da geração a igualdade entre os custos marginais de operação e expansão² para cada ano no período 2012 a 2017.

O Custo Marginal de Expansão (CME) foi estimado com base nos preços finais relativos ao conjunto de novos empreendimentos hidrelétricos e termelétricos que negociaram energia nos leilões realizados ao longo do ano de 2008, energia essa a ser entregue às distribuidoras do SIN a partir de 2011 e de 2013. Assim, adotou-se o valor de R\$146/MWh para o CME, correspondente ao valor de preço da usina mais cara contratada nestes certames.

Resumidamente, dado um determinado 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 deve não 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.

O fato de o planejamento adotar, adicionalmente, este critério da expansão econômica parte do princípio, sempre adotado no planejamento da expansão da geração do setor elétrico, de que, mesmo com os níveis de garantia assegurados, por vezes a expansão do parque gerador pode ser desejável do ponto de vista econômico, caso ela seja mais barata do que o incremento do custo de operação.

1.2. Diretrizes e Premissas

1.2.1. Sistema existente

A capacidade instalada por tipo de usina do parque gerador existente do Setor Elétrico Brasileiro – SEB em 31/12/2007, composto pelos aproveitamentos existentes, inclusive os empreendimentos que compõem os Sistemas Isolados, bem como a parcela de Itaipu importada do Paraguai, é apresentada na Tabela 1.

Tabela 1 – Empreendimentos existentes em 31/12/2007, incluindo todos os sistemas isolados			
Fonte	no usinas	MW	Estrutura (%)
Hidrelétrica	669	76.400	71,2
Gás	108	11.344	10,6
Petróleo	596	4.475	4,2
Biomassa	289	4.113	3,8
Nuclear	2	2.007	1,9
Carvão Mineral	7	1.415	1,3
Eólica	16	247	0,2
Potência Instalada	1.687	100.001	93,2
Importação Contratada(1)		7.250	6,8
Potência Disponível		107.251	100,0

(1) Paraguai Itaipu - 7.000 MW; Paraguai ANDE - 50 MW; Venezuela - 200 MW.

Fonte: MME

Este Plano Decenal, entretanto, trata apenas do Sistema Interligado Nacional – SIN, incorporando somente os sistemas isolados que serão interligados no horizonte deste estudo. A Tabela 2 lista as usinas hidrelétricas existentes na data de início das simulações realizadas para os estudos deste plano referentes apenas ao SIN.

² O custo marginal de expansão é o preço do empreendimento obtido da curva de custo de expansão ao qual se fica indiferente entre construir o projeto ou operar o sistema a fim de atender à demanda adicional. O resultados dos leilões de 2008 de novos empreendimentos podem ser utilizados como uma aproximação da curva de custo de expansão, pois representa tanto da disposição dos agentes em investir, seguindo uma lógica econômica individual, quanto na interação resultante de suas decisões. Conseqüentemente, o preço do empreendimento mais caro aceito dentro do leilão representa o custo marginal de expansão do sistema naquele momento. Deve-se ressaltar que o valor acima descrito é uma aproximação do custo marginal de expansão, cujo conceito formal é o custo de se atender a um acréscimo de requisito de energia permitindo-se expansão na configuração do sistema. O preço do leilão representa um valor atual da expansão, ao passo que o custo marginal de expansão varia com o tempo, refletindo o aproveitamento prioritário dos empreendimentos mais competitivos.

³ O custo do déficit utilizado neste ciclo de planejamento foi de R\$ 2.430/MWh, conforme Nota Técnica EPE/MME [1].

Tabela 2 - Empreendimentos Hidrelétricos existentes no SIN em 31/12/2007.

Aproveitamento	Rio	UF	Subsistema	Potência
				(MW)
Água Vermelha	Grande	SP/MG	Sudeste	1.396
Armando Avellanal Laydner	Paranapanema	SP	Sudeste	98
Álvaro Souza Lima	Tietê	SP	Sudeste	144
Armando Salles De Oliveira	Pardo	SP	Sudeste	32
Aimorés	Doce	MG	Sudeste	330
Boa Esperança	Parnaíba	PI/MA	Nordeste	225
Barra Bonita	Tietê	SP	Sudeste	140
Barra Grande	Pelotas	RS/SC	Sul	698
Cachoeira Dourada	Paranaíba	GO	Sudeste	658
Caconde	Pardo	SP	Sudeste	80
Camargos	Grande	MG	Sudeste	46
Campos Novos	Canoas	SC	Sul	880
Cana Brava	Tocantins	GO	Sudeste	450
Candongá	Doce	MG	Sudeste	140
Canoas I	Paranapanema	SP/PR	Sudeste	83
Canoas II	Paranapanema	SP/PR	Sudeste	72
Capim Branco I	Araguari	MG	Sudeste	240
Capim Branco II	Araguari	MG	Sudeste	210
Capivara	Paranapanema	SP/PR	Sudeste	640
Castro Alves	Das Antas	RS	Sul	130
Chavantes	Paranapanema	SP/PR	Sudeste	414
Complexo Paulo Afonso-Moxotó	São Francisco	BA	Nordeste	4.282
Corumbá I	Corumbá	GO	Sudeste	375
Corumbá IV	Corumbá	GO	Sudeste	127
Curuá-Una	Curuá-Una	PA	Norte	30
Dona Francisca	Jacuí	RS	Sul	125
Euclides Da Cunha	Pardo	SP	Sudeste	109
Emborcação	Paranaíba	MG	Sudeste	1.192
Estreito	Grande	TO/MA	Sudeste	1.104
Fontes	Piraí	RJ	Sudeste	132
Fundão	Jordão	PR	Sul	120
Funil	Paraíba Do Sul	BA	Sudeste	222
Funil-Grande	Grande	MG	Sudeste	180
Furnas	Grande	MG	Sudeste	1.312
Governador Bento Munhoz Rocha Neto	Iguaçu	PR	Sul	1.676
Governador Parigot De Souza	Capivari	PR	Sul	260
Guaporé	Guaporé	MT	Sudeste	120
Guilman-Amorim	Piracicaba	MG	Sudeste	140
Henry Borden	Pedras	SP	Sudeste	888
Ilha Solteira Equivalente	Paraná	SP/MS	Sudeste	4.252
Ibitinga	Tietê	SP	Sudeste	131
Igarapava	Grande	MG/SP	Sudeste	210
Ilha Dos Pombos	Paraíba Do Sul	RJ	Sudeste	187
Irapé	Jequitinhonha	MG	Sudeste	360
Itá	Uruguai	SC/RS	Sul	1.450
Itaipu*	Paraná	-	Itaipu	7.000
Itaparica	São Francisco	PE/BA	Nordeste	1.500

Aproveitamento	Rio	UF	Subsistema	Potência
				(MW)
Itapebi	Jequitinhonha	BA	Nordeste	475
Itaúba	Jacuí	RS	Sul	500
Itiquira I	Itiquira	MT	Sudeste	61
Itiquira II	Itiquira	MT	Sudeste	95
Itumbiara	Paranaíba	GO/MG	Sudeste	2.280
Itutinga	Grande	MG	Sudeste	52
Jacuí	Jacuí	RS	Sul	180
Jaguara	Grande	MG/SP	Sudeste	424
Jaguari	Jaguari	SP	Sudeste	28
Jauru	Jauru	MT	Sudeste	118
Jupia	Paraná	SP/MS	Sudeste	1.551
Lucas Nogueira Garcez	Parapanema	PR/SP	Sudeste	74
Lajeado	Tocantins	TO	Sudeste	903
Machadinho	Pelotas	RS/SC	Sul	1.140
Manso	Manso	MT	Sudeste	210
Marimbondo	Grande	MG/SP	Sudeste	1.488
Mascarenhas	Doce	MG	Sudeste	198
Mascarenhas De Moraes	Grande	MG	Sudeste	478
Miranda	Araguari	MG	Sudeste	408
Monte Claro	Das Antas	RS	Sul	130
Nova Avanhandava	Tiête	SP	Sudeste	347
Nilo Pecanha	Ribeirão Das Lajes	RJ	Sudeste	380
Nova Ponte	Araguari	MG	Sudeste	510
Ourinhos	Parapanema	SP/PR	Sudeste	44
Pedra Do Cavalo	Paraguaçu	BA	Nordeste	160
Porto Colômbia	Grande	MG/SP	Sudeste	328
Porto Estrela	Santo Antônio	MG	Sudeste	112
Pereira Passos	Lajes	RJ	Sudeste	100
Porto Primavera	Paraná	SP/MS	Sudeste	1.540
Paraibuna	Paraíba Do Sul	SP	Sudeste	85
Passo Fundo	Passo Fundo	RS	Sul	226
Passo Real	Jacuí	RS	Sul	158
Peixe Angical	Tocantins	TO	Sudeste	452
Picada	Peixe	MG	Sudeste	50
Piraju	Parapanema	SP	Sudeste	80
Ponte Pedra	Correntes	MS/MT	Sudeste	176
Promissão	Tietê	SP	Sudeste	264
Quebra Queixo	Chapecó	SC	Sul	120
Queimado	Preto	MG/GO	Sudeste	105
Rosal	Itabapoana	ES/RJ	Sudeste	55
Rosana	Parapanema	SP/PR	Sudeste	372
Sá Carvalho	Piracicaba	MG	Sudeste	78
Salto Caxias	Iguaçu	PR	Sul	1.240
Salto Grande	Santo Antônio	MG	Sudeste	102
Salto Osório	Iguaçu	PR	Sul	1.078
Santa Branca	Paraíba Do Sul	SP	Sudeste	56
São Simão	Paranaíba	MG/GO	Sudeste	1.710
Segredo	Iguaçu	PR	Sul	1.260
Serra Mesa	Tocantins	GO	Sudeste	1.275

Aproveitamento	Rio	UF	Subsistema	Potência
				(MW)
Salto Santiago	Iguaçu	PR	Sul	1.420
Sobradinho	São Francisco	BA	Nordeste	1.050
Sobragi	Paraibuna	MG	Sudeste	60
Santa Clara Mg	Mucuri	MG/BA	Sudeste	60
Santa Clara Pr	Jordão	PR	Sul	120
Taquaruçu	Paranapanema	SP/PR	Sudeste	554
Três Marias	São Francisco	MG	Sudeste	396
Tucuruí	Tocantins	PA	Norte	8.370
Volta Grande	Grande	MG/SP	Sudeste	380
Xingó	São Francisco	AL/SE	Nordeste	3.162
Total				73.418

(*) Considera somente a parte brasileira.

Dados atualizados pela reunião do CMSE de dezembro de 2007.

Não incluídas nesta tabela: UHE dos sistemas isolados (Coaracy Nunes, Samuel e Balbina) e parte paraguaia de Itaipu. Se consideradas estas usinas, o total de hidrelétricas resultaria 80.961 MW, observando-se que este total não inclui PCH.

Da mesma forma, a Tabela 3 apresenta usinas termelétricas do SIN consideradas neste Plano Decenal como existentes em 31/12/2007.

Tabela 3 – Usinas termelétricas existentes no SIN em 31/12/2007

Usina	UF	Subsistema	Combustível	Potência
Camacari	BA	Nordeste	Óleo Diesel	347
Campo Maior	PI	Nordeste	Óleo Diesel	13
Caucaia	CE	Nordeste	Óleo Diesel	15
Crato	CE	Nordeste	Óleo Diesel	13
Enguia Pecem	CE	Nordeste	Óleo Diesel	15
Fortaleza	CE	Nordeste	Gás Natural	347
Iguatu	CE	Nordeste	Óleo Diesel	15
Jaguarari	BA	Nordeste	Óleo Diesel	102
Juazeiro	CE	Nordeste	Óleo Diesel	15
Marambaia	PI	Nordeste	Óleo Diesel	13
Nazaria	PI	Nordeste	Óleo Diesel	13
R. Almeida (Fafen)	BA	Nordeste	Gás Natural	138
Termocabo	PE	Nordeste	Óleo Combustível	50
Petrolina	PE	Nordeste	Óleo Combustível	128
Termopernambuco	PE	Nordeste	Gás Natural	533
A. Chaves (Ibirité)	MG	Sudeste	Gás Natural	226
Angra 1	RJ	Sudeste	Urânio	657
Angra 2	RJ	Sudeste	Urânio	1.350
B. L. Sobrinho (Eletrobolt)	RJ	Sudeste	Gás Natural	386
Carioba	SP	Sudeste	Óleo Combustível	36
Daia	GO	Sudeste	Óleo Combustível	44
F. Gasparian (Nova Piratininga)	SP	Sudeste	Gás Natural	386
G. L. Brizola (Termorio)	RJ	Sudeste	Gás Natural	1.036
Angra 2	RJ	Sudeste	Urânio	1.350
B. L. Sobrinho (Eletrobolt)	RJ	Sudeste	Gás Natural	386
Carioba	SP	Sudeste	Óleo Combustível	36
Daia	GO	Sudeste	Óleo Combustível	44
F. Gasparian (Nova Piratininga)	SP	Sudeste	Gás Natural	386
G. L. Brizola (Termorio)	RJ	Sudeste	Gás Natural	1.036

Usina	UF	Subsistema	Combustível	Potência
Igarape	MG	Sudeste	Óleo Combustível	131
Juiz De Fora	MG	Sudeste	Gás Natural	87
L. C. Prestes (Três Lagoas)	MS	Sudeste	Gás Natural	240
M. Covas (Cuiabá)	MT	Sudeste	Gás Natural	480
M. Lago (Termomacaé)	RJ	Sudeste	Gás Natural	929
Nortefluminense	RJ	Sudeste	Gás Natural	869
Piratininga 12 Gn	SP	Sudeste	Gás Natural	200
Piratininga 34	SP	Sudeste	Vapor	272
Roberto Silveira (Campos)	RJ	Sudeste	Gás Natural	32
Santa Cruz 34	RJ	Sudeste	Óleo Combustível	440
Santa Cruz Die	RJ	Sudeste	Óleo Diesel	200
Ute Brasília	DF	Sudeste	Óleo Diesel	10
W. Arjona	MS	Sudeste	Óleo Diesel	206
Xavante	GO	Sudeste	Óleo Diesel	54
Alegrete	RS	Sul	Óleo Combustível	66
Araucária	PR	Sul	Gás Natural	485
Charqueadas	RS	Sul	Carvão	72
Figueira	PR	Sul	Carvão	20
Jorge Lacerda A1	SC	Sul	Carvão	100
Jorge Lacerda A2	SC	Sul	Carvão	132
Jorge Lacerda B	SC	Sul	Carvão	262
Jorge Lacerda C	SC	Sul	Carvão	363
Nutepa	RS	Sul	Óleo Combustível	24
Presidente Médici A	RS	Sul	Carvão	126
Presidente Médici B	RS	Sul	Carvão	320
S. Tiaraju (Canoas)	RS	Sul	Gás Natural	161
São Jerônimo	RS	Sul	Carvão	20
Uruguiana	RS	Sul	Gás Natural	640
Total				13.293

Dados atualizados pela reunião do CMSE de dezembro de 2007. As usinas existentes dos sistemas isolados, que totalizam 2.057 MW, não foram incluídas nessa tabela.

Em complementação à capacidade instalada existente apresentada nas tabelas acima, a Tabela 4 traz os montantes de Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH, Biomassa e Eólicas consideradas como existentes em 31/12/2007 neste relatório.

Tabela 4 – PCH, Biomassa e Eólicas existentes no início do estudo.

Usina	Potência (MW)
PCH	2.235
Biomassa	499
Eólica	219
Total	2.953

Fonte: ONS e CMSE de dezembro de 2007.

Esses empreendimentos, conforme indicam as tabelas 2, 3 e 4 acima, totalizam 90 GW.

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. No horizonte deste plano decenal há a previsão de interligação de dois sistemas isolados: Acre-Rondônia, passando a compor o subsistema Madeira que será conectado ao

subsistema Sudeste/Centro-Oeste a partir de dezembro/2009, e Manaus-Macapá, que no âmbito deste estudo se incorporará ao subsistema Norte a partir de janeiro/2012.

Adicionalmente, de forma a melhor representar a operação da usina Belo Monte, que consta do cronograma de expansão deste Plano, este aproveitamento hidrelétrico – AHE comporá um subsistema que leva o seu nome, e que será conectado ao subsistema Norte a partir de outubro de 2015, sendo que os estudos para a definição da forma de integração deste AHE ao Sistema Interligado Nacional ainda estão em desenvolvimento. Destaque-se que a casa de força complementar de 181,3 MW tem entrada em operação prevista para um ano antes da casa de força principal (outubro de 2014).

Da mesma forma, as usinas hidrelétricas do rio Tapajós e Teles Pires que constam no cronograma deste plano comporão um novo subsistema denominado Tapajós, que será conectado ao subsistema Sudeste/C.Oeste a partir de 2015.

Na próxima seção, será apresentado o detalhamento dos subsistemas isolados supracitados, com a representação das usinas neles consideradas a partir de sua interligação ao SIN.

1.2.2. Integração dos Sistemas Isolados

A seguir, são descritos os sistemas Acre-Rondônia e Manaus-Macapá, que estão programados para serem integrados ao SIN em 2009 e 2012, respectivamente. Uma descrição mais detalhada da rede de transmissão desses sistemas é apresentada no Item 2 – Transmissão de Energia Elétrica, deste Capítulo III. Complementarmente, avaliações mais aprofundadas sobre as alternativas das redes de transmissão consideradas para a interligação desses sistemas isolados serão apresentadas em capítulo específico.

Sistema Isolado Acre-Rondônia

O sistema Acre-Rondônia será integrado ao SIN pelas Linhas de Transmissão – LT de 230 kV que perfazem aproximadamente 950 km de extensão, e encontram-se listadas na Tabela 5. Estas LT foram licitadas no leilão realizado em 24 de novembro de 2006.

Tabela 5 – LTs da Interligação Acre – Rondônia – Mato Grosso

Empreendimento	Tensão (kV)	Extensão Aproximada (km)
LT Jauru (MT) – Vilhena (RO)	230	354
LT Vilhena (RO) – Pimenta Bueno (RO)	230	160
LT Pimenta Bueno (RO) – Ji-Paraná (RO)	230	118
LT Ji-Paraná (RO) – Ariquemes (RO)	230	164
LT Ariquemes (RO) – Samuel (RO)	230	153
Total		949

De acordo com o acompanhamento realizado no âmbito do Programa de Aceleração do Crescimento – PAC, a previsão para a entrada em operação destas LT é dezembro/2009, o que foi considerado nos estudos deste ciclo do Decenal.

Ressalta-se que estudos anteriores indicavam para o sistema Acre-Rondônia a entrada em operação comercial do gasoduto Urucu – Porto Velho em dezembro/2007, com capacidade para transportar cerca de 2,3 milhões de m³/dia de gás natural, possibilitando a conversão de 360 MW do parque térmico existente para geração com gás natural.

Recentemente, entretanto, essa possibilidade se mostrou economicamente inviável, o que faz com que parte da carga do subsistema Acre/Rondônia seja atendida com geração térmica a óleo diesel. Dessa forma, para atender ao mercado local a custos compatíveis com o restante do Sistema Interligado Nacional (SIN), foi indicada a necessidade de expansão da capacidade instalada, que pode ser feita por meio de Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs e reforços da interligação ainda para 2009, o que será mais detalhado em relatório específico sobre o tema.

Os parques geradores atuais instalados dos sistemas Rondônia e Acre são apresentados nas tabelas a seguir.

Tabela 6 – Parque gerador atual instalado do sistema Rondônia – Eletronorte

Usina	Localização	Nº Unidades	Tipo	Potência (MW)
UHE Samuel	Porto Velho (Rio Jamari)	5	Kaplan	216,0
UTE Rio Madeira	Porto Velho	4	TG	119,3
PIE Termonorte I	Porto Velho	4	MD	68,0
PIE Termonorte II	Porto Velho	3	TG	221,4
PIE Termonorte II	Porto Velho	1	TV	118,6
Total				743,3

Onde: MD – Motor Diesel TG – Turbina a Gás TV – Turbina a Vapor (Fonte: ELETRONORTE).

Tabela 7 – Parque gerador atual instalado do sistema Acre – Eletronorte

Usina	Localização	Nº Unidades	Tipo	Potência (MW)
UTE Rio Acre	Rio Branco	2	GD	45,5
UTE Rio Branco I	Rio Branco	7	GD	15,8
UTE Rio Branco II	Rio Branco	15	GD	27,2
Total				88,5

Onde: GD – Grupo Diesel (Fonte: ELETRONORTE).

Os parques geradores previstos para os subsistemas Rondônia e Acre a partir de dezembro/2009, data adotada para a interligação do sistema Acre-Rondônia ao SIN, são apresentados nas tabelas a seguir. Adicionalmente, ressalta-se que o fim do contrato com o PIE Termonorte I é considerado durante o horizonte de planejamento, mais especificamente, ao fim de julho de 2010.

Tabela 8 – Parque Gerador provável do sistema Rondônia após a interligação

Usina	Localização	Nº Unidades	Tipo	Potência (MW)
UHE Samuel	Porto Velho (Rio Jamari)	5	Kaplan	216,0
UHE Rondon II	Pimenta Bueno (Rio Comemoração)	3	Kaplan	73,5
UTE Rio Madeira	Porto Velho	4	TG	119,3
PIE Termonorte I	Porto Velho	4	MD	68,0
PIE Termonorte II	Porto Velho	3	TG	221,4
PIE Termonorte II	Porto Velho	1	TV	205,1
Total				903,3

Onde: MD - Motor Diesel TG - Turbina a Gás TV - Turbina a Vapor (Fonte: ELETRONORTE).

Tabela 9 – Parque Gerador provável do sistema Acre após a interligação

Usina	Localização	Nº Unidades	Tipo	Potência (MW)
UTE Rio Acre	Rio Branco	2	TG	45,5

Onde: TG - Turbina a Gás (Fonte: ELETRONORTE).

A expansão indicada por PCHs mencionada anteriormente é apresentada na tabela que se segue. As fontes de dados foram: a ANEEL, o relatório de estudo de viabilidade da interligação Acre-Rondônia-Mato Grosso do CCPE e informações da ELETRONORTE. Adotou-se como premissa básica que as usinas existentes já estão incorporadas nas previsões de mercado, não sendo, portanto, consideradas no conjunto abaixo.

Tabela 10 – Expansão do Parque Gerador de PCH

Usina	UF	Potência (MW)	Data
PCH Ângelo Cassol	RO	3,6	2008
PCH Cascata Chupinguaia	RO	7,0	2008
PCH Alta Floresta	RO	5,0	2008
PCH Altoé II	RO	1,1	2008
PCH Cabixi	RO	2,7	2008
PCH Cachoeira	RO	11,1	2008
PCH Castaman I (Enganado)	RO	1,8	2008
PCH Castaman III	RO	1,5	2008
PCH Chupinguaia	RO	1,3	2008
PCH Monte Belo	RO	4,8	2008
PCH Primavera	RO	18,2	2008
PCH Rio Branco	RO	6,9	2008
PCH Saldanha	RO	4,8	2008
PCH Santa Luzia D´Oeste	RO	3,0	2008
PCH Apertadinho	RO	30,0	2009
PCH Cachoeira Formosa	RO	12,3	2009
PCH Canaã	RO	17,0	2009
PCH Jamari	RO	20,0	2009
PCH Machadinho I	RO	10,5	2009
PCH Santa Cruz de Monte Negro	RO	17,0	2009
PCH Urubu	RO	20,0	2009
PCH Figueira	RO	1,4	2009
PCH Apertadinho	RO	30,0	2008
PCH Cachoeira Formosa	RO	12,3	2009
PCH Canaã	RO	17,0	2009
PCH Jamari	RO	20,0	2009
PCH Machadinho I	RO	10,5	2009
PCH Santa Cruz de Monte Negro	RO	17,0	2008
PCH Urubu	RO	20,0	2008
PCH São Paulo do Pimenta Bueno	RO	14,0	2011
Total		341,8	

Fonte: ANEEL.

Sistemas Isolados de Manaus e Macapá

Os sistemas isolados de Manaus-Macapá devem ser integrados ao SIN em 2012 por meio da construção de linhas de transmissão (LT) e subestações (SE) licitadas no leilão realizado em 27 de junho de 2008, conforme tabela a seguir.

Tabela 11 – Linhas de Transmissão e Subestações licitadas no LEILÃO Nº 004/2008-ANEEL

Lotes	Descrição do lote
Lote A	LT Tucuruí – Xingu (PA) – 264 km, em 500 kV; LT Xingu – Jurupari (PA) – 263 km, em 500 kV; SE Xingu (PA) em 500 kV; SE Jurupari (PA) em 500/230 kV
Lote B	LT Oriximiná – Jurupari (PA) – 374 km, em 500 kV; LT Jurupari (PA) – Laranjal (AP) – 95 km, em 230 kV; LT Laranjal – Macapá (AP) – 244 km, em 230 kV; SE Macapá (AP) em 230/69 kV; SE Laranjal (AP) em 230/69 kV SE Oriximiná (PA) em 500- 138 kV
Lote C	LT Oriximiná (PA) – Itacoatiara (AM) – 374 km, em 500 kV; LT Itacoatiara – Cariri (AM) – 212 km, em 500 kV; SE Itacoatiara (AM) em 500/138 kV SE Cariri (AM) em 500/230 kV

Outro fato relevante neste sistema isolado é a entrada em operação comercial do gasoduto Coari-Manaus em 2009, antes, portanto, de sua integração ao SIN. Este gasoduto disponibilizará 5,5 milhões de m³/dia de gás natural para geração de energia elétrica em Manaus (podendo chegar a 7,5 milhões de m³/dia), o que permitirá operar um parque termelétrico de cerca de 900 MW. Este montante de geração será obtido por meio de conversão de algumas usinas do atual parque gerador e de suas expansões previstas para o atendimento ao sistema até 2012.

Os parques geradores atuais instalados dos sistemas Manaus e Macapá são apresentados nas tabelas a seguir.

Tabela 12 – Parque gerador atual instalado do sistema Manaus – Eletronorte

Usina	Localização	Nº Unidades	Tipo	Potência (MW)
UHE Balbina	Pres. Figueiredo (Rio Uatumã)	5	Kaplan	250,0
UTE Aparecida	Manaus	4	TG	90,0
UTE Mauá	Manaus	4	TG	132,0
UTE Electron	Manaus	6	TG	102,0
PIE El Paso Planta A	Manaus	2	TG	40,0
PIE El Paso Planta B	Manaus	2	TG	110,0
PIE El Paso Planta D	Manaus	2	TG	80,0
PIE El Paso Planta W	Manaus	10	GDL	157,5
PIE CGE	Manaus	56	GDR	90,0
PIE Tambaquí	Manaus	5	GDL	60,0
PIE Jaraquí	Manaus	5	GDL	60,0
PIE Manauara	Manaus	5	GDL	60,0
Total				1232

Onde: TG – Turbina a Gás GDL - Grupo Diesel Lento GDR - Grupo Diesel Rápido (Fonte: ELETRONORTE).

Tabela 13 – Parque gerador atual instalado do sistema Macapá – Eletronorte

Usina	Localização	Nº Unidades	Tipo	Potência (MW)
UHE Coaracy Nunes	Ferreira Gomes (Rio Araguari)	3	Kaplan	78,0
UTE Santana	Santana	3	TG	54,0
UTE Santana	Santana	4	MD	62,8
PIE GEBRA	Santana	32	GD	40,0
Total				235

Onde: TG – Turbina a Gás MD - Motor Diesel GD - Grupo Diesel (Fonte: ELETRONORTE).

Os parques geradores previstos para os subsistemas Manaus e Macapá a partir de janeiro/2012, data adotada para a interligação do sistema Manaus-Macapá ao SIN, são apresentados nas tabelas que se seguem.

Tabela 14 – Parque gerador provável do sistema Manaus após a interligação – Eletronorte

Usina	Localização	Nº Unidades	Tipo	Potência (MW)
UHE Balbina	Pres. Figueiredo (Rio Uatumã)	5	Kaplan	250,0
UTE Aparecida	Manaus	2	TG	70,0
UTE Mauá Expansão	Manaus	6	TG	450,0
PIE El Paso Planta B	Manaus	2	TG	110,0
PIE El Paso Planta D	Manaus	2	TG	80,0
PIE El Paso Planta W	Manaus	10	MD	158,0
PIE Tambaqui	Manaus	5	MD	60,0
PIE Jaraqui	Manaus	5	MD	60,0
PIE Ponta Negra	Manaus	5	MD	60,0
PIE Manauara	Manaus	5	TG	60,0
PIE Cristiano Rocha	Manaus	5	MD	65,0
Total				1423

Onde: TG – Turbina a Gás MD - Motor Diesel (Fonte: ELETRONORTE).

Tabela 15 – Parque gerador provável do sistema Macapá após a interligação – Eletronorte

Usina	Localização	Nº Unidades	Tipo	Potência (MW)
UHE Coaracy Nunes	Ferreira Gomes (Rio Araguari)	3	Kaplan	78,0
UTE Santana TG	Santana	3	TG	54,0
UTE Santana GD	Santana	4	MD	62,8
UTE Santana Exp.	Santana	4	MD	108,0
Total				303

Onde: TG – Turbina a Gás MD - Motor Diesel (Fonte: ELETRONORTE).

1.2.3. Fontes de Geração

Nesta seção são apresentados dados e informações gerais sobre as fontes de geração consideradas no âmbito deste Plano, ou que poderão assumir papel importante no desenvolvimento do parque gerador até 2017. Dentre essas fontes destacam-se: a geração de energia elétrica a partir de hidrelétricas de médio e grande porte, de pequenas centrais hidrelétricas e de termelétricas a biomassa, a gás natural, óleo combustível e a carvão mineral. Esta relação não é exaustiva, uma vez que outras fontes não citadas aqui também poderão vir a participar da expansão do sistema, à medida que se mostrem competitivas.

Hidreletricidade

A fonte hidrelétrica possui grande vantagem competitiva no país, por se tratar de um recurso renovável e passível de ser implementada e atendida pelo parque industrial brasileiro com mais de 90% (noventa por cento) de bens e serviços nacionais. Além do que, ao possuir uma das mais exigentes legislações ambientais do mundo, é possível ao Brasil garantir que as hidrelétricas sejam construídas atendendo aos ditames do desenvolvimento sustentável. Neste sentido, destaca-se a realização de vários estudos de Avaliação Ambiental Integrada em diversas bacias, que têm como objetivo identificar e avaliar os efeitos sinérgicos e cumulativos resultantes dos impactos ambientais ocasionados pelo conjunto de aproveitamentos hidrelétricos em uma bacia hidrográfica.

A grande dificuldade para se estabelecer cenários mais robustos para a expansão com usinas hidrelétricas é a falta de informações sobre o potencial inexplorado em termos de custos e desenvolvimento do aproveitamento ótimo dos recursos hídricos. De fato, os estudos existentes ainda estão desatualizados, em especial no que diz

respeito às novas exigências ambientais. Os estudos recém desenvolvidos nem sempre observaram a otimização do uso dos recursos naturais nacionais.

Nesse sentido, a EPE tem envidado esforços para o estabelecimento de uma base de dados atual e consistente que permita o pleno aproveitamento do potencial hidrelétrico brasileiro, sem prejuízo às melhores práticas ambientais. Encontram-se atualmente em desenvolvimento novos estudos de inventário, para melhor avaliar o potencial hidrelétrico nacional. Ao mesmo tempo, também estão em andamento estudos de viabilidade técnica, econômica e sócio-ambiental para estabelecer novos paradigmas para os projetos, quando de sua avaliação para obtenção da habilitação técnica com vistas a serem ofertados aos empreendedores nos leilões de compra de energia provenientes de novos empreendimentos de geração.

Adicionalmente, cabe destacar que a publicação do Manual do Inventário Hidroelétrico de Bacias Hidrográficas – edição 2007, estabelece mais um marco no sentido do aprimoramento dos estudos de inventários hidrelétricos, uma vez que esta revisão do citado documento incorpora avanços conceituais, metodológicos e técnicos ocorridos no Brasil e no âmbito internacional.

A principal fonte de dados para usinas hidrelétricas é a ANEEL. As tabelas que serão apresentadas a seguir mostram diferentes estágios de desenvolvimento de estudos para tais empreendimentos. A cada projeto apresentado nas tabelas 16 a 19 há pelo menos um empreendedor desenvolvendo seus estudos.

A Tabela 16 apresenta as 6 (seis) usinas cujos estudos de viabilidade foram aprovados pela ANEEL e que montam a aproximadamente 800 MW de capacidade instalada, mas que ainda não foram licitados, por não terem sido emitidas as respectivas licenças prévias ambientais.

Tabela 16 – Hidrelétricas com estudos de viabilidade aprovados pela ANEEL e não licitadas					
Usina	Rio	UF	Potência (MW)	Despacho ANEEL	Data
Barra do Pomba	Paraíba do Sul	RJ	80,00	Desp. 2161	20/09/2006
Cambuci	Paraíba do Sul	RJ	50,00	Desp. 2162	20/09/2006
Ipueiras	Tocantins	TO	480,00	Desp. 1687	27/10/2005
Itaguaçu	Claro	GO	130,00	Desp. 156	21/03/2002
Salto Grande	Chopim	PR	53,33	Desp. 1692	26/10/2005
Total			793		

Fonte: ANEEL/SGH (outubro/2008)

Deve-se registrar que o IBAMA emitiu o ofício número 758/2005, datado de 09/12/2005, concluindo que o projeto submetido a licenciamento prévio ambiental para o aproveitamento no rio Tocantins, no local denominado Ipueiras, estava em desacordo com as exigências para a obtenção das licenças ambientais. Este aproveitamento, portanto, não está sendo considerado no horizonte do Decenal por encontrar-se em fase de revisão de seu projeto.

A Tabela 17 relaciona os 11 (onze) empreendimentos cujos estudos de viabilidade estão em fase de análise pela ANEEL e os 03 (três) empreendimentos que têm seus estudos de viabilidade em fase de aceite pela ANEEL, totalizando cerca de 16.400 MW de capacidade instalada. Estes projetos estão em análise pela referida entidade, destacando que as potências apresentadas estarão sujeitas à revisão até aprovação do referido estudo.

Tabela 17 – Hidrelétricas com estudos de viabilidade em fase de aceite e/ou análise pela ANEEL

Usina	Rio	UF	Potência (MW)
Belo Monte	Xingu	PA	11.187,00
Cachoeira	Parnaíba	MA/PI	96,00
Castelhano	Parnaíba	MA/PI	94,00
Estreito	Parnaíba	MA/PI	56,00
Garibaldi (*)	Canoas	SC	150,00
Mirador	Tocantinzinho	GO	80,00
Pedra Branca (*)	São Francisco	PE/BA	320,00
Riacho Seco	São Francisco	PE/BA	276,00
Ribeiro Gonçalves	Parnaíba	MA/PI	113,00
Serra Quebrada	Tocantins	MA/TO	1.328,00
Telêmaco Borba	Tibagi	PR	120,00
Teles Pires (*)	Teles Pires	MT	1.820,00
Tupiratins	Tocantins	TO	620,00
Uruçuí	Parnaíba	MA/PI	134,00
Total			16.394

Fonte: ANEEL/SGH (outubro/2008).

(*) Empreendimentos cujo estudo de viabilidade encontra-se em fase de aceite pela ANEEL.

A Tabela 18 relaciona os 26 (vinte e seis) empreendimentos que estão sendo estudados e os projetos de viabilidade estão sendo desenvolvidos. Estes projetos totalizam cerca de 5.400 MW de capacidade instalada e deverão ser concluídos até o final de 2008, como indica a tabela. Observe-se que os projetos localizam-se nas diversas regiões do país.

Tabela 18 – Hidrelétricas com estudo de viabilidade em elaboração com entrega prevista até 31/12/2008

Usina	Rio	UF	Potência (MW)
Água Limpa (*)	das Mortes	MT	320,00
Araci (*)	Novo	MG	18,00
Bom Retiro	Piranga	MG	45,00
Buriti Queimado	das Almas	GO	142,00
Cachoeira Caldeirão (*)	Araguari	AP	134,00
Choro (*)	Paraopeba	MG	57,40
Colíder	Teles Pires	MT	342,00
Davinópolis	Paranaíba	MG/GO	107,00
Escura (*)	Doce	MG	75,00
Ferreira Gomes (*)	Araguari	AP	153,00
Foz do Xaxim	Chapecó	SC	63,20
Itapiranga (*)	Uruguai	SC/RS	724,60
Juruena	Juruena	MT	46,00
Jutuarama	Maicuru	PA	66,00
Marabá	Tocantins	MA/PA	2.160,00
Maranhão	Maranhão	GO	125,00
Mocotó	Maicuru	PA	95,00
Paraíso	São Marcos	GO	51,00
Perdida 1 (*)	Perdida	TO	24,00
Perdida 2 (*)	Perdida	TO	48,00
Porteiras	Maranhão	GO	86,00
Santo Antônio	Chapecó	SC	84,30
São Miguel	Grande	MG	64,50
São Roque	Canoas	SC	214,00
Saudade	Chapecó	SC	61,40
Toricoejo	Das Mortes	MT	76,00
Total			5.382

Fonte: ANEEL/SGH (outubro/2008)

(*) Empreendimentos que apresentam mais de um agente interessado e desenvolvendo o estudo de viabilidade

Na Tabela 19 são relacionados os aproveitamentos hidrelétricos que estão sendo estudados por diversos empreendedores e cujo prazo de conclusão dos respectivos projetos deve ocorrer em 2009. São 47 (quarenta e sete) empreendimentos que não foram contabilizados em 2008, que juntos totalizam cerca de 7.000 MW de capacidade instalada.

Tabela 19 – Hidrelétricas com estudo de viabilidade em elaboração com entrega prevista para 2009

Usina	Rio	UF	Pot. (MW)
Água Clara	Verde	MS	54,00
Angueretá	Paraopeba	MG	53,90
Arraias (*)	Palma	TO	93,00
Baixo Verde	Verde	MS	72,00
Banharão	Pardo	SP	67,00
Barra do Palma (*)	Palma	TO	58,00
Berimbau	Curuá	PA	26,00
Biboca	Doce	MG	57,00
Brejão (*)	Do Sono	TO	75,00
Cachoeirão	Juruena	MT	64,00
Cachoeirinha (*)	Indaiá Grande	MS	30,26
Caçara (*)	Carinhanha	MG/BA	15,10
Crenaque (*)	Doce	MG	81,00
Dário Meira	Gongoji	BA	8,20
Escada Grande (*)	Paranaíba	MG	41,00
Formoso	São Francisco	MG	342,00
Foz do Apiacás	Apiacás	MT	275,00
Foz do Atalaia (*)	Paraná	GO	72,00
Funil (*)	Ribeira do Iguape	SP/PR	150,00
Galiléia (*)	Doce	MG	238,00
Gamela (*)	Paranaíba	MG	47,00
Gavião (*)	Carinhanha	MG/BA	10,08
Laguna (*)	Maranhão	GO	36,00
Morrinhos	do Sono	MG	8,50
Nova Roma	Paraná	GO	51,00
Novo Acordo (*)	Do Sono	TO	160,00
Novo Horizonte	Pardo	BA	26,50
Paiaçu (*)	do Sangue	MT	35,20
Paraná	Paraná	TO	95,00
Paranhos (*)	Chopim	PR	62,50
Pau D'Arco	Palma	TO	64,00
Pompeu	São Francisco	MG	209,10
Porto Ferreira	Chapecó	SC	49,30
Resplendor (*)	Doce	MG	144,00
São Domingos	Paraná	TO	70,00
São Manoel	Teles Pires	MT	746,00
Serra Anapólis	Pardo	BA	17,50
Serra Grande	Verde	GO	9,00
Sinop (*)	Teles Pires	MT	461,00
Sucuri (*)	Coxim	MS	38,00
Tabajara	Ji-Paraná	RO	350,00
Teles Pires (*)	Teles Pires	MT	1.820,00
Torixoréu	Araguaia	GO/MT	408,00
Travessão	Manhuaçu	MG	55,00
Verde 11 Alto	Verde	GO	48,30
Viradouro	Pardo	SP	63,00
Volta Grande Baixa (*)	Chopim	PR	54,70
Total			7.011

Fonte: ANEEL/SGH (outubro/2008)

(*) Empreendimentos que apresentam mais de um agente interessado e desenvolvendo o estudo de viabilidade

De modo a dar continuidade aos estudos de viabilidade e aumentar o número de empreendimentos com projetos de viabilidade prontos para terem seus contratos de concessão levados a leilão, a EPE está realizando os estudos de viabilidade técnica, econômica e sócio-ambiental dos seguintes empreendimentos, com previsão de conclusão em 2009:

No curso principal do rio Teles Pires:

- São Manoel – 746 MW
- Sinop – 461 MW
- Teles Pires – 1820 MW

No rio Apicás: aproveitamento Foz do Apicás, de 275 MW.

No conjunto, estes empreendimentos totalizam 3.302 MW de capacidade instalada, sendo considerados no horizonte deste Plano Decenal.

Para atualizar o potencial hidrelétrico nacional e fazê-lo atendendo aos novos paradigmas, principalmente de ordem socioambiental, foi definida a realização pela EPE de estudos de bacias hidrográficas com o fim de determinar, mais detalhadamente, o seu potencial de geração de energia elétrica.

Neste sentido foram priorizadas as seis bacias hidrográficas relacionadas na Tabela 20, cujos estudos de inventário estão em andamento.

Tabela 20 – Bacias Hidrográficas prioritárias para estudos de inventário

Bacia	Potencial (MW)
Branco	2.000
Trombetas	3.000
Aripuanã	3.000
Jarí	1.100
Sucunduri	650
Tibagi	1290
Juruena	5.000
Araguaia	2.000
Total	18.040

Estes estudos de inventários indicarão os novos empreendimentos a serem considerados nos ciclos futuros de planejamento decenal.

Neste mesmo sentido, destacam-se também os estudos, ora em desenvolvimento pelo Brasil e países vizinhos, para a identificação do melhor conjunto de aproveitamentos hidrelétricos binacionais, de forma a explorar de forma ótima a complementaridade hidrológica existente. Estes empreendimentos também serão considerados nos futuros planos decenais.

Pequenas Centrais Hidrelétricas

As Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH, caracterizadas por possuírem potência instalada superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, destinadas à produção independente, autoprodução ou produção independente autônoma, com reservatórios de área inferior a 3,0 km², ou, no caso da área do reservatório maior que 3,0 km², respeitando a potência mencionada que atenda à seguinte inequação:

$$A \leq 14,3 \times P / H_b$$

onde: A = área do reservatório (km²); P = potência elétrica instalada (MW); H_b = queda bruta (m), definida pela diferença entre os níveis d'água máximo normal de montante e normal de jusante. Neste caso, deve ser respeitado o limite máximo de 13,0 km² de área do reservatório e a potência de 30.000 kW.⁴

Estas usinas representam um tipo de expansão hidráulica amplamente utilizado no país. A atratividade destas usinas fundamenta-se, principalmente, por suas características de menor impacto ambiental, quando vistas isoladamente, menor volume de investimentos, prazo de maturação mais curto e tratamento incentivado pela

⁴ Resolução ANEEL nº 652, de 09/12/2003

regulamentação vigente. Nesse sentido, uma característica das PCH é a dispensa de licitação para obtenção da concessão, bastando ao empreendedor obter autorização da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

Acrescentam-se a esta atratividade mecanismos de incentivo como: a isenção de pagamento de Uso de Bem Público – UBP; a isenção da obrigação de aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, 1% (um por cento) de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico; a isenção relativa à compensação financeira, paga aos Estados e Municípios, pela utilização de recursos hídricos; a possibilidade de comercializar de imediato a energia elétrica produzida com consumidores cuja carga seja maior ou igual a 500 kW (REN ANEEL 247/2006); a possibilidade de sub-rogação da CCC (Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis) para empreendimentos instalados nos sistemas isolados (REN ANEEL 245/1999); e a redução de, no mínimo, 50% no pagamento dos encargos por uso das redes de transmissão e distribuição (REN ANEEL 77/2004).

A capacidade instalada de PCH considerada como existente em 2007 é de 2.235 MW, conforme a Tabela 4.

Termelétricidade a Biomassa

No Brasil existe um potencial expressivo para geração de energia elétrica a partir de biomassa, a chamada “bioeletricidade”, produzida especialmente a partir de resíduos da indústria sucroalcooleira, sobretudo o bagaço de cana-de-açúcar.

A exploração deste potencial traz benefícios para o meio ambiente, por se tratar de uma fonte de energia renovável (bagaço e palhas da cana-de-açúcar), além de contribuir para a modicidade tarifária, por se tratar de uma geração termelétrica de baixo custo, com tecnologia dominada, e que pode ser disponibilizada em prazos relativamente curtos, com equipamentos fabricados no país.

Embora a oferta desta biomassa seja sazonal, como o período natural de safra da cana-de-açúcar (maio – novembro no Sudeste) coincide com o período de estiagem na região Centro-Sul, esta geração termelétrica pode complementar a geração hidrelétrica. Outra vantagem é que grande parte deste potencial localiza-se próximo aos grandes centros de consumo, não acarretando em altos custos de transmissão e/ou conexão às redes de distribuição em baixa tensão (BT), além de redução das perdas.

Ademais, o setor sucro-alcooleiro encontra-se em uma fase muito peculiar, pois os sistemas de vapor de muitas usinas construídas para o Programa Nacional do Álcool – PROÁLCOOL estão no fim de sua vida útil. Assim, nos próximos anos, muitas usinas deverão se reequipar, podendo instalar sistemas mais eficientes, permitindo a geração de energia elétrica excedente para o Sistema Interligado Nacional. Para que esse processo seja potencializado, é preciso que haja condições para a comercialização desta energia elétrica nos ambientes regulado e livre (ACR e ACL). Outro fator preponderante para viabilizar esse potencial de energia elétrica são as linhas de crédito específicas que têm sido recentemente disponibilizadas para o financiamento desses empreendimentos.

O potencial de oferta identificado que poderia ser viabilizado a partir da utilização da biomassa de cana-de-açúcar, no período 2008 a 2017 abrangeu os principais estados das regiões Centro-Sul e Norte-Nordeste no horizonte do estudo.

Segundo informações mais recentes, o parque da agroindústria canavieira nacional possui, até julho de 2008, 393 usinas em atividade, sendo 313 na região Centro-Sul e 80 na região Norte-Nordeste, e ainda conta com cerca de 91 projetos em fase de implantação e desenvolvimento e 23 em estudo, até o ano de 2010, ou seja, a indústria canavieira encontra-se em franco desenvolvimento, em função do crescimento dos mercados interno e externo do açúcar e do álcool. A produção de cana em 2007 foi de cerca de 500 milhões de toneladas e estima-se atingir cerca de 1.075 milhões de toneladas em 2017, o que representa um crescimento médio nacional da ordem de 8 % a.a neste período, denotando o relevante potencial deste energético para o planejamento da expansão.

Cabe observar, ainda, que este potencial não se distribui uniformemente no país, apresentando-se concentrado cerca de 80% na região Centro-Sul, principalmente nos estados de São Paulo, Minas Gerais e Goiás, e 20% na região Norte-Nordeste, principalmente nos estados de Alagoas e Pernambuco, com o Maranhão também se destacando ao fim do período.

O Brasil tem incentivado o aproveitamento desse potencial. Além do PROINFA, tem-se como exemplo o Leilão de Energia de Reserva (LER), organizado para compra de energia produzida a partir da biomassa, principalmente bagaço de cana-de-açúcar. O objetivo é aumentar a segurança e a garantia de fornecimento de energia elétrica ao SIN.

O LER contou com dois produtos para negociação, sendo um para início de entrega a partir de janeiro de 2009 e outro para início a partir de janeiro de 2010. De acordo com a Portaria nº 20/2008 do Ministério de Minas e

Energia, publicada em 18/01/2008 no Diário Oficial da União, os contratos do respectivo Leilão são na modalidade de disponibilidade de energia, com prazo de vigência de 15 anos.

No caso do LER acima citado, ressalta-se também que, no intuito proporcionar melhores condições de conexão das fontes de geração a biomassa ao sistema elétrico, foi instituída a modalidade denominada Instalação de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada – ICG. Essa modalidade de conexão aplica-se nos casos em que há um número expressivo de agentes geradores e não há instalações de Rede Básica na região de conexão, e, ainda, quando o sistema de distribuição na região, caso exista, não comporta as centrais de geração que pretendem o acesso à rede elétrica.

Termeletricidade a Gás Natural

Entre as fontes de recursos para produção de energia primária que compõem a matriz energética brasileira, o gás natural foi uma das de maior crescimento percentual, passando de 5,8% em 1990 para 9,3% em 2007.

O deslocamento de combustíveis fósseis líquidos, com acentuadas características poluidoras, trouxe melhorias ao meio ambiente, principalmente em regiões industriais de grande concentração urbana. Outra vantagem importante foi a melhoria nos processos e produtos de alguns segmentos industriais que requerem energia de queima mais eficiente e limpa.

O crescimento da termogeração a gás natural também trouxe benefícios importantes ao sistema elétrico do país, tanto em termos energéticos, para aumentar as garantias do sistema gerando eletricidade quando há maiores riscos de geração hidrelétrica futura, quanto em termos de estabilidade do sistema elétrico, pois as termelétricas a gás podem ser instaladas próximas aos centros de carga, contribuindo para a estabilização dos níveis de tensão.

Entretanto, apesar do grande crescimento da oferta e da demanda de gás natural no país nos últimos anos, com taxa média de 14,3 % ao ano (de 2000 a 2007), a indústria de gás natural enfrenta atualmente um período transitório de oferta limitada de gás, situação esta que deverá ser superada tão logo algumas questões sejam resolvidas, como por exemplo, a conclusão da construção de gasodutos, em curso ou em projeto e a confirmação de importantes reservas de gás natural, nas bacias marítimas na região do pré-sal, uma faixa litorânea que se estende da costa do Espírito Santo à Santa Catarina.

O Brasil ainda utilizará como fonte de gás projetos de importação de GNL - Gás Natural Liquefeito. Esse modal de suprimento de gás natural é utilizado, principalmente, para: (i) complemento da demanda de gás com fornecimento de base; (ii) viabilizar estratégias a serem adotadas nas crises de abastecimento de gás e, (iii) em sistemas com grandes variações de consumo (picos sazonais), como é o caso de parques termelétricos flexíveis, reduzindo os investimentos em gasodutos.

Uma análise referente ao balanço entre oferta e demanda e à logística de transporte de gás natural é apresentada no Capítulo VI – Oferta de Gás Natural.

Ressalta-se, finalmente, que a termeletricidade a gás natural foi também contemplada sob a forma de cogeração nos diversos setores da economia, com destaque para as aplicações na indústria, comércio, serviços e agricultura. As premissas adotadas para a consideração da cogeração a gás natural estão descritas no Capítulo II – Demanda de Energia.

Termeletricidade a Carvão

O Brasil possui importantes reservas de carvão mineral, de cerca de 32 bilhões de toneladas, localizadas em sua maior parte (89%) no Rio Grande do Sul, nas regiões de Candiota, Baixo Jacuí e litoral.

Sob a ótica do potencial de geração de energia elétrica, observa-se que, se for considerado um fator de recuperação das minas de 60%, um percentual aproveitável de 50%, um fator de capacidade médio de 55% e uma eficiência de 35%, as reservas nacionais de carvão seriam suficientes para suprir termelétricas que totalizem 28.000 MW, durante 100 anos.

Na região Sul do Brasil, também já existe em operação um significativo parque de usinas termelétricas a carvão, conforme mostrado na Tabela 21 a seguir.

¹ Fonte: BEN [2]

² Fonte: ANEEL, Banco de Informação da Geração, 2008

Tabela 21 – Usinas termelétricas a carvão em operação

Usina	Empresa	Município	UF	Potência (MW)
São Jerônimo	CGTEE	São Jerônimo	RS	20
P. Médici A/B/C	CGTEE	Candiota	RS	446
Figueira	COPEL	Figueira	PR	20
Charqueadas	Tractebel	Charqueadas	RS	72
J. Lacerda I e II	Tractebel	Capivari de Baixo	SC	232
J. Lacerda III	Tractebel	Capivari de Baixo	SC	262
J. Lacerda IV	Tractebel	Capivari de Baixo	SC	363
Total				1.415

Além destas usinas, encontra-se no momento em fase de construção, com sua energia já totalmente contratada em leilão de energia nova realizado em 2005, para entrega em 2009 e 2010, mais um empreendimento na região Sul do país, denominado Candiota III, com 350 MW de capacidade. Além deste, há ainda outros dois, nominalmente Termomaranhão e MPX, também em fase de construção, cuja energia foi contratada no leilão de energia nova de 2007, com entrega prevista para 2012, um no subsistema Norte outro no Nordeste, conforme apresentado na Tabela 22. Essas duas últimas usinas, entretanto, irão operar com carvão mineral importado.

Tabela 22 – Usinas Termelétricas a Carvão em Construção, já contratadas

Usina	Empresa	Município	UF	Potência (MW)
Candiota III	CGTEE	Candiota	RS	350
Termomaranhão	Diferencial Energia	São Luiz	MA	350
MPX	MPX Mineração e Energia Ltda	Caucaia	CE	700
Total				1.400

Encontram-se em fase de estudos para viabilização técnica, econômica e socioambiental os novos empreendimentos indicados na Tabela 23.

Tabela 23 – Novos Projetos de Usinas Termelétricas a Carvão em estudos

Usina	Empresa	Município	UF	Potência (MW)
Seival	COPELMI	Candiota	RS	542
CTSul	CTSUL	Cachoeira do Sul	RS	650
Figueira II	COPEL	Figueira	PR	126
Usitesc	USITESC	Treviso	SC	440
Jacuí	ELEJA	Charqueadas	RS	350
Barcarena	CVRD	Barcarena	PA	600
MC2 Gravataí	ELLOBRAS	Candiota	RS	700
IPOJUCA I	AURIZONIA	Ipojuca	PE	350
IPOJUCA II	AURIZONIA	Ipojuca	PE	350
GOYTACAZES	OIL & POWER	São João da Barra	RJ	770,4
Porto do Pecém II	MPX	São Gonçalo do Amarante	CE	360
Porto do Açu II	MPX	São João da Barra	RJ	770,4
MC2 Pecem 3	GENPOWER	Pecem	CE	350
Oriental	Promon	Santa Rita	PB	600
Total				6.959

Estas usinas totalizam uma potência instalada de 6.959 MW, correspondendo a uma oferta líquida de energia de cerca de 5.900 MWmed, que poderiam ser disponibilizados em médio prazo para o sistema. A usina

de Jacuí, por ter sido revogado o contrato (CCEAR) firmado no Leilão de Energia Nova de 2005, foi considerada neste estudo apenas como uma potencial expansão para os próximos anos.

Como visto acima, além dos empreendimentos que utilizam carvão nacional, novos projetos movidos a carvão importado vem se apresentando no âmbito dos novos processos de licitação. Por exemplo, para o leilão de energia nova de 2008, candidataram-se cerca de 4.850 MW de projetos de geração de energia a partir de carvão mineral importado.

Termeletricidade a Óleo Combustível

Nos últimos anos as exportações nacionais de óleo combustível têm se mantido em constante crescimento, verificando-se entre 2002 e 2006 um aumento da ordem de 38%. Destas exportações, 95% são destinadas aos mercados Norte Americano e da região Ásia-Pacífico. Destaca-se que no ano de 2006 foram exportados aproximadamente 7 milhões m³.

No entanto, a perspectiva de incremento na demanda de óleo combustível para termeletricidade inverterá este quadro. Conforme o balanço dos principais derivados de petróleo, apresentado no Capítulo V – Oferta de Derivados de Petróleo, a partir de 2014, a oferta de óleo combustível passará a ser inferior à demanda, configurando um cenário de importação líquida. Deve-se destacar que a demanda de óleo combustível para geração térmica teve como base a projeção do valor esperado anual.

A tabela a seguir apresenta os empreendimentos termelétricos a óleo combustível atualmente em operação no SIN.

Tabela 24 – Usinas termelétricas a óleo combustível em operação

Usina	Empreendedor	Município	UF	Potência (MW)
Alegrete	Tractebel Energia SA.	Alegrete	RS	66
Bahia I	UTE Bahia I	Camaçari	BA	31,6
Carioba	Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL	Americana	SP	36
Daia	Empresa de Energia do Brasil – ENGEBRA	Anápolis	GO	44
Igarape	Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG	Juatuba	MG	131
Nutepa	Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica – CGTEE	Porto Alegre	RS	24
Termocabo	Termocabo S.A.	Cabo de Santo Agostinho	PE	49,7
Santa Cruz 34	Furnas Centrais Elétricas S.A.	Rio de Janeiro	RJ	440
Piratininga 12	Empresa Metropolitana de Águas e Energia AS. – EMAE	São Paulo	SP	200
Total				1.022,3

Adicionalmente, encontram-se em fase de construção as seguintes usinas listadas na tabela abaixo. Essas usinas tiveram sua energia contratada nos Leilões de Energia Nova.

⁷ De acordo com o Despacho ANEEL nº 2.323 de 24/07/07.

⁸ Fonte: ABRAGET e ANP.

Tabela 25 – Usinas termelétricas a óleo combustível em construção ou contratadas

Usina	Empreendedor	Município	UF	Potência (MW)
Camaçari Polo De Apoio I	Petrobrás Distribuidora S.A.	Camaçari	BA	148
Camaçari Murici I	Petrobrás Distribuidora S.A.	Camaçari	BA	148
Nova Olinda	Holdenn Construções Assessoria e Consultoria (Sobral)	Nova Olinda	TO	165
Tocantinópolis	Holdenn Construções Assessoria e Consultoria (Sobral)	Tocantinópolis	TO	165
Campina Grande	Wartsila LTDA do Brasil (Borborema)	Campina Grande	PB	164
Global I	Global Participações em Energia LTDA	Candeias	BA	140
Global II	Global Participações em Energia LTDA	Candeias	BA	148
Itapebi	South Bahia Energia	Itapebi	BA	138
Maracanaú I	Thermes Participações LTDA	Maracanaú	CE	162
Monte Pascoal	South Bahia Energia	Eunápolis	BA	138
Termonordeste	Termomanaus Ltda.	Santa Cruz	RN	171
Termoparaíba	Termomanaus Ltda.	Conde	PA	171
Viana	Wartsila LTDA do Brasil (WBR)	Viana	ES	171
Mc2 Catu	ELLOBRAS Infra-Estrutura e Participações Ltda	Catu	BA	176
Mc2 Camaçari 1	ELLOBRAS Infra-Estrutura e Participações Ltda	Camaçari	BA	176
Mc2 Dias Dávila 1	ELLOBRAS Infra-Estrutura e Participações Ltda	Dias Dávila	BA	176
Mc2 Dias Dávila 2	ELLOBRAS Infra-Estrutura e Participações Ltda	Dias Dávila	BA	176
Mc2 Sr Do Bonfim	ELLOBRAS Infra-Estrutura e Participações Ltda	N.S.Bonfirm	BA	176
Mc2 Feira De Santana	ELLOBRAS Infra-Estrutura e Participações Ltda	Feira de Santana	BA	176
Pernambuco 4	A&G Energia Empreendimentos LTDA	Igarassú	PE	201
Sta Rita De Cássia	Genesis 2.000 Exploração & Produção de Hidro-carbonetos Ltda	Santa Rita	PB	175
Maracanaú li	Thermes Participações LTDA	Maracanaú	CE	70
Suape li	Petrobrás Distribuidora S.A.	Cabo	PE	350
Cauhyra I	Hexagonal Construções LTDA.	Cariacica	ES	148
Iconha	Benco Energia Ltda	Iconha	ES	184
Mc2 Nova Venécia 2	ELLOBRAS Infra-Estrutura e Participações Ltda	Nova Venécia	ES	176
Mc2 Camaçari 2	ELLOBRAS Infra-Estrutura e Participações Ltda	Camaçari	BA	176
Mc2 Camaçari 3	ELLOBRAS Infra-Estrutura e Participações Ltda	Camaçari	BA	176
Mc2 Gov Mangabeira	ELLOBRAS Infra-Estrutura e Participações Ltda	Gov.Mangabeira	BA	176
Mc2 Macaíba	ELLOBRAS Infra-Estrutura e Participações Ltda	Macaíba	RN	400
Mc2 Messias	ELLOBRAS Infra-Estrutura e Participações Ltda	Messias	AL	176
Mc2 N.S. Do Socorro	ELLOBRAS Infra-Estrutura e Participações Ltda	N.S. Socorro	SE	176
Mc2 Pecém 2	ELLOBRAS Infra-Estrutura e Participações Ltda	Pecém	CE	350
Mc2 Rio Largo	ELLOBRAS Infra-Estrutura e Participações Ltda	Mecias	AL	176
Mc2 St Antônio De Jesus	ELLOBRAS Infra-Estrutura e Participações Ltda	Simões Filho	BA	176
Mc2 Sapeçu	ELLOBRAS Infra-Estrutura e Participações Ltda	Sapeçu	BA	176
Mc2 Suape 2b	ELLOBRAS Infra-Estrutura e Participações Ltda	Suape	PE	350
Pernambuco 3	A&G Energia Empreendimentos LTDA	Igarassú	PE	201
Termopower 5	A&G Energia Empreendimentos LTDA	Cabo	PE	201
Termopower 6	A&G Energia Empreendimentos LTDA	Cabo	PE	201
Total				7500

Observa-se que os empreendimentos termelétricos a óleo combustível contratados nos leilões de A-3 e A-5 de 2008 apresentam as características médias apresentadas na Tabela 26, destacando-se que essas usinas são constituídas por motores com elevado rendimento, sendo que a maioria dos motores desses empreendimentos poderão ser convertidos para consumir gás natural.

Tabela 26 – Leilões A-3 e A-5/2008 – Características médias das UTEs a óleo combustível

Características	Unidades	A-3	A-5
Consumo Médio	kg/MWh	210	211
Disponibilidade Média Anual	%	97	97
Investimento Médio	R\$/kW	1803	1673
Emissões de CO ₂	t/MWh	0,61	0,61
CVU Médio (Set/2008)	R\$/MWh	299,83	300,15
Receita Fixa Média	R\$/MWh	64,54	82,60

Observa-se, também, que essas novas usinas foram contratadas na modalidade de disponibilidade de energia. Isto significa que operarão em regime de complementação hidrotérmica, o que possibilita a utilização de volumes de água dos reservatórios que poderiam ser vertidos se tais usinas não existissem, havendo a expectativa de baixos valores de geração. Este fato também influencia sobremaneira as emissões atmosféricas, salientando-se que o índice de emissão dessas usinas a óleo combustível é inferior ao de outras termelétricas, como, por exemplo, as de carvão mineral e coque.

Ressalta-se, ainda, que dos vinte e cinco (25) empreendimentos vencedores, dezenove (19) terão o suprimento de óleo feito pela empresa Tobras, quatro (4) pela Tramp Oil, um (1) pela BR Distribuidora e um (1) pela Univen. Este é um fato relevante decorrente desses leilões, indicando a existência de novos fornecedores de combustível para termelétricas, com a possibilidade de virem a se tornar fornecedores para outros mercados do país.

Observa-se, finalmente, que, em termos mundiais, a Agência Internacional de Energia registra que a participação da energia elétrica produzida por meio de óleo combustível atinja cerca de 6% em 2010.⁹

Energia Eólica

O potencial eólico brasileiro para aproveitamento energético tem sido objeto de estudos e inventários desde a década de 1970, que culminaram com a publicação, em 2001, do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro [3]. O Atlas apontou a existência de áreas com regimes médios de vento, propícios à instalação de parques eólicos, principalmente nas regiões Nordeste (144 TWh/ano), Sul e Sudeste do país, (96,04 TWh/ano). Vale ressaltar, que nas regiões Sul e Sudeste encontram-se os grandes centros consumidores, com maior necessidade de segurança e incremento no fornecimento de energia elétrica.

O principal incentivo a esta fonte de energia foi instituído por meio da Lei no 10.438, de 26 de abril de 2002, que foi um marco no arcabouço regulatório do setor elétrico, ao criar o PROINFA, cujo objetivo é aumentar a participação de energia elétrica produzida a partir das fontes alternativas (eólica, pequenas centrais hidrelétricas – PCH e biomassa) de geração de energia elétrica.

No tocante à consideração de empreendimentos de geração eólica na configuração de referência deste plano, foram incluídos todos os projetos constantes na primeira fase do PROINFA, os quais deverão entrar em operação entre 2008 e 2009, em função do atraso em alguns projetos identificados pelo DMSE. Para os demais anos do horizonte decenal, embora a energia eólica tenha sido contemplada no conjunto das fontes alternativas, não foram explicitados os projetos de geração que comporão o parque gerador futuro do SIN. Tais projetos serão implantados à medida que se realizem os processos de licitação que possibilitarão incrementar a participação desse tipo de fonte na matriz energética, o que está sendo objeto de análise pelo MME, visualizando-se a realização de um primeiro leilão voltado especificamente para parques eólicos para o final de 2009.

Repotenciação e Modernização de Usinas Existentes

A repotenciação¹⁰ e a modernização¹¹ das usinas existentes, embora possam agregar relativamente pouco em termos de garantia física ao sistema, podem contribuir muito para o atendimento da demanda máxima de energia. Outro importante benefício agregado pela alteração das condições das usinas existentes é o menor impacto ambiental relacionado a esse acréscimo de energia ao Sistema.

⁹ fonte: IEA "World Energy Outlook – 2004"

¹⁰ Repotenciação de uma usina é um conjunto de obras que visam gerar ganho de potência e de rendimento. Essas obras exigem a realização de análises técnicas criteriosas a fim de se determinar a eficiência da geração de energia e o estado atual de seus equipamentos e sistemas mais importantes de uma usina e suas conseqüências na confiabilidade e segurança operacional.

¹¹ Modernização de uma usina é um conjunto de obras que visam melhorar a eficiência da geração de energia, a confiabilidade e segurança operacional.

Considerando que o parque de geração brasileiro possui 669 empreendimentos hidrelétricos, totalizando 76.400 MW e 1.002 empreendimentos termelétricos, totalizando 23.354 MW (Tabela 1), e que muitas dessas usinas já estão em operação há mais de 25 anos, é fundamental implementarem-se ações que busquem a extensão da vida útil, melhoria do desempenho, redução da manutenção, aumento da confiabilidade, e a melhoria e simplificação da operação dessas usinas.

Com efeito, com o passar do tempo, mesmo com bons programas de manutenção, o natural envelhecimento e desgaste dos equipamentos e obsolescência dos sistemas de uma usina contribuem para o aumento da indisponibilidade e da frequência de paradas forçadas, comprometendo a qualidade do suprimento da energia. Todavia, através da repotenciação e modernização, estes efeitos são praticamente eliminados restabelecendo-se as condições operacionais, deixando-as próximas as de uma nova usina. Além disso, com a repotenciação, se tem o benefício do aumento da potência original das usinas a um custo muito menor que a implementação de novas usinas.

A modernização e repotenciação tanto de UHEs como de UTEs, quando devidamente planejadas e implementadas, têm sido atividades mundialmente reconhecidas pelos motivos supracitados e por agregar oferta, principalmente de potência, sem impactos ambientais adicionais relevantes.

Desse modo, no desafio de atender ao crescimento da demanda, a repotenciação e a modernização de antigos empreendimentos hidrelétricos e termelétricos poderão contribuir para suplementar a oferta de potência ao sistema elétrico brasileiro.

Ressalte-se que os processos de repotenciação e modernização já vêm sendo realizados pelos agentes geradores, principalmente para os projetos cujos benefícios são relevantes e economicamente justificáveis.

Por outro lado, o resultado de um estudo recente realizado pela EPE [5] no qual admitiu-se como candidatas a repotenciação, com aumento máximo de rendimento, um subconjunto de UHEs do SIN com mais de 20 anos de idade e totalizando 24.053 MW, revelou que existiria um potencial de ganho de energia firme de apenas 272 MW-médios (2,3%), correspondente a um acréscimo na potência efetiva de 605 MW (2,8%). Dessa forma, considera-se que, sob o ponto de vista energético, a contribuição desses processos para agregação de oferta nova de potência e de energia (garantia física) ao sistema não é significativa.

Aproveitamento Energético de Resíduos Sólidos Urbanos (RSU)

A disposição final dos resíduos sólidos urbanos, que são aqueles provenientes de residências, atividade comercial, varrição de ruas, podas de árvores e similares, é uma preocupação recorrente das administrações municipais, seja pelo potencial poluidor dos resíduos seja pela pouca oferta de locais adequados ou aceitos pela população para destinação do lixo.

De acordo com pesquisa divulgada pela ABRELPE [6], no Brasil, em 2007, foram produzidas cerca de 169.000 toneladas diárias de RSU, das quais foram coletadas e transportadas para o destino final, em geral aterros controlados ou "lixões", 83,3%. Distribuída pela população urbana, a produção média diária de RSU alcançou 1,1 kg por habitante [6].

O aproveitamento energético dos RSU é uma alternativa promissora para a geração e conservação da energia elétrica, para a redução do espaço necessário à deposição dos resíduos e como redutor de emissões de gases de efeito estufa.

Embora não se trate de potencial com dimensão suficiente para sustentar uma estratégia de expansão da oferta de energia elétrica do país no longo prazo, a geração de eletricidade a partir de RSU é, sem dúvida, elemento importante de uma estratégia regional ou local e, portanto, não deve ser desconsiderada.

Para a geração de energia elétrica, três são as principais tecnologias maduras de aproveitamento do RSU:

- a incineração para geração em ciclo simples a vapor;
- a queima do biogás produzido em aterros sanitários ou em biodigestores para geração em turbinas de ciclo simples ou máquinas de combustão interna;
- a combinação dessas formas de geração em usinas a ciclo combinado.

As alternativas são mutuamente excludentes e a opção entre elas deve levar em conta a composição gravimétrica dos resíduos produzidos em cada localidade.

Os principais parâmetros para o cálculo do potencial de geração são a quantidade e a composição dos resíduos, ambas de difícil projeção para o horizonte do PDE, seja pela ausência de histórico suficientemente

longo, seja pela pouca significância estatística de inferências com base em outros países de diferentes hábitos de consumo.

Nessa situação, optou-se por utilizar como estimadores a produção diária per capita e a composição gravimétrica média brasileira atual e a projeção de crescimento populacional urbano realizada pela EPE com base em informações e metodologias estatísticas do IBGE.

Para o ano horizonte de 2017, foram considerados:

- População urbana de 159,9 milhões de habitantes;
- Produção diária 1,1 kg por habitante de área urbana;
- Índice de coleta dos resíduos urbanos de 88% (maior que o índice atual);
- Consumo específico de 2,0 ton/MWh para a incineração;
- Consumo específico de 10,0 ton/MWh para o aproveitamento direto do gás do lixo;
- Consumo específico de 6,0 ton/MWh para o aproveitamento de gás de digestores anaeróbicos;
- Consumo de 1,9 tonelada de RSU / MWh para o aproveitamento do RSU em ciclo combinado.

Cabe esclarecer que a menor geração pelo gás do lixo em relação ao gás de digestores se deve ao baixo índice de recuperação do gás a partir de aterros sanitários, em geral da ordem de 50% do total produzido.

Com base nas hipóteses relacionadas e admitindo-se, em adição, que a totalidade dos resíduos sólidos coletados diariamente no Brasil seja direcionada à produção de energia elétrica, podem ser estimados os potenciais de geração apresentados na Tabela 27

Tabela 27– Potencial de geração a partir do RSU (MWmed)

Tecnologia	2007	2017
Incineração	8.000	10.200
Gás do lixo	1.600	2.000
Digestão Anaeróbica	2.700	3.400
Ciclo Combinado	8.700	11.000
Total	21.000	26.600

Estes números teóricos, na prática, e por diferentes razões, não serão atingidos.

Cabe ressaltar que o aproveitamento energético dos resíduos sólidos urbanos, embora ambientalmente menos nocivo que a simples disposição em aterros, não elimina a necessidade de investimentos em tratamento dos rejeitos e emissões produzidos pelas alternativas de geração.

Dentro de uma visão mais abrangente, o aproveitamento energético de RSU compreende também a reciclagem do material coletado que a isto se presta, como papel e papelão, vidros, plásticos, borrachas e metais. Deve-se considerar que a reciclagem permite a substituição de insumos para cuja produção há, normalmente, grande consumo de energia. Por aliviar pressões de demanda de matérias-primas, inclusive recursos naturais, e de energia, a reciclagem se constitui, em princípio, em uma forma ambientalmente eficiente de aproveitamento energético de RSU.

A proporção de cada material reciclável no RSU produzido no país leva à estimativa de que o potencial [teórico] de conservação de energia elétrica no Brasil situa-se entre 0,66 e 1,45 MWh por tonelada de RSU, se adotada a composição revelada por pesquisa do IPT [7], ou entre 1,19 e 2,97 MWh por tonelada de RSU, se considerada a composição que emerge da pesquisada ABRELPE.

Para um índice médio de 1,1 kWh/kg RSU, considerando a quantidade de RSU gerada no país em 2007, estima-se que o potencial de conservação de energia elétrica contido na reciclagem de RSU seja, hoje, de 185 mil MWh por dia, ou 7.700 MWmed, o que é equivalente à potência instalada de 14.000 MW em usinas hidrelétricas ou de 9.600 MW em termelétricas convencionais, operando com 80% de fator de capacidade). Considerando as mesmas hipóteses assumidas para o dimensionamento do potencial de geração de energia elétrica, esse mesmo

cálculo reproduzido para o ano de 2017 indica um potencial de 9.800 MWmed, equivalente a uma potência hidrelétrica de cerca de 17.800 MW.

1.2.4. 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, Norte e Nordeste no período 2008/2017, conforme apresentado no Capítulo II. Essas projeções foram representadas para um e 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 às cargas de energia para os sistemas isolados de Manaus-Macapá e Acre-Rondônia, com previsão de interligação ao SIN, também foram consideradas.

A hidrelétrica de Itaipu foi considerada integrada ao parque gerador simulado. Assim, a carga informada pela ANDE¹² foi acrescentada à carga total a ser usada nos estudos de simulação. Os valores da carga da ANDE encontram-se na Tabela 28.

Carga da ANDE + Consumo Interno de Itaipu - (MWmed)													Média Anual	Crescimento
	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ		
2008	470	484	460	417	414	417	421	407	435	420	417	455	435	---
2009	699	703	701	642	573	630	663	672	718	738	739	749	686	58%
2010	726	729	728	667	595	653	689	698	746	768	768	777	712	4%
2011	754	759	756	692	618	679	715	725	774	797	798	809	740	4%
2012	785	788	785	720	642	706	743	754	805	829	829	840	769	4%
2013	816	819	816	748	667	733	772	783	836	861	861	873	799	4%
2014	848	851	848	777	693	762	802	813	869	895	895	907	830	4%
2015	881	884	881	807	720	792	833	845	903	930	930	942	862	4%
2016	915	918	915	838	748	823	865	878	938	966	966	979	896	4%
2017	951	954	951	871	777	855	899	912	975	1004	1004	1017	931	4%

A interligação elétrica entre os subsistemas possibilita intercâmbios de energia com característica sazonal, permitindo um melhor aproveitamento da diversidade hidrológica entre as regiões a partir da operação integrada, proporcionando ganhos sinérgicos e aumentando a confiabilidade de suprimento do sistema, além de reduzir o custo operacional.

A Figura 1 a seguir mostra a representação esquemática considerada para as interligações entre os subsistemas nacionais, detalhando a forma como estão sendo previstas no final do horizonte do estudo, para fins de simulação energética a subsistemas equivalentes. As interligações representadas em traços pontilhados são previstas para se incorporarem ao SIN durante o período analisado (2008-2017).

¹² Administración Nacional de Eletricidad, autarquia responsável pela operação e planejamento do sistema elétrico paraguaio

Figura 1 – Representação esquemática das interligações entre subsistemas



Conforme citado anteriormente, foi considerada a integração de dois sistemas isolados ao SIN: O sistema Acre-Rondônia, interligado ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste em dezembro/2009 e o sistema Manaus-Macapá se integrando ao subsistema Norte a partir de janeiro/2012. Por outro lado, o AHE Belo Monte foi considerado constituindo um subsistema à parte que leva o seu nome, conectado ao subsistema Norte a partir de outubro de 2015, sendo que os estudos para a definição da forma de integração deste AHE ao Sistema Interligado Nacional ainda estão em desenvolvimento.

Os limites de intercâmbio entre os subsistemas foram estabelecidos interativamente pelos estudos de transmissão e de geração e são apresentados no Anexo I.

A expansão ou antecipação de troncos de transmissão, conforme tratado no item 1.3, foi utilizada como recurso de ajuste nas simulações, entendendo-se que os resultados servirão como sinalização da necessidade de estudos específicos, para viabilizar uma real 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 mercado dos subsistemas.

No que se refere à integração energética com países vizinhos, observa-se que não foram contemplados os resultados dos estudos em andamento sobre este tópico, o que será objeto do próximo ciclo decenal.

As simulações realizadas abrangeram o período de maio/2008 a dezembro/2017. Os armazenamentos iniciais dos reservatórios equivalentes verificados em 30/04/2008, e considerados nas simulações, foram de: 82% para Sudeste/Centro-Oeste, 48% para o Sul, 79% para o Nordeste e 96% para o Norte.

As energias naturais afluentes dos seis meses anteriores ao início do estudo não foram utilizadas e, portanto, as simulações não consideram o uso da tendência hidrológica recente para a geração de cenários hidrológicos dos subsistemas.

Para fins de elaboração dos estudos de geração deste PDE, considerou-se como sistema existente do SIN, o conjunto de aproveitamentos que formavam o parque gerador hidrelétrico e termelétrico em operação em 30/04/2008, conforme dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, bem como as informações disponibilizadas em setembro de 2008 no âmbito do CMSE. Para os sistemas isolados Acre-Rondônia e Manaus-Macapá, que passarão a integrar o SIN, tanto o sistema existente como o programa de expansão da geração são aqueles apresentados no item 3.2.2.

Observe-se que há, no sistema, restrições operativas de caráter estrutural, como as de vazões mínimas a jusante dos reservatórios para proteção da ictiofauna e da morfologia fluvial, ou para captação de água para as populações, ou ainda para manutenção da navegação, que têm que ser consideradas. Cita-se como exemplo, a vazão mínima de 1.300 m³/s a jusante da UHE Sobradinho, no rio São Francisco, e o volume máximo operativo do reservatório de Porto Primavera. Todas estas restrições foram consideradas no estudo.

Também foram considerados os montantes desviados de águas dos rios para usos consuntivos, segundo recomendação da Agência Nacional de Águas - ANA.

O elenco de usinas hidrelétricas e termelétricas em construção, em motorização e com concessão outorgada (inclusive as usinas vencedoras dos Leilões de Energia Nova de 2005, 2006, 2007 e 2008) foi considerado como oferta inicial com as datas indicadas pelo CMSE.

Os empreendimentos contratados no PROINFA foram inseridos de acordo com cronograma do CMSE de setembro/2008, totalizando um acréscimo de 3.185 MW de potência instalada até dezembro/2010, ou 1.482 MWmed de energia. Tal expansão é composta por 138 empreendimentos, sendo: 62 PCH, 22 usinas termelétricas a biomassa e 54 usinas eólicas. A tabela a seguir detalha o acréscimo de potência por tipo de fonte, por subsistema e por ano do PROINFA.

Tabela 29 – Dados do PROINFA														
Expansão PROINFA (MW)														
Fonte	Existente em 31/09/2008	2008(*)				2009				2010(**)				Total Proinfa
		SE/CO	S	NE	TOTAL	SE/CO	S	NE	TOTAL	SE/CO	S	NE	TOTAL	
PCH	552	141	44	11	196	388	39	0	427	0	7	0	7	1182
BIO	504	0	0	0	0	0	10	0	10	67	0	0	67	581
EOL	219	0	0	55	55	28	204	539	771	135	91	152	378	1423
Total	1275	141	44	66	251	416	253	539	1208	202	98	152	452	3185

(*) Usinas previstas para outubro a dezembro de 2008.

(**) Conforme Ofício nº 2.059/2008/GM-MME.

Foi considerada, no período até 2011, a restrição conjuntural da oferta de gás natural para as usinas termelétricas, de acordo com o estabelecido na Portaria MME, nº 125, de 14 de junho de 2007.

Também foi considerado o cronograma de conversão e operação das usinas termelétricas em bi-combustível com óleo diesel, com base nas informações do CMSE de setembro/2008. A respeito desta questão, deve-se ressaltar que as usinas W. Arjona e Camaçari foram consideradas como operando com óleo combustível até dezembro de 2012, quando se prevê uma maior oferta de gás natural.

Tendo como referência o artigo 2º da Resolução Normativa ANEEL nº 224, de 20/06/2006, considerou-se as Conversoras de Garabi 1 e 2 como indisponíveis ao longo de todo o horizonte do presente estudo. Adicionalmente, a UTE Uruguaiana com gás natural foi considerada indisponível a partir de janeiro de 2009, conforme Ofício SRG/ANEEL nº 210/2008.

¹³ Resoluções ANA nº 209 a 216 de 2004 e Resoluções ANA nº 306, 354 a 357, 361, 362 e 364 de 2005

¹⁴ Desconsideram os empreendimentos que tiveram seus contratos no PROINFA rescindidos.

¹⁵ Esta representação é análoga à modelagem destas usinas nos estudos recentes do Programa Mensal da Operação – PMO, realizados pelo ONS.

Cabe aqui ressaltar que o presente Plano Decenal mantém consistência com o Programa de Aceleração do Crescimento – PAC, especialmente em sua seção de infra-estrutura energética. Ressalva-se, entretanto, que o Planejamento Energético não é estático, mas cíclico, dinâmico e adaptativo. Destarte, são esperadas evoluções tanto no estudo aqui traçado, como no próprio PAC, que possui gestão de acompanhamento e controle do andamento da implementação de suas áreas de atuação.

O custo do déficit utilizado neste ciclo de planejamento foi de R\$ 2.430/MWh, conforme tratado no documento referenciado em [1], elaborado em 2008.

A taxa de desconto utilizada no presente estudo foi de 12% a.a.

1.3. 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.

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 PAC, a expansão da geração hidrotérmica e a evolução dos intercâmbios regionais. Os seguintes aspectos foram considerados:

- A geração hidrotérmica incremental foi elaborada respeitando os programas de obras decorrentes das licitações de concessões já realizadas, das autorizações para usinas termelétricas concedidas pela ANEEL, de 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 a avaliação socioambiental e os prazos estimados de todas as etapas de desenvolvimento projeto e de licenciamento ambiental até o início de operação da primeira unidade geradora, considerando inclusive os prazos do processo de licitação vigentes no Setor Elétrico;
- O desenvolvimento do parque térmico e das fontes alternativas foi previsto com base no potencial e premissas para oferta de energia descritas nos itens 1.2.3 e 1.2.4, do presente estudo;
- Os intercâmbios entre os subsistemas foram expandidos considerando os benefícios da expansão (obtidos pela equalização dos custos marginais) versus a análise de alternativa de expansão das fontes energéticas regionais.

As usinas Baú I, Pai Querê, Couto Magalhães, Tijuco Alto e Santo Antônio do Jari, que segundo o CMSE não têm previsão de entrada em operação, foram consideradas nos estudos em função das necessidades energéticas e das informações obtidas junto aos seus empreendedores, respeitando-se os prazos de implantação.

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

Ressalte-se que a expansão da geração considerada no presente Plano incorporou o resultado dos Leilões de Energia promovidos no âmbito do atual modelo institucional do Setor Elétrico até o fim do ano de 2008, conforme se mostra nas tabelas apresentadas a seguir. Destaque-se que cerca de 20% da expansão hidrelétrica e 85% da expansão termelétrica apresentadas nessas tabelas já se encontravam definidos pelo resultado dos certames supracitados, pré-estabelecendo-se uma configuração de expansão até o ano de 2013 que não corresponde a um cenário anteriormente elaborado pelo planejamento do sistema.

A expansão da geração hidrelétrica construída a partir das premissas e considerações anteriormente descritas, ordenadas por data de entrada em operação no período 2008-2017, é apresentada na Tabela 30.

Tabela 30 – Expansão hidrelétrica

a) Período 2008-2013 – Usinas pré-definidas nos leilões realizados até 2008 ou com concessão						
Aproveitamento	Rio	UF	Subsistema	Potência (MW) *	Data **	Classificação
Corumbá III	Corumbá	GO	SE/CO	94	mar/09	Com Concessão
14 de Julho	das Antas	RS	S	100	abr/09	Em Construção / Motorização
São Salvador	Tocantins	TO/GO	SE/CO	243	abr/09	Leilão 2006
Monjolinho	Passo Fundo	RS	S	67	set/09	Leilão 2006
Baguari	Doce	MG	SE/CO	140	out/09	Leilão 2005
Foz do Rio Claro	Claro	GO	SE/CO	68	nov/09	Leilão 2005
Barra do Braúna	Pomba	MG	SE/CO	39	dez/09	Com Concessão
Rondon II	Comemoração	RO	AC/RO/MD	74	dez/09	Em Construção / Motorização
Salto do Rio Verdinho	Verde	GO	SE/CO	93	jan/10	Com Concessão
Salto	Verde	GO	SE/CO	108	jan/10	Com Concessão
Passo de São João	Ijuí	RS	S	77	jan/10	Leilão 2005
São José	Ijuí	RS	S	51	jan/10	Leilão 2005
Retiro Baixo	Paraopeba	MG	SE/CO	82	fev/10	Leilão 2005
Dardanelos	Aripuanã	MT	SE/CO	261	mar/10	Leilão 2006
Caçu	Claro	GO	SE/CO	65	mai/10	Com Concessão
Barra dos Coqueiros	Claro	GO	SE/CO	90	mai/10	Com Concessão
Salto Pilão	Itajaí	SC	S	182	jun/10	Com Concessão
Foz do Chapecó	Uruguai	RS/SC	S	855	set/10	Com Concessão
Estreito Toc.	Tocantins	TO/MA	N/Man	1 087	set/10	Com Concessão
Batalha	São Marcos	GO/MG	SE/CO	53	nov/10	Leilão 2005
Serra do Facão	São Marcos	GO/MG	SE/CO	212	nov/10	Com Concessão
Simplicio + PCH	Paraíba do Sul	MG/RJ	SE/CO	306	jan/11	Leilão 2005
Mauá + PCH	Tibagi	PR	S	350	jun/11	Leilão 2006
São Domingos	Verde	MS	SE/CO	48	jan/12	Com Concessão
Santo Antônio	Madeira	RO	AC/RO/MD	3 150	jun/12	Leilão 2007
Baú I	Doce	MG	SE/CO	110	dez/12	Com Concessão
Baixo Iguaçu	Iguaçu	PR	S	350	jan/13	Leilão 2008
Tijucu Alto	Ribeira de Iguape	PR	S	129	jan/13	Com Concessão
Jirau	Madeira	RO	AC/RO/MD	3 300	jan/13	Leilão 2008
Sub-Total até 2013				11.784		

b) Usinas hidrelétricas indicativas e total

Aproveitamento	Rio	UF	Subsistema	Potência (MW) *	Data **	Classificação
Barra do Pomba	Paraíba do Sul	RJ	SE/CO	80	jan/14	Indicativas
Cambuci	Paraíba do Sul	RJ	SE/CO	50	jan/14	Indicativas
Estreito Parn.	Parnaíba	PI/MA	NE	56	jan/14	Indicativas
Castelhano	Parnaíba	PI/MA	NE	64	jan/14	Indicativas
Ribeiro Gonçalves	Parnaíba	PI/MA	NE	113	jan/14	Indicativas

Aproveitamento	Rio	UF	Subsistema	Potência (MW) *	Data **	Classificação
Cachoeira	Parnaíba	PI/MA	NE	63	jan/14	Indicativas
Garibaldi	Canoas	SC	S	150	jan/14	Indicativas
Itaguaçu	Rio Claro	GO	SE/CO	130	jan/14	Indicativas
Juruena	Juruena	MT	SE/CO	46	jan/14	Indicativas
Toricoejo	Das Mortes	MT	SE/CO	76	set/14	Indicativas
Belo Monte (Casa de Força Complementar)	Xingu	PA	N/Man	181	out/14	Indicativas
Pai Querê	Pelotas	RS/SC	SE/CO	292	nov/14	Com concessão
Uruçuí	Parnaíba	PI/MA	NE	134	jan/15	Indicativas
Cachoeirão	Juruena	MT	SE/CO	64	jan/15	Indicativas
São Manoel	Teles Pires	MT	TP	746	jan/15	Indicativas
Foz do Apicás	Teles Pires	MT	TP	275	jan/15	Indicativas
Sinop	Teles Pires	MT	TP	461	jan/15	Indicativas
Santo Antônio do Jari	Jari	AP/PA	N/Man	167	jan/15	Indicativas
Colíder	Teles Pires	MT	TP	342	jan/15	Indicativas
Mirador	Tocantinzinho	GO	SE/CO	80	jan/15	Indicativas
Água Limpa	Das Mortes	MT	SE/CO	320	jan/15	Indicativas
Riacho Seco	São Francisco	BA/PE	NE	240	jun/15	Indicativas
Belo Monte	Xingu	PA	BM	11 000	out/15	Indicativas
São Miguel	Grande	MG	SE/CO	65	out/15	Indicativas
Novo Acordo	Sono / Medio Tocantins	TO	SE/CO	160	jan/16	Indicativas
Marabá	Tocantins	PA	N/Man	2 160	jan/16	Indicativas
Teles Pires	Teles Pires	MT	TP	1 820	jan/16	Indicativas
São Luiz Tapajós	Tapajós	PA	TP	6 042	jan/16	Indicativas
Tabajara	Jiparaná	RO	AC/RO/MD	350	jan/16	Indicativas
Buriti Queimado	das Almas	GO	SE/CO	142	jan/16	Indicativas
Maranhão Baixo	Maranhão	GO	SE/CO	125	jan/16	Indicativas
São Roque	Canoas	SC	S	214	set/16	Indicativas
Porto Galeano	Sucuriú	MS	SE/CO	139	jan/17	Indicativas
Couto Magalhães	Araguaia	GO/MS	SE/CO	150	jan/17	Indicativas
Porteiras	Maranhão	GO	SE/CO	86	jan/17	Indicativas
Telêmaco Borba	Tibagi	PR	S	120	jan/17	Indicativas
Salto Grande	Chopim	PR	S	53	jan/17	Indicativas
Volta Grande	Chopim	PR	S	55	jan/17	Indicativas
Paranhos	Chopim	PR	S	63	jan/17	Indicativas
Serra Quebrada	Tocantins	TO/MA	N/Man	1 328	jan/17	Indicativas
Torixoréu	Araguaia	GO/MT	SE/CO	408	mar/17	Indicativas
Itapiranga	Uruguai	SC/RS	S	725	ago/17	Indicativas
Sub-Total pós 2013				29.335		
			TOTAL	41.119		

SE/CO – Sudeste/C. Oeste S – Sul NE – Nordeste N/Man – Norte/Manaus AC/RO/MD – Acre/Rondônia/Madeira BM – Belo Monte TP – Tapajós

* Ressalva-se que a potência indicada refere-se ao total do empreendimento, ao fim da motorização.

** A data indicada na tabela refere-se à data de entrada da primeira máquina.

Os projetos hidrelétricos foram agrupados conforme a seguinte classificação: usinas hidrelétricas em construção, motorização ou ampliação; usinas com concessão outorgada até o leilão de julho de 2002 (Com Concessão); usinas novas vencedoras dos Leilões de Energia Nova (Leilão 2005, Leilão 2006, Leilão 2007 e Leilão 2008); e as demais que têm, pelo menos, projeto a nível de inventário.

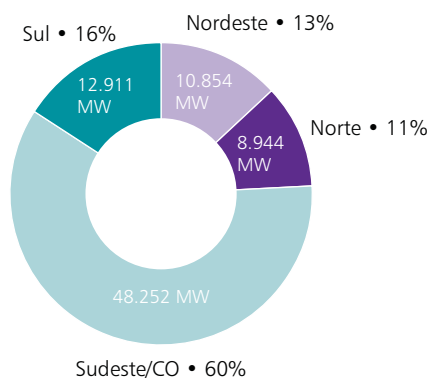
Registre-se que as classificações Leilão 2005, Leilão 2006 e Leilão 2007 couberam apenas às usinas vencedoras dos Leilões de Energia Nova dos anos correspondentes que ofertaram energia e não contemplam as usinas que venderam nesses leilões que atendem ao artigo 22 do decreto nº 5.163 de julho de 2004, que aparecem na como Tabela 30 usinas com concessão.

O Anexo II apresenta os projetos hidrelétricos constantes na Tabela 30, contemplando dados mais detalhados dos empreendimentos, tais como: o aproveitamento de jusante, as cotas máxima e mínima do reservatório, a cota média do canal de fuga, os volumes mínimo e útil do reservatório e a produtividade associada a 65% do volume útil.

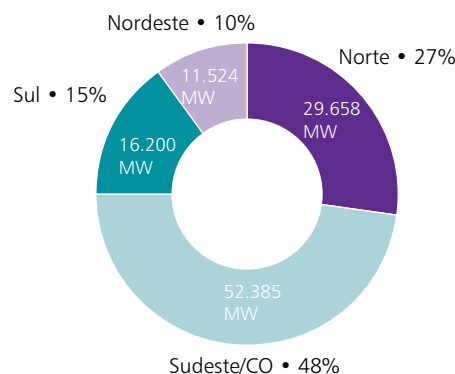
Os percentuais de participação de cada subsistema na capacidade instalada hidrelétrica no início (mai/2008) e no final (dez/2017) do horizonte decenal são apresentados no Gráfico 1.

Gráfico 1 – Participação da capacidade instalada hidrelétrica por região

Distribuição da Potência Instalada - Hidro - Mai/2008



Distribuição da Potência Instalada - Hidro - Dez/2017



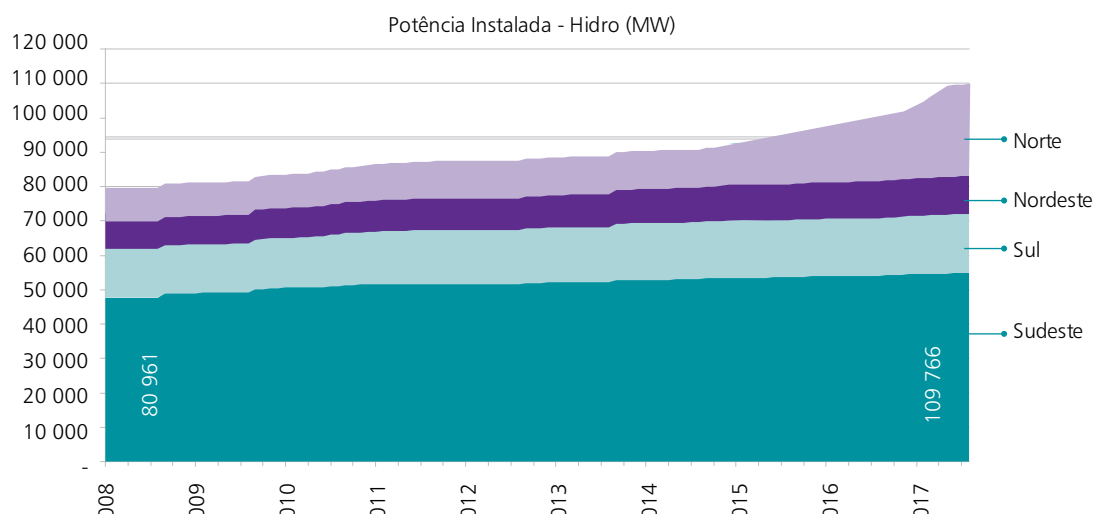
Obs. - Considerada a importação de Itaipu proveniente da potência contratada ao Paraguai.

Note-se que a capacidade instalada do SIN em 2008 inclui a potência dos empreendimentos que já se encontram em operação comercial nos sistemas isolados Acre-Rondônia e Manaus-Macapá. No final do horizonte os sistemas Acre/Rondônia (AC+RO) e Manaus/Macapá (AM+AP) estão considerados na região Norte.

Os aproveitamentos Belo Monte (rio Xingu), Santo Antônio e Jirau (rio Madeira) serão responsáveis por cerca de 10% da capacidade hidrelétrica instalada do SIN no final do horizonte decenal, e ao se incluir nessa análise os empreendimentos dos rios Teles Pires e Tapajós, a participação dessas usinas fica em torno de 15% do total da capacidade hidrelétrica instalada do SIN no final do horizonte de planejamento.

O Gráfico 2 apresenta a evolução da capacidade instalada hidrelétrica do SIN. Pode-se verificar um acréscimo de 36% na oferta de geração hidrelétrica no período 2008-2017, totalizando 109,8 GW no final desse período.

Gráfico 2 – Evolução da capacidade instalada hidrelétrica do SIN



Os projetos de geração termelétrica, ordenados pela data de entrada em operação no período 2008-2017, são apresentados na Tabela 31.

Esses projetos foram agrupados conforme a seguinte classificação: usinas em construção ou ampliação, usinas consideradas disponíveis ao SIN uma vez superadas restrições em sua operação; usinas novas vencedoras dos Leilões de Energia Nova e as demais que se mostram necessárias para que as projeções de mercado sejam atendidas satisfazendo aos critérios de garantia de suprimento. No caso de ampliações, a potência corresponde ao valor incremental instalado na data considerada.

O Anexo III apresenta os mesmos projetos termelétricos da Tabela 31 ordenados por data de entrada em operação comercial e o detalhamento dos empreendimentos: localização, custo variável unitário, inflexibilidade, fator de capacidade máximo e as taxas de indisponibilidade programada e forçada.

É importante ressaltar que a Tabela 31 não apresenta os empreendimentos que atualmente já se encontram em operação e que venderam energia no Leilão 2005.

Tabela 31 – Expansão Termelétrica

a) Período 2008-2013 – Usinas termelétricas pré-definidas nos leilões realizados até 2008

Usina	UF	Subsistema	Combustível	Potência (MW) *	Data **	Classificação
Vale do Açu ⁽¹⁾	RN	NE	Gás Natural	368	jul/08	Em construção/ Ampliação
Camaçari Murici I	BA	NE	Óleo Combustível	148	jan/09	Leilão 2006
Camaçari Polo de Apoio I	BA	NE	Óleo Combustível	148	jan/09	Leilão 2006
Goiânia II - BR	GO	SE/CO	Óleo Diesel	140	jan/09	Em construção/ Ampliação
Pau Ferro I	PE	NE	Óleo Diesel	94	jan/09	Leilão 2006
Potiguar	RN	NE	Óleo Diesel	52,8	jan/09	Leilão 2006
Termomanaus	PE	NE	Óleo Diesel	142	jan/09	Leilão 2006
Potiguar III	RN	NE	Óleo Diesel	66	fev/09	Leilão 2006
do Atlântico ⁽¹⁾	RJ	SE/CO	Gás de Processo	490	out/09	Em construção/ Ampliação
Campina Grande	PB	NE	Óleo Combustível	164	jan/10	Leilão 2007

Usina	UF	Subsistema	Combustível	Potência (MW) *	Data **	Classificação
Candiota III	RS	S	Carvão	350	jan/10	Em construção/ Ampliação
Global I	BA	NE	Óleo Combustível	140	jan/10	Leilão 2007
Global II	BA	NE	Óleo Combustível	148	jan/10	Leilão 2007
Itapebi	BA	NE	Óleo Combustível	138	jan/10	Leilão 2007
Maracanaú I	CE	NE	Óleo Combustível	162	jan/10	Leilão 2007
Monte Pascoal	BA	NE	Óleo Combustível	138	jan/10	Leilão 2007
Nova Olinda	TO	N	Óleo Combustível	165	jan/10	Leilão 2007
Termonordeste	RN	NE	Óleo Combustível	171	jan/10	Leilão 2007
Termoparaíba	PB	NE	Óleo Combustível	171	jan/10	Leilão 2007
Tocantinópolis	TO	N	Óleo Combustível	165	jan/10	Leilão 2007
Viana	ES	SE/CO	Óleo Combustível	171	jan/10	Leilão 2007
Euzébio Rocha (Cubatão)	SP	SE/CO	Gás Natural	216	jan/10	Leilão 2005
Palmeira de Goiás	GO	SE/CO	Óleo Diesel	174	dez/10	Leilão 2006
José de Alencar	CE	NE	Gás Natural	300	jan/11	Leilão 2008
Linhares	ES	SE/CO	Gás Natural	204	jan/11	Leilão 2008
Mc2 Camaçari 1	BA	NE	Óleo Combustível	176	jan/11	Leilão 2008
Mc2 Catu	BA	NE	Óleo Combustível	176	jan/11	Leilão 2008
Mc2 Dias Dávila 1	BA	NE	Óleo Combustível	176	jan/11	Leilão 2008
Mc2 Dias Dávila 2	BA	NE	Óleo Combustível	176	jan/11	Leilão 2008
Mc2 Feira de Santana	BA	NE	Óleo Combustível	176	jan/11	Leilão 2008
Mc2 Sr do Bonfim	BA	NE	Óleo Combustível	176	jan/11	Leilão 2008
Pernambuco 4	PE	NE	Óleo Combustível	201	jan/11	Leilão 2008
Sta Rita de Cássia	PB	NE	Óleo Combustível	175	jan/11	Leilão 2008
Mpx	CE	NE	Carvão	700	jun/11	Leilão 2007
Maracanaú II	CE	NE	Óleo Combustível	70	jan/12	Leilão 2007
Suape II	PE	NE	Óleo Combustível	355,7	jan/12	Leilão 2007
Termomaranhão	MA	N	Carvão	350	jan/12	Leilão 2007
Santa Cruz Nova	RJ	SE/CO	Gás Natural	364	jan/12	Em construção/ Ampliação
Cacimbaes	ES	SE/CO	Gás Natural	127	jan/13	Leilão 2008
Cauhyra I	ES	SE/CO	Óleo Combustível	148	jan/13	Leilão 2008
Escolha	ES	SE/CO	Gás Natural	338	jan/13	Leilão 2008
Iconha	ES	SE/CO	Óleo Combustível	184	jan/13	Leilão 2008
Mc2 Camaçari 2	BA	NE	Óleo Combustível	176	jan/13	Leilão 2008
Mc2 Camaçari 3	BA	NE	Óleo Combustível	176	jan/13	Leilão 2008
Mc2 Gov Mangabeira	BA	NE	Óleo Combustível	176	jan/13	Leilão 2008
Mc2 João Neiva	ES	SE/CO	Gás Natural	330	jan/13	Leilão 2008
Mc2 Joinville	ES	SE/CO	Gás Natural	330	jan/13	Leilão 2008
Mc2 Macaíba	RN	NE	Óleo Combustível	400	jan/13	Leilão 2008
Mc2 Messias	AL	NE	Óleo Combustível	176	jan/13	Leilão 2008
Mc2 N.S. do Socorro	SE	NE	Óleo Combustível	176	jan/13	Leilão 2008
Mc2 Nova Venécia 2	ES	SE/CO	Óleo Combustível	176	jan/13	Leilão 2008
Mc2 Pecém 2	CE	NE	Óleo Combustível	350	jan/13	Leilão 2008

Usina	UF	Subsistema	Combustível	Potência (MW) *	Data **	Classificação
Mc2 Rio Largo	AL	NE	Óleo Combustível	176	jan/13	Leilão 2008
Mc2 Sapeaçu	BA	NE	Óleo Combustível	176	jan/13	Leilão 2008
Mc2 St Antônio de Jesus	BA	NE	Óleo Combustível	176	jan/13	Leilão 2008
Mc2 Suape 2b	PE	NE	Óleo Combustível	350	jan/13	Leilão 2008
Pernambuco 3	PE	NE	Óleo Combustível	201	jan/13	Leilão 2008
Porto Do Pecém 2	CE	NE	Carvão	360	jan/13	Leilão 2008
Termopower 5	PE	NE	Óleo Combustível	201	jan/13	Leilão 2008
Termopower 6	PE	NE	Óleo Combustível	201	jan/13	Leilão 2008
Sub-total até 2013					13.002	

b) Usinas termelétricas indicativas e total						
Usina	UF	Subsistema	Combustível	Potência (MW) *	Data **	Classificação
Angra 3	RJ	SE/CO	Urânio	1350	nov/14	Indicativa
Ute Ind – S	-	S	Indicativa	900	jan/15	Indicativa
Subtotal - Usinas Indicativas				2.250		
Total				15.252		

SE/CO – subsistema Sudeste/C.Oeste S – subsistema Sul NE – subsistema Nordeste N – subsistema Norte

No caso de ampliações e motorizações, a potência corresponde ao valor incremental do ano.

(1) Considerada apenas a parcela disponibilizada ao sistema elétrico equivalente a 200 MW.

* Ressalva-se que a potência indicada refere-se ao total do empreendimento, ao fim da motorização.

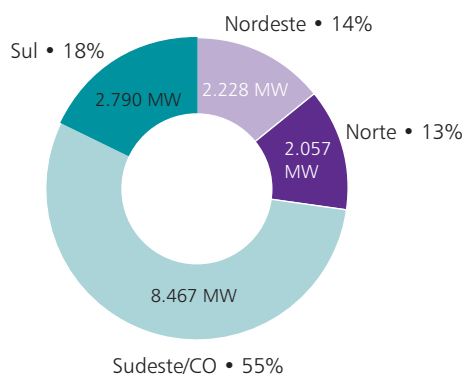
** A data indicada na tabela refere-se à data de entrada da primeira máquina.

Deve-se ressaltar que as ofertas indicativas de geração termelétrica consideradas poderão vir a se concretizar a partir de fontes diversas, tais como: termelétricas a carvão mineral, cogeração, gás natural etc.

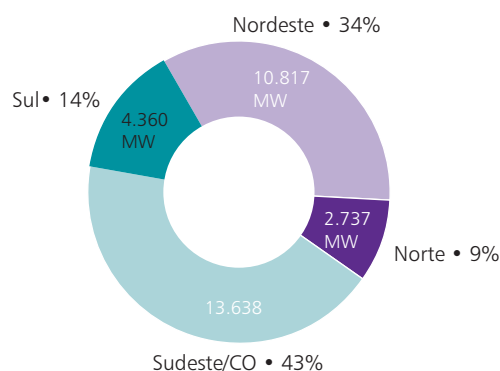
Os percentuais de participação de cada subsistema na capacidade instalada termelétrica no início (mai/2008) e no final (dez/2017) do horizonte decenal são apresentados no Gráfico 3.

Gráfico 3 – Participação da capacidade instalada termelétrica por subsistema

Distribuição da Potência Instalada - Térmica - Mai/2008



Distribuição da Potência Instalada - Térmica - Dez/2017

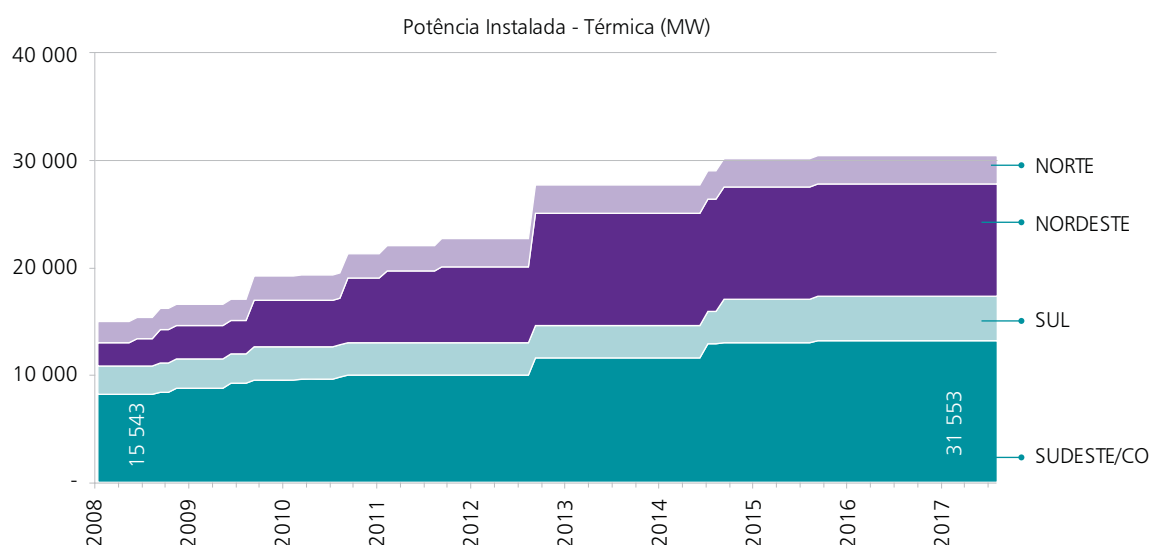


Na análise das participações dos subsistemas na capacidade termelétrica instalada, a de maio de 2008 inclui, para fins de comparação no Gráfico 4, a potência dos empreendimentos que já se encontram em operação comercial nos sistemas isolados Acre-Rondônia e Manaus-Macapá.

Observe-se que a participação do subsistema Nordeste na capacidade instalada termelétrica do SIN aumenta de 14% para 34% e a do Sudeste reduz de 55% para 43%.

O Gráfico 4 apresenta a evolução da capacidade instalada termelétrica do SIN. Pode-se verificar um acréscimo da ordem de 104% na oferta de geração termelétrica no período 2008-2017, totalizando cerca de 32 GW de capacidade instalada no SIN no final desse período.

Gráfico 4 – Evolução da capacidade instalada termelétrica do SIN



A expansão da geração proveniente de fontes alternativas de energia, ordenadas por data de entrada em operação no período 2008-2017, é apresentada na Tabela 32.

Tabela 32 – Expansão de fontes alternativas

a) Usinas pré-definidas nos leilões realizados até 2008

Usina	UF	Subsistema	Combustível	Potência (MW) *	Data **	Classificação
Interlagos ⁽¹⁾	SP	SE/CO	Biomassa	40	mai/08	Em construção/ Ampliação
Boa Vista ⁽¹⁾	GO	SE/CO	Biomassa	80	ago/08	Leilão 2006
Santa Cruz Ab Fase 1 ⁽¹⁾	SP	SE/CO	Biomassa	25	ago/08	Leilão 2007
Colorado	SP	SE/CO	Biomassa	34	set/08	Leilão 2006
Louis Dreyfus Rio Brilhante - Fase 1 ⁽¹⁾	MS	SE/CO	Biomassa	40	out/08	Leilão 2007
Louis Dreyfus Lagoa da Prata Fase 1 ⁽¹⁾	MG	SE/CO	Biomassa	47	nov/08	Leilão 2007
Quirinópolis Exp ⁽¹⁾	GO	SE/CO	Biomassa	40	jan/09	Em construção/ Ampliação
Santa Isabel ⁽¹⁾	SP	SE/CO	Biomassa	40	jan/09	Em construção/ Ampliação

Usina	UF	Subsistema	Combustível	Potência (MW) *	Data **	Classificação
Cisframa	SC	S	Biomassa	4	jan/09	Leilão 2006
Biomassa Ler Se	-	SE/CO	Biomassa	229,5	jan/09	LER 2008
Costa Pinto ⁽¹⁾	SP	SE/CO	Biomassa	66	jan/09	Em construção/ Ampliação
Rafard ⁽¹⁾	SP	SE/CO	Biomassa	43	fev/09	Em construção/ Ampliação
Iacanga ⁽¹⁾	SP	SE/CO	Biomassa	12	mar/09	Leilão 2007
Quatá ⁽¹⁾	SP	SE/CO	Biomassa	54	abr/09	Em construção/ Ampliação
São José ⁽¹⁾	SP	SE/CO	Biomassa	50	mai/09	Em construção/ Ampliação
Louis Dreyfus Lagoa Da Prata Fase 2 ⁽¹⁾	MG	SE/CO	Biomassa	13	mai/09	Leilão 2007
Louis Dreyfus Rio Brilhante - Fase 2 ⁽¹⁾	MS	SE/CO	Biomassa	50	mai/09	Leilão 2007
Pioneiros Ii ⁽¹⁾	SP	SE/CO	Biomassa	50	mai/09	Leilão 2007
Ferrari ⁽¹⁾	SP	SE/CO	Biomassa	27	jun/09	Leilão 2006
Ester ⁽¹⁾	SP	SE/CO	Biomassa	38	jun/09	Leilão 2007
Xanxerê	SC	S	Biogás	30	jul/09	Leilão 2007
Santa Cruz Ab Fase 2 ⁽¹⁾	SP	SE/CO	Biomassa	25	jul/09	Leilão 2007
Biomassa Ler Ne	-	NE	Biomassa	30	jan/10	LER 2008
Biomassa Ler Se	-	SE/CO	Biomassa	1886	jan/10	LER 2008
São João Da Boa Vista ⁽¹⁾	SP	SE/CO	Biomassa	70	mai/10	Leilão 2007
Flórida Paulista ⁽¹⁾	SP	SE/CO	Biomassa	55	jul/10	Leilão 2007
Baía Formosa ⁽¹⁾	RN	NE	Biomassa	32	set/10	Leilão 2006
Bonfim	SP	SE/CO	Biomassa	60	mai/11	Leilão 2006
Paraúna	GO	SE/CO	Biomassa	114	jan/13	Leilão 2008
Subtotal - Usinas Pré-Definidas Nos Leilões				3.285		

b) Usinas indicativas						
Usina	UF	Subsistema	Combustível	Potência (MW) *	Data **	Classificação
F Alt Indicativa	-	S	Fonte Alternativa	60	jan/10	Indicativa
F Alt Indicativa	-	SE/CO	Fonte Alternativa	27	jan/11	Indicativa
F Alt Indicativa	-	S	Fonte Alternativa	27	jan/11	Indicativa
F Alt Indicativa	-	SE/CO	Fonte Alternativa	285	jan/13	Indicativa
F Alt Indicativa	-	S	Fonte Alternativa	129	jan/13	Indicativa
F Alt Indicativa	-	SE/CO	Fonte Alternativa	482	jan/14	Indicativa
F Alt Indicativa	-	S	Fonte Alternativa	351	jan/14	Indicativa
F Alt Indicativa	-	NE	Fonte Alternativa	21	jan/14	Indicativa
F Alt Indicativa	-	N	Fonte Alternativa	21	jan/14	Indicativa
F Alt Indicativa	-	SE/CO	Fonte Alternativa	160	jan/15	Indicativa
F Alt Indicativa	-	S	Fonte Alternativa	160	jan/15	Indicativa
F Alt Indicativa	-	SE/CO	Fonte Alternativa	160	jan/16	Indicativa

Usina	UF	Subsistema	Combustível	Potência (MW) *	Data **	Classificação
F Alt Indicativa	-	S	Fonte Alternativa	160	jan/16	Indicativa
Subtotal - Usinas Indicativas				2.043		
TOTAL				5 328		

SE/CO – subsistema Sudeste/C.Oeste S – subsistema Sul NE – subsistema Nordeste

(1) Inseridas no deck do Newave como abatimento de carga.

No caso de ampliações e motorizações, a potência corresponde ao valor incremental do ano.

* Ressalva-se que a potência indicada refere-se ao total do empreendimento, ao fim da motorização.

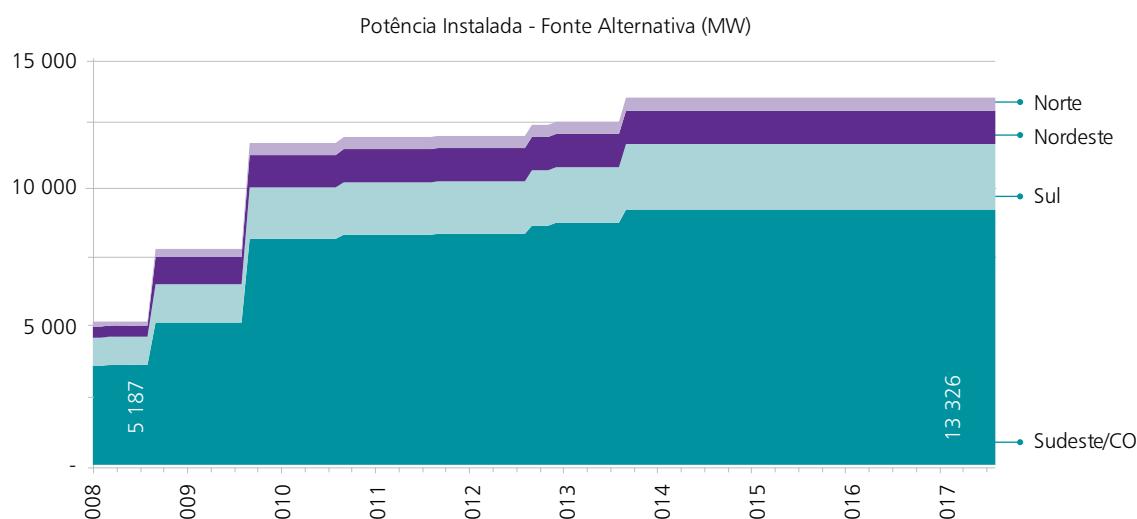
** A data indicada na tabela refere-se à data de entrada da primeira máquina.

Os dados das novas usinas termelétricas a biomassa vencedoras dos Leilões de Compra de Energia Nova de 2005 a 2008 estão detalhados no Anexo IV.

Na Tabela 32, fonte alternativa indicativa representa a expansão que poderá ser feita com usinas do tipo PCH, biomassa, eólica ou outras fontes renováveis.

O Gráfico 5 apresenta a evolução da capacidade instalada de fontes alternativas do SIN, onde pode-se verificar uma forte evolução desta fonte, com acréscimo de 157% ao longo de 10 anos.

Gráfico 5 – Evolução da capacidade instalada de fontes alternativas do SIN



Os percentuais de participação dos diversos tipos de fontes não hidrelétricas no início (mai/2008)¹⁷ e no final (dez/2017) do horizonte decenal são apresentados no Gráfico 6.

Este gráfico indica o crescimento da participação da biomassa na composição da capacidade de geração durante o período decenal, considerando os diversos tipos de fontes, confirmando a tendência de crescente participação da referida fonte já verificada nos leilões de energia nova e de energia de reserva.

Destaque-se também o aumento da participação de termelétricas a óleo combustível em contra-posição ao decréscimo de termelétrica a gás natural decorrentes, também, da falta de oferta desse combustível nos últimos leilões. Esse aumento da participação das térmicas a óleo combustível decorre fundamentalmente dos resultados dos leilões de 2008, não tendo sido este tipo de fonte térmica incorporado na expansão indicativa do sistema (ver Tabela 31). Dentre os aspectos que justificaram a significativa contratação de térmicas a óleo combustível, destacam-se os seguintes:

- a reduzida oferta de empreendimentos hidrelétricos nesses últimos leilões de contratação de energia nova, o que se espera reverter nos próximos anos, em função da conclusão dos estudos de viabilidade

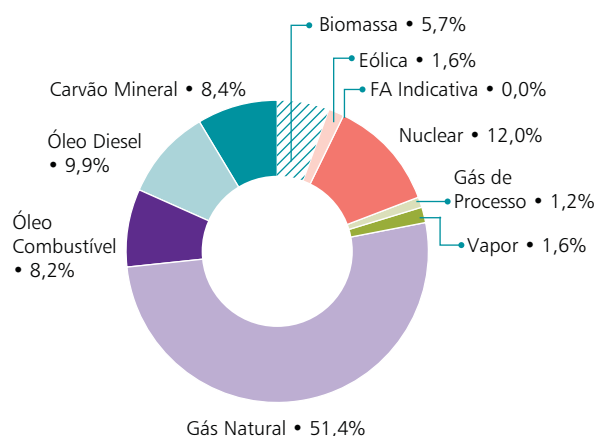
¹⁷ Computadas as usinas térmicas em operação do sistemas isolados Acre/Rondônia e Manaus/Macapá em 2008.

técnico-econômica e ambiental de muitos projetos, bem como da retomada, ocorrida a partir de 2005, dos estudos de inventário de bacias hidrográficas;

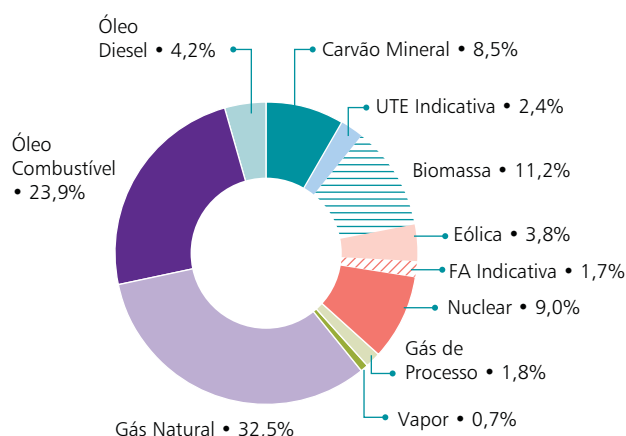
- a dificuldade encontrada nos últimos leilões pelos empreendedores de usinas hidrelétricas para obtenção de licenças ambientais prévias (LP) para seus projetos;
- a restrição no suprimento de gás natural ao Setor Elétrico nos últimos anos, uma vez que a oferta deste combustível não foi suficiente para atender à demanda térmica e não térmica, o que levou, inclusive, à implantação de uma logística de suprimento de Gás Natural Liquefeito - GNL pela Petrobras; e
- a concretização reduzida da oferta de usinas a biomassa diante da quantidade cadastrada nos últimos leilões e do potencial conhecido para esta fonte, não obstante um elevado preço inicial estabelecido para esses certames.

Gráfico 6 – Participação das diversas fontes não hidrelétricas (% de capacidade instalada)

Participação das fontes de Geração Térmica e Alternativa - Mai/2008



Participação das fontes de Geração Térmica e Alternativa - Dez/2017



A Tabela 33 apresenta a evolução da capacidade instalada para diferentes fontes de geração ao longo do período de estudo (2008-2017). Isto permite uma melhor análise do comportamento da matriz energética.

Tabela 33 - Evolução da capacidade instalada por fonte de geração (MW)^a

Tipo	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Hidro	80 961	81 669	83 653	85 386	86 044	88 505	90 491	95 888	103 230	109 766
PCH	3 951	5 157	6 261	6 415	6 445	6 859	7 734	7 734	7 734	7 734
Nuclear	2 007	2 007	2 007	2 007	2 007	2 007	3 357	3 357	3 357	3 357
Óleo Combustível	1 369	1 673	3 405	4 845	5 271	8 889	8 889	8 889	8 889	8 889
Gás Natural	8 997	9 107	9 323	9 818	10 382	12 059	12 059	12 059	12 059	12 059
Óleo Diesel	1 657	2 516	2 691	2 691	2 127	1 574	1 574	1 574	1 574	1 574
Carvão Mineral	1 415	1 415	1 765	2 465	2 815	3 175	3 175	3 175	3 175	3 175
Biomassa	982	1 637	3 997	4 056	4 056	4 170	4 170	4 170	4 170	4 170
Gás De Processo	197	687	687	687	687	687	687	687	687	687
Ute Indicativa	-	-	-	-	-	-	-	900	900	900
Vapor	272	272	272	272	272	272	272	272	272	272
Eólica	274	1 045	1 423	1 423	1 423	1 423	1 423	1 423	1 423	1 423
Fa Indicativa	-	-	-	-	-	-	-	320	640	640
Total	102 082	107 185	115 482	120 065	121 528	129 619	133 830	140 447	148 109	154 645

a potência instalada em dezembro de cada ano

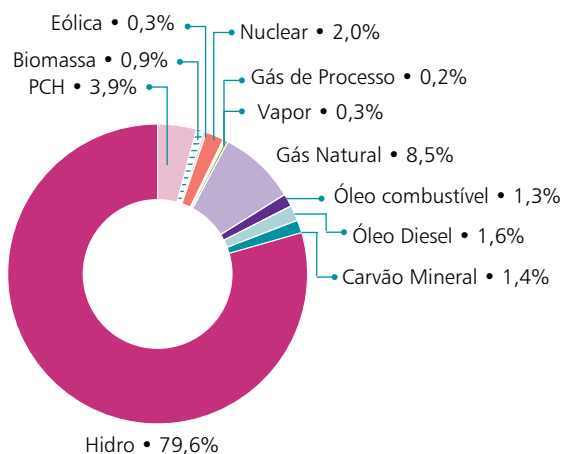
Ressalta-se que dos 53 GW de acréscimo de capacidade instalada, 24 GW são indicativos. Desta expansão indicativa, apenas cerca de 3% são de UTE movidas a combustível fóssil.

O Gráfico 7 sintetiza a evolução da potência instalada hidrotérmica total e por fonte. Este gráfico permite avaliar a diversificação da matriz de eletricidade.

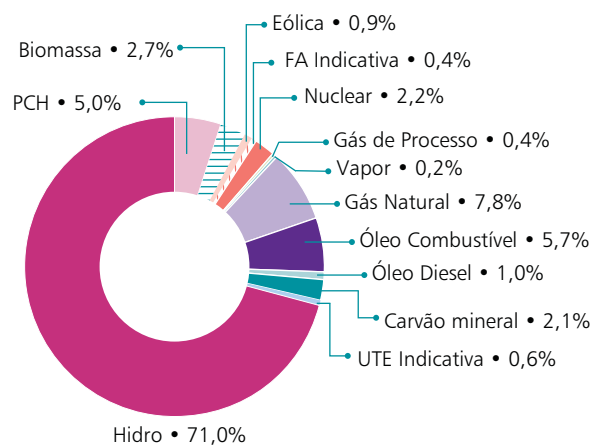
Ressalta-se a redução de cerca de 8 pontos percentuais na participação da fonte hidrelétrica. Por outro lado, o incremento da participação do óleo combustível de aproximadamente 5% até 2017 ainda mantém o percentual de participação desta fonte na matriz elétrica nacional inferior ao percentual previsto pela Agência Internacional de Energia em termos de média mundial para 2010. Acrescente-se a isto que neste plano a expectativa de geração desta fonte apresenta um fator de capacidade de 13% em 2008 e de 9% em 2017.

Gráfico 7 – Evolução da participação dos diversos tipos de fonte (% de capacidade instalada)

Participação das Fontes de Geração - Mai/2008

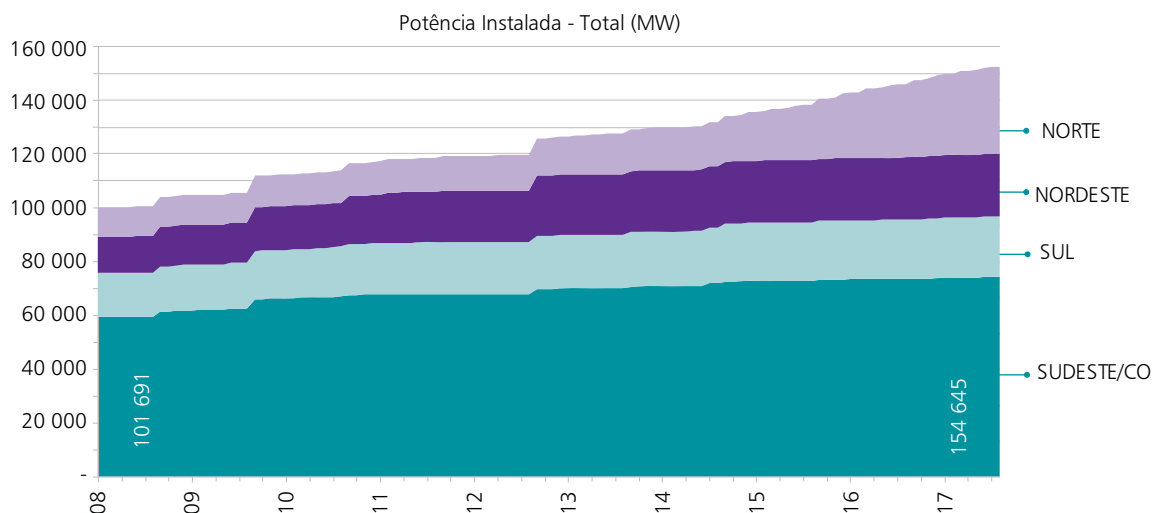


Participação das Fontes de Geração - Dez/2017



Assim, totalizando todas as fontes, tem-se uma evolução da capacidade instalado do SIN partindo de 101 GW, em 2008, e evoluindo para 155 GW em 2017 para atender ao mercado projetado no período, como mostra o Gráfico 8.

Gráfico 8 – Evolução da capacidade instalada do SIN

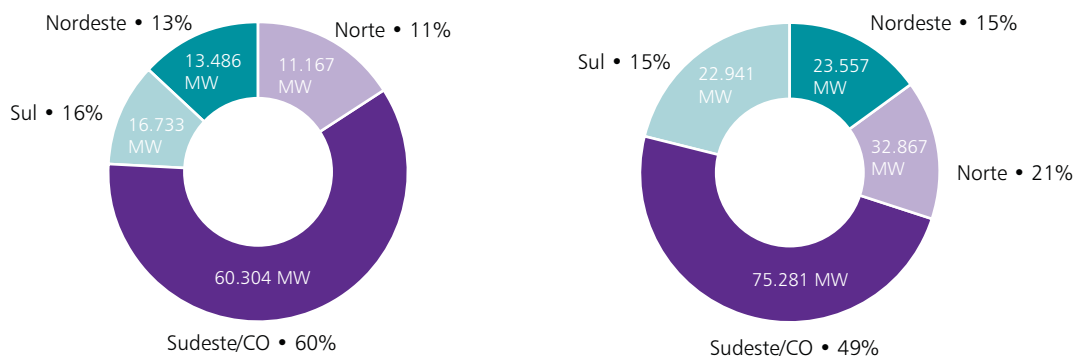


Os percentuais de participação da capacidade instalada por subsistema podem ser melhor visualizados no Gráfico 9.

Gráfico 9 – Distribuição do parque instalado por subsistema

Distribuição da Potência Instalada - Total - Mai/2008

Distribuição da Potência Instalada - Total - Dez/2017



Expansão das interligações

O recurso de expansão ou antecipação de ampliações previstas das interligações entre os subsistemas, esquematicamente mostradas no diagrama da Figura 1, foi considerado para o ajuste e definição da configuração do sistema. A partir dos valores de limites de intercâmbios apresentados no Anexo I, é possível destacar as antecipações e expansões de interligações ao longo do período de estudo, conforme mostrado, em grandes números, na Tabela 34.

Tabela 34 – Principais expansões ou antecipação das interligações

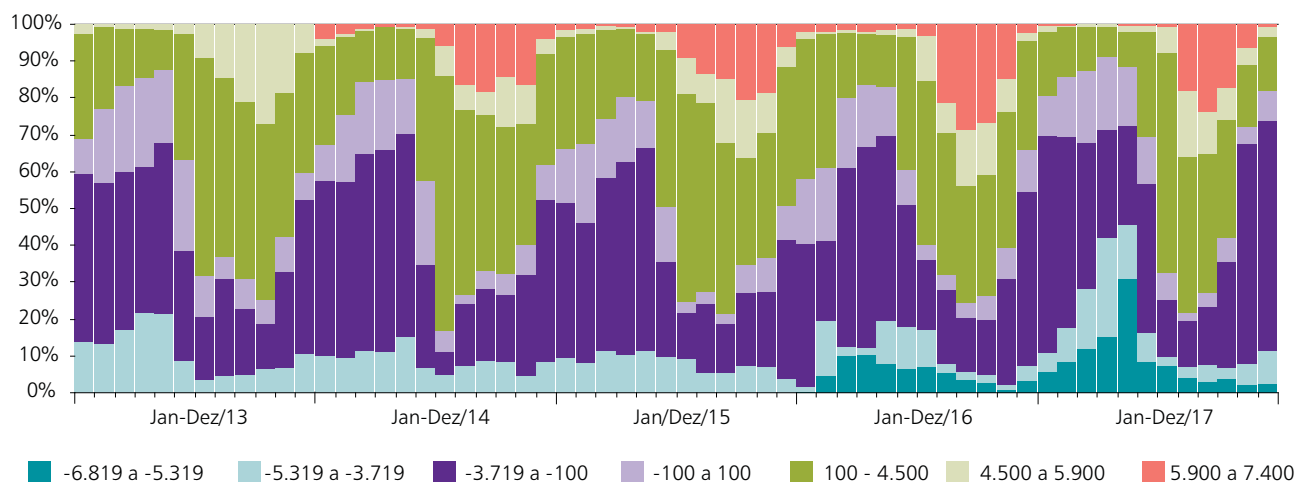
Ano	Trecho	Montante (MWmed)	Motivação
2012	MD->SE/CO/RO	2 780	Início da motorização da primeira usina do rio Madeira
2014	IMP->N/Man	1 650	Necessidade energética de ampliação da capacidade de recebimento da região Norte
2014	IMP->SE/CO/RO	1 100	Antecipação da interligação Norte-Sul dada a necessidade energética de ampliação da capacidade de recebimento da região Sudeste
2014	SE/CO/RO->IMP	1 000	Aumento da capacidade de intercâmbio devido a antecipação da interligação Norte-Sul
2014	MD->SE/CO/RO	3 100	Continuação da motorização das usinas do Rio Madeira
2014	N/Man->IMP	2 600	Antecipação provocada pela necessidade energética de ampliação da capacidade de recebimento da região Sudeste, viabilizando, desta forma, aumento da capacidade de escoamento de energia do Norte
2015	TP->SE/CO/RO	1 500	Início da motorização das usinas do rio Teles Pires
2015	BM->N/Man	2 600	Início da motorização de Belo Monte
2016	IMP->SE/CO/RO	1 500	Ampliação da interligação Norte-Sul para escoamento da geração de Belo Monte e em função da entrada de novas usinas no alto Tocantins
2016	SE/CO/RO->IMP	1 500	Aumento da capacidade de intercâmbio devido a antecipação da interligação Norte-Sul
2016	TP->SE/CO/RO	1 500	Continuação da motorização das usinas do rio Teles Pires
2017	BM->N/Man	2 900	Continuação da motorização de Belo Monte
2017	MD->SE/CO/RO	1 000	Reforço necessário para escoar totalidade do subsistema Madeira, inclusive com a inclusão da usina Tabajara
2017	TP->SE/CO/RO	1 500	Continuação da motorização das usinas do rio Teles Pires

No Gráfico 10 apresentam-se, como exemplos ilustrativos, as freqüências de ocorrência dos intercâmbios entre o subsistema Sudeste/C. Oeste e Imperatriz (IMP) no período 2013-2017, onde os valores positivos representam o fluxo do SE para IMP e os negativos o fluxo no sentido contrário.

Observa-se nesse gráfico, que ilustra os fluxos na Interligação Norte-Sudeste, uma utilização notadamente sazonal, onde o fluxo se dá predominantemente no sentido IMP-SE no primeiro semestre e SE-IMP no segundo.

A partir de 2016, destaca-se no gráfico a seguir o aumento da probabilidade de ocorrência de fluxos máximos em ambos os sentidos, explorando a maior capacidade de armazenamento do subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Gráfico 10 – Freqüência dos intercâmbios Sudeste - Imperatriz



Riscos de déficit e custos marginais de operação

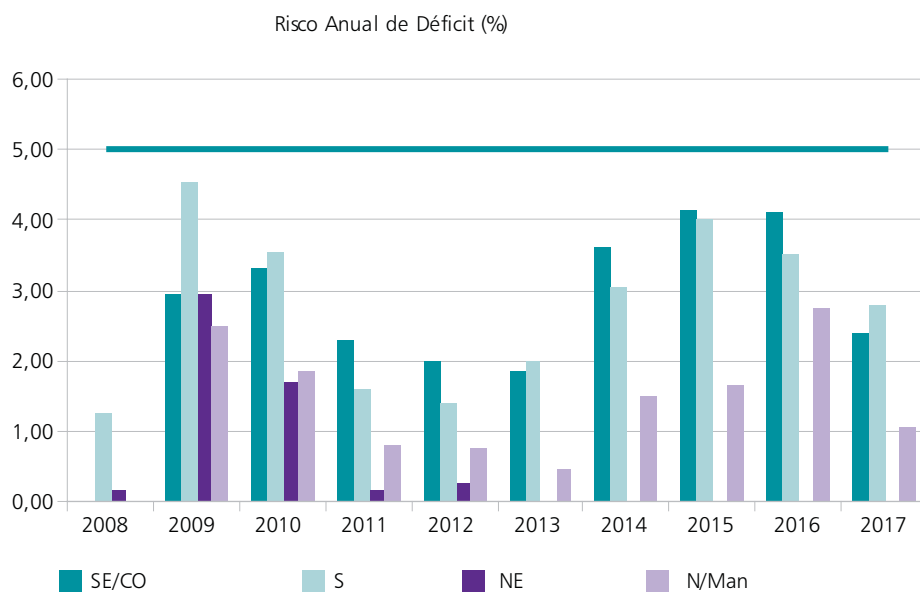
A seguir são apresentados os seguintes parâmetros energéticos associados à expansão da geração: probabilidade de ocorrência de déficits e os custos marginais de operação.

A Tabela 35 apresenta os riscos de ocorrência de qualquer déficit de energia em cada um dos quatro subsistemas que têm carga representada. Esses mesmos resultados estão ilustrados no Gráfico 11.

Tabela 35 – Riscos de qualquer Déficit

	Risco Anual de Déficit (%)			
	SE/CO	S	NE	N/Man
2008	0.00	1.25	0.15	0.00
2009	2.95	4.55	2.95	2.50
2010	3.30	3.55	1.70	1.85
2011	2.30	1.60	0.15	0.80
2012	2.00	1.40	0.25	0.75
2013	1.85	2.00	0.00	0.45
2014	3.60	3.05	0.00	1.50
2015	4.15	4.00	0.00	1.65
2016	4.10	3.50	0.00	2.75
2017	2.40	2.80	0.00	1.05

Gráfico 11 – Riscos de déficits de energia



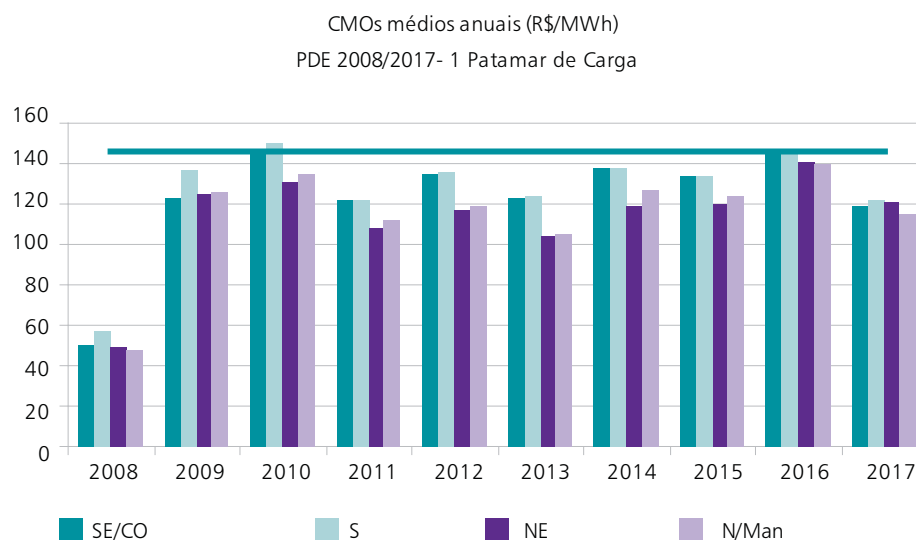
Os resultados apresentados mostram que os riscos de déficit obtidos na configuração de referência atendem ao critério de garantia de suprimento, do CNPE, de risco de déficit inferior a 5% em qualquer dos subsistemas, ao longo do período de expansão.

A Tabela 36 apresenta os valores médios anuais dos custos marginais de operação. Estes valores são ilustrados no Gráfico 12.

Tabela 36 – Custos marginais de operação

Custos Marginais de Operação médios anuais (R\$/MWh)				
	SE/CO	S	NE	N/Man
2008	50	57	49	48
2009	123	137	125	126
2010	146	150	131	135
2011	122	122	108	112
2012	135	136	117	119
2013	123	124	104	105
2014	138	138	119	127
2015	134	134	120	124
2016	145	146	141	140
2017	119	122	121	115

Gráfico 12 – Custos marginais de operação



Da mesma forma que os riscos, os custos marginais de operação também atendem ao critério de ajuste adotado, que é o da igualdade com o custo marginal de expansão pré-estabelecido em 146 R\$/MWh, aceitando-se um limite de tolerância de aproximadamente 3%.

Estimativa de Investimentos na Geração

A expansão em geração no período 2009 a 2017 requer investimentos da ordem de R\$ 142 bilhões. Cabe ressaltar que grande parte destes investimentos referem-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\$ 79 bilhões, sendo aproximadamente R\$ 70 bilhões em hidrelétricas.

1.4. Estudo de Sensibilidade relativo aos prazos de licenciamento ambiental de UHEs

Os prazos de obtenção de licenças ambientais, principalmente as licenças prévias, para as usinas hidrelétricas têm sido maiores que os normalmente utilizados nos estudos de planejamento do setor elétrico. Isto tem ensejado que nos leilões de compra de energia nova se esteja adquirindo predominantemente energia a ser produzida por usinas termelétricas. É, portanto, oportuno uma análise de sensibilidade de como se desenvolveria a expansão da geração se os prazos mais longos que vêm sendo observados para o licenciamento ambiental das hidrelétricas continuarem a ser praticados.

Para esta avaliação de sensibilidade da configuração de referência, foi utilizada a base metodológica dos aspectos socioambientais do PDE¹⁸, que estabelece parâmetros de prazos para o desenvolvimento dos projetos e uma avaliação individualizada para casos mais críticos, admitindo uma dilatação considerável nos prazos de entrada em operação para as usinas hidrelétricas ainda não licitadas, em decorrência dos maiores períodos de tempo necessários para obtenção das licenças ambientais. A partir deste trabalho, concluiu-se que, em relação ao cronograma previsto na configuração de referência, são postergados 31 projetos no período de 2013 a 2017 e 5 aproveitamentos para depois do horizonte do estudo, 2017. Estas postergações resultam em uma retirada do plano, no horizonte 2017, de cerca de 14.000 MW de capacidade instalada.

A Tabela 37 apresenta uma comparação entre as datas consideradas na configuração de referência e na sensibilidade com datas mais conservadoras para cada empreendimento hidrelétrico e o Gráfico 13 apresenta o montante destes atrasos em MW para cada mês do horizonte decenal.

¹⁸ Nota Técnica EPE-DEE-RE-140/2008-r0

Gráfico 13 – Evolução da Potência Postergada

Evolução da potência postergada em relação à configuração de referência

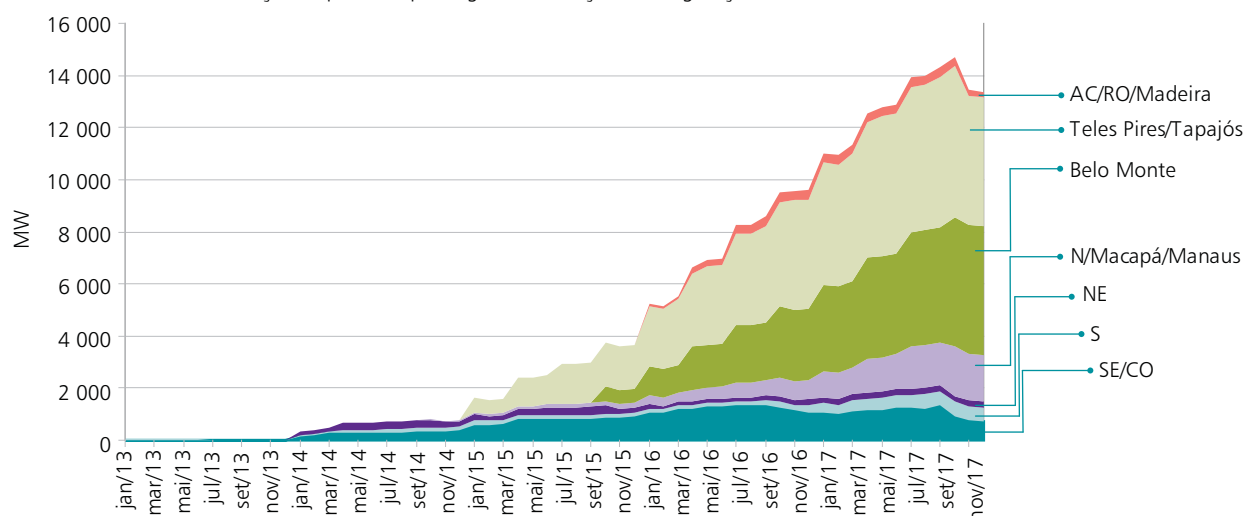


Tabela 37 – Hidrelétricas Postergadas

UHE	UF	Rio	Potência ¹ (MW)	Data da Configuração de Referência ²	Data de Início de Operação Postergada ²
Tijuco Alto	SP/PR	Ribeira do Iguape	129	jan-13	abr-13
Barra do Pombo	RJ	Paraíba do Sul	80	jan-14	nov-16
Cachoeira	PI/MA	Parnaíba	63	jan-14	nov-14
Cambuci	RJ	Paraíba do Sul	50	jan-14	nov-16
Castelhano	PI/MA	Parnaíba	64	jan-14	nov-14
Estreito	PI/MA	Parnaíba	56	jan-14	nov-14
Garibaldi	RS	Canoas	150	jan-14	nov-17
Itaguaçu	GO	Claro	130	jan-14	nov-17
Juruena	MT	Juruena	46	jan-14	nov-16
Ribeiro Gonçalves	PI/MA	Parnaíba	113	jan-14	nov-15
Toricoejo	MT	das Mortes	76	set-14	nov-16
Belo Monte compl.	PA	Xingu	181	out-14	nov-18
Água Limpa	MT	das Mortes	320	jan-15	out-17
Cachoeirão	MT	Juruena	64	jan-15	out-16
Colider	MT	Teles Pires	342	jan-15	nov-17
Foz do Apiacás	MT	Apiacás	275	jan-15	nov-17
Mirador	GO	Tocantinzinho	80	jan-15	out-16
São Manoel	MT/PA	Teles Pires	746	jan-15	nov-17
Sinop	MT	Teles Pires	461	jan-15	nov-17
Uruçuí	PI/MA	Parnaíba	134	jan-15	nov-15
Riacho Seco	PE/BA	São Francisco	240	jun-15	out-17
Belo Monte	PA	Xingu	11000	out-15	out-18
São Miguel	MG	Grande	65	out-15	out-16
Buriti Queimado	GO	das Almas	142	jan-16	out-17
Marabá	MA/PA	Tocantins	2160	jan-16	nov-17
Maranhão	GO	Maranhão	125	jan-16	out-17

Novo Acordo	TO	do Sono	160	jan-16	out-17
São Luiz do Tapajós	PA	Tapajós	6042	jan-16	nov-17
Tabajara	RO	Ji-Paraná	350	jan-16	nov-17
Teles Pires	MT/PA	Teles Pires	1820	jan-16	nov-17
São Roque	SC	Canoas	214	set-16	nov-17
Porto Galeano	MS	Sucuriú	139	jan-17	nov-17
Serra Quebrada	TO/MA	Tocantins	1328	jan-17	out-18
Telêmaco Borba	PR	Tibagi	120	jan-17	mai-18
Torixoréu	GO/MT	Araguaia	408	mar-17	out-17
Itapiranga	SC/RS	Uruguai	725	ago-17	out-18

⁽¹⁾ Potência total do empreendimento, que pode não ser o montante total postergado no estudo em função da motorização da usina e da nova data de início de operação.

⁽²⁾ Data prevista para a primeira máquina.

Para manter o atendimento ao mercado dentro dos critérios de garantia de suprimento do CNPE (igualdade entre o CMO e o CME e risco de insuficiência da oferta de energia elétrica inferior a 5%), foram construídas duas alternativas de expansão da oferta. Para tanto, foram considerados os seguintes recursos disponíveis: gás natural; carvão mineral; e fontes alternativas (PCH, Biomassa e Eólicas). Em ambas as alternativas foi adotada a mesma hipótese de postergação das usinas hidrelétricas mencionada acima.

Na primeira alternativa, se considerou uma participação maior de empreendimentos movidos a gás natural, adotando-se como Custo Variável Unitário dessas termelétricas o valor de R\$150,00/MWh. A segunda alternativa foi elaborada adotando-se a hipótese de um Custo Variável Unitário da ordem de R\$200,00/MWh, próximo aos valores observados nos Leilões de Energia Nova de 2008. Essa última alternativa, entretanto, restringiu a participação de empreendimentos a Gás Natural, tendo em vista o CVU desta fonte (200 R\$/MWh) ser superior ao CME (146 R\$/MWh), o que leva o parque térmico a gás natural a reduzir os riscos de déficit, mas, devido à frequência de despacho ser pequena, não reduz significativamente o CMO.

1.4.1. Alternativa 1 devido à Postergação das Hidrelétricas

Nesta primeira alternativa, adotada a premissa de CVU das UTE a Gás Natural da ordem de R\$150,00/MWh, mostrou-se necessário um montante de oferta adicional de 13.200 MW, apresentados por tipo de fonte e distribuídos entre os subsistemas, conforme apresentado na Tabela 38.

Dado que as competitividades entre as termelétricas a carvão mineral e gás natural são equivalentes, assumiu-se uma expansão maior a gás natural.

Oferta Adicional para Ajuste do Estudo com Atraso nas UHE (Mw)						
	Combustível	Subsistema	Data da Expansão			Total
			2015	2016	2017	
UTE INDICATIVA (*)	Gás Natural	Sudeste	2000	3900	3100	9000
UTE INDICATIVA (**)	Carvão	Sudeste	0	1000	1000	2000
		Sul	0	600	600	1200
FONTE ALTERNATIVA INDICATIVA	PCH / BIO / EÓLICA	Sudeste	0	0	1000	1000
		Sul	0	0	0	0
Total			2000	5500	5700	13200

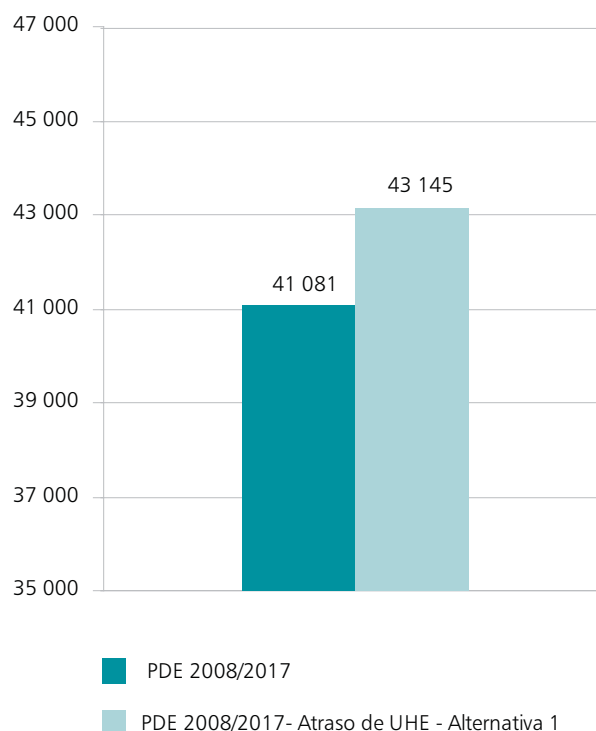
(*) Gás Natural Indicativo no SE considerando Custo Variável Unitário de R\$150,00/MWh.

(**) Carvão Indicativo no SE considerando Custo Variável Unitário de R\$100,00/MWh e Carvão Indicativo no Sul considerando Custo Variável Unitário de R\$52,00/MWh.

Observe-se que esta oferta indicativa poderá vir a ser concretizada por meio de outras fontes em função da disponibilidade e competitividade dos combustíveis e equipamentos, quando da realização dos leilões. Exemplos disto são os resultados dos últimos leilões, nos quais ocorreram a substituição de termelétricas dessas fontes por usinas a óleo combustível.

A seguir, é apresentado gráfico comparativo de custo total de operação do estudo da configuração de referência do PDE e desta alternativa com postergação das hidrelétricas.

Gráfico 14 – Custo Total de Operação (milhões de R\$)



Observa-se que, para esta alternativa de expansão devido ao atraso das hidrelétricas, o valor esperado para o custo total de operação para todo o horizonte de estudo é de, aproximadamente, 2 bilhões de reais superior ao da configuração de referência.

Ressalte-se que uma expansão adicional semelhante à apresentada na Tabela 38 poderia ser necessária na hipótese do mercado apresentar taxas de crescimento maiores que as utilizadas neste plano.

Análise de Emissões de Gases de Efeito Estufa

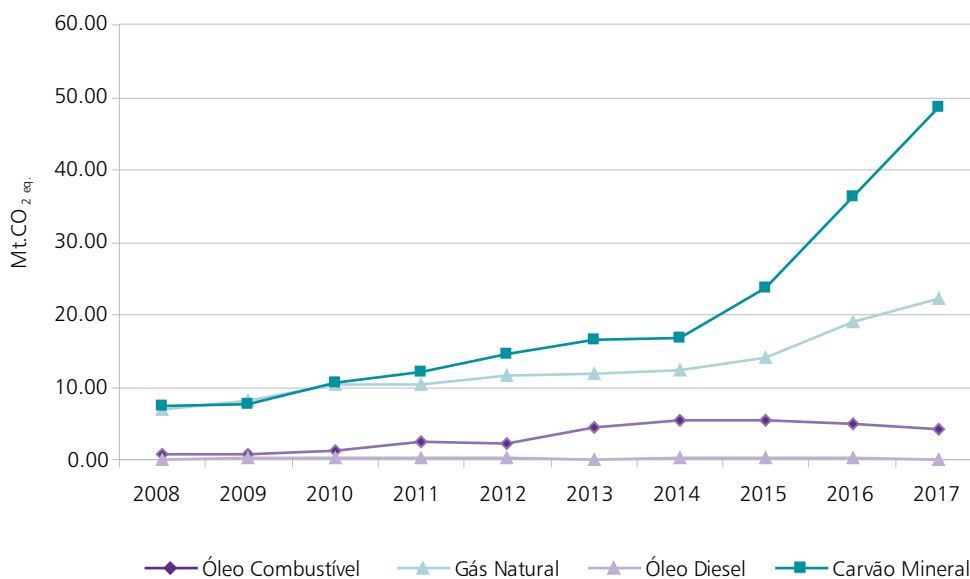
Na configuração de referência, estima-se que em 2017 sejam gerados em termelétricas 5.998 MWmed a partir de combustíveis fósseis. Já nesta primeira alternativa de atendimento ao mercado devido à postergação de usinas hidrelétricas, 11.239 MWmed seriam gerados a partir dos combustíveis fósseis: diesel, óleo combustível, carvão e gás natural, representando um aumento de 87% em relação à configuração de referência.

Com relação aos combustíveis utilizados, espera-se que, nesta alternativa devido aos atrasos de UHE, a geração seja compensada primordialmente pela queima de gás natural e carvão mineral.

A análise da configuração de referência quanto às emissões de gases de efeito estufa – GEE é apresentada no Capítulo III-3, item 3.5.2.4, onde é abordada a análise socioambiental do sistema elétrico.

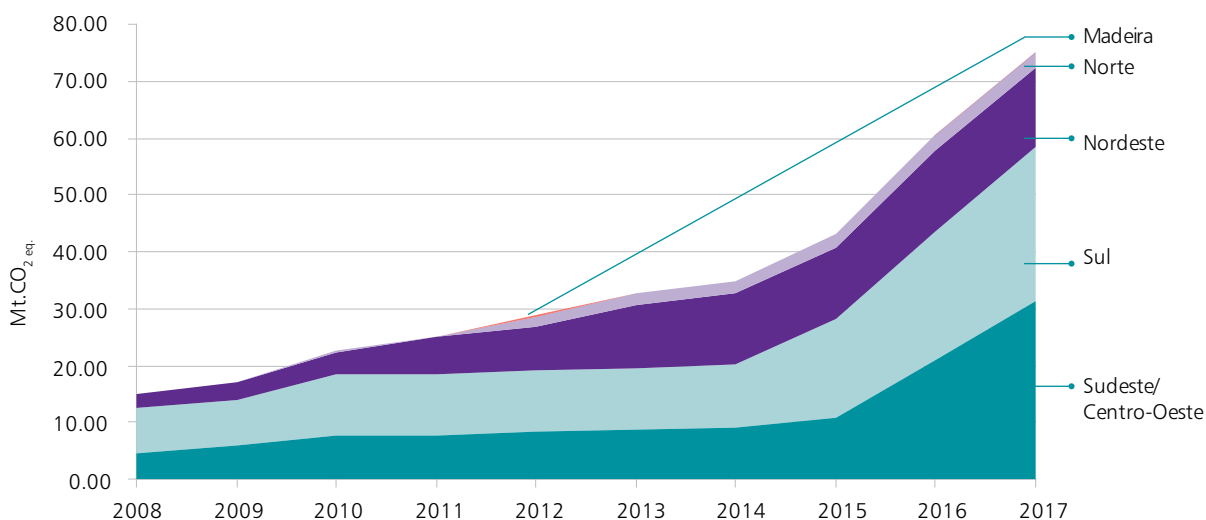
Para esta primeira alternativa de postergação de usinas hidrelétricas, o Gráfico 15 mostra as emissões de GEE, por combustível utilizado. Verifica-se que o carvão mineral, já em 2011, passa a ser o maior responsável pelas emissões de GEE, atingindo, em 2017, o volume de 49 Mt.CO_{2 eq.}, maior, inclusive, que as emissões termelétricas totais da configuração de referência em 2017, que são da ordem de 39 Mt.CO_{2 eq.}. As emissões oriundas das termelétricas a gás natural atingem em 2017 o patamar de 22 Mt.CO_{2 eq.}, quase duas vezes o volume de emissões da geração termelétrica a gás natural na configuração de referência (12 Mt.CO_{2 eq.}). O volume de emissões provenientes de termelétrica a óleo é de 4 Mt.CO_{2 eq.} em 2017 nesta alternativa.

Gráfico 15 – Emissões de GEE, por combustível utilizado, na alternativa 1



O Gráfico 16 mostra as emissões de GEE, por subsistema, para a alternativa 1. É importante observar o aumento significativo de emissões no período 2015-2017 nas regiões SE/CO, onde o aumento da geração teria como combustível predominante o gás natural, e na Região Sul, onde o combustível predominante seria o carvão mineral.

Gráfico 16 – Emissões de GEE, por subsistema, na alternativa 1



Estima-se que, nesta alternativa devido à postergação das hidrelétricas, as emissões de GEE das termelétricas atingiriam, em 2017, o patamar de 75 Mt.CO₂eq, o que praticamente dobram as emissões (aumento de cerca de 92%) em relação à configuração de referência, quando as emissões atingiriam o patamar de 39 Mt.CO₂eq.

1.4.2. Alternativa 2 devido à Postergação das Hidrelétricas

Para a alternativa considerando a premissa de CVU das UTE a Gás Natural da ordem de R\$200,00/MWh, mostrou-se necessário um montante de oferta adicional de 12.456 MW, apresentados por tipo de fonte e distribuídos entre os subsistemas, conforme apresentado na Tabela 39.

Tabela 39 – Oferta Adicional Decorrente da Alternativa 2

Oferta Adicional para Ajuste do Estudo com Atraso nas UHE (Mw)

	Combustível	Subsistema	Data da Expansão			Total
			2015	2016	2017	
UTE INDICATIVA (*)	Gás Natural	Sudeste	1500	2500	1500	5500
UTE INDICATIVA (**)	Carvão	Sudeste	0	1000	0	1000
		Sul	0	1500	1000	2500
FONTE ALTERNATIVA INDICATIVA	PCH / BIO / EÓLICA	Sudeste	0	1600	1600	3200
		Sul	0	0	256	256
Total			1500	6600	4356	12456

(*) Gás Natural Indicativo no SE considerando Custo Variável Unitário de R\$200,00/MWh.

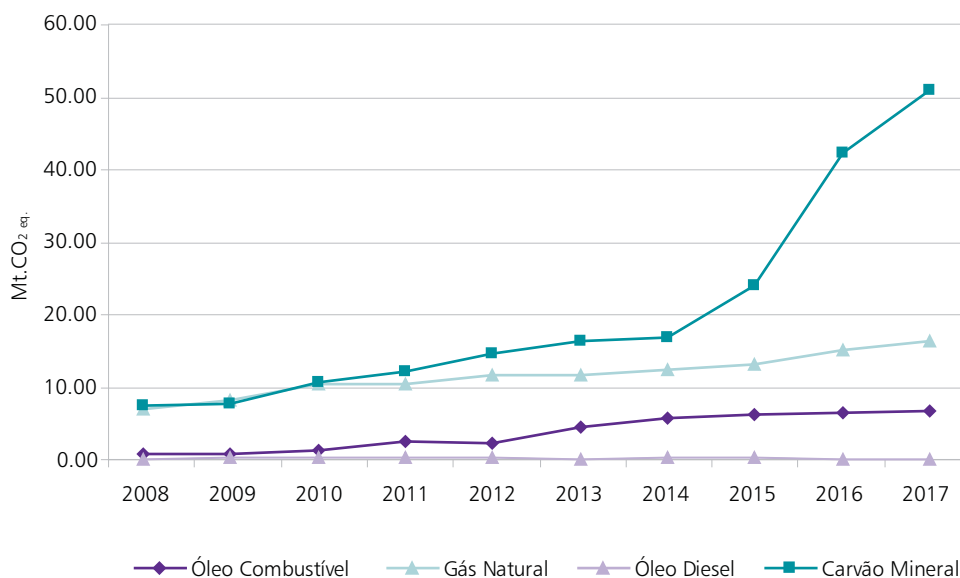
(**) Carvão Indicativo no SE considerando Custo Variável Unitário de R\$100,00/MWh e Carvão Indicativo no Sul considerando Custo Variável Unitário de R\$52,00/MWh.

Observa-se que, para a presente alternativa em função do atraso das hidrelétricas, o valor esperado para o custo total de operação para todo o horizonte de estudo é aproximadamente 1,5 bilhões de reais superior ao da configuração de referência.

Análise de Emissões de Gases de Efeito Estufa

Conforme mostrado no Gráfico 17, o carvão mineral, é o maior responsável pelas emissões de GEE, atingindo, em 2017, o volume de 51 Mt.CO_{2 eq.}. As emissões provenientes de termelétricas a gás natural atingem, em 2017, 16 Mt.CO_{2 eq.}. Por outro lado, as termelétricas movidas a óleo combustível atingem 7 Mt.CO_{2 eq.}

Gráfico 17 – Emissões de GEE, por combustível utilizado, na alternativa 2



Nesta alternativa, o total de emissões de GEE das termelétricas atingem, em 2017, aproximadamente 74 Mt.CO_{2 eq.}, que representa um aumento em torno de 90% em relação à configuração de referência.

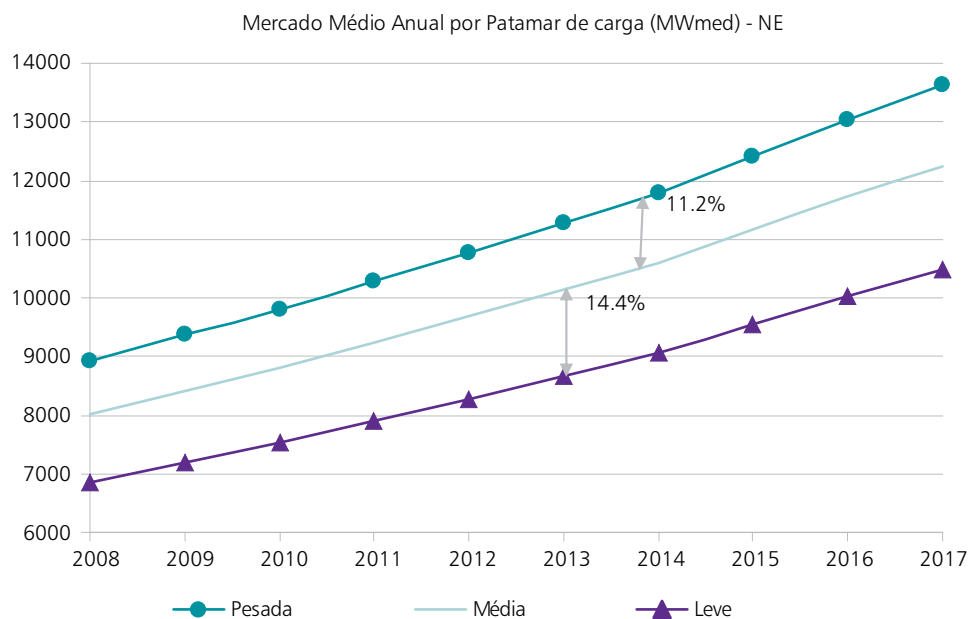
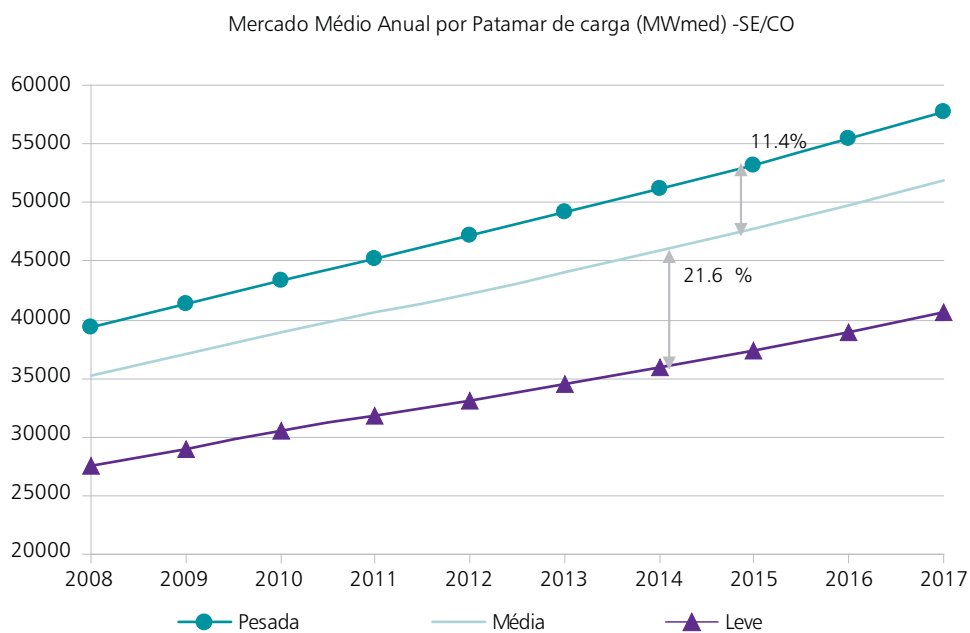
Assim, na alternativa 2, a redução da geração do parque de gás natural é substituída por geração de usinas a carvão mineral e a óleo combustível que, por emitirem maior quantidade de GEE por unidade de geração, faz com que as duas alternativas tenham praticamente o mesmo incremento de volume de emissões em relação à configuração de referência.

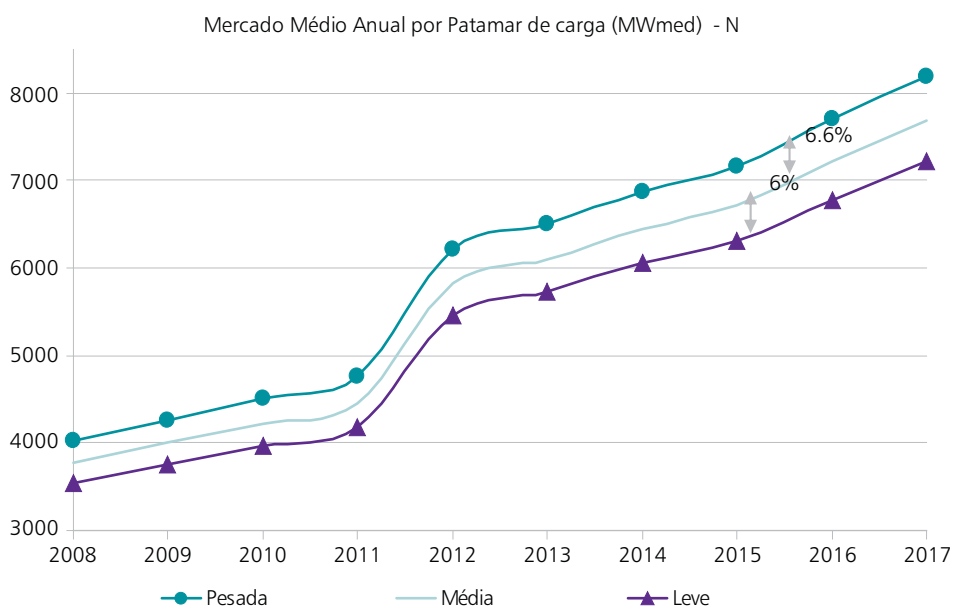
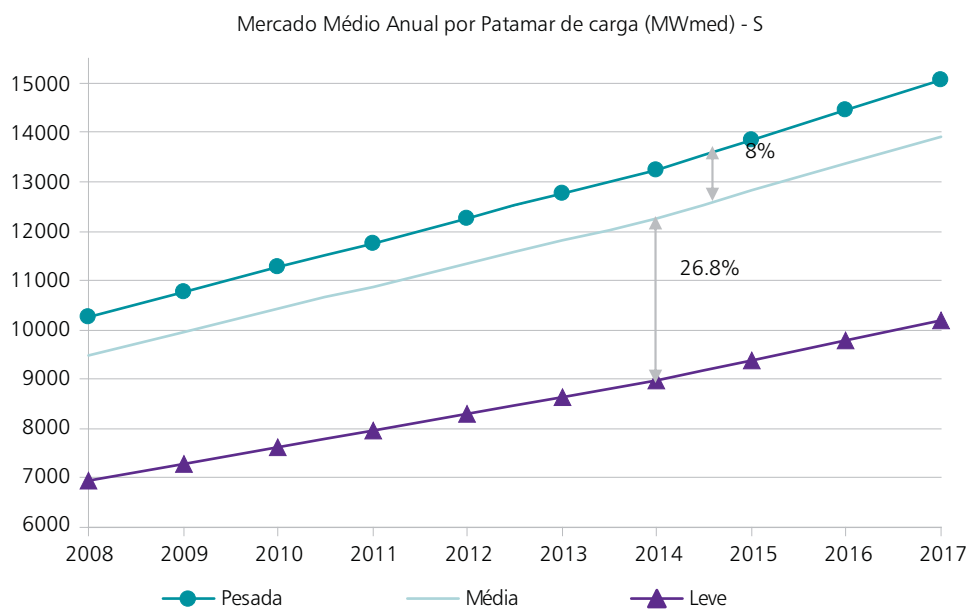
Finalmente, dadas as perspectivas de oferta de gás natural e os montantes que seriam necessários importar para atender ao despacho simultâneo do parque termelétrico da alternativa 1, a consideração de 5.500 MW adicionais de UTE a gás natural mostra-se atualmente a mais factível.

1.5. Análise da Configuração de Referência com Curva de Carga em Três Patamares

O desempenho da configuração de referência, apresentada no item 1.3, foi analisado considerando as projeções para a curva de carga em três patamares: pesada, média e leve. Os patamares de carga projetados por subsistemas podem ser visualizados no Gráfico 18.

Gráfico 18 – Mercado Média Anual por Patamar de Carga (MWmed)





Foram analisadas as condições de atendimento do sistema (em especial riscos de qualquer déficit) perante os valores de carga por patamar¹⁹.

A partir do estudo com três patamares de carga é possível analisar as condições de atendimento do sistema nos diferentes patamares e considerar diferentes alternativas de solução para eventuais riscos de déficit acima do limite de 5%.

A configuração de referência foi simulada alterando-se somente a representação da curva de carga para três patamares. Observa-se que os estudos com três patamares de carga, em geral, apresentam riscos de déficit maiores do que os resultantes dos estudos com um único patamar.

Na Tabela 40 apresenta-se uma comparação entre os riscos de déficit do caso de referência e os resultantes da avaliação feita com 3 patamares.

Tabela 40 – Risco Anual de Déficit – Comparação dos estudos com 1 e 3 patamares de carga										
Risco Anual de Déficit (%) - Déficit de qualquer profundidade										
ANO	SE/CO		S		NE		N/Man		Mad	
	1 Pat.	3 Pat.	1 Pat.	3 Pat.	1 Pat.	3 Pat.	1 Pat.	3 Pat.	1 Pat.	3 Pat.
2008	0.00	0.05	1.25	1.40	0.15	1.85	0.00	0.00	0.00	0.00
2009	2.95	2.50	4.55	4.70	2.95	7.75	2.50	1.80	0.00	0.00
2010	3.30	2.95	3.55	4.10	1.70	2.05	1.85	1.55	0.00	0.20
2011	2.30	2.35	1.60	2.30	0.15	0.70	0.80	0.70	0.00	0.35
2012	2.00	2.00	1.40	1.75	0.25	0.80	0.75	0.65	0.00	0.00
2013	1.85	2.00	2.00	3.15	0.00	0.00	0.45	0.50	0.00	0.00
2014	3.60	3.55	3.05	6.55	0.00	0.00	1.50	1.05	0.00	0.00
2015	4.15	4.20	4.00	6.30	0.00	0.20	1.65	1.90	0.00	0.00
2016	4.10	4.45	3.50	4.80	0.00	1.00	2.75	2.05	0.00	0.05
2017	2.40	2.50	2.80	3.00	0.00	1.35	1.05	0.85	0.00	0.00

Para a análise com 3 patamares, notam-se riscos superiores a 5% no subsistema Sul em 2014 e 2015 e no Nordeste em 2009. O risco é mais expressivo no início do horizonte no subsistema Nordeste, sinalizando possíveis restrições conjunturais. Na região Sul a elevação dos riscos no final do horizonte do decenal poderia ser equacionado através de pequenos ajustes na oferta e nos intercâmbios.

A Tabela 41 apresenta uma comparação entre os CMO do caso de referência e os resultantes da avaliação feita com 3 patamares, que não diferem muito do estudo realizado com a curva de carga representada em apenas um patamar.

¹⁹ A simulação com curva de carga em 3 patamares foi realizada com 45 iterações no modelo Newave (versão 14.1), que neste estudo foi necessário para obter a estabilização do custo total de operação.

Tabela 41 – CMO Médios Anuais - Comparação dos estudos com 1 e 3 patamares de carga

Custos Marginais de Operação médios anuais (R\$/MWh)										
ANO	SE/CO		S		NE		N/Man		Mad	
	1 Pat.	3 Pat.	1 Pat.	3 Pat.	1 Pat.	3 Pat.	1 Pat.	3 Pat.	1 Pat.	3 Pat.
2008	50	63	57	66	49	63	48	61	0	0
2009	123	122	137	130	125	124	126	119	13	13
2010	146	143	150	141	131	129	135	131	134	134
2011	122	120	122	117	108	109	112	111	122	120
2012	135	131	136	128	117	115	119	114	135	131
2013	123	120	124	119	104	103	105	104	123	120
2014	138	134	138	133	119	115	127	123	138	134
2015	134	131	134	129	120	118	124	122	134	131
2016	145	144	146	141	141	140	140	139	143	143
2017	119	120	122	119	121	121	115	115	119	120

A partir dos resultados apresentados nas Tabela 40 e Tabela 41 constata-se que a configuração de referência simulada com a representação da curva de carga em 3 patamares e com 1 patamar levam a custos marginais de operação muito semelhantes.

A ocorrência de riscos de déficits superiores a 6%, levou à investigação da ocorrência dos déficits nos diferentes patamares e da profundidade destes déficits. O Gráfico 19 e o Gráfico 20 apresentam a ocorrência de déficits superiores a 1 e 5% do mercado, respectivamente.

Gráfico 19 – Riscos de déficits de energia Superiores a 1% do Mercado – Três Patamares de Carga

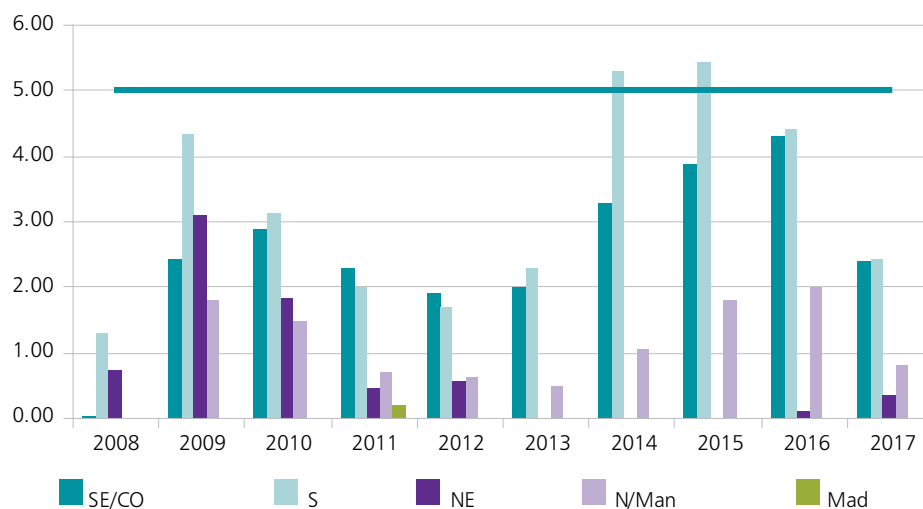
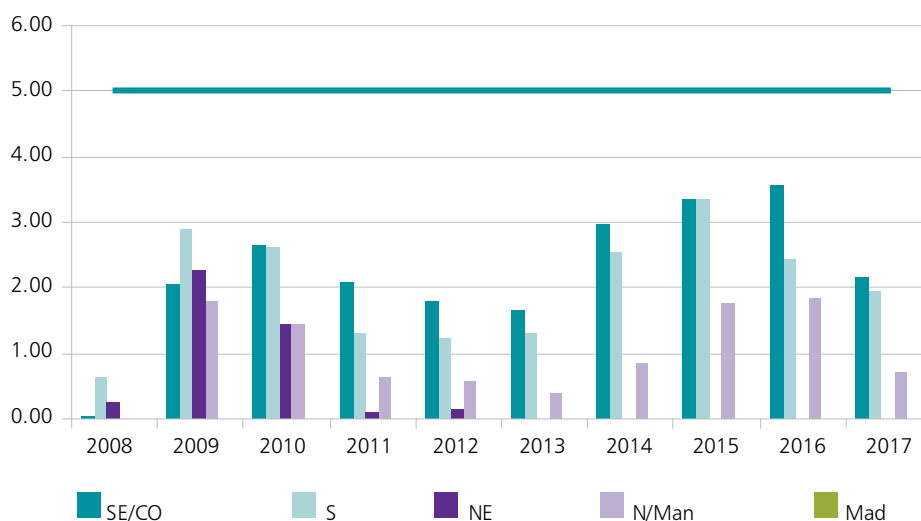


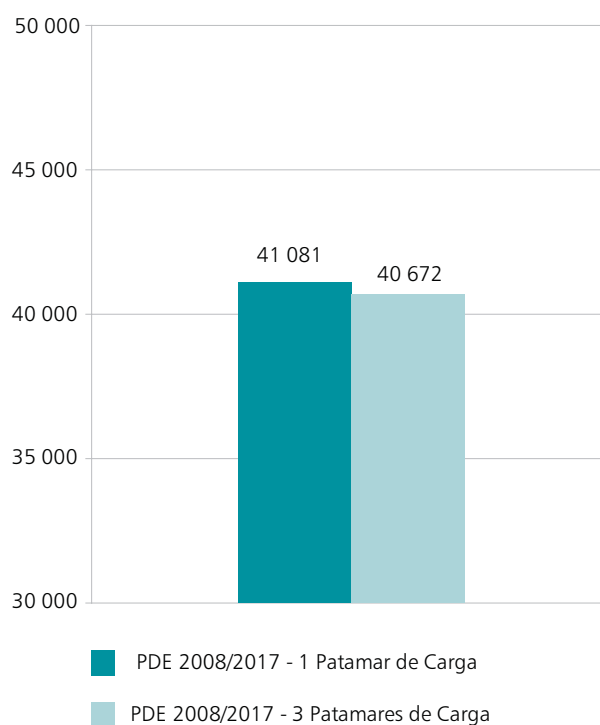
Gráfico 20 – Riscos de déficits de energia superiores a 5% do mercado – Três patamares de carga



Pode ser observado que somente a região Sul apresenta riscos de déficits pouco superiores a 5% na avaliação considerando déficits maiores que 1% da carga, e apenas para os anos de 2014 e 2015. A partir da análise dos déficits com maior profundidade, superiores a 5% do mercado, os riscos de déficit foram sempre abaixo de 4% para todos os subsistemas. Conclui-se, desta forma, que não há restrições estruturais de atendimento à carga.

De forma análoga ao comportamento dos CMO, também são similares os custos totais de operação esperados no horizonte de estudo para as simulações com um e três patamares, como pode ser visto no Gráfico 21. Nota-se que a diferença entre as duas simulações está dentro da margem de erro²⁰.

Gráfico 21 – Custo Total de Operação (milhões de R\$)



²⁰ O desvio padrão dos custos de operação dos estudos é da ordem de 900 milhões de Reais.

1.6. Atendimento à Demanda Máxima

Nesta seção é apresentada, em complementação à análise em três patamares de carga, a análise das condições de atendimento à demanda máxima instantânea do sistema interligado nacional e dos subsistemas, ao longo do período 2008-2017.

Para tanto, é realizada uma verificação do balanço entre a potência disponível e a demanda na ponta de carga. A disponibilidade máxima de cada usina foi obtida a partir da potência instalada, abatidas as indisponibilidades (forçada e programada), tanto para as usinas termelétricas quanto para as hidrelétricas.

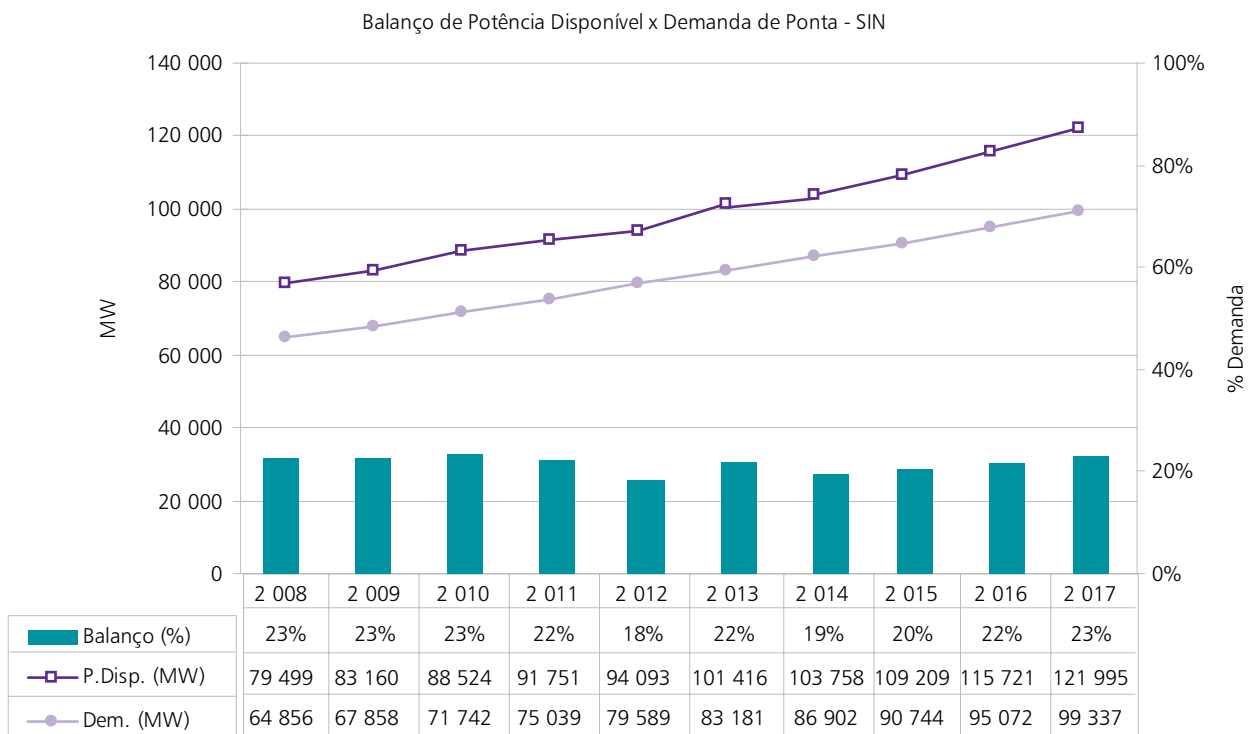
As seguintes premissas foram consideradas na avaliação:

o Os índices de indisponibilidade forçada e programada para as usinas hidrelétricas são os indicados pelo BRACIER (por faixa de potência). Para as usinas termelétricas foram utilizados os valores utilizados na operação (quando usina existente), e valores informados pelos empreendedores, no leilão de energia nova, para as usinas da expansão;

o A potência de Itaipu contratada com a ANDE foi considerada como sendo igual à potência disponibilizada para o SIN.

O Gráfico 22 apresenta o balanço de ponta para o SIN, considerando a diferença entre a geração disponível e a demanda de ponta no período 2008-2017.

Gráfico 22 – Balanço de ponta para o SIN



O balanço entre a potência disponível e demanda de ponta demonstra que as menores diferenças existentes entre a demanda máxima instantânea e a disponibilidade de ponta do parque gerador é de 19% (ou 16.850 MW) em 2012, indicativo de um baixo risco de não atendimento à ponta do sistema ao longo do período estudado.

Os gráficos abaixo apresentam os balanços para os subsistemas Sudeste/C. Oeste/ Rondônia, Sul, Nordeste e Norte/ Manaus.

Gráfico 23 – Balanço de ponta para o Sudeste

Balanço de Potência Disponível x Demanda de Ponta - SUDESTE

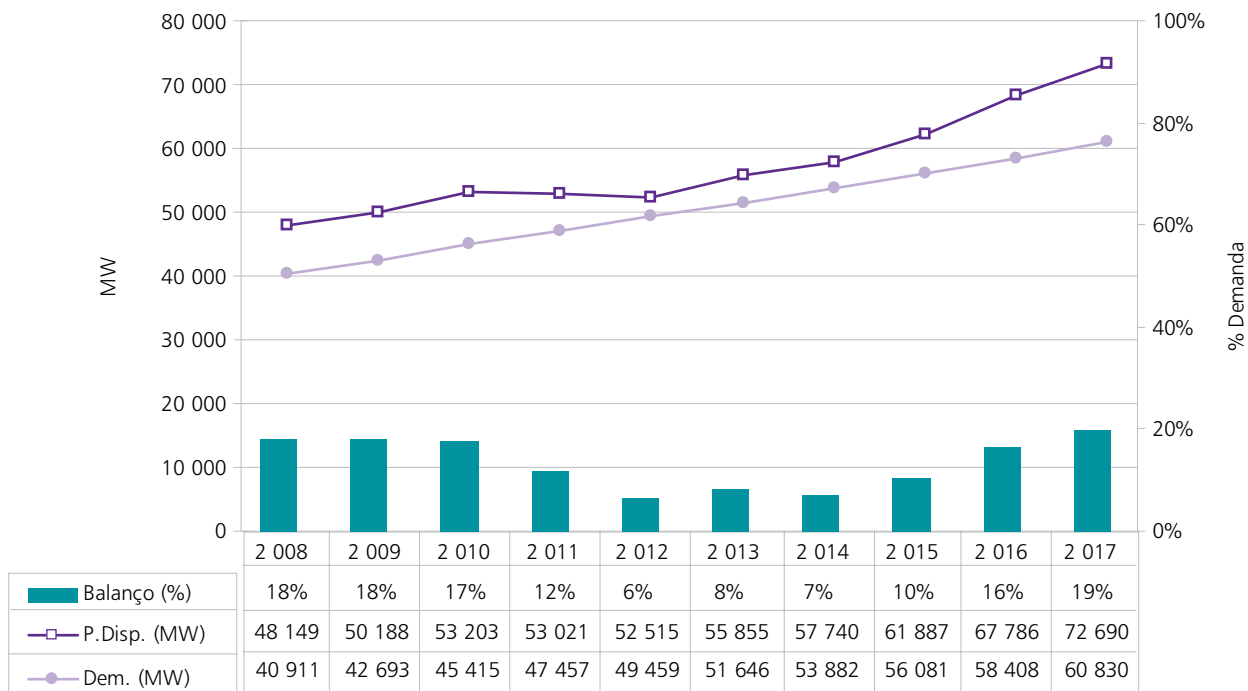


Gráfico 24 – Balanço de ponta para o Sul

Balanço de Potência Disponível x Demanda de Ponta - SUL

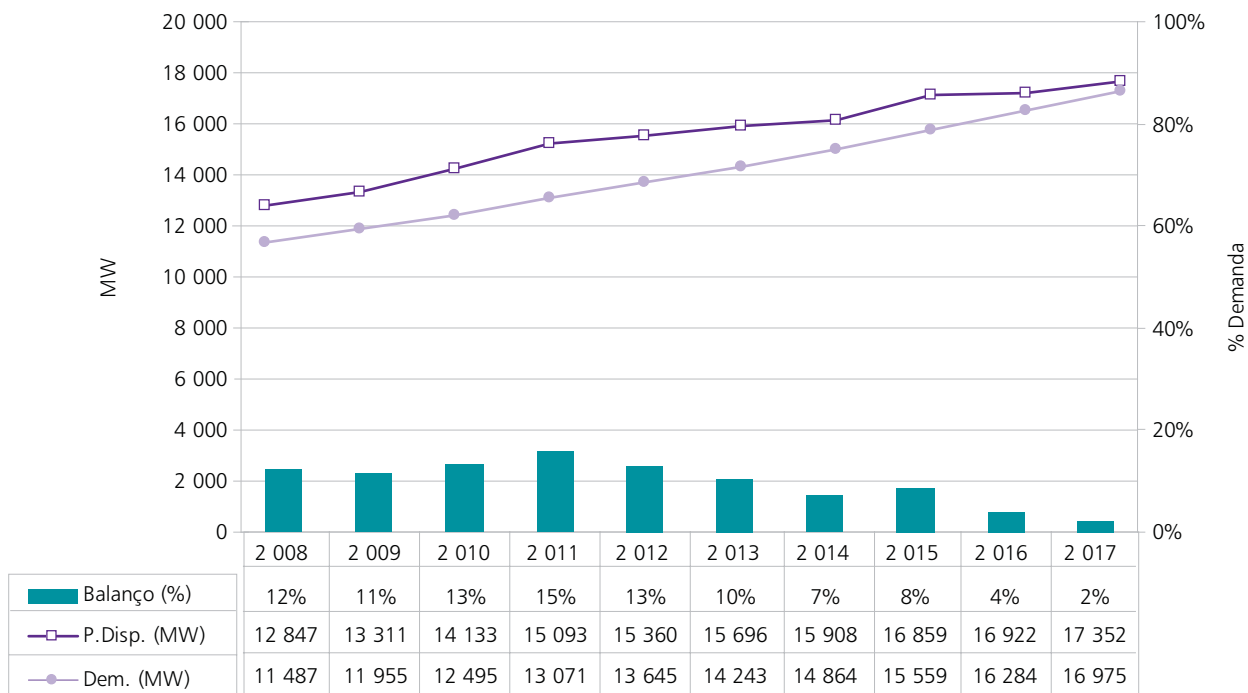


Gráfico 25 – Balanço de ponta para o Nordeste

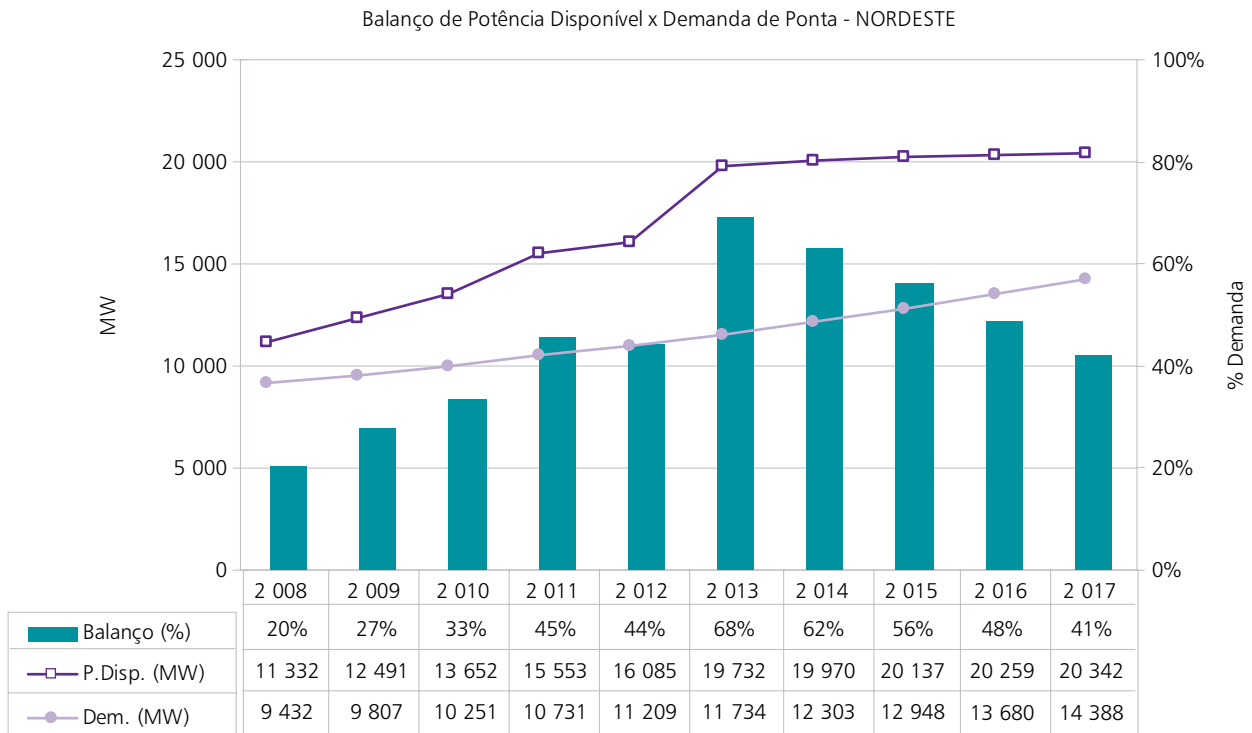
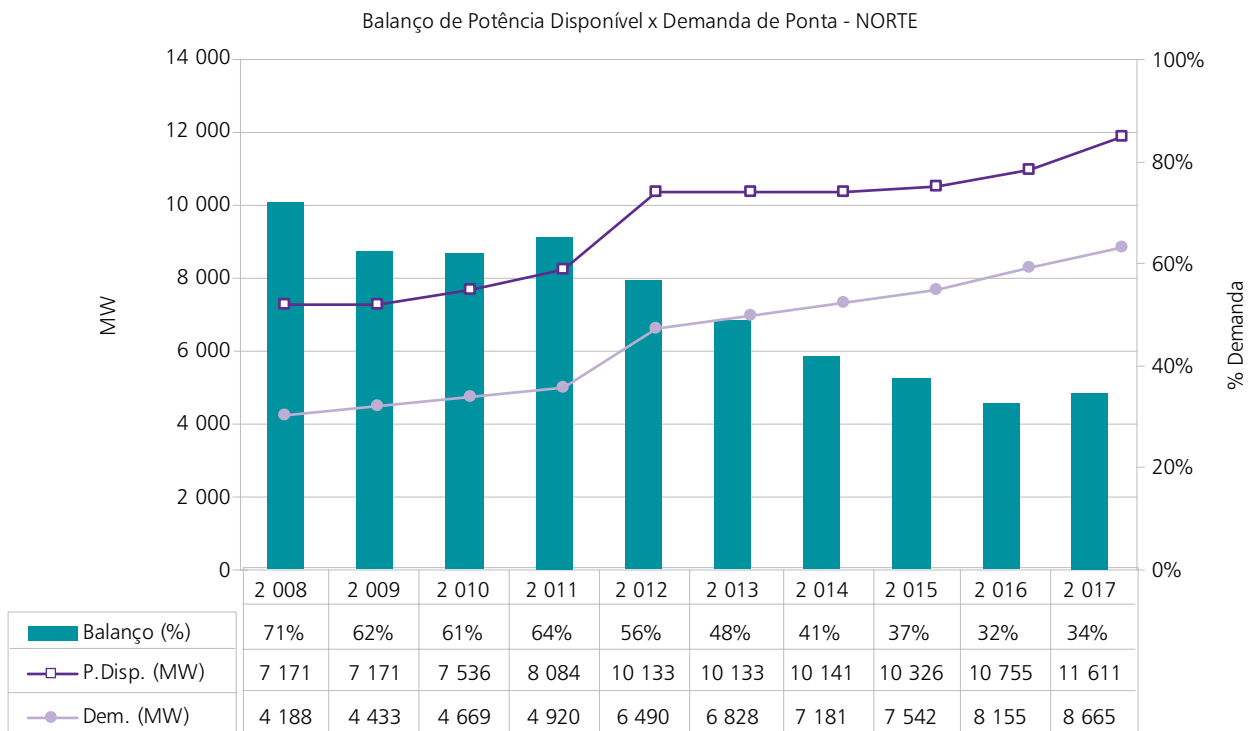


Gráfico 26 – Balanço de ponta para o Norte



Os balanços por região também não indicam problemas, uma vez que todos os subsistemas apresentam balanço de ponta positivo em todo o horizonte do estudo.

Ressalte-se, entretanto, que a EPE está aprimorando a metodologia para o balanço de ponta.

Referências bibliográficas

	TÍTULO
[1]	EPE-DEE-RT-072/2008 – “Estimativa de Valor para Patamar Único do Custo de Déficit”, MME/EPE, 2008
[2]	Empresa de Pesquisa Energética – EPE. “Balanço Energético Nacional – Ano Base 2005”. EPE, Rio de Janeiro, 2006.
[3]	Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, realizado em parceria por Ministério de Minas e Energia (MME), ELETROBRÁS, CEPEL, Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB), Camargo Schubert – Engenharia Eólica e TrueWind Solutions, Rio de Janeiro, 2001
[4]	ANEEL, BIG – Banco de Informações – Matriz de Energia Elétrica, 28/01/2008
[5]	EPE-DEN-NT-01/2008 – “Considerações sobre a Repotenciação e Modernização de Usinas Hidrelétricas”, MME/EPE, março/2008
[6]	ABRELPE [Associação Brasileira de Empresas de Limpeza Pública e Resíduos Especiais]. Panorama de Resíduos Sólidos no Brasil 2007. Disponível em < http://www.abrelpe.org.br/panorama_2007.php >. Acesso em maio de 2008. São Paulo: ABRELPE, 2007
[7]	Instituto de Pesquisas Tecnológicas - IPT/CEMPRE. Lixo Municipal: Manual de Gerenciamento Integrado. (2ª reimpressão). São Paulo: IPT/CEMPRE, 1998

ANEXOS – CAPÍTULO III – PARTE 1

ANEXO I – Limites de Intercâmbio da Configuração de Referência

Período	Limites (Mwmed)													
	SE - S	S-SE	SE - IV	IV - SE	SE - IT	IT - SE	S-IV	IV-S	IT - IV	IV - IT	IT - S	S - IT	IV - S	S - IV
mai/08	3009	3407	0	6800	0	5500	2225	2173	6300	0	0	0	0	0
nov/09	3128	3407	0	6800	0	5500	2225	2682	6300	0	0	0	0	0
jan/11	3209	3407	0	6800	0	5500	2225	1786	6300	0	1537	0	0	0
jan/12	3726	3869	0	6800	0	5500	2387	1984	6300	0	1623	0	0	0
jan/14	4017	4331	0	6800	0	5500	2549	2217	6300	0	1712	0	0	0
NE-IMP														
mai/08	2620	2667	950	470	3900	3119	4750	4350	4350	4350	4350	4350	4350	4350
nov/09	2900	3076	937	400	3900	3119	4750	4350	4350	4350	4350	4350	4350	4350
jan/11	3120	2813	1479	800	4500	3719	4750	4350	4350	4350	4350	4350	4350	4350
jan/12	3870	2813	1479	1000	4500	3719	4750	4350	4350	4350	4350	4350	4350	4350
jan/13	4290	2992	1479	1100	4900	4219	4750	4350	4350	4350	4350	4350	4350	4350
jan/14	4290	2992	1479	1100	5900	5319	7350	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000
jan/16	4290	2992	1479	1100	7400	6819	7350	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000
N - BM														
mai/08	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
dez/09	0	0	315	320	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
jan/10	0	0	420	320	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
jan/11	0	0	500	320	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
jan/12	0	0	500	3100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
jan/14	0	0	500	6200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
jan/15	0	0	500	6200	0	1500	0	0	0	0	0	0	0	0
out/15	0	2600	500	6200	0	3000	0	0	0	0	0	0	0	0
jan/16	0	2600	500	6200	0	4500	0	0	0	0	0	0	0	0
jan/17	0	5500	500	7200	0	6000	0	0	0	0	0	0	0	0

(*)Valor representado nas simulações. O requisito efetivo está vinculado à motorização de Belo Monte (1x550MW a cada 3 meses a partir de janeiro/2014). A configuração elétrica considerada para este elo é descrita no item 2.2 da Parte 3 deste Capítulo III, referente à Transmissão de Energia Elétrica.



Legenda			
SE/CO	Sudeste/Centro-Oeste	IT	Itaipu
S	Sul	TP	Tapajós
NE	Nordeste	IMP	Imperatriz
N/Man/AP	Norte/Manaus/Macapá	BM	Belo Monte
IV	Ivaiporã	MD/Ron	Madeira/Rondônia

ANEXO II – Usinas Hidrelétricas da Expansão

Aproveitamento	Rio	Aproveitamento Jusante	UF	Sist.	Potência (MW)	Cota Mínima (m)	Cota Máxima (m)	Canal de Fuga Médio (m)	Volume Mínimo (hm³)	Volume Útil (hm³)	Prod. Associada a 65% do V.U.
14 DE JULHO	das Antas	Não há	RS	S	100	103	104	71	49	6	0.306
ÁGUA LIMPA	Das Mortes	TORICOEJO	MT	SE/CO	320	467	467	360	86	-	0.934
BAGUARI	Doce	AIMORÉS	MG	SE/CO	140	185	185	167	31	7	0.162
BAIXO IGUAÇU	Iguaçu	Não há	PR	S	350	258	259	243	183	39	0.131
BALBINA	Uatumã	Não há	AM	N/Man	250	46	51	26	9735	10 224	0.205
BARRA BRAÚNA	Pomba	Não há	MG	SE/CO	39	150	150	126	33	1	0.209
BARRA DOS COQUEIROS	Claro	ITAGUAÇU	GO	SE/CO	90	446	448	411	302	48	0.325
BARRA POMBA	Paraíba do Sul	CAMBUCI	RJ	SE/CO	80	55	56	42	58	18	0.109
BATALHA	São Marcos	SERRA FACÃO	GO/MG	SE/CO	53	785	800	756	430	1 352	0.350
BAÚ I	DOCE	CANDONGA	MG	SE/CO	110	367	367	328	150	-	0.337
BELO MONTE	Xingu	Não há	PA	BM	4950/1 000	97	97	6	4 571	-	0.832
BELO MONTE (1ª ETAPA)	Xingu	Não há	PA	N/Man	181	97	97	85	4571	-	0.108
BURITI QUEIMADO	das Almas	SERRA MESA	GO	SE/CO	142	500	516	460	498	1 983	0.481
CACHOEIRA	Parnaíba	ESTREITO PARNAÍBA	PI/MA	NE	63	115	116	103	197	39	0.116
CACHOEIRÃO	Juruena	Não há	MT	SE/CO	64	337	337	297	9	-	0.336
CAÇU	Claro	BARRA DOS COQUEIROS	GO	SE/CO	65	475	477	449	197	35	0.241
CAMBUCI	Paraíba do Sul	Não há	RJ	SE/CO	50	39	39	30	27	-	0.076
CASTELHANO	Parnaíba	Não há	PI/MA	NE	64	85	86	73	372	72	0.109
COARACY NUNES	Araguari	Não há	AP	N/Man	78	113	120	98	25	114	0.178
COLÍDER	Teles Pires	TELES PIRES	MT	TP	342	267	269	245	856	217	0.206
CORUMBÁ III	Corumbá	CORUMBÁ I	GO	SE/CO	94	768	772	730	709	263	0.362
COJTO MAGALHÃES	Araguaia	TORIXORÉU	GO/MS	SE/CO	150	620	620	471	46	-	1.328
DARDANELOS	Aripuanã	Não há	MT	SE/CO	261	214	214	115	0	-	0.869
ESTREITO PARNAÍBA	Parnaíba	CASTELHANO	PI/MA	NE	56	100	101	88	246	62	0.109
ESTREITO TOCANTINS	Tocantins	SERRA QUEBRADA	TO/MA	N/Man	815 / 1087	156	156	133	5400	-	0.200

Aproveitamento	Rio	Aproveitamento Jusante	UF	Sist.	Potência (MW)	Cota Mínima (m)	Cota Máxima (m)	Canal de Fuga Médio (m)	Volume Mínimo (hm ³)	Volume Útil (hm ³)	Prod. Associada a 65% do V.U.
FOZ APIACÁS	Teles Pires	SÃO LUIZ TAPAJÓS	MT	TP	275	182	185	140	561	147	0.390
FOZ CHAPECÓ	Uruguai	ITAPIRANGA	RS/SC	S	855	265	265	213	1512	1	0.464
FOZ DO RIO CLARO	Claro	ILHA SOLTEIRA EQUIVALENTE	GO	SE/CO	68	354	354	326	95	-	0.248
GARIBALDI	Canoas	CAMPOS NOVOS	SC	S	150	704	705	660	321	29	0.366
ITAGUAÇU	Claro	FOZ DO RIO CLARO	GO	SE/CO	130	412	412	354	1794	-	0.503
ITAPIRANGA	Uruguai	Não há	SC/RS	S	181 / 725	193	193	165	722	-	0.246
JIRAU	Madeira	SANTO ANTÔNIO	RO	RO/MD	3300	90	90	74	2015	-	0.141
JURUENA	Juruena	CACHOEIRÃO	MT	SE/CO	46	452	452	417	7	-	0.295
MARABÁ	Tocantins	TUCURUÍ	PA	N/Man	1080/2160	96	96	75	5575	-	0.186
MARANHÃO BAIXO	Maranhão	PORTEIRAS 2	GO	SE/CO	125	570	595	520	853	2 773	0.742
MAUÁ	Tibagi	Não há	PR	S	350	626	635	515	1471	666	1.018
MIRADOR	Tocantinzinho	SERRA MESA	GO	SE/CO	80	610	640	493	413	1 092	1.232
MONJOLINHO	Passo Fundo	FOZ CHAPECÓ	RS	S	67	329	329	265	150	-	0.560
NOVO ACORDO	Sono / Médio Tocantins	Não há	TO	SE/CO	160	239	239	201	1004	-	0.341
PAI QUERÊ	PELOTAS	BARRA GRANDE	RS/SC	S	292	762	797	647	1044	1 544	1.212
PARANHOS	Chopim	SALTO CAXIAS	PR	S	63	385	385	354	169	-	0.268
PASSO SÃO JOÃO	Juí	Não há	RS	S	77	127	127	98	102	-	0.243
PORTEIRAS 2	Maranhão	SERRA DA MESA	GO	SE/CO	86	507	520	485	691	1 278	0.273
PORTO GALEANO	Sucuriú	JUPIA	MT	SE/CO	139	327	327	290	823	-	0.320
RETIRO BAIXO	Paraopeba	TRÊS MARIAS	MG	SE/CO	82	614	616	577	201	41	0.326
RIACHO SECO	São Francisco	ITAPARICA	BA/PE	NE	240	353	353	344	605	-	0.075
RIBEIRO GONÇALVES	Parnaíba	URUCUÍ	PI/MA	NE	113	240	243	192	2553	651	0.439
RONDON 2	Comemoração	TABAJARA	RO	RO/MD	74	264	268	207	192	286	0.531
SALTO	Verde	SALTO RIO VERDINHO	GO	SE/CO	108	447	447	400	1187	-	0.411

Aproveitamento	Rio	Aproveitamento Jusante	UF	Sist.	Potência (MW)	Cota Mínima (m)	Cota Máxima (m)	Canal de Fuga Médio (m)	Volume Mínimo (hm³)	Volume Útil (hm³)	Prod. Associada a 65% do V.U.
SALTO GRANDE CHOPIM	Chopim	VOLTA GRAN-DE CHOPIM	PR	S	53	507	507	463	186	-	0.378
SALTO PILÃO	Itajaí	Não há	SC	S	182	318	319	113	0	0	1.816
SALTO RIO VERDE-NHO	Verde	ILHA SOLTEIRA EQUIVALENTE	GO	SE/CO	93	371	371	329	264	-	0.366
SAMUEL	Jamari	Não há	RO	RO/MD	216	80	87	59	943	2 550	0.234
SANTO ANTÔNIO	Madeira	Não há	RO	RO/MD	3150	70	70	54	2075	-	0.145
SANTO ANTÔNIO DO JARI	Jari	Não há	AP/PA	N/Man	167	27	28	0	79	22	0.239
SÃO DOMINGOS	Verde	PORTO PRIMAVERA	MS	SE/CO	48	344	345	310	116	15	0.307
SÃO JOSÉ	Ijuí	PASSO SÃO JOÃO	RS	S	51	153	153	131	186	-	0.184
SÃO LUIZ DO TAPAJÓS	Tapajós	Não há	PA	TP	2339/6042	50	50	14	7272	282	0.314
SÃO MANOEL	Teles Pires	SÃO LUIZ TAPAJÓS	MT	TP	746	161	161	137	475	-	0.218
SÃO MIGUEL	Grande	FUNIL-GRANDE	MIG	SE/CO	65	826	826	808	153	-	0.131
SÃO ROQUE	Canoas	GARIBALDI	SC	S	214	756	780	705	732	1 664	0.596
SÃO SALVADOR	Tocantins	PEIXE ANGLICAL	TO/GO	SE/CO	243	287	287	263	952	-	0.204
SERRA DO FACÃO	São Marcos	EMBORCAÇÃO	GO/MG	SE/CO	212	733	756	676	1752	3 447	0.643
SERRA QUEBRADA	Tocantins	MARABÁ	TO/MA	N/Man	664 / 1328	134	134	105	4000	-	0.254
SIMPLÍCIO	Paraíba do Sul	ILHA POMBOS	MG/RJ	SE/CO	306	252	252	140	127	-	0.928
SINOP	Teles Pires	COLÍDER	MT	TP	461	290	300	269	850	2 101	0.259
TABAJARA	Ji-Paraná	Não há	RO	RO/MD	350	80	80	54	851	-	0.227
TELÉMAGO BORBA	Tibagi	MAUÁ	PR	S	120	690	690	640	233	-	0.448
TELES PIRES	Teles Pires	SÃO MANOEL	MT	TP	1820	220	220	161	975	-	0.522
TIJUCO ALTO	Ribeira de Iguape	Não há	PR	S	129	285	290	168	1834	210	1.079
TORICOEJO	Das Mortes	Não há	MT	SE/CO	76	360	360	339	274	-	0.185
TORIXORÉU	Araguaia	Não há	GO/MT	SE/CO	408	410	410	299	1836	-	0.951

Aproveitamento	Rio	Aprovei- tamento Jusante	UF	Sist.	Potência (MW)	Cota Mínima (m)	Cota Máxima (m)	Canal de Fuga Médio (m)	Volume Mínimo (hm³)	Volume Útil (hm³)	Prod. Associa- da a 65% do V.U.
URUÇUÍ	Parnaíba	BOA ESPE- RANÇA	P/MA	NE	134	189	190	161	2811	270	0.257
VOLTA GRANDE CHOPIM	Chopim	PARANHOS	PR	S	55	415	415	385	20	-	0.253

*Potência considerada no horizonte do PDE/Potência total do empreendimento.

ANEXO III – Usinas Termelétricas da Expansão

(Não inclui Biomassa)

Nome	Sistema	Uf	Município	Combustível	Potência (Mw)	Cvu (R\$/Mwh)	Inflex. (Mw-med)	Fcmáx (%)	Teif (%)	Ip (%)	Data Expansão
VALE DO AÇU	NE	RN	Alto do Rodrigues	GAS	368	288	0	84,3	3	5,2	out/08
POTIGUAR	NE	RN	Macaliba	DIESEL	53	636	0	100	2	2	jan/09
GOIÂNIA 2 BR	SE/CO	GO	Aparecida de Goiânia	DIESEL	140	662	0	97	3	2	jan/09
TERMOMANAUS	NE	PE	Cabo	DIESEL	142	705	0	100	0	0	jan/09
PEU FERRO I	NE	PE	Cabo	DIESEL	94	705	0	100	0	0	jan/09
CAMAÇARI MI	NE	BA	Camaçari	OLEO	148	429	0	100	4	2	jan/09
CAMAÇARI PI	NE	BA	Camaçari	OLEO	148	429	0	100	4	2	jan/09
CISFRAMA	S	SC	Canoinha	BIOMASSA	4	150	0	90	3,5	6	jan/09
POTIGUAR III	NE	RN	Macaliba	DIESEL	66	636	0	82,5	0	0	fev/09
DO ATLANTICO	SE/CO	RJ	Rio de Janeiro	GAS PROCES	490	94	200	44,3	2	6	out/09
VIANA	SE/CO	ES	Viana	OLEO	171	292	0	100	1,3	2,7	jan/10
CAMPINA GRANDE	NE	PB	Campina Grande	OLEO	164	288	0	100	1,3	2,7	jan/10
GLOBAL 1	NE	BA	Candeias	OLEO	140	287	0	100	2	2	jan/10
GLOBAL 2	NE	BA	Candeias	OLEO	148	287	0	100	2	4	jan/10
ITAPEBI	NE	BA	Itapebi	OLEO	138	286	0	100	4	2	jan/10
MARACANAU 1	NE	CE	Maracanaú	OLEO	162	277	0	97	3	2	jan/10
MONTEPASCOAL	NE	BA	Eunápolis	OLEO	138	280	0	100	4	2	jan/10
TERMONORDESTE	NE	RN	Santa Cruz	OLEO	171	287	0	95	3	1	jan/10
TERMOPARAIBA	NE	PB	Conde	OLEO	171	287	0	95	3	1	jan/10
NOVA OLINDA	N	TO	Nova Olinda	OLEO	165	288	0	96	1,3	2,7	jan/10
TOCANTINÓPOLIS	N	TO	Tocantinópolis	OLEO	165	288	0	96	1,3	2,7	jan/10
CANDIOTA 3	S	RS	Candiota	CARVAO	350	41	210	100	5,5	4,1	jan/10
PALMEIRA DE GOIÁS	SE/CO	GO	Palmeiras de Goiás	DIESEL	174	516	0	80	2,5	2,2	dez/10
JOSÉ DE ALENCAR	NE	CE	Caucaia	GNL	300	195	0	100	2	3	jan/11
SANTA RITA DE CÁSSIA	NE	PB	Santa Rita	OLEO	175	204	0	100	1	2	jan/11
MC2 CAMAÇARI 1	NE	BA	Camaçari	OLEO	176	186	0	100	1	2	jan/11
LINHARES	SE/CO	ES	Linhares	GNL	204	238	0	100	2	3	jan/11
MC2 CATU	NE	BA	Catu	OLEO	176	186	0	100	1	2	jan/11
MC2 DIAS DÁVILA 1	NE	BA	Dias Dávila	OLEO	176	186	0	100	1	2	jan/11

Nome	Sistema	Uf	Município	Combustível	Potência (Mw)	Cvu (R\$/Mwh)	Inflex. (Mw-med)	Fcmáx (%)	Teif (%)	Ip (%)	Data Expansão
MC2 DIAS DÁVILA 2	NE	BA	Dias Dávila	OLEO	176	186	0	100	1	2	jan/11
MC2 FEIRA DE SANTANA	NE	BA	Feira de Santana	OLEO	176	186	0	100	1	2	jan/11
MC2 SENHOR DO BONFIM	NE	BA	Nosso Senhor do Bonfim	OLEO	176	186	0	100	1	2	jan/11
PERNAMBUCO 4	NE	PE	Igarassú	OLEO	201	204	0	100	1	2	jan/11
MPX	NE	CE	Caucaia	CARVAO	700	106	0	100	1,7	8,3	jun/11
MARACANAU II	NE	CE	Maracanaú	OLEO	70	300	0	97	3	2	jan/12
SUAPE II	NE	PE	Cabo	OLEO	356	312	0	100	1	2	jan/12
TERMOMARANHÃO	N	MA	São Luiz	CARVAO	350	106	0	100	1,5	3,5	jan/12
TERMOPOWER 5	NE	PE	Cabo de Santo Agostinho	OLEO	201	204	0	100	1	2	jan/13
PORTO DO PECÉM 2	NE	CE	São Gonçalo do Amarante	CARVAO IMP	360	103	0	100	1,5	3,5	jan/13
PERNAMBUCO 3	NE	PE	Igarassú	OLEO	201	204	0	100	1	2	jan/13
CACIMBAES	SE/CO	ES	Linhares	GNL	127	210	0	100	1,3	2,7	jan/13
CAUHYRA I	SE/CO	ES	Cariacica	OLEO	148	251	0	100	2	4	jan/13
ESCOLHA	SE/CO	ES	Cariacica	GNL	338	191	0	100	1,3	2,7	jan/13
ICONHA	SE/CO	ES	Iconha	OLEO	184	194	0	100	1,7	2,4	jan/13
MC2 CAMAÇARI 2	NE	BA	Camaçari	OLEO	176	193	0	100	1	2	jan/13
MC2 CAMAÇARI 3	NE	BA	Camaçari	OLEO	176	193	0	100	1	2	jan/13
MC2 GOVERNADOR MANGABEIRA	NE	BA	Governador Mangabeira	OLEO	176	193	0	100	1	2	jan/13
MC2 JOÃO NEIVA	SE/CO	ES	João Neiva	GNL	330	142	0	100	1	2	jan/13
MC2 JOINVILLE	SE/CO	ES	Nova Venécia	GNL	330	142	0	100	1	2	jan/13
MC2 Macaíba	NE	RN	Macaíba	OLEO	400	193	0	100	1	2	jan/13
MC2 MESSIAS	NE	AL	Messias	OLEO	176	195	0	100	1	2	jan/13
MC2 NOSSA SENHORA DO SOCORRO	NE	SE	Nossa Senhora do Socorro	OLEO	176	197	0	100	1	2	jan/13
MC2 NOVA VENECIA 2	SE/CO	ES	Nova Venécia	OLEO	176	193	0	100	1	2	jan/13
MC2 PECÉM 2	NE	CE	Pecém	OLEO	350	191	0	100	1	2	jan/13
MC2 RIO LARGO	NE	AL	Mecias	OLEO	176	195	0	100	1	2	jan/13
MC2 SAPEAÇU	NE	BA	Sapeaçu	OLEO	176	193	0	100	1	2	jan/13

Nome	Sistema	Uf	Município	Combustível	Potência (Mw)	Cvu (R\$/Mwh)	Inflex. (Mw-med)	Fcmáx (%)	Teif (%)	Ip (%)	Data Expansão
MC2 SANTO ANTÔNIO DE JESUS	NE	BA	Simões Filho	OLEO	176	193	0	100	1	2	jan/13
MC2 SUAPE 2B	NE	PE	Suape	OLEO	350	191	0	100	1	2	jan/13
TERMOPOWER 6	NE	PE	Cabo de Santo Agostinho	OLEO	201	204	0	100	1	2	jan/13
ANGRA 3	SE/CO	RJ	Angra dos Reis	NUCLEAR	1350	20	1080	100	3	7,4	nov/14
UTE Ind S	S	-	-	-	900	52	700	93	7	9,4	jan/15
				TOTAL	14676						

ANEXO IV – Novas Usinas Termelétricas a Biomassa

Usinas Contratadas nos Leilões de Energia Nova e de Energia de Reserva

Empreendimento	Leilão	Ano	Data	UF	Município	Custo Variável (R\$/MWh)	Potência (MW)	Disponibilidade (MW/med)													
								Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
Baía Formosa	LEN A-5 2006	2011	set/10	RN	Baía Formosa	0	32	23	16	0	0	0	0	0	0	0	0	23	23	23	23
Boa Vista	LEN A-5 2006	2011	ago/08	GO	Quirinópolis	0	80	0	0	0	0	62	62	62	62	62	62	62	62	62	0
Cisframa*	LEN A-3 2006	2009	jan/09	SC	Canoinha	150	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cocal*	LEN A-5 2005	2008	nov/08	SP	Paraguacu Paulista	115	28	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Colorado*	LEN A-3 2006	2009	set/08	SP	Guaira	36	34	0	0	0	8	28	28	28	28	28	28	28	28	17	0
Costa Pinto	LEN A-5 2005	2009	mai/09	SP	Piracicaba	0	66	0	0	0	0	18	34	40	41	36	35	18	0	0	0
Ester	LEN FA 2007	2010	mai/09	SP	Cosmópolis	0	38	0	0	0	0	19	19	19	19	19	19	19	9	0	0
Ferrari	LEN A-5 2006	2011	jun/09	SP	Pirassununga	0	27	0	0	0	0	16	18	18	18	18	18	18	11	0	0
Flórida Paulista	LEN FA 2007	2010	jul/10	SP	Flórida Paulista	0	55	0	0	0	0	37	37	37	37	37	37	37	37	37	0
Iacanga	LEN FA 2007	2010	mai/09	SP	Iacanga	0	12	0	0	0	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	0
Louis Dreyfus Lagoa da Prata Fase 1 (5 e 9)	LEN FA 2007	2010	nov/08	MG	Lagoa da Prata	0	40	0	0	0	0	39	39	39	39	39	39	39	39	39	0
Louis Dreyfus Lagoa da Prata Fase 2 (9)	LEN FA 2007	2010	nov/08	MG	Lagoa da Prata	0	13	0	0	0	0	12	12	12	12	12	12	12	12	12	0
Louis Dreyfus Rio Brillhante - Fase 2 (6 e 9)	LEN FA 2007	2010	out/08	MS	Rio Brillhante	0	50	0	0	0	0	45	45	45	45	45	45	45	45	45	0
PIE-RP*	LEN A-5 2005	2008	out/08	SP	Ribeirão Preto	132	28	16	14	16	15	16	15	16	16	16	15	16	15	16	16
Pioneiros II	LEN FA 2007	2010	mai/09	SP	Ilha Solteira	0	50	0	0	0	0	32	32	32	32	32	32	32	32	11	0
Quatá	LEN A-5 2006	2011	mai/09	SP	Quatá	0	54	0	0	0	0	18	18	18	18	18	18	18	18	18	0
Quirinópolis	LEN A-5 2005	2008	jul/09	GO	Quirinópolis	0	40	0	0	0	0	13	18	21	21	18	21	18	16	0	0

Empreendimento	Leilão	Ano	Data	UF	Município	Custo Variável (R\$/MWh)	Potência (MW)	Disponibilidade (MW/med)														
								Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez			
Quirinópolis Exp	LEN A-3 2006	2009	jul/09	GO	Quirinópolis	0	40	0	0	0	0	0	0	6	20	20	20	20	20	20	20	7
Rafard	LEN A-5 2005	2009	nov/08	SP	Rafard	0	43	0	0	0	0	0	20	24	26	26	24	23	3	0	0	0
Santa Cruz AB Fase 1	LEN FA 2007	2010	ago/08	SP	Américo Brasileiro	0	25	0	0	0	0	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	0
Santa Cruz AB Fase 2	LEN FA 2007	2010	jul/09	SP	Américo Brasileiro	0	25	0	0	0	0	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	0
Santa Isabel	LEN A-3 2006	2009	jan/09	SP	Novo Horizonte	0	40	0	0	0	0	13	22	22	22	22	22	22	13	0	0	0
São João Biogás	LEN A-3 2006	2009	jul/08	SP	São Paulo	0	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
São João da Boa Vista	LEN FA 2007	2010	mai/10	SP	São João da Boa Vista	0	70	0	0	0	0	17	37	42	42	42	42	42	37	17	0	0
São José	LEN A-3 2006	2009	mai/11	SP	Macatuba	0	50	0	0	0	0	24	49	49	49	49	49	49	24	0	0	0
Usina Bonfim	LEN A-5 2006	2011	mai/11	SP	Guariba	0	59	0	0	0	0	12	37	40	41	41	39	37	34	0	0	0
Paraúna	LEN A-5 2008	2013	jan/13	GO	Paraúna	0	114	0	0	0	0	58	71	74	75	75	74	71	38	0	0	0
Clealco Queiroz	Reserva-Produto 2009	2009	jan/09	SP	Queiroz	0	35	0	0	0	0	16	16	16	16	16	16	16	16	16	8	8
Clealco Queiroz	Reserva-Produto 2009	2010	jan/10	SP	Queiroz	0	35	0	0	0	0	16	16	16	16	16	16	16	16	16	8	8
Clealco Queiroz	Reserva-Produto 2009	2011	jan/11	SP	Queiroz	0	35	0	0	0	0	16	16	16	16	16	16	16	16	16	8	8
Cocal II	Reserva-Produto 2009	2009	jan/09	SP	Narandiba	0	160	0	0	0	0	34	34	34	34	34	34	34	34	0	0	0
Cocal II	Reserva-Produto 2009	2010	jan/10	SP	Narandiba	0	160	0	0	0	0	69	69	69	69	69	69	69	69	0	0	0
Cocal II	Reserva-Produto 2009	2011	jan/11	SP	Narandiba	0	160	0	0	0	0	34	90	90	90	90	90	90	90	0	0	0

Empreendimento	Leilão	Ano	Data	UF	Município	Custo Variável (R\$/MWh)	Potência (MW)	Disponibilidade (MW/med)													
								Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
FERRARI	Reserva-Produto 2009	2009	jan/09	SP	Pirassununga	0	35	0	0	0	0	9	26	26	26	26	26	26	26	13	0
FERRARI	Reserva-Produto 2009	2010	jan/10	SP	Pirassununga	0	35	0	0	0	9	26	26	26	26	26	26	26	26	13	0
FERRARI	Reserva-Produto 2009	2011	jan/11	SP	Pirassununga	0	35	0	0	0	9	26	26	26	26	26	26	26	26	13	0
Sao Luiz	Reserva produto 2010	2010	jan/10	SP	Pirassununga	0	70	0	0	0	19	39	39	39	39	39	39	39	39	39	0
Sao Luiz	Reserva produto 2010	2012	jan/12	SP	Pirassununga	0	70	0	0	0	19	39	39	39	39	39	39	39	39	39	0
Unidade de Bioenergia Agua Emen-dada	Reserva produto 2010	2010	jan/10	GO	Mineiros	0	73	0	0	0	0	0	0	27	29	31	34	35	32	32	35
Unidade de Bioenergia Agua Emen-dada	Reserva produto 2010	2011	jan/11	GO	Mineiros	0	73	0	0	0	0	29	12	40	45	45	45	45	45	37	40
Unidade de Bioenergia Agua Emen-dada	Reserva produto 2010	2012	jan/12	GO	Mineiros	0	73	0	0	0	10	12	40	45	45	45	45	45	45	45	37
CBB - Companhia Bioenergética Brasileira	Reserva produto 2010	2010	jan/10	GO	Vila Boa	0	18	0	0	0	2	10	10	10	10	10	10	10	10	10	0
CBB - Companhia Bioenergética Brasileira	Reserva produto 2010	2011	jan/11	GO	Vila Boa	0	18	0	0	0	2	10	10	10	10	10	10	10	10	10	0
CBB - Companhia Bioenergética Brasileira	Reserva produto 2010	2012	jan/12	GO	Vila Boa	0	18	0	0	0	2	10	10	10	10	10	10	10	10	10	0

Empreendimento	Leilão	Ano	Data	UF	Município	Custo Variável (R\$/MWh)	Potência (MW)	Disponibilidade (MW/med)														
								Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez			
Angelica	Reserva produto 2010	2010	jan/10	MS	Angélica	0	32	0	0	0	0	0	0	30	31	31	31	31	31	31	0	
Angelica	Reserva produto 2010	2011	jan/11	MS	Angélica	0	32	0	0	0	0	0	0	30	31	31	31	31	31	31	0	
Barra Bioenergia	Reserva produto 2010	2010	jan/10	SP	Barra Bonita	0	136	0	0	0	0	0	0	0	88	87	84	87	84	75	65	0
Barra Bioenergia	Reserva produto 2010	2011	jan/11	SP	Barra Bonita	0	136	0	0	0	0	0	30	80	84	87	87	84	75	64	0	0
Barra Bioenergia	Reserva produto 2010	2012	jan/12	SP	Barra Bonita	0	136	0	0	0	0	32	84	88	91	91	88	78	67	0	0	0
Bonfim	Reserva produto 2010	2010	jan/10	SP	Guariba	0	45	0	0	0	0	0	0	0	0	35	35	33	32	26	0	0
Bonfim	Reserva produto 2010	2011	jan/11	SP	Guariba	0	45	0	0	0	0	4	31	33	35	34	33	31	26	0	0	0
Bonfim	Reserva produto 2010	2012	jan/12	SP	Guariba	0	45	0	0	0	13	30	32	33	33	33	31	30	24	0	0	0
BEN Bioenergia	Reserva produto 2010	2010	jan/10	PI	Santa Filomena	0	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16	26	26	26	26	0
BEN Bioenergia	Reserva produto 2010	2011	jan/11	PI	Santa Filomena	0	30	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	0
BEN Bioenergia	Reserva produto 2010	2012	jan/12	PI	Santa Filomena	0	30	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	0
Biopav II	Reserva produto 2010	2010	jan/10	SP	Brejo Alegre	0	140	0	0	0	0	0	63	63	63	63	63	63	63	63	0	0
Biopav II	Reserva produto 2010	2012	jan/12	SP	Brejo Alegre	0	140	0	0	0	0	82	82	82	82	82	82	93	93	82	0	0
Boa Vista	Reserva produto 2010	2010	jan/10	GO	Quirinópolis	0	80	0	0	0	0	35	35	35	35	35	35	35	35	35	0	0

Empreendimento	Leilão	Ano	Data	UF	Município	Custo Variável (R\$/MWh)	Potência (MW)	Disponibilidade (MW/med)													
								Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
Boa Vista	Reserva produto 2010	2011	jan/11	GO	Quirinópolis	0	80	0	0	0	0	35	35	35	35	35	35	35	35	35	0
Boa Vista	Reserva produto 2010	2012	jan/12	GO	Quirinópolis	0	80	0	0	0	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	0
Unidade de Bioenergia Alto Taquari	Reserva produto 2010	2010	jan/10	MT	Alto Taquari	0	73	0	0	0	0	0	0	29	31	31	34	34	35	32	35
Unidade de Bioenergia Alto Taquari	Reserva produto 2010	2011	jan/11	MT	Alto Taquari	0	73	0	0	0	29	31	33	33	35	35	38	38	39	37	40
Unidade de Bioenergia Alto Taquari	Reserva produto 2010	2012	jan/12	MT	Alto Taquari	0	73	0	0	0	12	40	45	45	45	45	45	45	45	45	37
Unidade de Bioenergia Costa Rica	Reserva produto 2010	2010	jan/10	MS	Costa Rica	0	73	0	0	0	0	0	27	29	31	31	34	34	35	32	35
Unidade de Bioenergia Costa Rica	Reserva produto 2010	2011	jan/11	MS	Costa Rica	0	73	0	0	0	29	31	33	33	35	35	38	38	39	37	40
Unidade de Bioenergia Morro Vermelho	Reserva produto 2010	2011	jan/11	GO	Mineiros	0	73	0	0	0	29	31	33	33	35	35	38	38	39	37	40
Unidade de Bioenergia Morro Vermelho	Reserva produto 2010	2012	jan/12	GO	Mineiros	0	73	0	0	0	10	40	45	45	45	45	45	45	45	45	37
Chapadao	Reserva produto 2010	2010	jan/10	MS	Chapadão do Sul	0	188	0	0	0	41	41	41	41	41	41	41	41	41	0	0
Chapadao	Reserva produto 2010	2011	jan/11	MS	Chapadão do Sul	0	188	0	0	0	68	68	68	68	68	68	68	68	68	0	0
Chapadao	Reserva produto 2010	2012	jan/12	MS	Chapadão do Sul	0	188	0	0	0	68	68	68	68	68	68	68	68	68	0	0
Conquista do Pontal	Reserva produto 2010	2010	jan/10	SP	Mirante do Paranapanema	0	100	0	0	0	0	36	38	40	40	38	38	36	0	0	0

Empreendimento	Leilão	Ano	Data	UF	Município	Custo Variável (R\$/MWh)	Potência (MW)	Disponibilidade (MW/med)													
								Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
Conquista do Pontal	Reserva produto 2010	2011	jan/11	SP	Mirante do Paranapanema	0	100	0	0	0	0	39	40	42	44	44	42	40	39	0	0
Conquista do Pontal	Reserva produto 2010	2012	jan/12	SP	Mirante do Paranapanema	0	100	0	0	0	0	51	52	53	53	53	52	51	0	0	0
Destilaria Andrade	Reserva produto 2010	2010	jan/10	SP	Pitangueiras	0	33	0	0	0	2	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Destilaria Andrade	Reserva produto 2010	2011	jan/11	SP	Pitangueiras	0	33	0	0	0	2	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Jataí	Reserva produto 2010	2010	jan/10	GO	Jataí	0	105	0	0	0	0	28	49	50	50	50	50	24	0	0	0
Jataí	Reserva produto 2010	2011	jan/11	GO	Jataí	0	105	0	0	0	44	53	57	57	58	57	55	29	0	0	0
Jataí	Reserva produto 2010	2012	jan/12	GO	Jataí	0	105	22	12	0	46	56	59	60	60	59	57	40	22	0	0
Decasa	Reserva produto 2010	2010	jan/10	SP	Caiua	0	70	0	0	0	45	45	45	45	45	45	45	45	45	0	0
Decasa	Reserva produto 2010	2011	jan/11	SP	Caiua	0	70	0	21	21	21	41	41	41	41	41	41	41	41	21	0
Decasa	Reserva produto 2010	2012	jan/12	SP	Caiua	0	70	0	32	32	32	56	56	56	56	56	56	56	56	32	0
Noble Energia	Reserva produto 2010	2010	jan/10	SP	Sebastianópolis do Sul	0	30	0	0	0	0	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
Noble Energia	Reserva produto 2010	2011	jan/11	SP	Sebastianópolis do Sul	0	30	0	0	0	0	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
Noble Energia	Reserva produto 2010	2012	jan/12	SP	Sebastianópolis do Sul	0	30	0	0	0	0	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
Noroeste Paulista	Reserva produto 2010	2010	jan/10	SP	Sebastianópolis do Sul	0	60	0	0	0	0	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30

Empreendimento	Leilão	Ano	Data	UF	Município	Custo Variável (R\$/MWh)	Potência (MW)	Disponibilidade (MW/med)													
								Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
Noroeste Paulista	Reserva produto 2010	2012	jan/12	SP	Sebastianópolis do Sul	0	60	0	0	0	0	0	0	35	35	35	35	35	35	35	0
Porto das Aguas	Reserva produto 2010	2010	jan/10	GO	Chapadão do Céu	0	70	0	0	0	18	22	22	22	23	22	22	22	21	0	0
Porto das Aguas	Reserva produto 2010	2011	jan/11	GO	Chapadão do Céu	0	70	0	0	0	18	22	22	22	23	22	22	22	21	0	0
Porto das Aguas	Reserva produto 2010	2012	jan/12	GO	Chapadão do Céu	0	70	0	0	0	18	22	22	22	23	22	22	22	21	0	0
Caçú I	Reserva produto 2010	2010	jan/10	GO	Caçu	0	130	0	0	0	0	36	38	40	40	40	38	36	0	0	0
Caçú I	Reserva produto 2010	2011	jan/11	GO	Caçu	0	130	0	0	0	39	40	42	44	44	42	40	39	0	0	0
Caçú I	Reserva produto 2010	2012	jan/12	GO	Caçu	0	130	0	0	0	0	70	71	72	72	71	71	70	0	0	0
Santa Luzia I	Reserva produto 2010	2010	jan/10	MS	Nova Alvorada do Sul	0	130	0	0	0	0	36	38	40	40	40	38	36	0	0	0
Santa Luzia I	Reserva produto 2010	2011	jan/11	MS	Nova Alvorada do Sul	0	130	0	0	0	39	40	42	44	44	42	40	39	0	0	0
Santa Luzia I	Reserva produto 2010	2012	jan/12	MS	Nova Alvorada do Sul	0	130	0	0	0	0	70	71	72	72	71	71	70	0	0	0
São Fernando do Açúcar e Alcool	Reserva produto 2010	2011	jan/11	MS	Dourados	0	48	0	0	0	0	25	25	25	25	25	25	25	13	0	0
São Fernando do Açúcar e Alcool	Reserva produto 2010	2012	jan/12	MS	Dourados	0	48	0	0	0	0	25	25	25	25	25	25	25	13	0	0
Tropical Bioenergia 02	Reserva produto 2010	2010	jan/10	GO	Edéia	0	85	0	0	0	0	57	57	57	57	57	57	57	57	21	21
Tropical Bioenergia 02	Reserva produto 2010	2011	jan/11	GO	Edéia	0	85	0	21	21	21	57	57	57	57	57	57	57	57	57	21

Empreendimento	Leilão	Ano	Data	UF	Município	Custo Variável (R\$/MWh)	Potência (MW)	Disponibilidade (MW/med)															
								Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez				
Tropical Bioenergia 02	Reserva produto 2010	2012	jan/12	GO	Edéia	0	85	0	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21
Cachoeira Dourada	Reserva produto 2010	2010	jan/10	GO	Cachoeira Dourada	0	80	0	0	0	0	11	16	16	24	18	23	30	30	11	0	0	0
Cachoeira Dourada	Reserva produto 2010	2011	jan/11	GO	Cachoeira Dourada	0	80	0	0	0	0	15	25	32	36	36	34	33	11	0	0	0	0
Cachoeira Dourada	Reserva produto 2010	2012	jan/12	GO	Cachoeira Dourada	0	80	0	0	0	0	53	53	53	53	53	53	53	53	53	0	0	0
Bioenergética Vale do Paraçatu - BEVAP	Reserva produto 2010	2010	jan/10	MG	João Pinheiro	0	80	0	0	0	0	50	60	60	60	60	60	60	60	60	0	0	0
Bioenergética Vale do Paraçatu - BEVAP	Reserva produto 2010	2011	jan/11	MG	João Pinheiro	0	80	0	0	0	0	50	60	60	60	60	60	60	60	60	0	0	0
Companhia Energética Vale do São Simão	Reserva produto 2010	2010	jan/10	MG	Santa Vitória	0	50	0	0	0	0	0	22	22	22	22	22	22	22	22	0	0	0
Companhia Energética Vale do São Simão	Reserva produto 2010	2011	jan/11	MG	Santa Vitória	0	50	0	0	0	0	0	22	22	22	22	22	22	22	22	0	0	0
Companhia Energética Vale do São Simão	Reserva produto 2010	2012	jan/12	MG	Santa Vitória	0	50	0	0	0	0	0	22	22	22	22	22	22	22	22	0	0	0
Vale do Tijuco	Reserva produto 2010	2010	jan/10	MG	Uberaba	0	45	0	0	0	0	0	19	19	19	19	11	0	0	0	0	0	0
Vale do Tijuco	Reserva produto 2010	2011	jan/11	MG	Uberaba	0	45	0	0	0	0	0	19	19	19	19	11	0	0	0	0	0	0
Vale do Tijuco	Reserva produto 2010	2012	jan/12	MG	Uberaba	0	45	0	0	0	0	0	19	19	19	19	11	0	0	0	0	0	0

Nota: Os valores de disponibilidade levam em conta o fator de capacidade máxima e as taxas de indisponibilidade forçada e programada.
 (*) Valores referentes à operação com Biomassa / Óleo Diesel

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Empreendimentos existentes em 31/12/2007, incluindo todos os sistemas isolados	77
Tabela 2 – Empreendimentos Hidrelétricos existentes no SIN em 31/12/2007.	78
Tabela 3 – Usinas termelétricas existentes no SIN em 31/12/2007	80
Tabela 4 – PCH, Biomassa e Eólicas existentes no início do estudo.	81
Tabela 5 – LTs da Interligação Acre – Rondônia – Mato Grosso	82
Tabela 6 – Parque gerador atual instalado do sistema Rondônia – Eletronorte	83
Tabela 7 – Parque gerador atual instalado do sistema Acre – Eletronorte	83
Tabela 8 – Parque Gerador provável do sistema Rondônia após a interligação	83
Tabela 9 – Parque Gerador provável do sistema Acre após a interligação	83
Tabela 10 – Expansão do Parque Gerador de PCH	84
Tabela 11 – Linhas de Transmissão e Subestações licitadas no LEILÃO N° 004/2008-ANEEL	85
Tabela 12 – Parque gerador atual instalado do sistema Manaus – Eletronorte	85
Tabela 13 – Parque gerador atual instalado do sistema Macapá – Eletronorte	85
Tabela 14 – Parque gerador provável do sistema Manaus após a interligação – Eletronorte	86
Tabela 15 – Parque gerador provável do sistema Macapá após a interligação – Eletronorte	86
Tabela 16 – Hidrelétricas com estudos de viabilidade aprovados pela ANEEL e não licitadas	86
Tabela 17 – Hidrelétricas com estudos de viabilidade em fase de aceite e/ou análise pela ANEEL	88
Tabela 18 – Hidrelétricas com estudo de viabilidade em elaboração com entrega prevista até 31/12/2008	88
Tabela 19 – Hidrelétricas com estudo de viabilidade em elaboração com entrega prevista para 2009	89
Tabela 20 – Bacias Hidrográficas priorizadas para estudos de inventário	90
Tabela 21 – Usinas termelétricas a carvão em operação	93
Tabela 22 – Usinas Termelétricas a Carvão em Construção, já contratadas	93
Tabela 23 – Novos Projetos de Usinas Termelétricas a Carvão em estudos	93
Tabela 24 – Usinas termelétricas a óleo combustível em operação	94
Tabela 25 – Usinas termelétricas a óleo combustível em construção ou contratadas	95
Tabela 26 – Leilões A-3 e A-5/2008 – Características médias das UTEs a óleo combustível	96
Tabela 27 – Potencial de geração a partir do RSU (MWmed)	98
Tabela 28 – Projeção de Carga de Energia da ANDE (MWmed)	99
Tabela 29 – Dados do PROINFA	101
Tabela 30 – Expansão hidrelétrica	103
Tabela 31 – Expansão termelétrica	106
Tabela 32 – Expansão de fontes alternativas	109
Tabela 33 – Evolução da capacidade instalada por fonte de geração (MW)a	112
Tabela 34 – Principais expansões ou antecipação das interligações	114
Tabela 35 – Riscos de qualquer Déficit	115
Tabela 36 – Custos marginais de operação	116
Tabela 37 – Hidrelétricas Postergadas	118
Tabela 38 – Oferta Adicional Decorrente da Alternativa 1	119
Tabela 39 – Oferta Adicional Decorrente da Alternativa 2	122
Tabela 40 – Risco Anual de Déficit – Comparação dos estudos com 1 e 3 patamares de carga	125
Tabela 41 – CMO Médios Anuais - Comparação dos estudos com 1 e 3 patamares de carga	126

Lista de Gráficos

Gráfico 1 – Participação da capacidade instalada hidrelétrica por região	105
Gráfico 2 – Evolução da capacidade instalada hidrelétrica do SIN	106
Gráfico 3 – Participação da capacidade instalada termelétrica por subsistema	108
Gráfico 4 – Evolução da capacidade instalada termelétrica do SIN	109
Gráfico 5 – Evolução da capacidade instalada de fontes alternativas do SIN	111
Gráfico 6 – Participação das diversas fontes não hidrelétricas (% de capacidade instalada)	112
Gráfico 7 – Evolução da participação dos diversos tipos de fonte (% de capacidade instalada)	113
Gráfico 8 – Evolução da capacidade instalada do SIN	113
Gráfico 9 – Distribuição do parque instalado por subsistema	114
Gráfico 10 – Frequência dos intercâmbios Sudeste - Imperatriz	115
Gráfico 11 – Riscos de déficits de energia	116
Gráfico 12 – Custos marginais de operação	117
Gráfico 13 – Evolução da Potência Postergada	118
Gráfico 14 – Custo Total de Operação (milhões de R\$)	120
Gráfico 15 – Emissões de GEE, por combustível utilizado, na alternativa 1	121
Gráfico 16 – Emissões de GEE, por subsistema, na alternativa 1	121
Gráfico 17 – Emissões de GEE, por combustível utilizado, na alternativa 2	122
Gráfico 18 – Mercado Média Anual por Patamar de Carga (MWmed)	123
Gráfico 19 – Riscos de déficits de energia Superiores a 1% do Mercado – Três Patamares de Carga	126
Gráfico 20 – Riscos de déficits de energia superiores a 5% do mercado – Três patamares de carga	127
Gráfico 21 – Custo Total de Operação (milhões de R\$)	127
Gráfico 22 – Balanço de ponta para o SIN	128
Gráfico 23 – Balanço de ponta para o Sudeste	129
Gráfico 24 – Balanço de ponta para o Sul	129
Gráfico 25 – Balanço de ponta para o Nordeste	130
Gráfico 26 – Balanço de ponta para o Norte	130

Lista de Figuras

Figura 1 – Representação esquemática das interligações entre subsistemas	100
--	-----



OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA



Parte 2 - Transmissão de Energia Elétrica

2.	Transmissão de Energia Elétrica	156
2.1	Considerações Iniciais	156
2.2	Topologia da Rede de Transmissão	158
2.2.1	Configuração Inicial	162
2.2.2	Interligações Regionais	163
2.2.2.1	Interligação Norte-Sudeste/Centro-Oeste (Interligação Norte-Sul)	165
2.2.2.2	Interligação Norte-Nordeste	167
2.2.2.3	Interligação Sudeste/Centro Oeste-Nordeste	167
2.2.2.4	Interligação Sul-Sudeste/Centro-Oeste	168
2.2.3	Interligações dos Sistemas Isolados ao SIN	169
2.2.3.1	Interligação Acre/Rondônia – Sudeste/Centro-Oeste	169
2.2.3.2	Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus	169
2.2.4	Interligações com países vizinhos	172
2.2.4.1	Interligação com a Argentina	172
2.2.4.2	Interligação com o Uruguai	172
2.2.4.3	Interligação com a Venezuela	172
2.3	Critérios e Procedimentos dos Estudos	172
2.4	Sistemas de transmissão regionais	173
2.4.1	Região Norte	174
2.4.1.1	Estado do Pará	177
2.4.1.2	Estado do Maranhão	181
2.4.1.3	Estado do Tocantins	184
2.4.1.4	Estudos complementares	187
2.4.2	Região Nordeste	187
2.4.2.1	Estado do Piauí	191
2.4.2.2	Estado do Ceará	193
2.4.2.3	Estado do Rio Grande do Norte	195
2.4.2.4	Estado da Paraíba	197
2.4.2.5	Estado de Pernambuco	199
2.4.2.6	Estado de Alagoas	201
2.4.2.7	Estado do Sergipe	203
2.4.2.8	Estado da Bahia	205
2.4.2.9	Estudos complementares	208
2.4.3	Região Sudeste	209
2.4.3.1	Estado de São Paulo	212
2.4.3.2	Estado de Minas Gerais	219
2.4.3.3	Estado do Espírito Santo	222
2.4.3.4	Estado do Rio de Janeiro	226
2.4.3.5	Estudos complementares	231

2.4.4	Região Centro-Oeste e estados do Acre e Rondônia	231
2.4.4.1	Estado de Goiás e Distrito Federal	234
2.4.4.2	Estado de Mato Grosso	236
2.4.4.3	Estados do Acre e Rondônia	240
2.4.4.4	Estudos complementares	244
2.4.5	Região Sul	248
2.4.5.1	Estado do Rio Grande do Sul	249
2.4.5.2	Estado de Santa Catarina	252
2.4.5.3	Estado do Paraná	255
2.4.5.4	Estado de Mato Grosso do Sul	258
2.4.5.5	Estudos complementares	261
2.5	Desempenho dinâmico do SIN e limites de intercâmbios nas interligações	261
2.5.1	Desempenho dinâmico do SIN	261
2.5.1.1	Sistema CCAT Coletora Porto Velho-Araraquara	262
2.5.1.2	Perda de blocos de geração ou de bipolos	263
2.5.1.3	Interações entre os Elos CCAT	265
2.6	Curto-Circuito	266
2.7	Índices de confiabilidade do sistema interligado e dos subsistemas regionais	269
2.7.1	Dados e Premissas	270
2.7.2	Resultados 2008-2015	271
2.7.3	Principais constatações	273
2.8	Evolução física e estimativa de investimentos	278
2.9	Estimativa da Evolução das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão	280
2.9.1	Tarifas de Geração	280
2.9.2	Tarifas de Carga	283
2.10	Redes de distribuição	284
2.10.1	Região Norte	285
2.10.1.1	Estado do Pará	285

2.10.1.2Estado do Maranhão	286
2.10.1.3Estado do Tocantins	287
2.10.2 Região Nordeste	288
2.10.2.1Estado do Piauí	288
2.10.2.2Estado do Ceará	289
2.10.2.3Estado do Rio Grande do Norte	291
2.10.2.4Estado da Paraíba	292
2.10.2.5Estado de Pernambuco	295
2.10.2.6Estado de Alagoas	297
2.10.2.7Estado do Sergipe	299
2.10.2.8Estado da Bahia	300
2.10.3 Região Sudeste	302
2.10.3.1Estado de São Paulo	302
2.10.3.2Estado de Minas Gerais	309
2.10.3.3Estado do Espírito Santo	315
2.10.3.4Estado do Rio de Janeiro	316
2.10.4 Região Centro Oeste	319
2.10.4.1Estado de Goiás e Distrito Federal	319
2.10.4.2Estado de Mato Grosso	325
2.10.5 Região Sul	328
2.10.5.1Estado do Rio Grande do Sul	328
2.10.5.2Estado de Santa Catarina	334
2.10.5.3Estado do Paraná	336
2.10.5.4Estado do Mato Grosso do Sul	339
Referências Bibliográficas	341
Lista de Tabelas	341
Lista de Gráficos	344
Lista de Figuras	347

2. Transmissão de Energia Elétrica

São a seguir 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, cobrindo os seguintes tópicos: 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 2008-2017. 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.

É também apresentada uma estimativa da evolução dos valores médios das tarifas de uso do sistema de transmissão (TUST) no período decenal.

Finalmente, são descritas as principais constatações da análise da rede de distribuição.

2.1 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.

A análise do atendimento às cargas regionais no horizonte decenal foi efetuada pelos citados GETs, assim divididos:

Grupo de Estudos		Empresas Participantes
Sul	GET-SUL	ELETROSUL, CEEE-T, COPEL-T, CELESC, TGE, AES SUL, CEEE-D, COPEL-D, ENERSUL, ELETROBRÁS e CPFL-G
Nordeste	GET-NE	CHESF, CEPISA, COELCE, COSERN, SAELPA, CELB, CELPE, CEAL, ENERGIPÉ, COELBA, ELETROBRÁS
Norte	GET-N	ELETRONORTE, CELPA, CEMAR, CELTINS, ELETROBRÁS
São Paulo	GET-SP	AES-TIETÊ, BANDEIRANTE, CESP, CLFSC, CPFL PAULISTA, CPFL PIRATININGA, ISA CTEEP, DUKE-GP, ELEKTRO, ELETROPAULO, EMAE, GRUPO REDE, ELETROBRÁS e, quando necessário, demais concessionárias de distribuição do estado de São Paulo
Sudeste / Centro-Oeste	GET-SE/CO	AMPLA, CDSA, CEB, CELG, CEMAT, CEMIG, CENF, CFLCL, ELETRONORTE, ES-CELSA, FURNAS, LIGHT, ELETROBRÁS

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.

Desempenha, ainda, um importante e relevante papel de interligar os submercados, permitindo a busca na 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 e visam:

- Compatibilizar os planos de obras resultantes dos estudos regionais realizados em grupos específicos no âmbito dos GETs – Grupos de Estudos de Transmissão Regionais;
- Compatibilizar os planos de obras resultantes dos demais estudos desenvolvidos pela EPE (interligações regionais, integração de novas usinas, etc.);

- Compatibilizar os planos de obras resultantes dos estudos de expansão do sistema de distribuição;
- Apresentar um diagnóstico do desempenho do sistema interligado brasileiro em condição normal e em emergência (n-1), com base nos planos de obras citados;
- Recomendar estudos específicos para solucionar os problemas detectados no diagnóstico de desempenho do sistema;
- Elaborar e manter atualizado o Programa de Expansão da Transmissão - PET;
- Atualizar a infra-estrutura de dados de fluxo de potência, no horizonte decenal.

O diagnóstico elaborado para a rede elétrica leva a um conjunto de estudos complementares de transmissão, executados paralelamente ou em seqüência 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);
- Evolução da confiabilidade do sistema interligado e dos subsistemas regionais;
- 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.

Definições e terminologia

Para uniformizar o entendimento, seguem as definições de alguns termos e abreviaturas utilizadas ao longo do texto:

- Rede Básica:
 - Linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação em tensão igual ou superior a 230 kV.
- Rede Básica de Fronteira (RBF):
 - Transformadores de potência com tensão primária igual ou superior a 230 kV e tensões secundária e terciária inferiores a 230 kV, bem como as respectivas conexões e demais equipamentos ligados ao terciário.
- Demais Instalações de Transmissão (DIT):
 - Linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, em qualquer tensão, quando de uso de centrais geradoras, em caráter exclusivo ou compartilhado, ou de consumidores livres, em caráter exclusivo;
 - Interligações internacionais e equipamentos associados, em qualquer tensão, quando de uso exclusivo para importação e/ou exportação de energia elétrica; e
 - Linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, em tensão inferior a 230 kV, localizados ou não em subestações integrantes da Rede Básica.
- Outras abreviaturas:

AT - Autotransformador	LT-CD - Linha de Transmissão – Circ. Duplo
BCS - Banco de Capacitores shunt	LT-Cn - Linha de Transmissão – Circ. n
CA - Corrente Alternada	PCH - Pequena Central Hidrelétrica
CC - Corrente Contínua	RB - Reator de Barra
CCAT - Corrente Contínua Alta Tensão	RL - Reator de Linha
CE - Compensador Estático	SE – Subestação
CGH - Central Geradora Hidrelétrica	SIN - Sistema Interligado Nacional
CS - Compensação (capacitor) Série	SOL - Central Geradora Solar Fotovoltaica
EOL - Central Geradora Eolielétrica	TR – Transformador
LT - Linha de Transmissão	UHE - Usina Hidrelétrica
LT-AR - Linha de Transmissão - de Aço Rígido	UTE - Usina Termelétrica
LT-CS - Linha de Transmissão - Circuito Simples	UTN - Usina Termonuclear

2.2 Topologia da Rede de Transmissão

A base de dados referente à topologia da rede foi atualizada a partir dos dados do ciclo de planejamento 2006, com inclusão das informações pertinentes resultantes dos Estudos Especiais da Transmissão, dos empreendimentos consolidados no Programa de Expansão da Transmissão - PET e das atualizações de topologia das redes das empresas referentes à suas áreas de atuação.

As referências [1] a [10] indicam o conjunto de estudos específicos realizados pelos GETs e coordenados pela EPE no ano de 2007, os quais serviram de subsídio para o estabelecimento da configuração de referência do sistema interligado.

Ressalta-se que a interligação Tucuruí – Macapá – Manaus foi considerada a partir de 2012, contemplando o atendimento à região amazônica (Manaus, Amapá e as cidades situadas à margem esquerda do rio Amazonas).

Além dessas atualizações foram consideradas, principalmente nos 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 aos AHEs do rio Madeira, com entrada em operação prevista para 2012, o AHE Belo Monte e as usinas dos rios Teles Pires para 2015.

Adicionalmente, foram considerados resultados de estudos internos das empresas, incluindo equipamentos de compensação reativa adicional, quando necessária.

Integração do Complexo Hidrelétrico do Rio Madeira

Dentre os estudos conduzidos pela EPE, em 2007 e 2008, destaca-se o da integração das usinas do rio Madeira bem como do reforço da interligação dos estados do Acre e Rondônia com a região Sudeste/Centro-Oeste.

A bacia do Rio Madeira é caracterizada por um potencial hidrelétrico expressivo, sendo focalizado inicialmente o complexo produtor composto pelos aproveitamentos de Santo Antônio e Jirau, totalizando 6450 MW. Os estudos dos sistemas de transmissão de integração dessas usinas foram elaborados por um grupo de trabalho específico, coordenado pela EPE, e com participação de diversas empresas. Nesses estudos foi contemplada a análise da escolha da tecnologia e do nível de tensão mais adequados ao escoamento da potência total destas usinas

No caso destas usinas, em caráter de excepcionalidade, visando uma maior competitividade no leilão de transmissão, foram consideradas, na fase final dos estudos, as duas alternativas mais promissoras em termos de custos globais, a saber: alternativa em corrente contínua ± 600 kV e a alternativa híbrida de ± 600 kV e 500 kV CA, apresentadas a seguir na Figura 1 e na Figura 2.

Destaca-se que, no processo licitatório, foram contempladas as duas alternativas mencionadas, ficando a decisão da configuração de transmissão a ser adotada como consequência do processo licitatório. A vencedora deste processo foi a alternativa em corrente contínua ± 600 kV (Figura 1), tendo sido o correspondente leilão realizado em novembro/2008.

Figura 1 – Integração do Complexo Hidrelétrico do Rio Madeira: Alternativa em corrente contínua + 600 kV

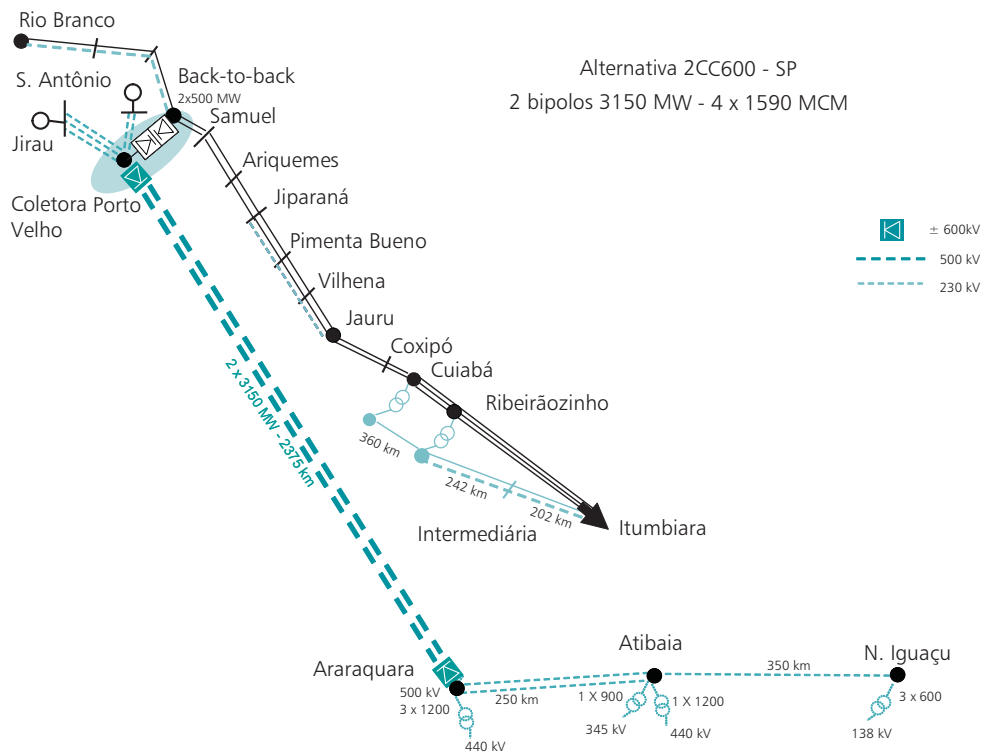
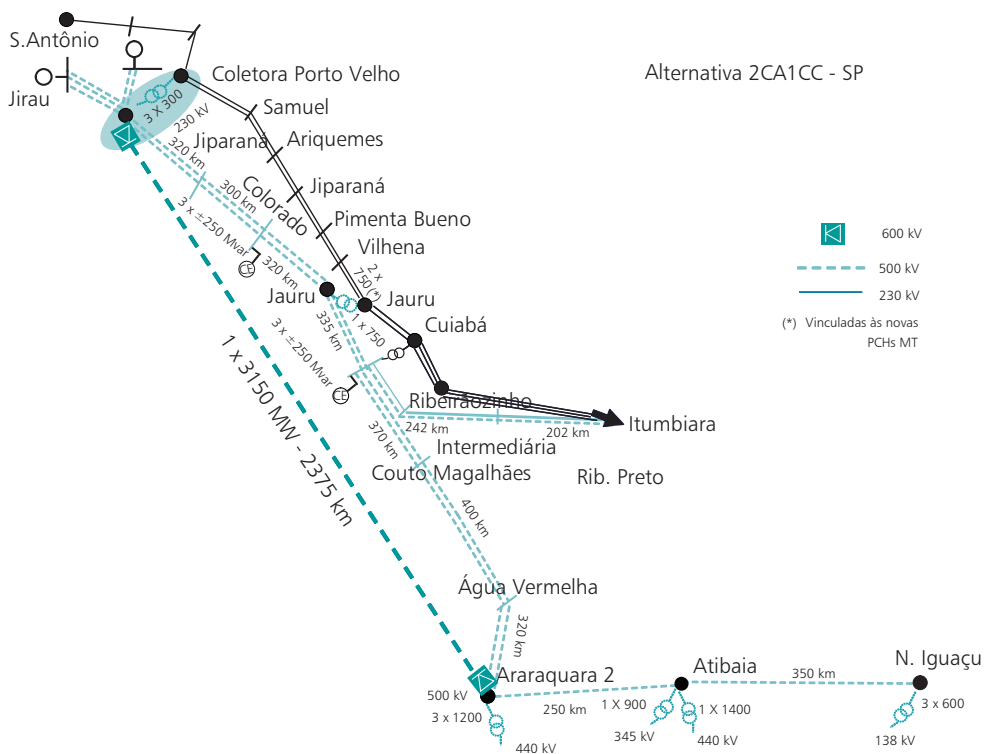


Figura 2 – Integração do Complexo Hidrelétrico do Rio Madeira: Alternativa mista



Integração do AHE Belo Monte

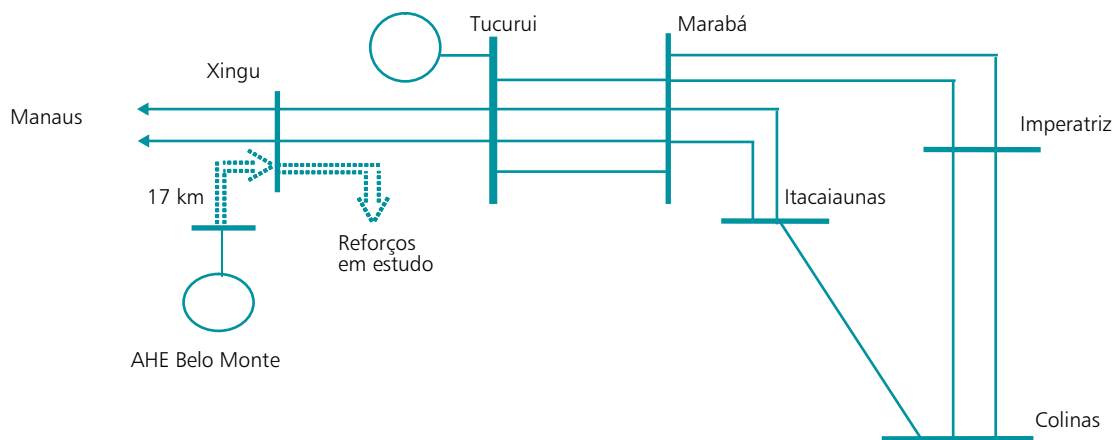
O complexo hidrelétrico de Belo Monte localiza-se na região de Volta Grande do rio Xingu, próximo às cidades de Altamira e Vitória do Xingu, no estado do Pará. De acordo com os estudos originais da bacia em questão, na sua configuração final este complexo terá capacidade instalada de 11.182 MW. Dentro do horizonte deste Plano de Decenal, está contemplada a motorização de um primeiro grupo de 9 máquinas de 550 MW, perfazendo um total de 4950 MW, a partir de outubro de 2015.

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 e um aumento da capacidade de intercâmbio entre Colinas e a região Sudeste de cerca de 4.500 MW. Observa-se, entretanto, que os estudos mencionados foram realizados antes da concepção da subestação Xingu, em 500 kV, integrante do sistema Tucuruí-Manaus-Macapá, licitado em junho de 2008. Esta instalação, mais próxima da usina, propicia uma conexão envolvendo circuitos curtos e na tensão de 500 kV, fazendo com que seja necessária uma reavaliação dos estudos anteriores.

As avaliações eletroenergéticas conduzidas pela EPE neste ciclo de planejamento consideraram a conexão de um novo subsistema de Belo Monte ao sistema Norte e ampliações da capacidade de intercâmbio regional.

A Figura 3 mostra, de forma esquemática, a conexão do AHE Belo Monte, como referência inicial para o desenvolvimento dos estudos de expansão da transmissão, os quais definirão os reforços necessários no sistema Norte e nas interligações regionais. A entrada desses reforços deverá ocorrer de forma compatível com a motorização das unidades geradoras de Belo Monte.

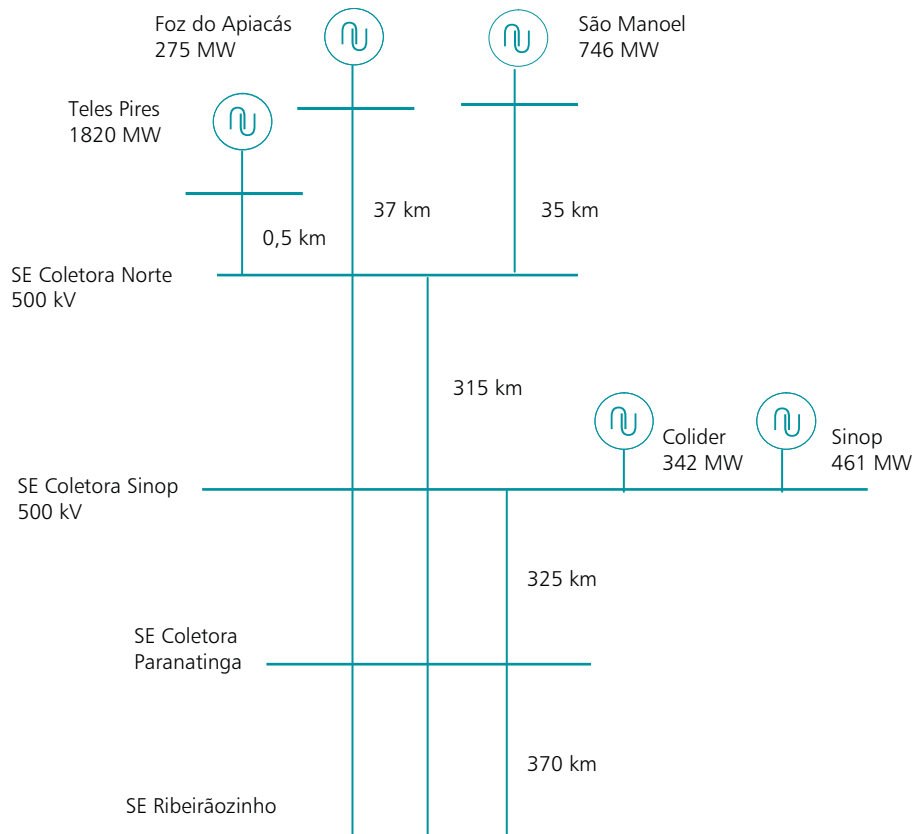
Figura 3 – Conexão referencial do AHE Belo Monte



Conexão das usinas da bacia do Teles Pires

A bacia do rio Teles Pires é caracterizada por um potencial hidrelétrico de cerca de 3.700 MW distribuídos em seis usinas. Neste plano foram consideradas cinco usinas - Sinop, Colider, São Manoel, Foz do Apiacás, e Teles Pires, programadas para entrar a partir de 2015. Para efeito dos estudos eletroenergéticos, considerou-se tais usinas localizadas em um novo subsistema conectado integralmente 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 4.

Figura 4 – Conexão preliminar das usinas do Rio Teles Pires



Como observação geral, cabe destacar o grau de complexidade que envolve sistemas de transmissão de porte compatível com a expansão de geração da ordem de 27.000 MW, referente às usinas do Madeira, Belo Monte e Teles Pires/Tapajós, com longas distâncias e elevados carregamentos. É importante ressaltar que os sistemas de transmissão de integração destas usinas ao Sistema Interligado Nacional – SIN se confundem, por vezes, com as expansões das interligações existentes, trazendo conseqüentemente, a necessidade de estudos aprofundados para sua definição. Por outro lado, o acréscimo de um montante de geração como o acima citado, independentemente de sua localização, requer reforços significativos na Rede Básica, além das mencionadas ampliações das interligações regionais. Ademais, deve-se acrescentar que na última revisão do plano decenal de geração, realizada após a conclusão das análises do sistema de transmissão, foi considerada a usina de São Luís do Tapajós com 6042 MW, a partir de outubro de 2016, com a motorização de 12 máquinas de 194,9 MW, perfazendo um total de 2339 MW no horizonte decenal (2017), cuja conexão ao SIN, ainda não estudada e não representada na base de dados, poderá acarretar em reforços na Rede Básica, que deverão estar em consonância com a expansão prevista devido à entrada dos outros aproveitamentos hidrelétricos de grande porte.

Bioeletricidade – Adequação e expansão do SIN

Os estados do Mato Grosso do Sul, Goiás e São Paulo apresentam um potencial energético significativo considerando-se a presença de hidrelétricas convencionais e pequenas centrais, bem como da co-geração em usinas térmicas a biomassa, produzida a partir de resíduos da indústria sucroalcooleira, sobretudo o bagaço de cana-de-açúcar.

A bioeletricidade apresenta uma importância estratégica para o país, pois o período de safra da biomassa normalmente coincide com períodos de baixa hidráulidade, 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 à 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 na região não comporta o escoamento dos montantes envolvidos.

A exploração desses recursos depende basicamente da disponibilidade de um sistema de transmissão suficientemente robusto de modo a permitir o escoamento dessa energia, uma vez que os empreendimentos previstos estão pulverizados por todo o estado, o que dificulta sua integração ao sistema de transmissão existente.

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

Foi adotada como premissa básica conectar essas usinas preferencialmente no sistema de distribuição existente ou conceber um sistema de transmissão, alocando subestações coletoras em localidades estrategicamente próximas aos principais montantes de geração, de forma a permitir o escoamento dessa energia com um mínimo de investimento por parte dos empreendedores.

O grande desafio dessa análise foi adequar o sistema de transmissão concebido às condições de sazonalidade associadas ao ciclo de plantio da cana-de-açúcar e à produção de energia elétrica. Esse tipo de usina, no período de safra, disponibiliza 70 % de sua capacidade total, dado que 30 % são utilizados para a produção sucroalcooleira; no período de entressafra a geração torna-se nula, com uma carga residual de cerca de 3 % da capacidade total da usina.

Outro desafio encontrado diz respeito às incertezas das informações quanto à efetivação dos empreendimentos por parte dos empreendedores, uma vez que o sistema de transmissão deve ser escalonado de modo a permitir o escoamento do excedente de energia em sintonia com a entrada em operação dos empreendimentos.

2.2.1 Configuração Inicial

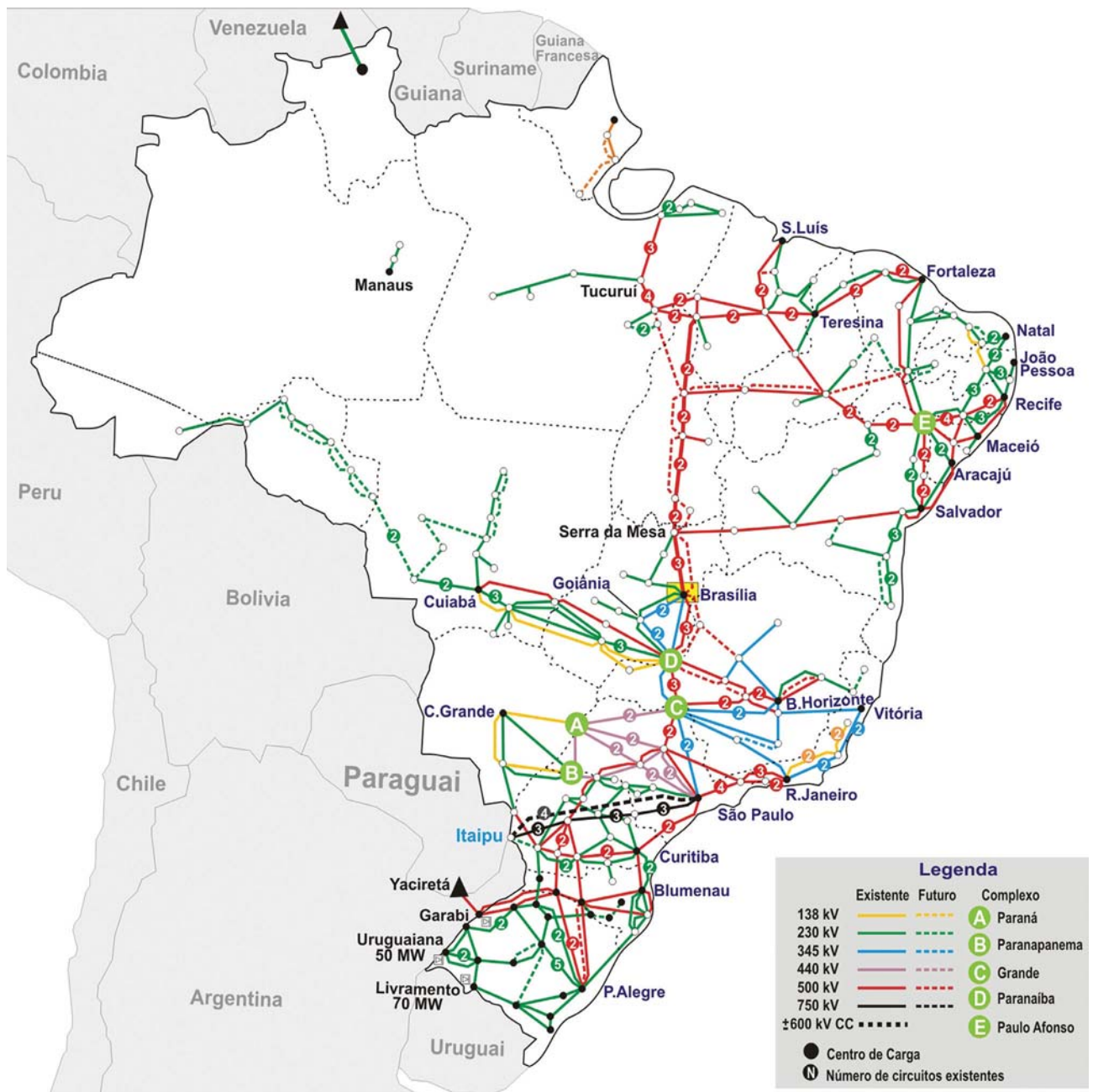
O Sistema Interligado Nacional – SIN, devido à sua extensão territorial e ao parque gerador predominantemente hidráulico, se desenvolveu utilizando uma grande variedade de níveis de tensão em função das distâncias envolvidas entre as fontes geradoras e os centros de carga.

Desta forma, a Rede Básica de transmissão compreende as tensões de 230 kV a 750 kV, com as principais funções de:

- (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 5 ilustra, de forma esquemática, a configuração do SIN referente ao ano de 2008 indicando também instalações a serem implantadas no futuro imediato (obras já licitadas, em construção).

Figura 5 – Diagrama do Sistema Interligado Nacional – 2008



Fonte: ONS

2.2.2 Interligações Regionais

A interligação elétrica existente entre as regiões possibilita a otimização energética aproveitando a diversidade hidrológica existente entre os sistemas. O SIN está dividido em quatro subsistemas:

- ÍSul (S) – Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná;
- ÍSudeste – 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 passarão a fazer parte deste submercado;
- ÍNorte (N) – Pará, Tocantins e Maranhão e, a partir de 2012, parte do Amazonas e Amapá passarão a fazer parte deste submercado;
- ÍNordeste (NE) – Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe e Bahia.

Na Figura 6 estão apresentadas as interligações existentes entre regiões, assim como também a futura interligação Acre/Rondônia – Sudeste/ Centro-Oeste.

Figura 6 – Interligações Regionais

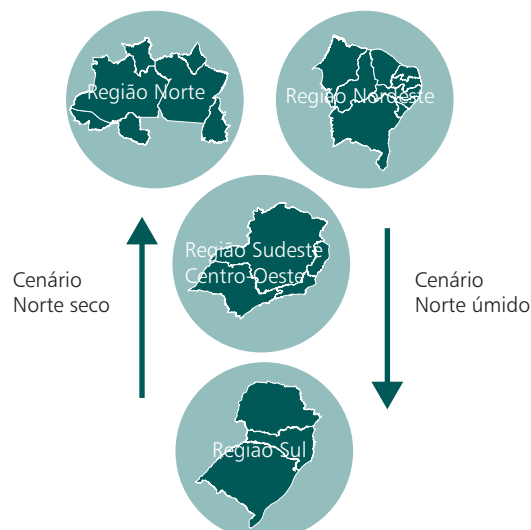


Para a análise dos casos base de fluxo de potência foram selecionados valores referenciais dos intercâmbios regionais, de modo a possibilitar o estabelecimento dos despachos de geração nos diversos subsistemas. Estes valores de intercâmbio não necessariamente contemplam os fluxos máximos correspondentes às capacidades das interligações e não têm a intenção de explorar seus limites.

Na definição dos intercâmbios Sudeste/Sul, Norte/Sudeste, Sudeste/Nordeste e Norte/Nordeste foram considerados dois cenários, associados principalmente à sazonalidade hidrológica da região Norte, ilustrados na Figura 7, a saber:

- o cenário que caracteriza o regime hidrológico representativo do segundo semestre do ano (período seco no Norte), quando a região Sul é exportadora para o Sudeste/Centro-Oeste e este exportador para o Norte e o Nordeste.
- o cenário que caracteriza o regime hidrológico representativo do primeiro semestre do ano (período úmido no Norte), quando a região Sul é importadora do Sudeste/Centro-Oeste e este importador do Norte e exportador para o Nordeste.

Figura 7 – Cenários para os intercâmbios

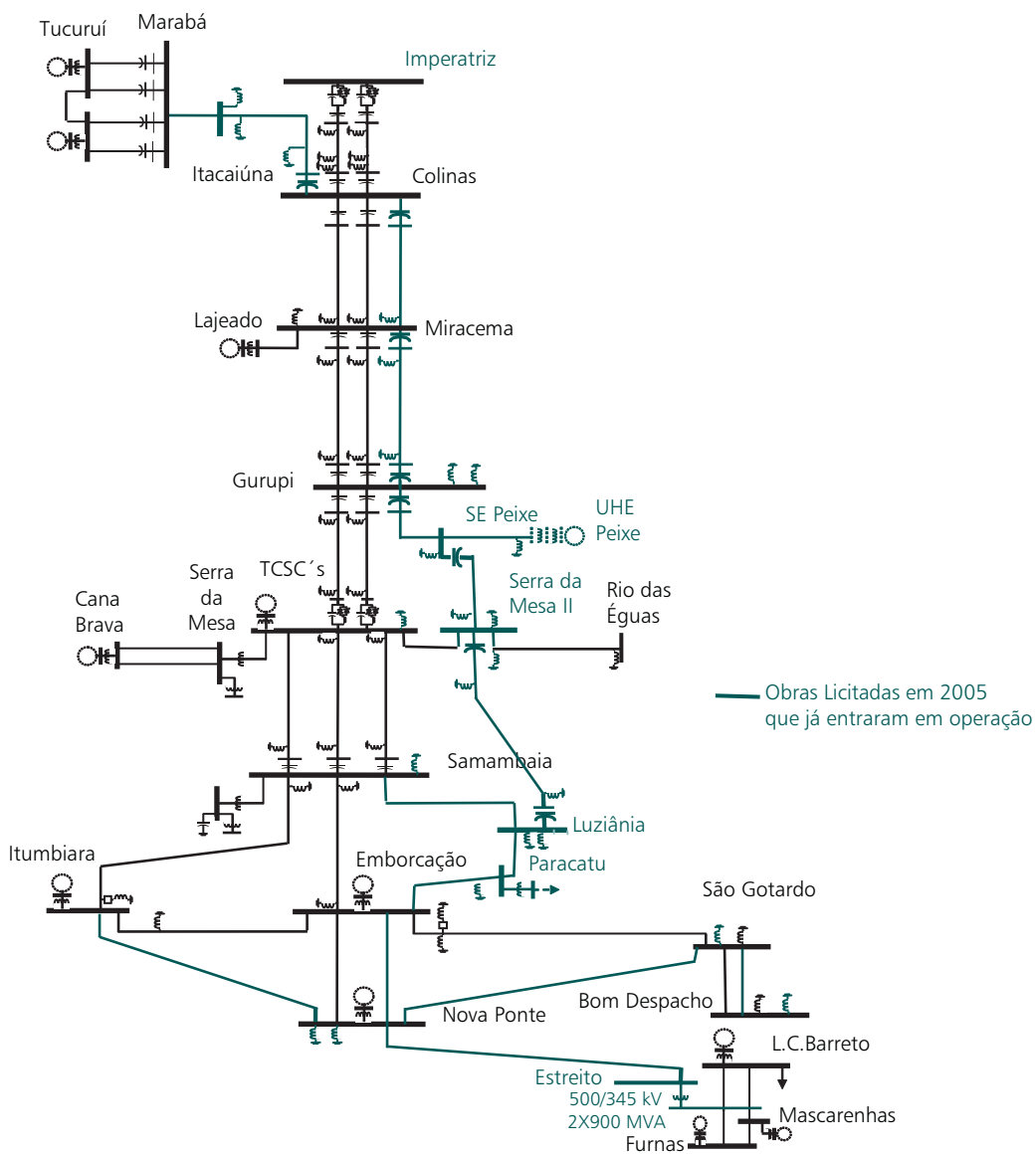


2.2.2.1 Interligação Norte-Sudeste/Centro-Oeste (Interligação Norte-Sul)

Atualmente, esta interligação é formada por dois circuitos em 500 kV desde a SE Imperatriz até Serra da Mesa e o terceiro circuito licitado em 2005 e energizado ao longo de 2008 (Figura 8).

O terceiro circuito desta interligação é composto pela LT 500 kV Itacaiúnas – Colinas – Miracema – Gurupi – Serra da Mesa 2. Associados a esta expansão da interligação, foram previstos reforços na região Sudeste que entraram em operação no final de 2008. A configuração atual desta interligação é mostrada na Figura 8.

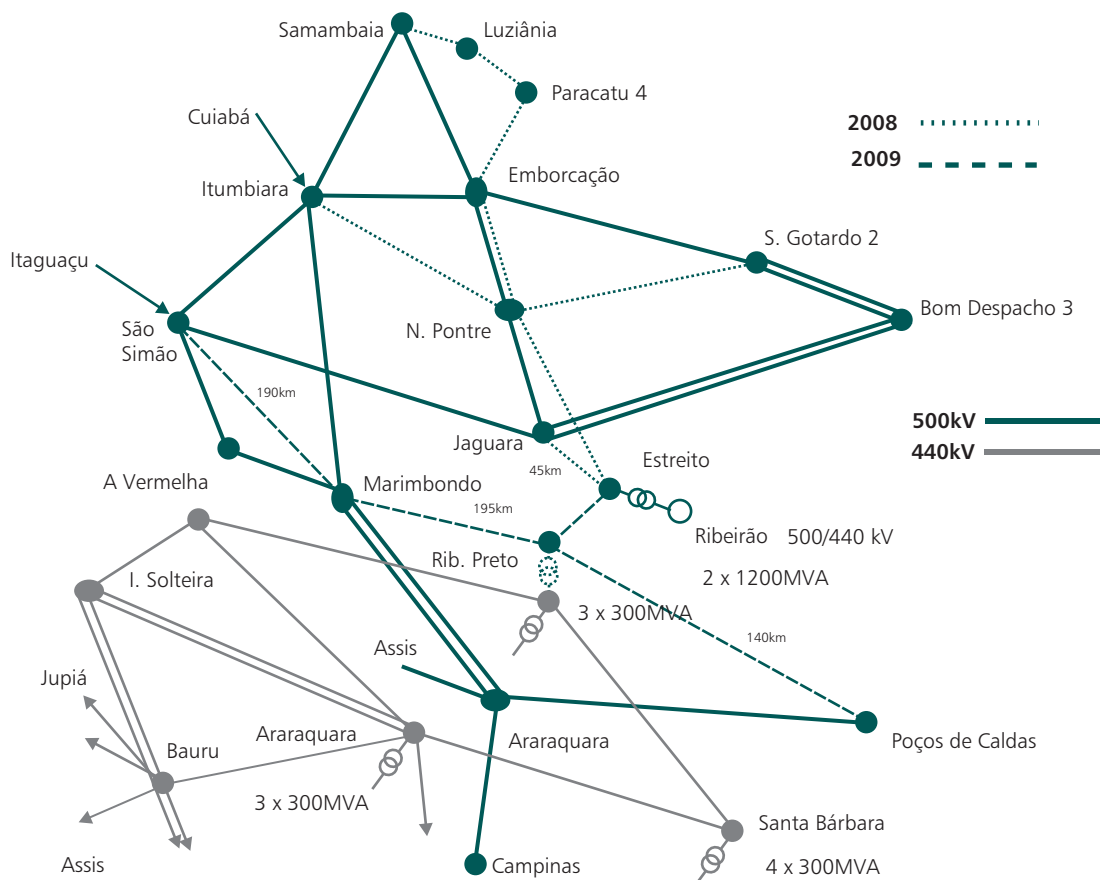
Figura 8 – Diagrama Elétrico da Interligação Norte-Sudeste/Centro Oeste com o Terceiro Circuito e Reforços na Região Sudeste



São ainda previstos reforços complementares na região Sudeste, associados ao citado terceiro circuito e também vinculados ao aumento da injeção de potência na SE Itumbiara, resultante da interconexão em 500 kV com o estado de Mato Grosso. Tais reforços possibilitam, também, o escoamento da nova injeção de potência prevista na SE São Simão devido à conexão com a SE Itaguaçu, ponto coletor da geração de futuras usinas previstas no Sudeste de Goiás. Tais obras foram licitadas em novembro de 2006 e têm previsão de entrada em operação em 2009.

A Figura 9 mostra esquematicamente o conjunto de reforços na região Sudeste/Centro-Oeste anteriormente citados, cuja entrada em operação, para efeito dos estudos da expansão da transmissão, foi considerada durante o ano de 2009.

Figura 9 – Interligação Norte-SE/CO – Reforços complementares na região Sudeste



O plano de expansão da geração, conforme tratado no Capítulo III – Parte 1, considera ampliações da capacidade de intercâmbio de 600 MW, 1400 MW e 1500 MW entre as regiões Norte e Sudeste/Centro Oeste, em 2011, 2014 e 2016 respectivamente, totalizando um acréscimo de 3.500 MW na capacidade desta interligação.

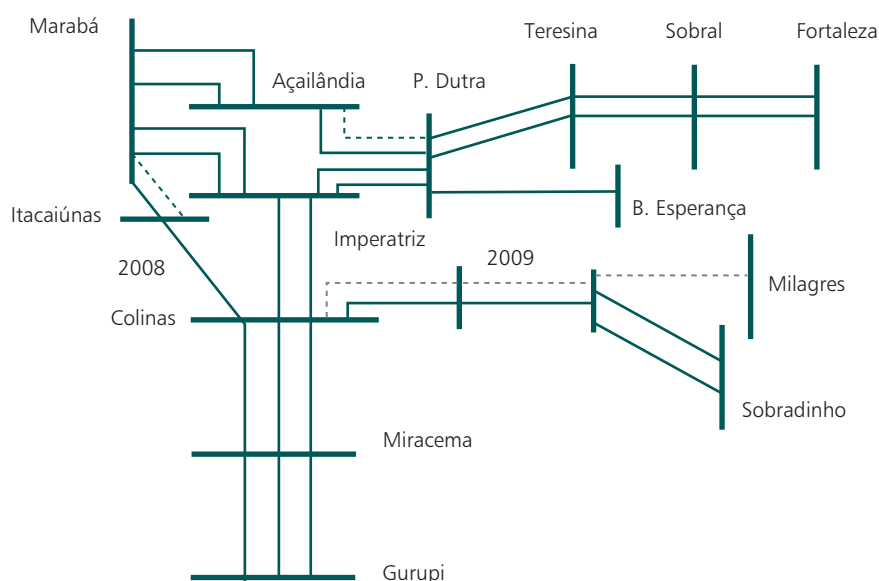
A definição da expansão desta interligação será escopo de estudo específico, a ser iniciado em 2009. Deverá ser analisada, inicialmente, a viabilidade de aumento da capacidade nominal dos capacitores série dos três circuitos que compõem a interligação entre Imperatriz e Serra da Mesa. Esses equipamentos são, atualmente, os elementos limitadores da capacidade de transferência entre as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Norte. O estudo contemplará, também, a revisão da conexão do AHE Belo Monte e sua influência na expansão desta interligação.

2.2.2.2 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.

Quanto à expansão dessa interligação, prevista para 2009, 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 10.

Figura 10 – Diagrama Esquemático da Interligação Norte – Nordeste – 2009



2.2.2.3 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 Águas – Bom Jesus da Lapa – Ibicoara – Sapeaçu – Camaçari, mostrada na Figura 11.

O plano de expansão da geração, conforme tratado no Capítulo III – Parte 1, considera uma ampliação da capacidade de intercâmbio de 500 MW entre as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste em 2011. A definição da expansão desta interligação está sendo tratada em estudo específico.

de 2011. A definição dos novos elos dessa interligação será escopo de estudo específico a ser iniciado pela EPE, o qual levará em conta a presença da citada LT 500 kV Foz do Iguaçu-Cascavel do Oeste.

2.2.3 Interligações dos Sistemas Isolados ao SIN

2.2.3.1 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, foi considerada em operação a partir do ano de 2009. É composta das LTs Samuel – Ariquemes – Ji-Paraná (315 km), Ji-Paraná – Pimenta Bueno – Vilhena (278,9 km, circuito simples) e Vilhena – Jauru (354 km, circuito duplo), conforme ilustrado na Figura 13.

Figura 13 – Interligação Acre/Rondônia - Sudeste/ Centro Oeste



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 1, anteriormente apresentada para ilustrar a conexão das usinas do rio Madeira, mostra a configuração final (2017) considerada referencialmente para esta interligação, bem como os reforços na região Sudeste.

2.2.3.2 Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus

A interligação Tucuruí-Macapá-Manaus foi licitada em junho de 2008 e está sendo 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 14, estabelecida com base nos estudos da referência [11], complementado pelo da referência [12], contemplando as seguintes instalações principais:

- Linha de transmissão de Tucuruí a Manaus (SE Cariri), em 500 kV, circuito duplo, com 1470 km, na rota pela margem esquerda do rio Amazonas, com quatro subestações intermediárias nas proximidades de Xingu, Jurupari, Oriximiná e Itacoatiara com compensação série de 70% em todos os trechos;
- Linha de transmissão de Jurupari a Macapá, em 230 kV, circuito duplo, com 339 km, com uma subestação intermediária nas proximidades de Laranjal do Jarí;
- Compensação reativa conforme Tabela 1;

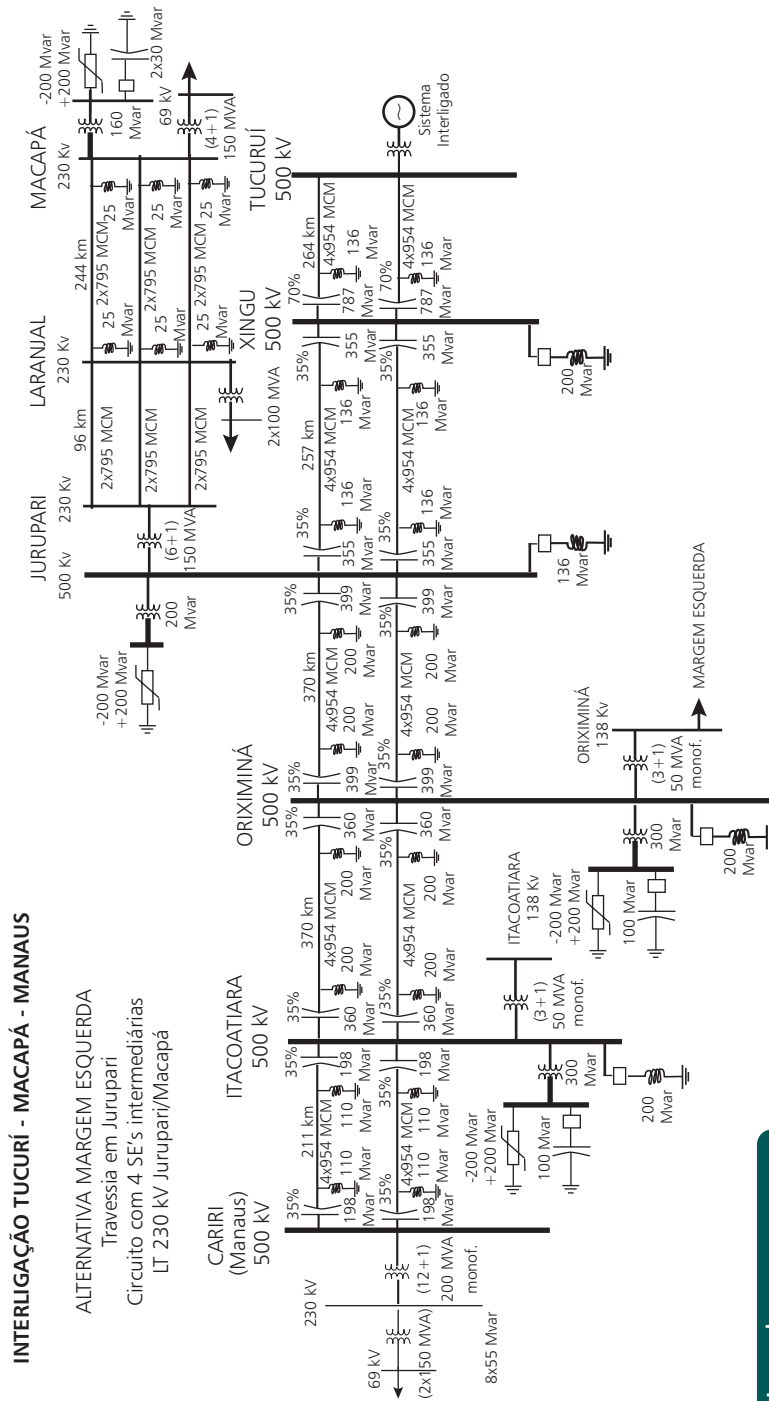
- Atendimento às comunidades situadas na margem esquerda do rio Amazonas através de transformação 500/138 kV na SE Oriximiná. Similarmente, está prevista uma transformação 230/69 kV na SE Laranjal do Jarí para o atendimento local.

Tabela 1 – Compensação Reativa no Sistema Tucuruí-Macapá-Manaus

Reatores de linha 500 kV		
Linha	Reator (Mvar)	Subestação
Tucuruí-Xingu	136	Xingu
Xingu-Jurupari	136	Xingu e Jurupari
Jurupari-Oriximiná	200	Jurupari e Oriximiná
Oriximiná-Itacoatiara	200	Oriximiná e Itacoatiara
Itacoatiara-Cariri	110	Itacoatiara e Cariri
Reatores de linha 230 kV		
Laranjal-Macapá	25	Laranjal e Macapá
Reatores de barra manobráveis 500 kV		
Subestação	unidades	Reator (Mvar)
Xingu	1	136
Jurupari	2	136
Oriximiná	1	200
Itacoatiara	1	200
Cariri	1	200
Compensadores Estáticos		
Subestação	kV	Mvar
Jurupari	500	-200 /+200
Oriximiná	500	-200 /+200
Itacoatiara	500	-200 /+200
Macapá	230	-100 /+100

Segundo os “Estudos Elétricos e de Viabilidade Técnico-Econômica - R1” esse sistema, sem a compensação série, tem uma capacidade de transmissão suficiente para atender uma carga regional de até 1730 MW. Com adição de compensação série de 70% nos trechos de linhas, conforme indicado na Figura 14, tal capacidade se eleva para 2530 MW.

Figura 14 – Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus – Unifilar



INTERLIGAÇÃO TUCURUI - MACAPÁ - MANAUS

ALTERNATIVA MARGEM ESQUERDA

Travessia em Jurupari
Circuito com 4 SE's intermediárias
LT 230 kV Jurupari/Macapá

Legenda

Circuito Duplo em 500 kV previsto para 2007
Circuito Duplo em 230 kV em 2007, e um CS em 2019
Reatores de Linha = 2856 Mvar (500 kV) e 150 kV Mvar (230 kV)
Reatores de barra = 672 Mvar
Controladores de Tensão
-200/+200 Mvar, 100 Mvar em Itacoatiara
-200/+200 Mvar, 100 Mvar em Oriximiná

-200/+200 Mvar, em Jurupari
-100/+100 Mvar, em Macapá
Compensação Série: 6822 Mvar (500 kV) em 2013
Transformações = 4900 MVA
Comprimento total das linhas = 2944 km (500 kV)
1017 km (230 kV)

2.2.4 Interligações com países vizinhos

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

A possibilidade de ampliação dessas interligações ou o estabelecimento de novos pontos de interligação tem sido objeto de análises específicas pelo MME, observando-se que a última expansão estudada foi a interligação com o Uruguai.

2.2.4.1 Interligação com a Argentina

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

A primeira conversora, de potência igual a 50 MW, situa-se na cidade de 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, com potência de 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).

2.2.4.2 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.

2.2.4.3 Interligação com a Venezuela

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

2.3 Critérios e Procedimentos dos Estudos

As análises desenvolvidas seguem os critérios de desempenho usuais de planejamento, conforme documento “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão”, de novembro/2002, do CCPE, que recomendam a escolha da alternativa de 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.

Para a análise da expansão da transmissão, foram estabelecidos os casos base de fluxos de potência a partir do plano de geração, da projeção da demanda dos subsistemas por barramento e da evolução da topologia visualizada da configuração de referência do sistema interligado no período 2008-2017.

Foram analisadas as condições de carga pesada, média e leve, em cada ano, considerando a operação em condições normais e em contingências, e selecionados valores referenciais dos intercâmbios regionais, conforme indicado no item 2.2.2, de modo a possibilitar o estabelecimento dos despachos de geração nos diversos subsistemas.

Critérios de Despacho:

A partir do estabelecimento dos intercâmbios, os despachos regionais obedeceram aos critérios listados na Tabela 2.

Tabela 2 – Critério de Despacho

Usinas	Critério de Despacho
Usinas Hidráulicas	Reserva girante mínima de 10% da potência instalada quando possível
Usinas Térmicas a gás	Limites mínimos e máximos de potência
Usinas Eólicas	30% da potência instalada
Usinas da Região Amazônica	95% da capacidade instalada (período úmido)
	Despacho mínimo de cada usina (período seco)
Usina de Itaipu	Despacho mínimo de cada usina (período seco)
	Carga Média 11.066 MW
	Carga Leve 8.260 MW

Observa-se que a condição de carga leve do período úmido do Norte vai ficando crítica a partir da entrada de grandes usinas a fio d'água que devem operar na base. Para se evitar vertimento nestas usinas, o despacho das outras usinas do SIN tem que ser muito reduzido, provocando problemas de tensão e baixa inércia. Estes casos extremos serão avaliados com mais detalhe em estudos específicos.

Limites de Carregamento da Transmissão

Foram adotados os limites de carregamento segundo os critérios abaixo:

- Regime normal: para linhas existentes e transformadores na Rede Básica foram utilizados os limites de carregamentos constantes no CPST, sem restrições de equipamentos terminais.
- Regime de emergência: para linhas existentes e transformadores na Rede Básica deveriam ter sido considerados os fatores indicados na Resolução Normativa da ANEEL N° 191 de 12 de dezembro de 2005. Porém, pelo fato de não ter havido tempo hábil para a informação das empresas à ANEEL quanto às capacidades das linhas de transmissão e transformadores de sua propriedade, adotou-se nos estudos um fator de sobrecarga de 25% para a capacidade operativa de curta duração das LTs e um fator de 20% para a capacidade operativa de curta duração dos transformadores.

Data de entrada dos empreendimentos

Foram considerados os seguintes critérios para definição da data de entrada dos empreendimentos constantes do plano decenal 2008, período 2008/2017.

- Empreendimentos com outorga da ANEEL: data do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, referente ao mês de Abril de 2007;
- Empreendimentos planejados já consolidados com o ONS, mas sem outorga da ANEEL: 12/2007 + prazo de execução constante no PET;
- Empreendimentos planejados, mas sem consolidação com o ONS e sem outorga da ANEEL: 12/2008 + prazo de execução constante no PET;
- Empreendimentos planejados com data de necessidade a partir de 2011: data indicada nos estudos.

Foi observado, ainda, que as obras com data de entrada no período janeiro-junho do ano X foram implantadas no ano X e no período julho-dezembro no ano X+1, para os três patamares de carga, de modo a refletir o ciclo tarifário de acordo com os critérios da ANEEL.

2.4 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.

Nos itens que se seguem são apresentados, para cada região, inicialmente, os dados principais do sistema elétrico e da carga elétrica. Em seguida, para cada estado integrante das regiões elétricas, são similarmente apre-

sentados o sistema elétrico, a carga prevista, e, adicionalmente, o elenco de obras de transmissão previstas no período 2008-2017.

Os valores da carga elétrica são mostrados para os três patamares (carga pesada, média e leve), tanto para o sistema regional, como para os estados. Para o nível regional são adicionalmente apresentados os dados de carga pesada do ciclo anterior.

Observa-se que os mencionados valores da carga elétrica são a soma (estadual ou regional) das cargas dos barramentos da rede elétrica representada nos estudos de fluxo de potência, refletindo as condições específicas selecionadas para a análise do atendimento aos diversos pontos dessa rede. Dessa forma, não podem ser diretamente comparados com os valores de carga de demanda apresentados no Capítulo II – Demanda de Energia, os quais incorporam as perdas de transmissão e refletem os valores globais de carga simultânea dos subsistemas.

Finalmente, é listado, para cada região, o conjunto dos principais estudos complementares, cuja necessidade foi detectada a partir da análise efetuada, referentes a aspectos específicos das redes elétricas dos estados da federação.

Quanto ao elenco de obras apresentadas para cada estado, cabe destacar que um maior detalhamento das instalações previstas nos primeiros cinco anos do período decenal pode ser visto nas referências listadas no item 0. Para os últimos cinco anos, o elenco de obras poderá ser ampliado em função dos mencionados estudos complementares, cujos resultados serão incorporados nos relatórios dos próximos ciclos de planejamento.

As instalações de transmissão focalizadas referem-se primordialmente à Rede Básica e à Rede Básica de Fronteira.

As informações relativas às redes de distribuição estaduais são apresentadas no item 2.10.

As estimativas regionais de evolução física do sistema de transmissão e distribuição, bem como os investimentos associados, são consolidadas no item 2.8.

2.4.1 Região Norte

O sistema 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 6598 km em 500 kV e 2151 km em 230 kV. Cerca de 240 km de linhas em 138 kV e 69 kV são referentes às Demais Instalações de Transmissão (DIT). A ELETRONORTE é a principal empresa transmissora responsável pelo suprimento da região Norte. 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 da ordem de 10.240 MW, sendo 9.987 MW hidráulicas (97,5%) e 253 MW térmicas (2,5%), com a maior parte dos aproveitamentos hidráulicos localizados no estado do Pará. A Tabela 3 sumariza os empreendimentos de geração em operação da região Norte, sem a interligação com Manaus e Macapá. A Tabela 4 apresenta os empreendimentos considerando a interligação com Manaus e Macapá.

Considerando-se também os sistemas isolados, a capacidade instalada é de 12.419 MW, sendo 10.388 MW hidráulicas (83%) e 2.080 MW térmicas (17%). Esses valores são apresentados na Tabela 4.

O Gráfico 1 mostra a composição das fontes de geração elétrica de cada estado.

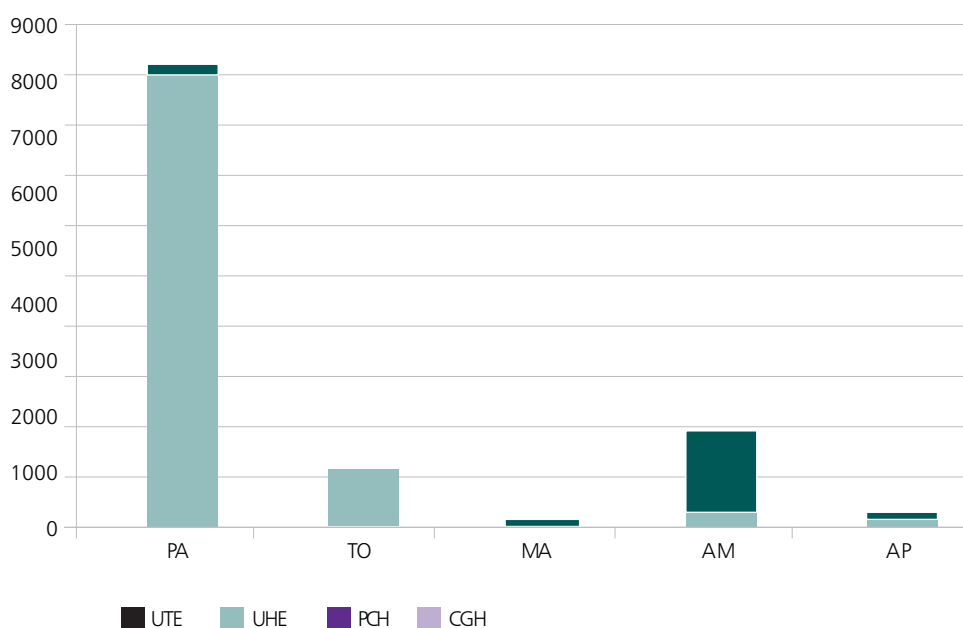
Tabela 3 – Composição da geração atual - Região Norte – Sistema Interligado

Empreendimentos em Operação			
Tipo	Quantidade	Potência (MW)	%
CGH – Central Geradora Elétrica	5	2,1	0,0
PCH – Pequena Central Hidrelétrica	7	35,6	0,4
UHE – Usina Hidrelétrica	6	9.949,3	97,1
UTE – Usina Termelétrica	57	253,2	2,5
Total	75	10.240,2	100,0

Tabela 4 – Composição da geração atual - Região Norte – Sistema Interligado + Sistemas Isolados

Empreendimentos em Operação			
Tipo	Quantidade	Potência (MW)	%
CGH	5	2,1	0,0
PCH	7	35,6	0,4
UHE	9	10.300,9	82,9
UTE	176	2.079,9	16,7
Total	197	12.418,5	100,0

Gráfico 1 – Composição da geração atual por estado - Região Norte



Carga Regional

Os maiores centros de consumo da região Norte estão localizados em São Luís, no Maranhão e em Vila do Conde, no Pará. O Gráfico 2 e o Gráfico 3 mostram, respectivamente, a evolução da carga da região Norte e a participação, por estado, no total da região.

A evolução da carga na região apresenta um crescimento de 114% no decênio. Essa taxa elevada de crescimento corresponde à inclusão, a partir de 2012, das cargas referentes aos sistemas isolados do Amapá e Amazonas que serão interligados ao SIN (Gráfico 4) e da carga da Alumínio Belo Monte prevista para iniciar com 400 MW em 2015 e evoluindo para 800 MW a partir de 2016.

A participação da região Norte no mercado brasileiro (carga pesada) é de 6,5% em 2008 e 10% em 2017. O Gráfico 5 mostra essa participação para o ano 2017, carga pesada.

Gráfico 2 – Evolução da Carga da Região Norte – Ciclo 2008/2017

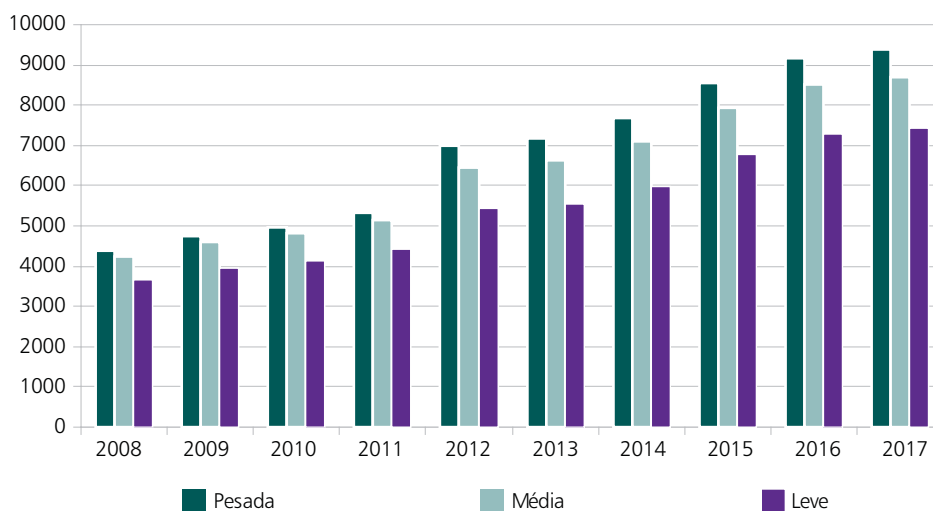
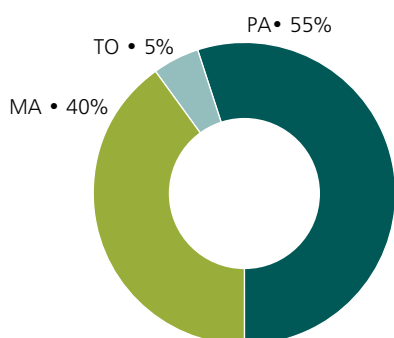


Gráfico 3 – Participação, por Estado, na carga total da Região Norte – Carga Pesada

(a) Participação por Estado - ano 2008



(b) Participação por Estado - ano 2017

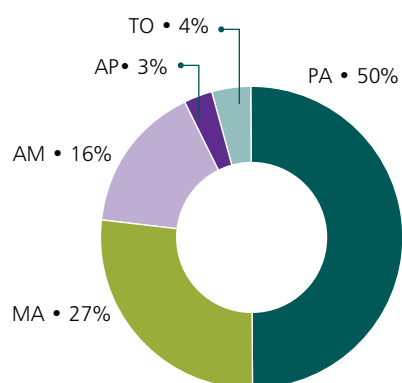


Gráfico 4 – Evolução da carga do Amazonas e Amapá incorporada ao SIN

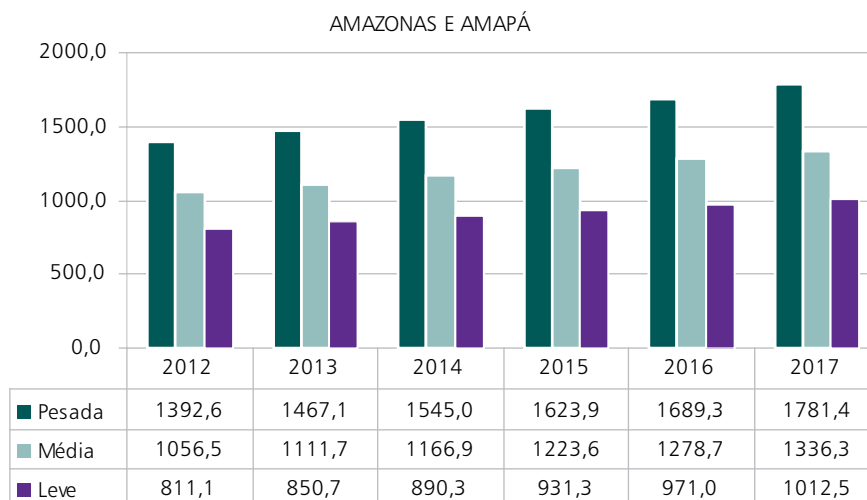
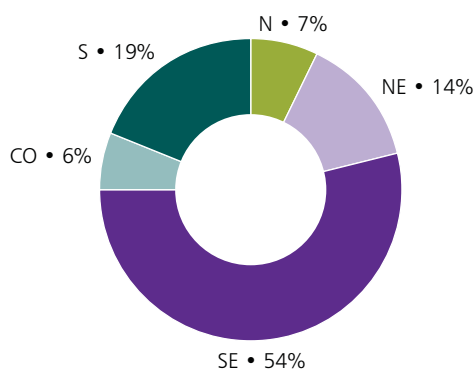


Gráfico 5 – Participação, por região, no mercado do Brasil – Carga Pesada - 2008



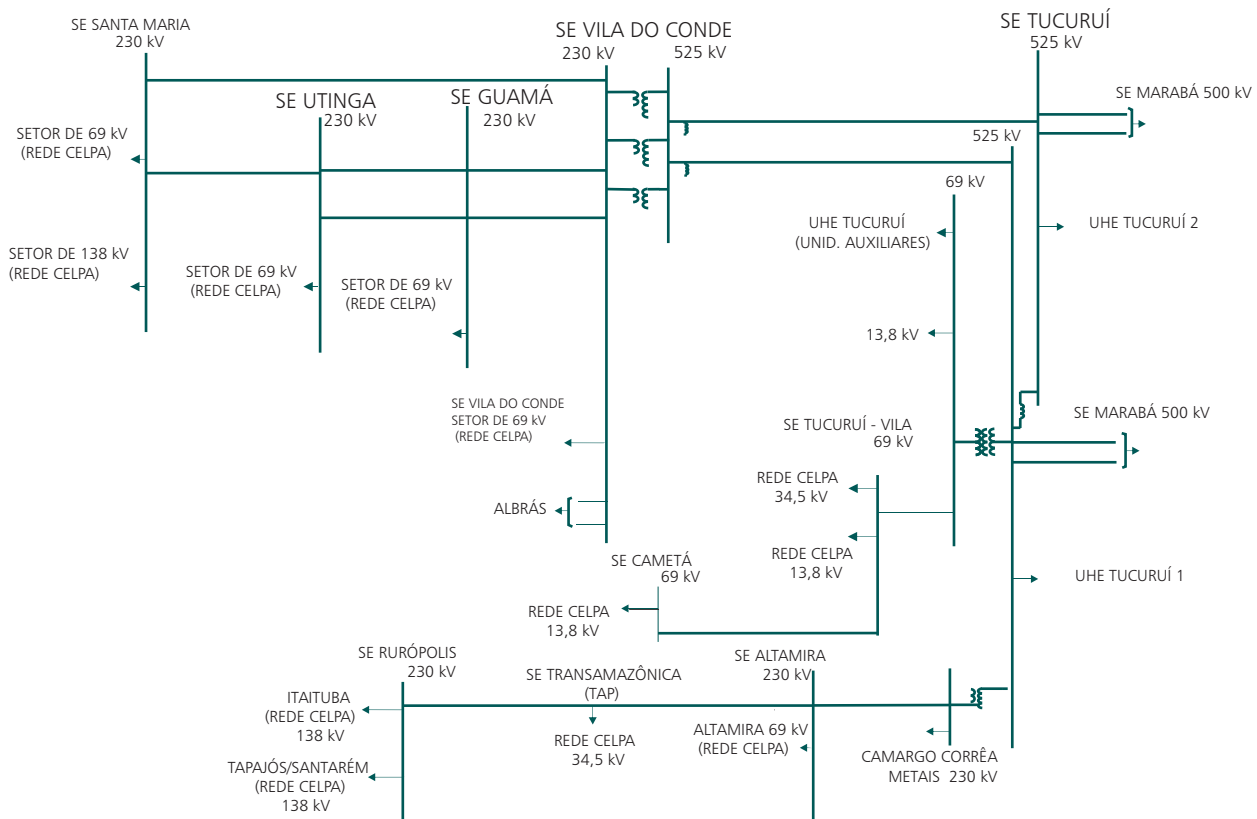
2.4.1.1 Estado do Pará

Sistema Elétrico

Até a entrada em operação da SE Itacaiunas 500/230 KV e sistema associado, prevista para abril de 2008, 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 e a SE Marabá 500 KV, atendidas por linhas de transmissão provenientes da UHE Tucuruí.

A Figura 15 apresenta um diagrama simplificado deste sistema, que é descrito em detalhe, a seguir.

Figura 15 – Diagrama Unifilar Simplificado da Rede Básica do Estado do Pará



A região metropolitana de Belém é atendida a partir da SE Vila do Conde 500 kV, onde há abaixamento para 230 kV.

O oeste do estado é atendido por um circuito radial singelo que sai da SE Tucuruí, onde há abaixamento para 230 kV, passando pelas localidades de Altamira e Uruará, chegando a Rurópolis, onde a energia é entregue à rede de subtransmissão. Nas subestações de Altamira e Transamazônica (em Uruará) há abaixamento para atendimento à carga da cidade. Além disso, em Altamira é atendido o consumidor industrial Globe Metais S/A (antiga Camargo Corrêa Metais – CCM).

O atendimento ao consumidor industrial ALBRÁS é feito a partir do setor de 230 kV da SE Vila do Conde de onde também saem linhas de transmissão para o suprimento a Guamá, Uttinga e Santa Maria. Além disso, ainda há outro abaixamento de 230 kV para 69 kV para atendimento à SE Vila do Conde da distribuidora local (CELPA).

Do setor de 230 kV da SE Marabá 500/230 kV saem linhas para a subestação da distribuidora local (CELPA) e o atendimento ao consumidor industrial CVRD Mina e Mineração Sossego, na região de Carajás, além de outro abaixamento de 230 kV para 69 kV, onde a energia é entregue à subtransmissão.

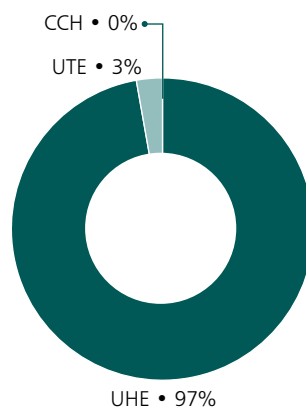
Geração local

O total de empreendimentos de geração atualmente em operação no estado do Pará é mostrado na Tabela 5 e Gráfico 6. A evolução da potência instalada no estado para o ciclo de planejamento 2007 mostra um crescimento de cerca de 89% no período decenal. Esse crescimento deve-se à entrada das UHES de Belo Monte e Marabá.

Tabela 5 – Empreendimentos de Geração em Operação no Estado do Pará

Tipo	MW
CGH	1
UHE	8400
UTE	243
Total	8644

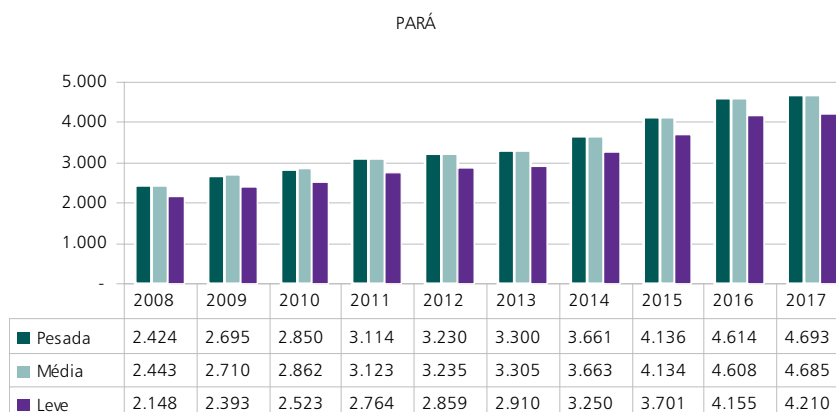
Gráfico 6 – Empreendimentos de Geração em Operação no Estado do Pará



Carga local

A evolução do mercado para o estado do Pará, prevista para o ciclo de 2008/2017 e apresentada no Gráfico 7, representa 55% do mercado de energia elétrica da região Norte durante todo o período, sem considerar a incorporação do mercado referente a Manaus e Amapá. O crescimento médio da carga da região Norte no decênio é da ordem de 113,5%, considerando a interligação dos estados do Amazonas e Amapá ao SIN.

Gráfico 7 – Evolução da carga do Estado do Pará



Programa de Obras

São apresentadas nas Tabela 6, Tabela 7, Tabela 8 e Tabela 9 as instalações previstas para a Rede Básica e Rede Básica de Fronteira do estado do Pará.

Tabela 6 - Linhas de Transmissão previstas - Rede Básica - Pará, Amazonas e Amapá - decênio 2008-2017

Descrição da Obra	Data Prevista
LT Itacaiúnas - Carajás, CD, 230 kV, 108 km	2008
LT Marabá - Itacaiúnas, CD, 500 kV, 39 km	2008
LT Itacaiúnas - Colinas, C1, 500 kV, 304 km	2008
LT Utinga - Miramar, CD1 e CD2, 230 kV, 32 km	2009
LT Itacaiúnas - Carajás, C3, 230 kV, 108 km	2010
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 - Cariri, 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 Itacaiúnas - Colinas, C2, 500 kV, 304 km	2014

Os três circuitos em 230 kV entre Itacaiúnas – Carajás e a LT 500 kV Marabá – Itacaiúnas CD fazem parte da solução para o atendimento ao crescimento do consumo previsto para a região sudeste do Pará, suprida a partir da SE Marabá. A LT Marabá – Itacaiúnas 500 kV também faz parte da expansão da interligação Norte – Sudeste/ Centro-Oeste junto com a LT 500 kV Itacaiúnas – Colinas.

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.

Tabela 7 – Subestações previstas – Rede Básica – Pará – Decênio 2008/2017

Descrição da Obra	Data Prevista
4º AT – 525/230/13,8 kV – 3x250 MVA	2009
SE Vila do Conde 525/230/69/13,8 kV	CS – 230 KV – 150 Mvar
5º AT – 525/230/13,8 kV – 3x250 MVA	2009(1)
1º AT , 2º AT – 500/230/13,8 kV – (6x150) MVA	2015
SE Itacaiúnas 500/230/138 (Futuro)/13,8 kV	3º AT – 500/230/13,8 kV – (3x150) MVA
SE Rurópolis 230/69/13,8 kV	CE – 230 kV – (-40, +40) Mvar
SE Xingú 500 kV (seccionadora)	2010(2)
SE Jurupari 500/230/13,8 kV	AT 500/230/13,8 kV- 7x150 MVA
SE Oriximiná 500/138/13,8 kV	2012
SE Itacoatiara 500/138/13,8 kV	AT 500/230/13,8 kV- 4 x 50 MVA
	AT 500/230/13,8 kV- 10x200 MVA
SE Cariri 500/230/13,8 kV	AT 230/69/13,8 kV- 2x150 MVA
	AT 500/230/13,8 kV- 3x200 MVA
SE Laranjal 230/69/13,8 kV	AT 230/69/13,8 kV- 2x100 MVA
SE Macapá 230/69/13,8 kV	AT 230/69/13,8 kV- 3x150 MVA
	2012

(1) Estudos em andamento para indicar a expansão necessária para o atendimento a Belém e áreas polarizadas por esta, consideram que esta compensação série deverá entrar em operação a partir de 2009;

(2) Estudo específico em elaboração sob Coordenação da EPE-MME para atendimento às cargas de Juruti, Parintins, Calha Norte e consumidores Industriais ALCOA e MRN (Mineradora Rio do Norte) indicam nova alocação para o compensador estático com nova faixa de potência.

Tabela 8 – Subestações previstas – Rede Básica de Fronteira – Pará – Decênio 2008/2017

Descrição da Obra		Data Prevista
SE Marabá 230/138 kV	3º TR – 33 MVA	2008
SE Utinga 230/69/13,8 kV	4º TR – (3x50) MVA 5º TR – (3x50) MVA	2009 2016
SE Santa Maria 230/69/13,8 kV	1º e 2º TR – (2x150) MVA	2009
SE Santa Maria 230/138/13,8 kV	3º TR – (1x150) MVA	2010
SE Miramar 230/69/13,8 kV	1º e 2º TR - (2 x 150) MVA	2009(1)
SE Vila do Conde 230/69 kV	4º TR – 33 MVA 5º TR – 33 MVA	2010 2010
SE Itacaiúnas 230/138 kV	1º e 2º TR – (2x150) MVA	Ao ser solicitado acesso pelo Grupo Rede – CELPA

(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 2009.

Tabela 9 – Subestações previstas – Demais Instalações de Transmissão - Decênio 2008/2017

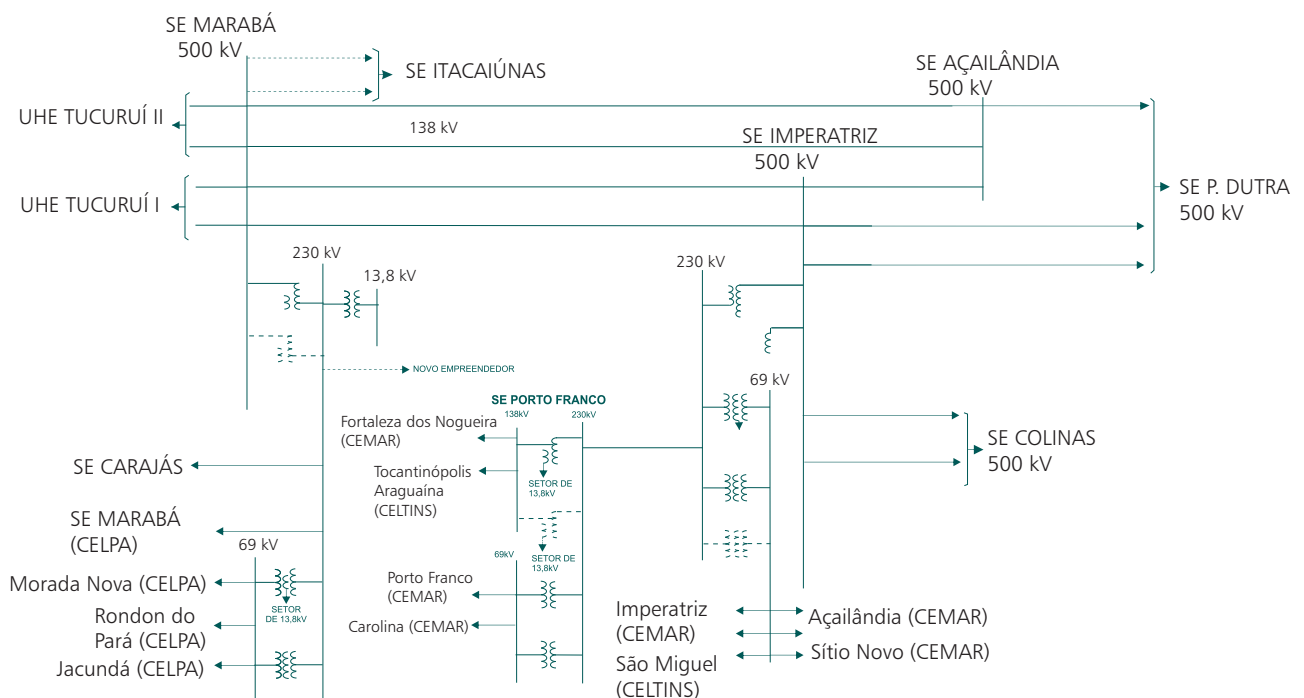
Descrição da Obra		Data Prevista
SE Tucuruí – Vila 69/13,8 kV	TR 69/13,8 – 20 MVA	2008

2.4.1.2 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 (ver Figura 16).

Figura 16 – Diagrama Unifilar Simplificado da Rede Básica do Estado do Maranhão



Essas subestações recebem energia da UHE Tucuruí através da SE Marabá 500 kV. Na SE Imperatriz 500 kV há um abaixamento para 230 kV, onde se conecta um circuito radial até a localidade de Porto Franco. Da SE Porto Franco parte um sistema de subtransmissão em 138 kV para os estados do Maranhão e Tocantins e, em 69 kV, para o Maranhão.

A partir da SE Presidente Dutra 500 kV partem dois circuitos em 500 kV para SE Teresina 500 kV e um para SE Boa Esperança 500 kV, ambas no estado do Piauí. Por estes circuitos passa a maior parte da energia exportada para a região Nordeste. Também saem dois circuitos para a SE São Luís II. Ainda na SE Presidente Dutra há abaixamento para 230 kV, onde se conecta um circuito para SE Peritoró, e para 69 kV, onde a energia é entregue ao sistema da distribuidora local.

Do setor de 230 kV da SE São Luís II saem dois circuitos para atendimento à cidade de São Luís e um para a localidade de Miranda, além de também atender ao consumidor industrial Alumar e ao Complexo Portuário da CVRD.

Existe um sistema de 230 kV paralelo ao de 500 kV ligando as regiões Norte e Nordeste. Este sistema é formado por um circuito entre as subestações de Miranda e Peritoró, e outro ligando Peritoró a Teresina, sendo que, neste último, existe uma derivação para o atendimento a cidade de Coelho Neto (MA).

Geração local

O total de empreendimentos de geração atualmente em operação no estado do Maranhão é mostrado no Gráfico 8 e na Tabela 10.

Gráfico 8 – Empreendimentos de Geração em Operação no Estado do Maranhão



Tabela 10 – Empreendimentos de Geração em Operação no Estado do Maranhão

Tipo	MW
UHE	119
UTE	10
Total	129

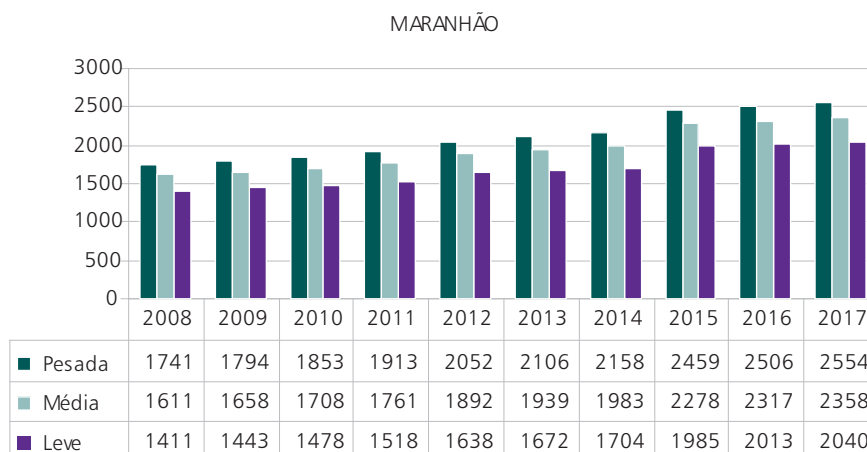
A evolução da potência instalada no Estado para o período 2008-2017 apresenta um crescimento significativo no horizonte decenal, decorrente da previsão da instalação da usina de Estreito (1087 MW) e Serra Quebrada (1328 MW), ambas na fronteira do Maranhão com o Tocantins.

Carga local

A carga do estado do Maranhão prevista para o período 2008-2017 representa, em média, 40% do total da região Norte no primeiro quinquênio e 30% no segundo quinquênio. O crescimento médio anual da carga

deste estado no período decenal resultou da ordem de 4,4 %. O Gráfico 9 mostra a evolução dos três patamares de carga.

Gráfico 9 – Evolução da carga do Estado do Maranhão



Programa de Obras

As obras mais importantes para o ciclo 2008/2017 estão sumarizadas na Tabela 11, Tabela 12 e Tabela 13.

A LT São Luís I – São Luís II, CD, 230 kV, já autorizada para a ELETRONORTE e a LT São Luís II – São Luís III 230 kV C1 e C2, que conectará um novo ponto de suprimento à ilha de São Luís e que, fazem parte da solução estrutural para o problema de atendimento à capital do Maranhão. O primeiro circuito da LT São Luís II - São Luís III 230 kV foi licitado em 07 de novembro de 2007.

O terceiro circuito em 500 kV entre a SE Presidente Dutra e a SE Miranda completa a solução recomendada pelo planejamento para o atendimento à região de Miranda e São Luís, iniciada com a implantação da SE Miranda 500/230 kV, seccionando os dois circuitos em 500 kV entre Presidente Dutra e São Luís, licitada em 03 outubro de 2008.

A LT Açailândia – Presidente Dutra 500 kV, C2, indicada em estudos anteriores para aumentar o intercâmbio entre as regiões Norte e Nordeste, deverá ter a sua data de necessidade reavaliada, em função da expansão prevista para a Interligação Norte-Nordeste através do eixo em 500 kV Colinas – Milagres (2009).

A LT 230 kV Ribeiro Gonçalves – Balsas, com 90 km de extensão, para 2009 e a transformação Balsas 230/69 kV foram licitadas em 03 de outubro de 2008 e visam atender, adequadamente, às cargas do sul do estado do Maranhão, em condição normal e durante situações de contingência.

Tabela 11 – Linhas de Transmissão Previstas – Maranhão - Rede Básica

Descrição da Obra	Data Prevista
LT São Luís I – São Luís II, CD, 230 kV, 40 km	2009
LT São Luís II – São Luiz III, C1 – 230 kV, 36 km	2009
Seccionamento LT P. Dutra–S. Luís II, 500 kV, C1 e C2- em Miranda 500 kV, 3 km	2009
LT Ribeiro Gonçalves – Balsas, 230 kV C1, 90 km	2009
LT Açailândia – P. Dutra, C2, 500 kV, 398 km	2011
LT São Luís II – São Luiz III, C2, 230 kV, 36 km	2012
LT Pres. Dutra – Miranda C3 – 500 kV, 300 km	2016
LT Ribeiro Gonçalves – Balsas, 230 kV C2, 90 km	2016
LT Imperatriz – Porto Franco 230 kV, C2, 110 km	2016

Tabela 12 – Subestações – Maranhão - Rede Básica

Descrição da Obra		Data Prevista
SE Miranda 500/230 kV	10 AT – 300 MVA	2009
	20 AT – 300 MVA	2013
SE Imperatriz 500/230/69/13,8 kV	20 AT – 500/230/13,8 kV – (3x150) MVA	2009
SE São Luís II 500/230/13,8 kV	40 AT – 500/230/13,8 kV – (3x200) MVA	2012

Tabela 13 – Subestações – Maranhão - Rede Básica de Fronteira

Descrição da Obra		Data Prevista
SE Miranda 230/138/69/13,8 kV	2º AT – 230/138 KV - 100 MVA	2008
	3º AT – 230/138 KV - 100 MVA	2016
SE Porto Franco 230/138/13,8 kV	2º AT – 230/138 KV - 100 MVA	2008
	3º AT – 230/138 KV - 100 MVA	2014
SE Presidente Dutra 230/69/13,8 kV	2º TR - 230/69 KV - 50 MVA	2008
	3º TR - 230/69 KV - 50 MVA	2011
SE Imperatriz 230/69/13,8 kV	3º TR – 230/69 KV - 100 MVA	2008
	4º TR – 230/69 KV - 100 MVA	2017
SE Peritoró 230/69/13,8 kV	2º TR - 230/69 KV - 100 MVA	2008
	3º TR - 230/69 KV - 100 MVA	2011
SE Balsas 230/69 kV	1º TR – 230/69 KV - 100 MVA	2009
	2º TR – 230/69 KV - 100 MVA	2016
SE São Luís III 230/69 kV	1º TR 230/69 kV – 150 MVA	2009
	2º TR 230/69 kV – 150 MVA	2012
	3º TR 230/69 kV – 150 MVA	2014

2.4.1.3 Estado do Tocantins

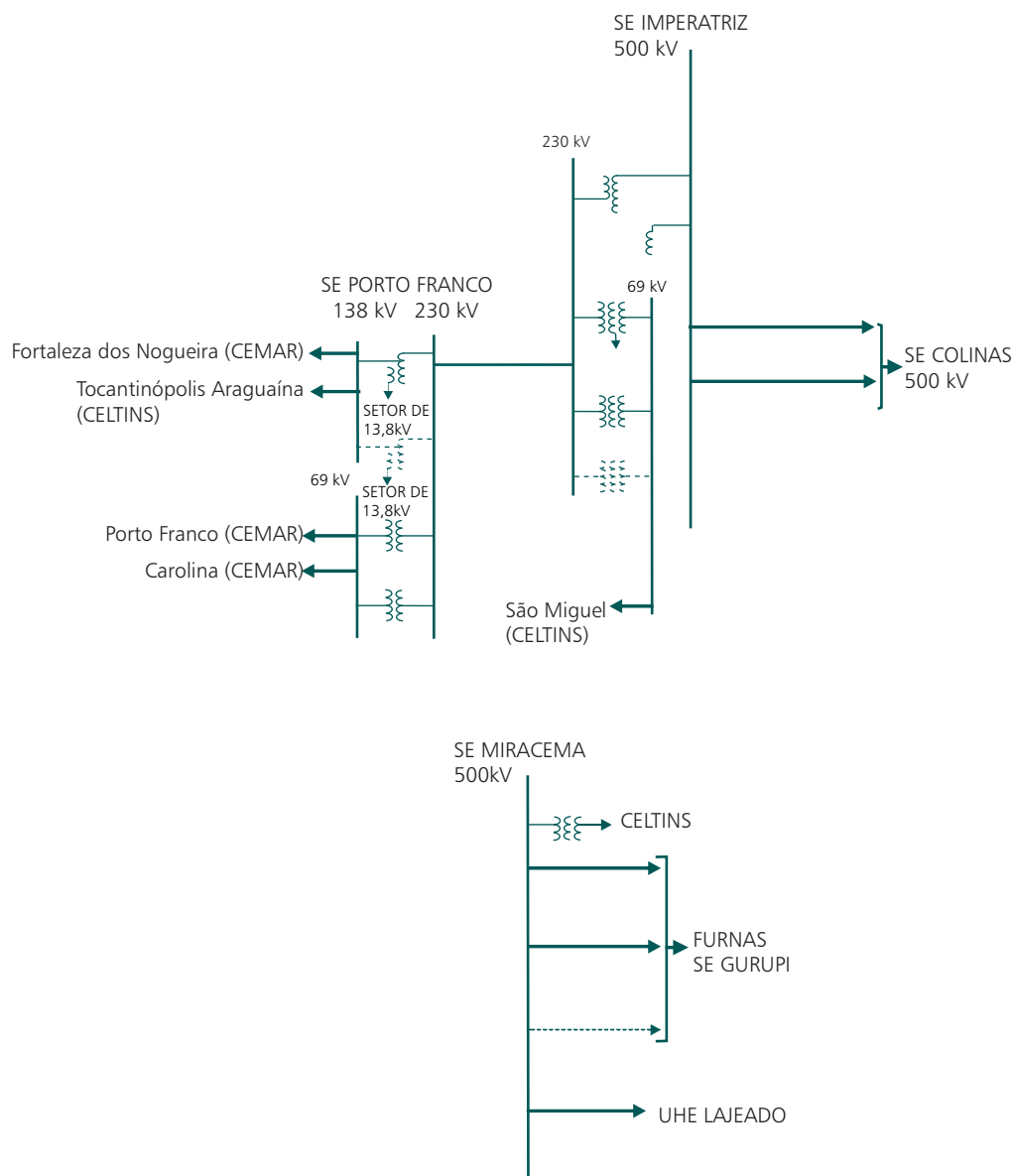
Sistema Elétrico

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.

A Figura 17 apresenta um diagrama unifilar simplificado da Rede Básica que atende ao estado do Tocantins.

Figura 17 – Diagrama Unifilar Simplificado da Rede Básica do Estado do Tocantins



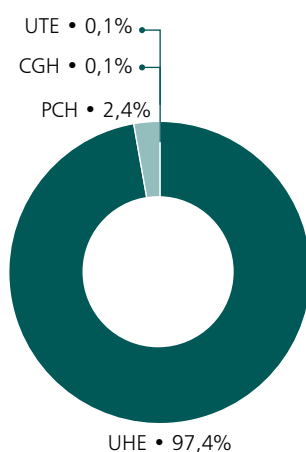
Geração local

O total de empreendimentos de geração atualmente em operação no estado do Tocantins é mostrado na Tabela 14 e no Gráfico 10. A evolução da potência instalada no Estado, para o período 2008-2017, representa um crescimento de 126% no horizonte decenal, decorrente da previsão de entrada das usinas de Tupiratins, Estreito e Serra Quebrada, as duas últimas na fronteira com o Maranhão.

Tabela 14 – Empreendimentos de Geração em Operação no Estado do Tocantins

Tipo	MW
CGH	2
PCH	36
UHE	1.430
UTE	1
Total	1.469

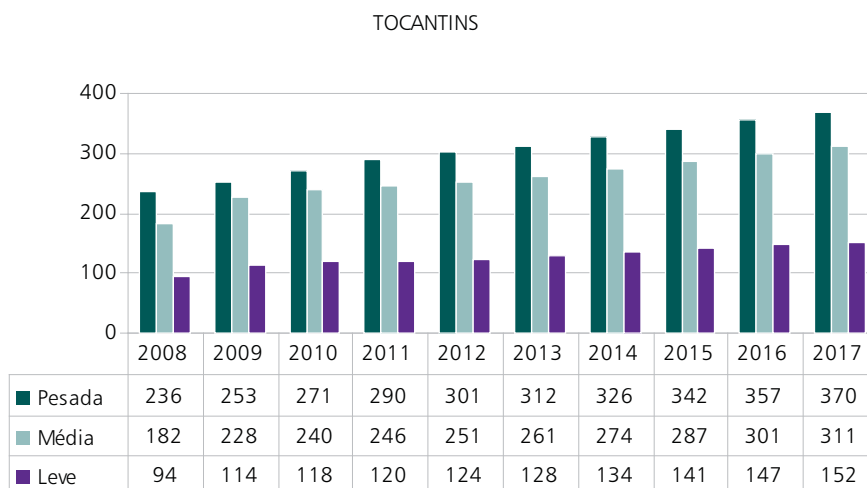
Gráfico 10 – Empreendimentos de Geração em Operação no Estado do Tocantins



Carga local

A evolução da carga para estado do Tocantins prevista para o período de 2008 - 2017 representa, em média, 5% do total da região Norte, sem considerar a carga referente a Manaus e Amapá. O crescimento médio anual da carga deste estado no período decenal resultou da ordem de 5,1 %. O Gráfico 11 mostra a evolução dos três patamares de carga.

Gráfico 11 – Evolução da carga do Estado do Tocantins



Programa de Obras

Destaca-se a entrada em operação ao longo do primeiro semestre de 2008 das obras descritas nas tabelas a seguir que compõem a expansão da Interligação Norte - Sudeste/Centro-Oeste e atravessam o estado do Tocantins.

Tabela 15 – Tocantins - Linhas de Transmissão que entraram em operação em 2008

Descrição da Obra
LT Colinas - Miracema, C3, 500 kV (Interligação Norte-Sudeste III) , 174 km
LT Miracema -Gurupi, C3, 500 kV (Interligação Norte-Sudeste III), 255 km
LT Gurupi - Peixe II, C1, 500 kV (Interligação Norte-Sudeste III), 72 km
LT Peixe II - Serra da Mesa II, C1, 500 kV (Interligação Norte-Sudeste III), 105 km

As obras para o decênio 2008-2017 estão sumarizadas na Tabela 16:

Tabela 16 - Subestações previstas – Rede Básica – Tocantins - Decênio 2008 - 2017

Descrição da Obra		Data Prevista
SE Porto Franco 230/138/13,8 KV	2º AT – (1x100) MVA	2008
SE Imperatriz 230/69/13,8 KV	2º TR – (1x100) MVA	2008

2.4.1.4 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 do Pará

- ãEstão sendo elaborados os 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.
- ãAlém do estudo anterior, estão em desenvolvimento os estudos específicos para o atendimento à região de Carajás, incluindo a análise de expansão para o sistema tronco da região sudeste do Pará, face à previsão de esgotamento do eixo de 138 kV desde Marabá até Xinguara, da CELPA, a partir do ano de 2007. Estes estudos contemplam, ainda, a integração ao Sistema Interligado Nacional dos sistemas térmicos isolados do sudeste do Pará e nordeste do Mato Grosso, com a interligação dos sistemas CELPA e CEMAT entre Santana do Araguaia e Vila Rica e o possível reforço a este sistema, via Rede Básica, através de Lajeado 230 kV.

Estado do Maranhão

- ãReavaliação 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.
- ãEstudo para viabilizar a transformação no nível 138 kV em Coelho Neto, de forma a dar suporte às cargas da região de Chapadinha, Lençóis Maranhenses e Brejo.

Estado do Tocantins

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

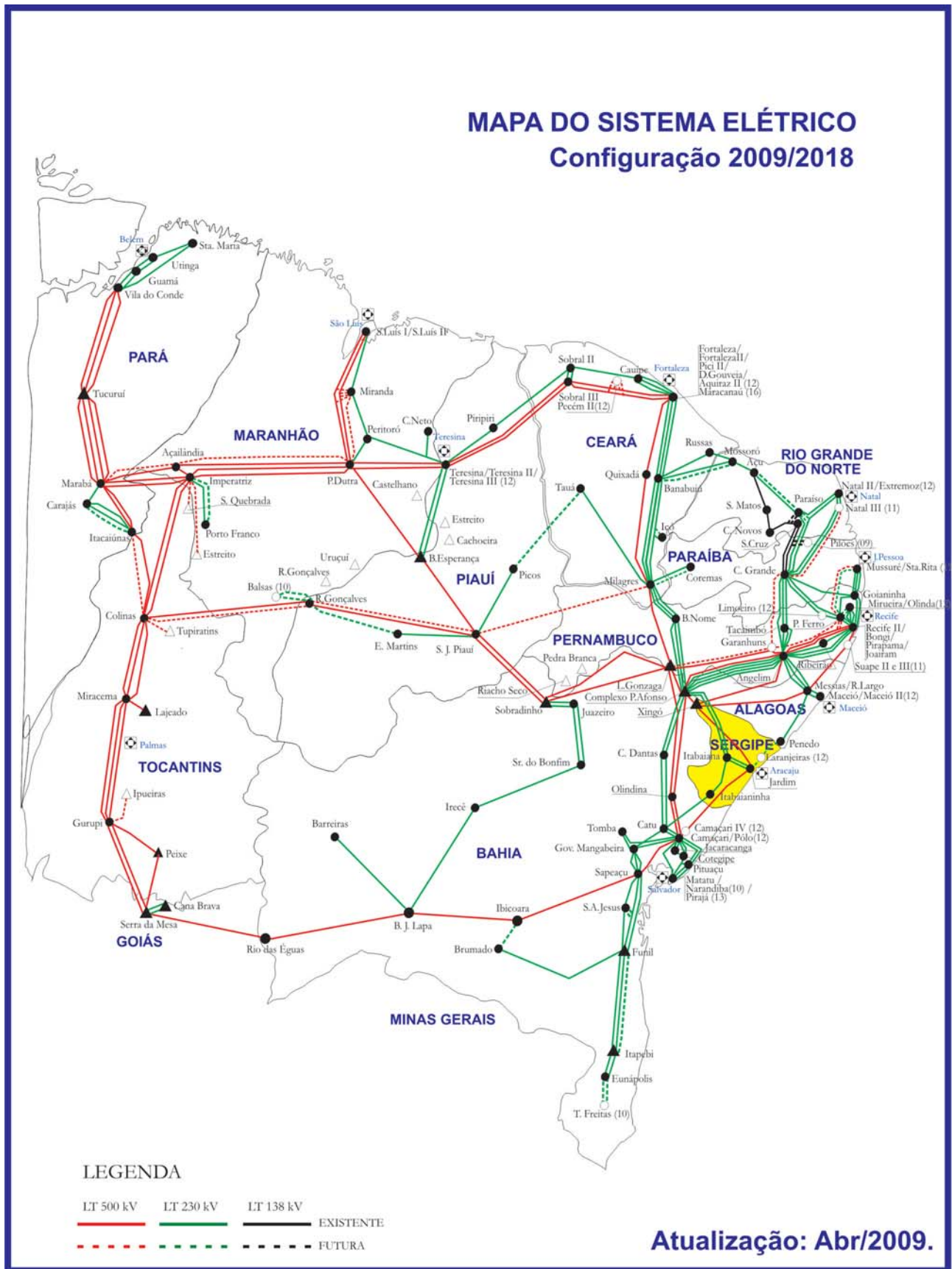
2.4.2 Região Nordeste

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, conforme pode ser visto na Figura 18.

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.

Figura 18 – Sistema Interligado da Região Nordeste



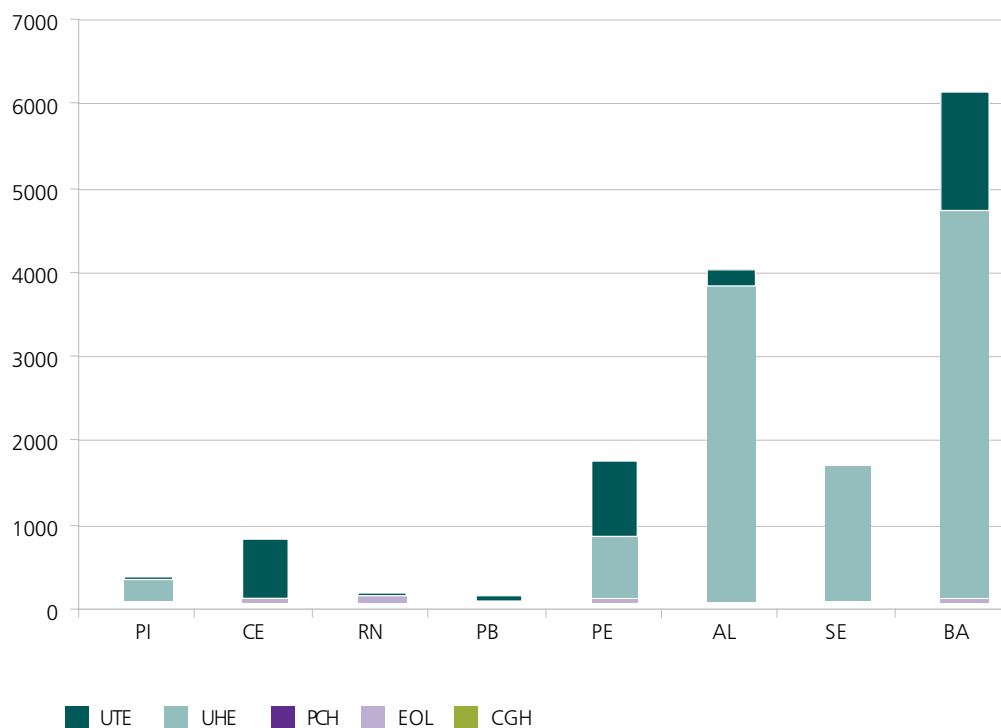
Geração Regional

O sistema da região Nordeste possui uma capacidade instalada da ordem de 14.360 MW, sendo 10.912 MW hidráulicas (76,5%) e 3380 MW térmicas (23,5%), com a maior parte dos aproveitamentos hidráulicos localizados nos estados da Bahia e Alagoas. A Tabela 17 e o Gráfico 12 resumam os empreendimentos de geração em operação da região Nordeste.

Tabela 17 – Composição da geração atual - Região Nordeste

Empreendimentos em Operação			
Tipo	Quantidade	Potência (MW)	%
CGH	11	4,6	0,0
EOL	7	68,9	0,5
PCH	9	36,6	0,3
UHE	20	10870,8	75,7
UTE	99	3376,6	23,5
Total	146	14357,5	100

Gráfico 12 – Composição da geração atual por Estado (MW) – Região Nordeste



As usinas atualmente em operação na região Nordeste são apresentadas na Tabela 18 e na Tabela 19.

Tabela 18 – Usinas Hidrelétricas em operação – Região Nordeste

Usina	No unidades	Capacidade (MW)	Estado
Paulo Afonso-1G1	3 x 60	180	BA
Paulo Afonso-2G1	2 x 70	140	BA
Paulo Afonso-2G3	1 x 75	75	BA
Paulo Afonso-2G4	3 x 76	228	BA
Paulo Afonso-3G1	4 x 200	800	BA
Paulo Afonso-4G1	6 x 410	2460	BA
Moxotó	4 x 100	400	AL/BA
Luiz Gonzaga	6 x 250	1500	PE/BA
Xingó	6 x 500	3000	AL/SE
Boa Esperança -1	2 x 49	98	PI/MA
Boa Esperança-2	2 x 63,5	127	PI/MA
Sobradinho	6 x 175	1050	BA
Itapebi	3 x 150	450	BA
Pedra do Cavalo	2 x 80	160	BA
Outras		50	

Tabela 19 – Usinas Térmicas em operação (> 120 MW) – Região Nordeste

Usina	No unidades	Capacidade (MW)
Camaçari	347	BA
Camaçari	250	BA
TermoBahia	186	BA
Jaguarari	101	BA
Veracel	127	BA
TermoCeará	242	CE
Fortaleza	347	CE
Petrolina	136	PE
TermoPernambuco	533	PE

O parque gerador da região Nordeste apresenta um crescimento de 45,6% no período de 2008 a 2017, com uma participação de 12% na evolução da capacidade geradora do Brasil.

Carga Regional

Os maiores centros de consumo da região Nordeste estão localizados na Bahia, Pernambuco e Ceará. O Gráfico 13 e o Gráfico 14 mostram, respectivamente, a evolução da carga da região Nordeste e a participação, por estado, no total da região. A evolução da carga na região apresentou um crescimento de 37,7%, no período 2008-2017, com uma participação de 10% no total do Brasil.

Gráfico 13 – Evolução da Carga da Região Nordeste – Ciclo 2008/2017

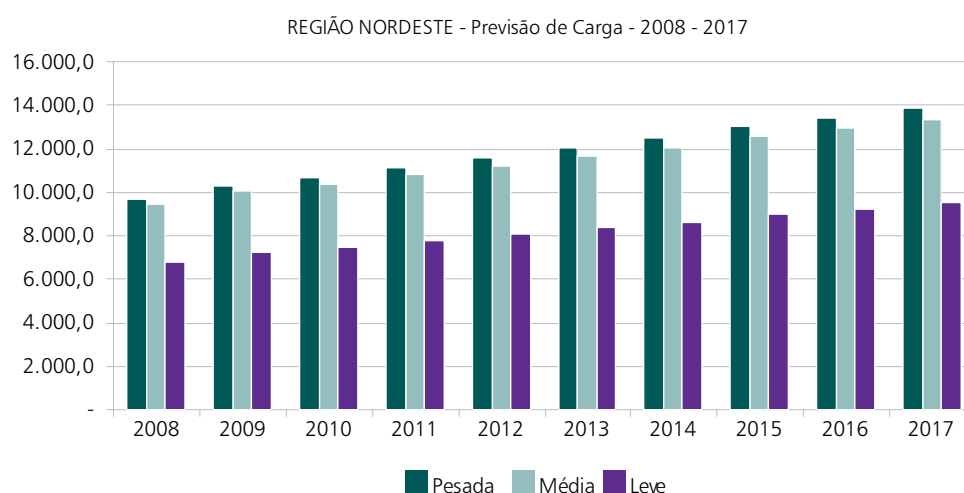
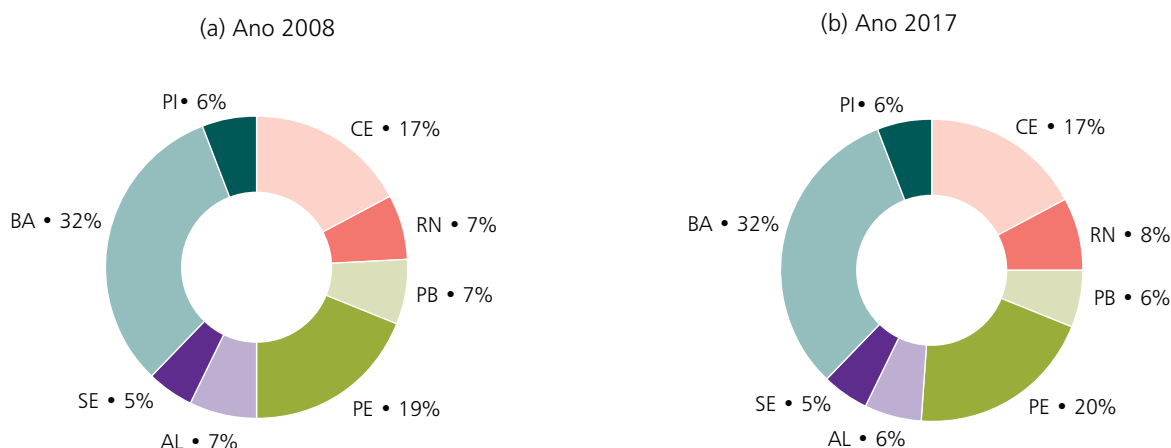


Gráfico 14 – Participação, por Estado, na carga da Região Nordeste – Carga Pesada



2.4.2.1 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 Guruguéia, 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

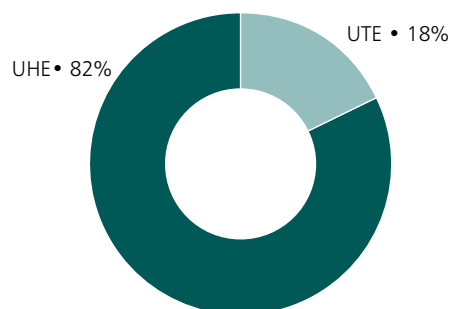
A evolução da potência instalada no estado para o período 2008-2017 é caracterizada pela previsão de construção das seguintes usinas, localizadas na fronteira com o estado do Maranhão: Estreito Parnaíba (86 MW) e Ribeiro Gonçalves (173 MW), em 2013, e Castelhana (96 MW) e Uruçui (164 MW), em 2016.

O total de empreendimentos de geração atualmente em operação no estado do Piauí é mostrado na Tabela 20 e no Gráfico 15.

Tabela 20 - Empreendimentos de Geração em Operação no Estado do Piauí

Tipo	MW
UHE	237,3
UTE	52,7
Total	290,0

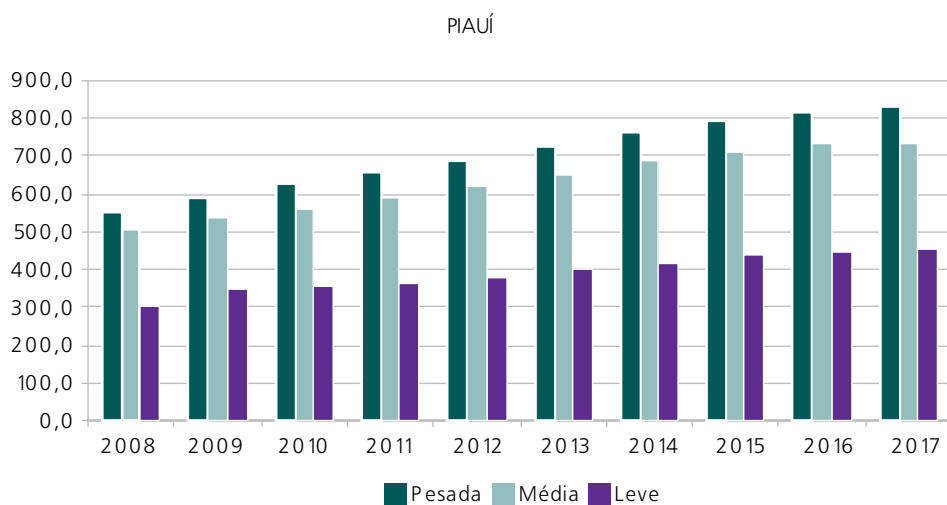
Gráfico 15- Empreendimentos de Geração em Operação no Estado do Piauí



Carga local

A carga do estado do Piauí prevista para o período 2008-2017 representa, em média, cerca de 6% do total da região Nordeste. O crescimento médio anual da carga deste estado no período decenal resultou da ordem de 4,7 %. O Gráfico 16 mostra a evolução dos três patamares de carga.

Gráfico 16 – Evolução da carga do Estado do Piauí



Programa de Obras

As obras mais importantes da Rede Básica e Rede Básica de Fronteira para o período 2008-2017 estão sumarizadas na Tabela 21.

Tabela 21 – Programa de obras - Piauí

Descrição da Obra	Data Prevista
LT Picos – Tauá, 230 kV, 181 km	2009
LT Ribeiro Gonçalves - São João do Piauí - Milagres, 500 kV, 353 km	2009
LT Ribeiro Gonçalves – Eliseu Martins, 230 kV, C1, 180 km	2016
SE Teresina 230/69 kV	4º TR – (1x100) MVA 2008
SE Piripiri 230/69 kV	3º TR – (1x50) MVA 2008
SE Ribeiro Gonçalves 230/69 kV	1º TR – (1 x 50) MVA 2009
	2º TR – (1 x 50) MVA 2016
SE Ribeiro Gonçalves 500/230 kV	1º TR – (1 x 300) MVA 2009
	2º TR – (1 x 300) MVA 2016
SE Teresina II 500/230 kV	3º TR – (1x300) MVA 2013
SE Picos 230/69 kV	Substituição de um TR de 33 MVA por um TR – (1x50) MVA 2013
SE Piripiri 230/138 kV	3º TR – (1x55) MVA 2014
SE São João do Piauí 230/69 kV	3º TR – (1x50) MVA 2016

Deste conjunto de obras destaca-se o trecho entre Ribeiro Gonçalves e Milagres previsto para a expansão da interligação Norte – Nordeste, em 2009, que se dará por meio do segundo circuito da LT 500 kV Colinas - Ribeiro Gonçalves - São João do Piauí e da LT 500 kV São João do Piauí – Milagres C1. Essa expansão visa aumentar a capacidade de importação da região nordeste, não somente da região norte como também da região sudeste.

A LT 230 kV Picos – Tauá é destinada a atender o regional de Picos, atualmente atendido por um único circuito em 230 kV a partir da SE São João do Piauí e que na contingência deste, provoca a perda de toda a carga do regional. Esta linha de transmissão foi licitada através do Leilão ANEEL 03/2006 e deverá entrar em operação em 2009.

As transformações de Ribeiro Gonçalves 500/230 kV – 300 MVA e 230/69 kV – 50 MVA, visam atender às cargas do sul dos estados do Maranhão e do Piauí, em situações de contingência.

2.4.2.2 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 Pres. Dutra-Teresina II - Sobral III - Fortaleza II C1 e C2) e o outro oriundo da SE Luiz Gonzaga (LT 500 kV 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 parte um circuito duplo em 230 kV, com 7 km de extensão, até a SE Delmiro Gouveia. Atualmente um desses circuitos está conectado a LT 230 kV Banabuiú – Fortaleza, formando a LT Banabuiú – Delmiro Gouveia. Esta configuração será alterada para a conexão da subestação Delmiro Gouveia à subestação Fortaleza II.

Entre as subestações Fortaleza e Cauípe, onde estão conectadas as UTE Termo Ceará e 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.

O atendimento à subestação de Icó é feito pela derivação de uma das linhas em 230 kV, existentes entre as subestações de Milagres e Banabuiú, aproximadamente a 123 km da SE Milagres.

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 - Co-remas 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 II- Cauípe C1, C2 e C3, Fortaleza II - Pici C1 e C2 e Sobral III - Sobral II C1 e C2.

A integração dessa malha de transmissão com os sistemas de subtransmissão e distribuição da COELCE que atendem ao estado do Ceará é feita através das subestações 230/69 kV de Milagres, Icó, Banabuiú, Russas, Fortaleza, Delmiro Gouveia, Cauípe, Pici e Sobral.

Ressalta-se que em dezembro de 2007 a LT em 230 kV Milagres - Tauá, com 220 km de extensão, destinada a alimentar a futura subestação de Tauá, foi energizada.

Geração local

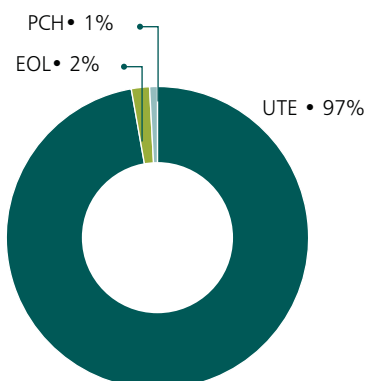
A evolução da potência instalada no estado para o período 2008-2017 é caracterizada pela previsão de construção de usinas eólicas, que serão conectadas nas subestações de Sobral 230 kV e Russas 230 kV, além da instalação de usinas térmicas ao longo do período decenal.

O total de empreendimentos de geração atualmente em operação no estado do Ceará é mostrado na Tabela 22 e no Gráfico 17.

Tabela 22 - Empreendimentos de Geração em Operação no Estado do Ceará

Tipo	MW
EOL	17,4
PCH	4,0
UTE	709,0
Total	730,4

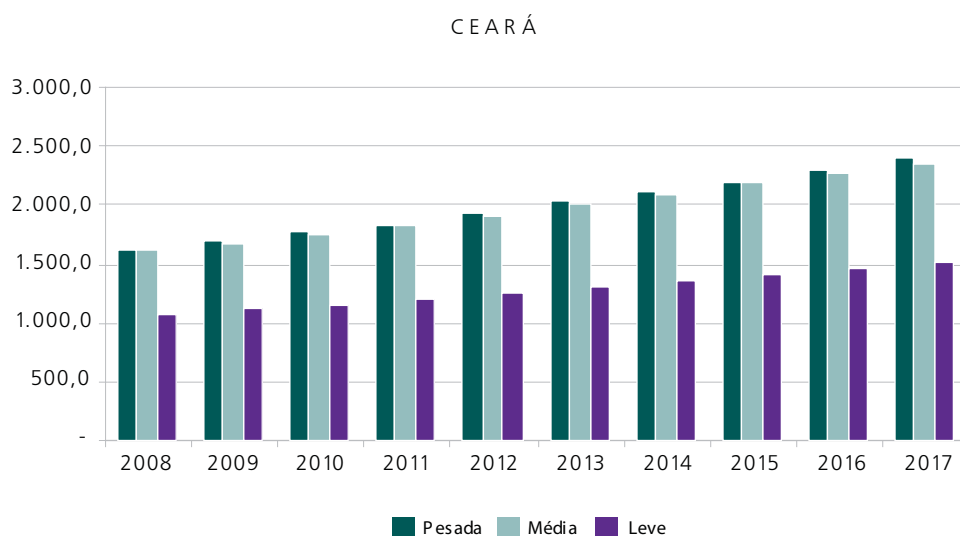
Gráfico 17- Empreendimentos de Geração em Operação no Estado do Ceará



Carga local

A carga do estado do Ceará prevista para o período 2008-2017 representa, em média, 17% do total da região Nordeste. O crescimento médio anual da carga deste estado no período decenal resultou da ordem de 4,5 % no patamar de carga pesada. O Gráfico 18 mostra a evolução dos três patamares de carga.

Gráfico 18 – Evolução da carga do Estado do Ceará



Programa de Obras

As obras mais importantes da Rede Básica e Rede Básica de Fronteira para o período 2008-2017 estão resumidas na Tabela 23.

Tabela 23 – Programa de obras - Ceará

Descrição da Obra	Data Prevista
LT Fortaleza II – Cauipe C4 230 kV, 50 km	2012
SE Pici 230/69 kV	3º TR – (1x100) MVA 2008
SE Icó 230/69 kV	2º TR – (1x100) MVA 2008
SE Milagres 230/69 kV	3º TR – (1x100) MVA 2008
SE Tauá 230/69 kV	2º TR – (1x100) MVA 2008
SE Milagres 500/230 kV	2º AT – (3x200) MVA 2010
SE Fortaleza II 500/230 kV	4º AT – (3x200) MVA 2010
SE Pici 230/69 kV	4º TR – (1x100) MVA 2011
SE Cauipe 230/69 kV	3º TR – (1x100) MVA 2012
SE Russas 230/69 kV	3º TR – (1x100) MVA 2012
SE Icó 230/69 kV	3º TR – (1x100) MVA 2013
SE Sobral II 230/69 kV	4º TR – (1x100) MVA 2017

A LT Fortaleza 2 – Cauipe C4 230 kV, associada a entrada em operação da usina térmica a carvão de 700 MW da MPX, que participou do leilão A-5/2007, está sendo reavaliada no estudo de suprimento à região do complexo industrial e portuário do Pecém, atualmente em desenvolvimento.

2.4.2.3 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.

Além disso, cabe destacar a existência de uma interligação em 230 kV entre as subestações de Mossoró, Açú e Paraíso, além de um sistema de 138 kV entre as subestações de Açú e Campina Grande II (PB), passando pelas subestações de Currais Novos, Santana do Matos e Santa Cruz.

Geração local

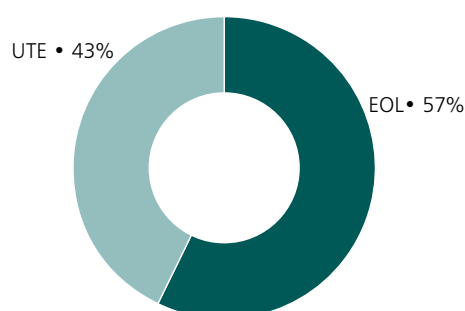
Em termos de geração de energia elétrica, o Rio Grande do Norte dispõe atualmente de duas usinas a biomassa que utilizam como insumo o bagaço da cana, cujo montante de geração não ultrapassa 25,0 MW. Entretanto, o panorama do estado como importador de energia está atenuado com a entrada em operação da Termoaçú (3680 MW) no final de 2008 e brevemente dos parques eólicos incentivados pelo PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de energia.

O total de empreendimentos de geração atualmente em operação no estado do Rio Grande do Norte é mostrado na Tabela 24 e no Gráfico 19.

Tabela 24- Empreendimentos de Geração em Operação no Estado do Rio Grande do Norte

Tipo	MW
EOL	51,1
UTE	37,9
Total	89,0

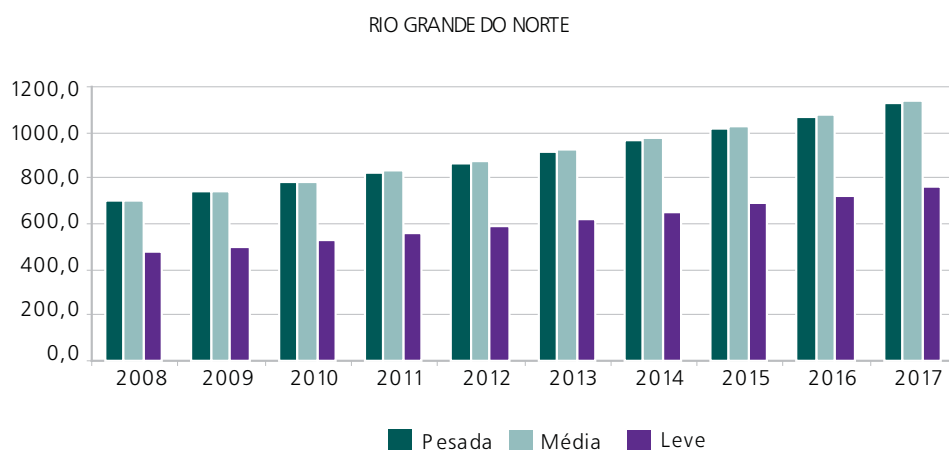
Gráfico 19 - Empreendimentos de Geração em Operação no Estado do Rio Grande do Norte



Carga local

A carga do estado do Rio Grande do Norte prevista para o período 2008-2017 representa, em média, cerca de 7% do total da região Nordeste. O crescimento médio anual da carga deste estado no período decenal resultou da ordem de 5,5 % no patamar de carga pesada. O Gráfico 20 mostra a evolução dos três patamares de carga.

Gráfico 20 – Evolução da carga do Estado do Rio Grande do Norte



Programa de Obras

Os empreendimentos mais importantes para o período 2008-2017 na Rede Básica e Rede Básica de Fronteira descritos anteriormente estão sumarizados na Tabela 25.

Tabela 25 – Programa de obras - Rio Grande do Norte

Descrição da Obra	Data Prevista	
Seccionamento da LT Campina Grande II – Natal II na SE Paraíso, C2, 230 kV, 216 km	2008	
Secc. LTs Campina Grande II – Natal II na nova SE Natal III, C3 e C4, 230 kV, 216 km	2009	
LT Paraíso - Açú, C2, 230 kV, 133 km	2009	
LT Banabuiú – Mossoró, C2, 230 kV, 117 km	2011	
SE Mossoró 230/69 KV	3º TR – (1x100) MVA	2008
Nova SE Natal III 230/69 kV	(2 TRs 150 MVA)	2009
SE Currais Novos 138/69 kV	3º TR – (1x40) MVA	2009
SE Açú 230/138 kV	Substituição do TR de 55 MVA pelo 2º TR – (1x100) MVA	2009
SE Açú 230/69 kV	2º TR de 50 MVA substituindo 1 TR de 33 MVA	2009
SE Natal III 230/69 kV	3º TR – (1x150) MVA	2010
SE Paraíso 230/138 kV	2º TR – (1x100) MVA	2017

Deste conjunto de obras destaca-se a SE Natal III, novo ponto de atendimento em 230 kV da cidade de Natal, que seccionará as duas LTs 230 kV Campina Grande II – Natal II, necessária para contornar sobrecargas em contingências nos transformadores da SE Natal II. Observa-se que os estudos para o atendimento à região metropolitana de Natal, já considerando entrada da SE Natal III, estão sendo reavaliados levando em conta o escoamento do potencial de energia eólica da região.

Destaca-se, também, a segunda LT 230 kV Paraíso – Açú, licitada no Leilão ANEEL 03/2006. Esse reforço visa abolir a sobrecarga na LT Paraíso – Açú 230 kV C1, quando da contingência da LT 230 kV Açú II – Mossoró II, considerando o despacho máximo da UTE Termoaçú (311 MW) e das centrais geradoras do PROINFA. O corte de carga na região de Natal será evitado, a partir de 2009, com a construção de um novo barramento na SE Campina Grande II, interligado ao barramento atual, relocando-se para novo barramento as LTs 230 kV que saem de Campina Grande II para Natal Sul, Tacaimbó e Pau Ferro.

O segundo circuito Banabuiú – Mossoró está indicado para o ano 2011, destinado a melhorar significativamente as condições de atendimento ao Rio Grande do Norte, em condições de contingência, considerando o despacho das centrais eólicas do PROINFA.

2.4.2.4 Estado da Paraíba

Sistema Elétrico

O suprimento ao estado da Paraíba é realizado através das subestações de Mussurú, Campina Grande II, Coremas, Goianinha e Santa Cruz, sendo as duas últimas localizadas nos estados de Pernambuco e Rio Grande do Norte, respectivamente.

O sistema de transmissão é composto por circuitos na tensão de 230 kV. Seis destes circuitos destinam-se a atender a área do agreste paraibano, onde está localizada a cidade de Campina Grande, sendo dois deles, provenientes de Tacaimbó (PE), dois de Pau Ferro (PE), um de Angelim (PE) e outro vindo de Goianinha (PE). Da subestação de Campina Grande partem, atualmente, quatro circuitos em 230 kV para alimentar a subestação de Natal, no estado do Rio Grande do Norte.

A subestação de Mussurú, que atende à região litorânea, polarizada pela capital do Estado, é suprida por meio de três linhas de transmissão, em 230 kV, provenientes da subestação de Goianinha, no estado de Pernambuco.

A área do alto sertão paraibano, onde se localiza a subestação de Coremas, é atendida através de um único circuito em 230 kV, proveniente de Milagres, no estado do Ceará.

A integração dessa malha de transmissão com o sistema de distribuição da SAELPA e da CELB, que atendem ao estado da Paraíba, é feita através das subestações 230/69 kV de Mussurú, Coremas, Campina Grande II e

Goianinha (PE), além das subestações 138/69 kV Santa Cruz (RN) e 69/13,8 kV de Bela Vista e Campina Grande I. Ressalta-se também a existência de duas linhas de transmissão de 138 kV ligando as subestações de Campina Grande e Santa Cruz, no estado do Rio Grande do Norte.

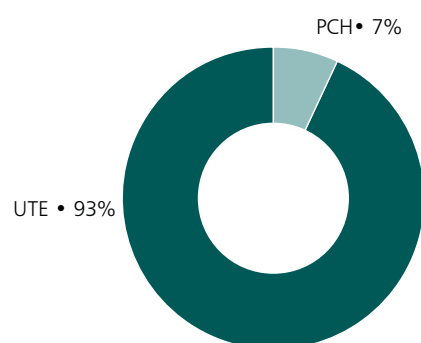
Geração local

O total de empreendimentos de geração atualmente em operação no estado da Paraíba é mostrado na Tabela 26 e no Gráfico 21.

Tabela 26 - Empreendimentos de Geração em Operação no Estado da Paraíba

Tipo	MW
PCH	4
UTE	47
Total	51

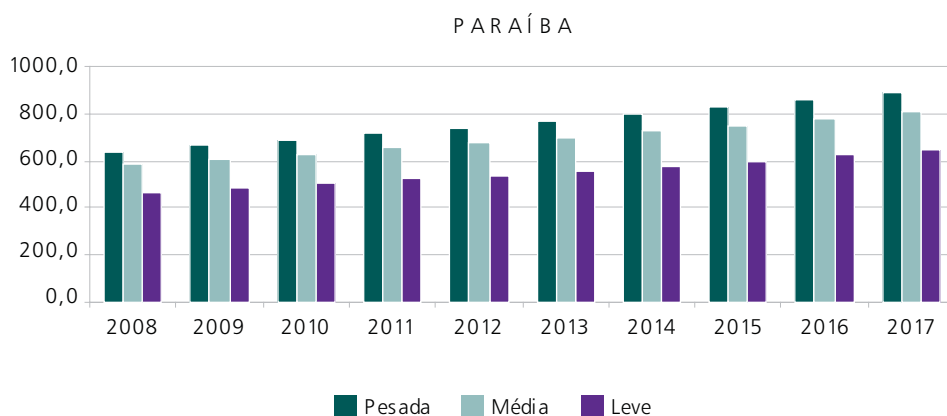
Gráfico 21 - Empreendimentos de Geração em Operação no Estado da Paraíba



Carga local

A carga do estado da Paraíba prevista para o período 2008-2017 representa, em média, cerca de 7% do total da região Nordeste. O crescimento médio anual da carga deste estado no período decenal resultou da ordem de 3,7 % no patamar de carga pesada. O Gráfico 22 mostra a evolução dos três patamares de carga.

Gráfico 22 – Evolução da carga do Estado da Paraíba



Programa de Obras

As obras mais importantes na Rede Básica e Rede Básica de Fronteira, para o período 2008-2017 estão sumarizadas na Tabela 27.

Descrição da Obra	Data Prevista
Secc. LT Goianinha – Mussuré, C1, 230 kV (nova SE Santa Rita 230/69 kV), 13 km	2010
LT Pau Ferro – Santa Rita, 230 kV, 89 km	2010
SE Coremas 230/69 kV	3º TR – (1x100) MVA 2008
SE Campina Grande II 230/69 kV	4º TR – (1x100) MVA 2008
SE Campina Grande II 230 kV	Expansão do barramento 2009
Nova SE Santa Rita 230/69 kV	(2x150 MVA) 2010

Destaca-se a implantação, em 2010, de um novo ponto de atendimento à região de João Pessoa, a SE Santa Rita II 230 kV, integrada pelo seccionamento de um circuito Goianinha – Mussuré, em função de sobrecarga nos transformadores 230/69 kV 100 MVA da SE Mussuré II.

2.4.2.5 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, sendo um dos circuitos em 230 kV seccionado ao longo de sua rota para atender à subestação 230/69 kV de Ribeirão.

A partir da subestação de Recife II, o atendimento à área metropolitana da capital do Estado é realizado através de circuitos em 230 kV que alimentam as subestações Pirapama (dois circuitos com 29 km de extensão), Mirueira (três circuitos com 32 km de extensão), Pau Ferro (dois circuitos) e Bongí (três circuitos com 14 km de extensão, seccionados ao longo de sua extensão para alimentar a SE Joairam). Da subestação de Recife II, partem também dois circuitos em 230 kV para Goianinha, enquanto que da subestação de Mirueira partem dois circuitos em 230 kV: um para a subestação de Pau Ferro e o outro para a subestação de Goianinha.

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 efetuado a partir das subestações de Juazeiro 230/69 kV (BA) e Bom Nome 230/138/69 kV.

A subestação de Bom Nome é alimentada através do seccionamento das três linhas de transmissão em 230 kV que partem da usina de Paulo Afonso para alimentar a subestação de Milagres, localizada no Ceará.

Geração local

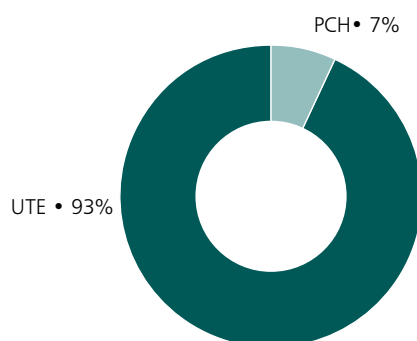
A evolução da potência instalada no estado para o período 2008-2017 contempla a instalação de usinas térmicas a biomassa e térmicas a gás natural, além da usina hidrelétrica de Pedra Branca (320 MW), na fronteira com o estado da Bahia, prevista para 2016.

O total de empreendimentos de geração atualmente em operação no estado de Pernambuco é mostrado na Tabela 28 e no Gráfico 23.

Tabela 28 - Empreendimentos de Geração em Operação no Estado de Pernambuco

Tipo	MW
CGH	3,0
EOL	0,45
PCH	7,0
UHE	740,0
UTE	899,0
Total	1.649,45

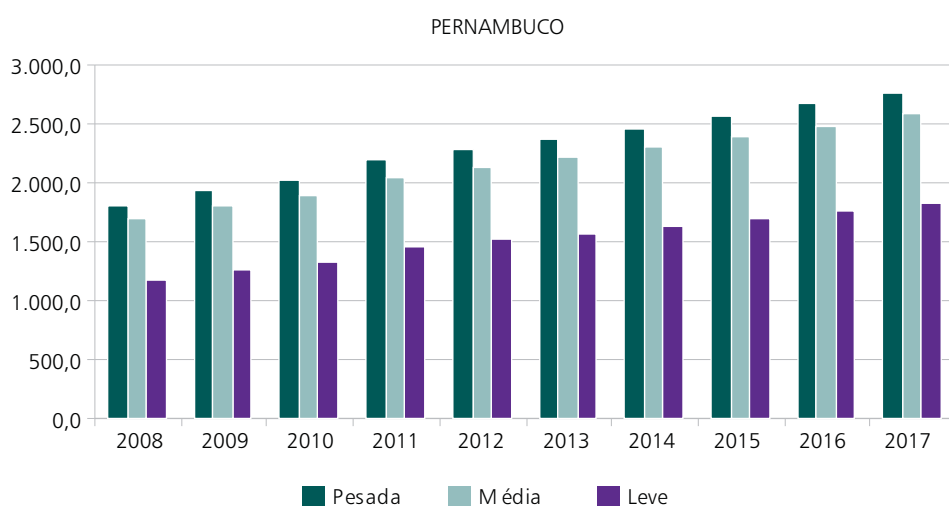
Gráfico 23 - Empreendimentos de Geração em Operação no Estado de Pernambuco



Carga local

A carga do estado da Pernambuco prevista para o período 2008-2017 representa, em média, cerca de 19% do total da região Nordeste. O crescimento médio anual da carga deste estado no período decenal resultou da ordem de 4,9 % no patamar de carga pesada. O Gráfico 24 mostra a evolução dos três patamares de carga.

Gráfico 24 – Evolução da carga do Estado de Pernambuco



Programa de Obras

As obras mais importantes para o período 2008-2017 estão sumarizadas na Tabela 29.

Tabela 29 – Programa de obras - Pernambuco

Descrição da Obra	Data Prevista	
Seccionamento da LT Pau Ferro – Campina Grande II, C1, 230 kV (nova SE Limoeiro), 128 km	2010	
Seccionamento da LT Messias – Recife II, 500 kV (Nova SE Suape II), 24 km	2010	
Seccionamento da LT Suape II – Termopernambuco, 230 kV (nova SE Suape III), 8 km	2010	
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 - Pau Ferro, 500 kV, 390 km	2012	
SE Pau Ferro 230/69 kV	3º TR – (1x100) MVA	2008
SE Tacaimbó 230/69 kV	3º TR – (1x100) MVA	2008
SE Ribeirão 230/69 kV	3º TR - (1x100) MVA	2008
SE Angelim 230/69 kV	3º TR – (1x100) MVA	2008
SE Bom Nome 230/138 kV	3º TR (1x100) MVA	2008
SE Pirapama 230/69 kV	4º TR - (1x100) MVA	2008
Nova SE Limoeiro 230/69 kV	(2 x 100 MVA)	2009
Nova SE SUAPE II 500/230 kV	(1 x 600 MVA)	2010
Nova SE SUAPE III 230/69 kV	(2 x 100 MVA)	2010
SE Pau Ferro 500/230 kV	(2 x 600 MVA)	2012
SE Joíaram 230/69 kV	3º TR - (1x150) MVA	2012
Nova SE Urbana 230/69 kV	(2 x 150 MVA)	2012
SE Angelim II 230/69 kV	4º TR - (1x100) MVA	2012
SE Urbana 230/69 kV	3º TR - (1x150) MVA	2015
SE Tacaimbó 230/69 kV	4º TR – (1x100) MVA	2015
SE Goianinha 230/69 kV	4º TR – (1x100) MVA	2017

A LT 230 kV Pau Ferro-Campina Grande II C1 será seccionada, em 2010, para alimentar a futura subestação de Limoeiro, que evitará o esgotamento do sistema de subtransmissão da CELPE no eixo Pau Ferro – Carpina.

A futura SE Urbana, que evitará o esgotamento da transformação instalada na SE Mirueira, será alimentada a partir da construção, em 2012 das LTs 230 kV Mirueira - Urbana C1 e C2 (6 km), além de Pau Ferro - Der. Mirueira C2 e C3 (7 km).

Em 2010, a LT 500 kV Messias – Recife II deverá ser seccionada com o objetivo de alimentar a nova SE 500/230/69 kV de SUAPE (600 MVA).

Em 2012, deverão ser implantadas a LT 500 kV Luiz Gonzaga – Pau Ferro, com 350 km de extensão, além da transformação 500/230 kV na SE Pau Ferro, com duas unidades transformadoras de 600 MVA.

As demais expansões das transformações objetivam atender o crescimento da carga.

2.4.2.6 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.

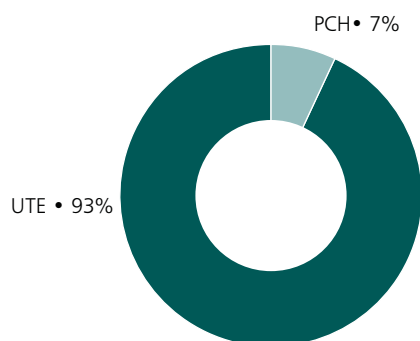
Geração local

O total de empreendimentos de geração atualmente em operação no estado de Alagoas é mostrado na Tabela 30 e no Gráfico 25.

Tabela 30 - Empreendimentos de Geração em Operação no Estado de Alagoas

Tipo	MW
CGH	0,9
PCH	1,3
UHE	3.720,8
UTE	198,1
Total	3.291,1

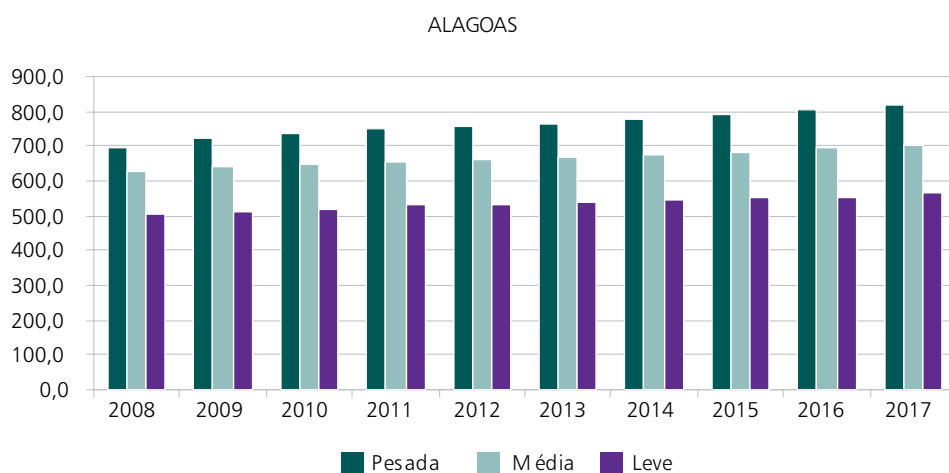
Gráfico 25 - Empreendimentos de Geração em Operação no Estado de Alagoas



Carga local

A carga do estado de Alagoas prevista para o período 2008-2017 representa, em média, cerca de 7% do total da região Nordeste. O crescimento médio anual da carga deste estado no período decenal resultou da ordem de 1,9 % no patamar de carga pesada. O Gráfico 26 mostra a evolução dos três patamares de carga.

Gráfico 26 – Evolução da carga do Estado de Alagoas



Programa de Obras

As obras mais importantes no estado para o período 2008-2017 estão sumarizadas na Tabela 31.

Tabela 31 – Programa de obras – Alagoas

Descrição da Obra	Data Prevista
Seccionamento da LT Paulo Afonso III – Apolônio Sales, C1, 230 kV (nova SE Zebu), 6 km	2009
LT Jardim – Penedo, 230 kV, 110 km	2009
SE Maceió 230/69 kV	4º TR – (1x100) MVA 2008
SE Penedo 230/69 kV	3º TR – (1x100) MVA 2008
Nova SE Zebu 230/69 kV	(2x100) MVA 2009
SE Zebu 230/69 kV	3º TR – (1x100) MVA 2015
SE Rio Largo 230/69 kV	3º TR – (1x100) MVA 2015

Deste conjunto de obras pode-se destacar, com previsão para 2009, o novo ponto de atendimento ao subsistema Centro da CHESF (SE Zebu) com transformação 230/69 kV, seccionando a LT 230 kV Paulo Afonso III – Apolônio Sales C1. Esta obra suprirá as cargas do sertão do estado de Alagoas, a partir do esgotamento da capacidade de transformação instalada nas subestações de Zebu 138/69 kV e Abaixadora.

A LT Jardim – Penedo 230 kV tem por objetivo melhorar as condições de atendimento ao sul do estado de Alagoas e, também, norte de Sergipe, durante contingências, foi licitada em novembro de 2007.

As demais expansões das transformações objetivam atender o crescimento da carga.

2.4.2.7 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.

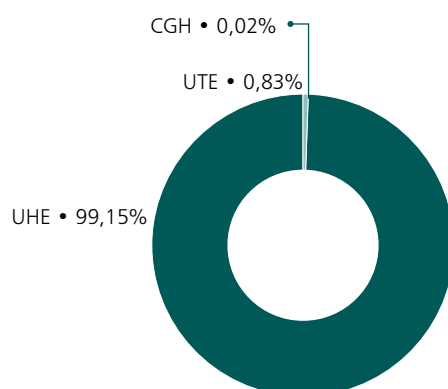
Geração local

O total de empreendimentos de geração atualmente em operação no estado de Sergipe é mostrado na Tabela 32 e no Gráfico 27.

Tabela 32 - Empreendimentos de Geração em Operação no Estado de Sergipe

Tipo	MW
CGH	0,36
UHE	1.581,0
UTE	13,0
Total	1.594,4

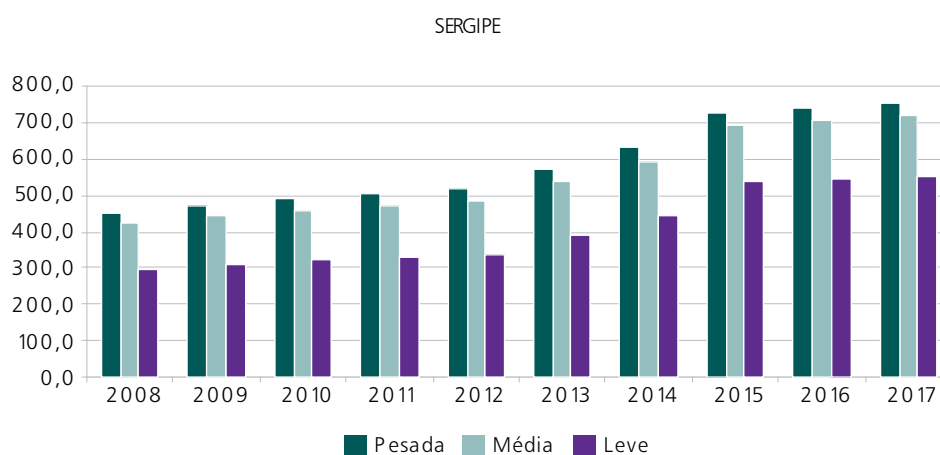
Gráfico 27 - Empreendimentos de Geração em Operação no Estado de Sergipe



Carga local

A carga do estado de Sergipe prevista para o período 2008-2017 representa, em média, cerca de 5% do total da região Nordeste durante todo o período. O crescimento médio anual da carga deste estado no período decenal resultou da ordem de 6,0 % no patamar de carga pesada. O Gráfico 28 mostra a evolução dos três patamares de carga.

Gráfico 28 – Evolução da carga do Estado de Sergipe



Programa de Obras

As obras visualizadas para o período 2008-2017, correspondentes a ampliações das capacidades de transformação das subestações supridoras existentes, estão sumarizadas na Tabela 33.

Tabela 33 – Programa de obras – Sergipe

Descrição da Obra		Data Prevista
SE Jardim 230/69 kV	4º TR – (1x100) MVA	2008
SE Itabaiana 230/69 kV	3º TR – (1x100) MVA	2008
SE Jardim 500/230 kV	2º AT – (600 MVA)	2010

A implantação do segundo autotransformador da SE Jardim 500/230 kV - 600 MVA, previsto para 2010, objetiva evitar a sobrecarga no sistema de 230 kV da região, quando da contingência do único autotransformador desta subestação.

As demais expansões das transformações objetivam atender o crescimento da carga.

2.4.2.8 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 Pituvaçu, 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.

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.

Geração local

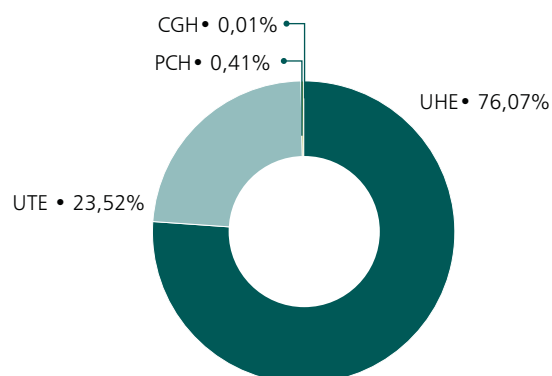
A evolução da potência instalada no estado para o período 2008-2017 contempla a instalação de usinas térmicas a gás natural, óleo diesel e óleo combustível e a UHE Pedra Branca, na fronteira com o estado de Pernambuco.

O total de empreendimentos de geração atualmente em operação no estado da Bahia é mostrado na Tabela 34 e no Gráfico 29.

Tabela 34 - Empreendimentos de Geração em Operação no Estado da Bahia

Tipo	MW
CGH	0,5
PCH	24,6
UHE	4.591,9
UTE	1.419,6
Total	6.036,6

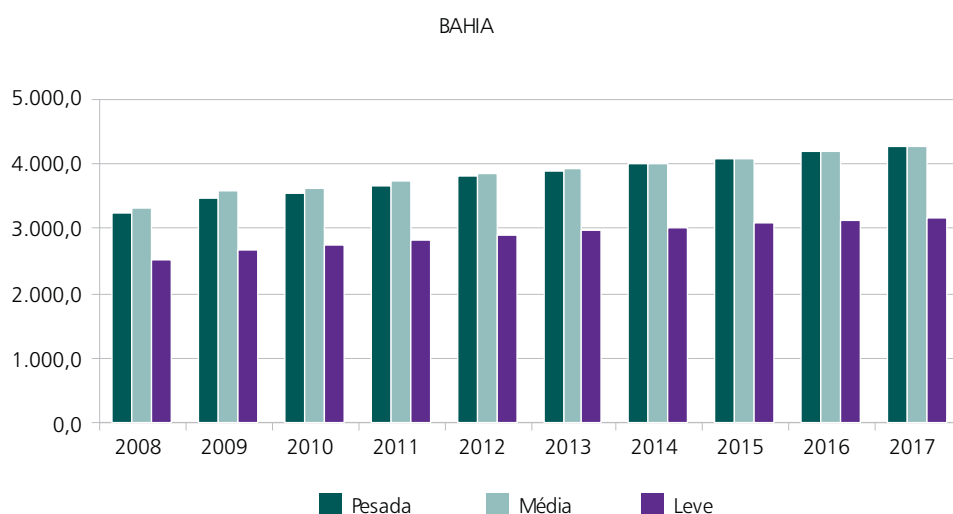
Gráfico 29 - Empreendimentos de Geração em Operação no Estado da Bahia



Carga local

A carga do estado da Bahia prevista para o período 2008-2017 representa, em média, cerca de 32% do total da região Nordeste. O crescimento médio anual da carga deste estado no período decenal resultou da ordem de 3,2 % no patamar de carga pesada. O Gráfico 30 mostra a evolução dos três patamares de carga.

Gráfico 30 – Evolução da carga do Estado da Bahia



Programa de Obras

As obras visualizadas para o período 2008-2017, correspondentes a ampliações das capacidades de transformação das subestações supridoras existentes, novas subestações e linhas de transmissão estão mostradas na Tabela 35

Tabela 35 – Programa de obras – Bahia

Descrição da Obra	Data Prevista	
Recapacitação das LTs Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus, C1 e C2, 230 kV, para 350 MVA, 29 km	2008	
Recapacitação da LT Camaçari – Cotegipe, C1, 230 kV, para 350 MVA, 22 km	2008	
Recapacitação das LTs Camaçari – Jacaracanga, C1 e C2, 230 kV, para 350 MVA, 19 km	2008	
LT Pituauçu – Narandiba, C2, 230 kV (nova SE Narandiba), 4 km	2009	
LT Funil – Itapebi, C3, 230 kV, 198 km	2009	
LT Ibicoara – Brumado, 230 kV, 105 km	2009	
LT Camaçari II – Camaçari IV, 500 kV, 8 km	2010	
Seccionamento LT Camaçari – Ford, 230 kV C1 (nova SE Pólo), 1km	2010	
Seccionamento LT Camaçari – Ford, 230 kV C2 (nova SE Pólo), 1km	2010	
LT Eunápolis – Teixeira de Freitas II, 230 kV C1, 152 km	2010	
LT Eunápolis – Teixeira de Freitas II, 230 kV C2, 152 km	2012	
Seccionamento LT Pituauçu-Narandiba, 230 kV (nova SE Pirajá), 4km	2013	
SE Barreiras 230/69 kV	2º TR – (1x100) MVA	2008
SE Barreiras 230/138 kV	2º TR – (1x100) MVA	2008
SE Sto Antônio de Jesus 230/69 kV	2º TR – (1x100) MVA	2008
SE Cotegipe 230/69 kV	3º TR – (1x100) MVA	2008
SE Irecê 230/138 kV	2º TR – (1x55) MVA	2008
SE Jacaracanga 230/69 kV	3º TR – (1x100) MVA	2008
SE Juazeiro 230/69 kV	3º TR - (1x100) MVA	2008
SE Cícero Dantas 230/69 kV	3º TR – (1x50) MVA	2008
SE Catu 230/69 kV	Substituição dos 1 TRs de 62 MVA pelo 2º TR de 100 MVA com terciário	2008
SE Senhor do Bonfim 230/69 kV	Substituição dos 1 TRs de 33 MVA pelo 2º TR de 100 MVA	2008
SE Bom Jesus da Lapa 230/69 kV	Substituição de 1 TRs de 39 MVA por 1 TRs 50 MVA com terciário	2008
SE Eunápolis 230/138 kV	4º TR - (1x100) MVA	2008
SE Catu 230/69 kV	Substituição de 1 TR de 62 MVA pelo 3º TR de 100 MVA com terciário	2008
SE Gov. Mangabeira 230/138 kV	2º TR - (1x100) MVA	2008
Nova SE Narandiba 230/69 kV	(2 x 100 MVA)	2009
SE Ibicoara 230/138 kV	1º e 2º TR - (1x55) MVA	2009
SE Ibicoara 500/230 kV	1º AT – (1x300) MVA	2009
SE Senhor do Bonfim 230/138 kV	1º TR - (1x100) MVA	2009
SE Funil 230/138 kV	Substituição de um TR de 67 MVA pelo 4º TR de 100 MVA	2009
Nova SE Camaçari IV 500/230/69 kV	(6x200 MVA)	2010

TR... transformador, AT... autotransformador

Em 2009, a LT 230 kV Pituauçu - Narandiba C1 e C2, com 4 km de extensão, atualmente operando em 69 kV, passará a operar em sua tensão nominal. Essa LT irá possibilitar a alimentação da futura SE Narandiba, a partir da SE Camaçari, por meio das LTs 230 kV Camaçari – Pituauçu -Narandiba C1 e C2.

A SE Camaçari IV 500/230 kV, prevista para 2010, localizada nas proximidades da SE Camaçari II, seccionará a LT 500 kV Jardim – Camaçari II. Sua implantação deve-se ao esgotamento da capacidade de transformação 500/230 kV da SE Camaçari II e da não disponibilidade de entradas de linha no barramento de 230 kV desta subestação. Além disso, de forma a integrar a nova subestação 500/230 kV ao sistema existente, será necessário seccionar, em seu barramento de 230 kV, os circuitos Catu – Camaçari II.

A LT 230 kV Funil – Itapebi C3, prevista para 2009, reforçará o atendimento ao Sul da Bahia. A SE Ibicoara 500/230 kV e a LT 230 kV Ibicoara – Brumado, previstas para 2009, são obras necessárias para possibilitar o su-

primário às cargas do sistema radial singelo de Brumado II, atendendo ao critério n-1. Atualmente, este sistema é suprido através de uma subestação 230/69 kV (2x100 MVA), alimentada a partir da SE Funil, no Sul da Bahia, através de um único circuito de 230 kV, com 263 km de extensão.

Em 2009, a implantação da transformação 500/230 kV na seccionadora de Ibicoara e a entrada em operação da LT 230 kV Ibicoara - Brumado, com 105 km de extensão, evitarão a sobrecarga quando da contingência de um dos circuitos da LT 230 kV Sapeaçú – Funil, além de evitar o atendimento a Brumado através de um sistema radial singelo.

O plano de expansão da geração considera uma ampliação da capacidade de intercâmbio de 500 MW entre as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste em 2011.

A definição da expansão desta interligação está sendo tratada em estudo específico. Foi considerada como solução referencial para efeito de projeção de investimentos na Transmissão a duplicação da linha existente entre Serra da Mesa e Camaçari.

2.4.2.9 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 nas SEs Teresina e Boa Esperança por outros de maior capacidade, ou da implantação de novos terminais 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 Ceará

- Estão em desenvolvimento os estudos para analisar a substituição dos transformadores instalados nas subestações Delmiro Gouveia e Fortaleza (Região Metropolitana de Fortaleza) por outros de maior capacidade, ou a implantação de um novo terminal 230/69 kV na região, devido ao esgotamento da capacidade instalada nessas subestações.

Estado do Rio Grande do Norte

- Em desenvolvimento estudo para expansão do sistema em 230 kV devido à inserção de fazendas eólicas no estado.

Estado da Paraíba

- Para atender ao crescimento de mercado em níveis adequados de qualidade e continuidade será fundamental a entrada em operação dos reforços previstos no sistema de 69 kV e 138 kV e das obras previstas para a ampliação da Rede Básica, quais sejam:
 - entrada em operação da LT 230 kV Milagres – Coremas C2;
 - novo ponto de suprimento 230/69 kV, a ser instalado na região metropolitana de João Pessoa, em 2009.

Estado de Pernambuco

- Estudos para expansão do sistema em 500 kV que atende a área metropolitana de Recife.
- Estudos para definição de novo ponto de suprimento (230/69 kV) para o atendimento à cidade de Recife.

Estado de Alagoas

- Estudos para o atendimento à região metropolitana de Maceió e ao interior do estado.

Estado de Sergipe

- Em desenvolvimento os 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).

2.4.3 Região Sudeste

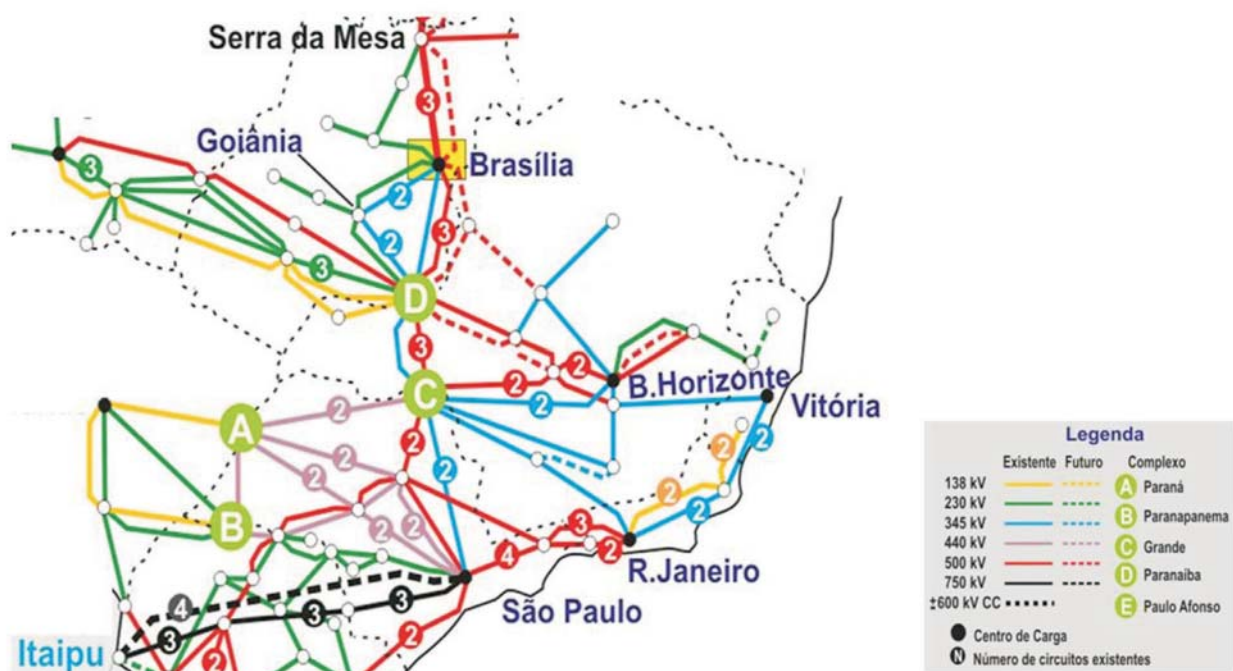
Sistema Elétrico

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 57% da carga do Sistema Interligado Nacional - SIN. A Figura 19 mostra esquematicamente o diagrama elétrico dessa região.

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.

Figura 19 – Diagrama esquemático da região Sudeste



Fonte: elaborado a partir de mapa ONS

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.

O diagrama esquemático desse sistema é indicado na Figura 20, a seguir.

Figura 20 – Sistema de Itaipu



Geração Regional

O sistema Sudeste possui uma capacidade instalada da ordem de 34.300 MW, distribuídos nos quatro Estados da região, sendo 22.900 MW de usinas hidrelétricas (67%) e 11.400 MW de térmicas (33%). A maior parte dos aproveitamentos hidrelétricos está localizada nas bacias dos rios Grande, Paranaíba e Paraná.

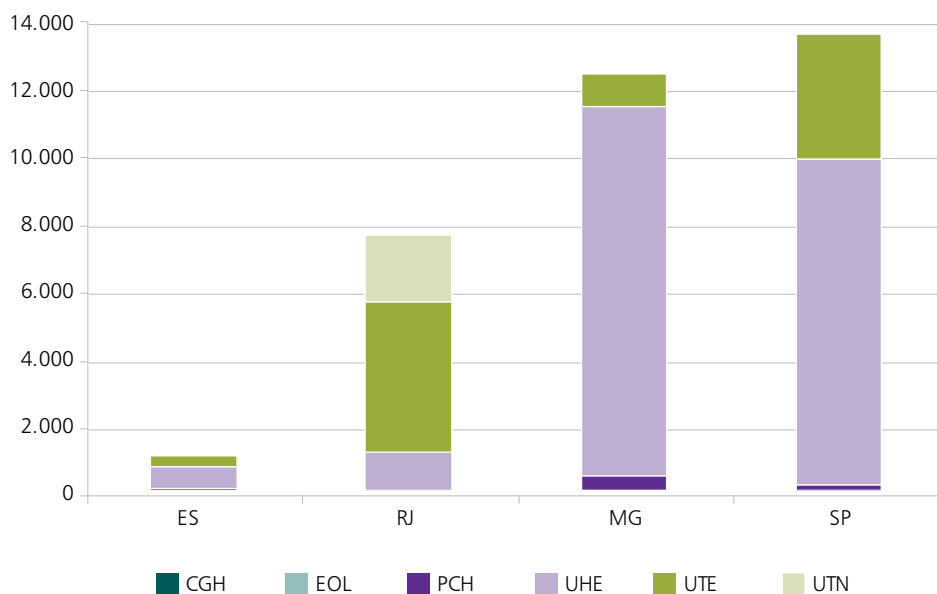
A Tabela 36 apresenta a composição da geração atual da região Sudeste por tipo de fonte.

Tabela 36 – Composição da geração atual - Região Sudeste

Empreendimentos em Operação			
Tipo	Quantidade	Potência (MW)	%
CGH	77	40,7	0,1
EOL	1	1,0	0,0
PCH	131	621,7	1,8
UHE	105	22.278,7	64,9
UTE	428	9.381,7	27,3
UTN	2	2.007,0	5,9
Total	744	34.330,8	100,00

O Gráfico 31 ilustra a composição atual das fontes de geração elétrica de cada Estado.

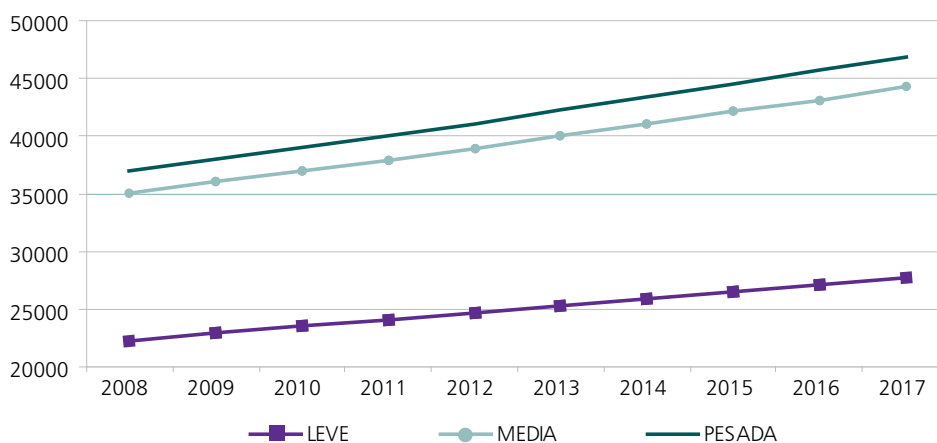
Gráfico 31 – Composição da geração da Região Sudeste por estado



Carga Regional

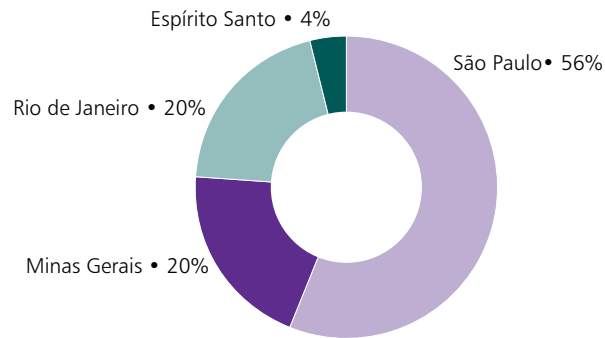
As projeções de Mercado para os patamares de carga pesada, média e leve utilizadas neste ciclo de planejamento estão mostradas no Gráfico 32.

Gráfico 32 – Evolução do Mercado da Região Sudeste



A participação dos Estados na carga global da Região Sudeste confere ao estado de São Paulo, no ano de 2008, a maior participação, seguido por Minas e Rio de Janeiro, conforme mostrado no Gráfico 33. Essa ordem e os valores percentuais permanecem praticamente os mesmos ao longo do decênio analisado.

Gráfico 33 – Participação dos Estados no Mercado da Região Sudeste -2008

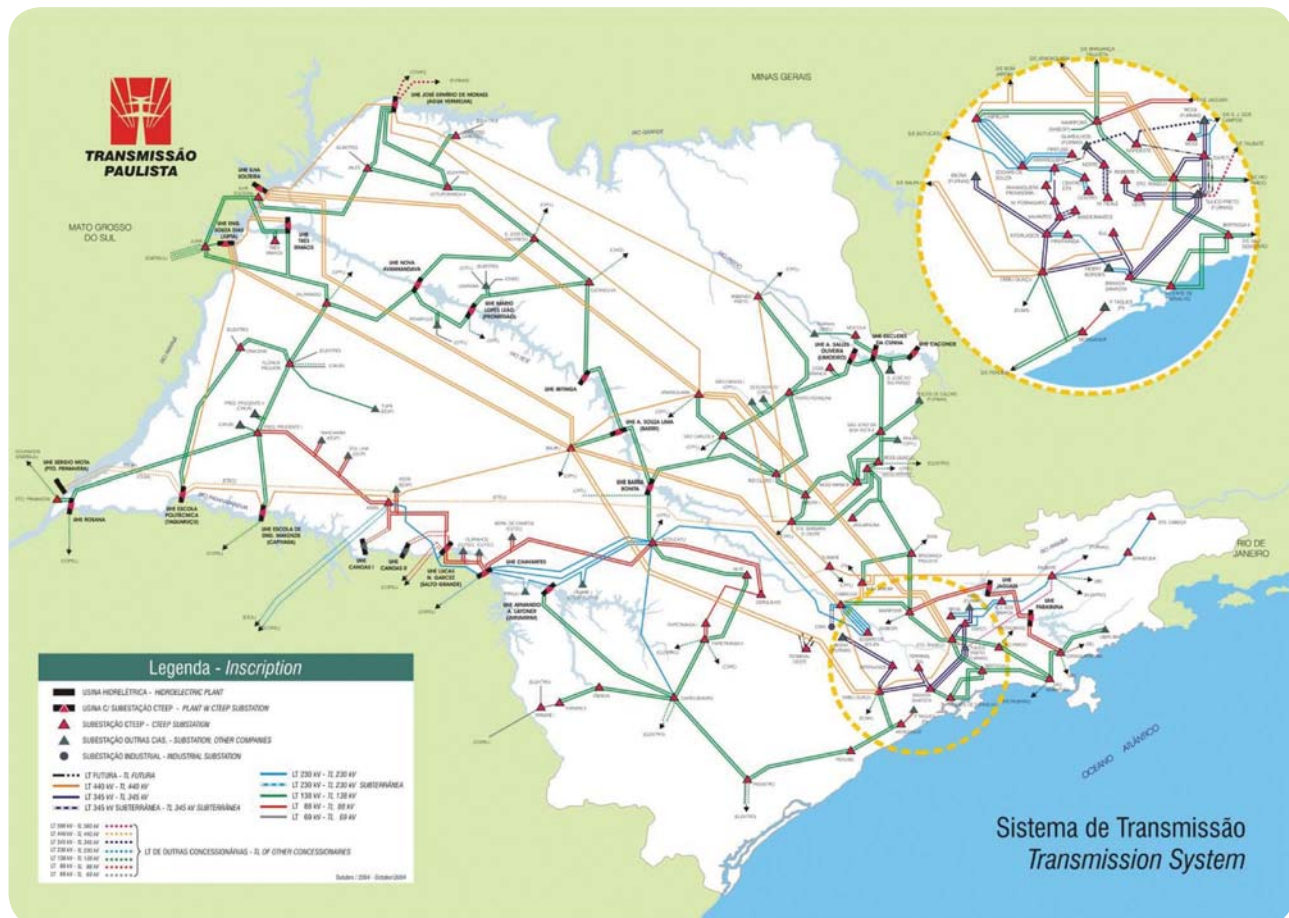


2.4.3.1 Estado de São Paulo

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 (ver Figura 21), 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.

Figura 21 – Rede Básica e Demais Instalações de Transmissão da CTEEP



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. Cabe destacar que o trecho Santo Ângelo – Taubaté é uma linha de 440 kV, da CTEEP, operando em 500 kV, formando, com um trecho de FURNAS a linha Tijuco Preto – Taubaté. A necessidade de um novo trecho de linha entre torre 12 -Taubaté 500 kV para viabilizar a volta da operação da linha Taubaté-Santo Ângelo em 440 kV está sendo avaliada em estudo no âmbito da EPE. A linha Taubaté-Santo Ângelo 440 kV foi representada referencialmente, nos casos de fluxo de potência, a partir de 2013.

A parte restante do sistema de 500 kV integra os parques geradores do Rio Paranaíba e baixo Rio Grande à rede de 345 kV de suprimento à área São Paulo (Poços e Campinas).

A SE Água Vermelha, da CTEEP, é um ponto de conexão dos sistemas de 500 kV e 440 kV e é responsável pela interligação do sistema de 440 kV da CTEEP com o sistema de 500 kV da CEMIG através das LTs Água Vermelha - São Simão e com o sistema de 500 kV de FURNAS através da LT Água Vermelha-Marimondo 500 kV.

Outro ponto de conexão entre os sistemas de 500 kV e 440 kV, estabelecido recentemente, é a SE Assis, através da transformação 500/440 kV, 1500 MVA e das linhas em 500 kV que se conectam às subestações de Londrina e Araraquara 500 kV.

Um novo acoplamento entre os sistemas de 500 e 440 kV, na SE Ribeirão Preto, foi considerado nas análises a partir de 2009, quando essa subestação passa a se interligar em 500 kV com Marimondo, Poços e Estreito.

Neste Ciclo estão ainda previstos dois novos pontos de conexão entre os sistemas de 500 e 440 kV: Araraquara e Atibaia, a partir de 2012, caracterizados como novos polos receptores da energia proveniente da Região Amazônica.

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 Parapanema (Água Vermelha, Ilha Solteira, Três Irmãos, Jupiá, 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.

O desempenho desta rede, principalmente em termos de perfil de tensão, é afetado pelo despacho de geração das usinas a ela conectadas, pelas condições de transferências energéticas entre as Bacias dos Rios Paraná e Paranaíba/Grande e pelos intercâmbios energéticos regionais Sul – Sudeste/Centro Oeste e Norte – Sudeste/Centro Oeste.

Geração local

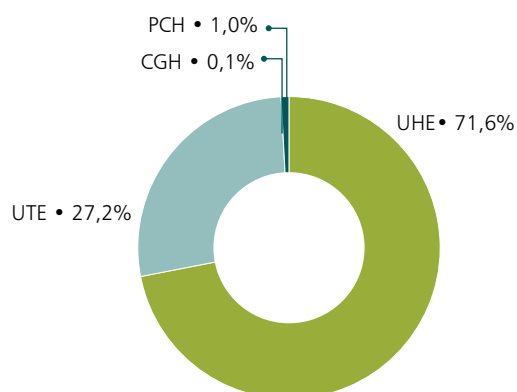
São Paulo tem a maior potência instalada da Região Sudeste em usinas hidrelétricas e termelétricas, representando mais de 39% do total da Região.

O total de empreendimentos de geração atualmente em operação no estado de São Paulo é mostrado na Tabela 37 e no Gráfico 34.

Tabela 37 - Empreendimentos de Geração em Operação no Estado de São Paulo

Tipo	MW
CGH	14
PCH	140
UHE	9.640
UTE	3.666
Total	13.460

Gráfico 34 - Empreendimentos de Geração em Operação no Estado de São Paulo



Atuam no estado de São Paulo quatro geradoras, a saber:

Duke Energy International

A Duke Energy International, Geração Paranapanema S.A. possui atualmente uma capacidade instalada de 2237 MW, distribuídos por oito usinas hidrelétricas, indicadas na Tabela 38, a seguir.

Tabela 38 – Usinas Existentes – Duke Energy

Potência Instalada Atual das Usinas		
Empresa	Usina Hidrelétrica	Potência Instalada
Duke-GP	Jurumirim	98
	Chavantes	414
	Salto Grande	74
	Capivara	619
	Taquaruçu	526
	Rosana	353
Consórcio Canoas (DUKE/CBA)	Canoas II	72
	Canoas I	81
Potência Total (MW)		2237

Atualmente não há previsão de construção de novas usinas pela Duke Energy.

EMAE – Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A.

A EMAE é detentora do sistema hidráulico e gerador de energia elétrica localizado numa área que se estende desde o município de Salto (Oeste de São Paulo) até a Baixada Santista, passando pela Região Metropolitana da cidade de São Paulo.

Seu sistema de geração tem capacidade instalada de aproximadamente 1.400 MW e, por se encontrar integrado ao meio urbano, promove um suprimento de energia elétrica de caráter estratégico, aumentando a confiabilidade do atendimento aos consumidores da Grande São Paulo.

AES – Tietê

A potência total instalada no seu parque gerador é de aproximadamente 2.650 MW, correspondente a 10 usinas hidrelétricas sendo cinco UHEs localizadas no rio Tietê, três UHEs no rio Pardo, uma UHE localizada no Rio Grande além de uma PCH no rio Mogi Guaçu, considerada de múltiplo aproveitamento.

Para administrar suas Unidades, a AES – TIETÊ agrupou suas usinas hidrelétricas em quatro Unidades de Negócio, constituídas segundo critérios de localização geográfica, conforme indicado na Tabela 39.

Tabela 39 – Usinas Existentes – AES TIETÊ

Unidade de Negócio	Unidade Geradora	Potência Total (MW)
Usina		
AES Rio Grande		
Água Vermelha	6	1396,2
AES Alto Tietê		
Barra Bonita	4	140,76
Bariri	3	143,1
Ibitinga	3	131,4
AES Torib Tietê		
Promissão	3	264
Nova Avanhandava	3	347,4
AES Pardo		
Caconde	2	80,4
Euclides da Cunha	4	108,8
Limoeiro	2	32
Mogi-Guaçu	2	7,2
AES Tietê	32	2651,26

Companhia Energética de São Paulo – CESP

A CESP é a 4ª maior geradora do país em potência instalada, com 7.455 MW instalados e a 3ª maior em geração de energia. A Companhia possui seis usinas hidroelétricas: três no Rio Paraná (UHE Ilha Solteira, UHE Jupia e UHE Porto Primavera), uma próxima à foz do Rio Tietê (UHE Três Irmãos), outra no Rio Paraibuna (UHE Paraibuna) e, ainda, uma no Rio Jaguari (UHE Jaguari). Na Tabela 40 estão resumidas algumas características das usinas da CESP.

Tabela 40 – Parque Gerador da CESP

Usina	Ano de conclusão	N.º de turbinas	Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada, 2002 (MW médios)
Ilha Solteira ¹	1978	20	3.444,0	1.9491
Três Irmãos ¹	1999	5 ²	807,5 ²	
Jupia	1974	14	1.551,2	886
Porto Primavera	2003	14 ³	1.540,0	1.017
Jaguari	1973	2	27,6	14
Paraibuna	1978	2	85,0	50
Totais		57	7.455,30	3.916

1 - Os reservatórios de Ilha Solteira e Três Irmãos estão ligados pelo canal Pereira Barreto e a energia assegurada, refere-se ao Complexo Ilha Solteira.

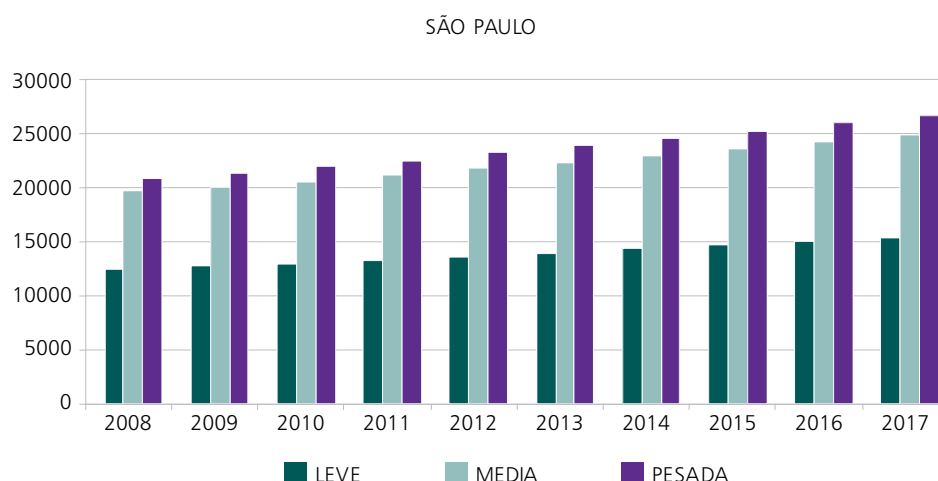
2 - Existe a possibilidade de se acrescentar à Usina Três Irmãos três unidades geradoras adicionais, cada uma com 161,5 MW de potência instalada.

3 - Existe a possibilidade de instalação de mais quatro unidades geradoras na UHE Porto Primavera, cada uma com 110 MW.

Carga local

O mercado de ponta do estado de São Paulo para o ciclo de planejamento 2007 representa cerca de 56% da região Sudeste em 2008 e 57% em 2017. Este mercado mostra um crescimento de cerca de 2,8% ao ano em média e é reproduzido no Gráfico 35 para os três patamares de carga.

Gráfico 35 – Evolução da carga do Estado de São Paulo



Programa de obras

As obras previstas para o estado de São Paulo são listadas na Tabela 41.

Tabela 41 – Programa de Obras – São Paulo

Descrição da Obra	Data Prevista
LT Araraquara – Atibaia 500 kV, 250 km	2012
LT Atibaia – Nova Iguaçu 500 kV, 350 km	2012
LT Marimondo – Ribeirão Preto 500 kV 195 km 3x954 MCM	2009
LT Ribeirão Preto – Poços 500 kV 140 km 3x954 MCM	2009
LT Estreito – Ribeirão Preto 500 kV 130 km 3x954 MCM	2009
LT Santo Ângelo – Taubaté – reconversão para 440 kV, 97 km	2013
LT Interlagos – Piratininga II 345 kV CD 1 km 2x954 MCM	2010
Seccionamento da LT Poços – Mogi 345 kV CD 1 km (conexão de Atibaia 345 kV)	2010
LT Alto da Serra – Sul 345 kV CD, 15 km	2009
LT Alto da Serra – Baixada Santista 345 kV (reconstrução), 6 km	2009
LT Embuguaçu - Baixada Santista 345 kV (mudança de configuração), 46 km	2009
LT Tijuco Preto – Itapeti 345 kV circuitos 3 e 4, 21 km	2009
LT Itapeti – Nordeste 345 kV, 29 km	2009
LT Norte – M.Reale 345 kV circuito 3, 15 km	2014
LT Jaguariáiva – Itararé II 230 kV, 40 km	2009
LT Itapeti – Mogi (CTEEP) – Mogi (Furnas) 64 km (recapacitação e recondutoramento)	2008
LT S.José dos Campos – Taubaté 230 kV CS 35 km (reconstrução com torres de CD)	2008
LT Mogi (Furnas) – S.J. Campos CS 50 km (reconstrução em torres de CD, com 1 circuito)	2008
LT Aparecida – S.Cabeça 230 kV 42 km (reconstrução em torres de CD, com 1 circuito)	2008
LT Taubaté - Aparecida 230 kV 42 km (reconstrução em torres de CD, com 1 circuito)	2008
LT Taubaté Aparecida 230 kV 42 km – lançamento do segundo circuito	2008
LT Mogi (Furnas) – S.José dos Campos CS 50 km – lançamento do segundo circuito	2008
LT Edgard de Souza – Pirituba 230 kV 21 km (recapacitação)	2009
Seccionamento da LT Henry Borden - Baixada Santista 230 kV (conexão da UTE CCBS), 6 km	2009
LT Atibaia – Estreito 500 kV, 330 km	2015
SE Água Vermelha - 3º banco de autotransformadores 500/440 kV	2009
SE Ribeirão Preto – Setor de 500 kV	2009
SE Ribeirão Preto – 7 autotransformadores monofásicos 500/440 kV 400 MVA com LTC	2009
SE Ribeirão Preto – reator 180 Mvar 500 kV e vão de manobra	2009

Descrição da Obra	Data Prevista
SE Itatiba 500/138 kV – implantação (seccionando LT Campinas – Ibiúna 500 kV)	2010
SE Itatiba – 2 transformadores 500/138 kV 400 MVA	2010
SE Araras 440/138 kV – implantação (seccionando LT Araraquara – Santo ângelo 440 kV)	2010
SE Mirassol 440/138 kV – implantação (seccionando 2 LTs I.Solteira – Araraquara 440 kV)	2010
SE Getulina 440/138 kV – implantação (seccionando 2 LTs Jupia – Bauru 440 kV)	2010
SE Jandira 440/138 kV – implantação (seccionando LT Cabreúva – Embiguaçu 440 kV)	2011
SE Salto 440/138 kV – implantação (seccionando LT Bauru - Cabreúva 440 kV)	2011
SE Salto - 1 transformador 440/138 kV 400 MVA	2011
SE Araras – 2 transformadores 440/138 kV 300 MVA	2010
SE Mirassol – 1 transformador 440/138 kV 300 MVA	2010
SE Getulina – 1 transformador 440/138 kV 300 MVA	2010
SE Jandira - 3 transformadores 440/138 kV 400 MVA	2011
SE Araraquara - 4 transformadores 500/440 kV 1200 MVA	2012
SE Atibaia - implantação dos setores de 500 e 440 kV	2012
SE Atibaia - 2 transformadores 500/440 kV 1200 MVA	2012
SE Atibaia - 3 transformadores 500/345 kV 900 MVA	2012
SE Mirassol – 1 reator 180 Mvar 440 kV	2010
SE Ilha Solteira – 1 reator 180 Mvar 440 kV	2009
Se Capivara – substituição do transformador 440/138 kV 150 MVA por 300 MVA	2008
SE Ribeirão Preto – 3º transformador 440/138 kV 300 MVA	2008
SE Sumaré – 3º transformador 440/138 kV 300 MVA	2008
SE Bauru – 3º transformador 440/138 kV 300 MVA	2008
SE Água Vermelha – 2º transformador 440/138 kV 750 MVA	2009
SE Taubaté – 3º transformador 440/138 kV 300 MVA	2009
SE Ribeirão Preto – 4º transformador 440/138 kV 300 MVA	2009
SE Araraquara – 4º transformador 440/138 kV 300 MVA	2010
SE Bom Jardim - substituição do transformador 440/138 kV 150 MVA por 300 MVA	2011
SE Taquaruçu – 2º transformador 440/138 kV 300 MVA	2011
SE Araras – 3º transformador 440/138 kV 300 MVA	2013
SE Interlagos – capacitor 350 Mvar 345 kV	2009
SE Guarulhos – capacitor 250 Mvar 345 kV	2009
SE Tijuco Preto – reator limitador no barramento de 345 kV	2010
SE Ibiúna – 4 reatores monofásicos 60 Mvar 500 kV	2008
SE Piratinga II – 3 transformadores 345/88 kV 400 MVA	2010
SE Baixada Santista – 2º autotransformador 345/230 kV 500 MVA (proveniente de Itapeti)	2009
SE Itapeti (nova) – 2 transformadores 345/88 kV 400 MVA	2010
SE M.Reale – 3º transformador 345/88 kV 400 MVA	2014
SE Norte – 4º transformador 345/88 kV 400 MVA	2011
SE Nordeste – 4º transformador 345/88 kV 400 MVA	2015
Campinas – 5º transformador 345/138 kV 150 MVA	2008
SE M. de Moraes – 2 transformadores 345/138 kV 400 MVA (substituem o existente)	2010
SE Atibaia – implantação (seccionando LT Poços – Mogi 345 kV)	2010
SE Atibaia – 1 transformador 345/138 kV 400 MVA	2010
SE Santa Cabeça – 3º transformador 230/88 kV 60 MVA	2008
SE Botucatu – substituição do transformador 230/138 kV 75 MVA por 1 de 150 MVA	2009
SE Itararé II – 1 transformador 230/138 kV 300 MVA	2009
SE Capão Bonito – 3 transformador 230/138 kV 75 MVA	2009

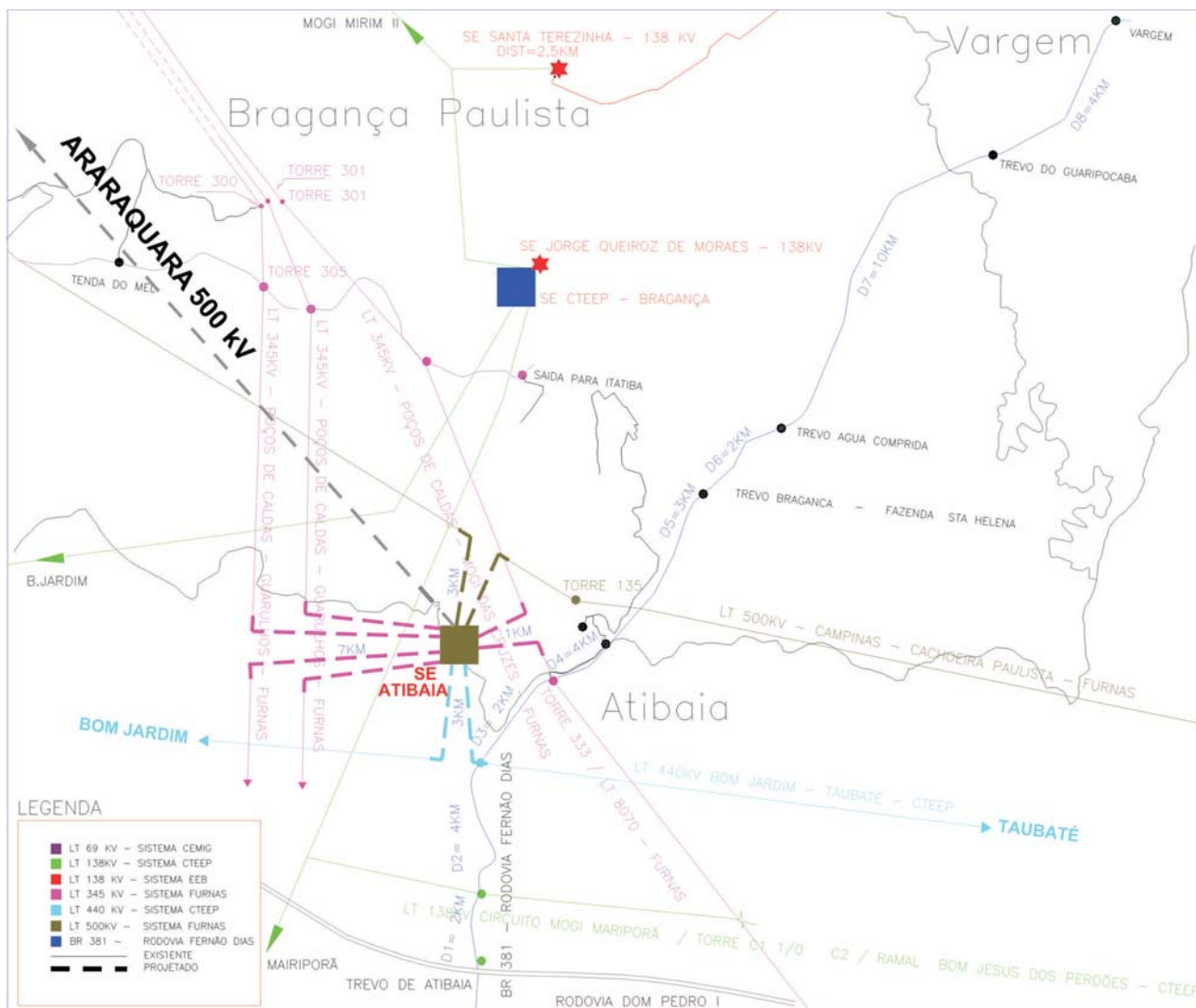
Deste conjunto de obras destaca-se o bloco de linhas de transmissão em 500 kV, previsto para operar em 2009, constituído pelas LTs Marimbondão – Ribeirão Preto, Ribeirão Preto – Poços, Estreito – Ribeirão Preto, o qual, juntamente com a nova SE Ribeirão Preto 500/440 kV, são necessários para atender ao aumento significativo da

previsão de crescimento da carga na região Sudeste. Esse conjunto de instalações, o qual está associado ao terceiro circuito da interligação Norte-Sudeste/Centro Oeste possibilita a melhoria do controle de tensão no estado de São Paulo, particularmente em situações de elevados fluxos importados pela Região Sudeste através desta interligação.

Finalmente, destacam-se a nova SE Atibaia prevista para 2009 (setor de 345 kV) e 2012 (setores de 500, 440 kV e 345 kV), e a conexão 500/440 kV na SE Araraquara (2012), cuja necessidade decorre do aumento da importação dos estados do Acre e Rondônia, a partir da motorização das unidades geradoras das usinas do Rio Madeira.

A seleção do município de Atibaia foi decorrente de sua localização, na região intermediária entre a Grande São Paulo e o Sul de Minas Gerais, cruzado por várias linhas de transmissão nos níveis de 500 kV, 440 kV, e 345 kV, o que torna o local atraente para instalação de uma subestação que interconecte esses sistemas. As linhas de transmissão referidas são: LT 500 kV Campinas – Cachoeira Paulista, LT 440 kV Bom Jardim – Taubaté, LT 345 kV Poços de Caldas – Guarulhos, circuito duplo, e LT 345 kV Poços de Caldas – Mogi das Cruzes.

Figura 22 – Localização da Futura SE Atibaia



As transformações 500/345 kV e 500/440 kV na SE Atibaia proporcionarão conexão bastante próxima ao centro consumidor da Grande São Paulo, além de interconexão entre os sistemas de extra-alta tensão, com notada melhora no perfil de tensão do sistema 440 kV. A presença de pátio 345 kV nesse local também é conveniente para o suprimento ao sistema 138 kV regional (Atibaia e Bragança Paulista).

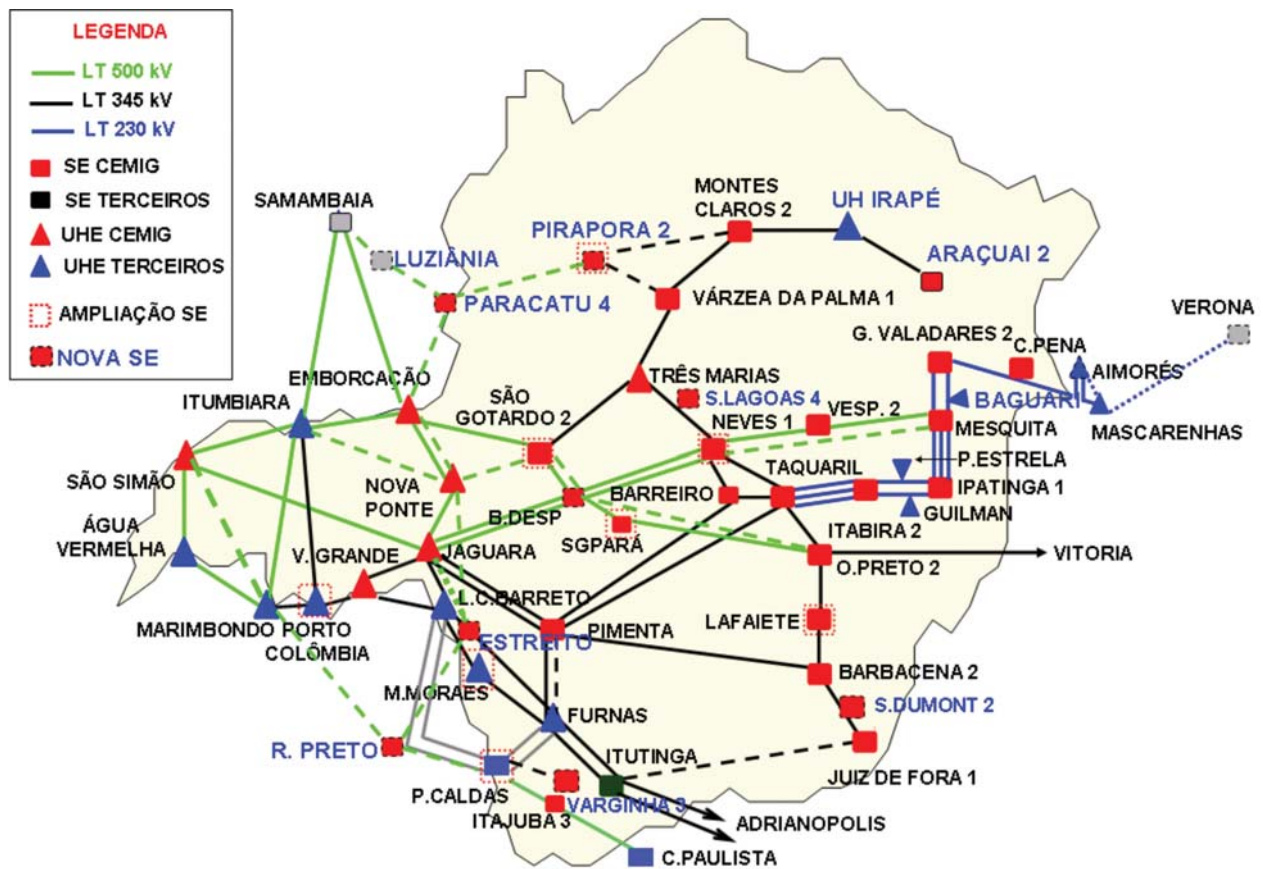
2.4.3.2 Estado de Minas Gerais

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. A Figura 23 mostra a configuração existente da Rede Básica no estado de Minas Gerais.

Figura 23 – Rede Básica no Estado de Minas Gerais



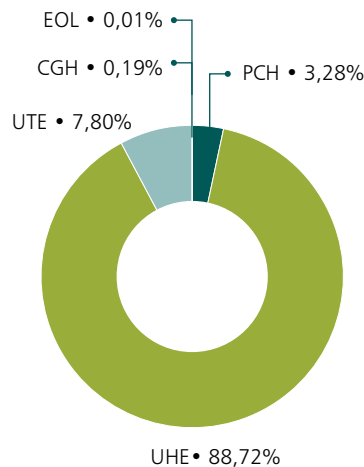
Geração local

O total de empreendimentos de geração atualmente em operação no estado de Minas Gerais é mostrado na Tabela 42 e no Gráfico 36.

Tabela 42- Empreendimentos de Geração em Operação no Estado de Minas Gerais

Tipo	MW
CGH	23
EOL	1
PCH	403
UHE	10.892
UTE	958
Total	12.277

Gráfico 36 - Empreendimentos de Geração em Operação no Estado de Minas Gerais

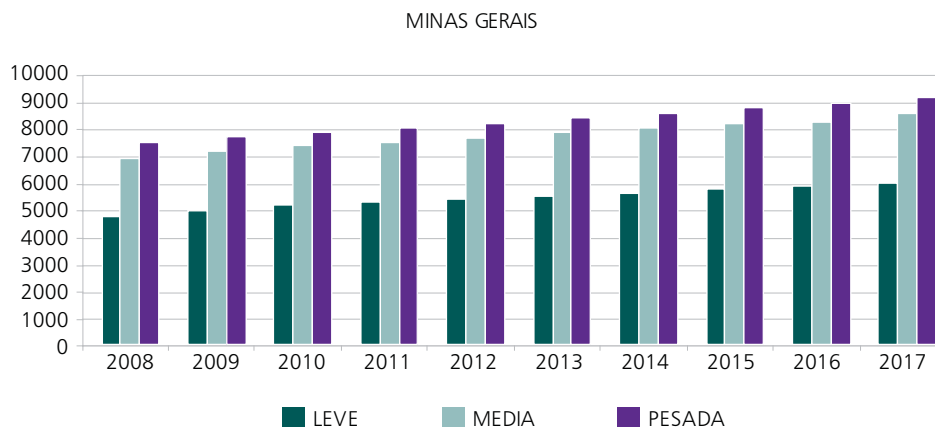


Carga local

O estado de Minas Gerais tem a segunda maior carga do Brasil. Seu valor de ponta representa, em média, cerca de 20% da carga da região Sudeste no período 2008-2017. Esse mercado compreende as áreas de concessão da CEMIG Distribuição, DME - Poços de Caldas, Bragantina e Cataguazes Leopoldina.

A carga apresenta um crescimento médio de cerca de 2,3% ao ano e sua evolução pode ser vista no Gráfico 37 para os três patamares de carga.

Gráfico 37 – Evolução da carga do Estado de Minas Gerais



Os patamares de carga média e leve correspondem a aproximadamente 93% e 65% do patamar de carga pesada, respectivamente. Esses valores, relativamente altos, são devidos à grande participação da carga industrial na composição da carga do Estado.

O estado de Minas Gerais é o segundo maior da região Sudeste, com uma capacidade instalada de cerca de 12.200 MW, que representa em torno de 36% do total desta região.

As usinas consideradas no período 2008-2017 totalizam um adicional de 735 MW a ser conectado aos sistemas distribuição e transmissão da CEMIG, destacando-se as seguintes: Batalha (54 MW), Baú (110 MW), Baguari (140 MW), Murta (120 MW), Retiro (82 MW), Traíra 2 (60 MW), São Miguel (61 MW), além das unidades do PROINFA (108 MW).

Programa de obras

Na Tabela 43 é mostrado o Plano de Obras para o sistema de transmissão no estado de Minas Gerais.

Tabela 43 – Programa de Obras – Minas Gerais	
Descrição da Obra	Data Prevista
SE Araçuaí 2 - 230/138 – 225 MVA	2008
LT 500 kV Emborcação – Nova Ponte – 88 km	2008
LT 500 kV Itumbiara – Nova Ponte – 182 km	2008
LT 500 kV Nova Ponte – Estreito – 147 km	2008
LT 500 kV Nova Ponte – São Gotardo 2 – 198 km	2008
LT 500 kV São Gotardo - Bom Despacho 3 – 93 km	2008
SE Paracatu 4 – 500/138 kV – 2 x 300 MVA	2008
SE Estreito - 500/345 kV – 2x900 MVA	2008
LT 500 kV Neves – Mesquita – 172 km	2008
LT 500 kV Paracatu 4 – Pirapora 2 – 246 km	2008
LT 500 kV Jaguará – Estreito – 53 km	2008
LT 345 kV Furnas – Pimenta – 67 km	2009
SE Pirapora 2 - 500/345 kV, 1050 MVA e 345/138 kV, 2x300 MVA (reforço Região Norte)	2009
LT 500 kV São Simão - Marimbondo – 216 km	2009
Ampliação da SE Barreiro – 345/138 kV – 4 x 225 MVA	2009
SE Jaguará - substituição disjuntores 345 kV	2009
SE São Gonçalo do Pará - 500/138 kV – 300 MVA	2009
Ampliação da SE Lafaiete – 345/138 – 150 MVA	2009
SE Poços de Caldas – 345/138 kV 225 MVA	2009
SE Mascarenhas de Moraes – 345/138 kV – 400 MVA	2009
LT 500 kV Bom Despacho 3 – Ouro Preto 2 – 180 km	2010
SE Governador Valadares 5 (230- 13,8 kV – 2 x 33,2 MVA)	2010
SE Mascarenhas de Moraes – 345/138 kV – 400 MVA	2010
SE Santos Dumont 345/138 kV – implantação (seccionando LT Barbacena –Juiz de Fora	2010
SE Santos Dumont – 345/138 kV 375 MVA	2010
SE Padre Fialho 345/138 kV – implantação (seccionando LT Ouro Preto-Vitória)	2010
SE Padre Fialho Transformador 345/138 kV – 150 MVA	2010
SE Padre Fialho Transformador defasador 138/138 kV 150 – 150 MVA	2010
Recapacitação da LT 345 kV Três Marias-Neves 1 – 226 km	2010
Recapacitação da LT 345 kV Barreiro-Neves 1 – 32 km	2010
SE Sete Lagoas 4 – 345/138 kV – 2 x 150 MVA	2011
Ampliação da SE Pimenta – 345/138 -150 MVA	2012
Introdução da transformação – 345/138 kV – 225 MVA – SE São Gotardo 2	2012
LT 345 kV Pirapora 2 – Montes Claros 2, 145 km	2012
SE Varginha 3 – 345/138 kV – 2 x 150 MVA	2013
LT 345 kV Poços de Caldas – Varginha 3 – 140 km	2013
Ampliação da SE Neves 1– 500-138 – 300 MVA	2015

Desta relação de obras, destaca-se o conjunto de cinco linhas de transmissão em 500 kV, previsto para 2008, constituído pelas LTs Emborcação – Nova Ponte, Itumbiara – Nova Ponte, Nova Ponte – Estreito, Nova Ponte – São Gotardo 2, São Gotardo 2 – Bom Despacho 3, já licitadas, juntamente com a nova SE Estreito 500/345 kV. Esse conjunto de instalações está associado à implantação do terceiro circuito da interligação Norte – Sudeste/Centro Oeste, sendo necessário para escoar o aumento no fluxo para a região Sudeste.

Destaca-se ainda a construção da LT 500 kV Neves – Mesquita, já licitada, necessária para o atendimento à área Leste de Minas Gerais e o Espírito Santo. Para 2008, está prevista a LT 500 kV Paracatu 4 – Pirapora 2, que,

juntamente com a SE Pirapora 2 (500/345 kV e 345/138 kV) e a LT 345 Pirapora 2 – Várzea da Palma 1, são necessárias para o devido atendimento da área Norte, possibilitando o atendimento do critério N-1, além de aliviar os níveis elevados de carregamento da SE Várzea da Palma. Para 2010 está prevista a LT 500 kV Bom Despacho 3 – Ouro Preto 2, que tem por objetivo solucionar as restrições de atendimento quando em contingências no eixo 500 kV Bom Despacho 3 – São Gonçalo do Pará – Ouro Preto 2.

Para o sistema CEMIG foram consideradas as implantações das seguintes subestações:

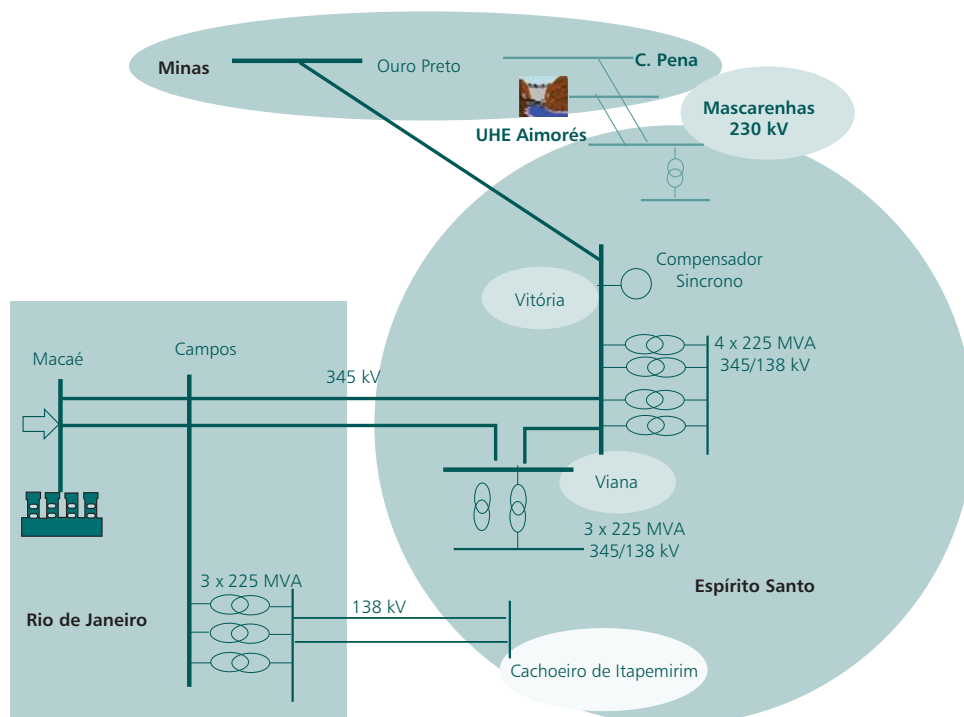
- SE Araçuaí 2 230 kV prevista para 2008, e que tem por objetivo atender ao sistema de distribuição das regiões de Araçuaí, Padre Paraíso e Jequitinhonha.
- SE Paracatu 4 500 kV prevista para 2008, em função do esgotamento do sistema de distribuição da região Noroeste de Minas Gerais.
- SE Pirapora 2 500 kV prevista para 2009, conforme acima citado /345 kV e 345/138 kV.
- SE Sete Lagoas 4 345 kV, prevista para 2011, para atender ao crescimento de mercado da região Central.
- SE São Gotardo 2 345 kV, prevista para 2012, para atender ao crescimento de mercado da região de Patos
- SE Varginha 3 345 kV, prevista para 2013, para atender ao crescimento de mercado da região de Alfenas/Varginha/Três Corações.

2.4.3.3 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.

Figura 24 - Pontos de Suprimento ao estado



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).

A ECELSEA 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 indicada na cor branca (centro-norte do Estado) no mapa da Figura 25 representa a área de concessão da Empresa Luz e Força Santa Maria - ELFSM, que é suprida pela ECELSEA por uma conexão em 138 kV, na SD São Gabriel, e duas conexões em 69 kV, nas SDs Duas Vendinhas e São Roque.

Figura 25 – Mapa do Espírito Santo com Divisão em Regiões de Atendimento das Empresas



Outra interligação da ECELSEA com a Rede Básica é através do sistema de transmissão em 230 kV que interliga as SEs Mascarenhas (ECELSEA), 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.

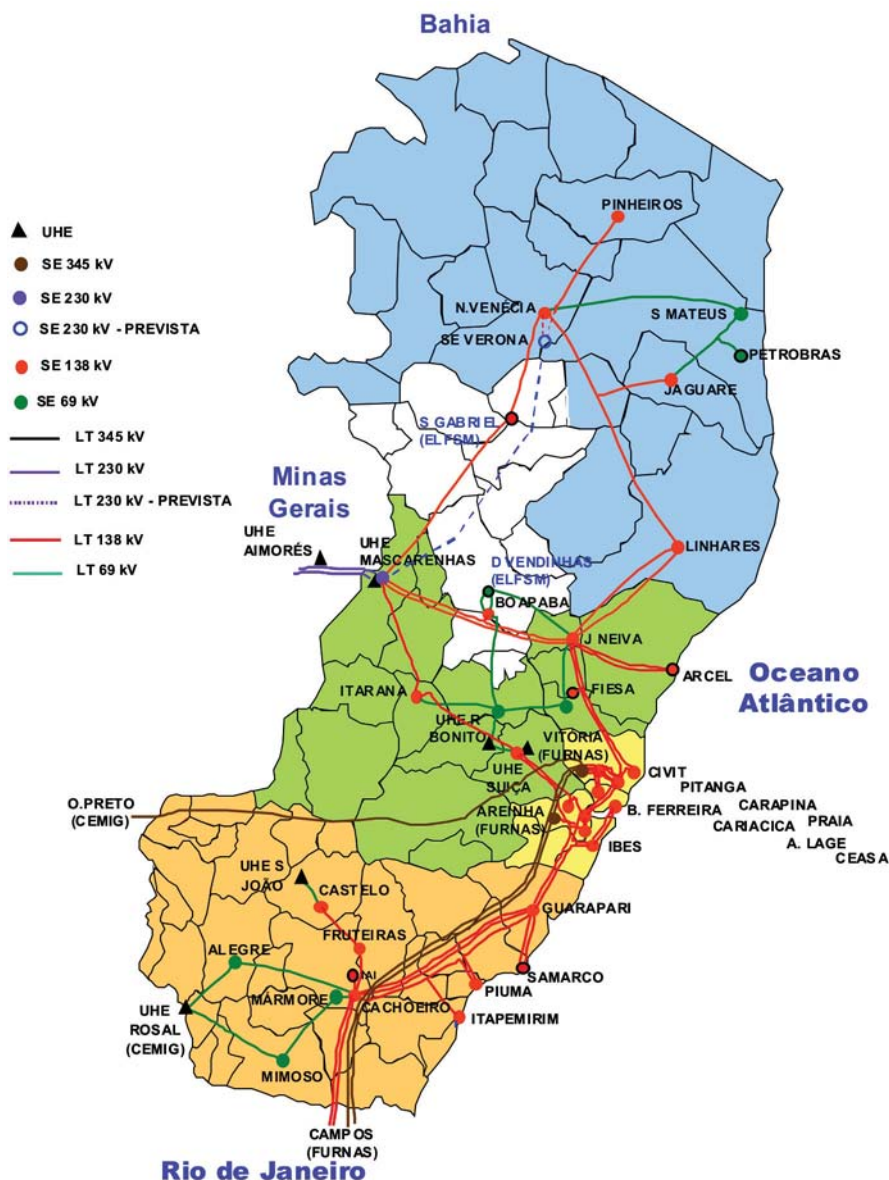
Outro ponto de suprimento ao estado do Espírito Santo é feito pelo sistema de distribuição em 138 kV, circuito duplo, que interliga as SEs Campos (FURNAS), no norte do estado do Rio de Janeiro, e Cachoeiro do Itapemirim, na região sul do Estado.

A Figura 26 apresenta a configuração do sistema elétrico de suprimento ao Espírito Santo, para o ano 2007, indicando o sistema de transmissão pertencente à Rede Básica, com indicação da SE Verona 150 MVA – 230/138 kV e a linha de suprimento à subestação, e o sistema de distribuição da ECELSEA nas tensões de 138 kV e 69 kV.

Para o atendimento ao Estado foram instaladas em 2005 e 2006 as seguintes obras:

- LT Vitória - Ouro Preto, 383 km (03/2005);
- Implantação provisória do quinto banco de transformadores de 225 MVA na SE Vitória com unidades reservas de bancos já existentes (05 /2005);
- Banco de reatores de barra, 345 kV, 60 Mvar, na SE Vitória (09 /2005);
- SE Viana, (FURNAS) 2x225 MVA – 345/138 kV, seccionando uma das linhas 345 kV Campos – Vitória, criando novo ponto de interligação da ECELSEA com a Rede Básica.

Figura 26 – Sistema de suprimento ao Estado do Espírito Santo



Geração local

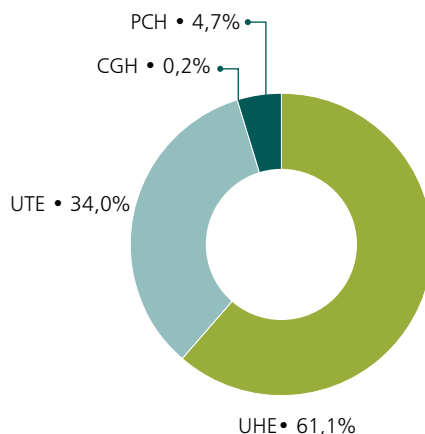
O Espírito Santo tem cerca de 1000 MW de potência instalada, o que representa cerca de 3% do total da região Sudeste. Grande parte dessa geração é de auto produtores e, em geral, não representada nos casos de fluxo de potência.

O total de empreendimentos de geração atualmente em operação no estado do Espírito Santo é mostrado na Tabela 44 e no Gráfico 38.

Tabela 44 - Empreendimentos de Geração em Operação no Estado do Espírito Santo

Tipo	MW
CGH	2
PCH	49
UHE	637
UTE	355
Total	1.043

Gráfico 38 - Empreendimentos de Geração em Operação no Estado do Espírito Santo

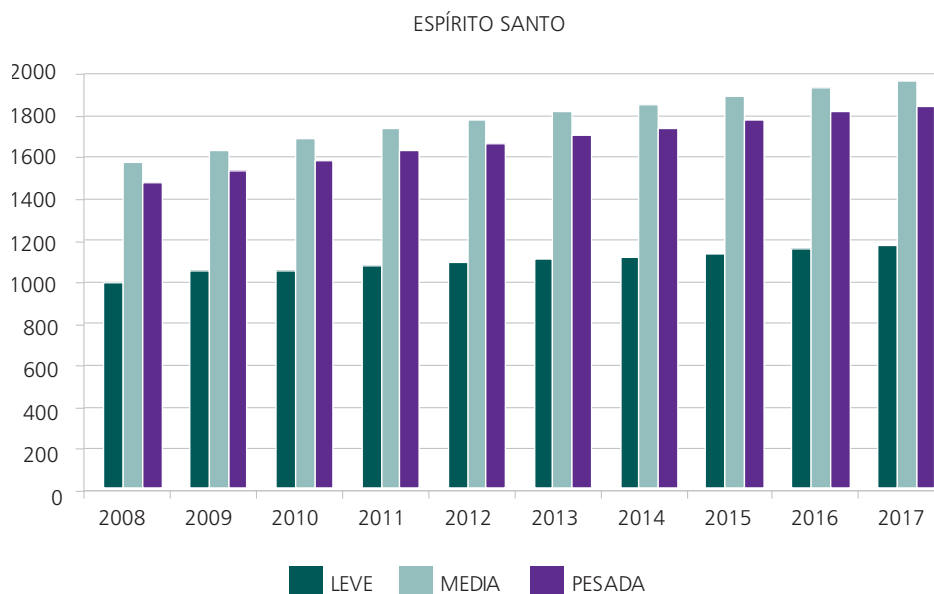


Constata-se que, em média, mantém-se cerca de 20 % da demanda máxima do Estado sendo suprida por geração local ao longo do período 2008-2017, sendo os restantes 80 % importados dos estados do Rio de Janeiro e Minas Gerais.

Carga local

A carga do estado do Espírito Santo representa, em média, cerca de 4% do total da região Sudeste no período 2008-2017. A evolução desta carga apresenta um crescimento médio anual de 2,6%, sendo ilustrada no Gráfico 39 para os três patamares de carga.

Gráfico 39 – Evolução da carga do Estado do Espírito Santo



Programa de obras

As principais obras da Rede Básica previstas para a área da ESCELSA no período 2008/2017 são apresentadas na Tabela 45 a seguir:

Tabela 45 – Programa de Obras – Espírito Santo

Descrição da Obra	Data Prevista
LT 230 kV Mascarenhas – Verona, 107 km, 636 MCM CS	2008
SE Verona 150 MVA – 230/138 kV	2008

A LT 230 kV Mascarenhas – Verona e a SE Verona 150 MVA – 230/138 kV foram recomendadas como solução estrutural para o adequado atendimento elétrico à área norte do Espírito Santo.

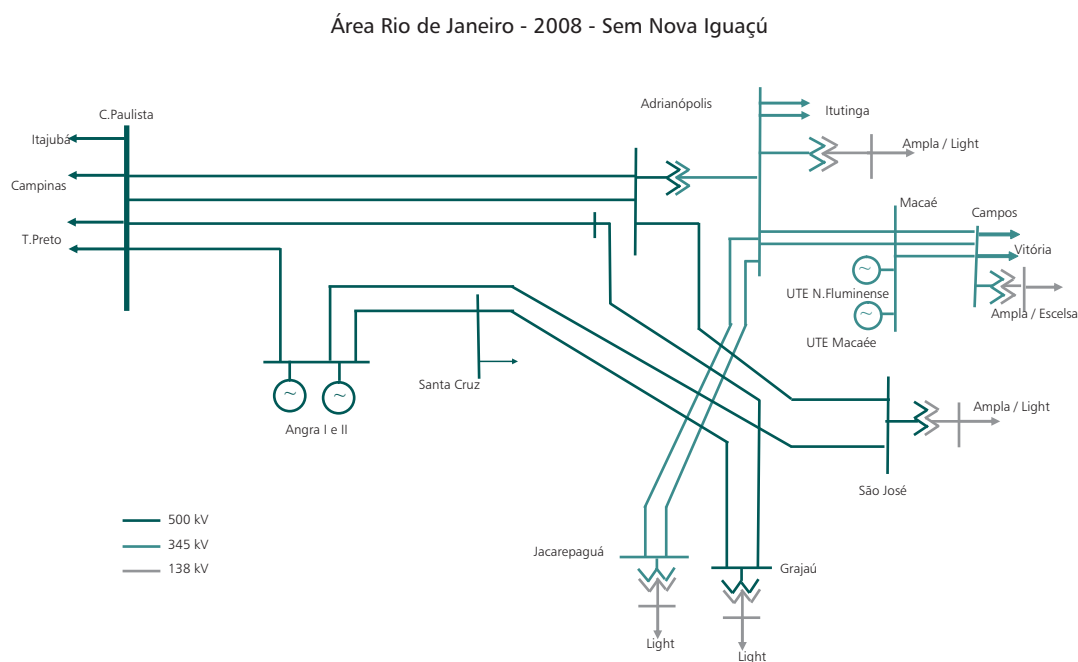
2.4.3.4 Estado do Rio de Janeiro

Sistema Elétrico

A Figura 27 mostra a Rede Básica do estado do Rio de Janeiro e a Figura 28 ilustra os pontos de suprimento da área Rio/Espírito Santo.

Conforme ilustrado nessas figuras, a parte da 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.

Figura 27 – Rede Básica atual no Estado do Rio de Janeiro



Estes dois Estados, em conjunto com a área de concessão da CFLCL, 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.

Figura 28 – Sistema supridor da área Rio/Espírito Santo



As transformações para atendimento ao Rio de Janeiro apresentam superação da capacidade de atendimento no médio prazo, conforme já constatado nos últimos Planos Decenais.

Em 2007 foi concluído o estudo “Estudo de Suprimento à Área Rio de Janeiro - Parte I Análise do Acesso de Agentes à Rede Básica” coordenado pela EPE, onde foi recomendado que o suprimento aos agentes CSA, Valesul e Gerdau seja no nível de 500 kV na subestação que será implantada na Zona Oeste do Rio de Janeiro – SE Santa Cruz (500 kV), para disponibilizar a geração da UTE Atlântico ao Sistema Interligado. Esta nova subestação de 500 kV secciona a LT 500 kV Angra – Grajaú de FURNAS.

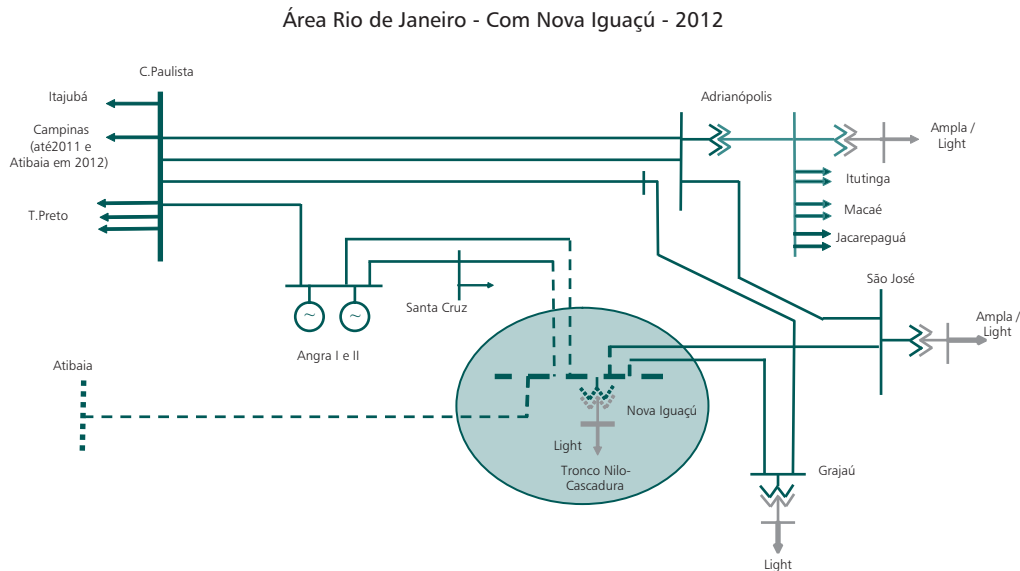
A necessidade de um novo ponto de suprimento para o Rio de Janeiro já havia sido apontada no planejamento de longo prazo da região, e o município de Nova Iguaçu apresenta-se como um ponto atrativo, dadas as seguintes características:

- A subestação considerada está situada em local estratégico próximo ao principal tronco de transmissão de 138 kV da LIGHT, Nilo Peçanha – Cascadura;
- Os circuitos em 500 kV de Angra dos Reis para o Rio de Janeiro (Angra – São José e Angra - Grajaú), além da LT 500 kV Cachoeira Paulista – Adrianópolis - Grajaú e os dois circuitos em 345 kV de Adrianópolis até Jacarepaguá passam próximos à região escolhida para a subestação;
- A região de Nova Iguaçu, junto com os municípios vizinhos, é um polo de carga significativo.

Desta forma, foi considerada referencialmente neste ciclo a subestação de Nova Iguaçu como um novo terminal para atendimento à área Rio de Janeiro e como parte dos reforços necessários na região Sudeste devido ao aumento das interligações com as regiões Acre/Rondônia (2012) e Norte (2015). Esta SE está sendo reavaliada em um grupo específico de atendimento aos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo coordenado pela EPE.

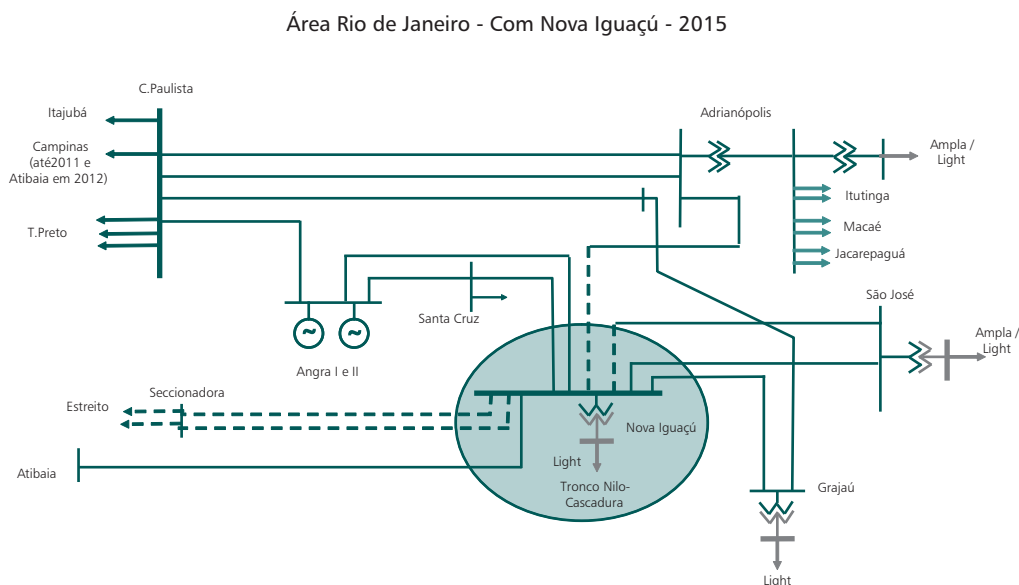
A Figura 29 apresenta de forma esquemática a configuração da região com a inclusão da SE Nova Iguaçu, que no ano de entrada secciona os circuitos em 500 kV Santa Cruz-Grajaú e Angra-São José, além de receber um novo circuito em 500 kV vindo da SE Atibaia, descrita no item 2.4.3.1, em São Paulo.

Figura 29 – Rede de 500 kV do Rio de Janeiro com as SE Santa Cruz (2008) e Nova Iguaçu (2012)



A partir de 2015, com o aumento do fluxo para esta região, a LT Adrianópolis - São José é seccionada em Nova Iguaçu, além de receber mais duas linhas em 500 kV provenientes da SE Estreito 500 kV. Devido à distância desta última (560 km), foi considerada uma subestação seccionadora no meio da linha. A configuração da SE Nova Iguaçu no final do decênio é mostrada na Figura 30.

Figura 30 – Rede de 500 kV do Rio de Janeiro com a SE Nova Iguaçu – 2015 - 2017



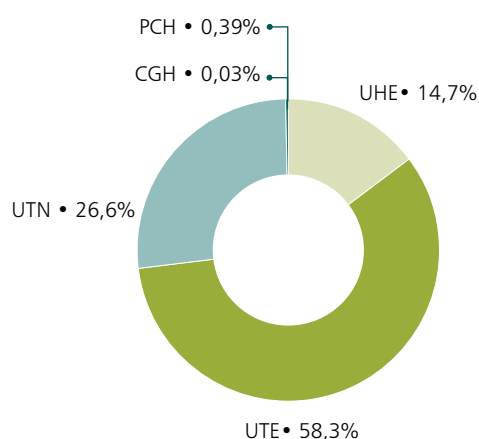
Geração local

O estado do Rio de Janeiro tem uma potência instalada de cerca de 7.500 MW, dos quais 85% são usinas termelétricas (nucleares, gás e óleo).

O total de empreendimentos de geração atualmente em operação no estado do Rio de Janeiro é mostrado na Tabela 46 e no Gráfico 40.

Tabela 46 - Empreendimentos de Geração em Operação no Estado do Rio de Janeiro	
Tipo	MW
CGH	2
PCH	29
UHE	1.109,7
UTE	4.404
UTN	2.007
Total	7.552

Gráfico 40 - Empreendimentos de Geração em Operação no Estado do Rio de Janeiro



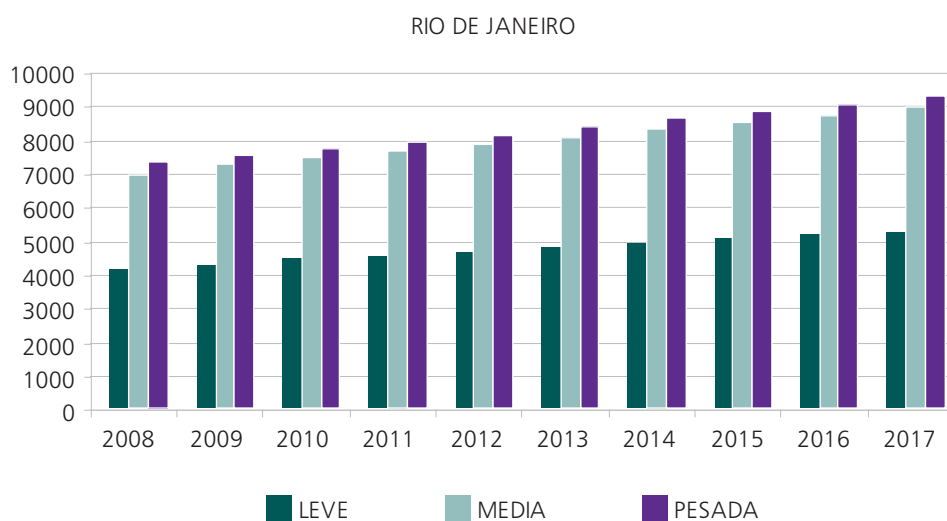
Com relação ao parque gerador da região cabem as seguintes observações:

- FURNAS comissionou duas unidades a gás, elevando em 350 MW os 600 MW já instalados na UTE Santa Cruz integrada à SE Santa Cruz. Associada a essa ampliação está o recondutoramento de Santa Cruz – Palmares, circuitos I e II e Santa Cruz – Tap Zin, circuitos I e II.
- UTE Macaé Merchant e Norte Fluminense (totalizando 1650 MW) - integrada à rede de 345 kV através do seccionamento das LTs Adrianópolis – Campos na SE Macaé, em operação;
- UTE Termorio – já conectada à SE São José 138 kV (FURNAS) com 615 MW instalados.
- UTE CSA (totalizando 430 MW) integrada à rede de 500 kV através do seccionamento da LT Angra-Grajau na SE Santa Cruz, prevista para 2008
- UNE Angra III - considerada no plano de geração de referência em 2014.

Carga local

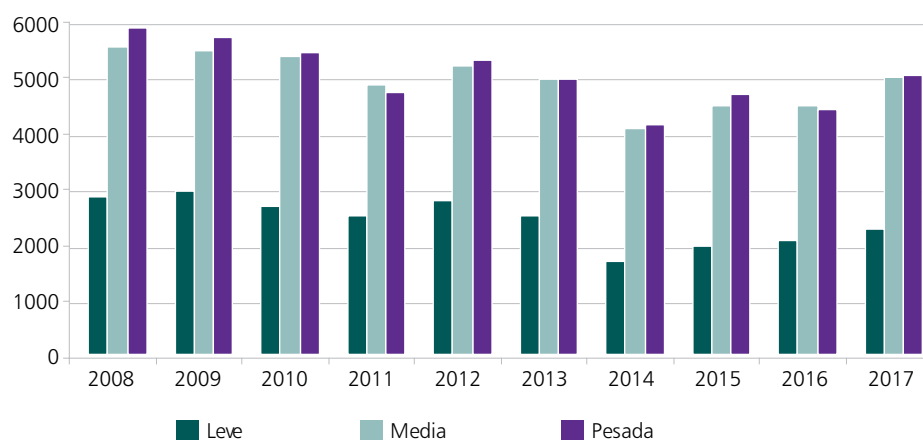
O estado do Rio de Janeiro é importador de energia elétrica e sua carga representa, em média, cerca de 20% do total da Região Sudeste no período 2007-2016. Esta carga apresenta um crescimento anual médio de 2,5% e sua evolução é reproduzida no Gráfico 41 para os três patamares.

Gráfico 41 – Evolução da carga do Estado do Rio de Janeiro



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 de Janeiro / Espírito Santo. Os totais importados pela área Rio/Espírito Santo ao longo deste ciclo para os três patamares de carga são mostrados no Gráfico 42.

Gráfico 42 – Fluxo para a área Rio de Janeiro/Espírito Santo



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.

Tabela 47– Programa de Obras – Rio de Janeiro

Descrição da Obra	Data Prevista
SE Santa Cruz 500 kV – implantação (seccionando LT Angra - Grajau 500 kV)	2008
SE Nova Iguaçu 500/138 kV – implantação (seccionando as LT Angra – São José e Santa Cruz -Grajau 500 kV)	2012
SE Nova Iguaçu – 3 transformadores 500/138 kV 600 MVA	2010

2.4.3.5 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.

Área São Paulo - Recomendam-se estudos específicos, no âmbito do GET/SP, para:

- Avaliar a necessidade da reconversão da LT 440 kV Santo Ângelo-Taubaté, atualmente operando em 500 kV (estudo em andamento);
- Avaliar, juntamente com a ELETROPAULO, a necessidade de se instalar o 3º circuito da LT subterrânea Norte – M. Reale 345 kV, a partir de 2015;
- Eliminar as sobrecargas nos bancos remanescentes 345-88 kV, 400 MVA, quando perdemos uma de suas unidades, nas seguintes subestações: M. Fornasaro, Leste, Ramon Reberte Fº e Bandeirantes;
- Eliminar as sobrecargas no transformador remanescente da SE Chavantes, 230-88 kV, 40 MVA, em todo decênio, na perda de uma de suas unidades;
- Eliminar as sobrecargas nos bancos remanescentes da SE Aparecida, 230-88 kV, 60 MVA, em todo decênio, na perda de uma de suas unidades;
- Trocar os TCs que limitam a capacidade das LTs 230 kV Piraju – Jurumirim e Botucatu – Capão Bonito.]
- Reavaliar o sistema em 440 kV da Região do Pontal do Paranapanema contemplando o cenário com a futura integração de usinas térmicas a biomassa no estado de Mato Grosso do Sul.

Área Rio de Janeiro/ Espírito Santo - Recomendam-se estudos conjuntos no âmbito do GET-SE/CO e empresas envolvidas para:

- Solucionar sobrecarga nos troncos Santa Cruz – Jacarepaguá, Funil – Saudade e Cachoeira Paulista – Funil – Volta Redonda.
- Solucionar sobrecarga no tronco Fontes Nova / Nilo Peçanha – Cascadura no final do período, após a entrada em operação do terminal Nova Iguaçu e das usinas do Madeira e Belo Monte, verificadas com despacho máximo e mínimo na UTE Eletrobolt;
- Avaliar soluções para problemas de tensão na Região dos Lagos;
- Avaliar solução para o suprimento à área de Resende;
- Avaliar o impacto nos níveis de curto-circuito das regiões de Italva, Campos e Lagos, após a entrada em operação das usinas de Cambuci, Barra do Pomba e Simplício.
- Está em andamento um estudo de suprimento à área Rio de Janeiro/Espírito Santo.

Área Minas Gerais - Reavaliar as seguintes obras adotadas referencialmente nesse ciclo:

- Avaliação das construções das SE Sete Lagoas 4 e Varginha 3;
- Estudos conjuntos entre a Cemig GT e Cemig D, afim de sanar restrições causadas por contingências no sistema de Rede Básica e repercussão no sistema de distribuição, com destaque para a LT 138 kV Barreiro 1 – Nova Lima 1, que apresenta sobrecargas frente a diversas contingências em LT de Rede Básica, sobretudo aquelas de suprimento à região Mantiqueira;
- Avaliação da instalação de transformação 345/138 kV, na SE São Gotardo 2, para melhoria do atendimento à região de Patos de Minas.

2.4.4 Região Centro-Oeste e estados do Acre e Rondônia

A região Centro-Oeste, constituída pelos estados de Goiás, Mato Grosso e do Distrito Federal, atende cerca de 6% da carga do Sistema Interligado Nacional. A partir de 2009 os estados, hoje isolados, do Acre e Rondônia serão interligados ao Mato Grosso, passando a compor o SIN.

A Figura 19 mostra esquematicamente o diagrama elétrico dessa região.

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.

Figura 31 – Diagrama esquemático da região Centro-Oeste



Fonte: elaborado a partir de mapa ONS

Geração Regional

O sistema Centro Oeste possui uma capacidade instalada da ordem de 8.100 MW, distribuídos nos estados da região, sendo 6300 MW de usinas hidrelétricas (78%) e 1800 MW de térmicas (22%).

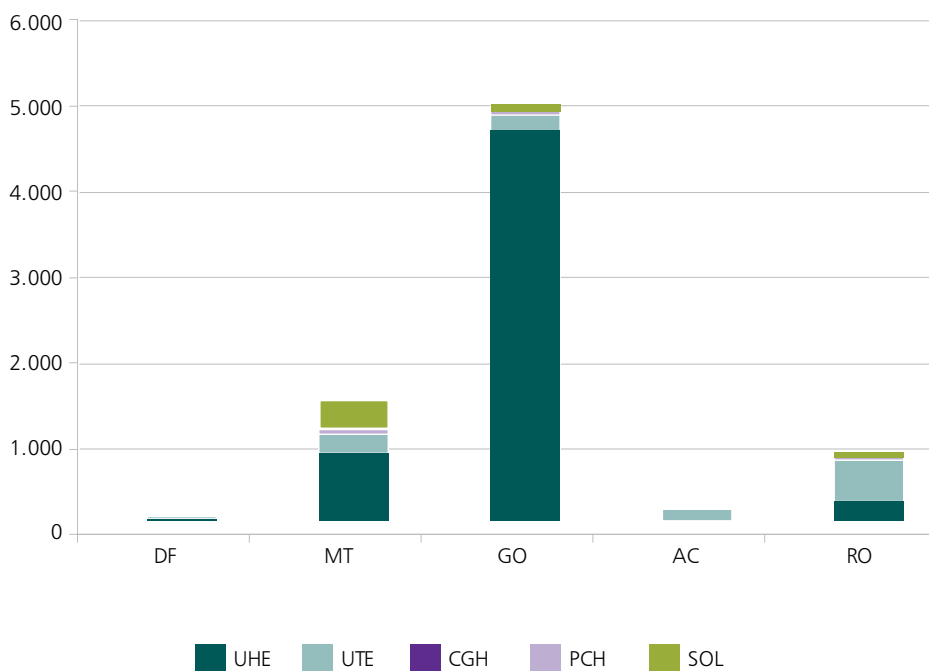
A Tabela 48 apresenta a composição da geração atual da região Centro Oeste por tipo de fonte.

Tabela 48 – Composição da geração atual - Região Centro Oeste

Empreendimentos em Operação			
Tipo	Quantidade	Potência (MW)	%
CGH	29	13,2	0,2
SOL	1	0,02	0,0
PCH	55	496,1	6,1
55	21	5.868,0	72,2
UHE	122	1.748,4	21,5
UTE	228	8.125,7	100,00
Total	228	8.125,7	100,00

O Gráfico 43 ilustra a composição atual das fontes de geração elétrica de cada estado.

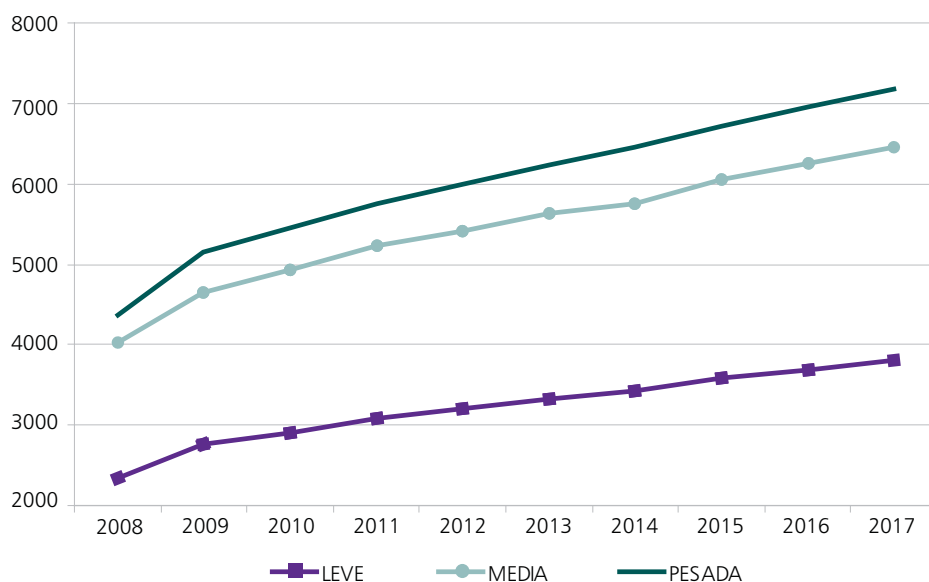
Gráfico 43 – Composição da geração da região Centro Oeste por estado



Carga Regional

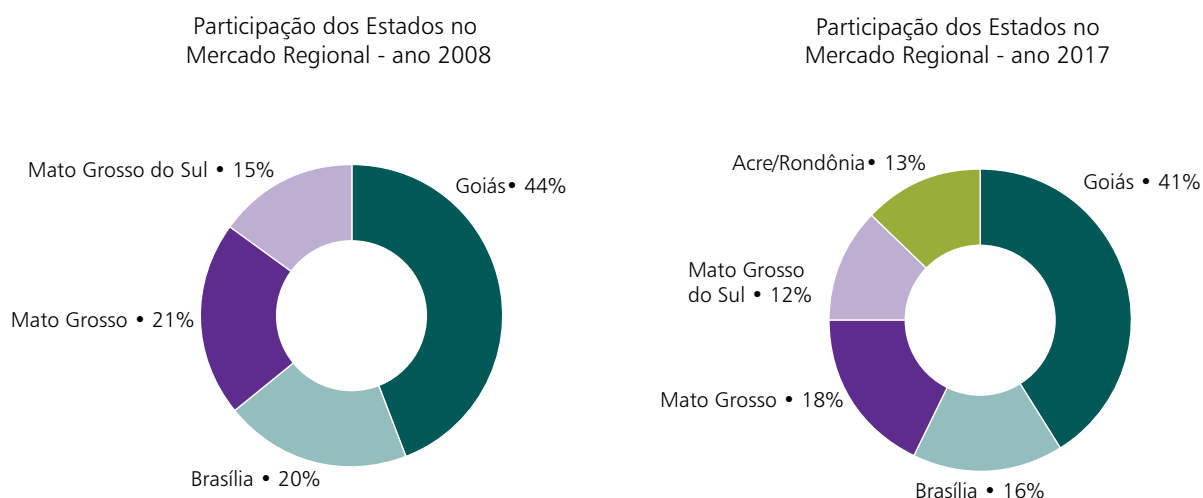
As projeções dos patamares de carga pesada, média e leve utilizadas neste ciclo de planejamento estão mostradas no Gráfico 44.

Gráfico 44 – Evolução da carga da Região Centro Oeste e Acre Rondônia



A participação dos estados na carga global da região Centro Oeste e dos estados do Acre e Rondônia confere ao estado de Goiás a maior participação conforme mostrado no Gráfico 45. Essa liderança permanece ao longo do decênio, sendo que a partir de 2009 esta porcentagem é reduzida devido à entrada dos estados do Acre e Rondônia que passam a compor esta região.

Gráfico 45 – Participação dos estados na carga da região Centro Oeste - 2008 e 2017



2.4.4.1 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.

Entrou em operação em 2006 a SE Pirineus 230/138 kV, seccionando a LT 230 kV de FURNAS Brasília Geral-Xavantes.

Geração local

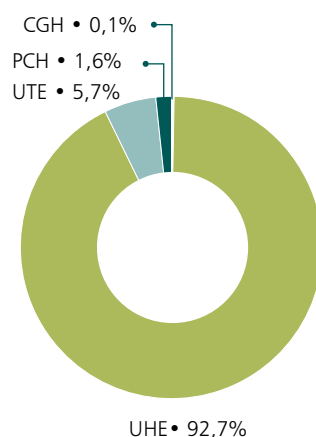
O estado de Goiás e o Distrito Federal têm uma potência instalada de cerca de 4900 MW, que representam cerca de 12% da potência da região Centro - Oeste. No decênio está previsto um aumento de cerca de 30% desta capacidade com a entrada das usinas de Corumbá III, Olhos D'água, Serra do Facão, Barra do Coqueiro, Porto Galeano, Tucano, Espora, Foz do Rio Claro, Caçu e Maranhão.

O total de empreendimentos de geração atualmente em operação no estado de Goiás e Distrito Federal é mostrado na Tabela 49 e no Gráfico 46.

Tabela 49 - Empreendimentos de Geração em Operação no Estado de Goiás e Distrito Federal

Tipo	MW
CGH	4
PCH	83
UHE	4.855
UTE	298
Total	5.240

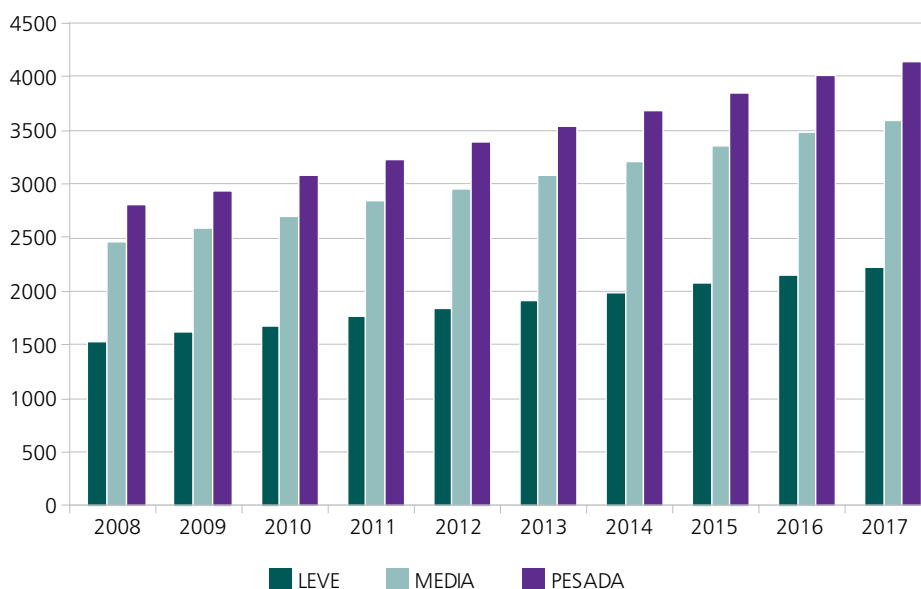
Gráfico 46 - Empreendimentos de Geração em Operação no Estado de Goiás e Distrito Federal



Carga local

A carga do estado de Goiás e do Distrito Federal representa, em média, mais de 65% do total da região Centro Oeste no período 2008-2017. A evolução desta carga apresenta um crescimento médio anual de 4,3% e é reproduzida no Gráfico 47 para os três patamares de carga.

Gráfico 47 – Evolução da carga do Estado de Goiás e do Distrito Federal



Programa de obras

Na Tabela 50 é apresentado o plano de obras para o sistema de transmissão nos estados de Goiás e Distrito Federal.

Tabela 50 – Programa de Obras – Goiás e Distrito Federal

Descrição da Obra	Data Prevista
Implantação da SE Carajás 230/138 kV 225 MVA	2008
LT 230 kV Anhanguera- Carajás , 2 km	2008
Seccionamento da LT Brasília Geral – Pirineus – Xavantes 230 kV 167 km em Brasília Sul resultando nos trechos de LT Brasília Geral – Brasília Sul II 13 km e LT Brasília Sul – Pirineus – Xavantes 154 km	2008
Compensação série no tronco de 230 kV Rio Verde-Itumbiara	2008
Seccionamento da LT Brasília Geral – Pirineus – Xavantes 230 kV 167 km em Brasília Sul resultando nos trechos de LT Brasília Geral – Brasília Sul II 13 km e LT Brasília Sul – Pirineus – Xavantes 154 km	2009
Terceiro banco 230/69 kV 50 MVA na SE Planalto	2009
Substituição dos dois Transformadores 230/34,5 kV de 30 por 60 MVA – na SE Brasília Geral	2009
Nova SE Parecis 230 /138 kV – 1º ATF 4 x 33 MVA	2009
Setor de 138 kV e instalação de um banco de transformadores 345/138 kV – 150 MVA na SE Corumbá	2010
3º banco de transformadores de 345/230 kV, 225 MVA, na SE Bandeirante	2010
5º banco de transformadores de 500/345 kV, 1050 MVA, na SE Samambaia	2010
Banco de capacitores, 150 Mvar, em Samambaia 345 kV	2010
Reator de linha manobrável, 500 kV 73 Mvar, SE Serra da Mesa	2010
2º banco de transformadores de 230/138 kV, 225 MVA, na SE Carajás	2010
2º banco de transformadores de 230/138 kV, 150 MVA, na SE Firminópolis	2011
1º banco de transformadores de 230/138 kV 150 MVA, na SE Flores de Goiás	2010
2º e 3º banco de transformadores de 230/138 kV, 100 MVA, na SE Parecis	2010
2º banco de transformadores de 230/138 kV, 225 MVA, na SE Pirineus	2010
LT 230 kV Carajás – Firminópolis, 116 km	2010
LT 230 kV Serra da Mesa-Flores de Goiás, 176 km	2010

Destaca-se neste conjunto de obras a entrada da SE Carajás que será um novo ponto de suprimento à região da grande Goiânia.

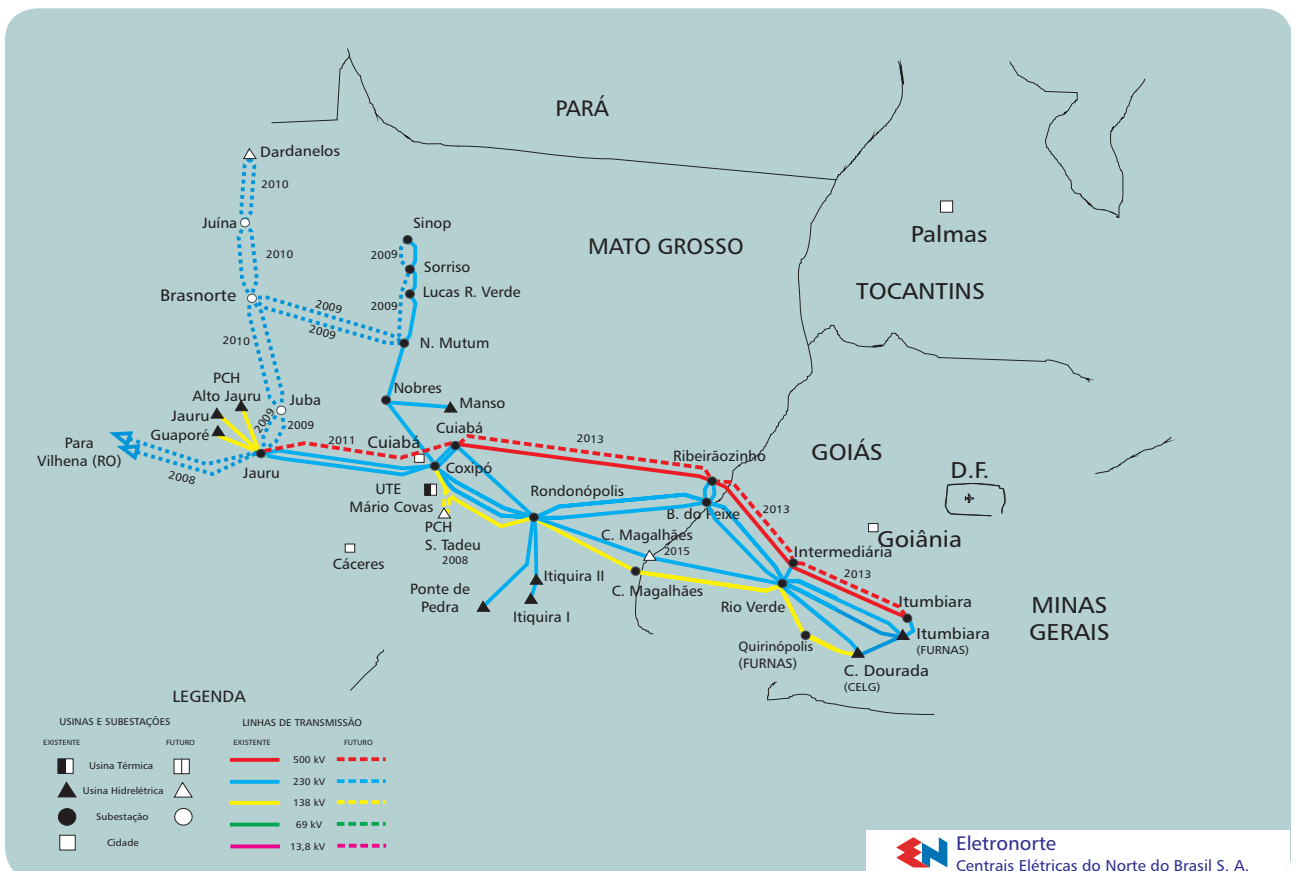
Entraram em operação em 2008 as LT 500 kV Serra da Mesa 2 – Luziânia, Luziânia – Samambaia e Luziânia – Emborcação, como parte dos reforços associados ao terceiro circuito da interligação Norte-Sudeste/Centro-Oeste.

2.4.4.2 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, mostrada na Figura 32, 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.

Figura 32 – Rede Básica no Estado de Mato Grosso



O estado de Mato Grosso foi importador de energia elétrica durante muitos anos. Atualmente, 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 1700 MW. Com este montante de geração o estado passou a ter excedentes de geração tornando-se exportador de energia elétrica.

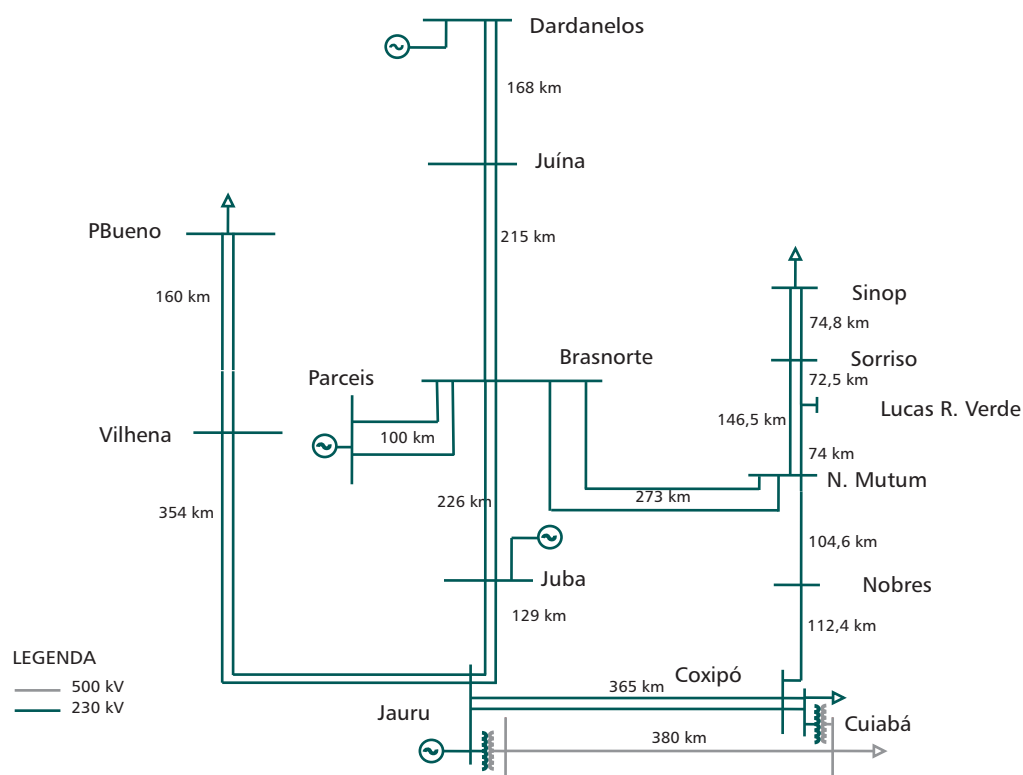
O escoamento do excedente de energia do estado de Mato Grosso em direção à região Sudeste é feito, atualmente, através de três linhas em 230 kV perfazendo um total de 1.634 km, uma em 138 kV e um circuito em 500 kV entre a SE Cuiabá (MT) e a SE Itumbiara (GO). Para atender as cargas da região norte do 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 seccionamento na SE Nobres (ELETRONORTE) onde está conectada à UHE Manso (FURNAS), e por derivação em tapes as subestações de Nova Mutum, Lucas do Rio Verde e Sorriso. A partir da SE Sinop o atendimento às regiões de Colíder, Matupá e Alta Floresta (CEMAT) é feito através de 138 kV.

Foi licitado, em novembro de 2006, o conjunto de linhas em 230 kV que formam a interligação Mato Grosso/Acre - Rondônia, representada neste ciclo a partir de 2009.

Até 2008 a potência instalada tem um aumento de 440 MW com a entrada de 20 PCHs. Para a integração deste montante foi licitado em novembro de 2006 um conjunto de linhas e subestações indicados para o escoamento desta geração.

Nos anos subsequentes, com a entrada de novas PCHs e AHEs a potência instalada em Mato Grosso tem um novo aumento de 414 MW. O conjunto de obras para comportar um aumento de cerca de 1000 MW na oferta é mostrado na Figura 33.

Figura 33 – Sistema de Mato Grosso



Geração local

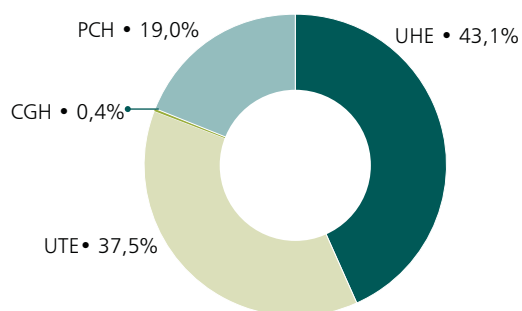
O estado do Mato Grosso tem uma potência instalada de cerca de 1800 MW, que corresponde a 23% da potência da região Centro-Oeste. No período 2008-2017 está previsto um aumento expressivo desta capacidade com a entrada das usinas de Torixoreu, Água Limpa, Toricoejo, Cachoeirão, Juruena, Dardanelos e usinas do rio Teles Pires, totalizando um aumento de 4870 MW, sem contar com o expressivo aumento previsto em PCHs

O total de empreendimentos de geração atualmente em operação no estado de Mato Grosso é mostrado na Tabela 51 e no Gráfico 48.

Tabela 51 - Empreendimentos de Geração em Operação no Estado de Mato Grosso

Tipo	MW
CGH	8
PCH	351
UHE	796
UTE	693
Total	1.848

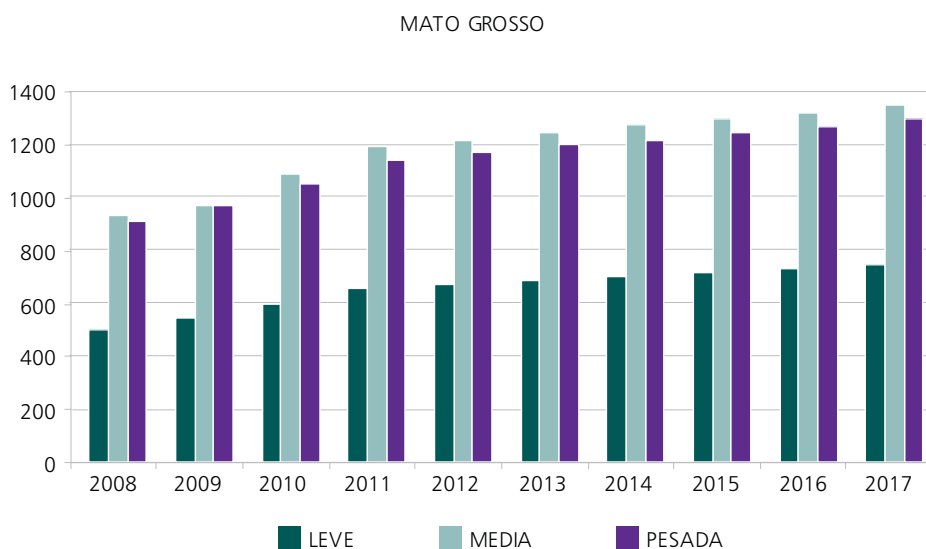
Gráfico 48 - Empreendimentos de Geração em Operação no Estado de Mato Grosso



Carga regional

A carga do estado de Mato Grosso representa, em média, cerca de 23 % do total da região Centro Oeste no período 2007-2016. Esta carga apresenta um crescimento médio anual de 4,0% e sua evolução é mostrada no Gráfico 49 para os três patamares de carga.

Gráfico 49 – Evolução da carga de Estado de Mato Grosso



Programa de obras

A Tabela 52 mostra as instalações planejadas para o estado.

Tabela 52 – Programa de obras de transmissão – LTs – Mato Grosso

Tensão (kV)	Linha	Data Prevista
230	Juba/Jauru, C1 e C2, CD, AR, 129 km, 2 x 1113 MCM	2009
230	Brasnorte/Nova Mutum, C1 e C2, CD, AR, 273 km, 2 x 795 MCM	2009
230	Jauru/Vilhena, C1 e C2, CS, AR, 354 km, 2 x 795 MCM	2008
230	Brasnorte/Juba, C1, C2, CD, AR, 226 km, 2 x 795 MCM	2010
230	Sinop/Sorriso, C2, CS, AR, 75 km, 2 x 795 MCM	2009
230	Sorriso/Nova Mutum, C2, CS, AR, 152 km, 2 x 795 MCM	2009
230	Brasnorte/Nova Mutum, C2, CS, AR, 273 km, 2 x 795 MCM.	2009
230	Juína/Brasnorte, C1 e C2, CD, AR, 215 km, 2 x 795 MCM.	2010
500	Jauru/Cuiabá, C1, CS, AR, 380 km, 3 x 954 MCM.	2011
230	Juba/Jauru, C2, CS, AR, 160 km, 2 x 795 MCM	2011
230	Brasnorte/Juba, C2, CS, AR, 210 km, 2 x 795 MCM.	2011

Do conjunto de obras destaca-se a LT em 230 kV Jauru - Vilhena, licitadas em 2006 e com data prevista para entrar em operação em final de 2008, interligando os estados do Acre Rondônia à Rede Básica.

Destacam-se, ainda, as LTs 230 kV, licitadas em 2008, e a LT 500 kV Jauru-Cuiabá que compõe o conjunto de linhas indicadas para escoar o excedente de energia crescente do estado.

Além das obras mencionadas, foi considerada referencialmente a duplicação do sistema de 500 kV entre a SE Cuiabá e a SE Itumbiara a partir de 2013. Cabe destacar também que foi representada referencialmente a conexão das usinas do rio Teles Pires através de três circuitos em 500 kV de cerca de 700 km até a SE Ribeirãozinho, descrito no item 0.

2.4.4.3 Estados do Acre e Rondônia

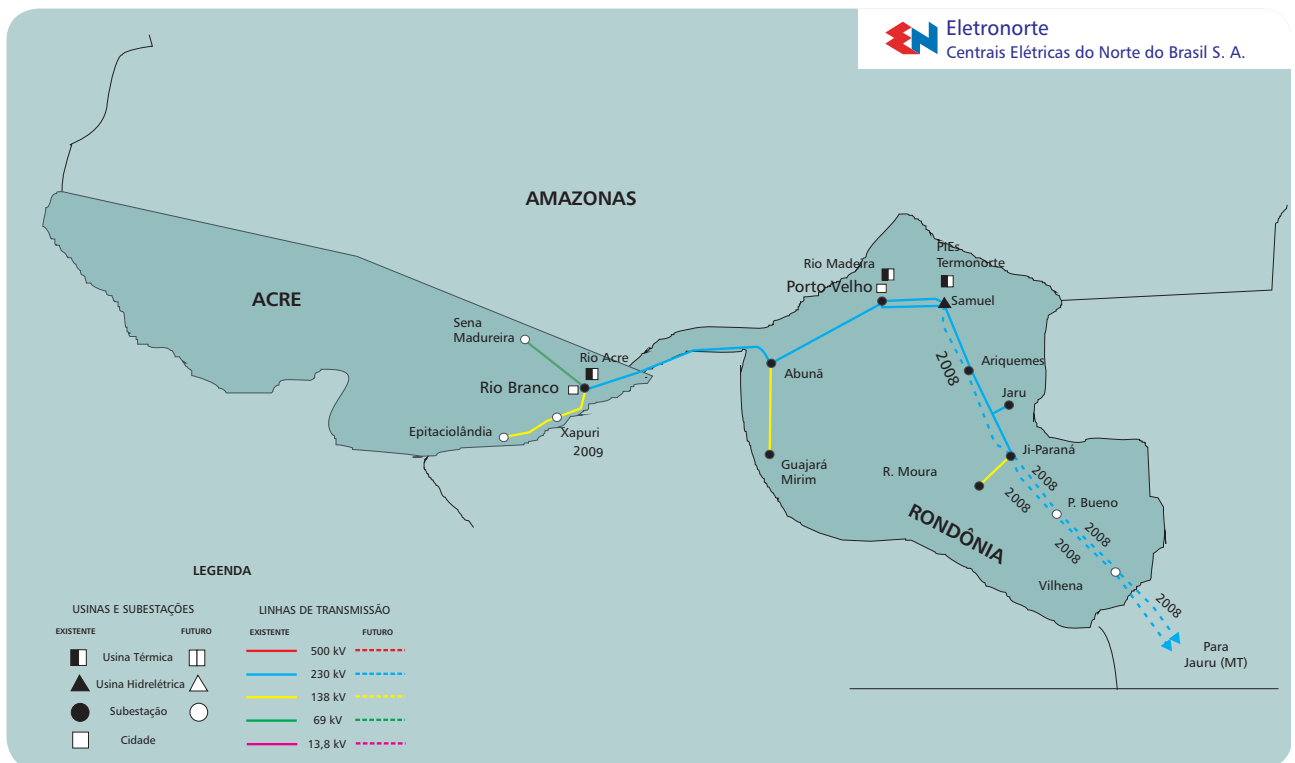
Sistema elétrico

A Figura 34 mostra o sistema elétrico dos estados do Acre e Rondônia, os quais 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. Estão ainda em operação linhas de 13,8 kV que interligam a usinas UTE Rio Branco I, UTE Rio Branco II e UTE Rio Acre.

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, localizadas ao longo da BR-364, que liga Porto Velho-RO a Cuiabá-MT. 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.

Figura 34 – Sistema elétrico dos Estados do Acre e Rondônia



A partir do final de 2008 está prevista 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, será estabelecida a interligação do subsistema Acre/Rondônia, hoje isolado, com a região Centro-Oeste.

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

Tabela 53 – Plano de Obras da Rede Básica dos estados do Acre e Rondônia –Linhas de Transmissão

Tensão (kV)	Linha	Data Prevista
230	LT Ji-Paraná/Pimenta Bueno – C1, 2 x 795 MCM, 118,6 km CS - AR	2008
230	LT Ji-Paraná/Pimenta Bueno – C2, 2 x 795 MCM, 118,6 km CS - AR	2008
230	LT Ji-Paraná/Pimenta Bueno – C3, 2 x 795 MCM, 118,6 km CS - AR	2011
230	LT Pimenta Bueno /Vilhena – C1, 2 x 795 MCM, 160,3 km CS - AR	2008
230	LT Pimenta Bueno /Vilhena – C2, 2 x 795 MCM, 160,3 km CS - AR	2008
230	LT Pimenta Bueno /Vilhena – C3, 2 x 795 MCM, 160,3 km CS - AR	2011
230	LT Vilhena/ Jauru – D1 e D2, 2 x 795 MCM, 354 km CD - AR	2008
230	LT Vilhena/ Jauru – C3, 2 x 795 MCM, 354 km CS - AR	2011
230	LT Ariquemes-Ji-Paraná – C2, 1 x 795 MCM – CS - 165 km	2008
230	LT Ariquemes-Ji-Paraná – C3, 1 x 795 MCM-CS - 165 km	2011
230	LT Samuel - Ariquemes– C2, 1 x 795 MCM – CS - 150 km	2008
230	LT Samuel - Ariquemes – C3, 1 x 795 MCM-CS - 150 km	2011
230	LT Porto Velho-Samuel – C3, 2 x 795 MCM-CS - 41 km	2011
230	LT Coletora Porto Velho- Porto Velho I – C1, 2 x 795 MCM-CS – 17,3 km	2012
230	LT Coletora Porto Velho- Porto Velho I – C2, 2 x 795 MCM-CS – 17,3 km	2012
230	LT Porto Velho-Abunã – C2, 2 x 795 MCM-CS - 190 km	2011
230	LT Abunã – Rio Branco – C2, 2 x 795 MCM-CS - 305 km	2011

Plano de Obras da Rede Básica dos estados do Acre e Rondônia –Subestações

Descrição	Quant.	Tensão (Kv)	Potência (Mva Ou Mvar)	Data Prevista
SE Abunã				
RB – Reator de barra (manobrável)	1	230	30	2008
RL - LT Porto Velho I C2	1	230	30	2011
RL - LT Rio Branco I C2	1	230	30	2011
SE Ariquemes				
IB - Interligação de barras	1	230	-	2008
T – Transformadores T1 e T2 230/69/13,8kV	2	230	60	2008
T - Transformador T3 230/69/13,8kV	1	230	60	2011
RL - LT Samuel C1 (manobrável)	1	230	20	2008
RL - LT Samuel C2 (manobrável)	1	230	20	2008
RL - LT Samuel C3 (manobrável)	1	230	20	2011
SE Coletora				
CS - Compensador síncrono	3	230	(-70;+100)	2012
Back-to-back	2	500/230	400	2012
SE Jaru				
T - Transformador T2 230/69/13,8kV	1	230	30	2009
T - Transformador T3 230/69/13,8kV	1	230	30	2011
SE Ji Paraná				
A - Autotransformador A2 230/138/13,8kV	1	230	100	2008
A - Autotransformador A3 230/138/13,8kV	1	230	100	2011
T - Transformador T3 230/69/13,8kV	1	230	60	2011
RL - LT Ariquemes C2 (manobrável)	1	230	20	2008
RL - LT Ariquemes C3 (manobrável)	1	230	20	2011
CH - Banco de capacitores Shunt BC2	1	230	18,5	2008
CH - Banco de capacitores Shunt BC3	1	230	18,5	2010
SE Pimenta Bueno				
IB - Interligação de barras	1	230	-	2008
A - Autotransformadores A1 e A2 230/138/13,8kV	2	230	55	2008
RB - Reator de barra (manobrável)	1	230	20	2008
RL - LT Ji Paraná C1 (manobrável)	1	230	20	2008
RL - LT Ji-Paraná C2 (manobrável)	1	230	20	2008
RL - LT Ji-Paraná C3 (manobrável)	1	230	20	2011
CH - Banco de capacitores BC1, BC2 e BC3	3	230	18,5	2011
SE Rio Branco I				
A - Autotransformador A2 230/138/13,8kV	1	230	55	2008
T - Transformador T3 230/69/13,8kV	1	230	100	2008
ES - Compensador estático	1	230	(-20;+55)	2011
RL - LT Abunã C2 (manobrável)	1	230	30	2011
CH - Banco de capacitores BC1, BC2 e BC3	3	230	18,5	2011
SE Vilhena				
T - Transformador T1 e T2 230/69/13,8kV	2	230	60	2008
ES - Compensador estático	1	230	(-50+100)	2010
RB - Reator de barra (manobrável)	1	230	20	2008
RL - LT Pimenta Bueno C1	1	230	20	2008
RL - LT Pimenta Bueno C2	1	230	20	2008
RL - LT Pimenta Bueno C3	1	230	20	2011
RL - LT Jauru D1	1	230	30	2008
RL - LT Jauru D2	1	230	30	2008
RL - LT Jauru C3	1	230	30	2011
CH - Banco de capacitores BC1, BC2 e BC3	3	230	18,5	2010

Geração local

As fontes de geração em Rondônia são a UHE Samuel e as usinas térmicas de Porto Velho, constituídas pela UTE Rio Madeira e pelos PIEs Termo Norte I e Termo Norte II.

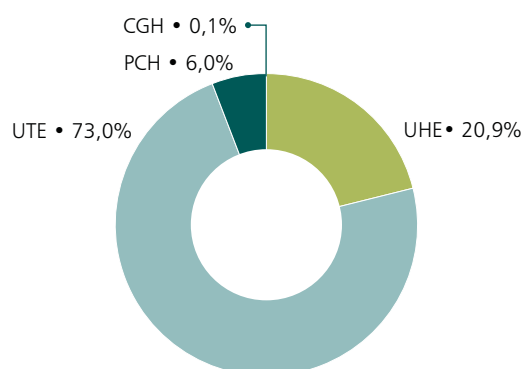
A partir de 2012, quando está previsto o início da motorização das usinas de Santo Antonio (2012) e Jirau (2013), estes estados passam de importadores para exportadores de energia elétrica.

O total de empreendimentos de geração atualmente em operação nos estados do Acre e Rondônia é mostrado na Tabela 54 e no Gráfico 50.

Tabela 54 - Empreendimentos de Geração em Operação nos Estados do Acre e Rondônia

Tipo	MW
CGH	1
PCH	62
UHE	217
UTE	758
Total	1.038

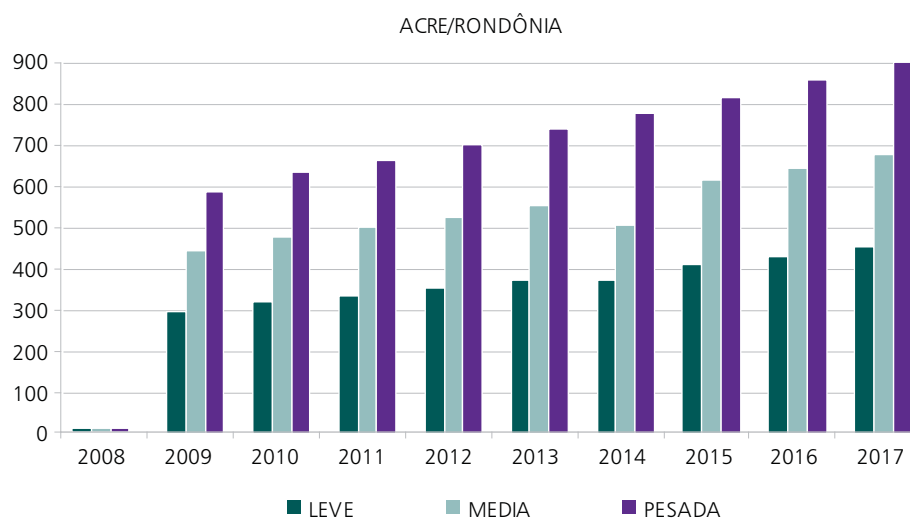
Gráfico 50 - Empreendimentos de Geração em Operação nos Estados do Acre e Rondônia



Carga local

A evolução dos três patamares de carga para os estados do Acre e Rondônia prevista para o período 2007-2016 é apresentada no Gráfico 51, de onde se deduz um crescimento médio anual de 5,6% no citado período.

Gráfico 51 – Evolução da carga dos Estados do Acre e Rondônia



2.4.4.4 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:

- Estudo específico do suprimento de diversas áreas do estado de Goiás (em andamento).
- Analisar e identificar soluções para os casos de suprimento radial com elos singelos em todo o estado de Goiás;

Estado do Mato Grosso:

- Que seja avaliada, 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, a partir de 2009;
- Está sendo elaborado o estudo específico de um novo ponto de conexão em 230 kV devido ao esgotamento da SE Coxipó. Este novo ponto de suprimento vai propiciar uma melhora da confiabilidade do atendimento ao estado de Mato Grosso.

Estado do Acre e Rondônia:

- A partir da interligação com o Mato Grosso, garantir o atendimento ao critério “n-1” no sistema de transmissão de 230 kV no trecho entre Porto Velho e Rio Branco.

2.4.5 Região Sul

É abordada a seguir a Região Sul, constituída pelos estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná, que 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.

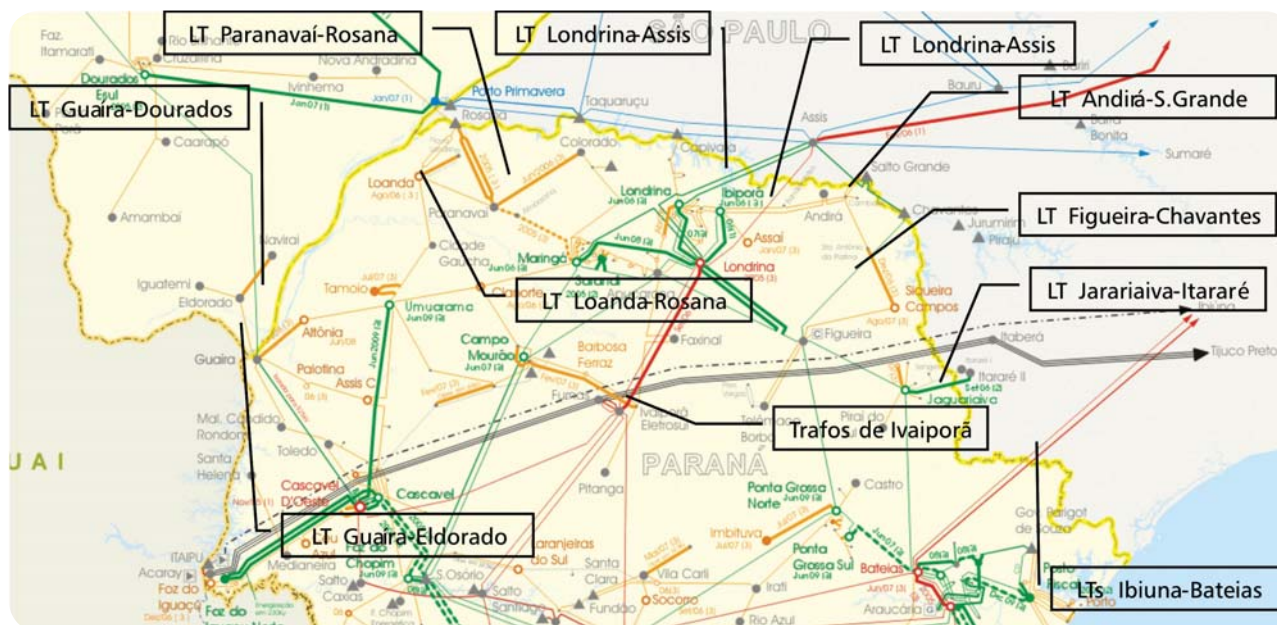
Os maiores centros de consumo da Região Sul estão localizados nas áreas metropolitanas de Porto Alegre e Caxias do Sul no Rio Grande do Sul; na área Metropolitana de Curitiba e região Norte do Paraná e na área Leste de Santa Catarina. Em sua maioria, estes centros de carga estão distantes das fontes de geração, e como tais, são atendidos por extensa rede de transmissão em alta tensão.

O esquema elétrico desta região está ilustrado na Figura 35 e os elos de intercâmbios entre as regiões Sul e Sudeste/Centro Oeste, na Figura 36.

Figura 35 – Sistema Elétrico da Região Sul, incluindo o Estado do Mato Grosso do Sul



Figura 36 – Elos de Intercâmbio entre as Regiões Sul e Sudeste/Centro Oeste



Geração Regional

O sistema da região Sul possui uma capacidade instalada da ordem de 29.300 MW, sendo 24.450 MW hidráulicas (84%) e 4.050 MW térmicas (14%), com a maior parte dos aproveitamentos hidráulicos localizados nas bacias dos rios Iguaçu, Uruguai e Paraná.

A Tabela 55 ilustra a composição das fontes de geração elétrica da Região Sul + Mato Grosso do Sul com a inclusão da UHE Itaipu, geograficamente localizada na Região Sul (Paraná).

Tabela 55 - Composição da geração por tipo de fonte - Região Sul

Empreendimentos em Operação			
Tipo	Quantidade	Potência (MW)	%
CGH	93	52,5	0,2
EOL	7	166,9	0,6
PCH	91	585,2	2,0
UHE	42	24451,1	83,4
UTE	94	4046,6	13,8
Total	327	29302,3	100,0

Os aproveitamentos termelétricos a carvão, integrados ao sistema de transmissão através de linhas de transmissão em 138 kV e 230 kV, totalizam montantes de 540 MW no Rio Grande do Sul, 857 MW em Santa Catarina e 20 MW no Paraná.

As usinas térmicas a gás totalizam cerca de 1.800 MW de capacidade instalada, sendo as principais: UTE Uruguaiana (RS, 640 MW), UTE Sepé Tiaraju (ex-Canoas) (RS, 160 MW), UTE Araucária (PR, 484 MW) e UTE Willian Arjona (MS, 206 MW).

O Gráfico 52 mostra a composição da geração por tipo de fonte e por estado e o Gráfico 53 mostra a participação dos estados na composição da geração elétrica atual da região.

Gráfico 52 – Composição da geração por tipo de fonte e por estado - Região Sul

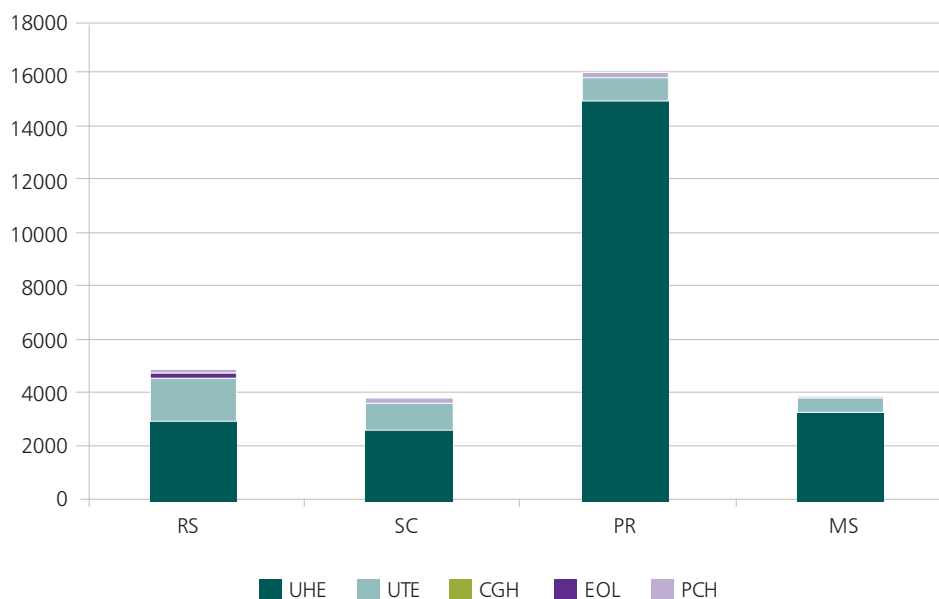
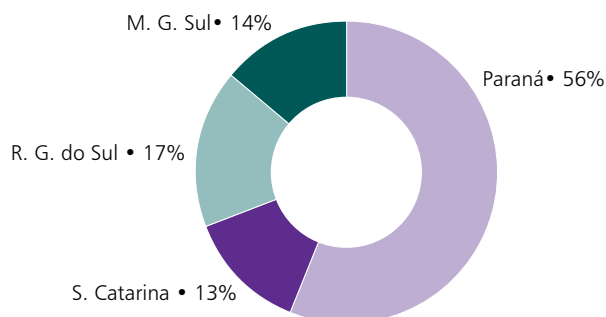


Gráfico 53 - Participação dos estados na geração da Região Sul - existente

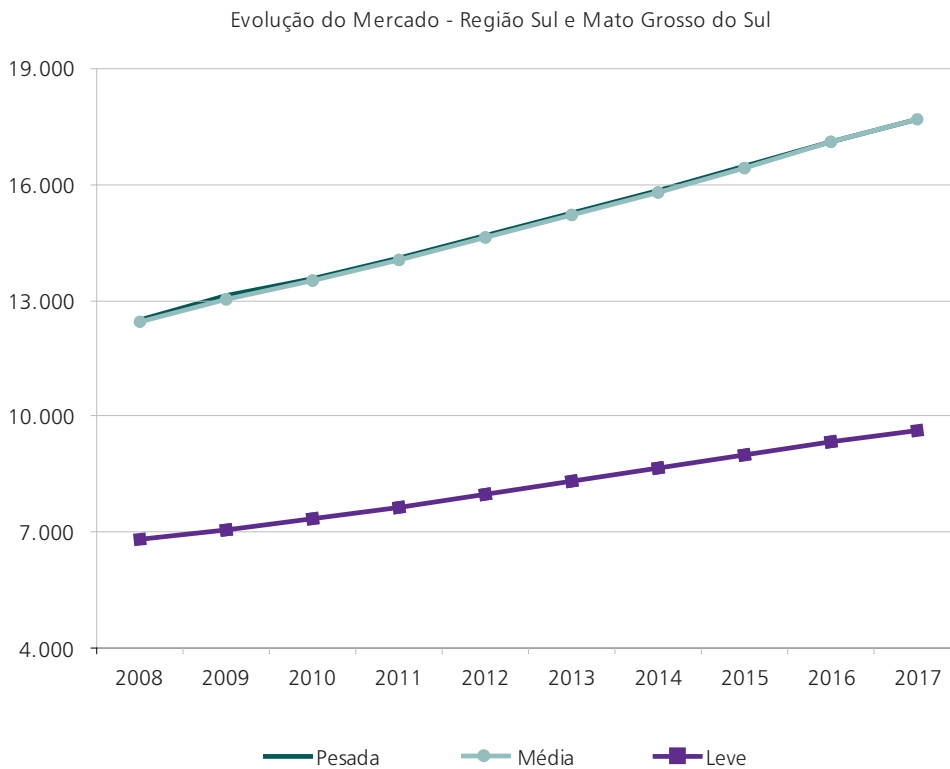


Carga Regional

Os maiores centros de consumo da Região Sul estão localizados nas áreas metropolitanas de Porto Alegre e Caxias do Sul no Rio Grande do Sul; na área Metropolitana de Curitiba e região Norte do Paraná e na área Leste de Santa Catarina. Em sua maioria, estes centros de carga estão distantes das fontes de geração, e como tal, são atendidas por extensa rede de transmissão em alta tensão.

O Gráfico 54 mostra evolução dos patamares de carga pesada, média e leve utilizadas neste ciclo de planejamento 2007 para a Região Sul e estado de Mato Grosso do Sul.

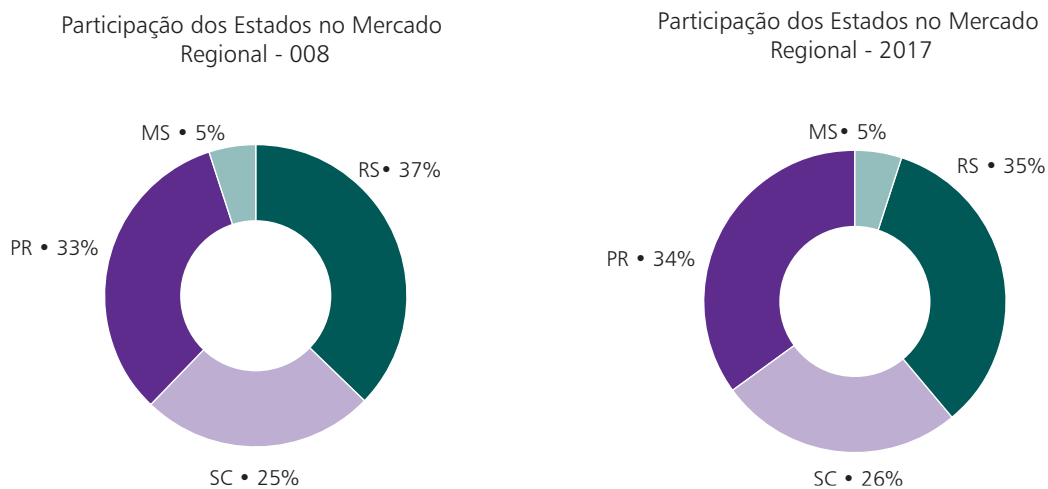
Gráfico 54 – Evolução da carga na região Sul



Deduz-se desta figura um crescimento anual médio de 4% no período 2008-2017.

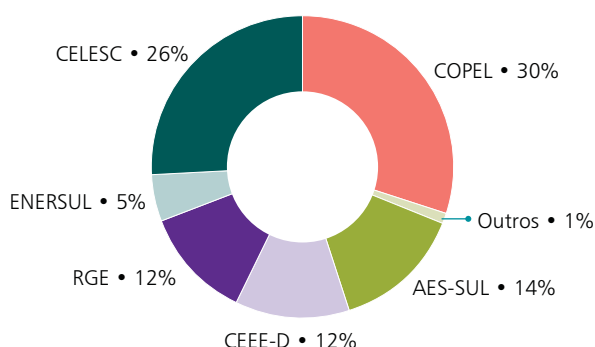
O Gráfico 55 mostra a participação de cada um dos estados da Região Sul na carga global da região para este ciclo de planejamento 2007.

Gráfico 55 – Participação dos Estados na carga regional – Região Sul



O Gráfico 56 mostra a participação de cada uma das distribuidoras da região Sul e estado de Mato Grosso do Sul na carga global da região para este ciclo de planejamento 2007.

Gráfico 56 – Participação das distribuidoras na carga regional – Região Sul



2.4.5.1 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 Uruguaiana e Canoas, das Centrais Eólicas dos Parques de Osório, dos Índios e Sangradouro, além das Interligações Internacionais através das conversoras de Garabi, Uruguaiana 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.

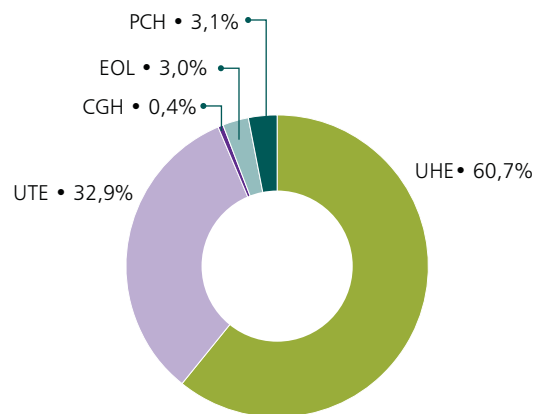
Geração local

A potência instalada no estado, constante da Tabela 56 e do Gráfico 57, é da ordem de 5.000 MW, com predominância de fontes hidráulicas e térmicas. No período 2008-2017 o programa de geração utilizado apresenta um crescimento de cerca de 90,6%, com uma participação média de 54,6% no montante total da região durante o período.

Tabela 56 – Empreendimentos de Geração em Operação no Estado do Rio Grande do Sul

Tipo	MW
CGH	18
EOL	150
PCH	154
UHE	3.030
UTE	1.644
Total	4.944

Gráfico 57 - Empreendimentos de Geração em Operação no Estado do Rio Grande do Sul

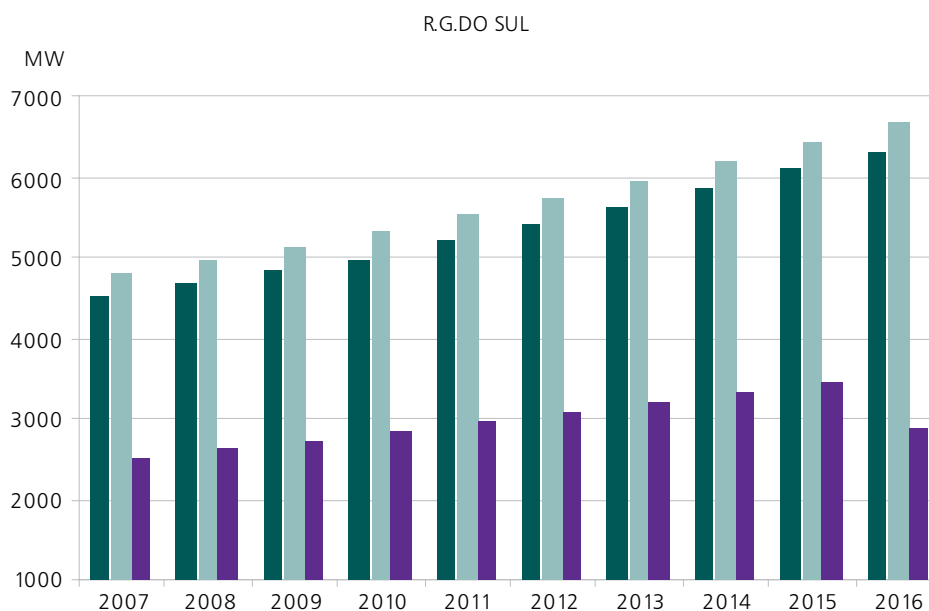


Carga local

A carga do estado do Rio Grande do Sul prevista para o período 2008-2017 apresenta um crescimento médio 3,8% ao ano neste ciclo, representando, em média, 36% do total da região.

A evolução da carga do estado do Rio Grande Sul para os três patamares de carga pode ser vista no Gráfico 58.

Gráfico 58 – Evolução da carga do Estado do Rio Grande do Sul



Programa de obras

As principais obras de atendimento ao estado do Rio Grande do Sul previstas nos estudos são apresentadas na Tabela 57 e na Tabela 58.

Tabela 57 – Programa de obras de linhas de transmissão - Rio Grande do Sul

Descrição da Obra	Data Prevista
LT 230 kV Garibaldi - Monte Claro, 25 km	2008*
LT 230 kV Gravataí 2 - Fibraplac (sec. Gravataí 3) CD, 2 km	2008*
LT 230 kV Porto Alegre 9 - Porto Alegre 4, 15 km	2008*
LT 230 kV Porto Alegre 9 - Porto Alegre 8, 12 km	2008*
LT 230 kV Cidade Industrial - Pelotas 3 (Sec Guaíba 2), 2km	2008
LT 230 kV Farroupilha - Nova Prata 2 (Sec. Monte Claro), 58 km	2008
LT 230 kV Dona Francisca - Santa Maria 3 C2, 63 km	2009*
LT 138 kV Cidade Industrial - Cachoeirinha (Sec. Canoas 3), 12 km	2009
LT 138 kV Cidade Industrial - Cachoeirinha (Sec. Canoas 4), 12 km	2009
LT 138 kV Santa Maria 1 – Alegrete (séc. Santa Maria 3), 2 km	2009
LT 230 kV Caxias - Caxias 2 (Sec. Caxias 6), 27 km	2009
LT 230 kV Caxias 2 - Caxias 6, 7 km	2009
LT 230 kV Scharlau - Nova Santa Rita D1, 23 km	2009
LT 230 kV Scharlau - Nova Santa Rita D2, 23 km	2009
LT 230 kV Charqueadas - Cidade Industrial (Sec. Jacuí), 60 km	2010
LT 230 kV Gravataí 2 - Porto Alegre 6 (Sec. Viamão 3), 29 km	2010
LT 230 kV Jacuí - Polo Petroquímico, 20km	2010
LT 230 kV Presidente Médici - Santa Cruz 1, 245 km	2010*
LT 230 kV Farroupilha - Garibaldi (Sec. Farroupilha 2) 1km	2011
LT 230 kV Gravataí 2 - Cidade Industrial C1 (Sec. Cachoeirinha) 1km	2011
LT 230 kV Presidente Médici - Bagé 2 (Sec. SE Candiota), 51 km	2011
LT 230 kV Campo Bom – Taquara, 29km	2013
LT 230 kV Nova Santa Rita - Itaúba (Sec. Candelária 2), 12km	2013

(*) – obras já autorizadas ou licitadas

Tabela 58 – Programa de obras de subestações - Rio Grande do Sul

Descrição da Obra	Data Prevista
SE 230/69 kV Bagé 2 - 2º TR 50 MVA	2008*
SE 230/69 kV Camaquã 1 - 2º TR 83 MVA	2008*
SE 230/69 kV Garibaldi - 2º TR 83 MVA	2008*
SE 230/69 kV Guaíba 2 - 2º TR 50 MVA	2008*
SE 230/69 kV Livramento 2 - 2º TR 50 MVA	2008*
SE 230/69 kV Porto Alegre 10 - 2º TR 83 MVA	2008*
SE 230/69 kV Porto Alegre 8 - 2 x 83 MVA	2008*
SE 230/69 kV Porto Alegre 9 - 2º TR 3 x 55 MVA	2008*
SE 230/69 kV São Borja 2 - 2º TR 50 MVA	2008*
SE 230/23 kV Campo Bom - 2º TR 50 MVA	2008
SE 230/23 kV Canoas 1 - 2º TR 50 MVA	2008
SE 230/69 kV Campo Bom - 3º TR 83 MVA	2008
SE 230/138 kV Pelotas 3 - 3º TR 83 MVA	2009
SE 230/138 kV Quinta - 2º ATF 50 MVA	2009
SE 230/138 kV Scharlau - 3 x 150 MVA	2009
SE 230/138 kV Taquara - 2º TR 3 x 50 MVA	2009
SE 230/13 kV Santa Cruz 1 - 2 x 50 MVA	2009
SE 230/23 kV Scharlau - 2º TR 50 MVA	2009
SE 230/69 kV Alegrete 2 - 2º TR 83 MVA	2009
SE 230/69 kV Caxias 6 - 1º TR 4 x 55 MVA	2009
SE 230/69 kV Lajeado 2 - 3º TR 83 MVA	2009

Descrição da Obra	Data Prevista
SE 230/69 kV Maçambará - 2º TR 83 MVA	2009
SE 230/69 kV Pólo Petroquímico - 2º TR 50 MVA	2009
SE 230/69 kV Quinta - 2º TR 3 x 55 MVA	2009
SE 230/69 kV Santa Cruz 1 - 3º TR 83 MVA	2009
SE 230/69 kV Santa Maria 3 - 1º ATF 83 MVA	2009
SE 230/69 kV Santa Maria 3 - 3º TR 83 MVA	2009
SE 230/69 kV São Vicente - 3º TR 50 MVA	2009
SE 230/69 kV Uruguaiana 5 - 3º TR 83 MVA	2009
SE Missões 230/69 kV, 2º TR 1 x 50 MVA	2009
SE Missões 230/69 kV, 3º TR 1 x 50 MVA	2009
SE 230/138 kV Presidente Médici - 2º TR 115 MVA	2010
SE 230/69 kV Guaíba 2 - 3º TR 50 MVA	2010
SE 230/69 kV Maçambará - 3º TR 83 MVA	2010
SE 230/69 kV Viamão 3 - 2 x 83 MVA	2010
SE 230/138 kV Cachoeirinha - 2 x 150 MVA	2011
SE 230/138 kV Santa Maria 3 - 2º ATF 83 MVA	2011
SE 230/69 kV Farroupilha 2 - 1º TR 83 MVA	2011
SE 230/69 kV Venâncio Aires - 3º TR 75 MVA	2011
SE 230/69 kV São Borja 2 - 3º TR 50 MVA	2012
SE 230/69 kV Alegrete 2 - 3º TR 83 MVA	2013
SE 230/69 kV Candelária 2 - 2 x 83 MVA	2013
SE 230/69 kV Bagé 2 - 3º TR 50 MVA	2016

(*) – obras já autorizadas ou licitadas

2.4.5.2 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 uma descrição sucinta do 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. Esta área é suprida pelas SEs 230/138 kV Joinville, Blumenau, Itajaí e Palhoça, interligadas mediante duas linhas de 230 kV, localizadas próximas ao Litoral do Estado e por um sistema de DITs em 138 kV interligando as SEs Jorge Lacerda A, Blumenau e Joinville. A Eletrosul também possui transformação em 138/69 kV integrante das DITs nas SEs Jorge Lacerda A, Florianópolis (Roçado), Ilhota e Joinville, bem como um compensador síncrono (2 x 15 Mvar) instalado na SE Ilhota.

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. A SE Canoinhas está conectada em 230 kV por um circuito simples na SE São Mateus e a SE Joinville está interligada em 230 kV às SEs de Blumenau e Curitiba.

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, através de uma linha de circuito duplo de 138 kV,

que interliga esta usina térmica com Campos Novos e Xanxerê. Por sua vez a SE Xanxerê está conectada em 230 kV às UHEs Salto Osório (Paraná) e Passo Fundo (Rio Grande do Sul).

Geração local

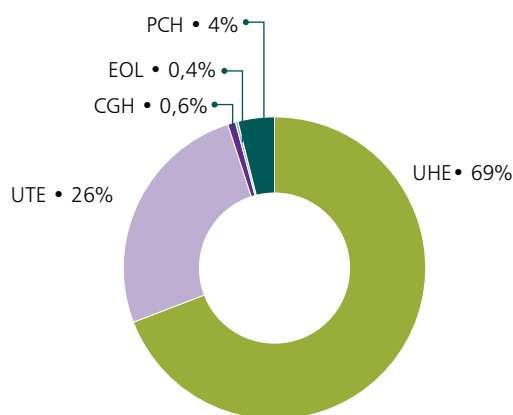
A principal fonte local de suprimento é o complexo termelétrico de Jorge Lacerda (carvão), com capacidade instalada de 857 MW e que, em condições normais de hidraulicidade regional, opera com valor mínimo de despacho (430 MW). Adicionalmente, há um conjunto de fontes de pequeno e médio porte (190 MW) conectadas diretamente ao sistema de distribuição.

A potência instalada no estado, constante da Tabela 59 e do Gráfico 59, é da ordem de 3.900 MW com a predominância de fontes hidráulicas e térmicas. No período 2008-2017 o programa de geração utilizado mostra um crescimento de cerca de 47% no estado de Santa Catarina, com uma participação média de 21,2% no montante total da região durante o período.

Tabela 59 – Empreendimentos de Geração em Operação no Estado de Santa Catarina

Tipo	MW
CGH	22
EOL	14
PCH	159
UHE	2.685
UTE	1.011
Total	3.892

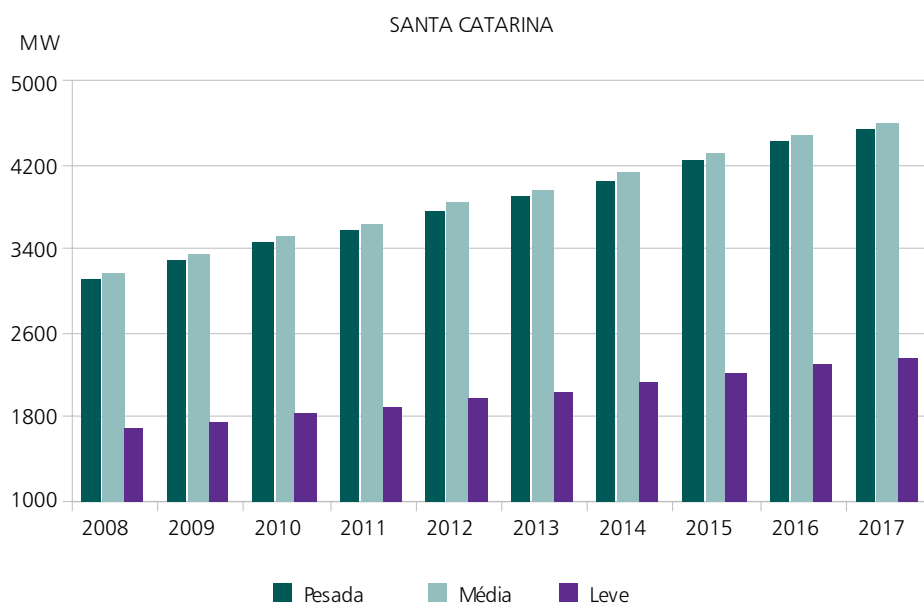
Gráfico 59 - Empreendimentos de Geração em Operação no Estado de Santa Catarina



Carga local

A evolução da carga do estado de Santa Catarina para os três patamares de carga pode ser vista no Gráfico 60.

Gráfico 60 – Evolução da carga do Estado de Santa Catarina



A carga do estado de Santa Catarina prevista para o período 2008-2017 apresenta um crescimento médio 4,2% ao ano neste ciclo, representando, em média, 26% do total da região.

Programa de obras

As principais obras de atendimento ao estado de Santa Catarina previstas nos estudos são apresentadas na Tabela 60 e na Tabela 61.

Tabela 60 – Programa de obras de linhas de transmissão - Santa Catarina

Descrição da Obra	Data Prevista
LT 138 kV Secc.(LT Florianópolis –Tijucas) – Biguaçu I, 3 km	2008 *
LT 230 kV Biguaçu – Palhoça, 17 km	2008 *
LT 230 kV Palhoça – Desterro, 36 km	2008 *
LT 230 kV Secc.(LT J.Lacerda B - Blumenau) – Biguaçu, 25 km	2008 *
LT 525 kV Secc.(LT C.Novos – Blumenau II) – Biguaçu, 3 km	2008 *
Recapacitação da LT 230 kV Blumenau – Itajaí C1 e C2, 38 km	2008 *
LT 138 kV Secc.(LT Florianópolis –Tijucas) – Biguaçu II, 3 km	2008
Recapacitação da LT 230 kV Pato Branco – Xanxerê, 80 km	2008
Recapacitação da LT 230 kV Salto Osório – Pato Branco, 86 km	2008
Recapacitação da LT 230 kV Salto Osório – Xanxerê, 162 km	2008
LT 230 kV São Mateus – Canoinhas – LT2, 48 km	2009*
LT 230 kV Campos Novos – Videira CD, 68 km	2009*
LT 230 kV Joinville Norte – Curitiba, 97 km	2009
LT 230 kV Jorge Lacerda B – Siderópolis – C3, 50 km	2009
LT 230 kV Secc.(LT Joinville-Curitiba) – Joinville Norte, 1 km	2009
LT 230 kV Secc.(LT Lageado Grande-Siderópolis) – Forquilha, 15 km	2009
Recapacitação das Lts 230 kV Blumenau – Joinville, 67 km	2009
Recapacitação LT 138 kV Itajaí – Itajaí Fazenda, 16 km	2009
Recapacitação LT 230 kV Jorge Lacerda B – Biguaçu, 25 km	2009
Recapacitação LT 230 kV Jorge Lacerda B – Palhoça, 17 km	2009
Reencabeçamento LT 230 kV Joinville – Blumenau na SE Joinville Norte, 3,5 km	2009

(*) – obras já autorizadas ou licitadas

Tabela 61 – Programa de obras de subestações – Santa Catarina

Descrição da Obra	Data Prevista
SE Biguaçu 230/138 kV – 2º ATF 150 MVA	2008 *
SE Itajaí – 230/138 kV – 4º ATF 150 MVA	2008 *
SE Jorge Lacerda A 230/69 kV – 2º TR 83 MVA	2008 *
SE Rio do Sul 230/138 kV – 3º ATF 150 MVA	2008
SE Xanxerê 230/138 kV – Subst. ATF2 84 MVA por 150 MVA	2008 *
SE Canoinhas 230/138 kV - Adequação dos autotransformadores	2009*
SE Forquilha 230/69 kV – 1º ATF 150 MVA	2009
SE Joinville Norte 230/138 kV – 1º ATF 150 MVA	2009
SE Joinville Norte 230/138 kV – 2º ATF 150 MVA	2009
SE Siderópolis 230/69 kV - Adequação dos autotransformadores	2009
SE Videira 230/138 kV – 1º e 2º ATF 150 MVA	2009*
SE Foz do Chapecó 230/138 kV – 1º ATF 100 MVA	2010
SE Rio do Sul 230/138 kV – 4º ATF 150 MVA	2010
SE Xanxerê 230/138 kV – Subst. ATF3 84 MVA por 150 MVA	2010
SE Biguaçu 230/138 kV – 3º ATF 150 MVA	2011
SE Biguaçu 525/230 kV – 2º ATF 672 MVA	2011
SE Canoinhas 230/138 kV – Subst. ATF1 e 2- 75 MVA por 150 MVA	2011
SE Forquilha 230/69 kV – 2º ATF 150 MVA	2011
SE Videira 230/138 kV – 3º ATF 150 MVA	2011
SE Xanxerê 230/138 kV – Subst. ATF4 75 MVA por 150 MVA	2011
SE Joinville Norte 230/138 kV – 3º ATF 150 MVA	2013
(*) – obras já autorizadas ou licitadas	

2.4.5.3 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.

A seguir uma descrição sucinta de cada uma dessas cinco regiões:

Área de Curitiba e Litoral: Esta região tem o suprimento principal realizado através das subestações Bateias 525 kV, Curitiba 525 kV, pela UHE Governador Parigot de Souza (260 MW) e UTE Araucária (480 MW).

Área Centro Sul: Esta região é basicamente suprida pelas subestações de Areia 525 kV, Bateias 525 kV e Curitiba 525 kV. Essa área é formada por um sistema em 230 kV e 138 kV e pelas UHEs Fundação (120 MW) e Santa Clara (120 MW). O sistema de 69 kV da região Centro-Sul está sendo progressivamente reisolado para 138 kV.

Área Norte: Esta região é atendida, principalmente, pela SE 525/230 kV Londrina Eletrosul. A partir desta subestação partem linhas em 230 kV para o suprimento das subestações de Ibiporã, Figueira, Apucarana e Maringá.

Área Oeste: Esta região tem como principais fontes às subestações Cascavel 230 kV e Cascavel Oeste 525 kV. Nessa área destaca-se a interligação em 230 kV entre o Sul e Sudeste através das subestações Guairá (Paraná)

e Dourados (Mato Grosso do Sul), uma interligação de suma importância para o atendimento ao sistema elétrico de Mato Grosso do Sul.

Região Noroeste: Esta região é atendida através de linhas em 138 kV, sendo a UHE Rosana, situada no estado de São Paulo, o seu principal ponto de suprimento. Assim, a ligação entre a UHE Rosana e a cidade de Loanda (PR) representa um dos elos de interligação entre as regiões Sul e Sudeste.

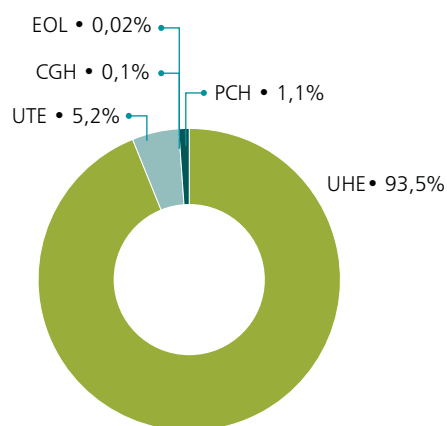
Geração local

A potência instalada no estado, constante da Tabela 62 e do Gráfico 61, é da ordem de 16.400 MW com a predominância de fontes hidráulicas. No período 2008-2017 o programa de geração utilizado mostra um crescimento de cerca de 11%, com uma participação média de 22% no montante total da região durante o período.

Tabela 62 – Empreendimentos de Geração em Operação no Estado do Paraná

Tipo	MW
CGH	9
EOL	3
PCH	187
UHE	15.351
UTE	860
Total	16.410

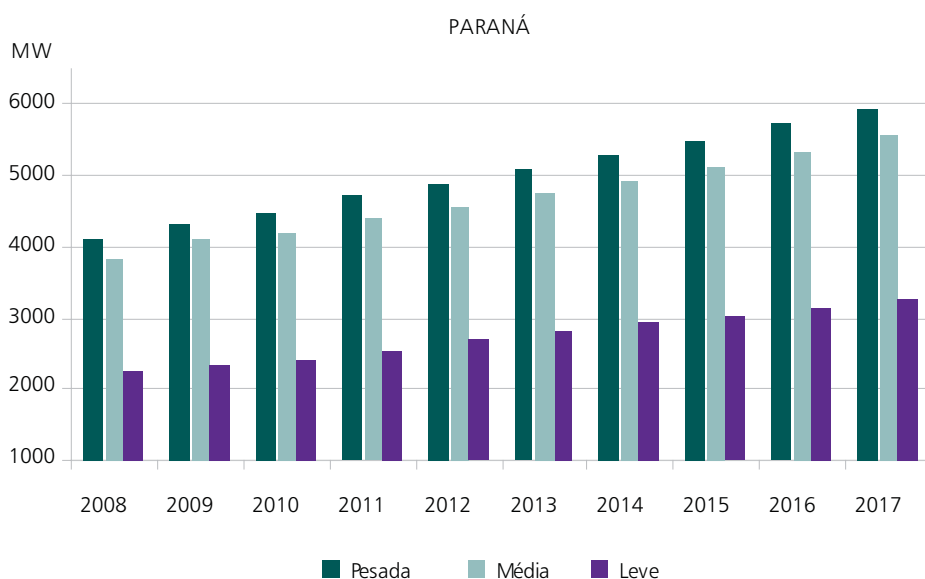
Gráfico 61 - Empreendimentos de Geração em Operação no Estado do Paraná



Carga local

A evolução da carga do estado do Paraná para os três patamares de carga pode ser vista no Gráfico 62.

Gráfico 62 – Evolução da carga do Estado do Paraná



A carga do estado do Paraná prevista para o período 2008-2017 que apresenta um crescimento médio 4,2% ao ano neste ciclo, representando, em média, 34% do total da região.

Programa de obras

As principais obras de atendimento ao estado do Paraná previstas nos estudos são apresentadas na Tabela 63 e na Tabela 64.

Tabela 63 – Programa de obras de linhas de transmissão – Paraná

Descrição da Obra	Data Prevista
LT 230 kV LONDR ESUL – SECC (APUC - FIG), CD, 636 MCM, 15 km, 288 MVA + 2 ELs	2009*
LT 230 kV S. OSÓRIO – F. CHOPIM II, CS, 795 MCM, 10 km, 335 MVA + 2 ELs	2010
LT 525 kV BATEIAS – CURITIBA II, CS, 4x636 MCM, 38 km, 2189 MVA + 2 ELs	2009*
LT 230 kV BATEIAS – PILARZ., D1 – 5 km + CS - 21,5 km + D2 - 4,5 km, 795 MCM, 385 MVA + 2 ELs	2009*
LT 230 kV CASCAVEL – F. IGUAÇU N, CS, 795 MCM, 128 km, 265 MVA + 2 ELs	2009*
LT 230 kV LONDRINA ESUL – MARINGÁ II, CS, 636 MCM, 83 km, 275 MVA + 2 ELs	2009*
LT 230 kV CURITIBA – UBERABA, CS – 12 km + D2 – 25 km, 795 MCM, 385 MVA + 2 ELs	2009
LT 230 kV CASCAVEL OESTE – UMUARAMA, CS, 795 MCM, 143 km, 335 MVA + 2 ELs	2009
RECAP. LT 230 kV S. MÔNICA – G. P. SOUZA, trecho de 46,6 km, 636 MCM, 275 MVA (*)	2013
LT 230 kV CASCAVEL – CASCAVEL OESTE, D2, 795 MCM, 11 km, 285 MVA	2008
LT 230 kV CASCAVEL – SALTO OSORIO, CS, 795 MCM, 80 km, 285 MVA	2009
LT 230 kV CASCAVEL OESTE – F. NORTE, CS, 795 MCM, 115 km, 285 MVA	2009
LT 230 kV DISTR. S.J. PINHAIS – GRALHA AZUL, CS+D1, 795 MCM, 32 km, 285 MVA	2009
LT 230 kV ITARARE – JAGUARIÁIVA, CS, 636 MCM, 40 km, 247 MVA	2009
LT 230 kV S. MATEUS – CANOINHAS, CS, 636 MCM, 48 km, 247 MVA	2009
LT 230 kV DISTR. S.J. PINHAIS – S. MÔNICA, D1, 795 MCM, 44 km, 285 MVA	2009
LT 230 kV S. MÔNICA - PILARZINHO, CS, 636 MCM, 19 km, 247 MVA	2009
LT 230 kV IBIPORÃ – LONDRINA, CD, 795 MCM, 20 km, 285 MVA	2013
LT 230 kV LONDRINA – LONDRINA, CS, 795 MCM, 22 km, 285 MVA	2010
LT 230 kV BATEIAS – P. GROSSA SUL, CS, 636 MCM, 83 km, 247 MVA	2013
LT 230 kV CHAVANTES – FIGUEIRA, CS, 636 MCM, 105 km, 247 MVA	2013
LT 525 kV Foz do Iguaçu-Cascavel Oeste, CS, 4x954 MCM, 125 km	2008

Tabela 64 – Programa de obras de subestações – Paraná

Subestações	Data Prevista
SE DISTR. IND. S. J. PINHAIS (DJP), TF 230/69 kV, 150 MVA, TT1 + 2 CTs	2010
SE CAMPO MOURÃO, TF 230/138 kV, 150 MVA, TT3 + 2 CTs	2013
SE MARINGÁ, TF 230/138 kV, 150 MVA, TT3 + 2 CTs	2010
SE IBIPORÃ, TF 230/138 kV, 150 MVA, TT3 + 2 CTs	2009*
SE LONDRINA COPEL, TF 230/138 kV, 150 MVA, TT3 + 2 CTs	2009
SE CASCAVEL OESTE, TF 230/138 kV, 150 MVA, TT1 + 2 CTs	2010
SE CURITIBA, ATF 525/230 kV, 3x224 MVA, TT3 + 2 CTs	2009*
SE LONDRINA, ATF 525/230 kV, 3x224 MVA, TT3 + 2 CTs	2009*
SE BATEIAS, ATF 525/230 kV, 3x200 MVA, TT3 + 2 CTs	2009*
SE F. CHOPIM, TF 230/138 kV, 150 MVA, TT2 + 2 CTs	2009
SE F. IGUAÇU NORTE, TF 230/138 kV, 150 MVA, TT2 + 2 CTs	2009
SE UMUARAMA, TF 230/138 kV, 150 MVA, TT1 + 2 CTs	2011
SE UMUARAMA, TF 230/138 kV, 150 MVA, TT2 + 2 CTs	2011
SE GUAÍRA, TF 230/138 kV, 150 MVA, TT2 + 2 CTs	2011
SE CASCAVEL OESTE, ATF 525/230 kV, 600 MVA, TT3 + 2 CTs	2013
SE JAGUARIAÍVA, ATF 230/138 kV, 150 MVA, TT3 + 2 CTs	2008
SE P. GROSSA SUL, BANCO DE CAPACITORES 50 MVA, 230 kV	2009
SE POSTO FISCAL, ATF 230/138 kV, 150 MVA, TT2 + 2 CTs	2009
SE PATO BRANCO, BANCO DE CAPACITORES 30 MVA, 230 kV	2009
SE FOZ NORTE, ATF 230/138 kV, 150 MVA, TT2 + 2 CTs	2010
SE JAGUARIAÍVA, BANCO DE CAPACITORES 50 MVA, 230 kV	2010
SE P. GROSSA NORTE, ATF 230/138 kV, 150 MVA, TT1 + 2 CTs	2013
SE P. GROSSA NORTE, ATF 230/138 kV, 150 MVA, TT2 + 2 CTs	2013
SE P. GROSSA SUL, ATF 230/138 kV, 75 MVA, TT1 + 2 CTs	2013
SE S. MATEUS DO SUL, BANCO DE CAPACITORES 50 MVA, 230 kV	2011
SE P. GROSSA NORTE, BANCO DE CAPACITORES 50 MVA, 230 kV	2013

Deste conjunto de obras podem-se destacar as seguintes:

- a LT 525 kV Bateias – Curitiba II, prevista para 2009, necessária para eliminar as sobrecargas causadas pela perda da LT 525 kV Bateias - Curitiba nas transformações 525/230 kV dessas SEs, bem como em algumas LTs 230 kV entre as mesmas;
- a LT 230 kV Londrina ESULI – Maringá II, prevista para 2009, para evitar as sobrecargas que ocorrem na LT 230 kV Londrina (Eletrosul) – Apucarana C1 quando da perda da LT Londrina (Eletrosul) – Apucarana C2;
- a LT 230 kV Cascavel – F. Iguaçu, prevista 2009, para evitar violações de tensão mínima na região de Foz do Iguaçu, quando da perda da LT 230 kV Cascavel Oeste – Foz do Iguaçu Norte, bem como sobrecarga na transformação 230/138 kV de Cascavel Oeste; e
- a LT 230 kV Cascavel Oeste – Umuarama, prevista para 2011, para equacionar as sobrecargas na LT 138 kV Pinheiros – Assis Chateaubriand, em regime normal de operação e sobrecargas na LT 138 kV Toledo – Marechal Cândido Rondon, quando da perda da LT 230 kV Cascavel Oeste – Guairá.

2.4.5.4 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:

Sistema em 230 kV, de propriedade da ELETROSUL

- LT Guaíra - Dourados e SE Dourados 230/138 kV 2x75 MVA
- LT Dourados - Anastácio e SE Anastácio 230/138 kV 75 MVA.

Sistema em 230 kV, de propriedade da PPTE - Porto Primavera Transmissora

- Transformação 440/230 kV – 900 MVA em Porto Primavera;
- LT Porto Primavera - Dourados, com 190 Km, conectando a SE Dourados Eletrosul 230/138 kV
- LT Porto Primavera - Campo Grande Imbirussu, com 300 Km, conectando a SE Campo Grande através da Subestação Campo Grande Imbirussu 230/138 kV de 2x150 MVA
- Demais Instalações de Transmissão, de propriedade da ELETROSUL
- SE Campo Grande, com banco de capacitores de 138 kV - 30 Mvar;
- LT 138 kV UHE Jupia – SE Campo Grande ELETROSUL(2 LTs em circuito duplo - três circuitos de propriedade da ELETROSUL, e o quarto circuito da ENERSUL)
- LT 138 kV UHE Rosana (São Paulo) - SE Dourados Nações
- LT 138 kV Guairá – Eldorado
- LT 138 kV Aquidauana – Anastácio

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.

Dessa forma, estas condições de intercâmbio e de montante de geração, impactam no controle de tensão e no carregamento das LTs 230 kV, dos transformadores 230/138 kV das SEs Dourados Santa Cruz, Anastácio, Campo Grande e Imbirussu e nas LTs 138 kV entre Dourados, Campo Grande e Jupia.

O acréscimo de geração local está definido pelas centrais integrantes do PROINFA em que deverão se conectar na região Norte e Nordeste do Mato Grosso do Sul: as PCHs Alto Sucuriú, e Retiro Velho, conforme Tabela 65.

Tabela 65 – Usinas integrantes do PROINFA – Mato Grosso do Sul

Usinas	MW	Conexão	Operação
PCH Retiro Velho	18	SE Chapadão do Sul	2009
PCH Alto Sucuriú	29	SE PCH Paraíso	2009

Para proporcionar a integração destas PCHs está em curso pela Enersul a construção da linha em 138 kV Camapuã/Paraíso, com 134 km de extensão e demais adequações nas SEs da região envolvida.

Esta obra proporcionará a interligação das regiões Norte e Nordeste do estado de Mato Grosso do Sul com o estado de São Paulo através da SE Selvíria que conecta-se ao sistema 138 KV da CTEEP.

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.

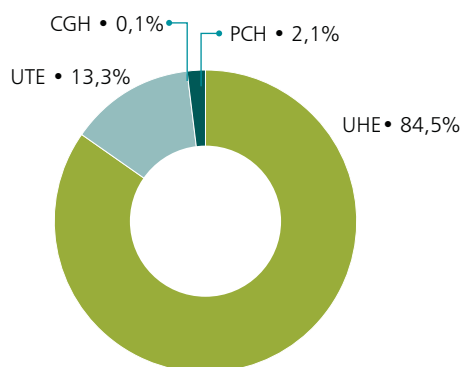
Geração local

A potência instalada no estado, constante da Tabela 66 e do Gráfico 63 é da ordem de 4.000 MW com a predominância de fontes hidráulicas. No período 2007-2016 o programa de geração utilizado apresenta um crescimento de cerca de 4,7%, com uma participação média de 2% no montante total da região durante o período.

Tabela 66 – Empreendimentos de Geração em Operação no Estado do Mato Grosso do Sul

Tipo	MW
CGH	4
PCH	85
UHE	3.385
UTE	532
Total	4.006

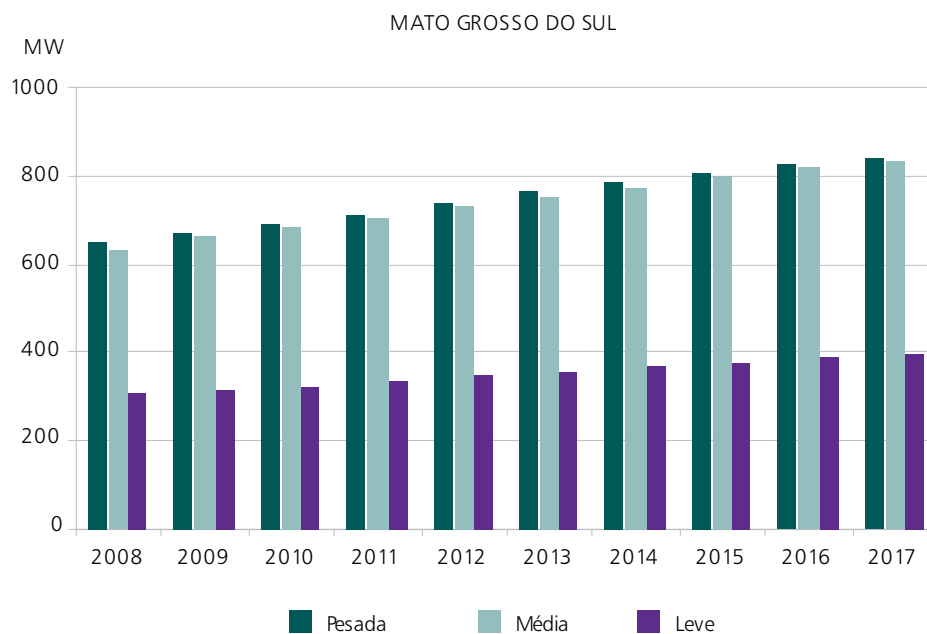
Gráfico 63 - Empreendimentos de Geração em Operação no Estado do Mato Grosso do Sul



Carga local

A evolução da carga do estado do Mato Grosso do Sul para os três patamares de carga pode ser vista no Gráfico 64.

Gráfico 64 – Evolução da carga do Estado do Mato Grosso do Sul



A carga do estado do Mato Grosso do Sul prevista para o período 2008-2017 apresenta um crescimento médio 2,9% ao ano neste ciclo, representando, em média, 5% do total da região.

As principais instalações de linhas de transmissão previstas são as seguintes:

Descrição da obra	Data Prevista
LT 230 KV ANASTÁCIO - SIDROLÂNDIA: 230-AA-CS-G-2-795,120km	2010
LT 230 KV SIDROLÂNDIA - IMBIRUSSÚ: 230-AA-CS-G-2-795,20km	2010
LT 230 KV IMBIRUSSÚ - CHAPADÃO: 230-AA-CS-G-2-795,295km	2010
LT 230 KV CHAPADÃO - JATAÍ: 230-AA-CD-G-2-795,131km	2010
LT 230 KV CHAPADÃO - INOCÊNCIA: 230-AA-CD-G-2-795,131km	2010
LT 230 KV INOCÊNCIA - ILHA SOLTEIRA: 230-AA-CD-G-2-795,85km	2010
LT 230 KV SECC. RIO BRILHANTE: 230-AA-CD-G-2-795,1km	2010
LT 230 KV SECC. IVINHEMA: 230-AA-CD-G-2-795,1km	2010
LT 230 KV CHAPADÃO - INOCÊNCIA: 230-AA-CS-G-2-795,165km	2012
LT 230 KV INOCÊNCIA - ILHA SOLTEIRA: 230-AA-CS-G-2-795,85km	2012

2.4.5.5 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.

- Atendimento elétrico ao estado de Mato Grosso do Sul, decorrente da entrada de novos agentes de geração no estado;
- Análise do suprimento elétrico ao estado do Rio Grande do Sul, a partir do segundo quinquênio;
- Atendimento elétrico às regiões metropolitanas de Porto Alegre e Caxias do Sul, devido a violações dos limites de carregamento nos transformadores de fronteira e linhas de transmissão, no curto prazo;
- Definição da integração elétrica das UHEs Garibaldi e São Roque, localizadas no planalto central de Santa Catarina, e UHE Paranhos, no Paraná, dado que estas usinas estão representadas neste ciclo através de configurações de referência;
- Estudo de compensação reativa na Rede Básica da Região Sul, em função de problemas de controle de tensão;
- Avaliação do impacto do desbalanço de geração entre as bacias do rio Uruguai e Iguazu no sistema de transmissão da Rede Básica.

2.5 Desempenho dinâmico do SIN

2.5.1 Desempenho dinâmico do SIN

O objetivo da análise de desempenho dinâmico do SIN é identificar problemas de estabilidade eletromecânica quando da representação completa das principais unidades geradoras previstas e respectivos sistemas de controle, além de todos os equipamentos controladores de grande porte, como os Compensadores Estáticos, os Compensadores Série Variáveis e os Elos de Corrente Contínua de relevância para a dinâmica do sistema, estabelecendo reforços e/ou reprogramação de empreendimentos previstos de forma a solucionar estes problemas.

O cenário previsto ao longo do plano decenal considera o aumento da oferta de geração tendo em vista os grandes aproveitamentos hidráulicos, principalmente os localizados na Amazônia (bacias dos rios Xingu, Teles Pires e Madeira), cuja transmissão da energia para as regiões Nordeste e Sudeste, Centro-Oeste do país apresentam distâncias superiores a 2000 km.

O sistema atual é projetado para atender ao critério n-1, ou seja, no caso de falta temporária de um elemento de geração ou transmissão, outras fontes ou caminhos alternativos de suprimento existem de forma a permitir a continuidade do fornecimento de energia aos centros de consumo sem perda de sincronismo.

Neste item são apresentadas as conclusões das análises de algumas contingências críticas sob o ponto de vista de estabilidade eletromecânica como a perda de polos, de linhas de interligação e de blocos de geração.

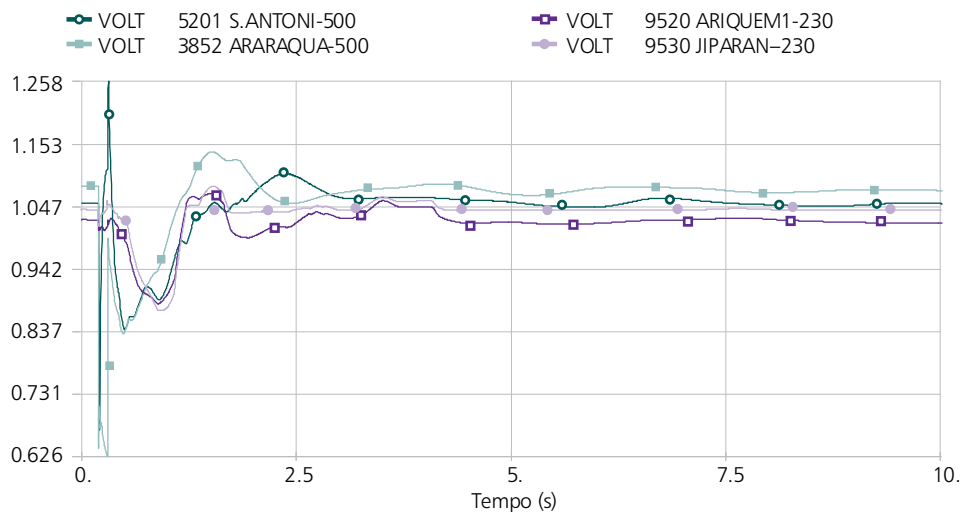
2.5.1.1 Sistema CCAT Coletora Porto Velho-Araraquara

O sistema indicado para escoar o excedente das usinas do rio Madeira para a região Sudeste/Centro-Oeste é composto de 2 bipolos de corrente contínua 2 x 3.150 MW (\pm 600 kV, 4 x 2312 MCM) entre as subestações Coletora Porto Velho (RO) e Araraquara (SP) juntamente com a instalação de 2 conversoras back-to-back, em paralelo, de 400 MW cada, estabelecendo uma conexão assíncrona com as usinas do AHE Madeira com o objetivo de isolar o sistema de 230 kV das perturbações ocasionadas por distúrbios nos bipolos CC.

As contingências analisadas foram aplicação de defeito na rede CA associada ao terminal inversor do elo CCAT e perda de um polo. Defeitos na rede CA do terminal inversor resultam na interrupção da transmissão da potência CC, podendo ser esta parcial ou total.

O Gráfico 65 apresenta o desempenho do sistema para a aplicação de um defeito monofásico por 100 ms na rede CA associada ao terminal inversor, seguido da abertura da linha de transmissão Araraquara-Campinas 500 kV, no cenário de hidraulicidade elevada na região Norte e na condição de carga pesada. São mostradas as oscilações de tensão no sistema receptor (SE Araraquara), no terminal retificador (SE Coletora) e nas SE mais representativas do sistema de 230 kV Acre/Rondônia, com a presença do back-to-back. Neste defeito é possível a ocorrência de falhas de comutação, podendo envolver, na pior situação, todos os conversores da estação inversora de Araraquara.

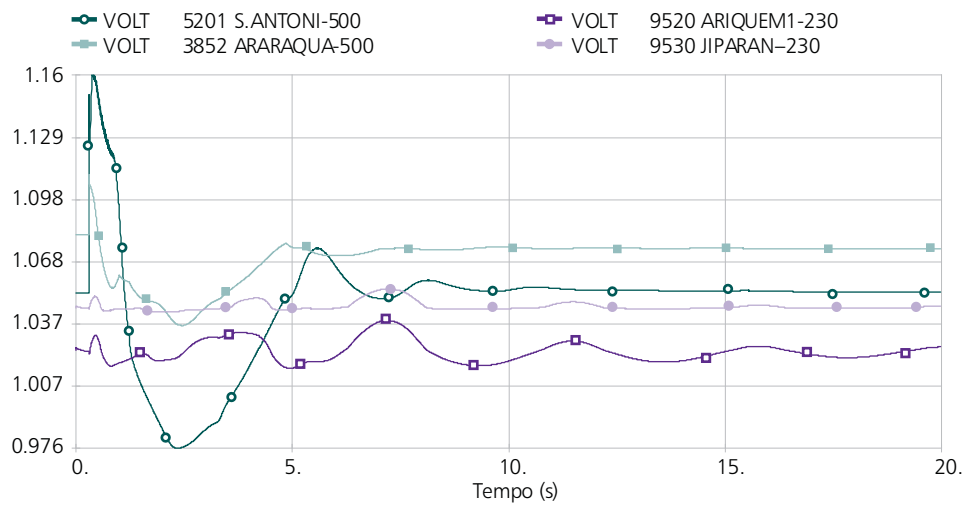
Gráfico 65 - Oscilação de tensão. Perda da LT Araraquara-Campinas



A interrupção da transmissão CC, quando de defeitos internos ao elo CCAT (defeito polo-terra, bloqueio de polo), pode ter conseqüências severas na medida que $\frac{1}{4}$ da potência total CC é interrompida durante o período de defeito. O Gráfico 66 apresenta o comportamento das tensões na perda de 1 polo nos mesmos pontos da rede e para as mesmas condições indicadas para o Gráfico 65, podendo-se constatar um desempenho adequado do sistema.

O desempenho do sistema para perda de um (1) dos bipolos do sistema CCAT Coletora Porto Velho-Araraquara é apresentado a seguir no item 2.5.1.2.

Gráfico 66 - Oscilação de tensão. Perda de 1 Polo



2.5.1.2 Perda de blocos de geração ou de bipolos

Sob o ponto de vista dinâmico o sistema apresenta bom amortecimento na perda de grandes blocos de geração como a perda de Angra II, conforme mostrado nos gráficos a seguir, para a condição de carga pesada. Apesar de provocar incremento transitório significativo na injeção de potência via interligação Norte-Sul no sistema receptor da região Sudeste, essa perda de geração não acarreta perda de sincronismo do sistema interligado.

Gráfico 67 - Frequência das máquinas do Sudeste próximas a Angra II. Perda de Angra II.

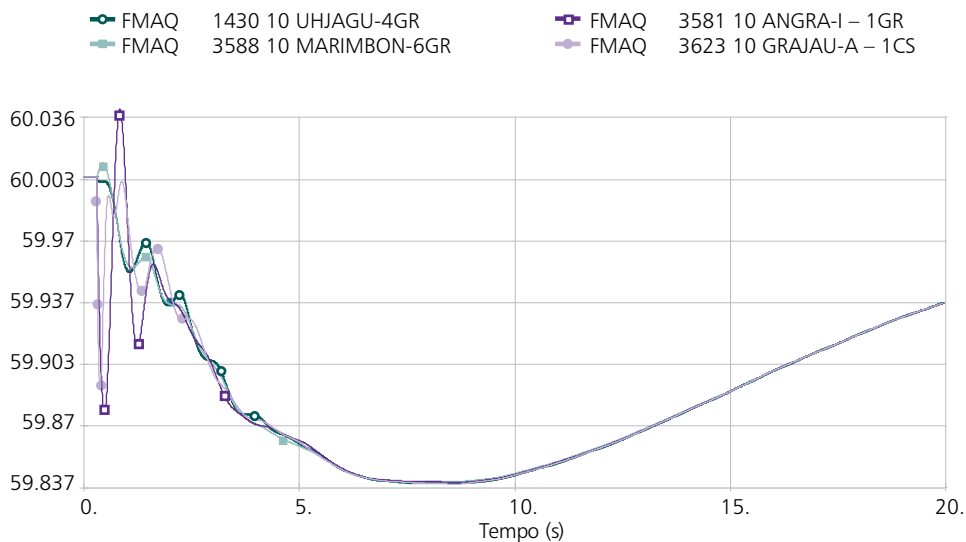
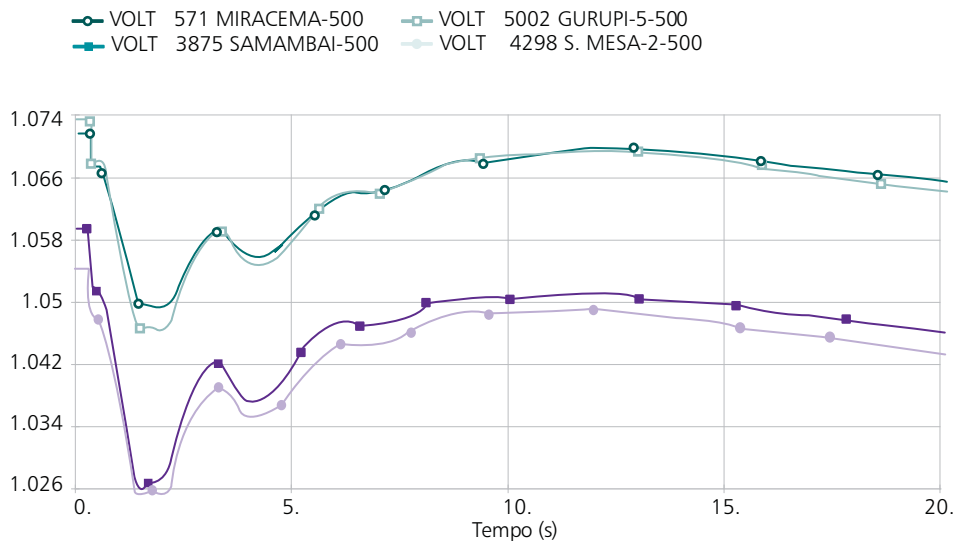


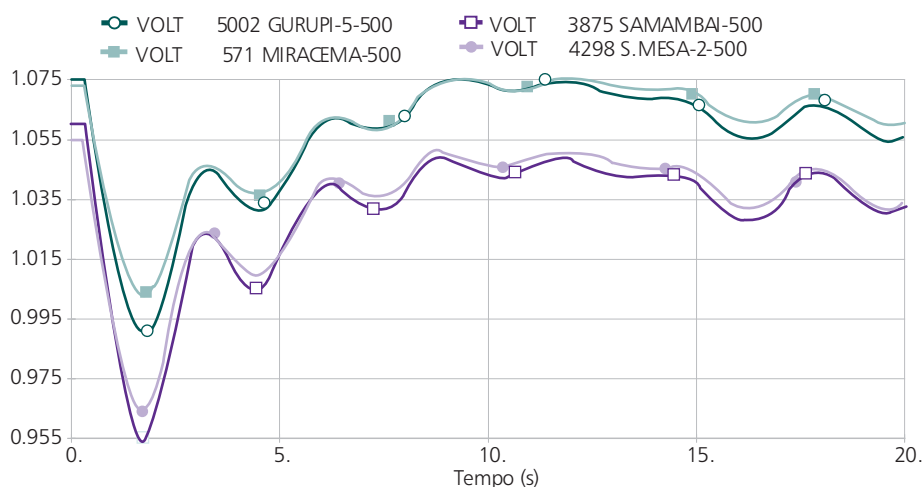
Gráfico 68 - Perfil de tensão nas subestações da interligação Norte/Sul. Perda de Angra II.



Similarmente, o sistema foi testado quanto à perda de blocos de potência injetada através dos elos de corrente contínua em montante superior à potência de um polo. Apesar de o critério para dimensionamento de um elo CC impor que o desempenho do SIN seja satisfatório quando da perda de apenas um polo, é importante salvaguardar partes do sistema elétrico durante perdas de bipolos de modo a não acarretar desligamentos descontrolados de carga.

O Gráfico 69 ilustra o desempenho do sistema, em termos de oscilação de tensões, na perda de 1 dos bipolos do elo CCAT Coletora Porto Velho-Araraquara, para a condição de carga pesada. Verifica-se que as tensões se recuperam após o afundamento decorrente da saída do bipolo, estabilizando-se em níveis satisfatórios, demonstrando a robustez do sistema em absorver estes impactos.

Gráfico 69 - Tensão nas SE da interligação Norte/Sul. Perda de um (1) bipolo Coletora P. Velho-Araraquara.



No caso extremo, de baixa probabilidade, da perda da potência total do elo analisado (perda dos dois bipolos), constatou-se que haverá necessidade de medidas adicionais de controle (desligamento controlado de cargas e/ou de geração, dentre outras) para se evitar o colapso de tensão no sistema receptor. Salienta-se que esta ocorrência é agravada pela interação dos diferentes elos de corrente contínua que chegam no mesmo sistema receptor, fazendo que, transitoriamente, se tenha um impacto de perda de potência superior à dos dois bipolos desligados.

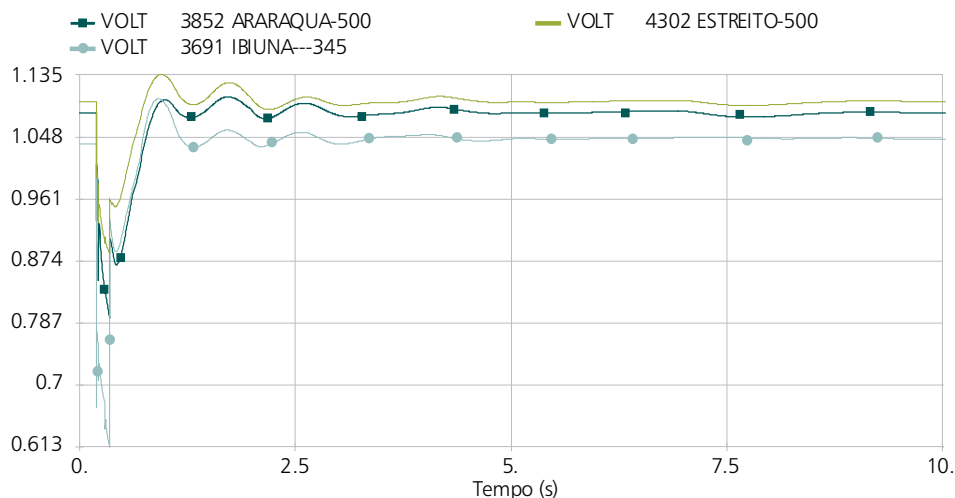
2.5.1.3 Interações entre os Elos CCAT

Com relação às possíveis interações entre os elos CCAT, deve-se mencionar que distúrbios na rede CA receptora podem provocar falhas de comutação simultâneas nos outros elos CCAT em função da proximidade elétrica entre seus terminais inversores.

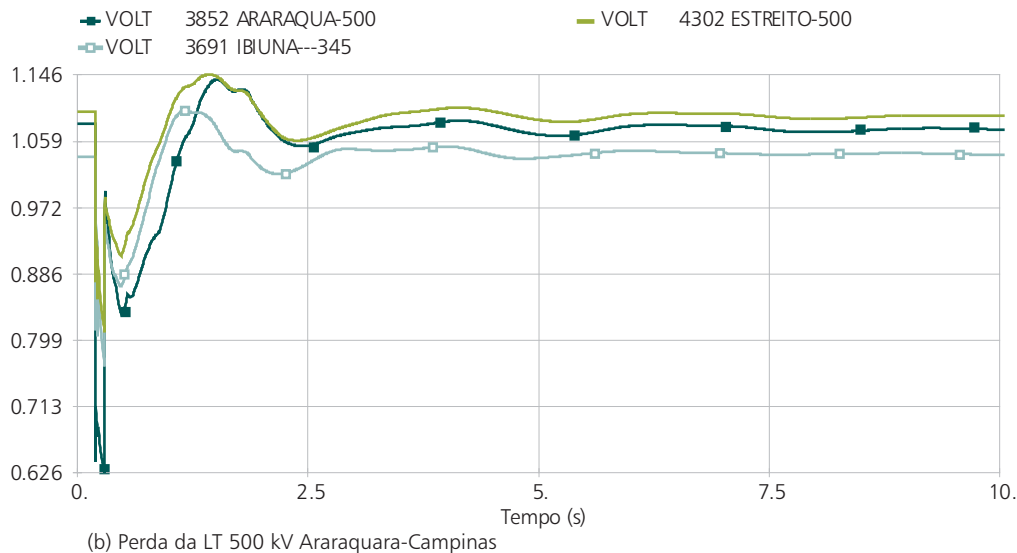
Deste modo, foram consideradas falhas nos inversores do sistema CCAT previsto Coletota Porto Velho-Araraquara e do sistema CCAT existente (elo Itaipu).

Estas falhas de comutação estão limitadas a 100 ms para defeitos locais, que corresponde ao tempo de eliminação dos mesmos, e 1 ciclo para defeitos remotos. O Gráfico 70 ilustra as oscilações de tensão decorrentes de 2 ocorrências distintas de perdas de LTs no sistema receptor, em condição de carga pesada: a) LT 345 kV Ibiúna-Interlagos; b) LT 500 kV Araraquara-Campinas. Os resultados indicam que, mesmo considerando esse período de falha de comutação, o sistema interligado se manteve dinamicamente estável e atendendo aos limites mínimos de tensão admissível na primeira oscilação. Isto ocorre devido à rápida recuperação da potência CC.

Gráfico 70 - Tensão nos terminais inversores dos elos representados no caso do Plano Decenal.



(a) Perda da LT 345 kV Ibiúna-Interlagos



2.6 Curto-Circuito

Foi iniciado neste ciclo a elaboração da Base de Dados para Estudos de Curto-Circuito com informações temporais [13], cobrindo o mesmo horizonte e perfeitamente compatibilizada com a Base de Dados de Fluxo de Potência.

Na fase atual de desenvolvimento, já estão disponíveis os casos correspondentes a todo o período decenal, em que há a correspondência exata quanto à topologia do sistema nas bases de dados de fluxo de potência e de curto-circuito, o que facilita sobremaneira os estudos de planejamento.

Entretanto, ainda estão parcialmente ausentes informações de circuitos mutuamente acoplados e de capacidades de interrupção de disjuntores. A partir da divulgação do banco de dados aos agentes do sistema, essas informações estão sendo obtidas e a ele incorporadas, de forma que restarão, para o futuro, apenas as atividades de manutenção e atualização, o que será feito em consonância com a elaboração de cada ciclo do Plano Decenal de Expansão de Energia.

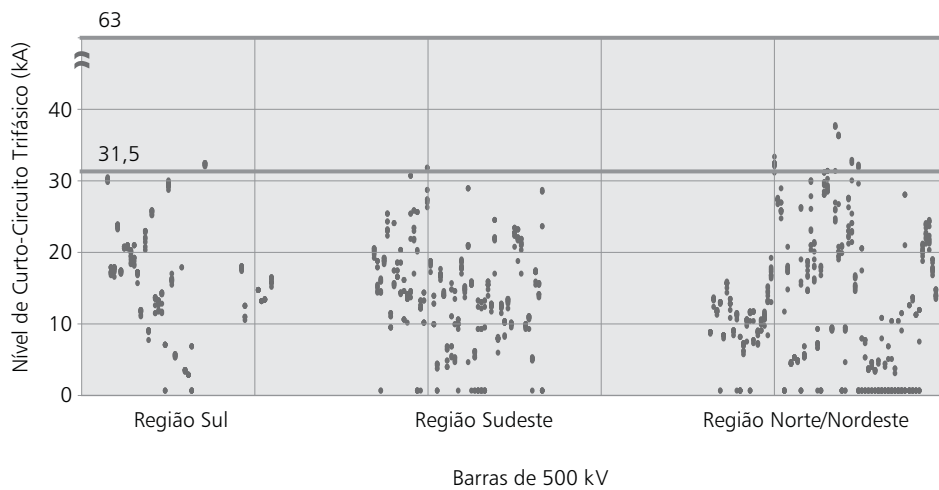
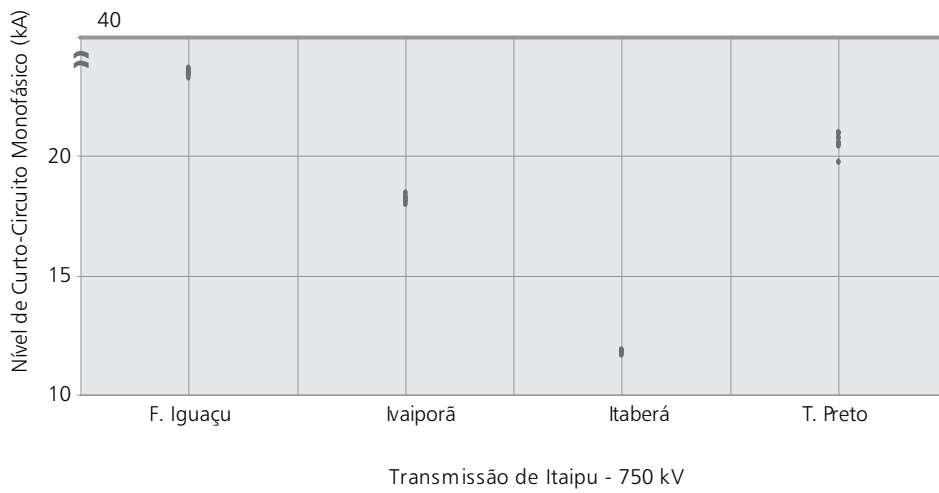
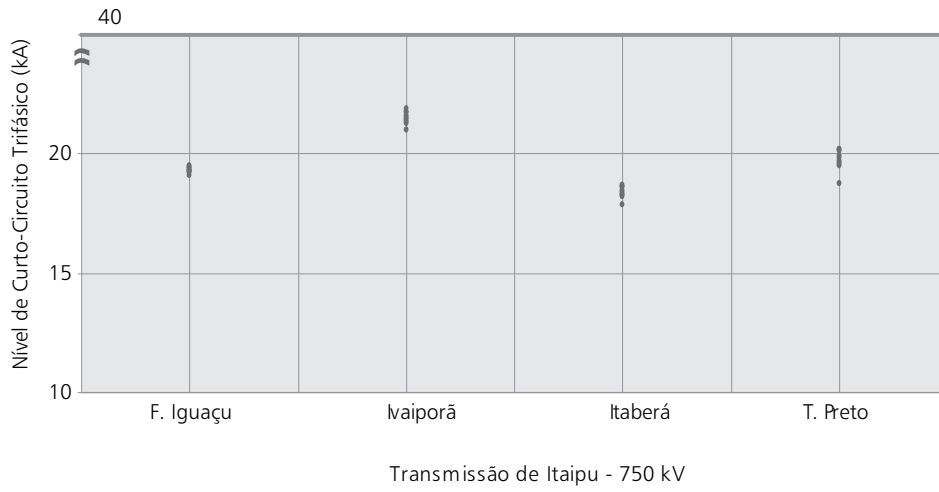
Níveis de curto-circuito no SIN

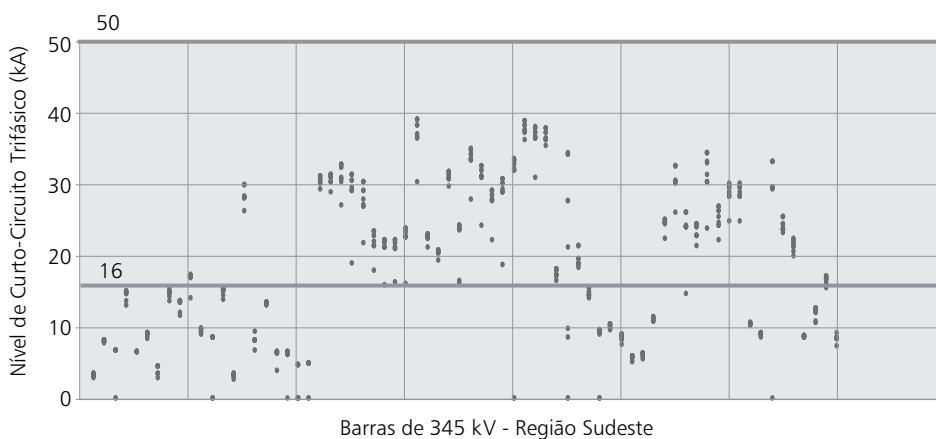
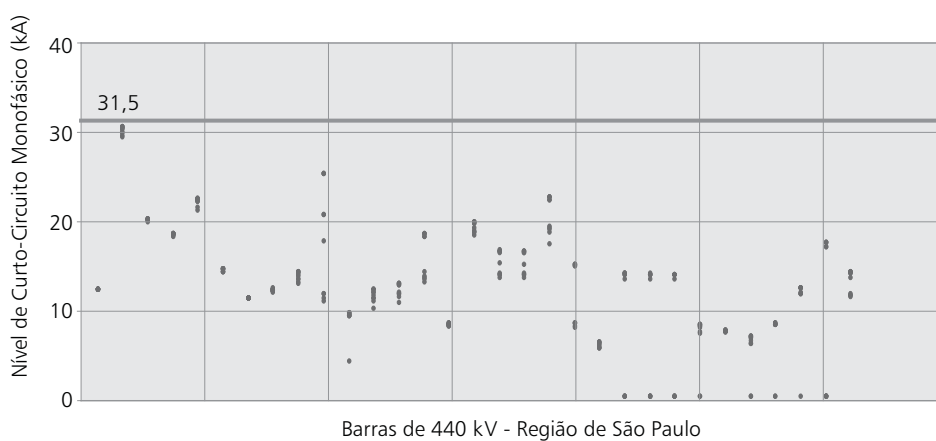
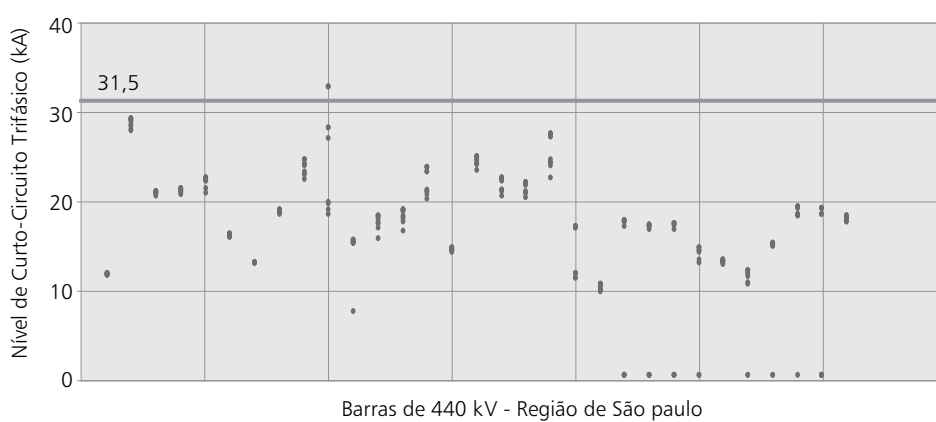
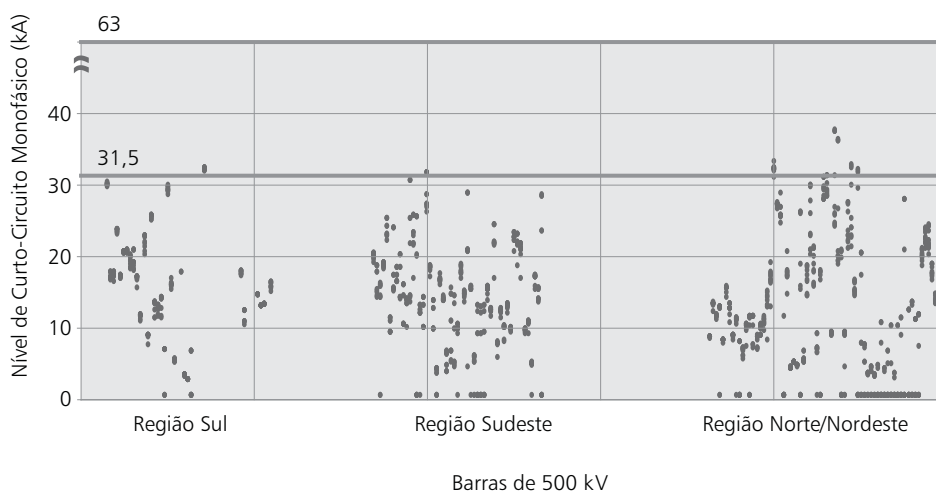
São a seguir apresentados os níveis de curtos-circuitos trifásico e monofásico nos barramentos da Rede Básica (tensões de 230 kV e acima), obtidos com o programa de Análise de Falhas Simultâneas (ANAFAS) do CEPEL.

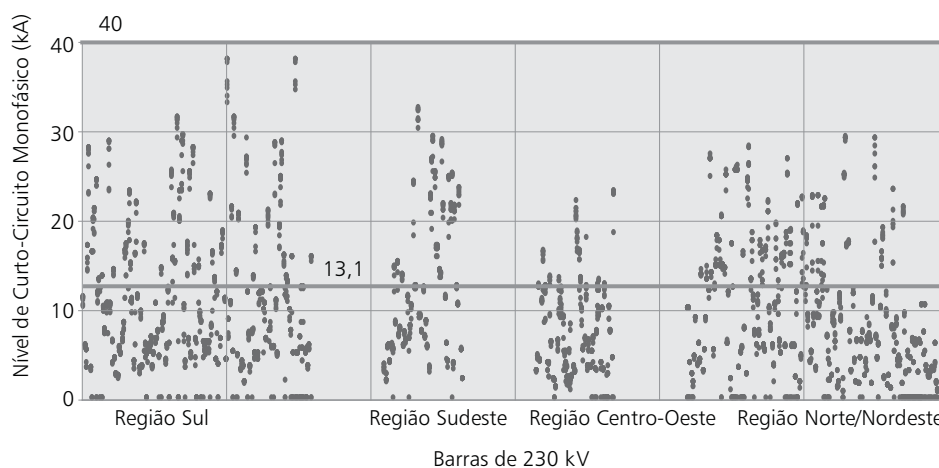
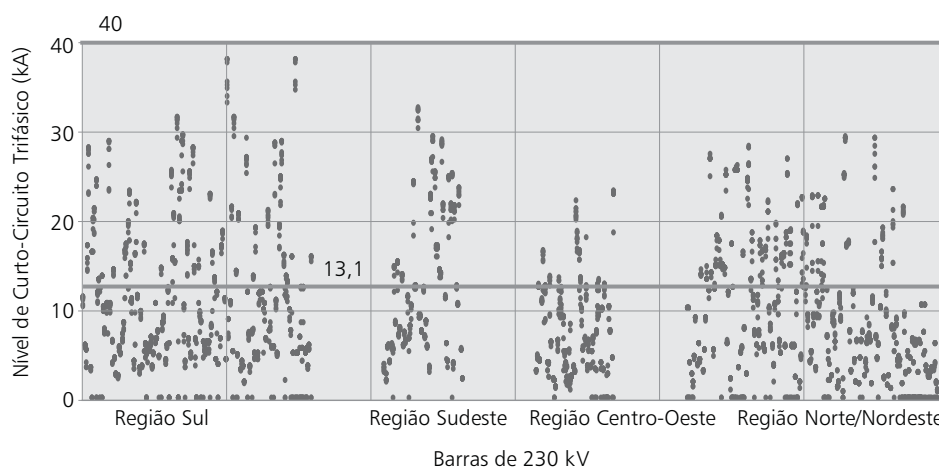
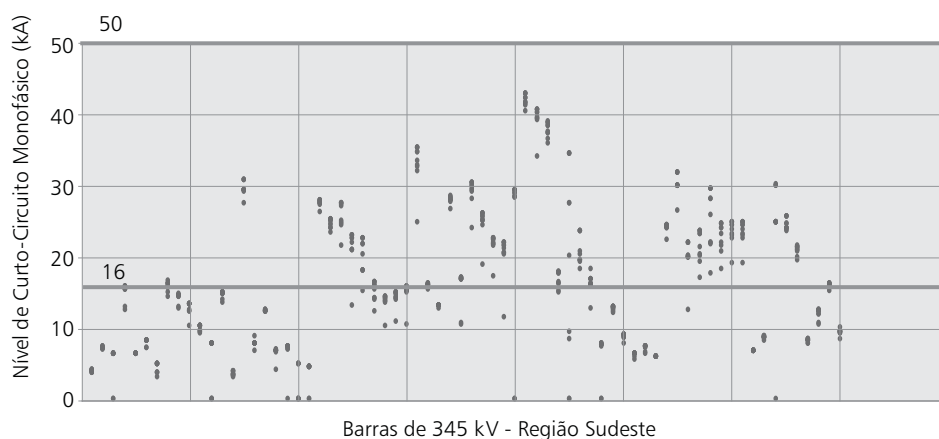
Nos gráficos a seguir são mostrados os valores calculados de curto-circuito (em kA) por nível de tensão, representando-se nos eixos horizontais os barramentos do sistema, os quais foram agrupadas por regiões geográficas do SIN. Sobre os gráficos foram traçadas linhas horizontais indicando os valores máximo e mínimo mais comuns da capacidade de interrupção dos disjuntores, por classe de tensão, ou seja, as envoltórias das capacidades dos disjuntores para os níveis de tensões.

A evolução nos níveis de curto-circuito ao longo do período decenal pode ser observada no conjunto de pontos sobre uma reta vertical, correspondente a um certo barramento do sistema. Na maioria dos casos, as variações são pouco perceptíveis, ficando os pontos muito próximos uns dos outros.

Gráfico 71 - Níveis de curto-circuito trifásico e monofásico no SIN (kA)







Obs.- Os valores nulos de curto-circuito correspondem aos anos anteriores à entrada em operação de barramentos que passam a fazer parte do SIN ao longo do período decenal.

2.7 Índices de confiabilidade do sistema interligado e dos subsistemas regionais

Este item apresenta os principais índices de confiabilidade obtidos a partir de uma primeira avaliação probabilística preditiva, realizada pela EPE, em regime estacionário (i.e adequação) das Redes Básica e de Fronteira, utilizando o programa NH2 (versão 8.0 de dezembro de 2006).

Os resultados para o período decenal são mostrados para o sistema, por região e por nível de tensão. Tais resultados complementam a análise tradicionalmente efetuada, em bases essencialmente determinísticas.

Esta primeira avaliação contemplou as contingências simples, no patamar de carga pesada para todos os anos do período 2008 – 2015, considerando as configurações da rede do ciclo anterior ao deste Plano Decenal.

Uma vez completada a implementação da base de dados e do processo de análise, esta avaliação será atualizada. A realização continuada desta análise possibilitará a caracterização de níveis de confiabilidade probabilística admissíveis para o planejamento do sistema brasileiro.

2.7.1 Dados e Premissas

A valoração numérica de indicadores de confiabilidade por variáveis aleatórias depende fundamentalmente do conjunto de hipóteses, modelos e ferramentas de simulação adotado durante o processo de avaliação. Essa dependência é acentuada na proporção da grande variedade de alternativas de avaliação possíveis. Todo índice de confiabilidade é, portanto, probabilisticamente condicionado às premissas adotadas no seu próprio cálculo. Cabe lembrar que a análise de confiabilidade baseia-se no aspecto essencialmente comparativo e com a periodicidade desta análise se pretende acompanhar a evolução do desempenho do SIN.

Os dados estocásticos utilizados nesta análise são resumidos na Tabela 67 e foram fornecidos pelo ONS. Esta base de dados, designada de BDConf, foi desenvolvida em parceria do ONS com a Universidade Federal de Santa Catarina e possibilita a estimativa mais realista de índices de desempenho tais como taxas de falhas e tempos médios de reparo de componentes (linhas, transformadores e geradores) do SIN.

Tabela 67 - Dados Estocásticos por classe de Tensão - BDconf

Tensão (kV)	Linhas		Transformadores	
	Taxa de Falha (oc/km.ano)	Tempo Médio Reparo(h)	Taxa de Falha (oc/km.ano)	Tempo Médio Reparo(h)
230	0,0232	1,0114	0,7207	12,5366
345	0,0228	0,9107	0,7368	16,1616
440	0,0144	3,377	0,5	12,7187
500	0,0183	2,3547	0,5945	53,6546
765	0,0102	1,6525	0,3712	100,3958

As saídas forçadas simples das linhas de transmissão e dos transformadores foram representadas por um modelo Markoviano a dois estados (estado operativo e falho).

Os estados do sistema são caracterizados pelos estados operativos individuais de cada um de seus componentes. Esta análise utilizou enumeração das contingências simples de todos os elementos das Redes Básica e de Fronteira para o patamar de carga pesada. O método de enumeração de contingências simples pode ser considerado um "critério n-1 probabilístico", fornecendo uma variedade de informações que não seriam disponíveis com abordagens puramente determinísticas.

Para avaliação do desempenho de cada estado utilizou-se fluxo de potência AC, seguido de processos de eliminação de violações operacionais, como sobrecargas e violações de tensão, incluindo ajustes de transformadores com OLTC e alteração de tensão de geração. Estados de falha são caracterizados por cortes de carga e são utilizados no cálculo dos índices de risco. Não foi utilizado redespacho de potência ativa para eliminação das violações.

A mensuração da análise de confiabilidade ocorre através de índices, que permitem realizar a diagnose do sistema em estudo. Os índices calculados pelo programa NH2 e mostrados neste item são:

- PPS - Probabilidade de problemas no sistema,
- LOLP - Probabilidade de perda de carga (Loss of Load Probability),
- LOLF - Frequência de perda de carga (ano- 1),
- LOLD - Duração de perda de cargas (horas),
- EPNS - Valor esperado de potência não suprida (MW),
- EENS - Valor esperado de energia não suprida (MWh) e
- IS - Índice de Severidade (minutos)

As simulações de confiabilidade geram os diversos índices acima listados que representam os níveis de confiabilidade probabilística do sistema elétrico. Os índices podem se referir ao sistema como um todo ou desa-

gregados por região elétrica ou nível de tensão. Outra informação relevante obtida das avaliações probabilísticas é a estratificação dos problemas do sistema por modos de falha: sobrecargas, violações de tensão e ilhamentos.

O indicador Probabilidade de Problemas no Sistema (PPS), expresso em porcentagem, aponta a probabilidade de problemas ou violações no sistema, imediatamente após a ocorrência de qualquer tipo de contingência, sem o recurso a qualquer medida corretiva. Esse indicador reflete a presença de qualquer tipo de modo de falha, incluindo ilhamentos, sobrecargas, sobre e subtensões. Já o indicador LOLP, probabilidade de perda de carga, também expresso em porcentagem, reflete a possibilidade de perda de carga, após o esgotamento de todas as medidas operacionais corretivas disponibilizadas. O índice PPS pode ser estratificado pelos modos de falha acima mencionados.

Adicionalmente foi medido o grau de atendimento ao critério “n-1”. Dado o porte do SIN, a análise determinística não chega a esgotar todas as possíveis contingências simples, permanecendo um conjunto de situações não analisadas que podem eventualmente não atender aos critérios estabelecidos. Tais situações são detetadas ao se contabilizar os casos que são solucionados por meio de cortes de carga e os casos não resolvidos pelo programa NH2, os quais são retirados da estatística. Este índice é definido como sendo igual $1 - (n_0 \text{ de casos com corte} + n_1 \text{ de casos retirados da estatística}) / n^\circ \text{ total de casos simulados}$.

O índice Severidade (IS) foi utilizado como balizador de referência para diagnose do risco preditivo probabilístico do SIN apresentada neste item. A severidade exprime um tempo equivalente que duraria uma interrupção fictícia do sistema quando a ponta de carga estivesse ocorrendo. É um índice normalizado e, portanto, um indicador relativo que permite a comparação de sistemas de portes e naturezas distintas. A severidade é um dos poucos indicadores probabilísticos que já dispõe de uma escala internacional de valoração classificatória, mostrada na Tabela 68.

Tabela 68 - Classificação do Risco pela Severidade

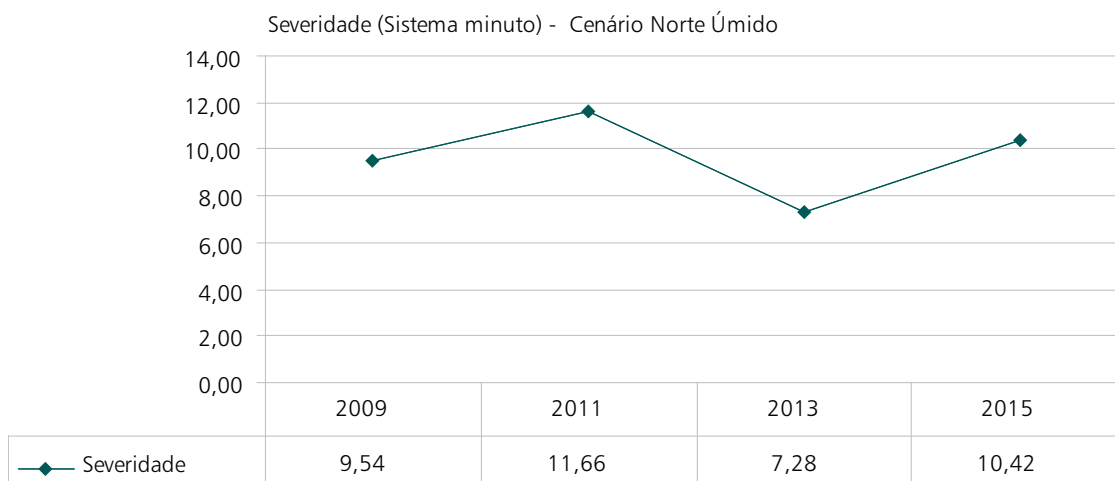
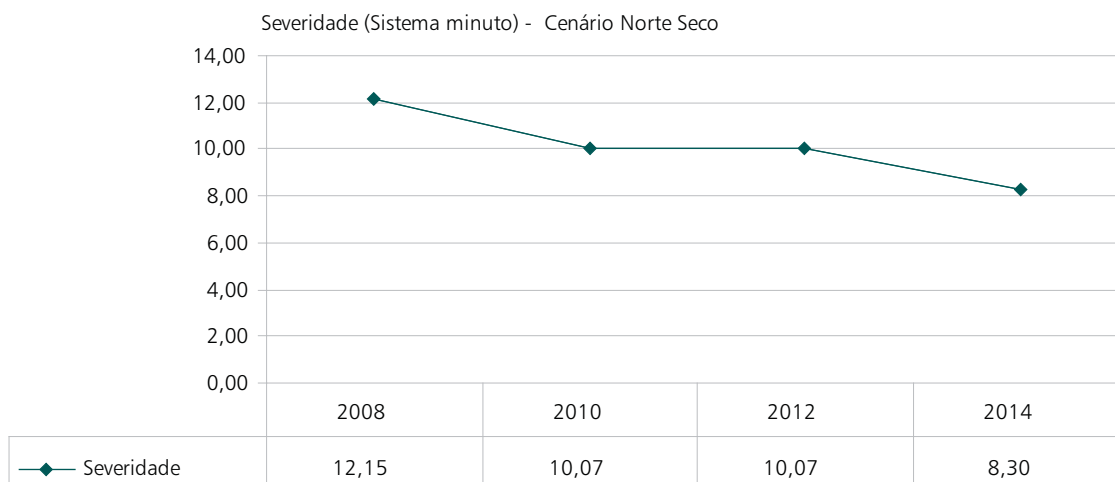
Classificação	Severidade S (Sistema Minuto)	Interpretação	Comentário
Grau 0	$S < 1$	Favorável	Condição operativa de baixíssimo risco
Grau 1	$1 \leq S < 10$	Satisfatório	Condição operativa de baixo risco
Grau 2	$10 \leq S < 100$	Limítrofe	Condição Operativa de risco médio
Grau 3	$100 \leq S < 1000$	Grave	Sério Impacto Para alguns agentes consumidores
Grau 4	$S \geq 1000$	Muito Grave	Sério Impacto Para muitos agentes consumidores

2.7.2 Resultados 2008-2015

O Gráfico 72 ilustra a evolução temporal prevista para o nível de confiabilidade probabilística do sistema de transmissão brasileiro, expresso pela severidade, no horizonte 2008-2015. Conforme mencionado anteriormente, este índice refere-se às contingências simples e regime de carga pesada. Observa-se também que os resultados referentes aos anos pares foram obtidos considerando-se o cenário de fluxos correspondente ao período seco na região Norte, enquanto que os resultados para os anos ímpares referem-se ao cenário de fluxos relativos ao período úmido no Norte, conforme indicado na Figura 7.

Os resultados indicam valores de severidade na faixa 9,5 - 12,0 sistema-minutos para o período anterior à entrada dos aproveitamentos do rio Madeira (2013), correspondendo aos Graus 1 a 2 da Tabela 68. Nota-se uma sensível melhora no ano 2013 com a entrada dos reforços associados às usinas do Rio Madeira. No final do período analisado os índices resultam da ordem de 10 sistema-minutos (limite dos Graus 1 e 2).

Gráfico 72 - Índice Severidade (Sistema-minuto)



O SIN pode ser partilhado em conjuntos distintos englobando somente a Rede Básica ou os transformadores de fronteira (Gráfico 73). O Índice Severidade pode ainda ser estratificado pelas regiões elétricas (Gráfico 74) ou por níveis de tensão (Gráfico 75). A identificação dos níveis de risco associados a cada um desses segmentos permite caracterizar as ações mais efetivas para a melhoria da confiabilidade do SIN. A contribuição mais significativa para a composição do Índice de Severidade do sistema ao longo do período analisado vem das falhas nos transformadores de fronteira, como mostra o Gráfico 73.

Gráfico 73 - Composição da Severidade

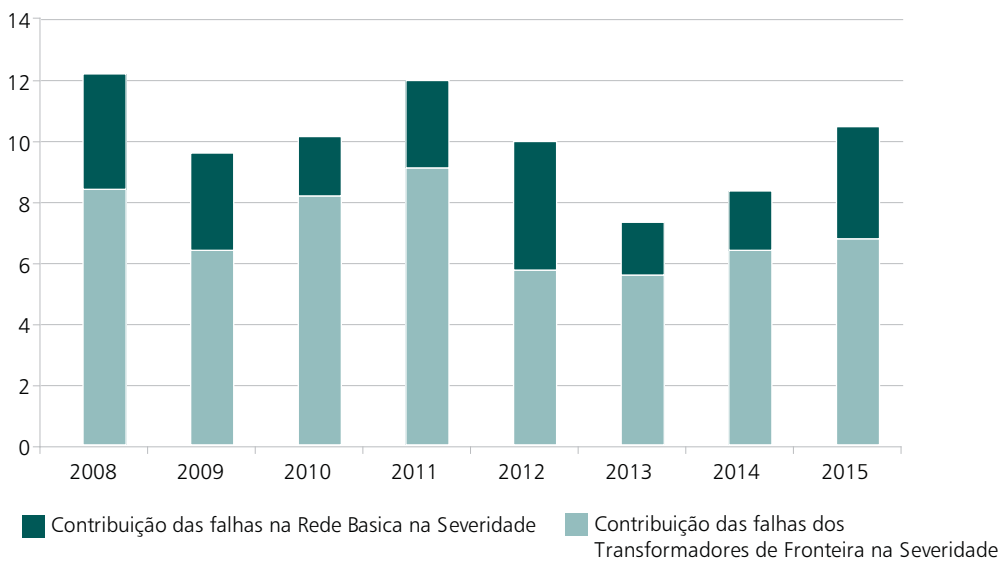


Gráfico 74 - Estratificação da Severidade por Região

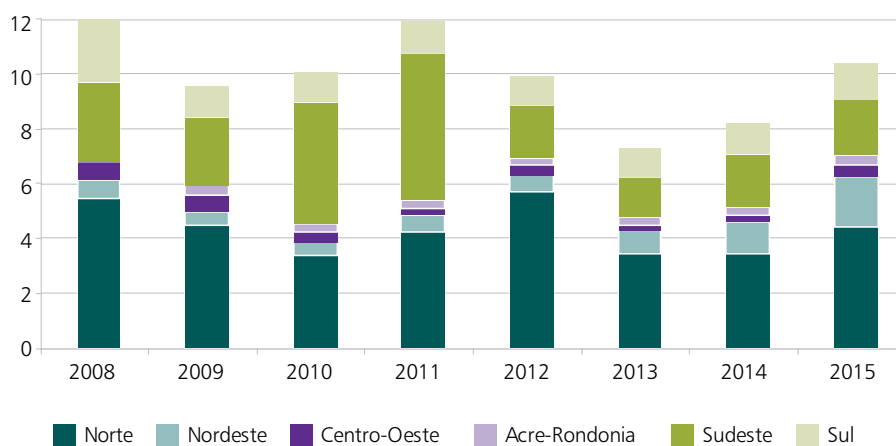
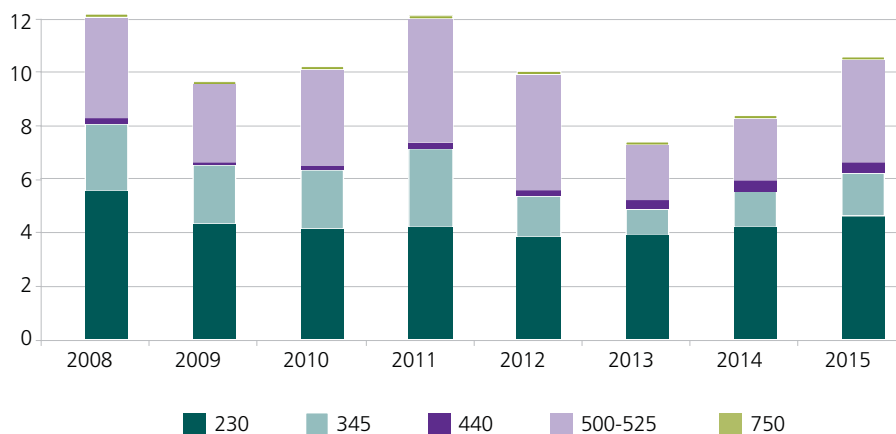


Gráfico 75 - Severidade do SIN estratificada pelas falhas nos níveis de tensão



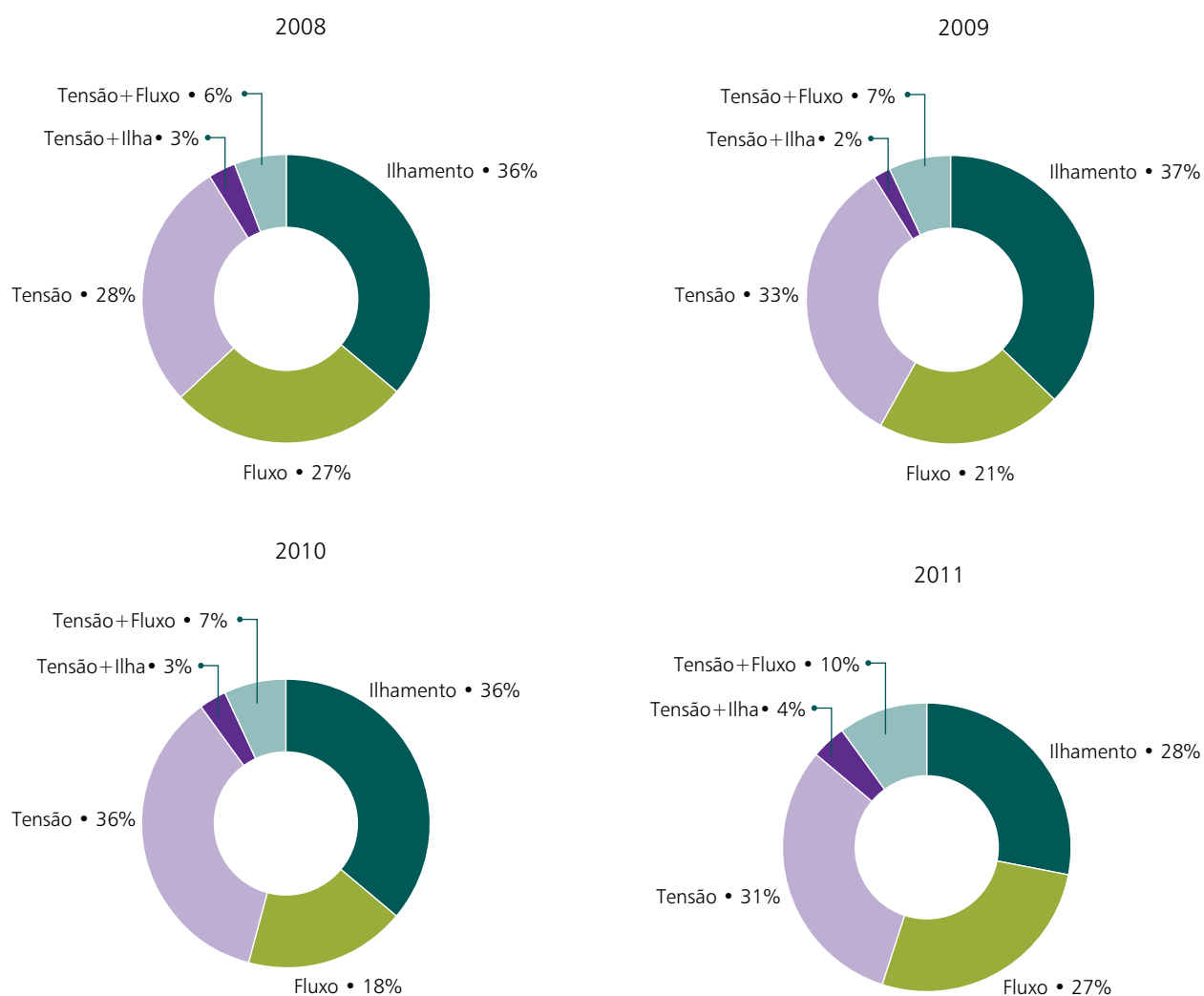
A Tabela 69 resume os valores globais dos vários índices de confiabilidade (LOLP, EENS, LOLF, EPNS E LOD), além do IS anteriormente comentado.

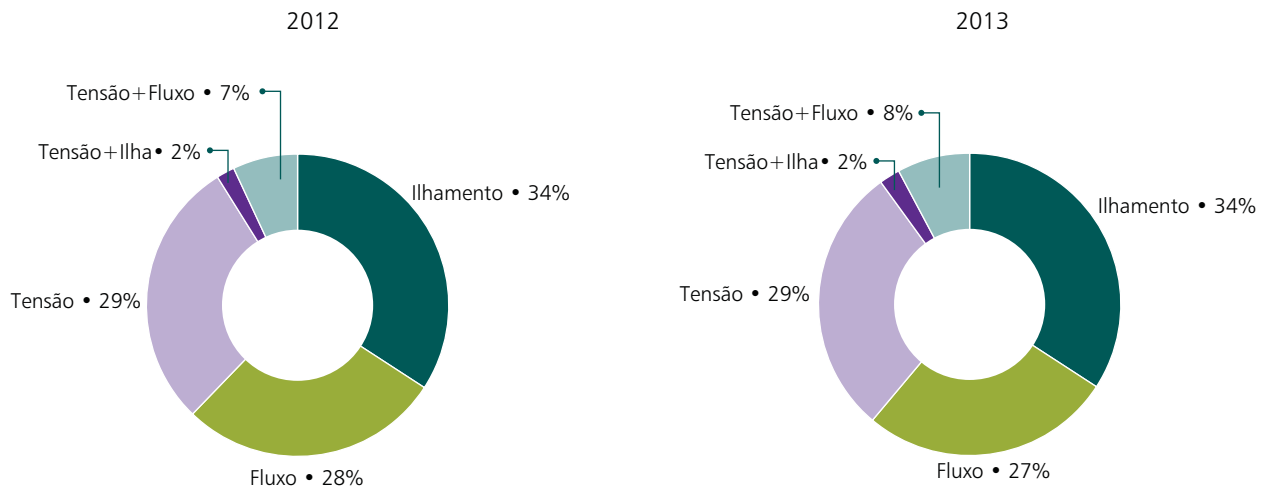
Tabela 69 - Índices Globais do SIN (Redes Básica e de Fronteira)

	Severidade (Sistema-Minuto Sistema)	LOLP (%)	EENS (MWhora)	LOLF	EPNS (MW)	LOLD (horas)
Cenário Norte seco						
2008	12,15	2,55	12.521,57	27,94	1,43	7,99
2010	10,07	2,15	11.195,79	21,40	1,28	8,82
2012	9,91	1,93	12.069,53	20,02	1,38	8,45
2014	8,30	2,07	10.786,72	21,18	1,23	8,55
Cenário Norte úmido						
2009	9,54	2,09	10.304,67	21,40	1,18	8,54
2011	11,94	2,32	13.958,34	23,61	1,59	8,59
2013	7,28	1,93	9.094,10	21,08	1,04	8,03
2015	10,42	2,30	13.673,28	26,48	1,56	7,61

No que se refere ao indicador Probabilidade de Problemas no Sistema (PPS), os gráficos abaixo mostram a contribuição relativa de cada modo de falha na formação desse índice ao longo do período analisado.

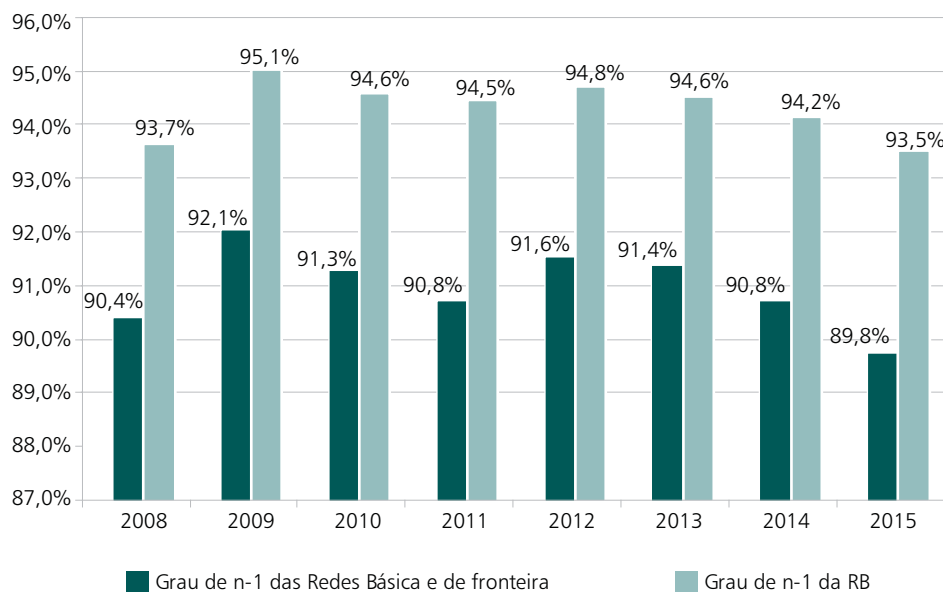
Gráfico 76 - Contribuição relativa de cada modo de falha na formação da PPS





Finalmente, apresenta-se no Gráfico 77 os resultados obtidos para o indicador de Grau de Atendimento ao critério “n-1” para o SIN, o qual se situa na faixa 94 – 95% para a Rede Básica ao longo do período analisado. Ao se incorporar as contingências simples associadas à Rede de Fronteira esse indicador cai para a faixa 90 – 92%.

Gráfico 77 - Grau de atendimento ao “n-1”



2.7.3 Principais constatações

Foi constatado que a severidade das redes básica e de fronteira fica, ao longo do período analisado, na faixa de 7 a 12 minutos, para contingências simples e regime de carga pesada. Sob o ponto de vista da classificação dos níveis de confiabilidade previstos para o SIN, de acordo com a Tabela 68, o sistema oscila entre os graus 1 e 2 para o patamar de carga pesada. O valor mínimo da faixa acima, correspondente ao melhor desempenho, ocorre no ano 2013, caracterizando o impacto favorável da entrada dos reforços associados à interligação da região Acre-Rondônia Sudeste/Centro-Oeste, associadas à implantação dos aproveitamentos de Santo Antonio e Jirau no rio Madeira.

De um modo geral, a contribuição mais significativa vem das falhas nos transformadores de fronteira.

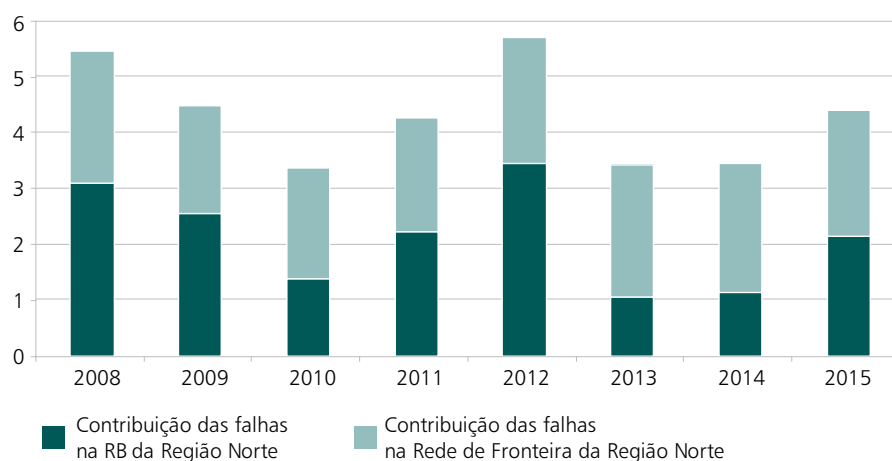
Com relação à estratificação por região, os seguintes aspectos podem ser destacados:

- a maior contribuição de falhas vem da região Norte, seguida da região Sudeste. Observa-se que a região Sudeste tem o seu desempenho fora da média nos anos de 2010 e 2011, estando as falhas concentradas na rede de fronteira (Gráfico 78). Diversamente, na região Norte as falhas na Rede Básica atingem valores significativos, compartilhando com a rede de fronteira na composição da severidade desta região (Gráfico 79).

Gráfico 78 - Severidade da Região Sudeste estratificada em Rede Básica e de Fronteira



Gráfico 79 - Severidade da região Norte estratificada em Rede Básica e de Fronteira



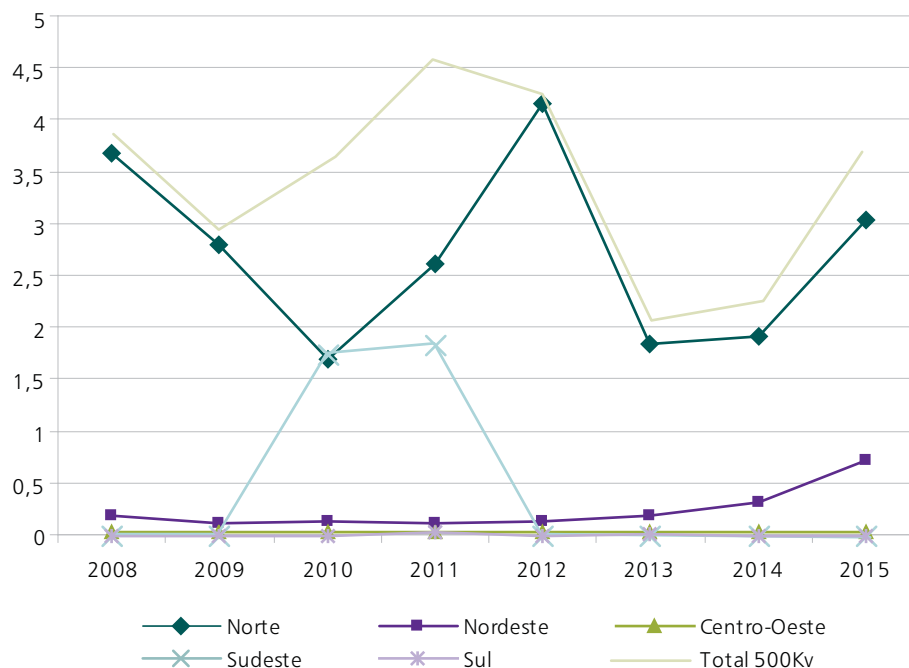
- A região Centro Oeste apresentou a maior porcentagem de casos não resolvidos e retirados da estatística. O período 2010-2012 é o que apresentou mais casos não resolvidos. As emergências do tronco em 230 e 500 kV que trazem o excedente de geração do estado do Mato Grosso para a região Sudeste não foram resolvidos pelo NH2. A partir de 2013, com a entrada do segundo circuito em 500 kV de Cuiabá até Itumbiara o número de casos retirados da estatística diminui e o grau de atendimento ao critério n-1 aumenta. O desempenho da rede de fronteira da região Centro-Oeste melhorou significativamente no período 2008-2013, apresentando em seguida uma pequena piora. A rede básica desta região tem o seu pior desempenho em 2012 que é o ano anterior ao reforço na rede em 500 kV.

- A região Sul apresentou um excelente desempenho a partir de 2009 quando a severidade reduziu de mais de 50% para 1 minuto, mantendo-se em torno deste patamar até 2015. Observa-se que a rede básica desta região praticamente atende ao critério “n-1” ao longo de todo o período. O desempenho da região Nordeste é muito bom no início do período tendo uma piora nos dois últimos anos tanto na Rede Básica como na rede de fronteira.
- O nível de confiabilidade associado à Rede Básica (sem considerar os transformadores de Fronteira) tem um perfil constante ao longo do período para quase todo o Brasil com exceção da região Norte. O nível de risco da Rede Básica das regiões Sul, Sudeste, Centro Oeste e Nordeste se situa no grau 0 (favorável), segundo a Tabela 68. O perfil do índice severidade da região Norte dita o perfil do SIN por significar cerca de 45% do índice global, chegando a quase 60% no ano 2012.

Com relação à estratificação por nível de tensão:

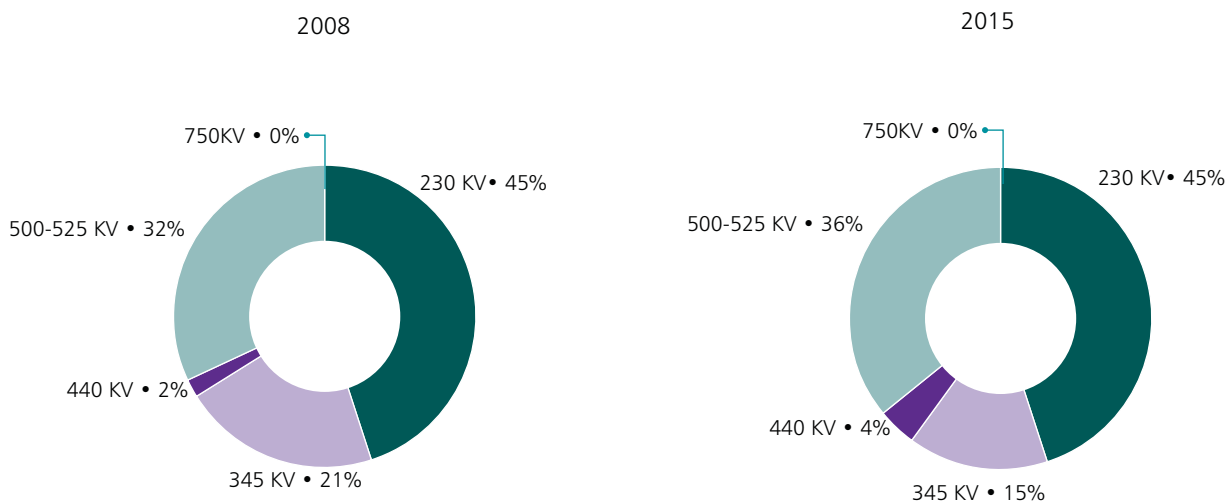
- As maiores contribuições vêm das redes em 230 e 500 kV. O tronco em 750 kV atende ao critério “n-1” ao longo de todo o período. O índice severidade da rede em 440 V se mantém abaixo de 0,5 minuto ao longo de todo o período. Deste índice a maior contribuição vem dos transformadores de fronteira, sendo que a rede básica em 440 kV praticamente atende o “n-1”.
- A severidade da malha de 500 kV do SIN, que está presente em todas as regiões, varia muito ao longo do período. Separando-se as contribuições das falhas das malhas de 500 kV de cada região, observa-se que este comportamento é um reflexo direto do desempenho da rede em 500 kV da região Norte (Gráfico 80).

Gráfico 80 - Severidade da malha de 500/525 kV separada por região



- O desempenho da rede de 500 kV região Norte é diretamente afetado pelos níveis de intercâmbio com a região Sudeste, e com os despachos de Tucuruí e das usinas do médio Tocantins. O ano de 2012, que apresentou o pior desempenho para a rede de 500 kV da região Norte, é o ano de entrada da Tucuruí-Macapá-Manaus e está representando o período seco (despacho baixo de Tucuruí) com uma elevada importação da região Sudeste.
- O nível de tensão de 230 kV está presente em todas as regiões e é responsável por 45% da severidade do SIN (Gráfico 81).

Gráfico 81 - Participação dos níveis de tensão na Severidade



- Com exceção do ano de 2008 a maior contribuição na severidade da malha de 230 kV vem de falhas na região Norte, responsável por cerca de 40% do total deste nível de tensão ao longo de todo o período. Em 2008 a maior contribuição vem dos transformadores de fronteira do Rio Grande do Sul.

Gráfico 82 - Severidade da malha de 230 kV estratificada por regiões



2.8 Evolução física e estimativa de investimentos

É apresentada a seguir a estimativa da evolução física dos sistemas de transmissão no período 2008-2017 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.

Os investimentos são também mostrados de forma desagregada por nível de tensão, com base no valor acumulado no período 2008-2017.

Tabela 70 – 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 2007	86.395					
Existente em 2007	2.698	1.612	29.262	6.791	9.218	36.814
Evolução 2008-2017	-	9.350	18.330	17	625	8.066
Estimativa 2017	2.698	10.962	47.592	6.808	9.843	44.880
Total 2017	122.782					

Tabela 71 – SIN: Estimativa da Evolução Física do Sistema de Transmissão - Transformação (MVA)

Tensão	750 kV	500 kV	440 kV	345 kV	230 kV
Total 2007	188.587				
Existente em 2007	21.000	70.826	17.652	29.885	49.224
Evolução 2008-2017	-	35.938	5.300	9.014	21.105
Estimativa 2017	21.000	106.764	22.952	38.899	70.329
Total 2017	259.944				

Nota: Inclui os transformadores de fronteira.

Gráfico 83 – SIN – Estimativa dos investimentos em Linhas de Transmissão

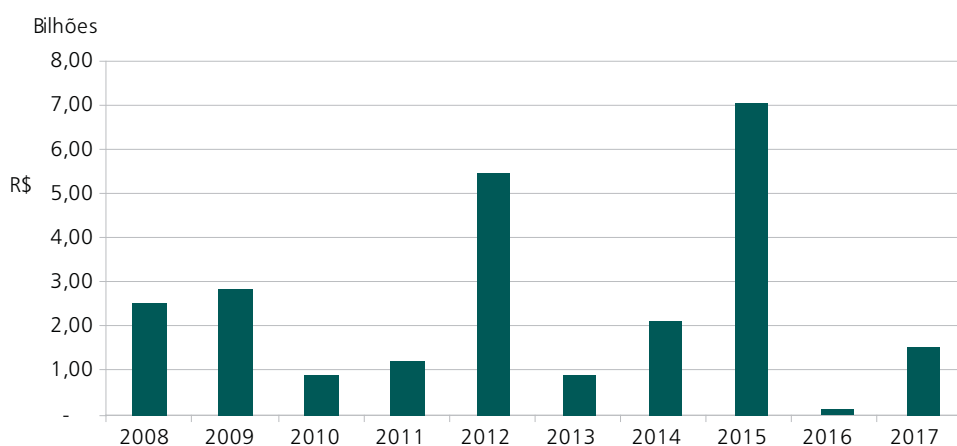


Gráfico 84 – SIN – Estimativa dos investimentos em Subestações

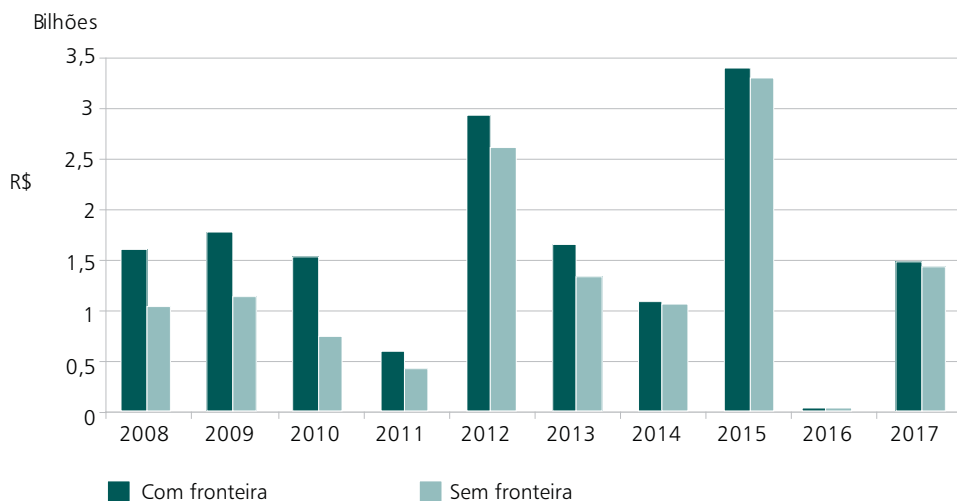
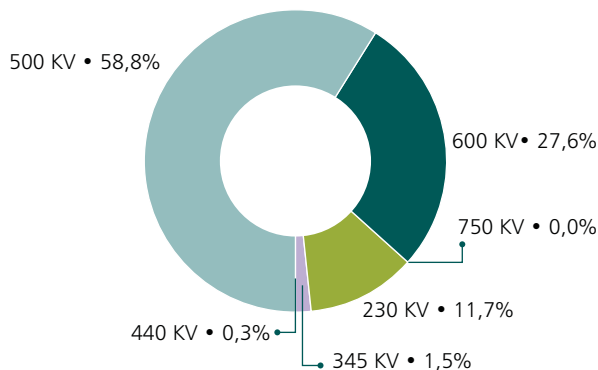
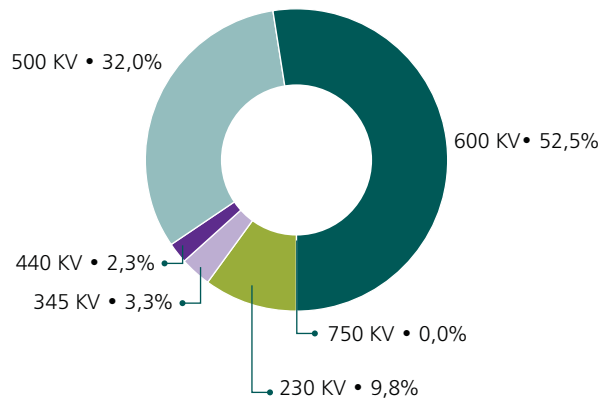


Gráfico 85 – SIN – Novos investimentos desagregados por nível de tensão (2017)

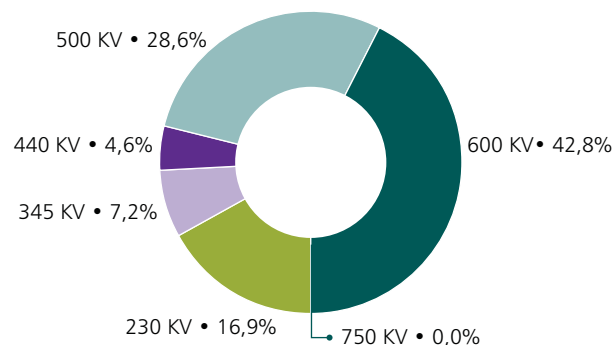
Estimativas de Investimentos em Linhas de Transmissão por nível de Tensão (%)
Total=24,86 bilhões



Estimativas de Investimentos em Subestações (sem fronteira) por nível de Tensão (%)
Total=11,58 bilhões



Estimativas de Investimentos em Subestações (com fronteira) por nível de Tensão (%)
Total=14,22 bilhões



2.9 Estimativa da Evolução das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão

Este item apresenta a estimativa da evolução das tarifas de uso do sistema interligado considerando as informações constantes do ciclo de planejamento 2007.

2.9.1 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 2008-2017. Deve-se ressaltar que as tarifas de geração foram calculadas de acordo com a resolução nº. 117/04. Da análise das figuras, é possível ter uma idéia de como a TUST das usinas de cada região se comporta em relação à média do sistema, e de que forma contribuem para compor esse valor.

Gráfico 86 – Distribuição da TUST para o ano 2009

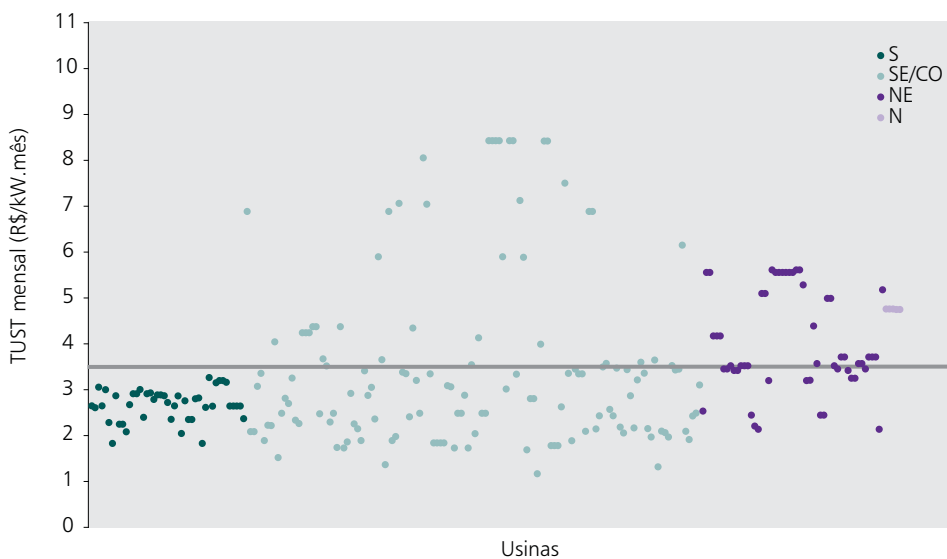


Gráfico 87 – Distribuição da TUST para o ano 2011

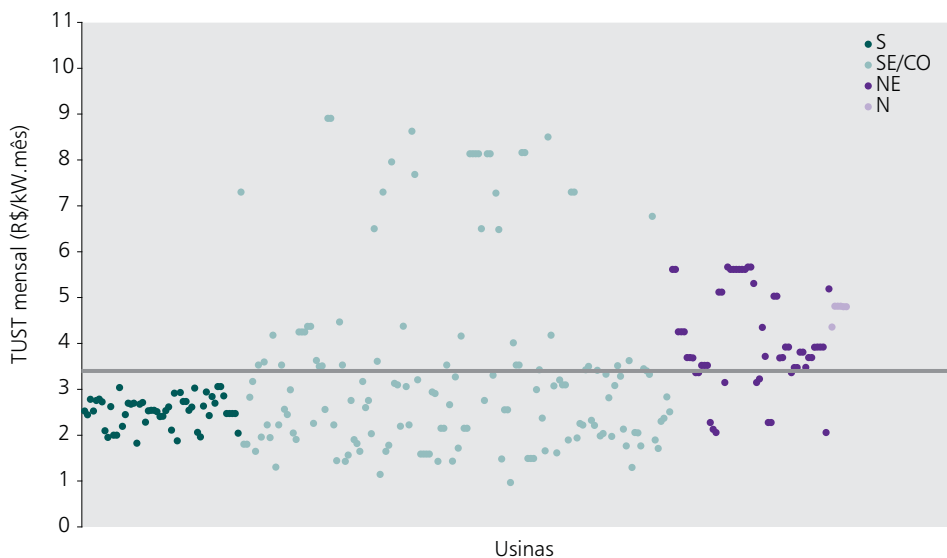


Gráfico 88 – Distribuição da TUST para o ano 2013

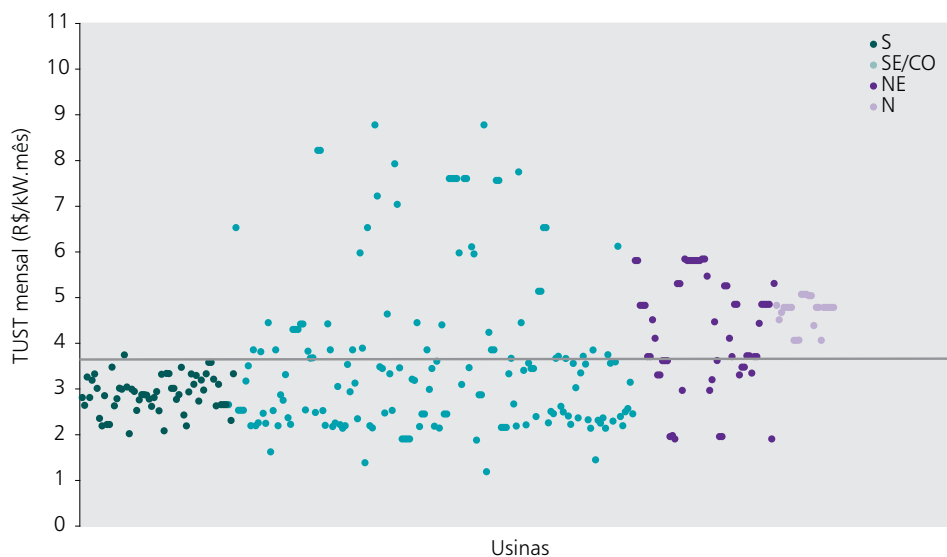


Gráfico 89 – Distribuição da TUST para o ano 2015

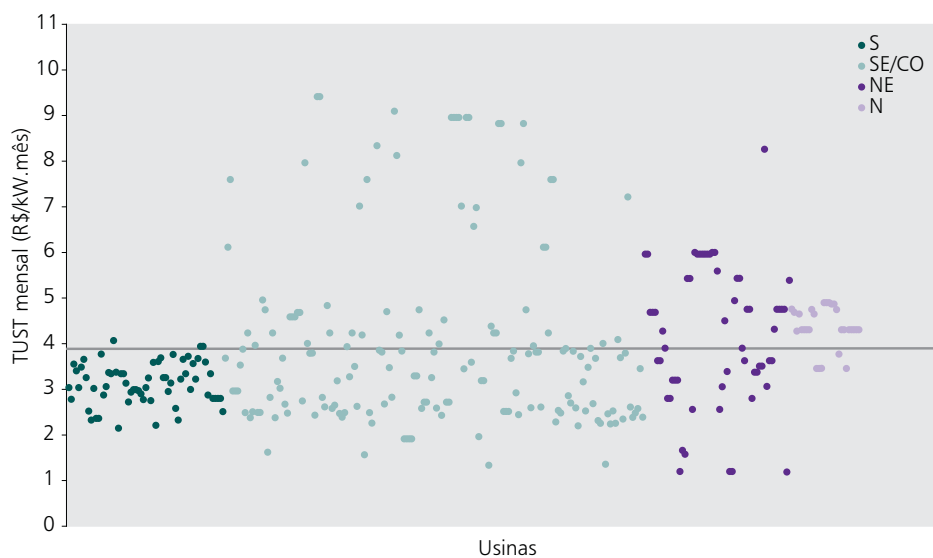
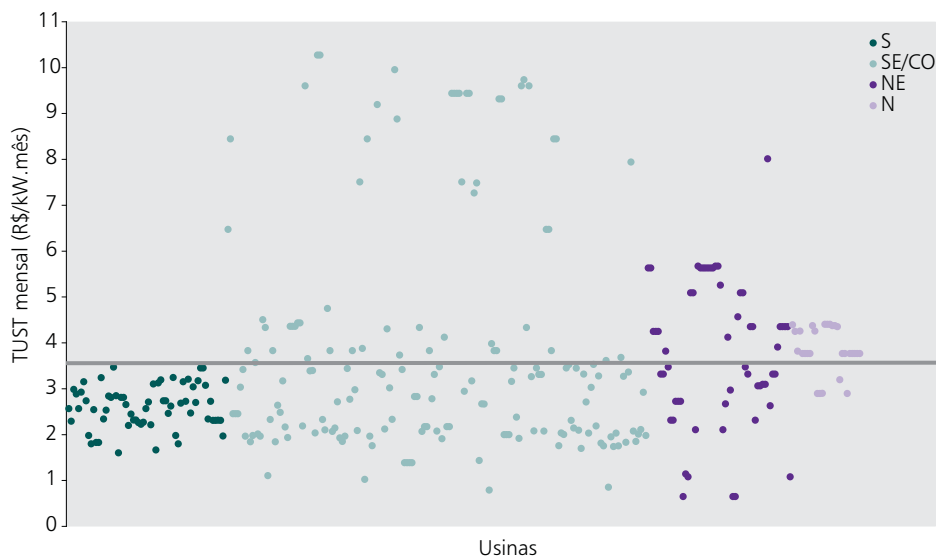
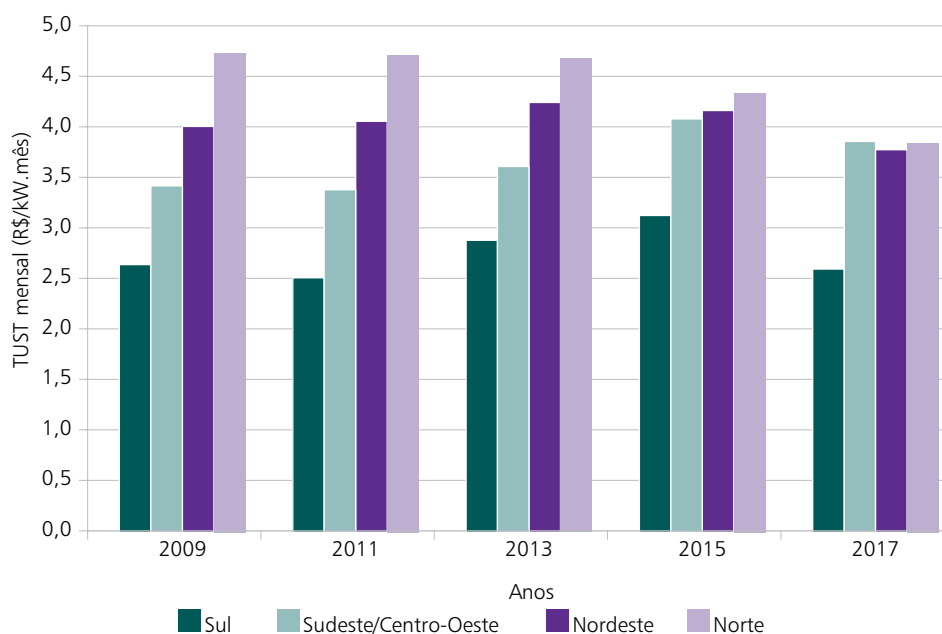


Gráfico 90 – Distribuição da TUST para o ano 2017



O Gráfico 91 mostra a estimativa da evolução da tarifa média de geração dos submercados para os anos ímpares do ciclo 2008-2017.

Gráfico 91 – TUST média de geração



2.9.2 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. Deve-se ressaltar que o sistema de reajuste descrito na Resolução ANEEL nº. 117/04 não se aplica ao cálculo das tarifas de carga.

Tabela 72 – Tarifas de carga para 2009

Submercado	Tarifa de Carga (R\$/kW.mês)		
	Mínima	Máxima	Média
Sul	3,957	5,456	4,817
Sudeste/Centro-Oeste	0,000	6,610	4,409
Nordeste	1,581	5,679	3,744
Norte	2,385	6,946	3,696

Tabela 73 – Tarifas de carga para 2011

Submercado	Tarifa de Carga (R\$/kW.mês)		
	Mínima	Máxima	Média
Sul	3,785	5,419	4,701
Sudeste/Centro-Oeste	0,000	6,661	4,281
Nordeste	1,222	5,559	3,416
Norte	2,026	6,930	3,382

Tabela 74 – Tarifas de carga para 2013

Submercado	Tarifa de Carga (R\$/kW.mês)		
	Mínima	Máxima	Média
Sul	4,044	6,045	5,191
Sudeste/Centro-Oeste	0,000	6,660	4,756
Nordeste	1,817	6,781	4,155
Norte	2,557	6,778	3,612

Tabela 75 – Tarifas de carga para 2015

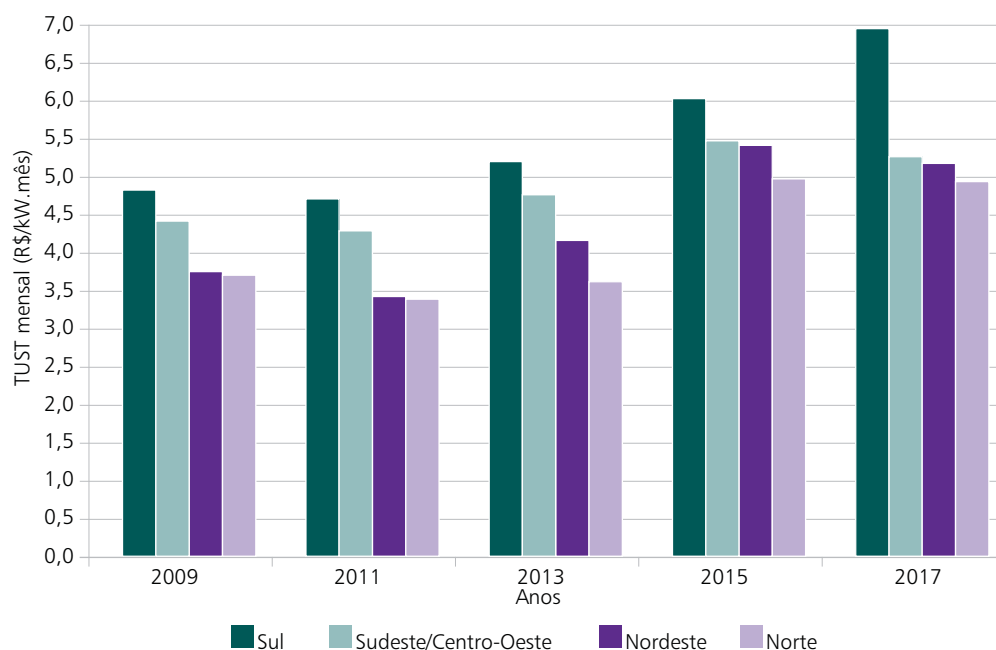
Submercado	Tarifa de Carga (R\$/kW.mês)		
	Mínima	Máxima	Média
Sul	4,692	7,073	6,020
Sudeste/Centro-Oeste	0,000	7,464	5,464
Nordeste	2,273	7,819	5,405
Norte	3,735	7,699	4,965

Tabela 76 – Tarifas de carga para 2017

Submercado	Tarifa de Carga (R\$/kW.mês)		
	Mínima	Máxima	Média
Sul	4,537	6,942	6,942
Sudeste/Centro-Oeste	0,000	7,363	5,255
Nordeste	1,926	7,690	5,168
Norte	3,583	9,847	4,928

O Gráfico 92 mostra a estimativa da evolução da tarifa média de carga dos submercados para os anos ímpares do período 2008-2017.

Gráfico 92 – TUST média de carga



2.10 Redes de distribuição

Nos itens que se seguem são apresentadas para cada concessionária de distribuição, de forma sintética, informações sobre a carga prevista no período decenal, indicando-se, também, as principais obras de expansão visualizadas (tensão de 69 kV e acima).

Em Anexo é apresentada uma consolidação dos dados principais do sistema elétrico de cada concessionária, incluindo também uma descrição sucinta da sua área de atuação.

Tais informações complementam aquelas apresentadas no item 2.4 referentes aos sistemas de transmissão regionais.

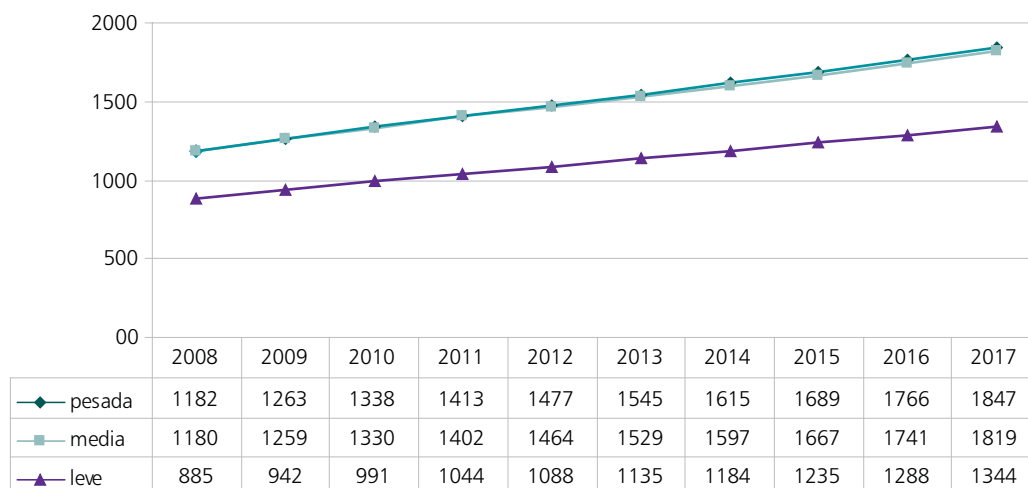
2.10.1 Região Norte

2.10.1.1 Estado do Pará

Carga prevista – CELPA

A previsão de cargas para o período de estudos 2008-2017 pode ser observada no Gráfico 93, onde, em média, verifica-se um crescimento da ordem de 5,0% ao ano, ao longo de todo o período.

Gráfico 93 – Evolução da carga da CELPA – período 2008-2017



Principais Obras – CELPA

As obras mais importantes para o ciclo 2008/2017 estão sumarizadas na Tabela 77 e na Tabela 78.

Tabela 77 – Linhas de Transmissão previstas – CELPA – decênio 2008-2017

Origem	Destino	Tensão kV	Comprimento (km)	Data Prevista
Utinga	Augusto Montenegro	69	9,0	2009
Guamá	Independência	69	2,0	2009
Guamá (ELN)	Guamá (CELPA)	69	1,0	2009
Utinga (ELN)	Utinga (CELPA)	69	1,0	2009
Santa Maria(ELN)	Santa Maria (CELPA)	69	1,0	2009
Castanhal	Terra Alta	69	31,0	2009
Vila do Conde	Barcarena	69	9,0	2009
Tap Marituba na LT Utinga	Benevides	69	1,0	2010
Santa Maria	Capanema	138	47,0	2010
Tap LT (Moju-Tailândia)	Tomé-Açu	138	75,0	2010
Santa Maria	Castanhal C2	138	33,0	2010

Tabela 78 – Subestações previstas – CELPA - decênio 2008-2017

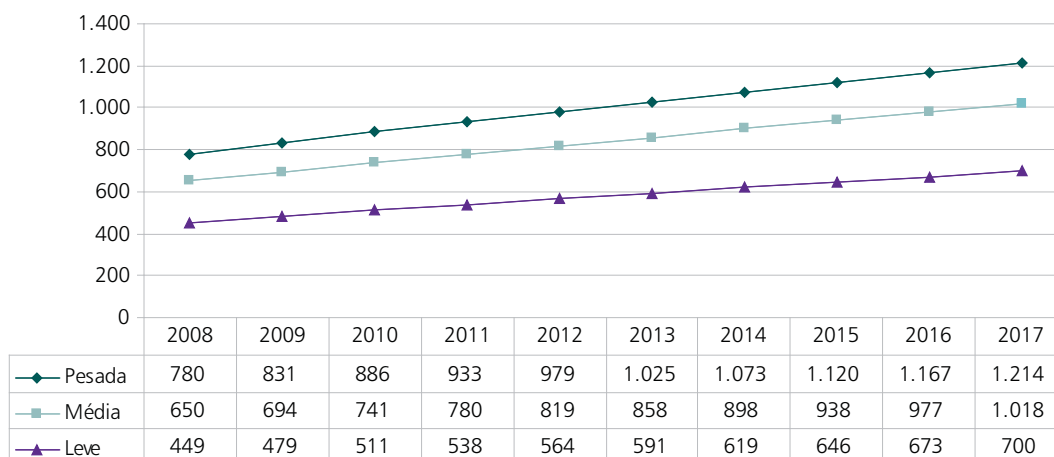
Subestação	Tensão	Data Prevista
Barcarena	69/13,8 kV	2010
Capanema	138/69/13,8 kV	2010
Tomé-Açu	138/13,8 kV	2010
Marituba	69/13,8 kV	2010

2.10.1.2 Estado do Maranhão

Carga prevista – CEMAR

A previsão de cargas para o período de estudos 2008-2017 pode ser observada no Gráfico 94 onde, em média, verifica-se um crescimento da ordem de 5,0% ao ano no período decenal.

Gráfico 94 – Evolução da carga (MW) da CEMAR – período 2008-2017



Principais Obras – CEMAR

As obras mais importantes para o decênio 2008-2017 estão apresentadas na Tabela 79 e na Tabela 80.

Tabela 79 – Linhas de Transmissão previstas – CEMAR - decênio 2008-2017

Origem	Destino	Tensão kV	Comprimento (km)	Data Prevista
Miranda	Santa Inês C2	138	97,0	2008
Coelho Neto	Palestina	138	74,0	2008
Palestina	Chapadinha	69	46,0	2008
Peritoró	Derivação	69	35,0	2009
São Luís III	São Francisco	69	7,0	2009
São Luís III	Turu	69	6,0	2009
São Luís III	Forquilha	69	-	2009
LT Balsas (Rede Básica)	Balsas (CEMAR)	69	2,0	2009
LT Balsas (Rede Básica)	Balsas II	69	44,0	2009
LT Encruzo (Rede Básica)	Encruzo (CEMAR)	69	2,0	2011
Santa Maria	Castanhal C2	138	33,0	2010

Tabela 80 – Subestações previstas – CEMAR - decênio 2008-2017

Subestação	Tensão	Data Prevista
Santa Inês	69/13,8 kV - ampliação p/ 50,0 MVA	2008
Balsas II	69/34,5 kV - implantação 12,5 MVA(LTC)	2009
Buritirana	69/34,5 kV - implantação 12,5 MVA(LTC)	2009

2.10.1.3 Estado do Tocantins

Carga prevista – CELTINS

A previsão de cargas para o período de estudos 2008-2017 pode ser observada no Gráfico 95 onde, em média, verifica-se um crescimento da ordem de 5,1% ao ano no período decenal.

Gráfico 95 – Evolução da carga (MW) da CELTINS – período 2008-2017



Principais Obras – CELTINS

As obras mais importantes para o decênio 2008-2017 são descritas na Tabela 81 e na Tabela 82.

Tabela 81 – Linhas de Transmissão previstas – CELTINS – período 2008-2017

Origem	Destino	Tensão kV	Comprimento (km)	Data Prevista
Araguaína I	Araguaína III	138	22	2008
Tocantinópolis	Xambioá	138	120	2008
Paraíso II	Luzimangue	138	30	2009
Palmas II	Palmas III	138	9	2009
Palmas III	Taquaralto	138	9	2009
Taquaralto	Porto Nacional	138	37	2009
Porto Nacional	Paraíso II	138	75	2009
Almas	Natividade	138	22	2009
Araguaína III	Bielândia	138	55	2009
Conexão PCHs PROINFA				
PCH Areia	PCH Água Limpa	138		2008

Tabela 82 – Subestações previstas – CELTINS – período 2008 - 2017

Subestação	Tensão	Potência	Data Prevista
Araguaína III	138/13,8 kV	20	2008
Daiara	138 / 13,8 kV		2008
Xambioá	138 / 13,8 kV	20	2008
Luzimangue	138 / 13,8 kV	10	2009
Palmas III	138 / 13,8 kV	20	2009
Taquaralto	138 / 13,8 kV	20	2009
Porto Nacional	138 / 13,8 kV	40	2009
Bielândia	138/13,8 kV	20	2009
Natividade	138 / 13,8 kV	7,5	2009

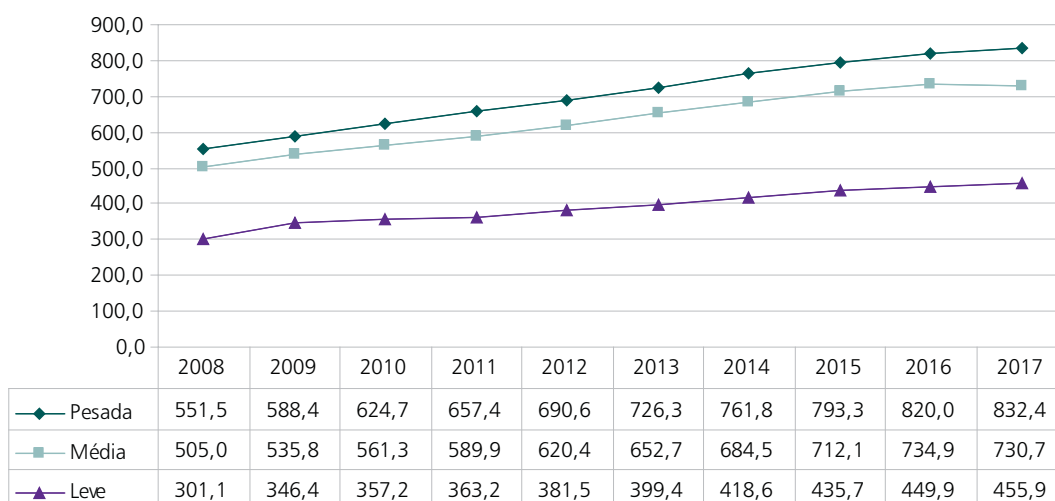
2.10.2 Região Nordeste

2.10.2.1 Estado do Piauí

Carga prevista – CEPISA

A previsão de cargas para o período de estudos 2007-2016 pode ser observada no Gráfico 96 onde, em média, verifica-se um crescimento da ordem de 5,4 % ao ano ao longo de todo o período.

Gráfico 96 – Evolução da carga (MW) da CEPISA – período 2008-2017



Principais Obras – CEPISA

As obras mais importantes na rede de distribuição necessárias no ciclo 2008/2017, identificadas na análise de desempenho, são descritas na Tabela 83 e na Tabela 84.

Tabela 83 – Principais linhas de transmissão previstas – Piauí - ciclo 2008-2017

Origem	Destino	Tensão kV	Comprimento (km)	Data Prevista
Piripiri	Campo Maior	69	80	2008
Picos	Mandacaru-C2	69	74	2008
Marambaia	José de Freitas	69	-	2008
Nazária	São Pedro-Recond.	69	57	2009
Oeiras	Novo Oriente-C2	69	70	2009
Satélite	Poty	69	12	2009
Gilbués	Corrente	69	75	2009
Drv. LT Satélite	Renascença	69	6	2009
Parnaíba I	Parnaíba II	69	10	2010
Campo Maior	Castelo	69	106	2010
Campo Maior	Barras	69	-	2010
Boa Esperança	Floriano – C2	69	60	2010
Satélite	Marambaia	69	-	2010
Piripiri-C2	Tabuleiro-C2	138	140	2011
Piripiri	Esperantina-C2	69	73	2011
Teresina	Parque Industrial	69	12	2011
Bom Jesus	Redenção	69	58	2011
Redenção do Gurguéia	Curimatá	69	83	2011
Gilbués	Santa Filomena	69	-	2013

Tabela 84 – Principais subestações previstas – Piauí – ciclo 2008-2017

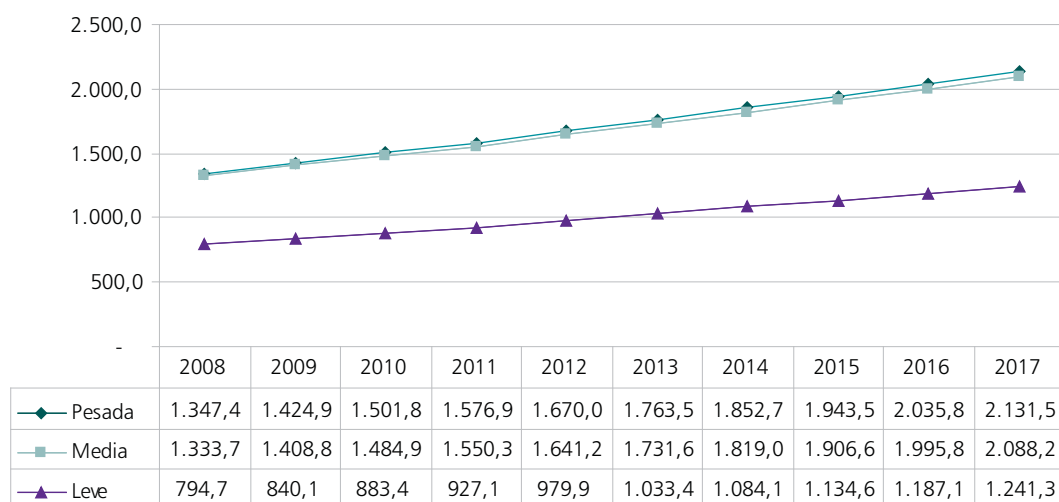
Subestação	Tensão	Potência	Data Prevista
Amarante	34,5/13,8	5 MVA	2008
Poty	69/13,8	26,7 MVA	2008
José de Freitas	69/13,8	-	2008
Baixa Grande do Ribeiro	69/34,5	10 MVA	2009
Ribeiro Gonçalves	69/34,5	10 MVA	2009
Parnaíba II	69/13,8	20 MVA	2009
Buriti dos Lopes	69/13,8	10 MVA	2009
Barras	69/34,5	10 MVA	2010
Castelo	69/34,5	10 MVA	2010
Corrente	69/34,5	10 MVA	2010
Renascença	69/13,8	26,7 MVA	2010
Cristino Castro	69/13,8	10 MVA	2011
São Francisco - Cerrados	69/13,8	-	2011
Parque Industrial	69/13,8	26,7 MVA	2011
Jaicos	69/34,5	-	2014
Santa Filomena	69/34,5	10 MVA	2014
Paulistana	69/34,5	-	2014

2.10.2.2 Estado do Ceará

Carga prevista – COELCE

A previsão de cargas para o período de estudos 2008-2017 encontra-se no Gráfico 97, para as condições de carga pesada, média e leve, apresentando um crescimento médio de 5,2% ao ano, ao longo de todo período.

Gráfico 97 – Evolução da carga (MW) da COELCE – período 2008-2017



Principais Obras – COELCE

As obras mais importantes planejadas para o ciclo 2008/2017 são descritas na Tabela 85 e na Tabela 86.

Tabela 85 – Principais linhas de transmissão previstas – Ceará - ciclo 2008-2017

Origem	Destino	Tensão kV	Comprimento (km)	Data Prevista
Jaguaribe	Iracema (1a. Etapa)	69	30	2008
Araras	Santa Quitéria	69	38	2008
Tauá	Independência	69	77	2008
Independência	Crateús	69	45	2008
Delmiro Gouveia	Papicu	69	8	2009
Distrito Industrial II	Bom Jardim (interligação)	69	1	2009
Bom Sucesso	Bom Jardim (interligação)	69	2	2009
Jaguaribe	Iracema (2a. Etapa)	69	15	2009
Cariré	Ibiapina C2	69	50	2009
Araras	Ipú	69	30	2009
Castanhão	Jaguaribe	69	55	2010
Canindé	Inhuporanga	69	42	2010
Água Fria	Porto das Dunas	69	11	2010
Pacajús	Ocara	69	44	2010
Fortaleza	Mondubim C2	69	1	2010
Icó II	Icó	69	-	2010
Icó	Iguatú C2	69	50	2010
Jurema	Bom Sucesso	69	4	2010
Russas	Boqueirão do Cesário	69	45	2010
Sobral II	Caracará C2	69	43	2010
Juatama	Quixeramobim C2	69	28	2011
Milagres	Crato	69	52	2011
Pici II	José de Alencar	69	12	2011
P. Kennedy	José de Alentar	69	6	2011
Tauá	Catarina	69	58	2011
Pecém	Paracurú	69	33	2012
Antonina do Norte	Campo Sales	69	53	2012
Juatama	Quixadá C2	69	12	2013
Boa Viagem	Pedra Branca	69	42	2013
Jaguaribe	Solonópole	69	45	2013
Aracati	Beberibe	69	57	2013
Aquiraz	Porto das Dunas	69	9	2013
Sobral II	Massapê	69	25	2013
Macaóca	Boa Viagem	69	56	2014
Itapipoca	Trairi	69	45	2014
Inhuçu	Ipú	69	30	2014
Monsenhor Tabosa	Santa Quitéria	69	47	2015
Delmiro Gouveia	Maguary	69	8	2015
Itapipoca	Amontada	69	34	2015
Sobral II	Araras	69	60	2015
Cauípe	Caucaia	69	24	2016
Juazeiro do Norte	Barbalha C2	69	15	2016
Jaguaruana	Icapuí	69	43	2016
Jijoca de Jericoacoara	Camocim	69	40	2016
Altamira	Novo Oriente	69	24	2016
Juazeiro do Norte	Várzea Alegre	69	50	2017
Itapajé	Apuiarés	69	40	2017
Catarina	Acopiara	69	55	2017
Antonina do Norte	Jucás	69	60	2017

Tabela 86 – Principais subestações previstas – Ceará - ciclo 2008-2017

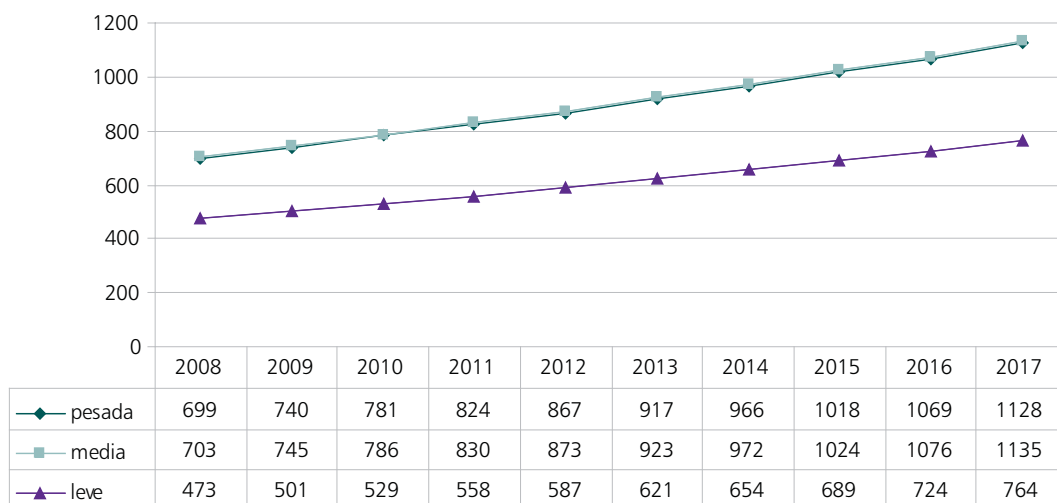
Subestação	Tensão	Potência	Data Prevista
Independência	69/13,8	6 MVA	2008
Bom Jardim	69/13,8	30 MVA	2009
Trairi	69/13,8	15 MVA	2009
Macaóca	69/13,8	6 MVA	2010
Mucambo	69/13,8	6 MVA	2010
Parambú	69/13,8	6 MVA	2010
Porto das Dunas	69/13,8	15 MVA	2010
José de Alencar	69/13,8	30 MVA	2011
Jijoca de Jericoacoara	69/13,8	6 MVA	2011
Pedra Branca	69/13,8	6 MVA	2012
Jucás	69/13,8	6 MVA	2012
Santa Quitéria	69/13,8	6 MVA	2012
Iracema	69/13,8	6 MVA	2013
Ipú	69/13,8	6 MVA	2013
Boqueirão do Cesário	69/13,8	6 MVA	2014
Ocara	69/13,8	6 MVA	2014
Ararendá	69/13,8	6 MVA	2014
Catarina	69/13,8	6 MVA	2015
Paracarú	69/13,8	6 MVA	2015
Novo Oriente	69/13,8	6 MVA	2016

2.10.2.3 Estado do Rio Grande do Norte

Carga prevista – COSERN

Na elaboração deste Plano foram utilizadas as projeções de carga apresentadas no Gráfico 98 onde, em média, o crescimento estimado é de 5,5% ao ano, ao longo do período decenal.

Gráfico 98 – Evolução da carga da COSERN – período 2008-2017



Plano de Obras – COSERN

As obras mais importantes para o sistema de distribuição para o ciclo 2008-2017 são descritas na Tabela 87 e na Tabela 88.

Tabela 87 – Principais linhas de transmissão previstas – Rio Grande do Norte - ciclo 2008-2017

Origem	Destino	Tensão - kV	Km	Data Prevista
Brejinho	Nova Cruz	69	35	2008
Acari	Caicó	69	50	2008
Tangará	São José do Campestre	69	19	2008
Tangará	Eloy de Souza	69	25	2009
Mossoró II	Barrocas	69	3	2009
Natal III	Centro Industrial de Macaíba	69	3	2010
Natal II	Potengi	69	7	2010
Mossoró II	Dix-sept Rosado	69	40	2010
Natal II	Alecrim	69	3	2010
Santa Cruz II	Tangará	69	25	2011
Serra Vermelha	Areia Branca	69	15	2011
Apodi	Riacho da Cruz	69	38	2011
Neópolis	Capim Macio	69	4	2012
Alecrim	Centro	69	4	2013
Igapó	Ceará-Mirim	69	26	2013
Açu II	Estreito	69	23	2014
Dix-sept Rosado	Apodi	69	40	2014
Caicó	São João do Sabugi	69	30	2015
São José do Mipibu	Goianinha	69	22	2016
Eloy de Souza	São paulo do Potengi	69	18	2017
São Miguel do Oeste	Pau dos ferros	69	32	2017

Tabela 88 – Principais subestações previstas – ciclo 2008-2017

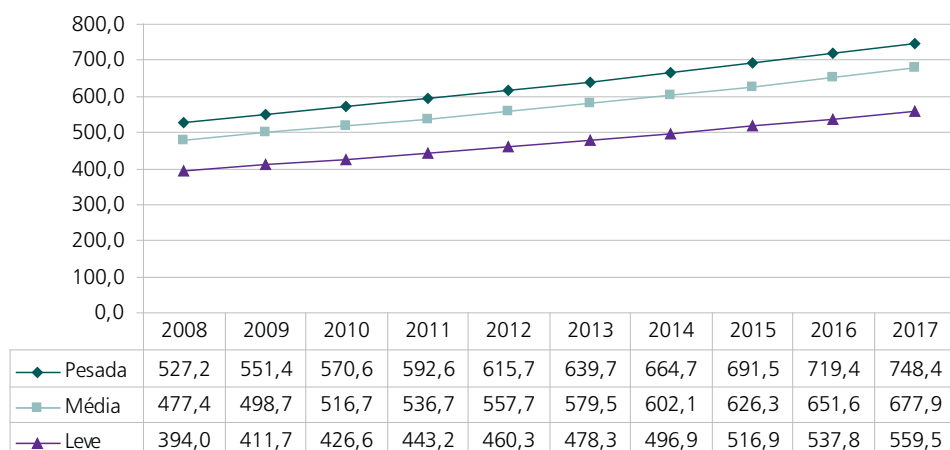
Subestação	Tensão	Potência	Data Prevista
São José do Campestre	69/13,8 kV	13 MVA	2008
Eloy de Souza	69/13,8 kV	13 MVA	2009
Barrocas	69/13,8 kV	26,7 MVA	2009
Centro Industrial de Macaíba	69/13,8 kV	26,7 MVA	2010
Alecrim	69/13,8 kV	26,7 MVA	2010
Umburana	69/13,8 kV	13 MVA	2011
Areia Branca	69/13,8 kV	13 MVA	2011
Riacho da Cruz	69/13,8 kV	13 MVA	2011
Santo Antonio	69/13,8 kV	13 MVA	2012
Capim Macio	69/13,8 kV	26,7 MVA	2012
Guarapes	69/13,8 kV	26,7 MVA	2014
São João do Sabugi	69/13,8 kV	13 MVA	2015
Jandaíra	69/13,8 kV	13 MVA	2016

2.10.2.4 Estado da Paraíba

Carga prevista – SAELPA

A previsão de cargas da SAELPA para o período de estudos 2008-2017 pode ser observada no Gráfico 99 onde, em média, verifica-se um crescimento da ordem de 4% nos patamares ao longo de todo o período.

Gráfico 99 – Evolução da carga (MW) da SAELPA – período 2008-2017



Plano de Obras – SAELPA

As obras para o decênio 2008/2017 estão descritas na Tabela 89 e na Tabela 90.

Tabela 89 – Principais linhas de transmissão previstas – SAELPA - ciclo 2008-2017

Origem	Destino	Tensão - kV	Km	Data Prevista
Pombal	São Bento	69	56	2008
Santa Rita II – C1	Bayeux – C1	69	13	2009
Santa Rita II – C2	Bayeux – C2	69	13	2009
Santa Rita II	Derivação Indaiá	69	-	2009
Santa Rita II	Derivação Texnor	69	-	2009
Campina Grande II	Aroreiras	69	50	2009
Malta	Jatobá	69	1	2009
Mussurú II	Valentina	69	13	2010
Campina Grande II	Soledade	69	62	2010
Valentina	Mangabeira	69	13	2011
Soledade	Juazeirinho	69	29	2011
Bessa – C2	Cabedelo – C2	69	8	2011
Santa Rita II	Sapé	69	32	2012
Juazeirinho	Taperoá	69	36	2012
Pilões	Dona Inês	69	34	2013
Cajazeiras	São José de Piranhas	69	31	2013
Brejo do Cruz	São Bento	69	22	2014
São Gonçalo	Cajazeiras	69	32	2014
Jericó	Catolé do Rocha	69	-	2014
Itaporanga	São José de Caiana	69	22	2015
Santa Rita II	Bessa	69	30	2015
Bayeux	Santa Rita	69	8	2015
Souza	Uiraúna	69	20	2016
Souza	Aparecida	69	13	2016
Valentina	Litoral Sul	69	30	2017
Uiraúna	São José de Piranhas	69	28	2017
Sapé	Guarabira	69	30	2017

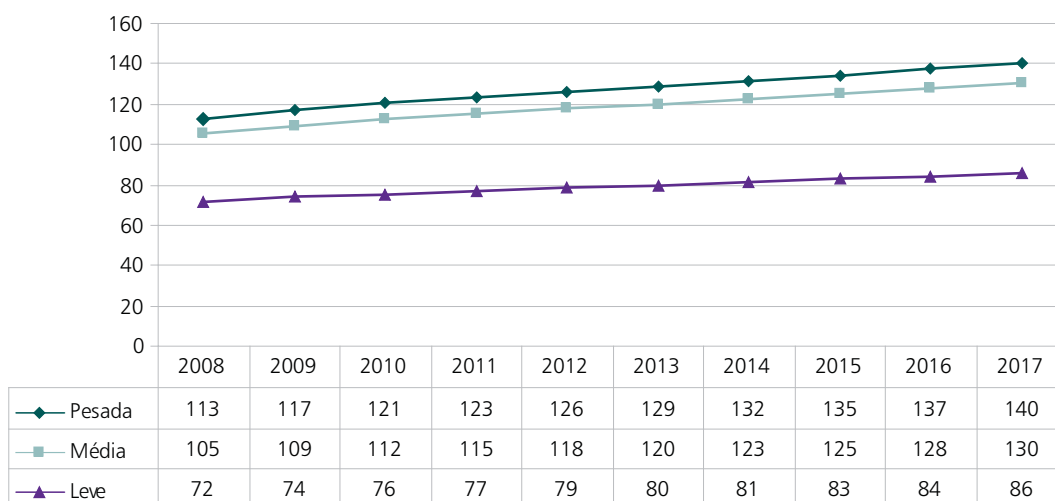
Tabela 90 – Principais subestações previstas – SAELPA - ciclo 2008-2017

Subestação	Tensão	Potência	Data Prevista
São Bento	69/13,8 kV	10 MVA	2008
Pilões	138/69 kV	75 MVA	2008
Paulista	69/13,8 kV	6 MVA	2009
Aroeiras	69/13,8 kV	10 MVA	2009
Valentina	69/13,8 kV	20 MVA	2010
Soledade	69/13,8 kV	6 MVA	2010
Bayeux	69/13,8 kV	6 MVA	2011
Cristo	69/13,8 kV	10 MVA	2011
Taperoá	69/13,8 kV	6 MVA	2012
São José de Piranhas	69/13,8 kV	-	2013
Serra Branca	69/13,8 kV	6 MVA	2014
São José de Caiana	69/13,8 kV	6 MVA	2015
Aparecida	69/13,8 kV	10 MVA	2016
Litoral Sul	69/13,8 kV	6 MVA	2017

Carga prevista – CELB

A previsão de cargas para o período de estudos 2008-2017 pode ser observada no Gráfico 100 onde, em média, verifica-se um crescimento da ordem de 3% nos patamares ao longo de todo o período.

Gráfico 100 – Evolução da carga (MW) da CELB – período 2008-2017



Plano de Obras – CELB

A Tabela 91 e a Tabela 92 indicam as principais obras planejadas.

Tabela 91 – Principais linhas de transmissão previstas – CELB - ciclo 2008-2017

Origem	Destino	Tensão – kV	Data Prevista	Data Prevista
Campina Grande II	Queimadas	69	2012	2008

Tabela 92 – Principais subestações previstas – CELB - ciclo 2008-2017

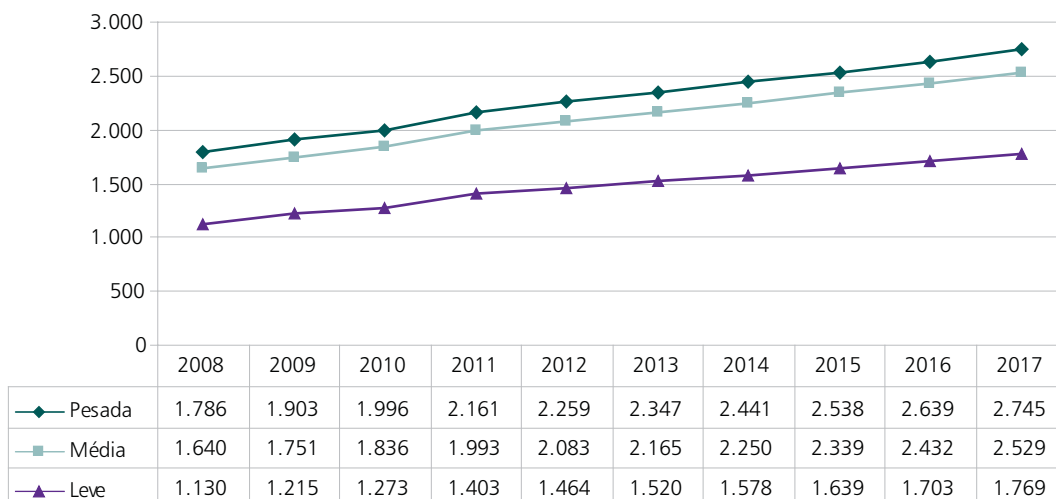
Subestação	Tensão	Data Prevista
Alto Branco	69/13,8 kV	2008
Queimadas	69/13,8 kV	2010

2.10.2.5 Estado de Pernambuco

Carga prevista – CELPE

A previsão de cargas para o período de estudos 2008-2017 pode ser observada no Gráfico 101. O crescimento previsto é, em média, de 4,9% ao ano, no período considerado.

Gráfico 101 – Evolução da carga (MW) da CELPE – período 2008-2017



Plano de Obras – CELPE

As principais obras do ciclo 2008/2017 estão descritas na Tabela 93 e na Tabela 94.

Tabela 93 – Principais linhas de transmissão previstas – CELPE - ciclo 2008-2017

Origem	Destino	Tensão kV	Comprimento (km)	Data Prevista
Der. Dom Avelar	Dom Avelar	69	3	2008
Limoeiro	Passira	69	20	2008
Conexão Riachão das Almas		69	2	2008
Heliópolis	Caetes	69	21	2008
Rajada	Afrânio	69	40	2008
Der. Estância	Estância	69	4	2009
Juazeiro II	Der. Petrolina 1	69	11	2009
Ribeirão	Gravatá	69	42	2009
Der. Brejão	Brejão C2	69	22	2009
Bom Nome	Sec. Salgueiro C2	69	56	2010
Conexão do Terminal Limoeiro		69	4	2010
Conexão a SE Setubal		69	4	2010
Conexão a SE Casa Forte		69	3	2010
Conexão a SE Maria Farinha		69	4	2011
Tejucupapo	Pontas de Pedra	69	18	2011
Tacaimbo	São Caetano	69	7	2011
Campus	Salgado	69	8	2011
Flores	Afogados da Ing	69	40	2011
Pirapama	Prazeres	69	19	2011
Joairam	Tejpio	69	5	2012
Conexão ao Terminal Urbana		69	4	2012
Massangano Fic. 2	Der. Massangano 2	69	6	2012
São Caetano	Campus	69	25	2012
Sec Caruaru	Der. Bezerros	69	2	2012
Goianinha	Vicencia	69	30	2012
Angelim	Garanhuns	69	12	2012
Salgueiro	Serrita	69	25	2013
Ibura	UR10	69	3	2013
Agrestina	Cupira	69	18	2013
Tacaimbo	Belo Jardim C2	69	25	2013
Joairam	Ibura Aux.	69	6	2013
Angelim	Brejão Fic. 2	69	14	2014
Cabrobó	Sec. Brígida	69	35	2014
Inajá	Itaiba	69	45	2014
Conexão SE Varadouro		69		2014
Sec Massangano	Massangano 2	69	6	2015
Mirueira	Paratibe 2	69	5	2015
Conexão da SE Águas Compridas		69	6	2015
Conexão SE Comportas		69	4	2015
Sec. Jussaral	Vitória	69	22	2015
Toritama	Vertentes	69	14	2016
Conexão SE Domingos Ferreira		69	3	2016
Pão de Açúcar	Toriatama	69	9	2016
SEC Belo Jardim	Bitury	69	3	2017
Conexão SE Sanharó		69	1	2017

Tabela 94 – Principais subestações previstas – CELPE - ciclo 2008-2017

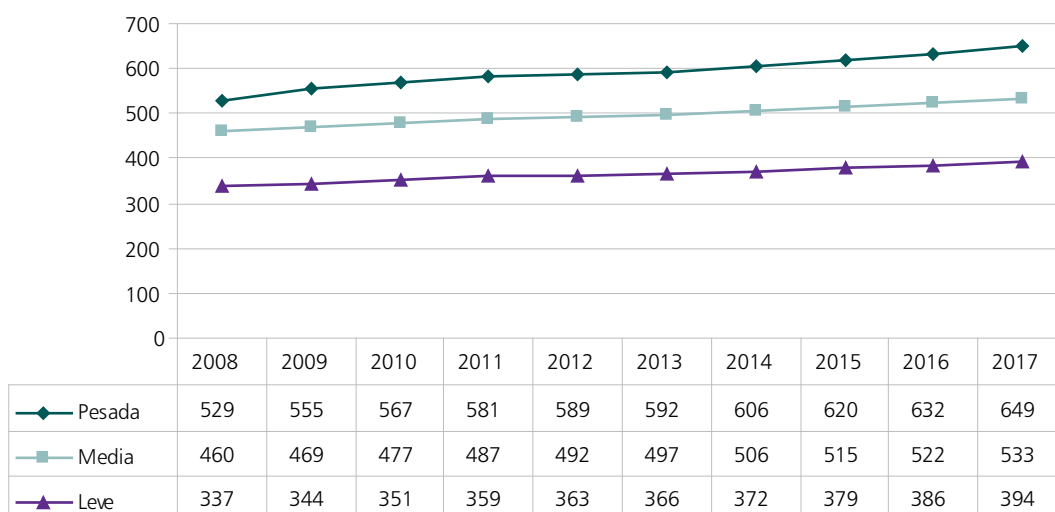
Subestação	Tensão	Potência	Data Prevista
Dom Avelar	69/13,8	-	2008
Riacho das Almas	69/13,8	-	2008
Passira	69/13,8	-	2008
Inaja	69/13,8	-	2008
Afrânio	69/13,8	-	2008
Caetés	69/13,8	6 MVA	2008
Enseada dos Corais	69/13,8	-	2009
Estância	69/13,8	26,7 MVA	2009
Ouricuri	138/69	-	2009
Casa Forte	69/13,8	26,7 MVA	2010
Setubal	69/13,8	26,7 MVA	2010
Salgado	69/13,8	20 MVA	2011
Pontas de Pedra	69/13,8	-	2011
Maria Farinha	69/13,8	20 MVA	2011
Tejipió	69/13,8	20 MVA	2012
Afogados da Ingazeira	138/69	30 MVA	2012
Massagano	69	-	2012
Serrita	69/13,8	-	2013
UR-10	69/13,8	20 MVA	2013
Belo Jardim	69	-	2013
Venturosa	69/13,8	-	2014
Cupira	69/13,8	-	2014
Varadouro	69/13,8	20 MVA	2014
Comportas	69/13,8	20 MVA	2015
Águas Compridas	69/13,8	20 MVA	2015
Itaiba	69/13,8	-	2015
São José da Coroa Grande	69/13,8	-	2016
Vertentes	69/13,8	-	2016
Domingos Ferreira	69/13,8	20 MVA	2016
Bitury	69/13,8	-	2017
Macaparana	69/13,8	-	2017
Sanharó	69/13,8	-	2017

2.10.2.6 Estado de Alagoas

Carga prevista – CEAL

A evolução da carga da CEAL para o período de estudos 2008-2017 pode ser observada no Gráfico 102. O crescimento médio verificado é da ordem de 2,3% ao ano no período decenal.

Gráfico 102 – Evolução da carga (MW) da CEAL – período 2008-2017



Plano de Obras – CEAL

As principais obras necessárias no período de 2008-2017 encontram-se listadas na Tabela 95 e na Tabela 96.

Tabela 95 – Principais linhas de transmissão previstas – Alagoas – período 2008-2017

Origem	Destino	Tensão kV	km	Data Prevista
Penedo/Der. U. Marituba	Secc. Curralinho	69	29	2008
Secc. São Miguel dos Campos	São Miguel dos Campos	69	1	2008
Trapiche da Barra	Centro	69	5	2008
Tabuleiro dos Martins	Pólo	69	16	2008
Secc. Curralinho	São Brás	69	34	2008
Palmeira dos Índios	Viçosa	69	43	2009
Secc. Curralinho	Campo Grande	69	20	2009
Rio Largo	Paripueira	69	50	2009
Zebu	Delmiro Gouveia	69	22	2009
Secc. Curralinho	Arapiraca 2	69	22	2009
Inhapi	Santana do Ipanema	69	60	2009
Cruz das Almas	Stella Maris	69	5	2009
Penedo	Cururipe	69	33	2010
Arapiraca 1	Arapiraca 2	69	3	2010
Secc. São Miguel dos Campos	Barra de São Miguel	69	20	2010
Benedito Bentes/Der. Serraria	Serraria	69	-	2010
Secc. São Luiz do Quitunde	Costa dos Corais	69	14	2011
Matriz do Camaragibe	Joaquim Gomes	69	46	2011
Joaquim Gomes	União dos Palmares	69	50	2011
Porto Calvo	Campestre	69	45	2012
Delmiro Gouveia	Olho D'Água das Flores	69	80	2012
Tabuleiro dos Martins/ Der. Jardim Petrópolis	Jardim Petrópolis	69	1	2012
Secc. São Luiz do Quitunde	Matriz do Camaragibe	69	20	2013
Rio Largo	Cidade Universitária	69	5	2013
Matriz do Camaragibe	Porto Calvo	69	18	2013
Paripueira	Secc. São Luiz do Quitunde	69	30	2013

Origem	Destino	Tensão kV	km	Data Prevista
Secc. São Miguel dos Campos	Roteiro	69	10	2014
Barra de São Miguel	Marechal Deodoro	69	8	2014
Cidade Universitária	Benedito Bentes	69	7	2014
Angelim	Viçosa	69	58	2015
PCA	Trapiche da Barra	69	10	2015
Olho D'Água das Flores	Santana do Ipanema	69	18	2016
Olho D'Água das Flores	Jacaré dos Homens	69	15	2017

Tabela 96 – Principais subestações previstas – Alagoas - período 2008-2017

Subestação	Tensão	Potência	Data Prevista
Centro	69/13,8	20 MVA	2008
Secc. Curralinho	69		2008
Campo Grande	69/13,8	6 MVA	2009
Stella Maris	69/13,8	20 MVA	2009
Secc. São Luiz do Quitunde		6 MVA	2009
Paripueira	69/13,8	6 MVA	2009
Barra de São Miguel	69/13,8	6 MVA	2010
Serraria	69/13,8	20 MVA	2010
Costa dos Corais	69/13,8	6 MVA	2011
Jardim Petrópolis	69/13,8	13 MVA	2012
Cidade Universitária	69/13,8	6 MVA	2013
Secc. Pilar	69	6 MVA	2013
Roteiro	69/13,8	6 MVA	2014
Maria Farinha	69/13,8	20 MVA	2011

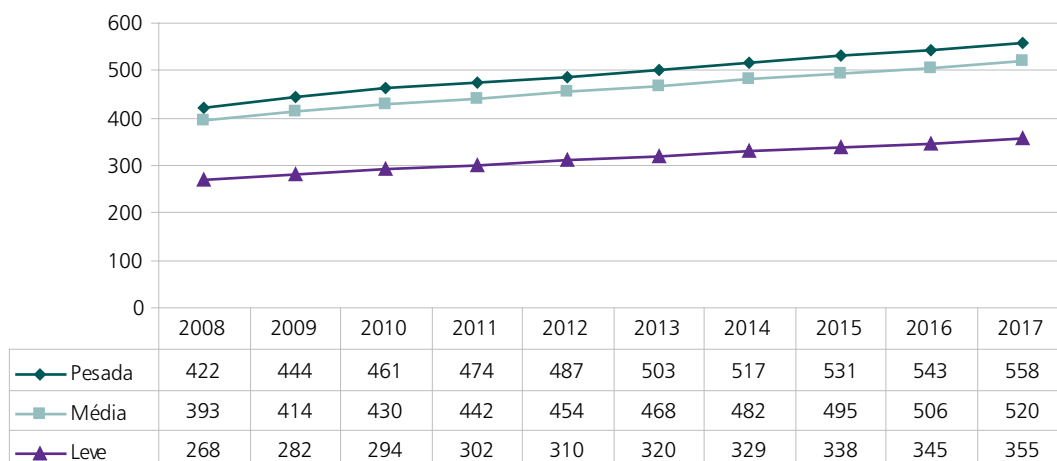
2.10.2.7 Estado do Sergipe

Carga prevista – ENERGIPE e SULGIPE

No Gráfico 103 está mostrada a evolução das cargas da ENERGIPE, nos patamares de Carga Pesada, Média e Leve, para o período de estudo 2008-2017. Observa-se que o crescimento é, em média, de 3,2% ao ano, ao longo desse período.

As cargas referentes à SULGIPE foram incluídas no mercado da ENERGIPE, incorporadas nos Regionais Jardim e Itabaianinha.

Gráfico 103 – Evolução da carga (MW) da ENERGIPE – período 2008-2017



Plano de Obras – ENERGIPE

As obras mais importantes para o ciclo 2008/2017 são descritas na Tabela 97 e na Tabela 98.

Tabela 97 – Principais linhas de transmissão previstas – Sergipe - ciclo 2008-2017

Origem	Destino	Tensão kV	Comprimento (km)	Data Prevista
Riachuelo	Carmópolis	69	30	2008
Jardim	São Cristóvão (Reconduramento)	69	8	2008
LT Aracaju - PGN	Derivação Mosqueiro	69		2008
Itabaina	Lagarto (Reconduramento)	69	38	2009
Jardim	Contorno	69	16	2009
Contorno	Consumidor da ENERGIPE	69		2009
Xingó	Poço Redondo	69	16	2009
Grageru	Contorno	69	6	2012
N S das Dores	Graccho Cardoso	69	30	2013
Poço Redondo	Monte Alegre	69	53	2015
Urubu	Serigy	68	5	2016

Tabela 98 – Principais subestações previstas – Sergipe – ciclo 2008-2017

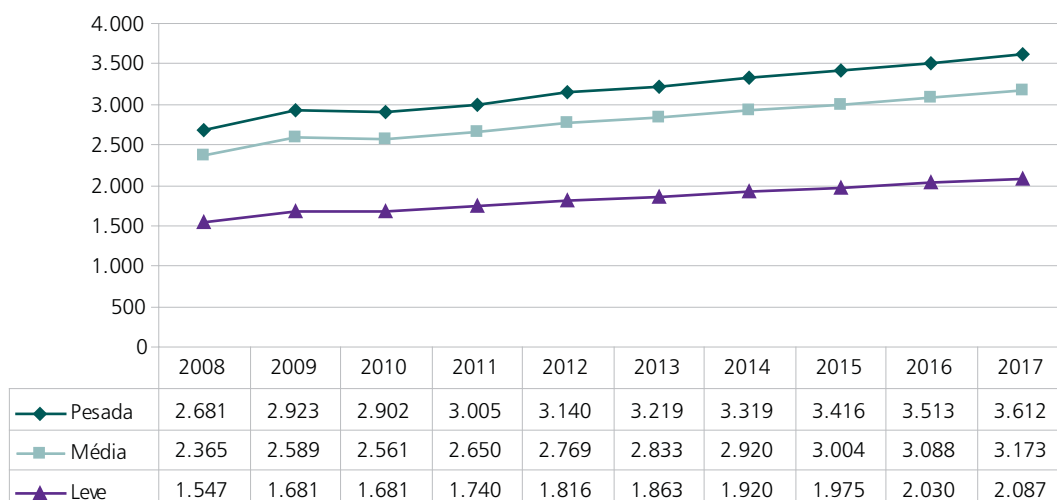
Subestação	Tensão	Potência	Data Prevista
Carmópolis (construção)	69/13,8	5 MVA	2008
Mosqueiro (construção)	69/13,8	13 MVA	2008
Riachuelo (ampliação)	69/13,8	13 MVA	2008
São Cristóvão (ampliação)	69/13,8	13 MVA	2008
Contorno (construção)	69/13,8	26,7 MVA	2009
Poço Redondo (ampliação)	69/13,8	13 MVA	2009
Graccho Cardoso (ampliação)	69/13,8	13 MVA	2009
Poço Verde	69/13,8	13 MVA	2009
Porto da Folha (ampliação)	69/13,8	13 MVA	2009
Simão Dias (ampliação)	69/13,8	13 MVA	2010
Cajaíba (ampliação)	69/13,8	13 MVA	2010
Própria	69/13,8	13 MVA	2010
Serigy (construção)	69/13,8	26,7 MVA	2016

2.10.2.8 Estado da Bahia

Carga prevista – COELBA

A previsão de cargas para o período de estudos 2008-2017 pode ser observada no Gráfico 104, onde, em média, verifica-se um crescimento da ordem de 3,4 % nos patamares ao longo de todo o período.

Gráfico 104 – Evolução da carga (MW) da COELBA– período 2008-2017



Plano de Obras – COELBA

As obras em 138 kV para o ciclo 2008/2017 são descritas na Tabela 99 e na Tabela 100.

Tabela 99 – Principais linhas de transmissão previstas - Bahia – ciclo 2008-2017

Origem	Destino	Tensão	km	Data Prevista
Rio Formoso	Rio Itaguari	138	30	2008
Rio do Meio	Rio dDas Éguas	138	94	2008
Funil	Maraú	138	60	2008
Itabuna/Itabuna II	Entr. Ighéus	138	30	2009
Eunápolis (Chesf)	Porto Seguro	138	58	2011
Águas Belas	Itaberaba (Op. 69 Kv)	138	92	2012
Rio Branco	São Marcelo	138	90	2012
Ent.Rio das Éguas/Rio Formoso	Pratudão	138	1	2012
Bom Jesus da Lapa (Chesf)	Correntina II	138	148	2013
Paratinga	Ibotirama (Op. 69 Kv)	138	66	2015

Tabela 100 – Principais subestações previstas – Bahia - ciclo 2008-2017

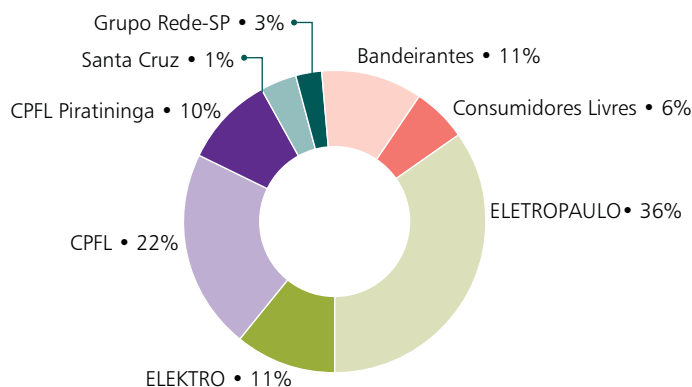
Subestação	Tensão	Potência	Data Prevista
SE Maraú - Construção	138/34,5	20	2008
SE Anagé - Construção	138/13,8	10	2008
SE Rio Itaguari – Construção	138/34,5	40	2008
SE Jacobina II - Construção	138/69	26,7	2009
SE Mundo Verde - Construção	138/34,5	40	2010
SE São Marcelo - Construção	138/34,5	40	2012
SE Igaporã - Introdução 138 Kv	138/69	30	2012
SE Pratudão - Construção	138/34,5	40	2012
SE Correntina II - Introdução 138 Kv	138/69	6	2013
Jardim Petrópolis	69/13,8	13 MVA	2012
Cidade Universitária	69/13,8	6 MVA	2013

2.10.3 Região Sudeste

2.10.3.1 Estado de São Paulo

Atuam no estado de São Paulo sete Distribuidoras cuja participação no mercado total do Estado é mostrada no Gráfico 105.

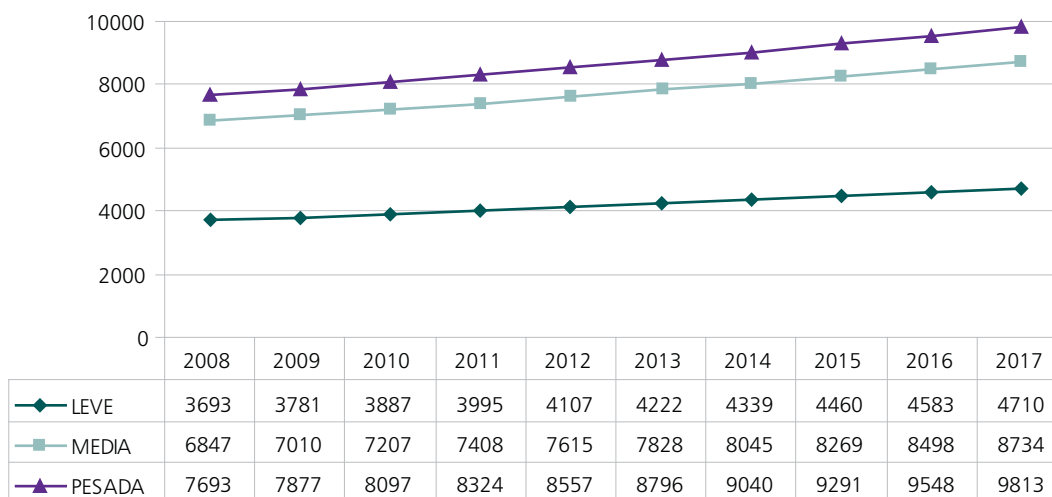
Gráfico 105 – Participação das Distribuidoras no mercado total do Estado de São Paulo



AES ELETROPAULO – Carga Prevista

A previsão de cargas para o período 2008-2017 pode ser observada no Gráfico 106. O crescimento previsto é, em média, de 2,7 % ao ano no citado período.

Gráfico 106 – Evolução da carga da AES ELETROPAULO – período 2008-2017



AES ELETROPAULO – Programa de Obras

Para atender ao crescimento da demanda do seu mercado a AES ELETROPAULO planeja para o quinquênio 2008-2012 um acréscimo de 1270 MVA em subestações de distribuição, a construção de 96 km de circuitos de subtransmissão aéreo e subterrâneo.

São as seguintes as principais obras planejadas de linhas de transmissão:

Tabela 101 – AES ELETROPAULO - Principais obras de transmissão previstas – período 2008-2017

Linha	Ano	Tensão	Km
Edgard de Souza-Mutinga 1-2	2008	138 kV	6
Anhanguera-Casa Verde 1-2	2008	138 kV	12
Bandeirantes-Itaim 1-2	2008	138 kV	2
Jandira-Cotia 1-2	2008	138 kV	5
Jandira-Itapevi 1-2	2008	138 kV	9
Jandira-Monte Belo 1-2	2008	138 kV	8
Bandeirantes-Pirituba 1-2	2008	138 kV	5
Milton Fornasaro-Remédios 1-2	2008	138 kV	5
Piratininga-Henry Borden 1-2	2008	138 kV	1
Piratininga-Bandeirantes 1-2 e 3-4	2008	138 kV	1
Piratininga-Sul 1-2	2008	138 kV	1
RAE Lubeca 1-2	2008	138 kV	1
Capuava-Mauá 1-2	2008	138 kV	3
Sul-Bandeirantes 3-4	2009	138 kV	4
RAE Peri 1-2	2009	138 kV	10
RAE Ermelino Matarazzo 1-2	2009	138 kV	1
RAE Esplanada 1-2	2009	138 kV	1
RAE Germânia 1-2	2009	138 kV	1
RAE Mateus 1-2	2009	138 kV	1
RAE Paineiras 1-2	2009	138 kV	1
RAE Sertãozinho 1-2	2010	138 kV	5
RAE Tenente Marques 1-2	2012	138 kV	1
RAE Tiradentes 1-2	2012	138 kV	3
RAE Guaianazes 1-2	2012	138 kV	4
Bandeirantes-Brigadeiro 1-2	2013	138 kV	5

As obras planejadas de subestações são as seguintes:

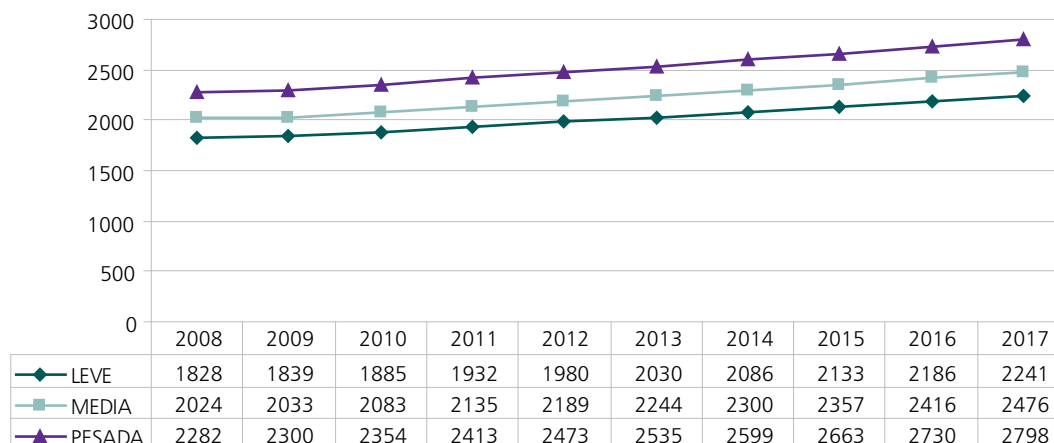
Tabela 102– AES ELETROPAULO - Principais obras de subestação previstas – período 2008-2017

Nome do empreendimento	Ano	Obra	Un	MVA
Ermelino Matarazzo	2008	Transformador 138-13.8	2	60
Canindé	2010	Transformador 138-13.8	2	25
Campestre	2008	Transformador 138-13.8	2	25
Americanópolis	2010	Transformador 138-13.8	2	40
Esplanada	2009	Transformador 138-13.8	3	40
Germânia	2010	Transformador 138-13.8	2	40
Ibirapuera	2008	Transformador 138-13.8	2	25
Morumbi	2008	Transformador 138-13.8	3	60
Paineiras	2008	Transformador 138-13.8	2	60
Ponta Porã	2010	Transformador 138-13.8	2	20
Santo Amaro	2011	Transformador 138-13.8	1	40
Sertãozinho	2012	Transformador 138-13.8	2	40
Tenente Marques	2009	Transformador 138-13.8	2	60
Tiradentes	2008	Transformador 138-13.8	3	40
Vargem Grande	2008	Transformador 138-13.8	1	20

BANDEIRANTE ENERGIA – Carga Prevista

A previsão de cargas da BANDEIRANTE para o período 2008-2017 pode ser observada no Gráfico 107. O crescimento previsto é, em média, de 2,3 % ao ano no citado período.

Gráfico 107 – Evolução da carga da Bandeirante Energia – período 2008-2017



Estão previstos, no decorrer do decênio, os seguintes reforços de suprimento para a área de concessão da BANDEIRANTE:

Tabela 103 – BANDEIRANTE - Principais obras de transmissão previstas – período 2008-2017

Obra	Ano
LT 138 kV Nordeste-Norte	2008
LT 138 kV Nordeste-Dutra	2008
LT 138 kV Itapeti-São José dos Campos	2010
LT 138 kV Nordeste - Itapeti	2010
Instalação referencial do 3º banco de 60 MVA na SE Santa Cabeça, 230-88 kV e bays associados.	2008
Instalação do 5º banco de capacitores de 28,8 Mvar e bay associados na SE Nordeste	2008
Instalação do 4º banco de capacitores de 28,8 Mvar na SE Norte	2008
Instalação na SE Itapeti do 1º e 2º Bancos 400 MVA / 345 kV – 138 kV/88 kV	2009
Instalação do 3º banco 440-138 kV, 315 MVA, na SE Taubaté	2009
Construção da LT Taubaté – Seccionamento 138 kV, CD, 795 MCM, 30 km	2009
Reconstrução da LT Seccionamento – Paraibuna de 88 kV para 138 kV, CD, 795 MCM, 38,2 km	2009
Reconstrução da LT Paraibuna – Caraguatatuba de 88 kV para 138 kV, CD, 795 MCM, 31,5 km	2009
Instalação do segundo banco 138-88 kV, 40 MVA, na SE Mairiporã (proveniente da SE Caraguatatuba)	2009
Instalação de dois bancos de 138-88 kV, 2 x 60 MVA, na SE Paraibuna (sendo um novo e outro da SE Mairiporã – reserva)	2009

CPFL – Carga Prevista

A previsão para a demanda máxima anual coincidente no sistema da CPFL é de 4.557 MW em 2008, evoluindo para 5989 MW em 2017.

A participação no mercado por classe de consumo atendida pela CPFL é a seguinte: industrial – 40%, residencial – 25 %, comercial – 15 % e outros – 20 %.

A previsão de cargas para o período 2008-2017 pode ser observada no Gráfico 108. O crescimento previsto é, em média, de 3,1 % ao ano no citado período.

Gráfico 108 – Evolução da carga da CPFL – período 2008-2017



CPFL – Programa de Obras

Para o ano 2011, está prevista a construção da SE Itatiba 500/138 kV (no município de Valinhos), como expansão do sistema supridor à região de Campinas em virtude do esgotamento da capacidade de ampliação das SEs Santa Bárbara e Campinas.

A SE Itatiba foi projetada para seccionar a LT 500 kV Campinas - Ibiúna, com a instalação inicial de 2 auto-transformadores de 400 MVA. O programa de obras no sistema de 138 kV da CPFL Sudeste associado à SE Itatiba é apresentado a seguir, a partir do seccionamento dos dois circuitos da LT 138 kV Tanquinho – Viracopos e da construção da LT 138 kV Itatiba – Paineiras.

- Construção de trecho de LT 138 kV com aproximadamente 5 km de extensão, circuito duplo, em cabo 1x795 MCM a 75 graus, para engatar em trecho da atual LT 138 kV Tanquinho – Viracopos, sentido Tanquinho, no ponto do seccionamento dessa LT, constituindo a LT 138 kV Itatiba – Tanquinho. Necessita faixa de servidão para os 5 km.
- Construção de trecho de LT 138 kV com aproximadamente 13 km de extensão, circuito duplo, em cabo 1x795 MCM a 75 graus, para engatar em trecho da atual LT 138 kV Tanquinho – Paineiras, sentido Paineiras, constituindo a LT 138 kV Itatiba – Paineiras. Necessita faixa de servidão para os 13 km.
- Reconstrução de trecho da LT 138 kV Valinhos - Viracopos, circuito duplo em cabo 1x795 MCM a 75 graus, com aproximadamente 2 km de extensão, da derivação para Valinhos e Colonial/Cruzeiro até o engate do primeiro trecho de 5 km a ser construído (Itatiba – Viracopos).
- Reconstrução de trecho da LT 138 kV Tanquinho - Paineiras, circuito duplo em cabo 1x795 MCM a 75 graus, com aproximadamente 4 km de extensão, de Paineiras até o engate do primeiro trecho de 13 km a ser construído (Itatiba – Paineiras).

Está prevista para 2010 a construção da SE Mirassol II 440/138 kV, seccionando os dois circuitos da LT 440 kV Ilha Solteira – Araraquara. O programa de obras no sistema de 138 kV da CPFL Noroeste associado à SE Mirassol II é apresentado a seguir, a partir do seccionamento de dois circuitos da LT 138 kV São José do Rio Preto (CTEEP) - São José do Rio Preto (CPFL):

- Construção da LT 138 kV Mirassol II - São José do Rio Preto (CTEEP), circuito duplo, sendo o trecho novo em cabo 1x795 MCM a 75oC, com 9 km de extensão.
- Construção da LT 138 kV Mirassol II - São José do Rio Preto (CPFL), circuito duplo, sendo o trecho novo em cabo 1x795 MCM a 75oC, com 13 km de extensão.

Está prevista para 2010 a construção da SE Getulina 440/138 kV, 3x100 MVA mais fase reserva, com seccionamento da LT 440 kV circuito duplo Jupiá – Bauru. O programa de obras no sistema de 138 kV da CPFL Noroeste associado à SE Getulina II é apresentado a seguir, a partir do seccionamento de dois circuitos da LT 138 kV Lins – Marília.

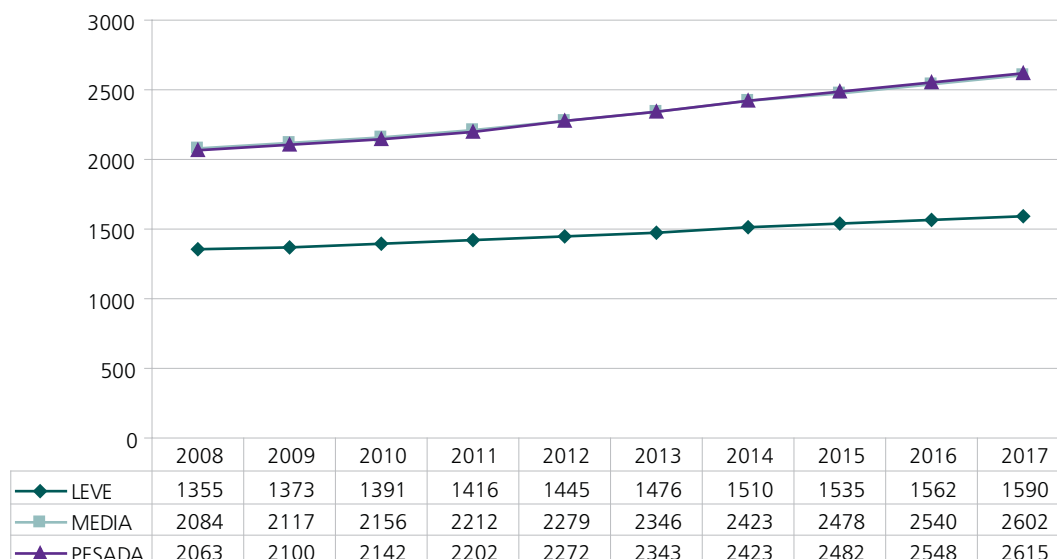
- Construção de 2 LTs 138 kV, CD, 1x336.4 MCM, para conexão da SE Getulina 440/138 kV ao sistema de 138 kV da CPFL, com aproximadamente 5 km de extensão.

CPFL PIRATININGA – Carga Prevista

A participação no mercado por classe de consumo atendida pela CPFL Piratininga é a seguinte: industrial – 60 %, residencial – 20 %, comercial – 12 % e outros – 8 %. O setor industrial é responsável por mais de 45% da receita líquida da CPFL Piratininga, enquanto que o setor residencial responde por cerca de 30%.

A previsão para a demanda máxima anual coincidente no sistema da CPFL Piratininga é de 1.924 MW em 2008, evoluindo para 2.615 MW em 2017, sendo a previsão de cargas para o período 2008-2017 mostrada no Gráfico 109. O crescimento previsto é, em média, de 2,7 % ao ano no citado período.

Gráfico 109 – Evolução da carga da CPFL Piratininga – Período 2008-2017



CPFL PIRATININGA – Plano de Obras

O Programa de Obras da CPFL Piratininga é resumido a seguir:

- Instalação de módulos de Manobra de 88 kV nas SEs Oeste, Bom Jardim, Henry Borden e Baixada Santista;
- Instalação de 50 Mvar de Compensação Reativa na SE Bom Jardim (dez/08).

ELEKTRO – Carga Prevista

A previsão de cargas para o período 2008-2017 pode ser observada no Gráfico 110. O crescimento previsto é, em média, de 3,2 % ao ano no citado período.

Gráfico 110 – Evolução da carga da ELEKTRO – período 2008-2017



A ELEKTRO prevê a realização das seguintes obras:

Linha	Ano	Tensão	Km
Ramal 138 KV da Cerquilha II	2008	138 kV	1
Pariquera-açu - Iguape Trecho 1	2008	138 kV	12
Pariquera-açu - Iguape Trecho 2	2009	138 kV	18
Ramal 138 KV da Atibaia III	2010	138 kV	1
Pariquera-açu - Iguape Trecho 3	2010	138 kV	13
Ramal 138 KV da Santa Gertrudes	2011	138 kV	1
Ramal 138 KV da Tatui III	2011	138 kV	1
Ramal 138 KV da Peruibe II	2012	138 kV	1

Nome do empreendimento	Ano	Obra	Un	MVA
Cerquilha II 138/13,8 KV	2008	Transformador 138-13.8	1	30
Atibaia III 138/13,8 KV	2010	Transformador 138-13.8	1	30
Santa Gertrudes 138/13,8 KV	2011	Transformador 138-13.8	1	30
Tatui III 138/13,8 KV	2011	Transformador 138-13.8	1	15
Peruibe II 138/13,8 KV	2012	Transformador 138-13.8	1	30

CLFSC – Carga Prevista

O mercado de distribuição de energia elétrica da CLFSC pode ser resumido em: 29,4% Residencial, 19,8% Rural, 17,9% Industrial, 14,8% Serviços Públicos (Iluminação, Poder Público e Serviço Público), 13,8% Comercial e 4,3% para as demais classes.

A ponta máxima (demanda máxima integralizada em 15 minutos) do sistema CLFSC prevista para 2008 foi de 174 MW e, considerando o crescimento histórico, espera-se em 2017 uma ponta máxima próxima a 290 MW.

A previsão de cargas para o período 2008-2017 pode ser observada no Gráfico 111. O crescimento previsto é, em média, de 5,7 % ao ano no citado período.

Gráfico 111 – Evolução da carga da CLFSC – período 2008-2017



CLFSC – Plano de Obras

A CLFSC tem previsto a execução das seguintes obras:

Obra de Subestação	Ano
LT 33 kV Manduri - Águas de Santa Barbara, recondutoramento, 25 km	2008
LT 66 kV Holambra - Paranapanema, 15 km	2009
LT 66 kV Ourinhos - Jacarezinho, 22,8 km	2009

GRUPO REDE São Paulo – Carga Prevista

A previsão de cargas para o período 2008-2017 pode ser observada no Gráfico 112. O crescimento previsto é, em média, de 3,6 % ao ano no citado período.

Gráfico 112 – Evolução da carga do Grupo REDE – período 2008-2017



São previstas as seguintes obras nas instalações do Grupo REDE no estado de São Paulo:

LT	De	Para	kV	circ	km	Ano	Proprietário	Justificativa
P.Venceslau	P.Epitácio		88	1	30	2008	CAIUÁ	Reconstrução da LT com o objetivo de melhorar a confiabilidade, aumentar a capacidade de transmissão e reduzir perdas, prevendo operar em 138 kV futuramente.
D#ROS-PRP	P3/P5		138	2	10	2008	CAIUÁ	Aliviar o carregamento da transformação da SE Presidente Prudente 138/88 kV (DIT)
Bragança	Bragança-2		138	1	10	2009	EEB	Atendimento ao crescimento de carga da região
D#CAT-IBT	Novo Horizonte		138	1	15	2011	EEB	Atendimento ao crescimento de carga da região
P.Venceslau	Sto Anastácio		138	1	15	2011	EEB	Atendimento ao crescimento de carga da região

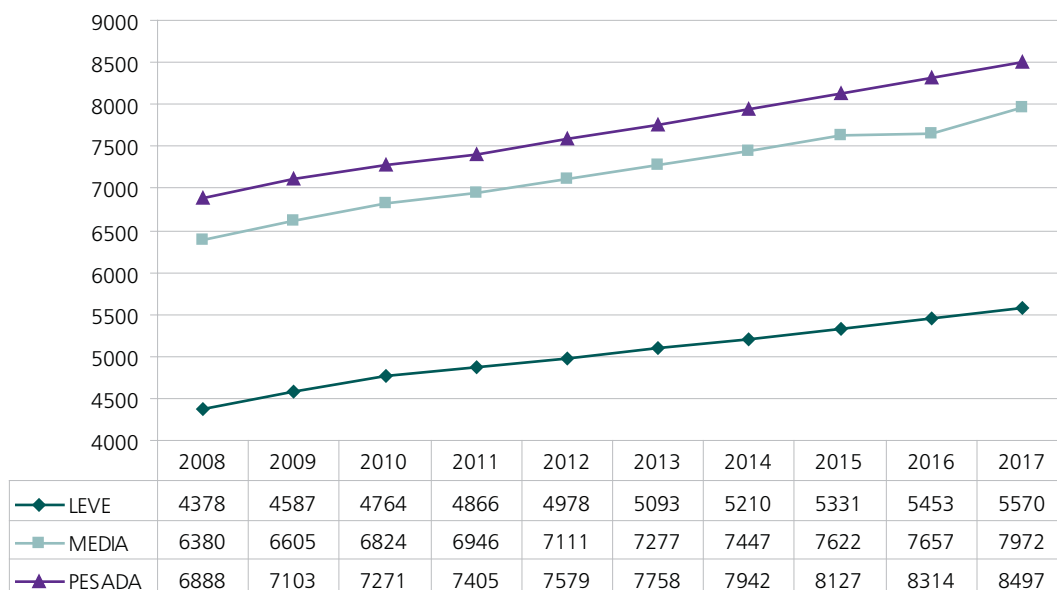
SE	Equipamento	kV	MVA	Ano	Proprietário
SE Catanduva 2	Transformador	138/13,8	25	2008	CNEE
SE P3	Transformador	138/11	25	2008	CAIUÁ
SE Cambui 2	Transformador	138/34,5	25	2009	EEB
SE Tupã	Capacitor	13,8	30	2009	EDEV
SE Bragança 2	Transformador	138/13,8	25	2009	EEB
SE Cambui 2	Transformador	138/13,8	25	2009	EEB
SE Martinópolis	Transformador	138/11	25	2009	CAIUÁ
SE N.Horizonte	Transformador	138/13,8	25	2011	CNEE
SE Sto Anastacio	Transformador	138/13,8	25	2011	CNEE

2.10.3.2 Estado de Minas Gerais

CEMIG Distribuição – Carga Prevista

O Gráfico 113 apresenta a evolução do requisito da CEMIG, para o decênio, nos três patamares de carga.

Gráfico 113 – Evolução da carga da CEMIG



A carga da CEMIG para o período decenal apresenta uma taxa média de crescimento de 2,4%. A participação no mercado, por classe de consumo atendida pela CEMIG, é a seguinte: industrial – 67 %, residencial – 14 %, comercial – 8 % e outros – 10 %. Destaca-se a participação do mercado industrial, que apesar de contar com apenas 1 % das unidades consumidoras responde por quase 2/3 do consumo global da CEMIG.

CEMIG Distribuição – Plano de Obras

As tabelas a seguir resumem o Plano de Obras da CEMIG Distribuição por região do estado.

Planos de Expansão - Região Norte	Data
Reforço para Serra Geral - FASE 2	02/09
Introdução DE 69 kV NA SE São Francisco	08/08
Reforço Para Região Serra Geral - FASE 3	02/09
Reforço Para Região Serra Geral - FASE 4	11/08
Ampliação da SE Espinosa	11/08
Serra Geral - Construção DA SE Porteirinha 2	04/09
Introdução do 138/69 kV NA SE CURVELO 2	10/08
Instalação de BCO Capacitores 138 kV - SE Unai 2	03/08
Ampliação da SE Mirabela	05/10
Construção da SE Pirapora 2	11/09
Construção da SE Paracatu 4	11/08
Ampliação da SE Diamantina	05/17
Ampliação da SE Coração De Jesus	05/17
Ampliação da SE Arinos	05/16
Ampliação da SE Couto Magalhães	05/15
Ampliação da SE Paracatu 5	05/16
Ampliação da SE Paracatu 7	05/17
Instalação de Bco Capacitores 138 kV - SE Buritis	05/12
Ampliação da SE Unai 3	05/16
Ampliação da SE Unai 5	05/10
Ampliação da SE Paracatu 1	05/17
Ampliação da SE Riachinho	05/15
Ampliação da SE Manga 1	05/17
Ampliação da SE Mato Verde	05/17
Construção da SE Montes Claros 3	05/11
Ampliação da SE Vazante	05/15

Planos de Expansão - Região Centro	Data
Ampliação da SE Nova Lima 1	02/09
Implantação da SE Betim 5	05/09
Ampliação da SE Betim 4 (P/ 2 x 25 MVA)	12/08
Construção da SE Igarapé 2	11/08
Construção das Linhas Subterrâneas	12/09
Construção da SE Jaboticatubas	02/10
Ampliação da SE BH Gutierrez	12/09
Ampliação da SE Cordisburgo	05/10
Construção da SE Esmeraldas	05/10
Ampliação da SE Mateus Leme	05/11

Planos de Expansão - Região Centro	Data
Ampliação da SE Lagoa Santa	05/15
Ampliação da SE Barão de Cocais 1	05/13
Construção da SE BH Gameleira (BH Calafate)	04/11
Ampliação da SE BH Barro Preto	05/17
Construção da SE Contagem 4 (Eldorado)	05/12
Construção da SE Sete Lagoas 4	05/11
Ampliação da SE BETIM 3	05/15
Ampliação da SE CI Santa Luzia	05/16
Construção da SE BH Serra Verde	12/09
Ampliação da SE Pedro Leopoldo 3	05/14
Ampliação da SE Sete Lagoas 2	05/14
Ampliação da SE BH Atalaia	05/16
Ampliação da SE Maracanã	05/16
Construção da SE Neves 4	05/16
Ampliação da SE Santa Luzia 1	06/12
Ampliação da SE BH São Marcos	05/13
Ampliação da SE Paraopeba	05/11
Ampliação da SE BH Pampulha	05/11
Ampliação da SE Nova Lima 1	05/13
Ampliação da SE Contagem 3	05/17
Construção da SE Ribeiro de Abreu	05/10
SE Betim 4 (2x25 p/ 3x25 MVA - 138-13,8 kV)	05/13
SE NEVES 3 (2x25 p/ 3x25 MVA - 138-13,8 kV)	05/15
SE Nova Granja (15+25 p/ 1x15+2x25 MVA - 138-13,8 kV)	05/15
SE Santa Luzia 2 (2x25 p/ 3x25 MVA - 138-13,8 kV)	05/15
SE UHE Peti (7,5+9 p/ 2x12,5 MVA - 69-13,8 kV)	05/15

Planos de Expansão - Região Oeste	Data
Ampliação da SE Conceição Aparecida	08/08
Ampliação da SE Nova Serrana	04/09
Ampliação da SE Carmópolis de Minas	08/09
Ampliação da SE Carmo da Mata	09/09
Construção da SE Claudio 2	07/09
Ampliação da SE Arcos	10/09
Construção da SE Itatiaiuçu	05/09
Construção da SE Nova Serrana 2	05/17
Ampliação da SE Divinópolis 2	05/12
Introdução de 138 kV na SE Formiga	05/15

Planos de Expansão - Região Leste	Data
Ampliação da SE Pedra Azul	09/08
Ampliação da SE Resplendor	09/08
Construção da SE Araçuaí 2	03/08
Reforço para a Região de Pedra Azul	01/09
Reforço para Engenheiro Caldas	01/09
Reforço para a Região de Central De Minas	12/08
Ampliação da Se Peçanha 2	07/08
Reforço P/ A Região de Guanhães e Sabinópolis	08/08
Ampliação da SE Capelinha	08/08
Construção da SE Lajinha	09/08
Reforço para Coronel Fabriciano	09/09
Integração da Se Aracuaí 2 - Fase 2	09/10
Introdução do 138 kV em Central De Minas	05/11
Ampliação Da SE Poté	05/09
Construção da SE Novo Cruzeiro	05/10
Construção da SE Rio do Prado	08/09
Ampliação da SE Jequitinhonha	05/10
Reforço para a Região de Berilo	05/15
Ampliação da SE Minas Novas	05/09
Ampliação da SE Águas Formosas	05/10
Ampliação da SE Uh. Tronqueiras	05/10
Ampliação da SE Coronel Fabriciano	05/12
Transmissão da UHE Murta	08/12
Construção da SE Guanhães 2 - Fase 1	05/09
Construção da SE Guanhães 2 - Fase 2	05/10
Ampliação da SE Caratinga	05/15
Construção da SE Governador Valadares 5	05/10
Ampliação da SE Santa Maria Do Suaçui	05/13
Reforço P/ Região de Manhauçu/Carangola	05/15
Construção da SE Capelinha 2	05/15
Ampliação da SE Conceição Do Mato Dentro	05/15
Ampliação da SE Guanhães 1	05/13
Introdução de 138 kV na SE Berilo	05/17
Ampliação da SE Inhapim 2	05/14
Ampliação da SE Governador Valadares 1	05/15
LT Itabira 2 - Itabira 3 - Recapacitação	05/15
LT Itabira 2 - Monlevade 3 - Recapacitação	05/15
SE Jequitinhonha - Instalação de RT 69 kV	05/15
SE Carangola (1x25 P/ 2x25 MVA - 138-13,8 Kv)	05/18

Planos de Expansão - Região Triângulo	Data
Transmissão da UHE Capim Branco 2	06/08
Construção da SE Perdizes	04/09
Ampliação da SE Carneirinho	04/09
Ampliação da SE Campina Verde 2	10/09
Construção da SE Prata 2	05/09
Ampliação da SE Tupaciguara	06/09
Introdução de 138 kV na SE Prata	10/09
Ampliação da SE Araporã	10/09
Ampliação da SE Coqueiros	01/09
Ampliação da SE Uberlândia 2	05/12
Ampliação da SE Uberaba 6	12/09
Reforço para a Região de Patos de Minas - Fase 1	05/12
Reforço para a Região de São Gotardo	09/10
Ampliação da SE Uberaba 1	05/10
Ampliação da SE Uberlândia 7	12/09
Ampliação da SE Uberlândia 6	05/17
Construção da SE Patos de Minas 2	05/10
Ampliação da SE Uberlândia 1	05/14
Ampliação da SE Uberaba 6	05/15
Ampliação da SE Avatinguara	05/17
Construção da SE Comendador Gomes	08/08

Planos de Expansão - Região Sul	Data
Introdução de 138 kV na SE São G. do Sapucaí	02/09
LT 138 kV Poços - Alfenas	11/06
Construção da SE Nova Resende	05/10
Ampliação da SE Varginha 1	05/13
Introdução 138-13,8 kV na SE Alfenas 2	05/15
Construção da SE Itajubá 3 (Eat) - Fase 2	05/11
Construção da SE Varginha 3	05/13
Ampliação da SE UHE São Bernardo	05/12
Ampliação da SE Pouso Alegre 2	05/10
Ampliação da SE Bom Sucesso	05/11
Ampliação da SE Três Corações 1	05/16
Introdução 138-13,8 kV na SE Paraisópolis	05/12
SE Guaxupé 2 (1x25 P/ 2x25 MVA - 138-13,8 Kv)	05/13

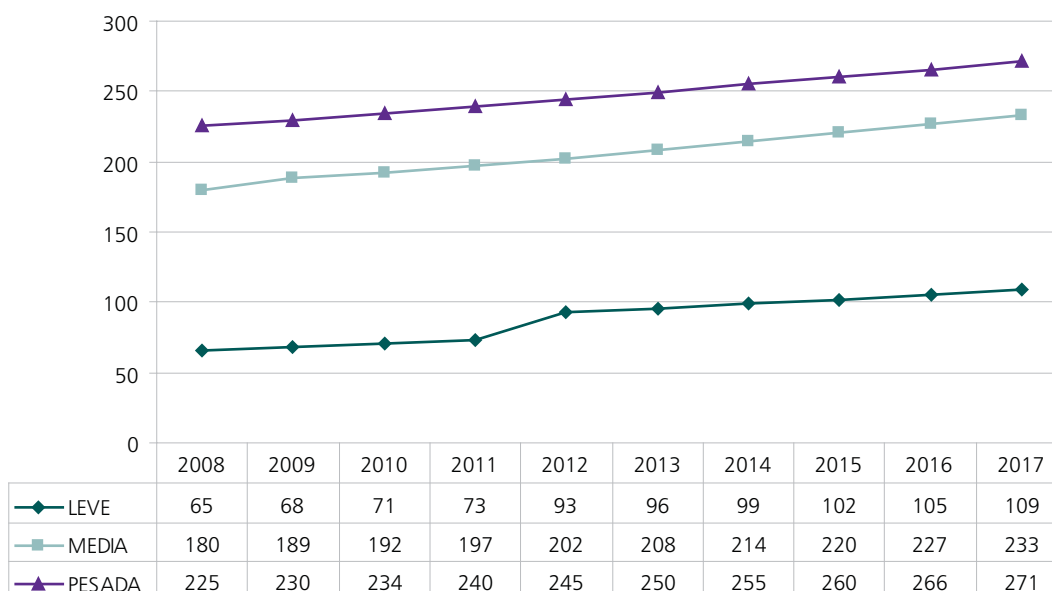
Planos de Expansão - Região Mantiqueira	Data
Ampliação da SE São João Del Rei 2	12/07
Compensação Reativa na SE Itabirito	08/07
Construção da SE Juiz de Fora 8	05/11
Introdução de 138 kV na SE Itabirito	09/10
Transmissão da UHE Baú	09/10
Construção da SE Lafaiete 2	05/17
Introdução de 138 kV - 13,8 kV em Congonhas	05/17
Construção da SE Barbacena 3	05/17
Construção da SE Pequeri - Fase 2	05/23
Construção da SE Pequeri - Fase 1	05/17
Construção da SE Lima Duarte 2	05/17

Planos de Expansão - Região Mantiqueira	Data
Ampliação da SE Murtinho	05/17
Ampliação dos Autos da SE Ponte Nova	05/13
Construção da SE Urucania	05/10
Introdução de 138-23 kV na SE Juiz de Fora 7	05/25
SE Carandal 3 (Senta-Levanta 1x5 P/ 1x12,5 MVA - 13,8-69 Kv)	05/15
SE Rio Espera (1x5 P/ 2x5 MVA - 69-13,8 kv)	05/15
SE Viçosa (1x25 P/ 2x25 MVA - 138-13,8 kv)	05/16

CFLCL - Carga Prevista

A previsão de cargas para o período 2008-2017 pode ser observada no Gráfico 114. O crescimento previsto é, em média, de 2,1 % ao ano no citado período.

Gráfico 114 – Evolução da carga da CFLCL – Período 2008-2017



CFLCL – Plano de Obras

Linha	Ano	Tensão	Km
Loop Triunfo-Palestina - Carrapato	2011	138	1
UC Formoso	2010	138	1
D. Euzébia	2014	69	1
Providencia	2011	138	1
Saudade	2011	138	1
Bonfim D Baixo	2011	138	1
Laje	2012	138	1
Pch Cataguases/ Astolfo Dutra	2015	69	1

SE	Ano	Transformador	MVA
Cataguases 2	2008	Transformador 138-69	40
Padre Fialho	2010	Transformador Defasador 138-138 +300 -300	150
Carrapato	2011	Transformador 138-13.8	10
UBA2	2011	Transformador 138-69	40
Fормoso	2011	Transformador 138-13.8	10
C Providencia	2011	Transformador 138-13.8	15
C Grande	2011	Transformador 138-13.8	10
S Saudade	2011	Transformador 138-13.8	15
Bonfim De Baixo	2011	Transformador 138-13.8	15
S Laje	2012	Transformador 138-13.8	20
D. Euzebia	2014	Transformador 69-13.8	20
Monte Cristo.	2015	Transformador 69-13.8	26,7
Cataguases/Astolfo Dutra	2015	Transformador 69-13.8	15
	2015	Transformador 69-13.8	10

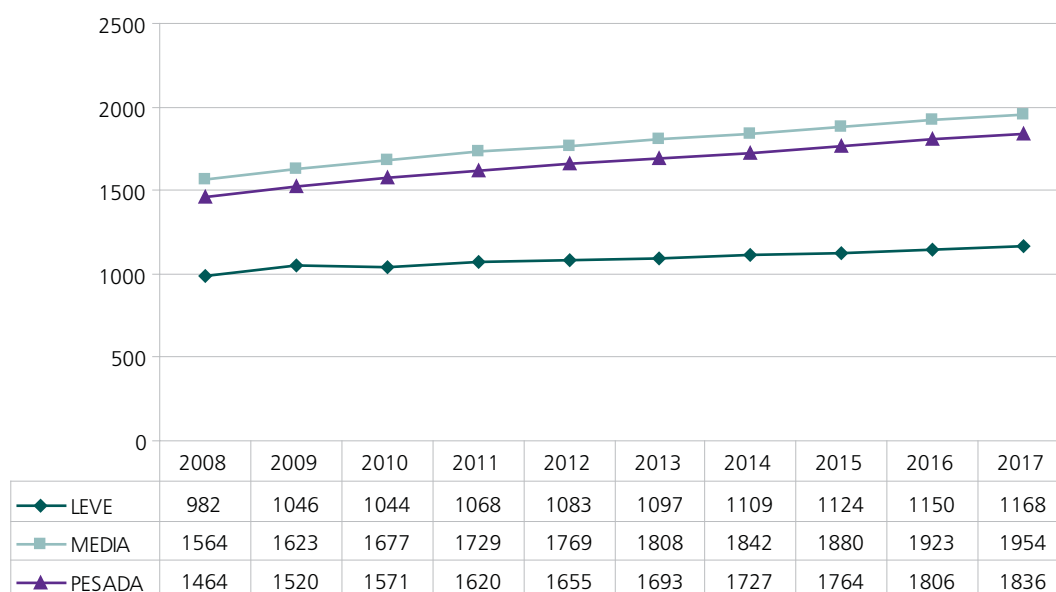
No horizonte decenal a CFLCL terá a sua geração interna reforçada através de 130 MW de PCHs a serem implantadas pelo Produtor Independente de Energia CAT-LEO Energia S/A. Está também prevista para 2010 a construção de UHE Baú I (110 MW), que será conectada ao sistema CEMIG.

2.10.3.3 Estado do Espírito Santo

ESCELSA - Carga Prevista

A previsão de cargas para o período 2008-2017 pode ser observada no Gráfico 115. O crescimento previsto é, em média, de 2,6 % ao ano no citado período.

Gráfico 115 – Evolução da carga da ESCELSA – período 2008-2017



ESCELSA – Plano de Obras

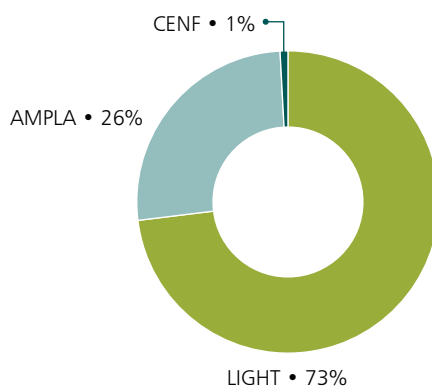
As principais obras previstas para a área da ESCELSA são apresentadas a seguir:

- ÇE Lameirão 24,0 MVA – 34,5/13,8 kV (2008);
- çT 138 kV Pitanga - Civit, 5 km, cabo 556,5 MCM, circuito duplo (2008);
- çT 138 kV Verona – Nova Venécia, 3 km, cabo 556,5 MCM, circuito duplo (2008);
- ÇE Manguinhos 41,5 MVA – 138/13,8 kV (2008);
- çT 138 kV Civit - Manguinhos, 10 km, cabo 556,5 MCM, circuito simples (2008);
- ÇE Goiabeiras 41,5 MVA – 138/13,8 kV (2008);
- çRamal 138 kV Goiabeiras, 0,3 km, cabo 556,5 MCM, circuito duplo (2008);

2.10.3.4 Estado do Rio de Janeiro

Atuam no estado do Rio de Janeiro as distribuidoras LIGHT, AMPLA e CENF. A participação de cada Empresa, no mercado total do Estado, é mostrada no Gráfico 116.

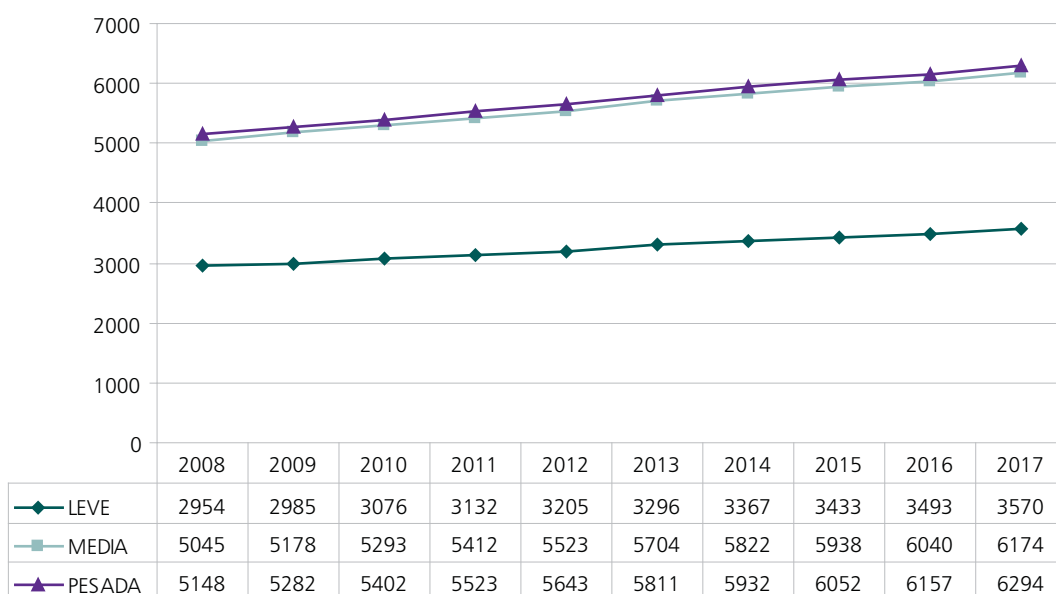
Gráfico 116 – Participação das distribuidoras no mercado do Estado do Rio de Janeiro



LIGHT – Carga Prevista

A previsão de cargas para o período 2008-2017 pode ser observada no Gráfico 117. O crescimento previsto é, em média, de 2,3 % ao ano no citado período.

Gráfico 117 – Evolução da carga da LIGHT – período 2008-2017



LIGHT – Plano de Obras

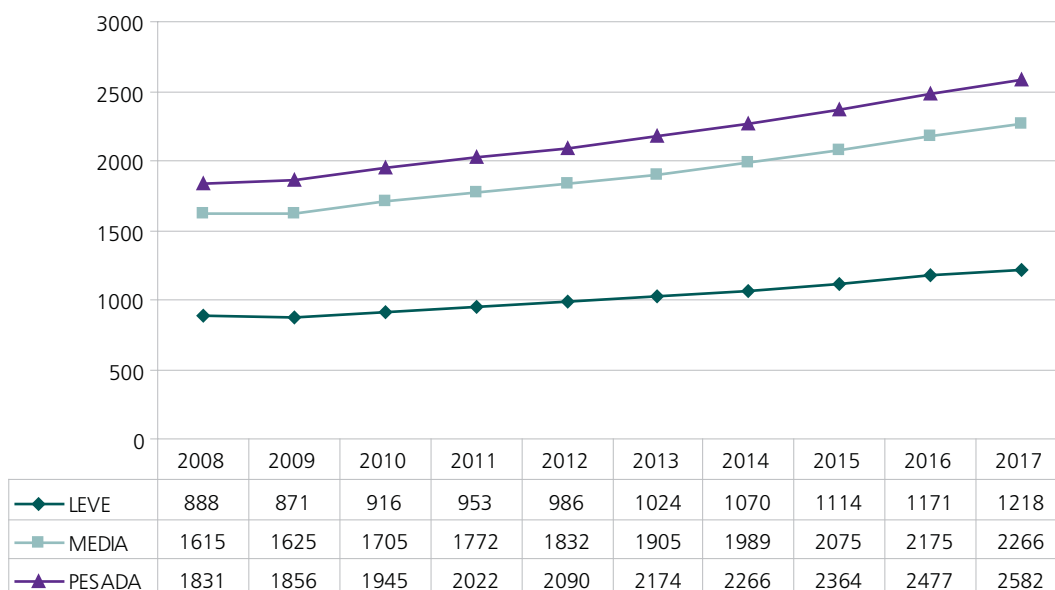
As principais obras da LIGHT são listadas a seguir:

Data	Obra	Tipo de Obra	Detalhe
2008	Recreio	Nova	40 MVA
2009	LT Funil - Retiro Saudoso, 13 km	Recondutoramento	1113 MCM
2008	LT Grajaú – Leopoldo, 1 km	Recondutoramento	1113 MCM
2009	SE Marapicu	Nova	40 MVA
2010	LT Ilha dos Pombos-Além Paraíba, 10 km	Recondutoramento	795 MCM
2010	SE Carmarí	Nova	60 MVA
2011	SE Irajá	Nova	60 MVA
2011	LT Pedro Ernesto - Fundão	Nova - subterrânea	1000 mm2
2009	SE Itaguaí Nova	Nova	40 MVA
2011	LT São José - LT 81 e 82	Nova	1113 MCM
2011	SE São João	Nova	60 MVA
2012	SE Tomás Coelho	Nova	60 MVA
2016	SE Gardênia	Nova	80 MVA

AMPLA – Carga Prevista

A AMPLA conta hoje com um mercado de cerca de 7.600 GWh/ano e atende a aproximadamente 2,26 milhões de consumidores. A previsão de cargas para o período 2008-2017 pode ser observada no Gráfico 118. O crescimento previsto é, em média, de 3,9 % ao ano no citado período.

Gráfico 118 – Evolução da carga da AMPLA – período 2008-2017



São previstas as seguintes obras pela AMPLA:

Linha de Transmissão			
Ano	Nome	Tensão	km
2008	Recapitação da LT V. Pedras – Tap V. Pedras	138	7,5
2011	Lançamento 2º circ. Rocha Leão / Porto do Carro	138	52

Nome do empreendimento - Subestação	Ano	Obra	Un	MVA
Cruzamento - Construção	2008	Transformador 69-13.8	1	5
	2008	Transformador 69-34.5	1	15
Ajuda - Ampliação	2008	Transformador 69-13.8	1	20
Bom Jardim - Ampliação	2008	Transformador 69-13.8	1	8
Santa Cruz da Serra - Ampliação	2009	Transformador 138-13.8	1	30
Bacaxá - Ampliação	2009	Transformador 69-13.8	1	20
Búzios - Ampliação	2009	Transformador 69-13.8	1	20
São Pedro D'Aldeia - Ampliação	2009	Transformador 69-13.8	1	20
Ingá - Ampliação	2010	Transformador 138-13.8	1	20
Nova Gradim 138 kV	2010	Transformador 138-13.8	1	20
Itaipava - Ampliação	2010	Transformador 69-13.8	1	20
Porto Real 138 kV - Construção	2010	Transformador 138-13.8	1	20
Iguaba - Ampliação	2011	Transformador 69-13.8	1	20
Construção da Frade 138 kV	2012	Transformador 138-13.8	1	15
Saturnino Braga Ampliação	2012	Transformador 69-34.5	1	15
Venda das Pedras - Ampliação	2012	Auto-Transformador 138-69	1	83
Porto do Carro - Ampliação	2013	Auto-Transformador 138-69	1	83
Inoã - Ampliação	2013	Transformador 69-13.8	1	20
Portão do Rosa - Ampliação	2013	Transformador 138-13.8	1	20
Itatiaia - Ampliação	2013	Transformador 138-13.8	1	20
Cabo Frio - Ampliação	2013	Transformador 69-13.8	1	20

CENF – Carga Prevista

A previsão de cargas para o período 2008-2017 pode ser observada no Gráfico 119. O crescimento previsto é, em média, de 1,1 % ao ano no citado período.

Gráfico 119 – Evolução da carga da CENF – período 2008-2017



CENF – Plano de Obras

As principais obras, consideradas no sistema da CENF são mostradas a seguir:

Descrição da Obra	Ano de Operação
LT Uxa-Caju 69 KV CS / 55 km	2009
Loop Uxa-Caju CD / 1 Km	2009
LT CPO-URG 69 KV CS / 6 km	2011
SE Caju 69/13,8 – 15 MVA	2009
SE S.S. Alto 69/13,8 - 15 MVA	2009
SE Rio Grandina 69/13,8 - 10 MVA	2011
SE S.Antonio 69/13,8 - 10 MVA	2011

2.10.4 Região Centro Oeste

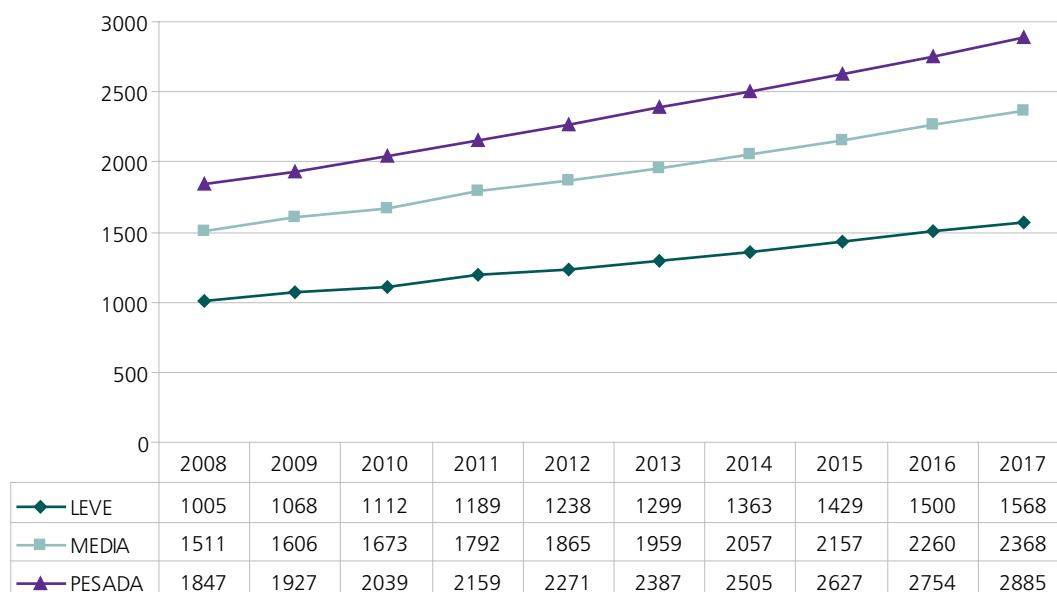
2.10.4.1 Estado de Goiás e Distrito Federal

CELG – Carga Prevista

A participação no mercado por classe de consumo atendida pela CELG é a seguinte: industrial – 22%, residencial – 32%, comercial – 16% e outros, incluindo o setor rural – 30%.

A previsão de cargas para o período 2008-2017 pode ser observada no Gráfico 120. O crescimento previsto é, em média, de 5,1 % ao ano no citado período.

Gráfico 120 – Evolução da carga da CELG – período 2008-2017



São previstas as seguintes obras pela CELG:

LT	Ano	Tensão (kV)	km
Alexania T - Abadiania 69 Kv	2008	69	24
Catalao - Goiandira 69 Kv	2008	69	15
Iaciara - POS69 Kv	2008	69	28
Inhumas - Itaberaí 138 Kv	2008	138	50
Ipora - Montes Claros 69 Kv	2008	69	60
Rio Verde (Furnas) - Santa Helena 138 Kv	2008	138	33
Rio Vermelho - Cristalina 138 Kv	2008	138	70
Uhe Corumba - Serra De Caldas 138 Kv	2008	138	25
Uhe Sao Domingos - Campos Belos 69 Kv	2008	69	79
Xavantes/Daia - Santa Genoveva 138 Kv	2008	138	4
Bela Vista - Hidrolandia 69 Kv	2009	69	30
Flores de Goiás - Itiquira 138 Kv	2009	138	120
Pirineus - Sylvania 138 Kv	2009	138	40
Cachoeira Alta - Cacu 69 Kv	2010	69	32
Cezarina - Varjao 69 Kv	2010	69	15
Uhe Corumba Iii - Cristalina 138 Kv	2010	138	35
Mozarlandia - Aruana T 69 Kv	2010	69	55
Neropolis - Rodrigues Nascimento 69 Kv	2010	69	15
Serra de Caldas - Mazargao 69 Kv	2010	69	30
Vianopolis - Orizona 69 Kv	2010	69	40
Xavantes - Neropolis 138 Kv	2010	138	20
Atlantico - Bueno 138 Kv	2011	138	6
Guapo - Aragoiania 69 Kv	2011	69	13
Parque das Emas - Mineiros 138 Kv	2011	138	25
Serra de Caldas - Ipameri 138 Kv	2011	138	45
Uhe Serra da Mesa - Alto Paraiso 138 Kv	2011	138	85
Xavantes/Ferrovuario - Goiania2 138 Kv	2011	138	2

LT	Ano	Tensão (kV)	km
Nerópolis - Jaragua 138 Kv	2012	138	70
Firminópolis - Jussara 138 Kv	2013	138	95
Jussara - Fazenda Canada 69 Kv	2013	69	53
Marzagao - Corumbaiba 69 Kv	2013	69	22
Nerópolis - Nova Veneza 69 Kv	2013	69	16
Ute Quirinópolis - Rio dos Bois 138 Kv	2013	138	45
Aracu - Santa Barbara 69 Kv	2014	69	25
Bom Jesus - Inaciolandia 69 Kv	2014	69	40
Catalao - Ouvidor 69 Kv	2014	69	15
Goias - Faina 69 Kv	2014	69	60
Palmeiras - Cezarina 69 Kv	2014	69	33
Piranhas - Doverlandia 69 Kv	2014	69	60
Porangatu - Novo Planalto (Ii) 69 Kv	2015	69	48
Serranópolis - Chapadao Do Ceu 138 Kv	2015	138	35
Uhe Espora - Serranópolis 138 Kv	2015	138	30
Planaltina Celg - Planaltina Ceb 138 Kv	2016	138	15
Barro Alto Furnas - Uruacu Ii 69 Kv	2017	69	71

Subestação - Empreendimento	Ano	Obra	MVA
ABADIANIA 69 KV - IMPLANTACAO	2008	Transformador 13.8-34.5	7,5
	2008	Transformador 69-13.8	15
ALEXANIA T 69 KV - AMPLIACAO II	2008	Transformador 69-13.8	13
ARANTINA 69 KV - IMPLANTACAO	2008	Transformador 69-34.5-	6
ARENOPOLIS 69 KV - SUBSTITUICAO	2008	Transformador 69-34.5	10
ARTULANDIA 69 KV - IMPLANTACAO	2008	Transformador 69-34.5	3
	2008	Transformador 138-69	25
CACHOEIRA ALTA 138 KV - AMPLIACAO I	2008	Transformador 34.5-13.8	10
	2008	Transformador 69-34.5	15
CAIAPONIA 69 KV - SUBSTITUICAO II	2008	Transformador 69-34.5	6
CAMPINORTE 69 KV - INSTALACAO	2008	Transformador 69-34.5	6
CAMPOS BELOS 69 KV - IMPLANTACAO	2008	Transformador 69-34.5	20
CATALAO 138 KV - SUBSTITUICAO	2008	Transformador 138-13.8	30
CODEMIN 69 KV - INSTALACAO	2008	Transformador 13.8-34.5	7,5
DIMIC 138 KV - IMPLANTACAO	2008	Transformador 138-13.8	30
ESTRELA D'ALVA 138 KV - IMPLANTACAO	2008	Transformador 138-13.8	2 x30
	2008	Transformador 138-34.5	40
FLORES DE GOIÁS 138 KV - SUBSTITUICAO	2008	Transformador 34.5-13.8-	6,3
	2008	Transformador 34.5-13.8	5
GOIANDIRA 69 KV - IMPLANTACAO	2008	Transformador 69-34.5	13
	2008	Transformador 69-13.8	20
GOIANESIA 69 KV - SUBSTITUICAO	2008	Transformador 69-13.8	13
GOIANIRA 69 KV - SUBSTITUICAO	2008	Transformador 138-13.8	30
INDEPENDENCIA 138 KV - AMPLIACAO	2008	Transformador 69-13.8	20
INHUMAS 69 KV - SUBSTITUICAO	2008	Transformador 138-69	50
ITABERAI 138 KV - IMPLANTACAO	2008	Transformador 69-34.5	6
ITAUCU 69 KV - IMPLANTACAO	2008	Transformador 138-13.8	25
ITIQUIRA 138 KV - AMPLIACAO	2008	Transformador 69-13.8	6
JOVIANIA 69 KV - IMPLANTACAO	2008	Transformador 69-13.8	20
JUSSARA 69 KV - AMPLIACAO I	2008	Transformador 69-34.5	13
LEOPOLDO DE BULHOES 69 KV - IMPLANTACAO	2008	Transformador 69-34.5-	6
MESSIANOPOLIS 69 KV - IMPLANTACAO	2008	Transformador 34.5-13.8	6,3
	2008	Transformador 69-34.5	13
MONTES CLAROS 69 KV - IMPLANTACAO	2008	Transformador 69-34.5	13

Subestação - Empreendimento	Ano	Obra	MVA
MONTIVIDIU 69 KV - IMPLANTACAO	2008	Transformador 34.5-13.8	6,3
	2008	Transformador 69-34.5	20
MORRINHOS 69 KV - DUPLICACAO	2008	Transformador 69-13.8	20
NIQUELANDIA 69 KV - IMPLANTACAO	2008	Transformador 69-34.5	13
PARANAIGUARA 69 KV - IMPLANTACAO	2008	Transformador 69-34.5	13
	2008	Transformador 34.5-13.8	6,3
PARAUNA 69 KV - IMPLANTACAO	2008	Transformador 69-34.5	20
PONTALINA 69 KV - AMPLIACAO	2008	Transformador 69-13.8	13
	2008	Transformador 13.8-34.5	7,5
POS69 KV - IMPLANTACAO	2008	Transformador 69-13.8	13
REAL 138 KV - SUBSTITUICAO	2008	Transformador 138-13.8	30
RIO PARAISO (ASSENT.) 69 KV - IMPLANTACAO	2008	Transformador 69-13.8	3
RIO QUENTE 69 KV - IMPLANTACAO	2008	Transformador 69-13.8	20
RIO VERDE (CELG) 138 KV - AMPLIACAO	2008	Transformador 138-13.8-	25
SANTA GENOVEVA 138 KV - IMPLANTACAO	2008	Transformador 138-13.8	20
SANTA HELENA 138 KV - IMPLANTACAO	2008	Transformador 138-69	50
SANTANA 138 KV - IMPLANTACAO	2008	Transformador 138-13.8	20
SANTO ANTONIO DO DESCOBERTO 138 KV - IMPLANTACAO	2008	Transformador 138-13.8	25
SAO MARCOS 138 - IMPLANTACAO	2008	Transformador 138-34.5	40
SERRA DE CALDAS 138 KV - AMPLIACAO I	2008	Transformador 138-69	50
	2009	Transformador 13.8-34.5	7,5
HIDROLANDIA 69 KV - IMPLANTACAO	2009	Transformador 69-13.8-	13
IACIARA 138 KV - AMPLIACAO IV	2009	Transformador 138-34.5	40
MOZARLANDIA 69 KV - AMPLIACAO	2009	Transformador 69-13.8	20
PARANAIBA 69 KV - AMPLIACAO II	2009	Transformador 69-13.8	20
RIO VERMELHO 138 KV - AMPLIACAO	2009	Transformador 138-13.8	20
SERRA DE CALDAS 138 KV - AMPLIACAO II	2009	Transformador 138-13.8	30
	2009	Transformador 138-69	25
SILVANIA 138 KV - IMPLANTACAO	2009	Transformador 69-13.8	13
TRINDADE 138 KV - DUPLICACAO	2009	Transformador 138-13.8	25
CACU 69 KV - IMPLANTACAO	2010	Transformador 69-34.5	13
CAMPOLANDIA 69 KV - IMPLANTACAO	2010	Transformador 69-34.5	6
CARAJAS 230 KV- DUPLICACAO	2010	Transformador 230-138	225
FLORES DE GOIAS 230 KV - IMPLANTACAO	2010	Transformador 230-138)	150
MARZAGAO 69 KV - IMPLANTACAO	2010	Transformador 69-34.5	13
NEROPOLIS 138 KV - AMPLIACAO	2010	Transformador 138-69	50
ORIZONA 69 KV - IMPLANTACAO	2010	Transformador 69-13.8	13
RODRIGUES NASCIMENTO 69 KV - IMPLANTACAO	2010	Transformador 69-13.8	6
VARJAO 69 KV - IMPLANTACAO	2010	Transformador 69-13.8	6
ALTO PARAISO 138 KV - IMPLANTACAO	2011	Transformador 138-34.5	40
	2011	Transformador 13.8-34.5	7,5
ARAGOIANIA 69 KV - IMPLANTACAO	2011	Transformador 69-13.8	13
BUENO 138 KV - IMPLANTACAO	2011	Transformador 138-13.8	2 x20
CARAJAS 138 KV - SEGUNDO TRAF0	2011	Transformador 138-13.8	30
DISTRITO INDUSTRIAL DE SENADOR CANEDO 138 KV	2011	Transformador 138-13.8	20
FIRMINOPOLIS 230 KV - AMPLIACAO IV	2011	Transformador 230-138	3 x 66
	2011	Transformador 13.8-34.5	7,5
GOIANAPOLIS 138 KV - IMPLANTACAO	2011	Transformador 138-13.8	20
GOIANIA 2 138 KV - IMPLANTACAO	2011	Transformador 138-13.8	2 x 20
IPAMERI 138 KV - IMPLANTACAO	2011	Transformador 138-69	50

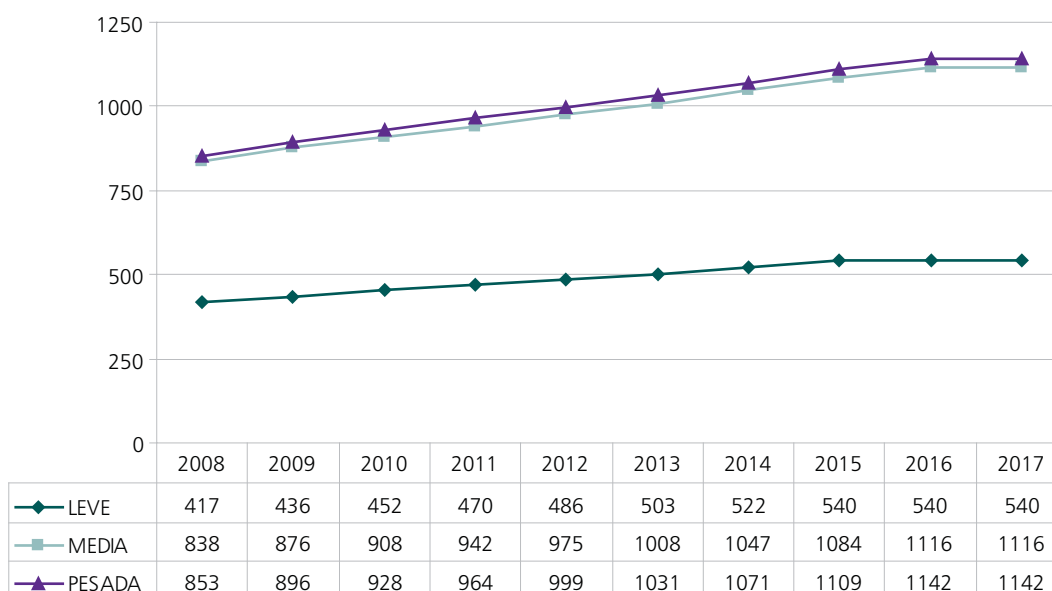
Subestação - Empreendimento	Ano	Obra	MVA
MINEIROS 138 KV - IMPLANTACAO	2011	Transformador 138-13.8	25
PIRENOPOLIS 69 KV - IMPLANTACAO	2011	Transformador 13.8-34.5	7,5
	2011	Transformador 69-13.8	13
PLANALTINA DE GOIAS T 138 KV - AMPLIACAO 2011	2011	Transformador 138-34.5	40
PORANGATU 69 KV - AMPLIACAO I	2011	Transformador 69-13.8	15
SERRA DE CALDAS 138 KV - AMPLIACAO IV	2011	Transformador 138-69	50
BELA VISTA T 138 KV - AMPLIACAO IV	2012	Transformador 138-13.8	25
EDEIA 69 KV - IMPLANTACAO	2012	Transformador 69-13.8	13
ITAPACI T 69 KV - AMPLIACAO II	2012	Transformador 69-13.8	13
ITIQUEIRA 138 KV - AMPLIACAO SEGUNDO TRAF0	2012	Transformador 138-13.8	25
JARAGUA 138 KV - IMPLANTACAO	2012	Transformador 138-69	50
PIRINEUS 230 KV - AMPLIACAO SEGUNDO TRAF0	2012	Auto-Transformador 230-138	225
PLANALTINA DE GOIAS 138 KV - AMPLIACAO II 2012	2012	Transformador 138-13.8	20
POS69 KV - SUBSTITUICAO	2012	Transformador 69-13.8	20
ACREUNA 138 KV - AMPLIACAOII	2013	Transformador 138-13.8	25
ANICUNS 69 KV - IMPLANTACAO	2013	Transformador 69-13.8	13
	2013	Transformador 13.8-34.5	7,5
CORUMBAIBA 69 KV - IMPLANTACAO	2013	Transformador 69-13.8	13
	2013	Transformador 69-13.8	13
GOIAS 69 KV - IMPLANTACAO	2013	Transformador 69-13.8	13
INDIARA 69 KV - AMPLIACAO	2013	Transformador 69-13.8	13
JUSSARA 138 KV - AMPLIACAO III	2013	Transformador 138-69)	50
MONTIVIDIU 69 KV - AMPLIACAO	2013	Transformador 69-13.8	13
	2013	Transformador 13.8-34.5	7,5
NOVA VENEZA 69 KV - IMPLANTACAO	2013	Transformador 69-13.8	13
	2013	Transformador 69-13.8	13
PARANAIGUARA 69 KV - AMPLIACAO	2013	Transformador 69-13.8	13
PARAUNA 69 KV - SUBSTITUICAO	2013	Transformador 69-13.8	13
PIRES DO RIO 138 KV - AMPLIACAO	2013	Transformador 138-13.8-	20
SANTANA 138 KV - AMPLIACAO	2013	Transformador 138-13.8	20
ARAGARCAS 69 KV - SUBSTITUICAO	2014	Transformador 69-13.8	13
	2014	Transformador 69-13.8	13
DOVERLANDIA 69 KV - IMPLANTACAO	2014	Transformador 13.8-34.5	7,5
	2014	Transformador 13.8-34.5-	7,5
FAINA 69 KV - IMPLANTACAO	2014	Transformador 69-13.8	13
	2014	Transformador 13.8-34.5	7,5
INACIOLANDIA 69 KV - IMPLANTACAO	2014	Transformador 69-13.8	6
	2014	Transformador 69-34.5	13
OUVIDOR 69 KV - IMPLANTACAO	2014	Transformador 13.8-34.5	7,5
	2014	Transformador 69-34.5	20
SANTA BARBARA 69 KV - IMPLANTACAO	2014	Transformador 138-13.8	20
	2015	Transformador 138-13.8	30
SAO MIGUEL DO ARAGUAIA 69 KV - AMPLIACAO II	2015	Transformador 69-13.8	13
	2015	Transformador 138-69	25
SERRANOPOLIS 138 KV - AMPLIACAO	2015	Transformador 69-13.8	8
	2016	Transformador 34.5-13.8	6,3
FORMOSO 69 KV - IMPLANTACAO	2016	Transformador 69-34.5	13
	2016	Transformador 138-13.8	20
QUIRINOPOLIS 138 KV - AMPLIACAO IV	2016	Transformador 138-13.8	20
BARRO ALTO FURNAS 230 KV - INSTALACAO	2017	Transformador 230-69	50
GUAPO 69 KV - AMPLIACAO II	2017	Transformador 34.5-13.8	6,3
	2017	Transformador 69-34.5	20
JATAI 69 KV - TERCEIRO TRAF0	2017	Transformador 69-13.8	13

Carga prevista - CEB

Predominantemente residencial e comercial, o mercado tem as seguintes participações por classe de consumo: industrial – 4%, residencial – 40%, comercial – 30%, poder público – 12% e outros, incluindo o setor rural – 14%.

A previsão de cargas para o período 2008-2017 pode ser observada no Gráfico 121. O crescimento previsto é, em média, de 3,6 % ao ano no citado período.

Gráfico 121 – Evolução da carga da CEB – período 2008-2017



CEB – Plano de Obras

As principais obras da CEB são listadas a seguir:

Linha	km	Ano
LT 138 kV Sudoeste - Brasília Norte	6	2008
LT 138 kV Mangueiral - Brasília Centro	16	2009
LT 69 kV Tap Sobradinho - São José	32	2009
LT 138 kV Samambaia - Sudoeste	32	2010
LT 138 kV Samambaia-Riacho Fundo	19	2010
LT 138 kV Samambaia - Samambaia Oeste	6	2010
LT 138 kV Santa Maria - Mangueiral	33	2010
LT 138 kV Riacho Fundo - Aeroporto	7	2011
LT 138 kV Aeroporto – Embaixadas Sul	8	2011
LT 138 kV Samambaia Oeste - Tap Rio Descoberto	16,5	2011
LT Mangueiral – AltiPlano Leste	8,5	2013
LT Pólo JK – TAP SMxMG	5,5	2013
LT Estrutural – TAP TGxCN	5	2014

Subestação	Tensão (kV)	Potência (MVA)	Ano
SE Sudoeste	138/13,8	64	2008
SE Vale do Amanhecer	69 / 13,8	12,5	2008
SE Mangueiral	138 / 34,5 / 13,8	72	2009
SE São José	69 / 13,8	12,5	2009
SE Riacho Fundo	138/13,8	64	2010
SE Samambaia Oeste	138 / 13,8	32	2010
SE Sobradinho Transmissão (ampliação de 50 MVA)	138/69	100	2010
SE Taguatinga Norte	138/13,8	32	2010
SE Aeroporto	138/13,8	32	2011
SE Vale do Amanhecer (ampliação com 2º transformador)	69/13,8	25	2011
SE Guará Dois	138/13,8	32	2011
SE Cidade Digital	138/13,8	32	2012
SE Sobradinho Transmissão (implantação setor de 13,8 kV)	138/13,8	32	2012
SE-11	138/13,8	32	2013
SE AltiPlano Leste	138/13,8	32	2013
SE Pólo JK	138/13,8	32	2013
SE Estrutural	138/13,8	32	2014

2.10.4.2 Estado de Mato Grosso

Carga prevista – CEMAT

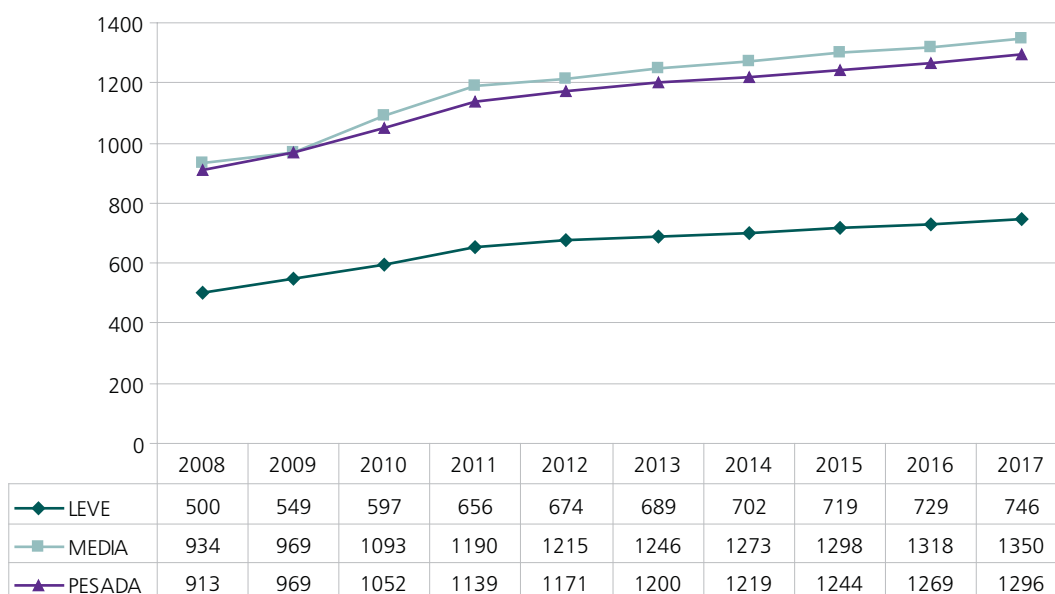
A participação no mercado por classe de consumo é a seguinte: Residencial (35,4%), Industrial (19,2%), Comercial (22,7%), Rural (8,7), Poder Público (5,80%), Iluminação Pública (4,5%), Serviço Público (3,5%) e Consumo Próprio (0,3%). Essa estrutura de consumo, referente a 2006, manteve praticamente a mesma formação dos anos anteriores.

As classes de consumo com maior crescimento de 2006 em relação a 2005 foram: classe residencial com 11,14%, poder público com 20,83%. A classe rural e industrial reduziu em 24,14% e 12,81 % respectivamente, essa redução do consumo na classe rural e industrial reflete a queda do agro-negócio no estado.

Em 2006 (acumulado até outubro), a energia requerida (4.351.977,03 MWh) para o Sistema Interligado e isolado da CEMAT foi suprida com 65,41% por FURNAS/ELETRONORTE; 31,65% por Outros Produtores (no próprio estado); 0,1% pela CELG e 2,84% por Geração Térmica.

A previsão de cargas para o período 2008-2017 pode ser observada no Gráfico 122. O crescimento previsto é, em média, de 4,0 % ao ano no citado período.

Gráfico 122 – Evolução da carga da CEMAT – período 2008-2017



Plano de Obras – CEMAT

As Tabelas a seguir mostram o plano de obras da CEMAT para o ciclo de planejamento 2007.

Linha	Ano	Tensão	km
Querência - Alto da Boa Vista	2008	138	188
Alto da Boa Vista - Confresa	2008	138	139
Confresa - Vila rica	2008	138	98
Derivação Distrito Industrial Cuiabá - Distrito Industrial	2008	138	4
Primavera - Paranatinga	2008	138	140
Rondonópolis - Sozinho (adequação)	2008	138	1
Sinop - Ipiranga	2008	138	90
Alta Floresta - Nova Monte Verde	2009	138	170
Várzea Grande - Derivação Distrito Industrial Cuiabá -D2	2009	138	10
Derivação Distrito Industrial Cuiabá -Distrito Industrial - D2	2009	138	4
Ipiranga - Itanhangá	2009	138	60
Coxipó - Derivação Distrito Industrial Cuiabá D2	2009	138	9
Sinop - Sinop Distrito Industrial	2009	138	5
Sinop - Sinop Centro	2009	138	9
Rondonópolis - Bunge	2009	138	8
Itanorte - Deciolândia	2009	138	65
Rondonópolis - Primavera	2009	138	125
Sapezal - Comodoro	2009	138	135
Lucas do Rio Verde(ELN) - Lucas (Cemat)	2009	138	3
Nova Monte Verde - Juruena	2010	138	140
Ferronorte - Taquari	2010	138	75
Rondonópolis - Rondonópolis Centro	2010	138	15
Sinop Centro - Sinop Distrito Industrial	2010	138	18
Casca III - Barro Duro	2011	138	84
Juina - Juruena	2012	138	150

Linha	Ano	Tensão	km
Derivação Mirassol do Oeste	2012	138	10
Santa Rita - Paranatinga	2013	138	150
Várzea Grande - Cidade Alta D2	2013	138	19
Cidade Alta - CPA D2	2013	138	24
Diamantino - Nortelândia	2014	138	61
Denise - Tangará	2015	138	49
Derivação Jangada - Jangada	2015	138	23
Aripuanã - Colniza	2016	138	130
Tangará - Nortelândia	2016	138	54
Matupá - Confresa	2017	138	413
Sorriso(ELN) - Sorriso Rural (Cemat)	2008	69	1
Sorriso(ELN) - Sorriso Rural (Cemat)	2008	69	1

SE	Ano	Transformador	MVA
Alto da Boa Vista	2008	Transformador 138-34.5	7,5
	2008	Transformador 34.5-13.8	5
Bunge - 2 Transformadores	2008	Transformador 138-13.8	25
Alto da Boa Vista	2008	Transformador 138-34.5	7,5
Matupá - substituição	2008	Transformador 138-34.5	25
Trevo do Lagarto	2008	Transformador 138-13.8	25
	2008	Transformador 138-34.5	25
Confresa -	2008	Transformador 34.5-13.8	9,4
	2008	Transformador 138-34.5	40
Confresa - 2 Transformadores - Reserva	2008	Transformador 138-13.8	25
Vila Rica	2008	Transformador 13.8-34.5	7,5
	2008	Transformador 138-13.8	25
Vila Rica - 2 Trafo - Reserva	2008	Transformador 138-13.8	25
Cuiabá Distrito Industrial - 1 Trafo	2008	Transformador 138-13.8	25
Ipiranga - 138/34,5 kV -25 MVA	2008	Transformador 138-34.5	40
Nova Monte Verde	2009	138/34,5 kV	25
Sinop Distrito Industrial	2009	Transformador 138-13.8	25
Jauru	2009	Transformador 138-34.5	12,5
Sinop 69 kV	2009	Transformador 138-69	25
São José do Rio Claro - substituição	2009	Transformador 138-34.5	25
	2009	Transformador 34.5-13.8	5
Cáceres - 2 Trafo	2009	Transformador 138-13.8	25
Itanhangá 138/34,5 kV - 25 MVA	2009	Transformador 138-34.5	25
Cidade Alta - 4 Trafo	2010	Transformador 138-13.8	25
Barra do Garças - 2 Trafo	2009	Transformador 138-13.8	25
Colider	2009	Transformador 138-34.5	12,5
Maggi - Cemat	2009	Transformador 138-34.5	25
Deciolândia	2009	Transformador 138-34.5	12,5
Paranatinga	2009	Transformador 138-34.5	25
CPA - 2 Trafo	2009	Transformador 138-13.8	25
Sozinho	2009	Transformador 138-34.5	25
Itanorte	2009	Transformador 138-34.5	25
Lucas do Rio Verde - Cemat	2009	Transformador 138-13.8	25
Lucas do Rio Verde	2009	Transformador 138-34.5	25
Comodoro	2009	Transformador 138-13.8	25
Campo Verde - 13,8	2010	Transformador 138-13.8	10

SE	Ano	Transformador	MVA
Chapada dos Guimarães	2010	Transformador 138-34.5	7,5
Cuiabá Distrito Industrial - 2 Trafo	2011	Transformador 138-13.8	25
Juruena	2010	Transformador 138-13.8	15
Sinop Centro - 2 Trafo	2010	Transformador 138-13.8	25
Sinop Distrito Industrial - 2 Trafo	2011	Transformador 138-13.8	25
Trevo do Lagarto - 2 Trafo	2011	Transformador 138-13.8	25
Alta Floresta	2011	Transformador 138-34.5	12,5
Poconé - substituição	2011	Transformador 138-13.8	25
Quatro Marcos	2011	Transformador 138-34.5	25
Pontes e Lacerda	2011	Transformador 138-34.5	12,5
Nobres - 2 Trafo	2011	Transformador 138-13.8	25
Taquari	2012	Transformador 138-13.8	25
Água Boa - substituição	2012	Transformador 138-13.8	25
Mirassol do Oeste	2012	Transformador 138-13.8	25
Matupá 13,8	2012	Transformador 138-13.8-	25
Aripuanã 1	2011	Transformador 138-34.5	25
	2011	Transformador 34.5-13.8	9,4
Nova Xavantina - substituição	2013	Transformador 138-13.8	25
Rodoviária - 3 Trafo	2013	Transformador 138-13.8	25
Trevo do Lagarto - 3 Trafo	2014	Transformador 138-13.8	25
Água Boa	2014	Transformador 138-34.5	12,5
Tangará - 2 Trafo	2014	Transformador 138-13.8	25
Petrovina	2014	Transformador 138-34.5	25
Paschoal Ramos- 1 Trafo	2014	Transformador 138-13.8	25
CPA - 3 Trafo	2015	Transformador 138-13.8	25
Jangada	2015	Transformador 138-34.5	25
Terra Nova	2015	Transformador 138-34.5	25
Nortelândia	2015	Transformador 138-34.5	25
Pascoal Ramos - 2 Trafo	2016	Transformador 138-13.8	25
Colniza	2016	Transformador 138-13.8	25
Rodoviária - 4 Trafo	2017	Transformador 138-13.8	25
Sorriso Centro - substituição	2008	Transformador 69-13.8	26,7
Feliz Natal	2009	Transformador 69-13.8	13
Nova Olímpia - substituição	2010	Transformador 69-13.8	26,7
Barra do Bugres - substituição	2010	Transformador 69-13.8	20

2.10.5 Região Sul

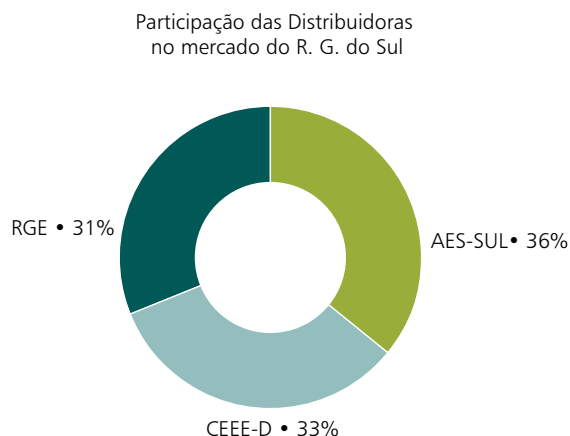
2.10.5.1 Estado do Rio Grande do Sul

A distribuição de energia no estado do Rio Grande do Sul é realizada por três empresas distribuidoras:

- à AES-Sul, responsável pelo suprimento desde Canoas, na região metropolitana, estendendo-se ao Vale do Rio dos Sinos e às regiões Central e da Fronteira–Oeste do Estado;
- à CEEE Distribuição, responsável pelo suprimento à parte da região metropolitana de Porto Alegre, à região Sul e ao Litoral Norte do Estado;
- à RGE, responsável pelo suprimento desde Gravataí, na região Metropolitana, estendendo-se às regiões da Serra e a todo Norte do Estado.

O Gráfico 123 mostra a participação das empresas distribuidoras do estado do Rio Grande do Sul no mercado global do estado.

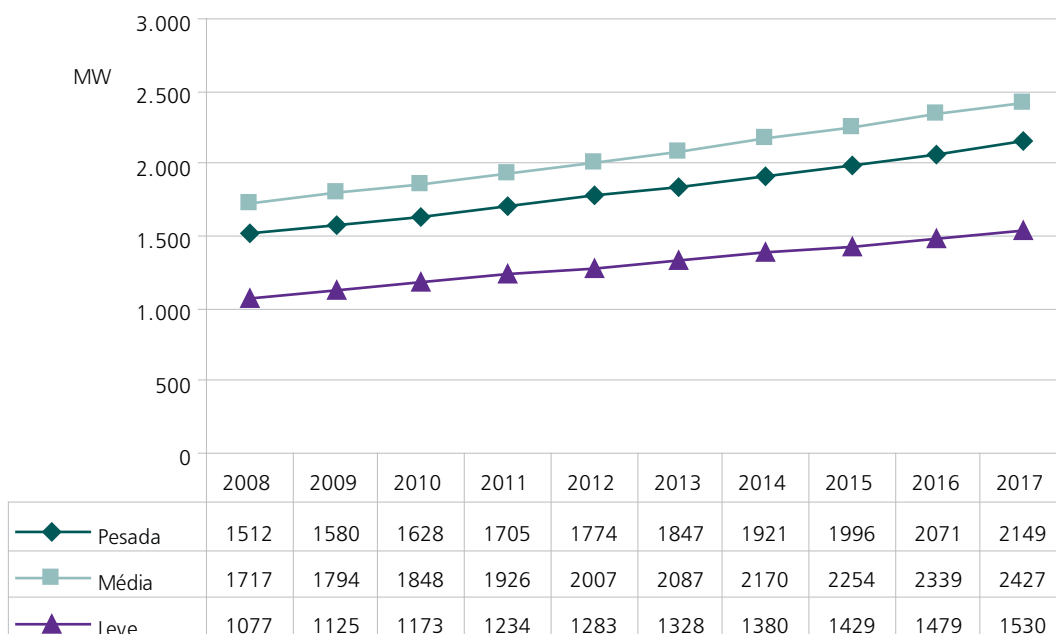
Gráfico 123 – Participação das empresas no mercado global



AES Sul – Carga prevista

A previsão de mercado da AES Sul para o ciclo de estudos do Plano Decenal 2008/2017 pode ser observado no Gráfico 124 a seguir, onde o crescimento verificado situa-se na ordem de 4,0% ao ano.

Gráfico 124 – Evolução da carga da AES-Sul



Programa de Obras – AES-Sul

No âmbito do sistema de subtransmissão da AES Sul, as obras de maior importância são apresentadas na Tabela 104 e na Tabela 105.

Tabela 104 – Programa de obras de linhas de transmissão - AES-Sul

Descrição da Obra	km	Data Prevista
LT 69 kV Alegrete 2 - Alegrete 4 - Novo	5	2008
LT 69 kV Lajeado 2 - Encantado - Novo	28	2009
LT 138 kV para Canoas 3 - Seccionamento	2	2009
LT 138 kV Scharlau - Novo Hamburgo 2 - Nova	8	2009
LT 138 kV Scharlau - São Leopoldo - Recapacitação	3	2009
LT 69 kV - Cachoeirinha - Esteio - Pólo Petroquímico - Recapacitação	35	2009
LT 69 kV Macambira - Alegrete 5 - Nova	55	2010
LT 69 kV Campo Bom - Sapiranga 2 - Nova	11	2011
LT 69 kV Santa Maria 3 - São Gabriel - Nova	89	2012
LT 69 kV Scharlau - Portão - Nova	10	2012
LT 69 kV Candelária 2 - Cachoeira do Sul - Nova	40	2012
LT 69 kV Candelária 2 - Agudo - Nova	47	2012
LT 69 kV Uruguaiana 5 - Uruguaiana 6 - Nova	11	2013
LT 69 kV Maçambará - Itaqui - Nova	48	2015

Tabela 105 – Programa de obras de subestações - AES-Sul

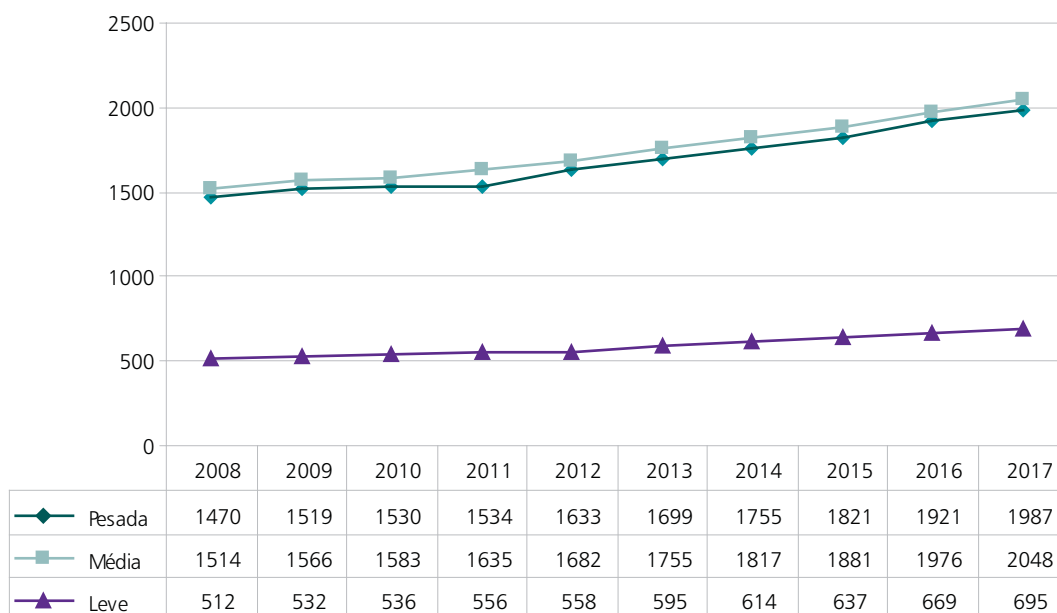
Descrição da Obra	Potência	Data Prevista
SE Santa Maria 5 - Ampliação	26,7 MVA	2008
SE São Sebastião do Caí	15 MVA	2008
SE São Gabriel	26,7 MVA	2008
SE São Borja 3 - Novo	13 MVA	2008
SE Scharlau (DIT) - Ampliação 138/23 kV	150 MVA	2009
SE Encantado - Ampliação	26,7 MVA	2009
SE Canoas 3 - Nova	40 MVA	2009
SE Novo Hamburgo 2 - Nova	40 MVA	2009
SE Lajeado 2 - Ampliação	30 MVA	2009
SE Faxinal do Soturno		2009
SE Parque Industrial		2009
SE Campo Bom - Novo barramento 23 kV	50 MVA	2010
SE Santa Cruz 2 - Ampliação	5 MVA	2010
SE Alegrete 5 - Nova	26,7 MVA	2010
SE Sapiranga 2 - Nova	26,7 MVA	2011
SE Faxinal do Soturno (69/23 kV) - Ampliação		2011
SE Lajeado 1 - Ampliação	26,7 MVA	2011
SE Centro Serra - Nova	15 MVA	2012
SE Portão - Nova	30 MVA	2012
SE Cachoeira do Sul (69/13,8 kV) - Ampliação	13 MVA	2012
SE Montenegro - Ampliação	20 MVA	2012
SE Venâncio Aires 2 - Ampliação	26,7 MVA	2012
SE Itaqui - Ampliação	30 MVA	2012
SE Formigueiro 2 - Nova		2012
SE Uruguaiana 6 - Nova	15 MVA	2013
SE Canudos - Ampliação	26,7 MVA	2013
SE Uruguaiana 1 (69/23 kV) - Ampliação	13 MVA	2013
SE São Leopoldo 2 - Nova	40 MVA	2013
SE Santa Maria 1 - Ampliação	20 MVA	2013
SE Taquari - Ampliação	26,7 MVA	2013
SE Agudo - Ampliação	6,3 MVA	2014

Descrição da Obra	Potência	Data Prevista
SE Dois Irmãos - Ampliação	40 MVA	2014
SE Alegrete 4 (69/23 kV) - Ampliação	26,7 MVA	2015
SE Esteio - Ampliação	30 MVA	2016
SE Estrela 2 (69/23 kV) - Ampliação	26,7 MVA	2016
SE Uruguaiana 3 - Ampliação	26,7 MVA	2016
SE Estrela 2 (69/13,8 kV) - Ampliação	13 MVA	2017
SE Estância Velha - Ampliação	20 MVA	2017
SE Faxinal do Soturno (23/13,8 kV) - Ampliação		2017
SE São Leopoldo 2 - Ampliação	40 MVA	2017
SE Santa Maria 2 - Ampliação	13 MVA	2017
SE Sapucaia - Ampliação	20 MVA	2017
SE São Sebastião do Caí - Ampliação	20 MVA	2017
SE Uruguaiana 2 - Ampliação	13 MVA	2017
SE São Vicente - Ampliação	6 MVA	2017

RGE - Carga prevista

A previsão de mercado da RGE para o ciclo de estudos do Plano Decenal 2007 pode ser observado no Gráfico 125 a seguir, onde o crescimento verificado situa-se na ordem de 3,4 % ao ano (em média).

Gráfico 125 – Evolução da carga da RGE



RGE - Programa de Obras

No âmbito do sistema de subtransmissão da RGE, as obras de maior importância são apresentadas na Tabela 106 e na Tabela 107 abaixo.

Tabela 106 – Programa de Obras de linhas de transmissão - RGE

Descrição da Obra	km	Data Prevista
138 kV Taquara - Rolante	23	2008
69 kV Nova Prata 2 - Guaporé	29	2008
Caxias 2 - Random	1	2008
69 kV Farroupilha - Bento Gonçalves 1	8	2008
Guarita - Palmeira das Missões	41	2008
138 kV Derivação U.Jacuí/S.Maria - J. Castilhos	20	2009
69 kV Caxias 5 - Flores da Cunha	5	2009
69 kV Caxias 6 - Caxias 3 e Caxias 6 - Caxias 4	10	2009
138 kV Planalto - Frederico Westphalen	34	2009
138 kV Foz do Chapecó - Planalto	20	2009
138 kV Planalto - Constantina	45	2009
138 kV Constantina - Sarandi 2	23	2009
69 kV Sarandi 2 - Sarandi 1	2	2009
138 kV Tapejara 2 - Erechim 2	54	2009
Tapejara 2 - Sananduva	29	2010
69 kV Garibaldi - Bento Gonçalves 3	13	2011
69 kV Cruz Alta - Panambi	39	2011
69 kV Caxias 5 - Caxias 1	7	2011
69 kV Garibaldi 1 - Garibaldi 3	9	2011
69 kV Carlos Barbosa - Garibaldi 3	4	2011
69 kV Gravataí 3 - Gravataí 4	7	2011
69 kV Farroupilha 2 - Feliz	4	2011
69 kV Farroupilha 2 - Bento Gonçalves 1	13	2011
Frederico Westphalen - Tenente Portela	35	2012
138 kV Casca - São Jorge	26	2013
Três Passos - Crissiumal	22	2013
138 kV Parobé - Igrejinha	8	2013
138 kV São Jorge - Lagoa Vermelha 1	26	2014
69 kV Veranópolis - Antônio Prado	27	2014
138 kV Tapejara 2/Erechim 2 - Floriano Peixoto	1	2014
69 kV Getúlio Vargas - Floriano Peixoto	8	2015
69 kV Floriano Peixoto - Paim Filho	48	2015
138 kV Guaporé - Arvorezinha	30	2016
69 kV Arvorezinha - Soledade	30	2016
69 kV Santo Cristo - Horizontina	40	2017
69 kV Gravataí 2 - Gravataí 4	5	2017

Tabela 107 – Programa de Obras de subestações – RGE

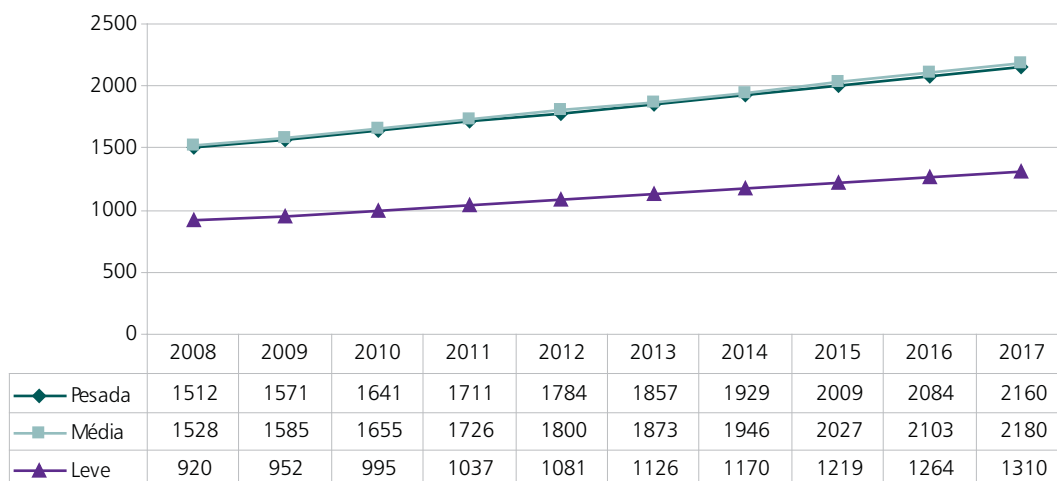
Descrição da Obra	Potência (MVA)	Data Prevista
Cachoeirinha 2	26,7	2008
Passo Fundo 1	20	2008
Frederico Westphalen	13	2008
Rolante 138/13,8 kV	20	2009
138/13,8 kV Parobé	25	2009
138/23 kV Planalto	20	2010
138/23 kV Constantina	20	2010
138/69 kV Sarandi 2	50	2010
138/23 Júlio de Castilhos	15	2010
Sananduva	20	2010

Descrição da Obra	Potência (MVA)	Data Prevista
138/23 kV Frederico Westphalen	25	2010
Gaurama	13	2010
69/23 kV Roque Gonzales	13	2011
Campo Novo	26,7	2012
Casca	25	2012
Caxias 4	26,7	2012
Erechim 2	25	2012
Feliz - Transformador	26,7	2012
Marau - Transformador	25	2012
Paim Filho	13	2012
Soledade	26,7	2012
Tapejara 2	25	2012
Vacaria	25	2012
Três Coroas	25	2012
Veranópolis	26,7	2012
Santo Augusto	13	2012
Ibirubá	26,7	2012
Tenente Portela	15	2013
Usina do Jacuí	25	2013
Crissiumal	13	2013
138/13 kV Igrejinha	15	2014
138/23 kV São Jorge	15	2014
138/69 kV Floriano Peixoto	50	2015
138/13 Rolante - 2º TR	15	2016
138/23 kV e 138/69 kV Arvorezinha	15	2017
138/23 kV e 138/69 kV Arvorezinha	50	2017

CEEE-D - Carga prevista

A previsão de carga da CEEE-D para o período 2008-2017 pode ser observada no Gráfico 126, onde o crescimento médio verificado resulta da ordem de 4,0% ao ano.

Gráfico 126 – Evolução da carga da CEEE-D



CEEE – D - Programa de Obras

No âmbito do sistema de subtransmissão da CEEE-D, as obras de maior importância são apresentadas na Tabela 108 e na Tabela 109.

Tabela 108 – Programa de obras de linhas de transmissão - CEEE-D

Descrição da Obra	Km	Data Prevista
LT Porto Alegre 1 – Porto Alegre 8 69 kV	5	2008
Saídas ATL 2	2	2008
LT Camaquã 1 – São Lourenço	65	2008
LT Quinta – Pelotas 1 reisolamento 69/138	40	2009
Ramal Porto Alegre 15	8	2009
Torres trecho ASA Itapeva	20	2010

Tabela 109 – Programa de obras de subestações - CEEE-D

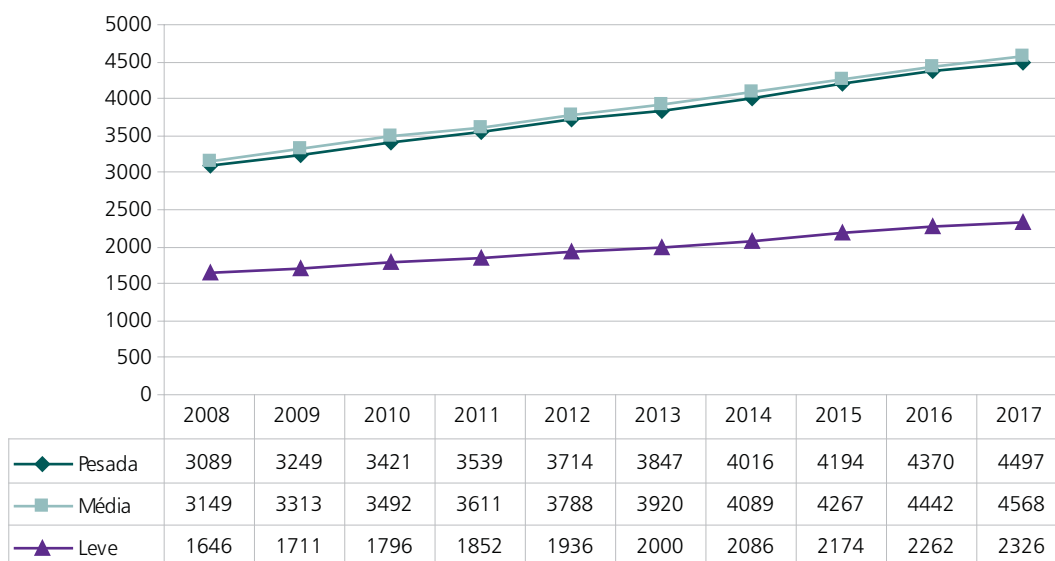
Descrição da Obra	Potência (MVA)	Data Prevista
SE Porto Alegre 7	30	2008
Dom Pedrito		2008
SE São Jerônimo	6	2008
SE Porto Alegre 15	26,7	2009
SE Porto Alegre 17	30	2009

2.10.5.2 Estado de Santa Catarina

CELESC – Carga Prevista

A previsão de carga da CELESC para o período 2008-2017 é mostrada no Gráfico 127, a seguir.

Gráfico 127 – Evolução da carga da CELESC



CELESC – Programa de Obras

As principais obras de distribuição de Santa Catarina, previstas, são apresentadas na Tabela 110 e na Tabela 111.

Tabela 110 – Programa de obras de linhas de transmissão - CELESC

Linha de Transmissão	Km	Data Prevista
LT Araranguá - Turvo (CERSUL)	15	2008
LT Itajaí Itaipava – Itajapi Salseiros – Portonave	8	2008
LT Desterro ESUL - secc (Trindade - Ilha Sul)	2	2009
LT Desterro ESUL - Trindade	11	2009
LT entr. (Fpolis – Ilhota) - Tijucas	1	2009
LT Pinhalzinho - São Miguel do Oeste	48	2009
LT Palhoça ESUL – São José Sertão	7	2009
LT Biguaçu RB - Tijucas	28	2009
LT Catanduvas – Cruz Alta	40	2009
LT Videira – Fraiburgo	23	2009
LT Videira RB – entr. (Videira – Caçador)	2	2009
LT Videira RB – Videira	7	2009
LT Joinville SC – São Francisco do Sul II (segundo circuito)	38	2009
LT Pirabeiraba – Guaruva	30	2009
LT Ponte Alta - São Cristóvão	27	2009
LT Criciúma – Içara	9	2009
LT Orleans – São Ludgero	15	2009
LT (Itajaí Itaipava – Portonave) – Navegantes	1	2009
LT Caçador – Caçador II	12	2009
LT Joinville SC - Joinville Jarivatuba	6	2009
LT Trindade - Ilha Norte	20	2009
LT Ilha Centro - Fpolis M. Morro da Cruz	3	2010
LT Arabutã - Concórdia II	22	2010
LT Catanduvas - Concórdia II	45	2010
LT M. Morro da Cruz – Trindade	7	2010
LT1 entr. (Seara – Concórdia) – Concórdia II	8	2010
LT2 entr. (Seara – Concórdia) – Concórdia II	8	2010
LT entr. (Jorge Lacerda – Palhoça ESUL) – Garopaba	2	2010
LT São Francisco do Sul II – sec. (São Francisco do Sul – Araguari)	1	2010
LT Joinville IV - Joinville Norte RB	1	2010
LT Vidal Ramos jr. – Otacílio Costa	38	2010
LT Forquilha RB – sec. (Forquilha- Araranguá)	2	2010
LT Forquilha RB – Turvo (Cersul)	22	2010
LT Joinville Norte RB - Compartilhada	6	2010
LT Joinville Norte RB - Pirabeiraba	7	2010
LT Ilha Norte – Florianópolis Ingleses	8	2010
LT Desterro – Ilha Sul	2	2010
LT Porto Belo – Bombinhas	12	2010
LT Canoinhas – Papanduva	40	2010
LT Presidente Getúlio - Rio do Sul RB	20	2011
LT Ermo – Cersul	9	2011
LT Joinville Norte - Joinville VI	1	2011
LT Forquilha RB – Forquilha	8	2011
LT Usina Garcia – Angelina	1	2011
LT sec. (Pinhalzinho – São Miguel do Oeste II) - Maravilha	2	2011
LT Bliguaçu RB – Derivação Biguaçu Quintino Bocaiúva	8	2012
LT Vidal Ramos – Ponte Alta	37	2012
LT Otacílio Costa – Ponte Alta	28	2012
LT Palhoça Eletrosul – Santo Amaro da Imperatriz	10	2012

Linha de Transmissão	Km	Data Prevista
LT Capinzal – Piratuba	24	2012
LT Araguari – São Francisco do Sul – São Francisco 2	1	2014
LT Chapecó 3 – Chapecó 2	15	2016
LT Chapecó 3 – Foz do Chapecó	41	2016
LT Chapecó 3 – Chapecó	8	2016
LT Foz do Chapecó – Palmitos	13	2016

Tabela 111 – Programa de obras de subestações - CELESC

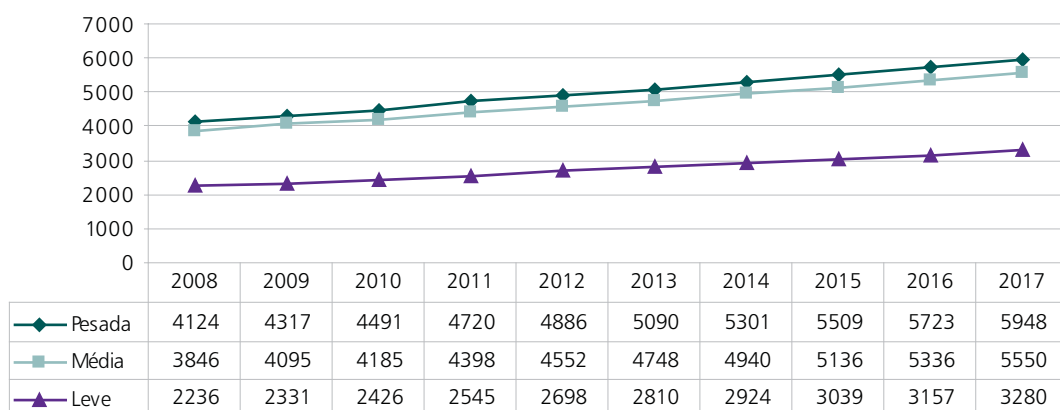
Subestações	Tensão	MVA	Data Prevista
SE São Miguel do Oeste	138	25	2008
SE Joinville Jarivatuba	138	20	2009
SE Joinville Santa Catarina	138	50	2009
SE Navegantes	138	40	2009
SE São José Sertão	138	20	2009
SE Caçador 2	138	20	2009
SE Capinzal II	138	25	2009
SE Garuva	138	20	2009
SE Otacílio Costa	138	25	2009
SE Pomerode	138	20	2009
SE Papanduva	138	20	2010
SE Papanduva	138	20	2010
SE Bombinhas	138	20	2010
SE Florianópolis Ingleses	138	20	2010
SE Concórdia	138	25	2010
SE Garopaba	138	20	2010
SE M. Morro da Cruz	138	60	2010
SE Itajaí Salseiros II	138	20	2010
SE Joinville 6	138	20	2011
SE Presidente Getúlio	138	20	2011
SE Maravilha	138	15	2011
SE Tubarão III	138	20	2011
SE Itapoá	138	20	2011
SE Santo Amaro da Imperatriz	138	20	2012
SE São Cristóvão 2	138	50	2012
SE São Francisco do Sul II	138	50	2014
SE Chapecó 3	138	50	2016

2.10.5.3 Estado do Paraná

COPEL - D - Carga prevista

A previsão de cargas para o presente ciclo de estudos do Plano Decenal pode ser observada no Gráfico 128 verificando-se que, em média, o mercado apresenta um crescimento da ordem de 4% ao ano nos patamares leve, médio e pesado ao longo de todo o período.

Gráfico 128 – Evolução da carga da COPEL-D



COPEL- D – Programa de Obras

As principais obras de distribuição previstas para o estado do Paraná são apresentadas na Tabela 112 e na Tabela 113.

Tabela 112 – Programa de obras de linhas de transmissão - COPEL-D

Linhas de Transmissão	Extensão km	Data Prevista
Faxinal - Mauá da Serra	15	2008
Jaguariaíva – Arapoti	16	2008
Ponta Grossa Norte – Imbituva	50	2008
Uvaranas - Seccionamento da 138 kV Ponta Grossa Norte-Belém	6	2008
Santa Felicidade – Pilarzinho	4	2008
Santa Felicidade – Pilarzinho	7	2008
Vila Carli – Prudentópolis	65	2008
Ivaiporã - Barbosa Ferraz	40	2008
Santa Quitéria - Campina do Siqueira	4	2008
São Cristóvão - Seccionamento da LT138 kV Foz do Chopim-Pinheiros	5	2008
Arapongas – Tangará	6	2009
Bairro Alto - Seccionamento da 69 kV Uberaba-Atuba	5	2009
Campo Mourão - Barbosa Ferraz	38	2009
Campo Mourão - Barbosa Ferraz	1	2009
Cidade Industrial de Curitiba – Umbará	12	2009
Cidade Industrial de Curitiba – Xaxim	11	2008
Cidade Industrial de Curitiba – Xaxim	4	2008
Ibaiti - Seccionamento da 138 kV Siqueira Campos-Figueira	9	2009
Rio Azul – Mallet	26	2009
Santa Mônica – Pinhais	1	2009
Santa Mônica – Pinhais	5	2009
Santa Mônica – Pinhais	8	2009
Santa Mônica - Quatro Barras	6	2009
Telêmaco Borba – Tibagi	33	2009
Areia – Palmas	77	2010
Distrito Industrial de São José dos Pinhais – Guatupê	6	2010
Distrito Industrial de São José dos Pinhais - Piraquara	10	2010
Distrito Industrial de São José dos Pinhais - Piraquara	5	2010
Distrito Industrial de Telêmaco Borba - Seccionamento da 138 kV Figueira-Telêmaco Borba	9	2010
Jardim Canadá - Seccionamento da 138 kV Jardim Bandeirantes-Igapó	10	2010

Linhas de Transmissão	Extensão km	Data Prevista
Lapa – Palmeira	53	2010
Pato Branco – Chopinzinho	47	2010
Santo Antônio da Platina - Siqueira Campos	55	2010
Tamoio - Seccionamento da 138 kV Umuarama-Santa Terezinha	8	2009
Vendrami - Seccionamento da 138 kV Belém-Ponta Grossa Sul	6	2010
Altônia – Guairá	45	2010
Areia - União da Vitória	68	2010
Campo Mourão - Santos Dumont	6	2010
Colorado – Paranaíba	71	2010
Fazenda Iguaçu - Fazenda Rio Grande	4	2010
Fazenda Iguaçu - Fazenda Rio Grande	3	2010
Guarani - Seccionamento da 138 kV Marechal Cândido Rondon-Toledo	4	2010
Jaguariaíva – Castro	77	2010
Jardim das Américas - Seccionamento da 69 kV Uberaba-Capanema	1	2010
Passo do Iguaçu - Rio Azul	4	2010
Posto Fiscal - Seccionamento da 138 kV Praia de Leste-Matinhos	5	2010
Rosana – Paranaíba	75	2010
Alto Paraná – Paranaíba	23	2011
Fazenda Rio Grande – Tafisa	3	2011
Fazenda Rio Grande – Tafisa	54	2011
Imbituva – Prudentópolis	44	2011
Jardim Bandeirantes 2 – Igapó	15	2011
Mamborê – Ubitatã	55	2011
Oswaldo Cruz - Seccionamento da 69 kV Cidade Industrial-Novo Mundo	6	2011
Realeza - Capitão Leonidas Marques	40	2011
Atlântica - Seccionamento da 138 kV Cianorte-Santa Terezinha	10	2011
Cafelândia do Oeste - Seccionamento da 138 kV Pinheiros-Assis Chateaubriand	6	2011

Tabela 113 – Programa de obras de subestações – COPEL-D

Transformação	Tensões kV		Potência MVA	Data Prevista
SE 138 kV Tangará	138	13,8	41,67	2008
SE 69 kV Bairro Alto	69	13,8	41,67	2008
SE 138 kV Marialva	138	34,5	41,67	2008
SE 138 kV Arapoti	138	34,5	41,67	2008
SE 138 kV Semíramis	138	13,8	41,67	2008
SE 138 kV Jardim Bandeirantes 2	138	13,8	41,67	2008
SE 138 kV Prudentópolis	138	34,5	41,67	2008
SE Mandacaru	138	13,8	40	2008
SE 138 kV Tamoio	138	34,5	41,67	2008
SE Ibaiti	138	69	25	2008
SE Passo do Iguaçu	138	69	25	2008
SE Portal	138	69	25	2008
SE 138 kV Barbosa Ferraz	138	34,5	41,67	2008
SE 138 kV Foz do Iguaçu	138	13,8	41,67	2009
SE 138 kV Fazenda Iguaçu	138	34,5	41,67	2009
Almirante Tamandaré	69	13,8	26,7	2009
Chopinzinho	138	69	25	2009
Distrito Industrial de Telêmaco Borba	138	69	50	2009
Nova Esperança	138	69	25	2009
Santa Helena	138	69	25	2009

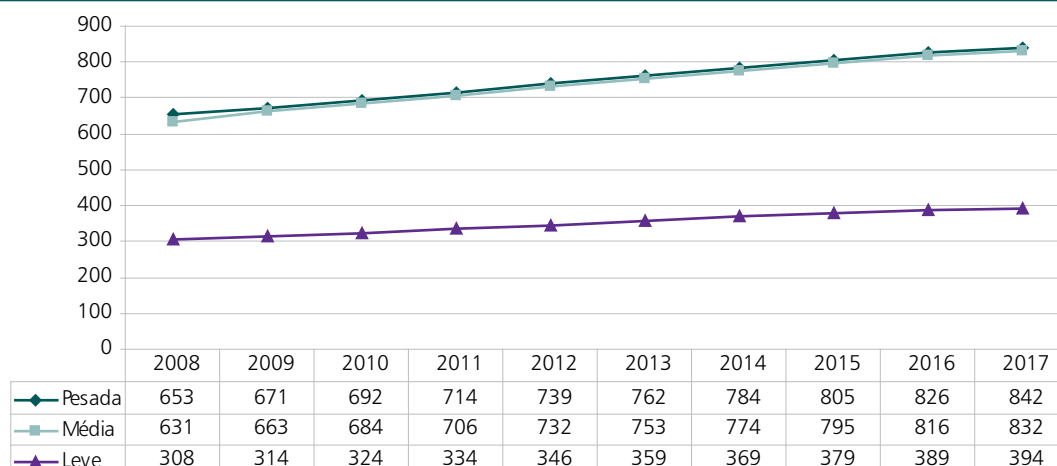
Transformação	Tensões kV		Potência MVA	Data Prevista
Vendrami	138	13,8	20	2009
Bela Vista do Paraíso	138	69	25	2009
Fazenda Iguaçu	138	69	25	2009
Guaratuba	138	13,8	20	2009
Mercês	69	13,8	26,7	2009
Olímpico	138	13,8	20	2009
Rio Azul	138	69	25	2009
Rio Branco do Sul	69	34,5	25	2009
Afonso Pena	69	13,8	53,4	2010
Cambe	138	13,8	20	2010
Fazenda Rio Grande	138	13,8	20	2010
Grajaú	138	69	25	2010
Guarani	138	13,8	20	2010
Jardim Canadá	138	13,8	40	2010
Jardim das Américas	69	13,8	53,4	2010
Osvaldo Cruz	69	13,8	53,4	2010
Vila Yolanda	138	13,8	20	2009
Alto da Glória	69	13,8	26,7	2010
Batel	69	13,8	20	2010
Horizonte	138	13,8	20	2010
Colorado	138	69	25	2010
Palmeira	138	69	25	2010
Porto	138	13,8	20	2010
Praia de Leste	138	69	25	2010
Rolândia	138	69	25	2010
Santo Antônio da Platina	138	69	25	2010
Siqueira Campos	138	69	25	2010
Vila Carli	138	69	25	2010
Atlântica	138	69	25	2011
Bandeira	138	13,8	20	2011
Cafelândia do Oeste	138	69	25	2011
São Miguel do Iguaçu	138	69	25	2011

2.10.5.4 Estado do Mato Grosso do Sul

ENERSUL - Carga prevista

A previsão de cargas para período 2008-2017 é mostrada no Gráfico 129, verificando-se um crescimento médio da ordem de 3% ao ano no citado período.

Gráfico 129 – Evolução da carga da ENERSUL



ENERSUL - Programa de Obras

As principais obras do período 2007/2016 são apresentadas na Tabela 114 e na Tabela 115.

Tabela 114 – Programa de obras de linhas de transmissão - ENERSUL

Descrição das Obras	Km	Data Prevista
LT Dourados Santa Cruz – Dourados Maxwell 138 kV	35	2008
LT Campo Grande José Abrão - CG ELETROSUL 138 kV	22	2010
LT Pres.Epitácio - Bataguassu 138 kV	31	2011
LT Mimoso - Ribas do Rio Pardo 138 kV	40	2012
LT Jardim - Bela Vista 138 kV	88	2013
Seccionamento Campo Grande Leste	1	2015
LT Dourados Santa Cruz – Dourados Maxwell 138 kV- 2ª etapa	35	2017

Tabela 115 – Programa de obras de subestações - ENERSUL

Descrição das Obras	Potência (MVA)	Data Prevista
SE Corumbá 138 kV	40	2009
SE Campo Grande Miguel Couto 138/13,8 kV	40	2009
SE Campo Grande Lageado 138/13,8 kV	40	2010
SE Iguatemi 138 kV		2010
SE Dourados Maxwell 138 kV	40	2010
SE Ribas do Rio Pardo 138 kV	20	2012
SE Bela Vista 138 kV	7,5	2013
SE Bela Vista 138 kV	20	2013
SE Ponta Porá 138 kV	20	2013
SE Dourados das Nações 138 kV	20	2013
SE Miranda 138/13,8 kV	20	2013
SE Campo Grande Industrial 138 kV	40	2014
SE Campo Grande Miguel Couto 138/13,8 kV	40	2014
SE Campo Grande Miguel Couto 138 kV	40	2014
SE Aparecida do Taboado 138 kV	25	2014
SE Eldorado 138 kV	40	2015
SE Cassilândia 138/13,8 kV	10	2015
SE São Gabriel do Oeste 138 kV	20	2015
SE Campo Grande Leste 138/13,8 kV	20	2015
SE Maracaju 138/13,8 kV	10	2015
SE Dourados Industrial 138 kV	40	2017

Referências bibliográficas

Nº.	TÍTULO
[1]	Epe-dee-re-067/2007-r0 – estudo de suprimento às regiões sul do maranhão, nordeste do tocantins e sudoeste do piauí
[2]	Epe-dee-re-068/2007-r0 – estudo de atendimento ao mercado de energia elétrica da região metropolitana de salvador – horizonte 2020
[3]	Epe-dee-re-069/2007-r0 – estudo de suprimento ao extremo sul da bahia
[4]	Epe-dee-re-070/2007-r0 – estudo das lts 345 kv da grande são paulo conectadas às ses ibiúna e tijuco preto
[5]	Epe-dee-re-071/2007-r0 – análise da capacidade de atendimento da rede básica à região central de minas gerais – ampliação da se barreiro
[6]	Epe-dee-re-072/2007-r0 - integração das usinas do complexo hidrelétrico do complexo do rio juruena ao sistema interligado nacional
[7]	Epe-dee-re-073/2007-r0 – análise do atendimento de energia elétrica ao complexo industrial portuário de suape
[8]	Epe-dee-re-074/2007-r0 – estudo de reavaliação do reforço da transmissão 345/138 kv da se poços de caldas
[9]	Epe-dee-re-075/2007-r0 – estudo de suprimento à área rio de janeiro – parte 1 – análise do acesso de agentes à rede básica
[10]	Epe-dee-re-076/2007-r0 – estudo de atendimento a região noroeste do rio grande do sul
[11]	“Integração da amazônia ao sistema interligado nacional – interligação tucuruí–macapá–manaus – estudos elétricos e de viabilidade técnico-econômica - r1” – ccpe/ctet - 026/2004, junho de 2004
[12]	“Estudo para a integração da amazônia ao sistema interligado nacional - interligação tucuruí –macapá – manaus - estudos de carga leve e energização - resultados parciais” - ons 2.1-124/2007, Dezembro de 2007
[13]	Epe-dee-re-063/2007-r1 – atualização e manutenção da base de dados para estudos de curto-circuito

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Compensação Reativa no Sistema Tucuruí-Macapá-Manaus	170
Tabela 2 – Critério de Despacho	173
Tabela 3 – Composição da geração atual - Região Norte – Sistema Interligado	175
Tabela 4 – Composição da geração atual - Região Norte – Sistema Interligado + Sistemas Isolados	175
Tabela 5 – Empreendimentos de Geração em Operação no Estado do Pará	179
Tabela 6 – Linhas de Transmissão previstas – Rede Básica – Pará, Amazonas e Amapá - decênio 2008-2017	180
Tabela 7 – Subestações previstas – Rede Básica – Pará - Decênio 2008/2017	180
Tabela 8 – Subestações previstas – Rede Básica de Fronteira – Pará - Decênio 2008/2017	181
Tabela 9 – Subestações previstas – Demais Instalações de Transmissão - Decênio 2008/2017	181
Tabela 10 – Empreendimentos de Geração em Operação no Estado do Maranhão	182
Tabela 11 – Linhas de Transmissão Previstas – Maranhão - Rede Básica	183
Tabela 12 – Subestações – Maranhão - Rede Básica	184
Tabela 13 – Subestações – Maranhão - Rede Básica de Fronteira	184
Tabela 14 – Empreendimentos de Geração em Operação no Estado do Tocantins	185
Tabela 15 – Tocantins - Linhas de Transmissão que entraram em operação em 2008	187
Tabela 16 - Subestações previstas – Rede Básica – Tocantins - Decênio 2008 - 2017	187
Tabela 17 – Composição da geração atual - Região Nordeste	189
Tabela 18 – Usinas Hidrelétricas em operação – Região Nordeste	190
Tabela 19 – Usinas Térmicas em operação (> 120 MW) – Região Nordeste	190
Tabela 20 - Empreendimentos de Geração em Operação no Estado do Piauí	191
Tabela 21 – Programa de obras - Piauí	193
Tabela 22- Empreendimentos de Geração em Operação no Estado do Ceará	194
Tabela 23 – Programa de obras - Ceará	195
Tabela 24- Empreendimentos de Geração em Operação no Estado do Rio Grande do Norte	196
Tabela 25 – Programa de obras - Rio Grande do Norte	197

Tabela 26- Empreendimentos de Geração em Operação no Estado da Paraíba	198
Tabela 27 – Programa de obras – Paraíba	199
Tabela 28- Empreendimentos de Geração em Operação no Estado de Pernambuco	200
Tabela 29 – Programa de obras - Pernambuco	201
Tabela 30 - Empreendimentos de Geração em Operação no Estado de Alagoas	202
Tabela 31 – Programa de obras – Alagoas	203
Tabela 32 - Empreendimentos de Geração em Operação no Estado de Sergipe	203
Tabela 33 – Programa de obras – Sergipe	204
Tabela 34 - Empreendimentos de Geração em Operação no Estado da Bahia	205
Tabela 35 – Programa de obras – Bahia	207
Tabela 36– Composição da geração atual - Região Sudeste	210
Tabela 37 - Empreendimentos de Geração em Operação no Estado de São Paulo	213
Tabela 38 – Usinas Existentes – Duke Energy	214
Tabela 39 – Usinas Existentes – AES TIETÊ	214
Tabela 40 – Parque Gerador da CESP	214
Tabela 41 – Programa de Obras – São Paulo	216
Tabela 42- Empreendimentos de Geração em Operação no Estado de Minas Gerais	219
Tabela 43 – Programa de Obras – Minas Gerais	221
Tabela 44 - Empreendimentos de Geração em Operação no Estado do Espírito Santo	224
Tabela 45 – Programa de Obras – Espírito Santo	226
Tabela 46 - Empreendimentos de Geração em Operação no Estado do Rio de Janeiro	229
Tabela 47– Programa de Obras – Rio de Janeiro	230
Tabela 48 – Composição da geração atual - Região Centro Oeste	232
Tabela 49 - Empreendimentos de Geração em Operação no Estado de Goiás e Distrito Federal	234
Tabela 50 – Programa de Obras – Goiás e Distrito Federal	236
Tabela 51 - Empreendimentos de Geração em Operação no Estado de Mato Grosso	238
Tabela 52 – Programa de obras de transmissão – LTs – Mato Grosso	240
Tabela 53 – Plano de Obras da Rede Básica dos estados do Acre e Rondônia –Linhas de Transmissão	241
Tabela 54 - Empreendimentos de Geração em Operação nos Estados do Acre e Rondônia	243
Tabela 55- Composição da geração por tipo de fonte - Região Sul	246
Tabela 56 – Empreendimentos de Geração em Operação no Estado do Rio Grande do Sul	249
Tabela 57 – Programa de obras de linhas de transmissão - Rio Grande do Sul	251
Tabela 58 – Programa de obras de subestações - Rio Grande do Sul	251
Tabela 59 – Empreendimentos de Geração em Operação no Estado de Santa Catarina	253
Tabela 60 – Programa de obras de linhas de transmissão - Santa Catarina	254
Tabela 61 – Programa de obras de subestações – Santa Catarina	255
Tabela 62 – Empreendimentos de Geração em Operação no Estado do Paraná	256
Tabela 63 – Programa de obras de linhas de transmissão – Paraná	257
Tabela 64 – Programa de obras de subestações – Paraná	258
Tabela 65 – Usinas integrantes do PROINFA – Mato Grosso do Sul	258
Tabela 66 – Empreendimentos de Geração em Operação no Estado do Mato Grosso do Sul	258
Tabela 67 - Dados Estocásticos por classe de Tensão - BDconf	270
Tabela 68 - Classificação do Risco pela Severidade	271
Tabela 69 - Índices Globais do SIN (Redes Básica e de Fronteira)	274

Tabela 70 – SIN: Estimativa da Evolução Física do Sistema de Transmissão - Linhas de transmissão (km)	279
Tabela 71 – SIN: Estimativa da Evolução Física do Sistema de Transmissão - Transformação (MVA)	279
Tabela 72 – Tarifas de carga para 2009	283
Tabela 73 – Tarifas de carga para 2011	283
Tabela 74 – Tarifas de carga para 2013	283
Tabela 75 – Tarifas de carga para 2015	284
Tabela 76 – Tarifas de carga para 2017	284
Tabela 77 – Linhas de Transmissão previstas – CELPA– decênio 2008-2017	285
Tabela 78 – Subestações previstas – CELPA - decênio 2008-2017	285
Tabela 79 – Linhas de Transmissão previstas – CEMAR - decênio 2008-2017	286
Tabela 80 – Subestações previstas – CEMAR - decênio 2008-2017	286
Tabela 81 – Linhas de Transmissão previstas – CELTINS – período 2008-2017	287
Tabela 82 – Subestações previstas – CELTINS – período 2008 - 2017	287
Tabela 83 – Principais linhas de transmissão previstas – Piauí - ciclo 2008-2017	288
Tabela 84 – Principais subestações previstas – Piauí – ciclo 2008-2017	289
Tabela 85 – Principais linhas de transmissão previstas – Ceará - ciclo 2008-2017	290
Tabela 86 – Principais subestações previstas – Ceará - ciclo 2008-2017	291
Tabela 87 – Principais linhas de transmissão previstas – Rio Grande do Norte - ciclo 2008-2017	292
Tabela 88 – Principais subestações previstas – ciclo 2008-2017	292
Tabela 89 – Principais linhas de transmissão previstas – SAELPA - ciclo 2008-2017	293
Tabela 90 – Principais subestações previstas – SAELPA - ciclo 2008-2017	294
Tabela 91 – Principais linhas de transmissão previstas – CELB - ciclo 2008-2017	294
Tabela 92 – Principais subestações previstas – CELB - ciclo 2008-2017	294
Tabela 93 – Principais linhas de transmissão previstas – CELPE - ciclo 2008-2017	296
Tabela 94 – Principais subestações previstas – CELPE - ciclo 2008-2017	297
Tabela 95 – Principais linhas de transmissão previstas – Alagoas – período 2008-2017	298
Tabela 96 – Principais subestações previstas – Alagoas - período 2008-2017	299
Tabela 97 – Principais linhas de transmissão previstas – Sergipe - ciclo 2008-2017	300
Tabela 98 – Principais subestações previstas – Sergipe – ciclo 2008-2017	300
Tabela 99 – Principais linhas de transmissão previstas - Bahia – ciclo 2008-2017	301
Tabela 100 – Principais subestações previstas – Bahia - ciclo 2008-2017	301
Tabela 101 – AES ELETROPAULO - Principais obras de transmissão previstas – período 2008-2017	303
Tabela 102– AES ELETROPAULO - Principais obras de subestação previstas – período 2008-2017	303
Tabela 103 – BANDEIRANTE - Principais obras de transmissão previstas – período 2008-2017	304
Tabela 104 – Programa de obras de linhas de transmissão - AES-Sul	330
Tabela 105 – Programa de obras de subestações - AES-Sul	330
Tabela 106 – Programa de Obras de linhas de transmissão - RGE	332
Tabela 107 – Programa de Obras de subestações – RGE	332
Tabela 108 – Programa de obras de linhas de transmissão - CEEE-D	334
Tabela 109 – Programa de obras de subestações - CEEE-D	334
Tabela 110 – Programa de obras de linhas de transmissão - CELESC	335
Tabela 111 – Programa de obras de subestações - CELESC	336
Tabela 112 – Programa de obras de linhas de transmissão - COPEL-D	337
Tabela 113 – Programa de obras de subestações – COPEL-D	338

Tabela 114 – Programa de obras de linhas de transmissão - ENERSUL	340
Tabela 115 – Programa de obras de subestações - ENERSUL	340

Lista de Gráficos

Gráfico 1 – Composição da geração atual por estado - Região Norte	175
Gráfico 2 – Evolução da Carga da Região Norte – Ciclo 2008/2017	176
Gráfico 3 – Participação, por Estado, na carga total da Região Norte – Carga Pesada	176
Gráfico 4 – Evolução da carga do Amazonas e Amapá incorporada ao SIN	177
Gráfico 5 – Participação, por região, no mercado do Brasil – Carga Pesada - 2008	177
Gráfico 6 – Empreendimentos de Geração em Operação no Estado do Pará	179
Gráfico 7 – Evolução da carga do Estado do Pará	179
Gráfico 8 – Empreendimentos de Geração em Operação no Estado do Maranhão	182
Gráfico 9 – Evolução da carga do Estado do Maranhão	183
Gráfico 10 – Empreendimentos de Geração em Operação no Estado do Tocantins	186
Gráfico 11 – Evolução da carga do Estado do Tocantins	186
Gráfico 12 – Composição da geração atual por Estado (MW) – Região Nordeste	189
Gráfico 13 – Evolução da Carga da Região Nordeste – Ciclo 2008/2017	190
Gráfico 14 – Participação, por Estado, na carga da Região Nordeste – Carga Pesada	191
Gráfico 15- Empreendimentos de Geração em Operação no Estado do Piauí	192
Gráfico 16 – Evolução da carga do Estado do Piauí	192
Gráfico 17- Empreendimentos de Geração em Operação no Estado do Ceará	194
Gráfico 18 – Evolução da carga do Estado do Ceará	195
Gráfico 19- Empreendimentos de Geração em Operação no Estado do Rio Grande do Norte	196
Gráfico 20 – Evolução da carga do Estado do Rio Grande do Norte	196
Gráfico 21- Empreendimentos de Geração em Operação no Estado da Paraíba	198
Gráfico 22 – Evolução da carga do Estado da Paraíba	198
Gráfico 23 -Empreendimentos de Geração em Operação no Estado de Pernambuco	200
Gráfico 24 – Evolução da carga do Estado de Pernambuco	200
Gráfico 25 -Empreendimentos de Geração em Operação no Estado de Alagoas	202
Gráfico 26 – Evolução da carga do Estado de Alagoas	202
Gráfico 27 -Empreendimentos de Geração em Operação no Estado de Sergipe	204
Gráfico 28 – Evolução da carga do Estado de Sergipe	204
Gráfico 29 -Empreendimentos de Geração em Operação no Estado da Bahia	206
Gráfico 30 – Evolução da carga do Estado da Bahia	206
Gráfico 31 – Composição da geração da Região Sudeste por estado	211
Gráfico 32 – Evolução do Mercado da Região Sudeste	211
Gráfico 33 – Participação dos Estados no Mercado da Região Sudeste -2008	212
Gráfico 34 - Empreendimentos de Geração em Operação no Estado de São Paulo	214
Gráfico 35 – Evolução da carga do Estado de São Paulo	216
Gráfico 36 -Empreendimentos de Geração em Operação no Estado de Minas Gerais	220
Gráfico 37 – Evolução da carga do Estado de Minas Gerais	220
Gráfico 38 -Empreendimentos de Geração em Operação no Estado do Espírito Santo	225
Gráfico 39 – Evolução da carga do Estado do Espírito Santo	225

Gráfico 40 - Empreendimentos de Geração em Operação no Estado do Rio de Janeiro	229
Gráfico 41 – Evolução da carga do Estado do Rio de Janeiro	230
Gráfico 42 – Fluxo para a área Rio de Janeiro/Espírito Santo	230
Gráfico 43 – Composição da geração da região Centro Oeste por estado	233
Gráfico 44 – Evolução da carga da Região Centro Oeste e Acre Rondônia	233
Gráfico 45 – Participação dos estados na carga da região Centro Oeste - 2008 e 2017	234
Gráfico 46 - Empreendimentos de Geração em Operação no Estado de Goiás e Distrito Federal	235
Gráfico 47 – Evolução da carga do Estado de Goiás e do Distrito Federal	235
Gráfico 48 - Empreendimentos de Geração em Operação no Estado	239
Gráfico 49 – Evolução da carga de Estado do Mato Grosso	239
Gráfico 50 - Empreendimentos de Geração em Operação nos Estados do Acre e Rondônia	243
Gráfico 51 – Evolução da carga dos Estados do Acre e Rondônia	243
Gráfico 52 – Composição da geração por tipo de fonte e por estado - Região Sul	247
Gráfico 53 - Participação dos estados na geração da Região Sul - existente	247
Gráfico 54 – Evolução da carga na região Sul	248
Gráfico 55 – Participação dos Estados na carga regional – Região Sul	248
Gráfico 56 – Participação das distribuidoras na carga regional – Região Sul	249
Gráfico 57 - Empreendimentos de Geração em Operação no Estado do Rio Grande do Sul	250
Gráfico 58 – Evolução da carga do Estado do Rio Grande do Sul	250
Gráfico 59 - Empreendimentos de Geração em Operação no Estado de Santa Catarina	253
Gráfico 60 – Evolução da carga do Estado de Santa Catarina	254
Gráfico 61 - Empreendimentos de Geração em Operação no Estado do Paraná	256
Gráfico 62 – Evolução da carga do Estado do Paraná	257
Gráfico 63 - Empreendimentos de Geração em Operação no Estado do Mato Grosso do Sul	260
Gráfico 64 – Evolução da carga do Estado do Mato Grosso do Sul	260
Gráfico 65 - Oscilação de tensão. Perda da LT Araraquara-Campinas	262
Gráfico 66- Oscilação de tensão. Perda de 1 Polo	263
Gráfico 67 - Frequência das máquinas do Sudeste próximas a Angra II. Perda de Angra II.	263
Gráfico 68 - Perfil de tensão nas subestações da interligação Norte/Sul. Perda de Angra II.	264
Gráfico 69 - Tensão nas SE na interligação Norte/Sul. Perda um (1) bipolo Coletora P. Velho-Araraquara.	264
Gráfico 70 - Tensão nos terminais inversores dos elos representados no caso do Plano Decenal.	265
Gráfico 71 - Níveis de curto-circuito trifásico e monofásico no SIN (kA)	267
Gráfico 72 – Índice Severidade (Sistema-minuto)	272
Gráfico 73 - Composição da Severidade	273
Gráfico 74 - Estratificação da Severidade por Região	273
Gráfico 75 - Severidade do SIN estratificada pelas falhas nos níveis de tensão	273
Gráfico 76 - Contribuição relativa de cada modo de falha na formação da PPS	274
Gráfico 77 - Grau de atendimento ao “n-1”	274
Gráfico 78 - Severidade da Região Sudeste estratificada em Rede Básica e de Fronteira	276
Gráfico 79 - Severidade da região Norte estratificada em Rede Básica e de Fronteira	276
Gráfico 80 - Severidade da malha de 500/525 kV separada por região	277
Gráfico 81 - Participação dos níveis de tensão na Severidade	278
Gráfico 82 - Severidade da malha de 230 kV estratificada por regiões	278

Gráfico 83 – SIN – Estimativa dos investimentos em Linhas de Transmissão	279
Gráfico 84 – SIN – Estimativa dos investimentos em Subestações	279
Gráfico 85 – SIN – Novos investimentos desagregados por nível de tensão (2017)	280
Gráfico 86 – Distribuição da TUST para o ano 2009	281
Gráfico 87 – Distribuição da TUST para o ano 2011	281
Gráfico 88 – Distribuição da TUST para o ano 2013	281
Gráfico 89 – Distribuição da TUST para o ano 2015	282
Gráfico 90 – Distribuição da TUST para o ano 2017	282
Gráfico 91 – TUST média de geração	283
Gráfico 92 – TUST média de carga	284
Gráfico 93 – Evolução da carga da CELPA – período 2008-2017	285
Gráfico 94 – Evolução da carga (MW) da CEMAR – período 2008-2017	286
Gráfico 95 – Evolução da carga (MW) da CELTINS – período 2008-2017	287
Gráfico 96 – Evolução da carga (MW) da CEPISA – período 2008-2017	288
Gráfico 97 – Evolução da carga (MW) da COELCE – período 2008-2017	289
Gráfico 98 – Evolução da carga da COSERN – período 2008-2017	291
Gráfico 99 – Evolução da carga (MW) da SAELPA – período 2008-2017	293
Gráfico 100 – Evolução da carga (MW) da CELB – período 2008-2017	294
Gráfico 101 – Evolução da carga (MW) da CELPE – período 2008-2017	295
Gráfico 102 – Evolução da carga (MW) da CEAL – período 2008-2017	298
Gráfico 103 – Evolução da carga (MW) da ENERGIPE – período 2008-2017	299
Gráfico 104 – Evolução da carga (MW) da COELBA – período 2008-2017	301
Gráfico 105 – Participação das Distribuidoras no mercado total do Estado de São Paulo	302
Gráfico 106 – Evolução da carga da AES ELETROPAULO – período 2008-2017	302
Gráfico 107 – Evolução da carga da Bandeirante Energia – período 2008-2017	304
Gráfico 108 – Evolução da carga da CPFL – período 2008-2017	305
Gráfico 109 – Evolução da carga da CPFL Piratininga – Período 2008-2017	306
Gráfico 110 – Evolução da carga da ELEKTRO – período 2008-2017	306
Gráfico 111 – Evolução da carga da CLFSC – período 2008-2017	308
Gráfico 112 – Evolução da carga do Grupo REDE – período 2008-2017	308
Gráfico 113 – Evolução da carga da CEMIG	309
Gráfico 114 – Evolução da carga da CFLCL – Período 2008-2017	314
Gráfico 115 – Evolução da carga da ESCELSA – período 2008-2017	315
Gráfico 116 – Participação das distribuidoras no mercado do Estado do Rio de Janeiro	316
Gráfico 117 – Evolução da carga da LIGHT – período 2008-2017	317
Gráfico 118 – Evolução da carga da AMPLA – período 2008-2017	318
Gráfico 119 – Evolução da carga da CENF – período 2008-2017	319
Gráfico 120 – Evolução da carga da CELG – período 2008-2017	320
Gráfico 121 – Evolução da carga da CEB – período 2008-2017	324
Gráfico 122 – Evolução da carga da CEMAT – período 2008-2017	326
Gráfico 123 – Participação das empresas no mercado global	329
Gráfico 124 – Evolução da carga da AES-Sul	329
Gráfico 125 – Evolução da carga da RGE	331
Gráfico 126 – Evolução da carga da CEEE-D	333

Gráfico 127 – Evolução da carga da CELESC	334
Gráfico 128 – Evolução da carga da COPEL-D	337
Gráfico 129 – Evolução da carga da ENERSUL	340

Lista de Figuras

Figura 1 – Integração do Complexo Hidrelétrico do Rio Madeira: Alternativa em corrente contínua \pm 600 kV	159
Figura 2 – Integração do Complexo Hidrelétrico do Rio Madeira: Alternativa mista	159
Figura 3 – Conexão referencial do AHE Belo Monte	160
Figura 4 – Conexão preliminar das usinas do Rio Teles Pires	161
Figura 5 – Diagrama do Sistema Interligado Nacional – 2008	163
Figura 6 – Interligações Regionais	164
Figura 7 – Cenários para os intercâmbios	164
Figura 8 – Diagrama Elétrico da Interligação Norte-Sudeste/Centro Oeste com o Terceiro Circuito e Reforços na Região Sudeste	165
Figura 9 – Interligação Norte-SE/CO – Reforços complementares na região Sudeste	166
Figura 10 – Diagrama Esquemático da Interligação Norte – Nordeste – 2009	167
Figura 11 – Diagrama Esquemático da Interligação Sudeste/Centro Oeste – Nordeste	168
Figura 12 – Elos da Interligação Sul-Sudeste	168
Figura 13 – Interligação Acre-Rondônia / Sudeste Centro Oeste	169
Figura 14 – Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus – Unifilar – Comprimentos previstos	171
Figura 15 – Diagrama Unifilar Simplificado da Rede Básica do Estado do Pará	178
Figura 16 – Diagrama Unifilar Simplificado da Rede Básica do Estado do Maranhão	182
Figura 17 – Diagrama Unifilar Simplificado da Rede Básica do Estado do Tocantins	185
Figura 18 – Sistema Interligado da Região Nordeste	188
Figura 19 – Diagrama elétrico das regiões Sudeste e Centro-Oeste	209
Figura 20 – Sistema de Itaipu	210
Figura 21 – Rede Básica e Demais Instalações de Transmissão da CTEEP	212
Figura 22 – Localização da Futura SE Atibaia	218
Figura 23 – Rede Básica no Estado de Minas Gerais	219
Figura 24 – Pontos de Suprimento ao estado	222
Figura 25 – Mapa do Espírito Santo com Divisão em Regiões de Atendimento das Empresas	223
Figura 26 – Sistema de suprimento ao Estado do Espírito Santo	224
Figura 27 – Rede Básica atual no Estado do Rio de Janeiro	226
Figura 28 – Sistema supridor da área Rio/Espírito Santo	227
Figura 29 – Rede de 500 kV do Rio de Janeiro com as SE Santa Cruz (2008) e Nova Iguaçu (2012)	228
Figura 30 – Rede de 500 kV do Rio de Janeiro com a SE Nova Iguaçu – 2015 - 2017	228
Figura 31 – Diagrama elétrico da região Sudeste/Centro-Oeste	232
Figura 32 – Rede Básica no Estado do Mato Grosso	237
Figura 33 – Sistema de Mato Grosso	238
Figura 34 – Sistema elétrico dos Estados do Acre e Rondônia	241
Figura 35 – Sistema Elétrico da Região Sul, incluindo o Estado do Mato Grosso do Sul	245
Figura 36 – Elos de Intercâmbio entre as Regiões Sul e Sudeste/Centro Oeste	246



OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA

3

Parte 3 - Análise Socioambiental do Sistema Elétrico

3.	Análise socioambiental do sistema elétrico	350
3.1.	Introdução	351
3.2.	Critérios e Procedimentos	351
3.2.1.	Diretrizes Gerais	351
3.3.	Caracterização Socioambiental do Sistema Elétrico Existente	353
3.3.1.	Parque de Geração Hidrelétrica	357
3.3.2.	Parque de Geração Termelétrica	360
3.3.3.	Sistema de Transmissão	361
3.4.	Caracterização Socioambiental do Sistema Elétrico Planejado	364
3.4.1.	Alternativa de Referência do Sistema de Geração Hidrelétrica	364
3.4.2.	Alternativa de Referência do Sistema de Geração Termelétrica	367
3.4.3.	Configuração de Referência do Sistema de Transmissão	368
3.5.	Análise Socioambiental dos Empreendimentos de Geração	371
3.5.1.	Síntese das Análises dos Empreendimentos de Geração Hidrelétrica	371
3.5.1.1.	Avaliação socioambiental dos projetos hidrelétricos	371
3.5.1.2.	Análise processual dos projetos hidrelétricos	372
3.5.1.3.	Atribuição dos níveis de ação aos projetos hidrelétricos	373
3.5.1.4.	Análise de conjunto de projetos hidrelétricos	380
3.5.2.	Síntese das Análises dos Empreendimentos de Geração Termelétrica	390
3.5.2.1.	Análise das térmicas definidas	391
3.5.2.2.	Análise das térmicas indicativas	392
3.5.2.3.	Atribuição dos níveis de ação para os projetos de geração termelétrica	392
3.5.2.4.	Análise de conjunto das térmicas	394
3.6.	Análise Socioambiental das Linhas de Transmissão	397
3.6.1.	Síntese das Análises das Linhas de Transmissão	397
3.6.1.1.	Análise das linhas de transmissão no horizonte do 1º ao 5º ano	398
3.6.1.2.	Análise das linhas de transmissão no horizonte do 6º ao 10º ano	403
3.7.	Análise Socioambiental Integrada do Plano	403
3.8.	Considerações Finais	412
	Referências bibliográficas	415
	Anexo I – Análise Socioambiental dos Projetos Hidrelétricos	417
	Anexo II – Análise Processual dos Projetos Termelétricos	422
	Anexo III – Análise Socioambiental dos Projetos de Transmissão	425
	Lista de Tabelas	427
	Lista de Gráficos	428
	Lista de Figuras	428

3. Análise socioambiental do sistema elétrico

As atividades relativas aos estudos socioambientais do sistema elétrico foram realizadas ao longo de 2007 e do primeiro semestre de 2008, além de atualizações considerando os leilões de energia de 2008.

Para desenvolvimento dos estudos, foram realizadas reuniões, sob a coordenação da EPE, com representantes dos agentes setoriais, públicos e privados cuja finalidade foi discutir as diretrizes propostas, os critérios, os procedimentos e as avaliações socioambientais. Foram abordados nessas reuniões os seguintes temas: geração hidrelétrica, geração termelétrica e transmissão.

Ao todo, 16 empresas participaram do processo envolvendo cerca de 50 profissionais. As concessionárias e agentes com participação nas reuniões, para este ciclo, foram os seguintes:

Reuniões	Empresas Participantes
Geração Hidrelétrica	CEEE, CELG, CEMIG, CEPEL, CESP, CTEEP, CHESF, COPEL, ELETROBRAS, ELETRONORTE, ELETROSUL, FURNAS, GRUPO REDE, MME
Geração Termelétrica	BNDES, CEEE, CELG, CEMIG, CEPEL, CESP, CGTEE, CTEEP, CHESF, COPEL, ELETROBRAS, ELETRONORTE, ELETRONUCLEAR, ELETROSUL, FURNAS, GRUPO REDE, MME
Transmissão	CEEE, CELG, CEMIG, CEPEL, CESP, CTEEP, CHESF, COPEL, ELETROBRAS, ELETRONORTE, ELETROSUL, FURNAS, GRUPO REDE, MME

Neste capítulo, é apresentado um panorama das questões socioambientais referentes ao sistema elétrico. Está organizado em cinco grandes blocos e três anexos. O primeiro bloco é composto por uma Introdução que enfatiza a importância da abordagem socioambiental dos sistemas de geração e transmissão no âmbito do Plano Decenal e pelas diretrizes gerais dos Critérios e Procedimentos adotados em sua elaboração.

O segundo bloco é composto pela caracterização socioambiental dos sistemas elétricos, existente e planejado, que tem como pano de fundo um amplo panorama ambiental do território nacional, no qual são identificados seus biomas, as áreas de proteção legal (terras indígenas e as unidades de conservação), elementos sobre o uso e ocupação do solo, áreas urbanas e outros componentes dos ecossistemas existentes.

O terceiro bloco, o qual, juntamente com o quarto bloco, constitui-se na parte central do estudo, apresenta a síntese das análises socioambiental e processual dos empreendimentos de geração hidrelétrica e da análise processual dos empreendimentos termelétricos. Ambas as abordagens são concluídas por meio de uma classificação dos empreendimentos que permite atribuir níveis de ação para cada classe estabelecida.

O quarto bloco, que aborda a análise socioambiental dos empreendimentos de transmissão, adota procedimentos semelhantes ao da geração, apresentando como resultado um conjunto de recomendações também organizadas por níveis de ação. Observa-se que, nas análises socioambientais do sistema elétrico, os empreendimentos de geração térmica (definidos e indicativos) e de transmissão (do 1º ao 5º ano e do 6º ao 10º ano) são analisados, respectivamente, como dois conjuntos em função dos estágios em que se encontram.

O quinto bloco - Análise socioambiental integrada do Plano - resgata a caracterização socioambiental do território nacional, apresentada no segundo bloco acima mencionado, e, sobre essa base, apresenta os resultados da análise integrada dos efeitos potenciais dos empreendimentos de geração e transmissão, componentes do sistema elétrico brasileiro planejado, que poderão ser implantados ao longo dos próximos dez anos.

Esta abordagem focaliza a distribuição dos referidos empreendimentos nas regiões e bacias hidrográficas, nos subsistemas elétricos e nos biomas e ecossistemas do território nacional, analisando os impactos potenciais em suas dimensões físico-biótica e socioeconômica. As correlações e inferências desta análise permitem alimentar os indicadores sociais, ambientais e econômicos adotados na metodologia.

Concluindo o estudo, são apresentadas as considerações finais onde são apresentadas observações de caráter mais abrangente, dos pontos de vista espacial e temporal, relativas ao porte e extensão dos empreendimentos e a sua concentração em determinadas regiões, chamando a atenção para sua análise nos próximos ciclos de planejamento. É destacado o caráter estratégico da avaliação socioambiental no âmbito do planejamento setorial, e de seu principal objetivo que consiste em antecipar o conhecimento das principais questões relativas aos empreendimentos planejados e formular recomendações para viabilizá-los, segundo os princípios do desenvolvimento sustentável e os objetivos e metas estabelecidas no Plano Decenal.

3.1. Introdução

Uma análise ambiental dos empreendimentos do Plano Decenal, capaz de identificar os impactos socioambientais mais relevantes, as interações e os conflitos com o planejamento de outros setores da economia, contribui para reduzir os riscos e incertezas na implantação desses empreendimentos, bem como para atender os compromissos com o desenvolvimento sustentável.

Objetiva-se, assim, com essa análise, conhecer, com a maior antecedência possível, os principais aspectos socioambientais relativos à estratégia adotada para a expansão da oferta de energia no país, de modo a indicar as ações necessárias para a viabilização dos projetos e o consequente atendimento aos objetivos do Plano, segundo os princípios da sustentabilidade ambiental.

É importante ressaltar que o Plano Decenal é integrado por projetos que se encontram em variadas etapas de desenvolvimento. Em muitos casos, principalmente para os projetos que se encontram nas etapas iniciais, a base de informações é ainda incipiente, sendo as avaliações realizadas de modo a lidar com informações eventualmente pouco precisas.

Os estudos relativos ao período 2008-2017 foram realizados tomando como base o conjunto de diretrizes gerais apresentadas no relatório "Procedimentos e Critérios para os Estudos Socioambientais", elaborado pela EPE [20] - adaptado das metodologias desenvolvidas no âmbito do GCPS – Grupo Coordenador do Planejamento de Sistemas e do CCPE – Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão [15] - as quais visam possibilitar a integração dos estudos socioambientais aos estudos de expansão da geração e da transmissão.

Foram feitas atualizações nos procedimentos de avaliação dos últimos dois ciclos, sendo que, para a análise atual, os empreendimentos termelétricos mereceram enfoque mais abrangente para a caracterização da alternativa de referência.

Análises socioambientais específicas e separadas entre si foram desenvolvidas para a geração e para a transmissão. Em seguida, foi elaborada uma análise integrada da geração e transmissão, consolidando uma visão analítica global da oferta de energia elétrica do Plano Decenal (Análise Integrada do Plano).

Conforme descrito no Capítulo I, que apresenta uma visão geral dos estudos associados ao Plano Decenal, a inclusão da variável socioambiental foi efetuada de modo sistemático, desde a etapa inicial de formulação das alternativas da expansão do sistema eletroenergético, até a indicação do programa de obras para o período.

3.2. Critérios e Procedimentos

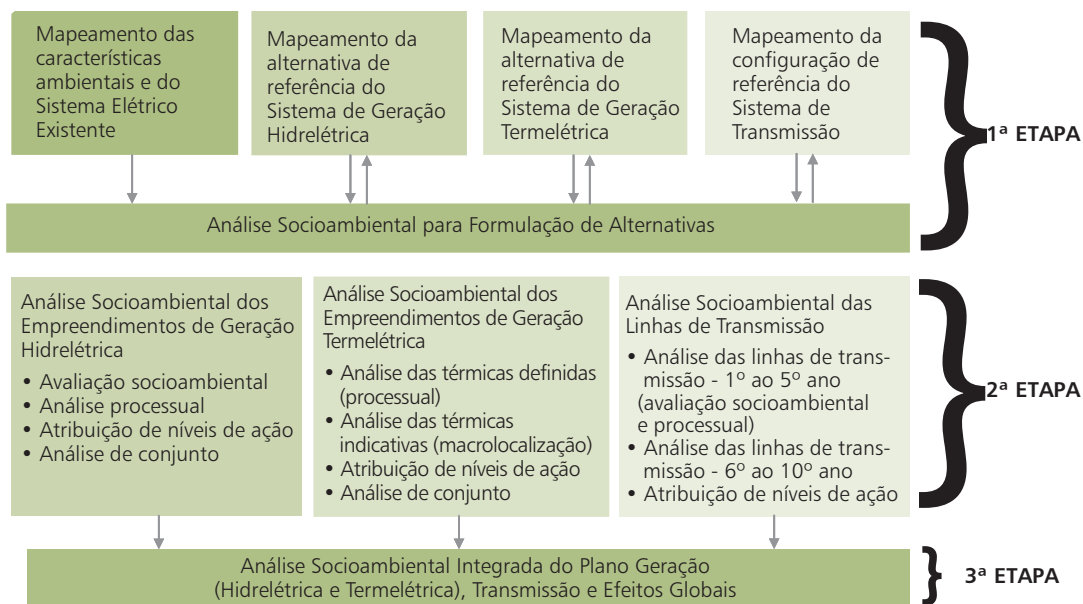
3.2.1. Diretrizes Gerais

As seguintes diretrizes gerais orientaram o desenvolvimento dos estudos socioambientais:

- Integração com as demais áreas de planejamento desde as etapas iniciais de desenvolvimento dos estudos;
- Participação dos agentes do setor na realização dos estudos, formalizada pela participação em reuniões dos Estudos Socioambientais (discussão dos critérios, fornecimento de informações, consolidação das avaliações e análise dos resultados);
- Adoção, como referência básica, dos procedimentos metodológicos, das informações e das análises realizadas para os ciclos anteriores (2006-2015 e 2007-2016);
- Utilização de geoprocessamento como ferramenta básica para as análises espaciais (georreferenciamento e mapeamento das principais características socioambientais das diversas regiões e dos projetos).

Conforme citado anteriormente e de acordo com os procedimentos estabelecidos, a análise do Plano apresentada neste relatório é constituída por avaliações específicas e por análises mais abrangentes que envolvem as interferências do conjunto de projetos de geração e transmissão sobre o território nacional. As atividades desenvolvidas e as respectivas etapas de análise estão apresentadas na Figura 1.

Figura 1 - Fluxograma de atividades associadas às análises socioambientais



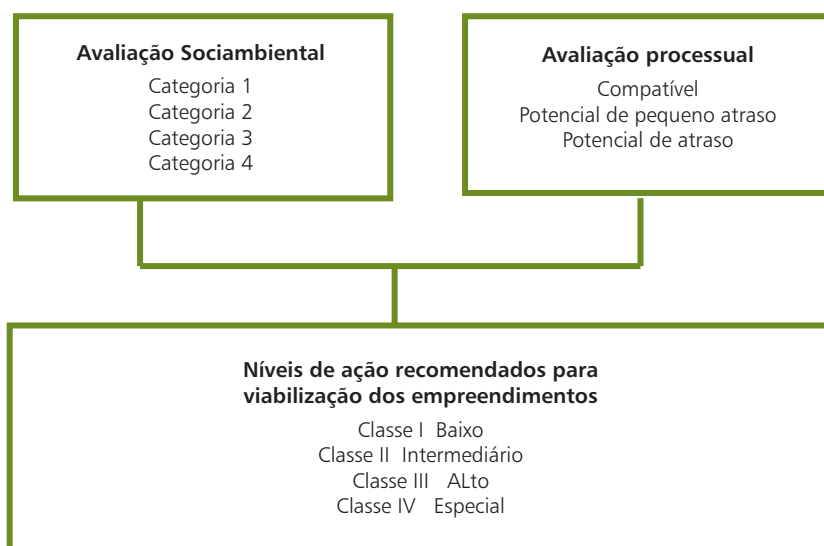
A base metodológica para as análises da geração hidrelétrica e da transmissão é a mesma, com adaptações requeridas devido às especificidades do tipo de projeto e seus impactos associados. Manter a mesma base de referência como critério básico é importante para que as avaliações tenham critérios equivalentes e seqüência lógica coerente.

As análises dos projetos foram realizadas em três etapas, segundo conteúdos e objetivos específicos, a saber:

- avaliação socioambiental por projeto;
- análise processual; e
- classificação por níveis de ação necessárias.

A Figura 2 indica as três etapas de análise. A análise socioambiental e a avaliação processual, conjuntamente, permitiram agrupar os projetos em classes que traduzem os níveis de ação necessários para a viabilização dos projetos e o atendimento aos objetivos do Plano.

Figura 2 - Esquema da análise socioambiental



Os critérios e parâmetros mostrados na figura acima são detalhados em Nota Técnica específica [11], disponível em www.epe.gov.br.

3.3. Caracterização Socioambiental do Sistema Elétrico Existente

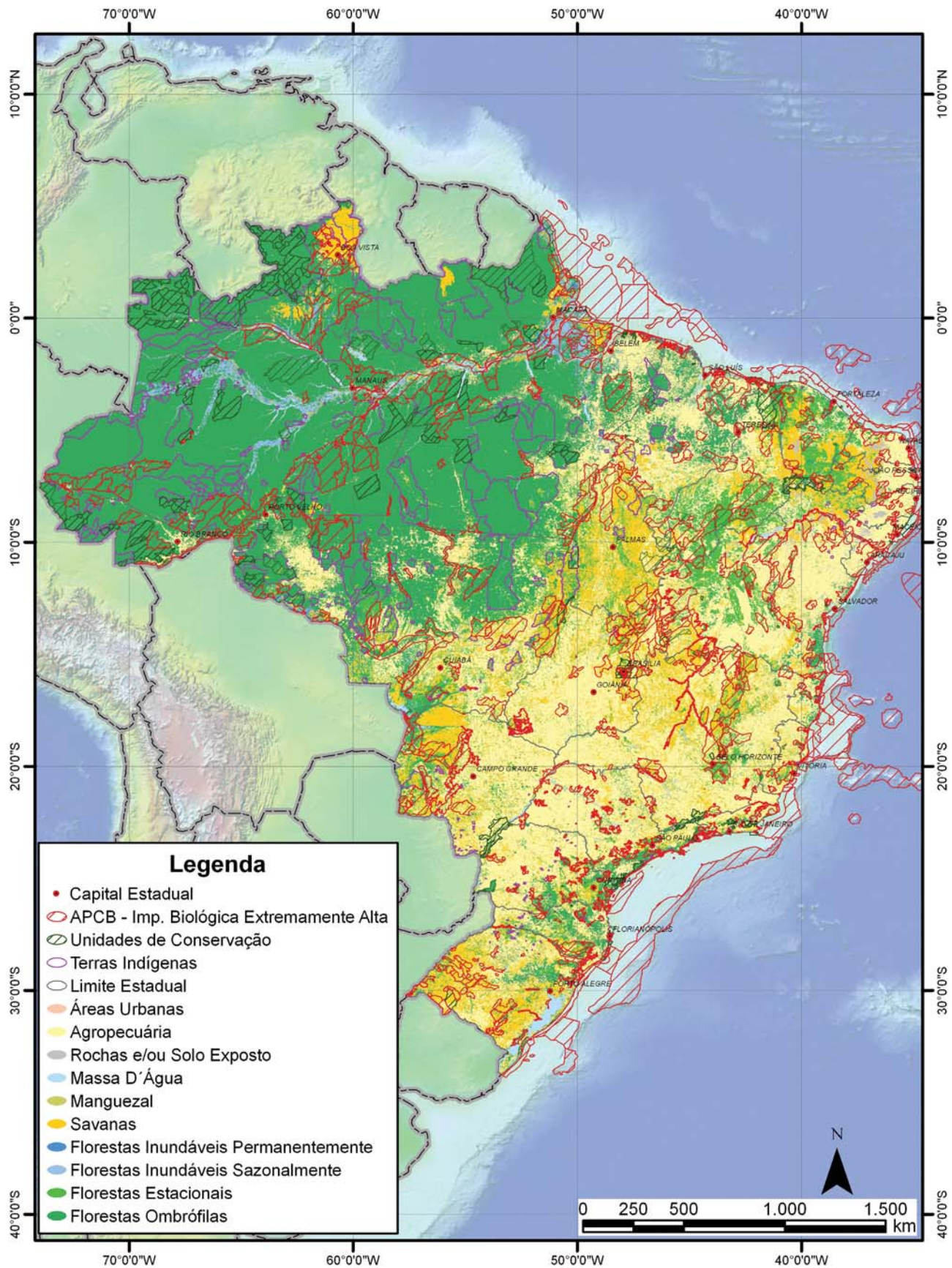
A caracterização socioambiental tomou como referência o mapeamento do sistema elétrico existente, o parque gerador e as linhas de transmissão, destacando aquelas áreas onde ocorrem uma maior concentração de projetos.

Dentre as características socioambientais, foram destacados:

- Os principais biomas;
- As bacias hidrográficas;
- As áreas protegidas (unidades de conservação e terras indígenas);
- As áreas prioritárias para conservação da biodiversidade;
- Os diferentes usos do solo;
- As áreas com maior densidade demográfica.

A Figura 3 apresenta as principais características socioambientais do território nacional, enfatizando a distribuição espacial dos aspectos relacionados ao uso do solo, cobertura vegetal e áreas legalmente protegidas.

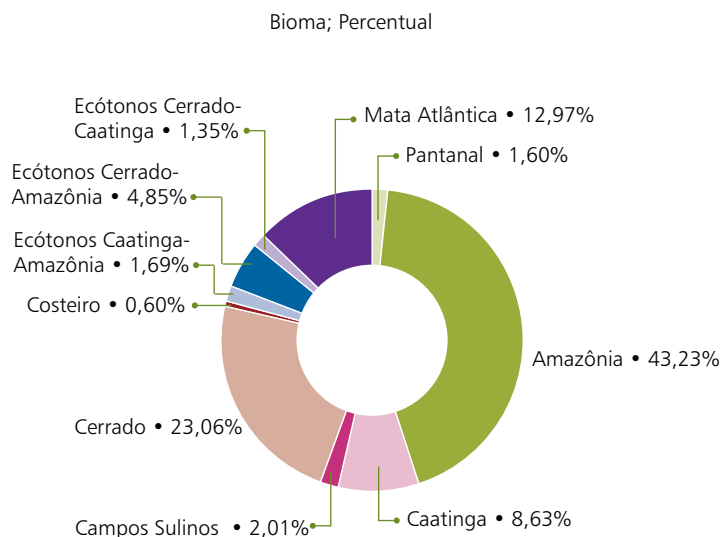
Figura 3 - Caracterização socioambiental do território brasileiro



Fonte: MMA, 2007; FUNAI, 2006; IBGE, 2003; IBAMA, 2006.

Os principais biomas brasileiros, classificados segundo o IBGE, e suas zonas de transição definidas pelo estudo de ecorregiões do IBAMA/MMA e WWF-Brasil, estão distribuídos no território nacional conforme indicado no Gráfico 1. O bioma Amazônico corresponde a 43% de todo o nosso território.

Gráfico 1 – Distribuição percentual dos biomas no território nacional



Fonte: EPE, 2007; MMA, 2006.

Ressalta-se que nem sempre os biomas são a unidade de análise espacial mais adequada para a caracterização socioambiental do parque de geração e transmissão de energia elétrica brasileiro. De acordo com o glossário online do Ministério de Meio Ambiente - MMA, os biomas podem ser entendidos como unidades bióticas de vasta extensão geográfica, compreendendo uma diversidade de comunidades biológicas em estágios diferenciados de evolução, porém denominadas de acordo com o tipo de vegetação dominante. Esta vastidão geográfica, mencionada pelo MMA, atribui um caráter regional, com base na vegetação original, ao conceito de bioma, o que pode contrapor às características singulares e mais localizadas de determinados empreendimentos do setor energético. Entretanto, em função da necessidade de padronização de procedimentos e análises, além da natural indisponibilidade de bases temáticas em escala adequada para todo o território nacional, os biomas foram mantidos como unidade de análise de diversos indicadores ambientais do Plano Decenal. No processo de evolução do Plano, aliado à facilitação e incorporação de tecnologias de obtenção e tratamento de dados socioambientais, espera-se melhor detalhamento nas unidades de análise, como por exemplo, ecossistemas ou classes de cobertura vegetal e uso das terras, em futuras edições.

Com relação às áreas protegidas pela legislação que apresentam graus diferenciados de restrição à implantação dos empreendimentos do setor, observa-se que as Unidades de Conservação, sob responsabilidade federal, representam cerca de 7% de todo o território nacional. A Figura 3 e o Gráfico 2 permitem observar que, no Bioma Amazônico, cerca de 13% são ocupados por essas áreas, e, no bioma Ecótonos Caatinga-Amazonia, cerca de 7%.

É importante registrar a tendência de ampliação, sobretudo na Amazônia Legal, das áreas ocupadas por Unidades de Conservação (UC). De acordo com o levantamento do Instituto Socioambiental [21], a Amazônia Legal dispunha, em junho de 2007, de 99,98 milhões de hectares protegidos em unidades de conservação federais e estaduais. Deste valor, estão descontadas as sobreposições entre Unidades de Conservação e Terras Indígenas, além das áreas localizadas no mar. Também merece destaque o aumento de 47% da área das unidades de conservação federais na região, no período entre 2002 e 2006.

Cabe registrar, entretanto, que os estados (especialmente Pará e Amazonas) também decretaram novas unidades neste período, tornando aproximadamente 20% da área territorial da Amazônia Legal protegida por unidades de conservação. Somente o estado do Pará, no ano de 2006, decretou novos 15 milhões de hectares em unidades de conservação. Dados do relatório anual 2007 do Programa ARPA (Programa Áreas Protegidas da Ama-

zônia) [40], coordenado pelo Ministério do Meio Ambiente, indicam que, até 2012, pretende-se: criar e consolidar 28,5 milhões de hectares de novas áreas de proteção integral (parques nacionais, reservas biológicas e estações ecológicas), consolidar todos os 12,5 milhões de hectares de áreas federais de proteção integral, existentes em março de 2000, totalizando 41 milhões de hectares existentes nessa categoria; e criar 9 milhões de hectares de áreas protegidas de uso sustentável comunitário (reservas extrativistas e reservas de desenvolvimento sustentável).

Gráfico 2 – Percentual das áreas dos biomas ocupadas por Unidades de Conservação federais

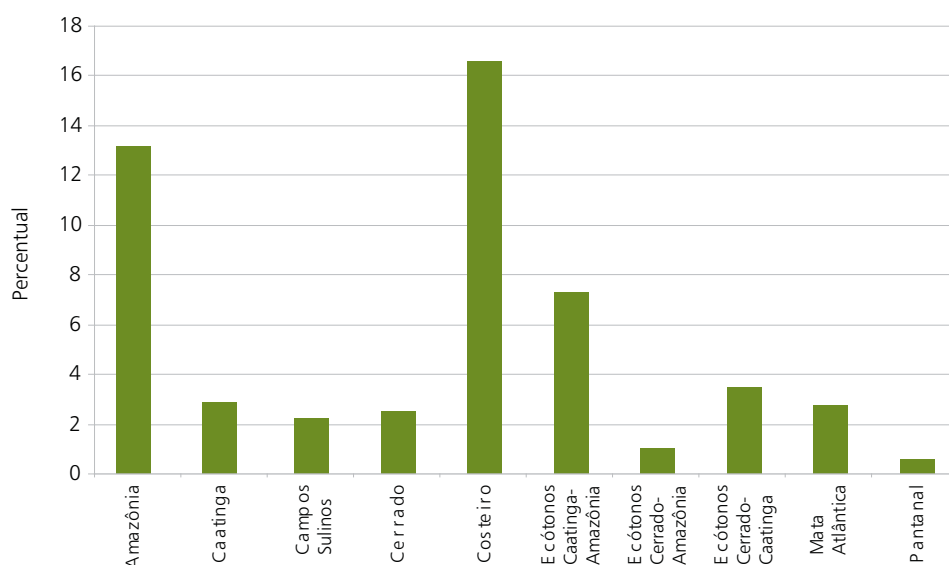


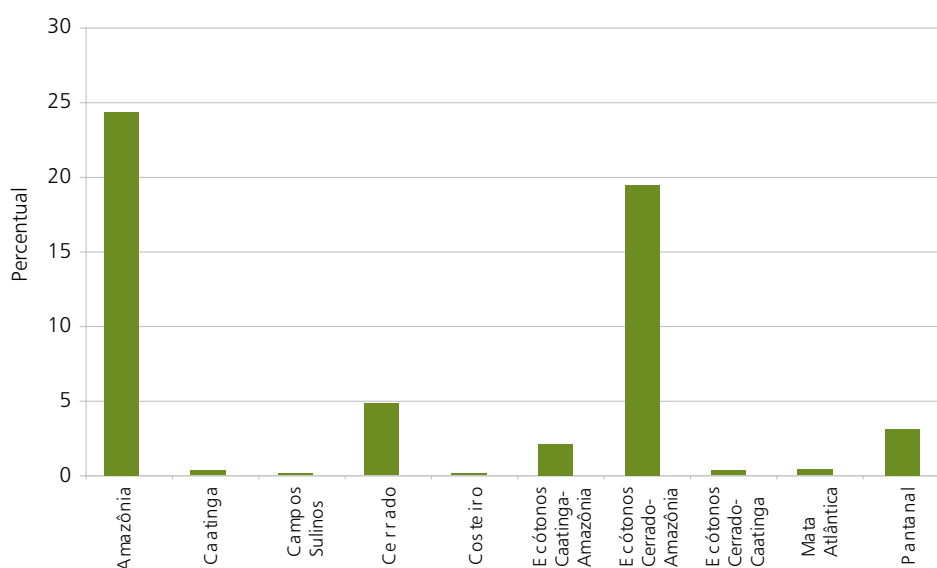
Tabela 1 - Distribuição das reservas extrativistas e de desenvolvimento sustentável por bioma

Biomas	Área Total das Reservas Extrativistas e de Desenvolvimento Sustentável (ha)
Amazônia	22.533.900
Cerrado	132.900
Mata Atlântica	22.000
Caatinga	7.300
Total	22.696.300

Fonte: MMA, 2007.

As terras indígenas, também incluídas entre as áreas sob proteção legal, ocupam aproximadamente 13% do território nacional, abrangendo cerca de 25% da área do Bioma Amazônico e de 20% da área dos Ecótonos Cerrado-Amazônia, como pode ser verificado no Gráfico 3.

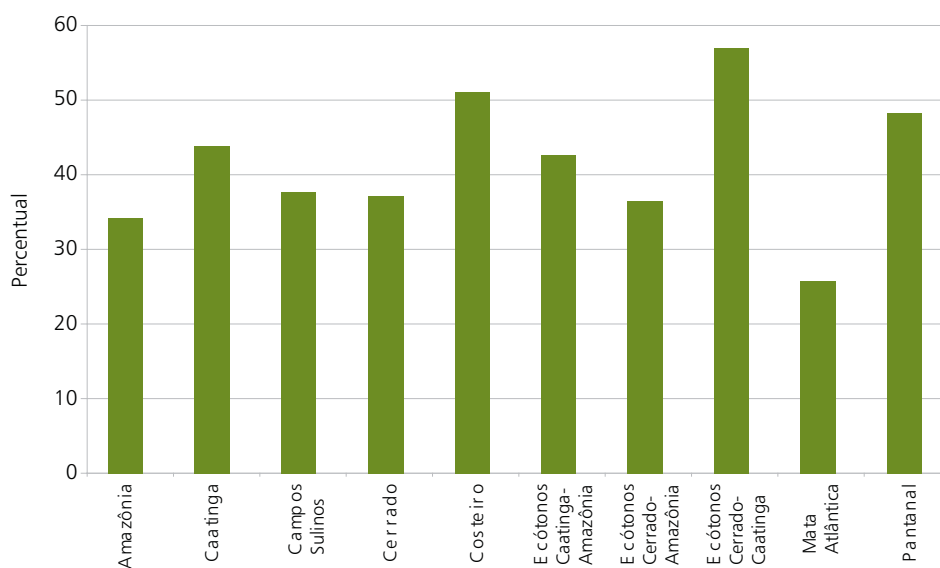
Gráfico 3 – Percentual das áreas dos biomas ocupadas por Terras Indígenas



Fonte: EPE, 2007; FUNAI, 2006.

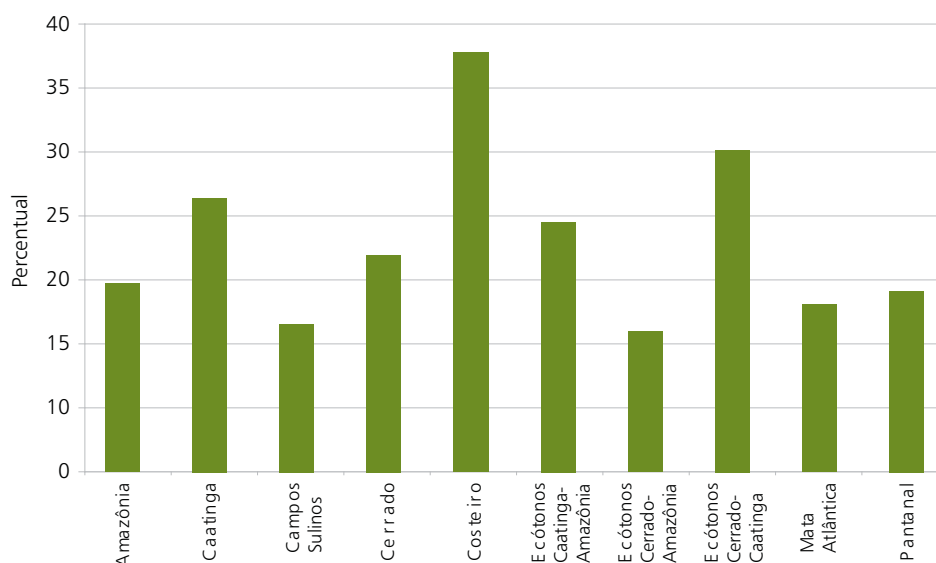
Outras áreas importantes do ponto de vista socioambiental são aquelas consideradas como prioritárias para conservação da biodiversidade (APCB), conforme classificação do Ministério de Meio Ambiente (MMA, 2007). O Gráfico 4 aponta que cerca de 35% do Bioma Amazônico é ocupado por APCBs e que, no Cerrado, tais áreas representam uma porção do território bastante significativa (cerca de 37%). As áreas de APCB classificadas como de prioridade extremamente alta podem ser interpretadas como aquelas que, possivelmente, serão transformadas em unidades de conservação, configurando-se como espaços que deveriam sempre que possível ser evitados. No Gráfico 5, observa-se que cerca de 37% das APCBs do Bioma Costeiro recebe esta classificação e que, na Caatinga e nos Ecótonos Cerrado-Caatinga e Caatinga-Amazônia, tais áreas representam uma porção bastante significativa (mais de 20%) das APCBs desses biomas.

Gráfico 4 – Percentual de áreas dos biomas ocupadas por APCB



Fonte: EPE, 2007; MMA, 2007.

Gráfico 5 – Percentual de áreas dos biomas ocupadas por APCBs de prioridade extremamente alta



Fonte: EPE, 2007; MMA, 2007.

3.3.1. Parque de Geração Hidrelétrica

O parque gerador brasileiro conta com 158 usinas hidrelétricas (considerando somente as UHEs, excetuando as PCHs) em operação, que somam cerca de 74.442 MW de potência instalada (Banco de Informações de Geração, ANEEL, jan/2008).

As usinas hidrelétricas localizam-se nas diversas regiões hidrográficas do território nacional e sua interligação por meio de uma extensa rede de transmissão possibilita a otimização da produção de energia, em virtude da diversidade hidrológica existente entre essas regiões. A distribuição espacial das UHEs nas regiões hidrográficas brasileiras é detalhada na Tabela 2 e ilustrada na Figura 4.

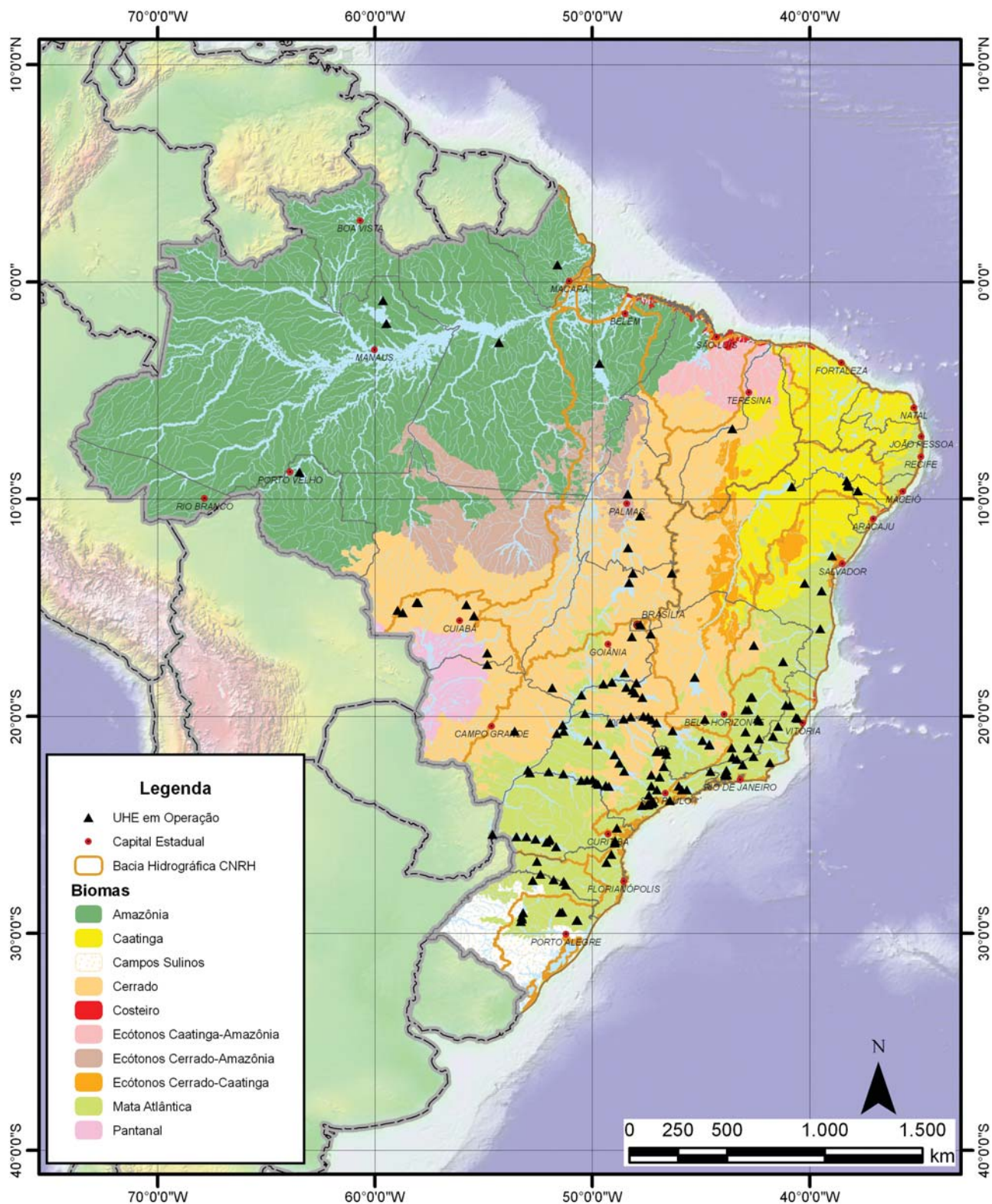
Tabela 2 – Distribuição por região hidrográfica das usinas hidrelétricas em operação

Região Hidrográfica (CNRH 32)	UHE em Operação	Potência Outorgada (MW)	Área dos reservatórios (km ²)
Amazônica	6	709	5.240,25
Atlântico Norte-Nordeste	0	0	0
Tocantins-Araguaia	7	11.489	5.755,62
Parnaíba	1	237	376,38
São Francisco	11	10.487	6.543,4
Atlântico Leste	6	1.266	535,81
Atlântico Sudeste	39	3.982	475,17
Paraná	64	39.748	16.614,95
Paraguai	7	760	291,07
Atlântico Sul	11	1.264	285,45
Uruguai	6	4.500	501,66
Total	158	74.442	36.619,76

Fonte: Banco de Informações de Geração, ANEEL, jan/2008

Cumpre ressaltar que o Conselho Nacional de Recursos Hídricos, em 15/10/2003, instituiu, por meio da Resolução Nº 32 (CNRH-32), a Divisão Hidrográfica Nacional em regiões hidrográficas. Nela, considera-se como região hidrográfica o espaço territorial brasileiro compreendido por uma bacia, grupo de bacias ou sub-bacias hidrográficas contíguas com características naturais, sociais e econômicas homogêneas ou similares, com vistas a orientar o planejamento e gerenciamento dos recursos hídricos.

Figura 4 – Sistema de geração hidrelétrica existente



Fonte: EPE, 2007; ANEEL, 2007; IBGE, 2003; MMA, 2006.

As usinas hidrelétricas em operação apresentam uma relação média de área alagada por potência instalada de 0,49 km²/MW. A área ocupada pelos reservatórios das usinas em operação representa cerca de 0,4% do território nacional, sendo que 45% dessas áreas estão localizadas na bacia do Paraná. Esta bacia se destaca, tanto em termos de potência instalada, quanto em número de usinas localizadas nos seus rios. Nesta bacia, encontram-se em operação 64 usinas, totalizando 39.748 MW, que correspondem a 54% da potência instalada total.

As bacias dos rios Doce e Paraíba do Sul, região hidrográfica Atlântico Sudeste, também se destacam pelo total de usinas instaladas (10 e 12, respectivamente). Entretanto, são usinas de menor porte, somando pouco mais de 1.797 MW, o que corresponde a 45% da potência total instalada (3.970 MW) na região hidrográfica onde estão localizadas.

Considerando a potência instalada, ganham destaque, ainda, as bacias do Tocantins – Araguaia (11.489 MW), cujos reservatórios ocupam 5.755 km² (16% da área total dos reservatórios), e a bacia do São Francisco (10.487 MW), com uma área de reservatório de 6.543 Km² (18% da área total dos reservatórios).

A localização das hidrelétricas nos diversos biomas brasileiros pode ser observada na Figura 4. Na Tabela 3, é indicada a área ocupada pelos reservatórios em cada bioma. A maior concentração de projetos e o maior percentual de área inundada estão nos biomas Mata Atlântica e Cerrado, seguidos da Amazônia. Deve ser ressaltado que, apesar da presença de diversas Unidades de Conservação, verifica-se que, no bioma Mata Atlântica, são encontradas somente poucas áreas remanescentes da vegetação original. No Cerrado também, em grande parte, a vegetação original encontra-se degradada devido à forte presença da agropecuária.

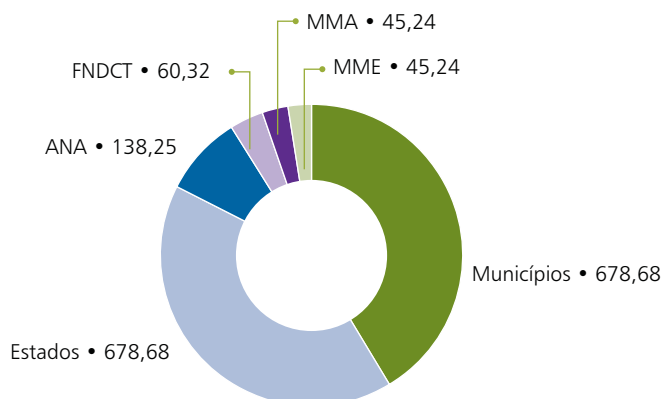
Tabela 3 – Ocupação dos biomas pelos reservatórios das UHEs em operação

Biomas	Área ocupada pelos biomas (% do território nacional)	Área dos reservatórios por bioma (km ²)	Área dos biomas ocupada pelos reservatórios (%)
Amazônia	43,23	8.239,66	0,23
Caatinga	8,63	5.400,69	0,74
Campos Sulinos	2,01	370,21	0,19
Cerrado	23,06	10.508,16	0,53
Costeiro	0,60	-	-
Ecótonos Caatinga -Amazônia	1,70	-	-
Ecótonos Cerrado – Amazônia	4,85	908,09	0,22
Ecótonos Cerrado –Caatinga	1,35	119,13	0,1
Mata Atlântica	12,97	10.996,6	0,99
Pantanal	1,60	-	-

Segundo a ANEEL (www.aneel.gov.br, acessado em 02/01/08), o conjunto de hidrelétricas existentes proporcionou um aporte de recursos de cerca de R\$ 497,7 milhões a 627 municípios brasileiros, distribuídos em 21 estados mais o Distrito Federal, durante o ano de 2007. Esses recursos são provenientes do pagamento da compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos aos municípios com áreas alagadas pelos reservatórios desses empreendimentos (Lei nº 9.984/2000). A compensação financeira corresponde a 6,75% dos recursos obtidos com a geração de energia, sendo que 6% são rateados entre os municípios, estados, o MME, o MMA e o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico. O restante (0,75%) é destinado à implementação da Política Nacional de Recursos Hídricos e do Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos.

Além desses recursos, registra-se também o pagamento de royalties pela UHE Itaipu Binacional. Durante o ano de 2007, 338 prefeituras receberam R\$ 180,9 milhões, sendo igual montante distribuído entre 6 estados mais o Distrito Federal. Do rateio dos royalties, participam todos os municípios e estados localizados na bacia de contribuição para formação do reservatório. Destacam-se os 16 municípios limieiros ao reservatório de Itaipu (15 no estado do Paraná e um, Mundo Novo, no Mato Grosso do Sul) que, em 2007, receberam R\$ 146,45 milhões. Totalizando os recursos da compensação financeira e os royalties de Itaipu, os estados brasileiros receberam R\$ 678,68 milhões ao longo de 2007, conforme mostram os gráficos abaixo.

Gráfico 6 - Distribuição da compensação financeira pelo uso de recursos hídricos (compensação financeira e royalties de Itaipu) - em milhões de R\$



Fonte: www.aneel.gov.br, acesso em 02/01/08.

Gráfico 7 - Compensação financeira total pelo uso de recursos hídricos no triênio 2005-2007 – em bilhão de R\$



Fonte: www.aneel.gov.br, acesso em 02/01/08.

3.3.2. Parque de Geração Termelétrica

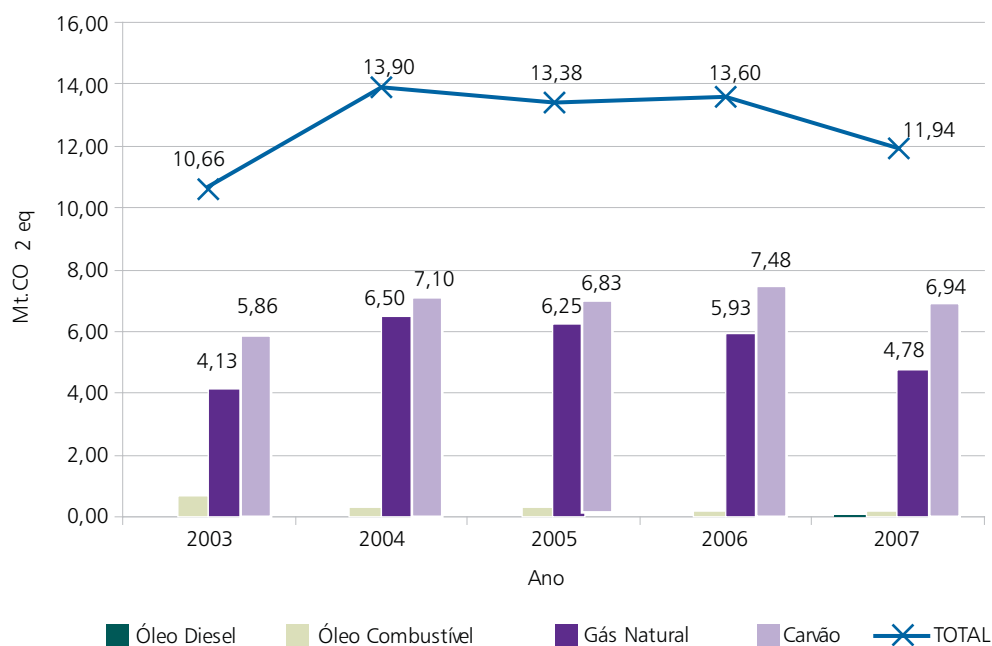
O parque termelétrico instalado, apresentado na Tabela 4, é composto pelas 60 usinas termelétricas do sistema interligado, acrescidas das 17 usinas da região Norte que, por terem a sua integração ao SIN prevista para o período deste ciclo do decenal (até 2017), também foram incluídas no parque existente. Verifica-se uma maior concentração no subsistema Sudeste/Centro-oeste, tanto em número quanto em potência instalada. Com relação ao tipo de combustível, destaca-se a maior participação do gás natural (60,03%). No subsistema SE/CO, a participação do gás natural é de cerca de 16%.

Tabela 4 – Composição do parque termelétrico instalado por combustível (nº de usinas [MW])

Subsistemas	Diesel	Carvão	Gás Natural	Óleo	Biomassa	Nuclear	Total
Sul	-	9 [1.415]	3 [1.284]	2 [90]	-	-	14 [2.789]
SE/CO	3 [230]	-	16 [5.400,7]	6 [881]	1 [40]	2 [2.007]	28 [8.558,7]
Norte	7 [572]	-	9 [1.045]	1 [340]	-	-	17 [1.957]
Nordeste	13 [598]	-	5 [1.542]	-	-	-	18 [2.140]
Total	23 [1.400]	9 [1.415]	33 [9.271,7]	9 [1.311]	1 [40]	2 [2.007]	77 [15.444,7]
Participação (%)	9,06	9,16	60,03	8,49	0,26	12,99	100,0

As emissões provenientes da queima de combustíveis fósseis na operação do SIN, em 2007, calculadas segundo os dados do Relatório da ONS “Operação do Sistema Interligado Nacional – Dados Relevantes 2007” [39], são da ordem de 11,94 Mt de CO₂eq, conforme apresentado no Gráfico 8 abaixo.

Gráfico 8 - Emissões do parque termelétrico instalado no período 2003-2007



Fonte: EPE, de acordo com ONS (2008)

No que tange a emissões de CO₂, CH₄ e N₂O, nota-se que as usinas a carvão, seguidas das usinas a gás natural, foram as maiores responsáveis pelas emissões de GEE no SIN, entre 2003 e 2007, apesar da potência instalada de usinas a diesel e a óleo combustível ser aproximadamente equivalente à potência instalada de usinas a carvão. Portanto, o despacho de usinas termelétricas a óleo combustível e a diesel, que foi muito inferior ao despacho de usinas a carvão no período, resultou em uma menor emissão de GEE por estas fontes. Por outro lado, o gás natural, apesar de apresentar um fator de emissão (Mt CO₂eq./MW) muito inferior aos demais combustíveis fósseis, se destacou no volume de emissões final pelo fato de a potência despachada dessa fonte ter sido maior.

3.3.3. Sistema de Transmissão

O Sistema Interligado Nacional - SIN pode ser dividido em 4 subsistemas, a saber:

- Sul (S), compreendendo os estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná;

- Sudeste - Centro-Oeste (SE/CO), abrangendo os estados de Espírito Santo, Rio de Janeiro, Minas Gerais, São Paulo, Goiás, Distrito Federal, Mato Grosso e Mato Grosso do Sul e, a partir de 2009 Acre e Rondônia passarão a fazer parte do submercado sudeste;
- Norte (N), abrangendo os estados de Pará, Tocantins e Maranhão e, a partir de 2012, parte do Amazonas e Amapá passarão a fazer parte deste submercado;
- Nordeste (NE), composto pelos estados do Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe e Bahia.

A Tabela 5 apresenta a evolução dos sistemas de transmissão, no período de 2001 a 2007, por nível de tensão. A rede de transmissão do sistema interligado em extra-alta tensão (que abrange as tensões em corrente alternada de 230 kV a 750 kV e ± 600 kV em corrente contínua), atingiu, em dezembro de 2007, segundo dados do ONS, uma extensão de aproximadamente 86,931 km.

Tabela 5 – Evolução do sistema de transmissão 2001-2007 (km)

Tensão (kV)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
230	32.537,3	32.997,4	33.999,7	35.073,8	35.736,5	36.342,5	36.760,3
345	9.023,5	9.021,0	9.021,0	9.047,0	9.579,1	9.579,1	9.824,1
440	6.667,5	6.667,5	6.667,5	6.667,5	6.667,5	6.671,2	6.671,2
500 e 525	17.510,1	19.525,2	23.659,0	24.924,4	26.771,1	29.341,2	29.381,1
± 600 CC	1.612,0	1.612,0	1.612,0	1.612,0	1.612,0	1.612	1.612
750	2.683,0	2.683,0	2.683,0	2.683,0	2.683,0	2.683	2.683
Total	70.033,4	72.506,1	77.642,2	80.007,7	83.049,2	86.229,0	86.931,7

Fonte: ONS, 2007; Relatório da ANEEL, 29/11/07.

Com relação à transmissão, observa-se que o crescimento da demanda de energia elétrica e a localização das fontes de geração relativamente afastadas dos centros de consumo acarretam na necessidade de elevação dos níveis de tensão de transmissão, bem como o aumento da quantidade de linhas de transmissão e de subestações para possibilitar a necessária capacidade de transporte.

As linhas de transmissão com tensão de 500 kV continuam a apresentar o maior aumento em extensão – na ordem de 67% entre 2001 e 2007. Esse aumento, no entanto, deve ser creditado ao período entre 2001 e 2006, visto que, segundo dados da ANEEL, entre 2006 e 2007 o aumento foi de apenas 39,9 km. Entre 2006 e 2007, as linhas com tensões mais baixas foram as que tiveram os aumentos mais significativos, onde as LTs de 230 kV aumentaram 417,8 km em extensão, e as de 345 kV, 245 km.

Dos 5.562 municípios ao longo do país, 1.995 (36%) são atravessados por linhas de transmissão ligadas ao SIN. A maior parte dessas linhas estão concentradas, em valores aproximados, nas regiões Sul (22%) e Sudeste (33%). Os estados de São Paulo e do Rio Grande do Sul possuem mais da metade de seus municípios, 62% e 51%, respectivamente, cortados por essas linhas, seguidos por Paraná (46%) e Minas Gerais (30%). Cabe ressaltar que esses dados estão baseadas em informações esquemáticas dos trajetos das LTs, posto que não há a disponibilidade no momento de informações georreferenciadas para todas as LTs existentes.

A mesma tendência de concentração é observada pelas subestações onde a concentração também é verificada nas regiões Sul e Sudeste especialmente nas regiões metropolitanas, com cerca de 20% do total. Devido à grande concentração de população, atividades industriais e serviços, as regiões metropolitanas demandam fornecimento de energia em grande quantidade. Entretanto, por seu padrão de ocupação territorial intensivo e concentrado, existem maiores dificuldades para a localização desses empreendimentos.

Figura 5 – Sistema de transmissão existente



Fonte: EPE, 2007; ANEEL, 2007; ONS, 2007; IBGE, 2003; MMA, 2006.

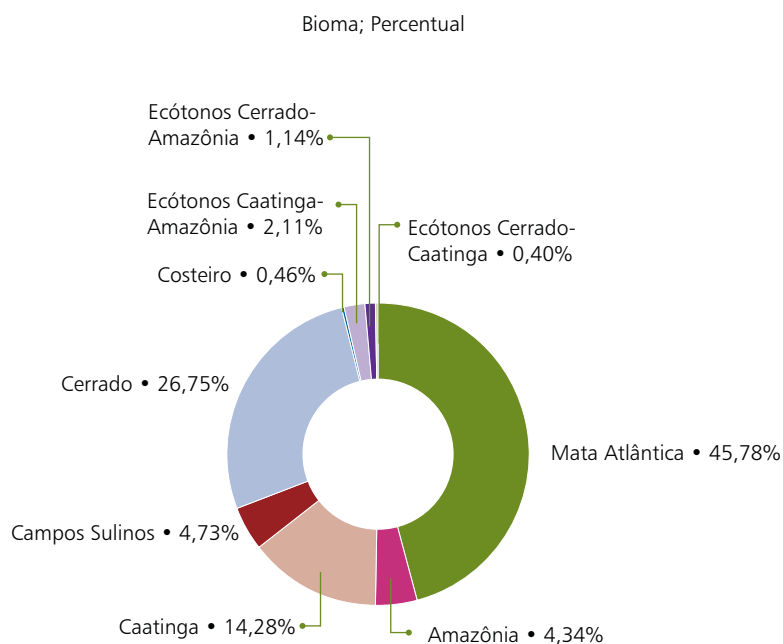
A concentração das linhas de transmissão em determinadas áreas do país pode, ainda, gerar pressões sobre os biomas que essas linhas atravessam. A Tabela 6 e o Gráfico 9 mostram a extensão e a distribuição do percentual referente às linhas de transmissão implantadas em cada bioma brasileiro.

Tabela 6 – Extensão de linhas de transmissão existentes por bioma

Bioma	Percentual de km de LTs (%)
Amazônia	4,34
Caatinga	14,28
Campos Sulinos	4,73
Cerrado	26,75
Costeiro	0,46
Ecótonos Caatinga-Amazônia	2,11
Ecótonos Cerrado-Amazônia	1,14
Ecótonos Cerrado-Caatinga	0,40
Mata Atlântica	45,78
Total Brasil	99,99

Fonte: EPE, 2007

Gráfico 9 – Percentual da extensão das linhas de transmissão existentes por bioma



Fonte: EPE, 2007.

As leituras da Figura 5, da Tabela 6 e do Gráfico 9 permitem concluir que os biomas com maior concentração de linhas de transmissão são a Mata Atlântica e o Cerrado. Embora a participação percentual de outros biomas também seja crescente, a Mata Atlântica e o Cerrado já possuem áreas bastante degradadas, seja pela expansão das áreas de exploração agrícola ou agropecuária, no caso da região do Cerrado, seja pela ocupação humana intensa e concentrada no litoral do país, no caso da Mata Atlântica. Embora estes biomas ainda figurem como os biomas com a maior concentração destes empreendimentos, os dados apresentam algumas modificações nas tendências desta concentração, como o aumento da extensão de linhas na região Nordeste, representado por um aumento no bioma Caatinga.

Cabe registrar que o sistema de transmissão do SIN existente no bioma amazônico, está situado em sua borda, em regiões caracterizadas pela intensa ocupação e desmatamento, sobretudo no estado do Pará. A quantidade de linhas de transmissão do sistema isolado do norte do país, não incluída nessa quantificação, é pequena e com tensões baixas, não se configurando, hoje, como um dos principais fatores de pressão sobre o bioma amazônico, como são as estradas e os empreendimentos agropecuários e minerários.

Outro dado relevante diz respeito à área de restrição do uso do solo em virtude da implantação de linhas de transmissão. Estes empreendimentos podem impor algumas restrições à utilização de práticas agrícolas, que irão ocorrer nas faixas de servidão das linhas de transmissão que, de acordo com a tensão, podem variar de 40 a 100 metros de largura.

3.4. Caracterização Socioambiental do Sistema Elétrico Planejado

É apresentada, a seguir, a caracterização socioambiental do conjunto de projetos considerados pelos estudos de expansão da geração, hidrelétrica e termelétrica, e da transmissão.

3.4.1. Alternativa de Referência do Sistema de Geração Hidrelétrica

Os estudos de expansão da geração apontam a necessidade da entrada em operação de um conjunto de 71 empreendimentos hidrelétricos, que totalizam aproximadamente 28.938,5 MW. Para este ciclo, foi considerado, ainda, um conjunto de PCH, que totaliza aproximadamente 1.314 MW. A relação entre a potência instalada gerada por hidrelétricas e termelétricas para este ciclo é 1,76 sem a consideração das pequenas centrais. Ou seja, para cada MW gerado por usinas termelétricas são gerados 1,76 MW por usinas hidrelétricas. Esta relação é menor que a ciclo anterior (2,67), indicando uma tendência de ligeiro aumento da participação termelétrica, apesar da ainda significativa predominância da geração hidrelétrica. Levando-se em conta as PCH previstas no Plano essa relação aumenta para 1,83.

A Tabela 7 e a Tabela 8 mostram a distribuição do conjunto de usinas hidrelétricas em termos quantitativos e em potência instalada, pelos subsistemas e pelas bacias hidrográficas. Para organizar a análise, optou-se pela divisão das usinas em etapas: construção, concessão (obra não iniciada), previsão de leilão em 2009 e 2010 e indicativas. São considerados empreendimentos com concessão aqueles que foram concedidos antes do novo modelo do setor elétrico e também leiloados já no novo modelo do setor. Para os empreendimentos com previsão de leilão em 2009 e 2010, estabeleceu-se o conjunto de projetos que, de acordo com sua situação em outubro de 2008 e que através do acompanhamento da EPE, tem possibilidade de entrar nos leilões desses anos.

Constata-se, como no sistema existente, uma maior concentração de novas usinas no subsistema Sudeste/Centro-Oeste (33), seguido pelo subsistema Sul (19), acompanhando o constante crescimento de demanda nessas regiões.

Tabela 7 – Distribuição dos empreendimentos hidrelétricos planejados pelos subsistemas elétricos (nº de usinas/ MW)

Subsistema	Construção	Concessão	LEN 9 e 10	Indicativas	Total Planejadas
Sul	8 [1.812,3]	3 [770,6]	-	8 [974,8]	19 [3.557,7]
Sudeste/Centro-Oeste	15 [1.927,2]	3 [308]	4 [266]	11 [1.915,7]	33 [4.416,9]
Nordeste	-	-	4 [423]	2 [247]	6 [670]
Norte	1 [815]	1 [166,5]	-	3 [4.087]	5 [5.068,5]
Madeira	1 [3.150,4]	1 [3.300]-	-	-	2 [6.450,4]
Belo Monte	-	-	1 [5.131]	-	1 [5.131]
Teles Pires	-	-	1 [746]	4 [2.898]	5 [3.644]
Total	25 [7.704,9]	08 [4.545,1]	10 [6.566]	28 [10.122,5]	71 [28.938,5]

Tabela 8 – Distribuição dos empreendimentos hidrelétricos planejados pelas regiões hidrográficas (nº de usinas / MW)

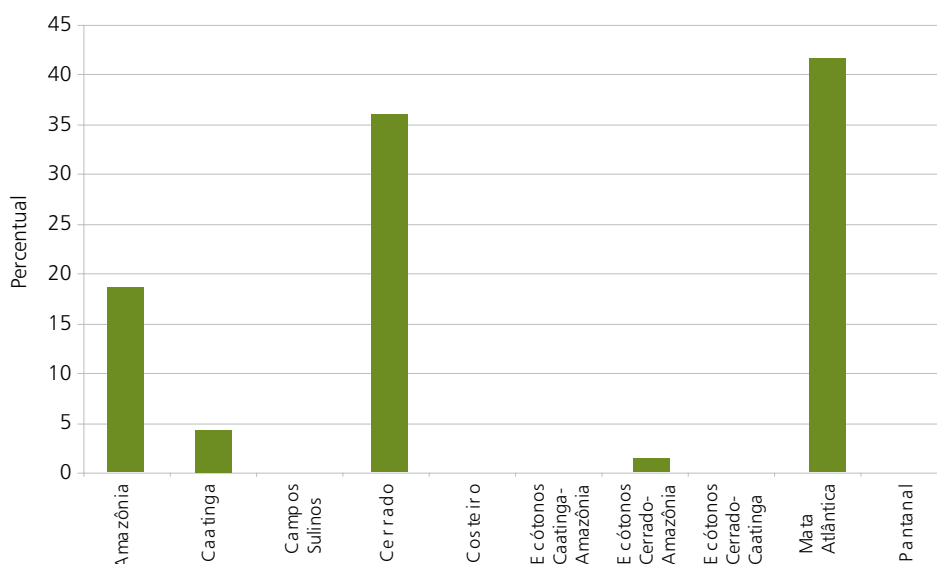
Região Hidrográfica	Construção	Concessão	LEN 9 e 10	Indicativa	Total Planejadas
Amazonas	3 [3.484,9]	2 [3.466,5]	4 [5.987]	6 [5.587,1]	15 [18.525,5]
Atlântico Sudeste	3 [484,7]	2 [238,7]	1 [80]	1[50]	7 [853,4]
Atlântico Sul	3 [412,3]	-	-	-	3 [412,3]
Paraná	9 [1.132,8]	2 [398]	-	7 [624,3]	18 [2.155,1]
Parnaíba	-	-	3 [183]	2 [247]	5 [430]
São Francisco	1 [82]	-	1 [240]	-	2 [322]
Tocantins - Araguaia	2 [1.058,2]	1 [150]	1 [76]	9 [3.069,1]	13 [4.353,3]
Uruguai	4 [1.050]	1 [291,9]	-	3 [545]	8 [1.886,9]
Total	25 [7.704,9]	08 [4.545,1]	10 [6.566]	28 [10.122,5]	71 [28.938,5]

Destaca-se o aumento do aproveitamento do potencial hidrelétrico da bacia Amazônica, para onde estão indicados 15 empreendimentos no horizonte decenal, totalizando 18.525,5 MW, 4 dos quais estão previstos para participar dos leilões a serem realizados em 2009 e 2010. Registra-se também um intenso aproveitamento na bacia do Tocantins-Araguaia, com 13 UHE planejadas, que somam 4.353,3 MW.

Para a Bacia do Paraná, estão planejadas 18 UHE, sendo 9 em construção, totalizando 2.155,1 MW. Outra bacia hidrográfica com a previsão de implantação de diversos projetos (8 UHE planejadas, sendo 4 em construção, somando 1.886,9 MW) é a bacia do Uruguai.

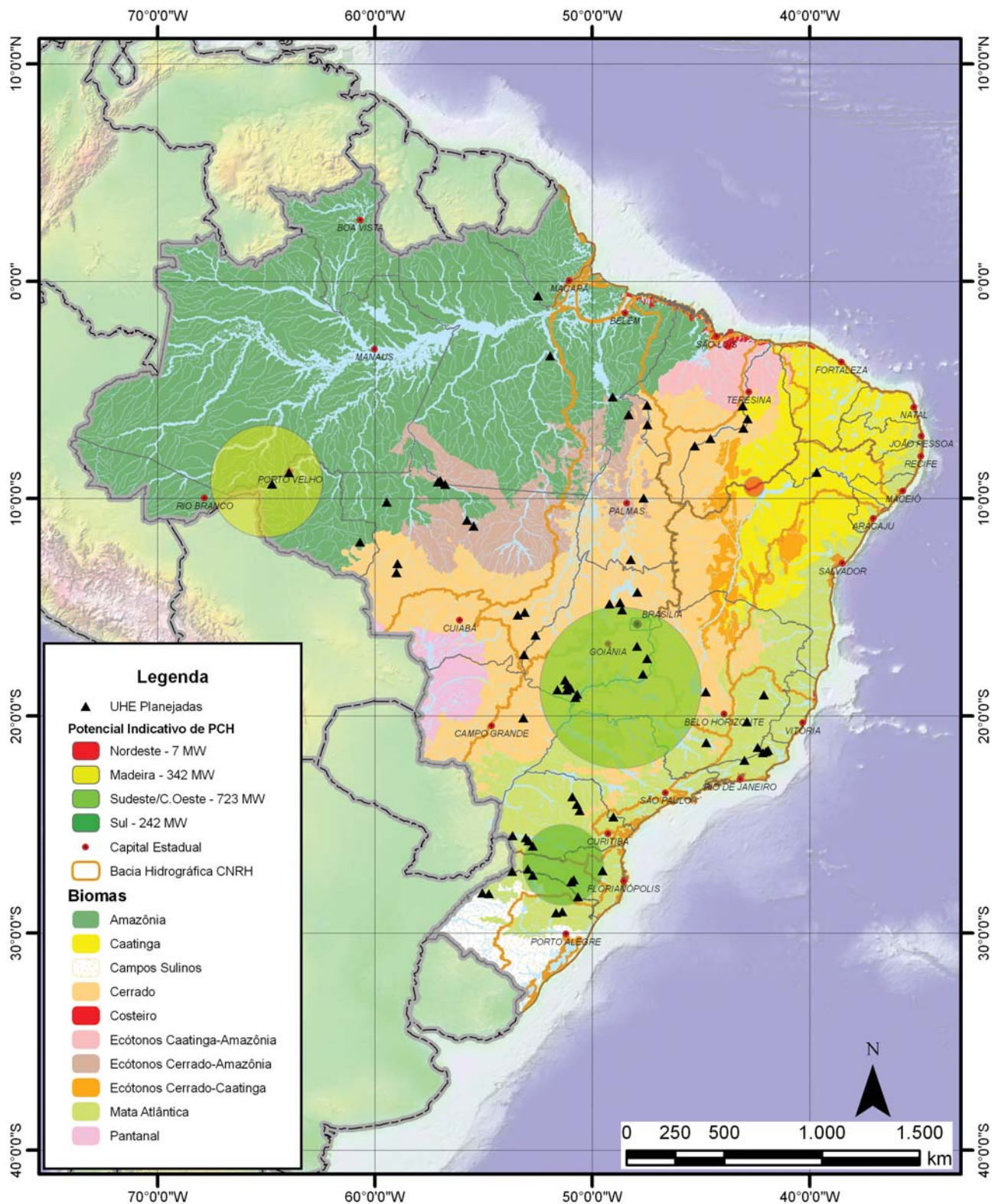
A Figura 6 ilustra a distribuição do conjunto de usinas pelos biomas nacionais. Grande parte dos projetos planejados se concentra nos biomas Cerrado e Mata Atlântica, como pode ser observado no Gráfico 10, em decorrência do grande número de projetos planejados para as bacias do Paraná e do Tocantins, onde predominam esses biomas.

Gráfico 10 – Distribuição dos empreendimentos hidrelétricos planejados pelos biomas



Fonte: EPE, 2008.

Figura 6 – Distribuição dos empreendimentos hidrelétricos planejados pelos biomas



Fonte: EPE, 2008; IBGE, 2003; MMA, 2006.

O conjunto de hidrelétricas planejadas proporcionará um aporte de recursos, provenientes da compensação financeira, de cerca de R\$ 1,57 bilhões aos municípios envolvidos no final do decênio.

3.4.2. Alternativa de Referência do Sistema de Geração Termelétrica

As usinas termelétricas consideradas para a expansão totalizam 16.454,5 MW. Nota-se um aumento de 19 % (2.621,5 MW) de geração térmica em relação ao ciclo anterior. O cálculo para a expansão considerou a energia comercializada nos Leilões de Energia Nova (todas as fontes térmicas), mas não incluiu os Leilões de Reserva (térmicas a biocombustíveis, 2.145,5 MW) ou as fontes alternativas (2.043 MW), que poderão incluir térmicas a biocombustíveis.

Os projetos termelétricos foram divididos em sete grupos de combustíveis: biocombustível, carvão, diesel, gás natural, gás de processo, óleo combustível e urânio. Essa divisão baseou-se, principalmente, nas taxas de emissões de gases de efeito estufa por cada um desses combustíveis. O grupo dos biocombustíveis incluiu as usinas a bagaço de cana (24), biogás de aterro (1), resíduos de madeira (1) e lixo de origem animal e vegetal (2).

O maior número de projetos previstos no horizonte 2008-2017 está previsto para o subsistema Nordeste (43), com as térmicas a óleo combustível (34) representando ali o maior número e potência total de projetos, como demonstra a Tabela 9. A maior potência térmica total prevista também está nesse subsistema e a fonte de combustível responsável pela maior potência gerada considerando todos os subsistemas também é o óleo.

Tabela 9 – Conjunto de projetos termelétricos (definidos e indicativo) por subsistema e fonte de combustível

Subsistema	Biocombustível	Carvão	Gás de processo	Gás Natural	Óleo Diesel	Óleo combustível	Urânio	Total por subsistema
Norte	-	1 [350]	-	-	-	2 [330]	-	3 [680]
Nordeste	1 [32]	2 [1.060]	-	2 [668]	4 [355]	34 [6.497]	-	43 [8.612]
Sul	2 [34]	1 [350]	-	-	-	-	-	3 [384]
Sudeste/ CentroOeste	25 [1.137]	-	1 [490]	7 [1.909]	2 [314]	4 [679]	1 [1.350]	40 [5.879]
Total	28 [1.203]	4 [1.760]	1 [490]	9 [2.577]	6 [669]	40 [7.506]	1 [1.350]	89 [15.555]

Nº de usinas [Mw]

Está previsto ainda um projeto indicativo para o subsistema Sul, onde supera em potência os projetos definidos para esse subsistema, como demonstra a Tabela 10. No entanto, para esse projeto, a fonte de combustível ainda não está definida e, portanto, não é possível fazer análises que consideram essa informação.

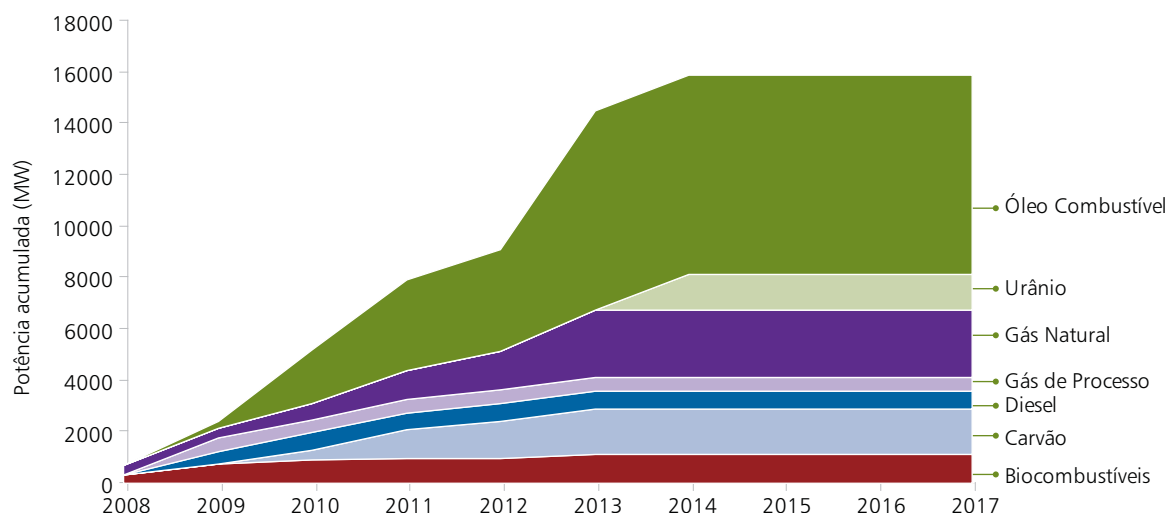
Tabela 10 – Número e potência dos projetos definidos e indicativos por subsistema

Grupo/Subsistema	N	NE	S	SE-CO	Total Etapa
Definidos	3 [680]	43 [8.611]	3 [384]	40 [5.874]	89 [15.554]
Indicativo	-	-	1 [900]	-	1 [900]
Total	3 [680]	43 [8.611]	4 [1.284]	40 [5.874]	90 [16.454]

Nº de usinas [Mw]

Considerando o universo dos projetos definidos e indicativo, a evolução da potência gerada por termelétricas ao longo do decênio demonstra que as usinas a óleo combustível dominarão o cenário a partir de 2010 até o final do período, como demonstra o Gráfico 11.

Gráfico 11 - Potência gerada por fonte de combustível ao longo do decênio, considerando os projetos definidos



3.4.3. Configuração de Referência do Sistema de Transmissão

A configuração de referência do sistema de transmissão nacional planejada abrange linhas de transmissão situadas nos diversos subsistemas regionais e as importantes interligações regionais. A configuração abrange obras de diferentes categorias, das quais foram consideradas os empreendimentos acima de 230 kV, com 10 km ou mais de extensão. As análises consideraram também as interligações regionais necessárias para a complementariedade hidrológica entre regiões e a otimização do SIN.

Para o período 2008-2017, os estudos de transmissão indicaram um conjunto de 129 projetos que perfazem um total de 29.824 km de extensão, como indicado na Tabela 11, organizada por tensão e subsistema regional. Deste valor total, 11.726 km são relativos à potenciais expansões necessárias para as grandes interligações (9.500 km em ± 600 kV, e 2.226 km de 500 kV no total). Essa configuração representa, com relação ao sistema existente (ano de 2007), um acréscimo de, aproximadamente, 34% em extensão das linhas.

As maiores extensões das LTs em 230 kV concentram-se no subsistema SE/CO (40% do total), enquanto que, nos demais subsistemas, elas estão distribuídas de forma mais homogênea. Da mesma maneira, 52% das extensões das LTs em 500 kV também se concentram no subsistema SE/CO, destacando-se, ainda, para as LTs de 500 kV, a previsão de 4.696 km no subsistema Norte. Nestes dois subsistemas, observa-se, também a previsão de entrada em operação, até o fim do período, das grandes interligações de ± 600 kV (9.500 km).

Tabela 11 – Linhas de transmissão por subsistema (km)

Subsistema	230 kV	345 kV	500 e 525 kV	600 kV	Total
Sul	1.383	0	373	0	1.756
Sudeste/Centro-Oeste	2.965	579	6.293	0	9.837
Norte	1.167	0	4.696	0	5.863
Nordeste	1.765	0	1.103	0	2.868
Norte/Sudeste	0	0	0	9.500	9.500
Total	7.280	579	12.465	9.500	29.824

Este conjunto de projetos contempla os possíveis corredores de transmissão correspondentes às interligações entre subsistemas regionais, aos futuros sistemas de integração ao SIN das novas fontes de geração e às linhas de transmissão de reforço ao suprimento aos estados. Destaca-se nesse conjunto, pela sua extensão, as linhas de transmissão Tucuruí–Macapá–Manaus (1.826 km); Porto Velho–Araraquara (2 circuitos de 2.450 km) e Belo Monte–Estreito (MG) (2 circuitos de 2.300 km).

A configuração de referência para o sistema de transmissão planejado e sua distribuição pelos biomas brasileiros está apresentada na Figura 7. A análise da figura e das informações da configuração de referência permite indicar que o conjunto de projetos para os próximos 10 anos, com aproximadamente 1.624 km² em faixas de passagem e 29.824 km de extensão, atravessa os principais biomas brasileiros, com uma tendência da expansão deste sistema apontando para o crescente atendimento da carga no subsistema SE/CO.

Apesar da infra-estrutura logística existente, o subsistema SE/CO é o que apresenta as maiores dificuldades relacionadas à chegada dos corredores e suas linhas, pois estes atravessam áreas agrícolas em expansão e centros urbanos já consolidados. Essas dificuldades referem-se, principalmente, à possibilidade de ocorrência de conflitos pelo uso do solo, em especial, devido ao trajeto desses corredores que atravessam diversas áreas de expansão urbana e agrícola.

Figura 7 – Sistema planejado de transmissão e biomas brasileiros



Fonte: EPE, 2008; IBGE, 2003; MMA, 2006.

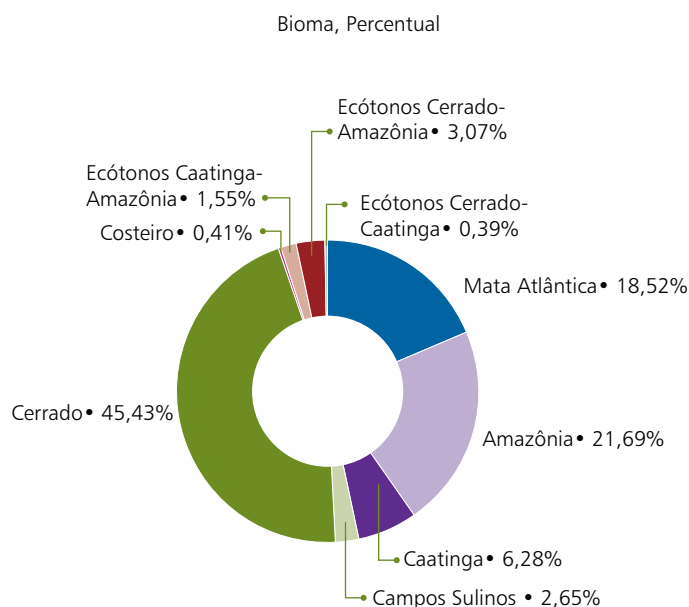
A área ocupada pelas LTs planejadas distribui-se de forma desigual pelos biomas do país. Ao final do ciclo de 10 anos, 45% das faixas de servidão estarão ocupando áreas do Bioma Cerrado; 21,69%, do Bioma Amazônico; enquanto 18,52% estarão no bioma Mata Atlântica, conforme pode ser observado na Tabela 12 e no Gráfico 12, que apresenta a extensão das linhas de transmissão planejadas por biomas.

Tabela 12 – Extensão de linhas de transmissão planejadas por bioma

Bioma	%
Amazônia	21,69
Caatinga	6,28
Campos Sulinos	2,65
Cerrado	45,43
Costeiro	0,41
Ecótonos Caatinga-Amazônia	1,55
Ecótonos Cerrado-Amazônia	3,07
Ecótonos Cerrado-Caatinga	0,39
Mata Atlântica	18,52
Total Brasil	100

Fonte: EPE, 2007

Gráfico 12 – Presença de linhas de transmissão planejadas nos biomas



Fonte: EPE, 2007

A maior parte da região Amazônica caracteriza-se pelo suprimento de energia elétrica por diversos sistemas isolados. O SIN começou a ser implantado a partir das bordas ou fronteiras desta região, porém, neste ciclo, está previsto, para o final do período do 1º ao 5º ano, a instalação do projeto da linha de transmissão Tucuruí-Macapá-Manaus, leilado em junho de 2008. Neste ciclo, este projeto foi alvo da avaliação socioambiental, tendo sido avaliado como um projeto de Categoria 3, ou seja, com grau de impacto significativo. Faz-se necessário esclarecer que outros corredores de escoamento de energia continuam sendo avaliados conjuntamente com os estudos de viabilidade das usinas em questão, garantindo a incorporação da dimensão socioambiental ao conjunto Geração/Transmissão.

3.5. Análise Socioambiental dos Empreendimentos de Geração

- Este item contempla as análises específicas dos empreendimentos de geração hidrelétrica e termelétricas, apresentando os resultados alcançados a partir dos critérios e procedimentos estabelecidos.
- Observa-se que, para este ciclo, houve um incremento na obtenção de informações da geração hidrelétrica, tanto pela contribuição dos agentes como também por meio da complementação nos sistemas de informação do MME e da EPE, alcançando 90% do universo trabalhado.

Para a geração termelétrica, foram discutidos os critérios e procedimentos e foi feita uma análise de macro-localização das áreas potenciais para a instalação das usinas.

3.5.1. Síntese das Análises dos Empreendimentos de Geração Hidrelétrica

As análises socioambientais dos empreendimentos de geração hidrelétrica focalizam dois níveis: projetos individuais e conjunto de projetos. Essas análises buscam indicar as questões mais relevantes associadas a cada projeto, bem como os efeitos cumulativos e sinérgicos relacionados à co-localização de diversos projetos além de fornecer as seguintes indicações:

- Os principais problemas associados aos projetos e os efeitos cumulativos e sinérgicos para os quais contribuem na unidade territorial estudada;
- Os potenciais benefícios para o desenvolvimento local associados aos projetos;
- Um panorama geral dos processos de licenciamento, concessão e outorga, bem como de questionamentos formalizados na justiça;
- A ocorrência de restrições para o cumprimento da data de entrada em operação prevista no Plano ou para a inclusão dos projetos nos próximos leilões;
- A necessidade de realização de estudos específicos;
- As diretrizes necessárias para viabilização dos projetos de modo a atender aos objetivos do Plano e aos princípios da sustentabilidade ambiental.

3.5.1.1. Avaliação socioambiental dos projetos hidrelétricos

O universo de análise compreendeu um conjunto de 71 projetos. Para organizar a análise, optou-se pela divisão das usinas em etapas. Dessa forma, 25 estão em construção, 8 em concessão, 10 com previsão de leilão em 2009 e 2010 e 28 são indicativas, totalizando 28.938,5 MW. A Tabela 13 apresenta as UHEs em cada uma das etapas.

Tabela 13 – Projetos Hidrelétricos por etapa

Etapa	Nº de UHEs	UHEs
Construção	25	14 de julho, Baguari, Barra do Braúna, Barra dos Coqueiros, Batalha, Caçu, Castro Alves, Corumbá III, Dardanelos, Estreito Tocantins, Foz do Chapecó, Foz do Rio Claro, Mauá, Monjolinho, Passo São João, Retiro Baixo, Rondon II, Salto, Salto do Rio Verdinho, Salto Pilão, Santo Antônio, São José, São Salvador, Serra do Facão, Simplício
Concessão (obra não iniciada)	08	Baixo Iguaçú, Baú I, Couto Magalhães, Jirau, Pai Querê, Santo Antônio do Jarí, São Domingos, Tijuco Alto
Previsão de leilão em 2009 e 2010	10	Barra do Pomba, Belo Monte, Cachoeira, Cachoeirão, Castelhana, Estreito Parnaíba, Juruena, Riacho Seco, São Manoel, Toricoejo
Indicativas	28	Água Limpa, Buriti Queimado, Cambuci, Colider, Foz do Apiacás, Garibaldi, Itaguaçu, Itapiranga, Marabá, Maranhão, Mirador, Novo Acordo, Paranhos, Porteiras, Porto Galeano, Ribeiro Gonçalves, Salto Grande, São Luiz do Tapajós, São Miguel, São Roque, Serra Quebrada, Sinop, Tabajara, Telêmaco Borba, Teles Pires, Torixoréu, Uruçuí, Volta Grande

Do conjunto de 71 projetos do universo de análise, 90% foram analisados. Os projetos que não foram analisados tiveram recebimento de suas informações após o prazo estipulado, fevereiro de 2008. Os resultados das análises socioambientais individualizadas dos projetos são indicados no Anexo I. Na Tabela 14, apresenta-se um resumo organizando os projetos pela etapa em que se encontram e indicando a categoria da avaliação socioambiental em que foram enquadrados. Os resultados obtidos sinalizam aqueles projetos que necessitam estudos mais aprofundados e gestão institucional para sua viabilização.

Categoria	Construção	Concessão	Previsão de leilão em 2009 e 2010	Indicativas	Total
1	10	2	9	2	23 (36%)
2	7	4	-	15	26 (40%)
3	5	2	-	5	12 (19%)
4	1	-	1	1	03 (05%)
Total	23	08	10	23	64 (100%)

Do conjunto de projetos analisados, uma parte (36%) foi incluída na categoria 1, de impacto pouco significativo e outra grande parte (40%) foi incluída na categoria 2, ou seja, considerados como de impacto significativo. Na categoria 2, encontram-se 26 projetos sendo quinze projetos classificados como indicativos, havendo ainda tempo hábil para que sejam observados cuidados nos estudos e na definição de medidas mitigadoras de modo a melhorar seu desempenho. Os onze projetos restantes estão em construção e concessão, sendo acompanhados pelo DMSE.

Foram classificados 12 projetos na categoria 3, considerados de impacto muito significativo, estando 5 em construção. Dos 7 projetos restantes, destacam-se 3 que apresentam impacto muito significativo na dimensão socioeconômica e 4 na dimensão físico-biótica. Embora com impactos de naturezas diversas, esses projetos requerem ações voltadas para o aprofundamento de estudos específicos visando subsidiar a formulação de programas e ações de mitigação/compensação capazes de garantir sua viabilidade socioambiental e política. Um projeto de grande porte localizado na região Amazônica (Jirau) foi classificado nessa categoria e já estão sendo realizadas ações pelo MME e empreendedores no sentido de apoiar sua viabilização.

Na categoria 4, considerados de impacto extremamente significativo ou muito significativo nas duas dimensões de análise, estão incluídos somente 3 projetos (Belo Monte, Estreito e Marabá) estando Estreito em construção, Belo Monte com previsão de leilão em 2009/2010 e Marabá sendo indicativo. O desenvolvimento de seus estudos deve ser cuidadosamente acompanhado e, em alguns casos, deve ser analisada a necessidade de revisão de alguns aspectos do projeto, além das ações específicas de gestão ambiental. Esses projetos vêm sendo objeto de gestões institucionais por parte do MME.

3.5.1.2. Análise processual dos projetos hidrelétricos

A análise da compatibilidade dos prazos necessários para o desenvolvimento do projeto e para os procedimentos do licenciamento ambiental, com a data indicada pelos estudos da expansão da geração hidrelétrica, é realizada nessa etapa. Os prazos utilizados encontram-se em Nota Técnica específica [11] e estão reproduzidos na Tabela a seguir.

Etapas	Prazos mínimos (meses)	Prazos máximos (meses)
Estudos de viabilidade e EIA/RIMA	14	24
Obtenção da Licença Prévia (LP)	6	20
Projeto Básico e Projeto Básico Ambiental (PBA)	8	8
Obtenção da Licença de Instalação (LI)	6	10
Construção; Plano de Controle Ambiental (PCA) e Obtenção da Licença de Operação (LO)	UHE < 100 MW UHE > 100 MW	30 30
	40	40

Fonte: 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. EPE, 2006, adaptada em 2007.

A comparação dos prazos estimados com a data prevista no Plano permite indicar os empreendimentos em situação normal e aqueles com potenciais atrasos e diferentes condições para superá-los. Como resultado das análises foram estabelecidas três classes para os projetos:

- Compatíveis - projetos cujas etapas de desenvolvimento e processos de licenciamento e de obtenção de outorgas ou autorizações estão compatíveis com a data prevista pelo Plano para entrada em operação;
- Potencial de pequeno atraso – projetos cuja análise processual indicou um potencial de atraso menor do que seis meses nas datas previstas para entrada em operação; fora do período 2011-2013;
- Potencial de atraso – projetos cuja análise processual indicou um potencial de atraso superior a seis meses nas datas previstas para entrada em operação; e projetos com data de entrada em operação prevista para o período 2011-2013. Estes projetos apresentam, com relação a data de entrada em operação indicada, potencial de atraso com relação às etapas de desenvolvimento ou com relação ao processo de licenciamento, podendo vir a apresentar dificuldades para atender às datas previstas para entrada em operação.

Para os projetos em construção, concessão e leiloados foi realizada a avaliação processual com a data fornecida pelo sistema de acompanhamento do DMSE/MME. Neste ciclo, para as UHEs com previsão de leilão em 2009 e 2010 e as UHEs indicativas, o prazo mínimo para realização dos Estudos (Viabilidade e EIA/RIMA e Projeto Básico e PBA) foi compatibilizado com o prazo de monitoramento da EPE, que tem como uma das referências a data de entrega dos estudos fornecida pela ANEEL para os projetos com registro ativo na Agência. Também para a etapa de construção, foi utilizada a data informada pelo empreendedor para aqueles que se tinha a informação, tanto nos prazos mínimos quanto nos prazos máximos. Foi estipulada como data de referência para realização da avaliação processual, a data de outubro de 2008 para o fechamento das informações. A Tabela 16 apresenta em resumo os resultados da avaliação processual.

Tabela 16 – Projetos Hidrelétricos - Resumo da Avaliação Processual

Etapa	Compatíveis	Potencial de pequeno atraso	Potencial de atraso	Nº de projetos avaliados
Construção	25	-	-	25
Concessão	06	-	02	08
Previsão de leilão em 2009 e 2010	10	-	-	10
Indicativas	05	-	23	28
Total	46	-	25	71

O resultado da avaliação processual indicou que a maior parte dos projetos (65%) têm seus prazos compatíveis e 25 projetos apresentaram possibilidades de atrasos maiores que seis meses.

Este resultado é consequência das interações entre os estudos socioambientais e os estudos de planejamento da expansão da geração, que buscaram, durante toda a realização dos estudos deste ciclo, incorporar os prazos necessários para a viabilização dos projetos às alternativas para a expansão.

Os 25 projetos que, apesar da interação entre os estudos de planejamento da expansão da geração e dos estudos socioambientais, continuam apresentando possibilidade de atrasos em relação à data prevista no plano, deverão ser objeto de maiores esforços e ações mais intensas para a sua viabilização, sem que essa classificação signifique impossibilidade de atendimento as datas do Plano.

3.5.1.3. Atribuição dos níveis de ação aos projetos hidrelétricos

A análise socioambiental e a avaliação processual permitiram agrupar os projetos em classes que traduzem os níveis de ação necessários para a viabilização dos projetos e o atendimento aos objetivos do Plano. As seguintes ações são recomendadas para os projetos de acordo com a classificação:

- Nível de ação baixo - promover a qualidade na elaboração de estudos e programas socioambientais e ter constante interação com órgãos ambientais;

- **Nível de ação intermediário** – monitorar e orientar, por meio do acompanhamento, a evolução dos estudos; manter a constante interação com os órgãos ambientais;
- **Nível de ação alto** – realizar gestões: junto ao Ministério de Meio Ambiente – MMA, IBAMA e órgãos estaduais de meio ambiente e junto aos órgãos governamentais e não governamentais em âmbito regional e representantes das comunidades envolvidas.; Para projetos classificados neste nível de ação recomenda-se apoiar e acompanhar a realização dos estudos, e identificar as principais questões e pendências e, se necessário, estudar outras alternativas de projetos;
- **Nível de ação especial** - estabelecer programas conjuntos de gestão dos agentes setoriais com os órgãos ambientais, poderes executivos municipais, entidades representantes das comunidades atingidas e, eventualmente, organizações não governamentais, com vistas a equacionar em tempo hábil para o leilão, as questões e pendências encontradas.

A Tabela 17 apresenta um resumo da classificação dos projetos pelos níveis de ação.

Tabela 17 – Projetos Hidrelétricos - Classificação por Nível de Ação					
UHEs	Nível de Ação				Nº de projetos Avaliados
	Baixo	Intermediário	Alto	Especial	
Construção	25	-	-	-	25
Concessão	05	02	01	-	08
Previsão de leilão em 2009 e 2010	-	-	-	10	10
Indicativas	03	14	06	-	23
Total	33	16	07	10	66
PAC	28	11	05	09	53

Dos 66 projetos submetidos à análise completa (socioambiental e processual), 50% foram classificados no Nível de Ação Baixo. Entre os projetos analisados, cerca de 11% (sete projetos) foram classificados no Nível de Ação Alto, indicando a necessidade de gestões intensas para atender aos objetivos do Plano.

Cumprir destacar que cerca de 23% do total da potência instalada, prevista para este ciclo de planejamento, é relativa a projetos classificados no Nível de Ação Alto, indicando que serão necessários esforços intensos por parte do setor elétrico para a viabilização desses projetos, de forma a atender aos objetivos do Plano, ou seja, as datas de entrada em operação indicadas. E cerca de 25% é relativa ao Nível de Ação Especial, objetivando a habilitação técnica para os leilões dos próximos anos.

Com relação aos empreendimentos do PAC, observa-se que 74% estão no Nível de Ação Baixo ou Intermediário. Do total de projetos incluídos, 26% (14 projetos) deverão demandar maiores esforços para a sua viabilização.

A seguir, é apresentada uma descrição mais detalhada de cada nível de ação, assim como as usinas que compõem cada uma das classes.

Nível de ação baixo

Situam-se neste grupo o conjunto formado por três tipos de projetos:

i) 25 projetos que se encontram em construção, os quais, por estarem mais avançados no processo de implantação, demandam menores esforços de gestão ou de elaboração de novos estudos socioambientais. Seus estudos de viabilidade e projeto básico estão aprovados pela ANEEL e os respectivos estudos e projetos ambientais concluídos ou em implantação tendo sido aprovados pelos órgãos ambientais que emitiram a Licença Prévia – LP e a Licença de Instalação – LI. As ações para a viabilização desses empreendimentos devem ser realizadas pelos próprios concessionários, e acompanhadas pelo DMSE;

ii) 04 projetos classificados na Categoria 1, ou seja, com impactos muito pouco significativos, os quais,

segundo a avaliação processual, estão com datas de entrada em operação compatíveis ou com atrasos pouco significativos (i.e. menores do que seis meses);

iii) e 04 projetos classificados na Categoria 2 (impactos pouco significativos), cujas análises processuais estão compatíveis com as datas de entrada em operação do Plano. Eventuais questionamentos socioambientais com relação a esses projetos poderão ser equacionados ao longo do processo de licenciamento.

Este conjunto de projetos é indicado na Tabela 18 a seguir.

Tabela 18 – Projetos hidrelétricos classificados como Nível de Ação Baixo

Projeto	Rio	Região Hidrográfica	Potência (MW)	Etapas	Data de entrada em operação
14 de julho	das Antas	Atlântico Sul	100,0	Construção	2009
Baguari	Doce	Atlântico Sudeste	140,0	Construção	2009
Barra do Braúna	Pomba	Atlântico Sudeste	39,0	Construção	2009
Barra dos Coqueiros	Claro	Paraná	90,0	Construção	2010
Batalha	São Marcos	Paraná	52,5	Construção	2010
Baú I	Doce	Atlântico Sudeste	110,1	Concessão	2012
Caçu	Claro	Paraná	65,0	Construção	2010
Castro Alves	das Antas	Atlântico Sul	130,0	Construção	2008
Corumbá III	Corumbá	Paraná	93,6	Construção	2009
Couto Magalhães	Araguaia	Tocantins – Araguaia	150,0	Concessão	2017
Dardanelos	Aripuanã	Amazônica	261,0	Construção	2010
Estreito*	Tocantins	Tocantins – Araguaia	815,0	Construção	2010
Foz do Chapecó	Uruguai	Uruguai	855,0	Construção	2010
Foz do Rio Claro	Claro	Paraná	68,4	Construção	2009
Mauá	Tibagi	Paraná	350,0	Construção	2011
Monjolinho	Passo Fundo	Uruguai	67,0	Construção	2009
Pai Querê	Pelotas	Uruguai	291,9	Concessão	2014
Paranhos	Chopim	Paraná	62,6	Indicativa	2017
Passo de São João	Ijuí	Uruguai	77,0	Construção	2010
Retiro Baixo	Paraopeba	São Francisco	82,0	Construção	2010
Rondon II	Comemoração	Amazônica	73,5	Construção	2009
Salto	Verde	Paraná	108,0	Construção	2010
Salto do Rio Verdinho	Verde	Paraná	93,0	Construção	2010
Salto Grande	Chopim	Paraná	53,3	Indicativa	2017
Salto Pilão	Itajaí-açu	Atlântico Sul	182,3	Construção	2010
Santo Antônio	Madeira	Amazônica	3150,4	Construção	2012
Santo Antônio do Jari	Jari	Amazônica	166,5	Concessão	2015
São Domingos	Verde	Paraná	48,0	Concessão	2012
São José	Ijuí	Uruguai	51,0	Construção	2010
São Salvador	Tocantins	Tocantins – Araguaia	243,2	Construção	2009
Serra do Facão	São Marcos	Paraná	212,3	Construção	2010
Simplicio	Paraíba do Sul	Atlântico Sudeste	305,7	Construção	2011
Volta Grande	Chopim	Paraná	54,9	Indicativa	2017
Total		33 projetos	8.642,2		

Nota: * As potências indicadas são de entrada em operação neste ciclo. Observa-se que para o cálculo dos indicadores (item 3.7) foram utilizadas as potências instaladas. Potências instaladas: Estreito: 1.087 MW.

Para esses projetos, caberá aos empreendedores:

- adotar condutas para promover o melhor relacionamento com as comunidades atingidas e demais entidades locais e regionais envolvidas com o empreendimento;
- buscar a melhor qualidade possível na elaboração e detalhamento dos estudos socioambientais para agilizar o processo de análise, reduzir a necessidade de complementações e, conseqüentemente, os prazos de emissões das licenças;
- buscar a melhor qualidade técnica e envolvimento das partes interessadas na elaboração e implantação dos programas e projetos socioambientais para que estes tenham o respaldo e a acolhida de seus beneficiários, bem como a aprovação do órgão ambiental quando da emissão da Licença de Operação (LO);
- interagir, de forma ativa e constante, com os órgãos ambientais visando obter, em tempo hábil, as autorizações e licenças requeridas.

Adicionalmente, para aqueles projetos que estiverem sem agente interessado definido, a EPE deverá:

- priorizar os aproveitamentos a serem objeto dos estudos acima mencionados;
- iniciar gestões junto aos órgãos ambientais para dar início ao processo de licenciamento, atentando para a compatibilização dos prazos dos estudos de engenharia e dos estudos ambientais;
- promover a contratação ou conduzir estudos de viabilidade e EIA/RIMA;
- realizar as gestões necessárias para a obtenção da licença prévia segundo os prazos estabelecidos no Plano Decenal de Expansão (licitação e entrada em operação).

Nível de ação intermediário

Situam-se, neste grupo, o conjunto formado por três tipos de projetos:

i) Projetos classificados na Categoria 1, com impacto pouco significativo, que se encontram com a etapa de desenvolvimento com atraso maior do que seis meses;

ii) 15 projetos classificados na Categoria 2, ou seja, com impactos significativos, que apresentem, segundo a avaliação processual, pequeno atraso ou atraso;

iii) 01 projeto classificados na Categoria 3, com impactos muito significativos, que sejam compatíveis, ou seja, com possibilidades de atender às datas de licitação e de entrada em operação sugerida pelo Plano, ou com potencial de pequeno atraso.

Este conjunto de projetos é indicado na Tabela 19 a seguir:

Tabela 19 – Projetos hidrelétricos classificados como Nível de Ação Intermediário

Projeto	Rio	Região Hidrográfica	Potência (MW)	Etapa	Data de entrada em operação
Água Limpa	Das Mortes	Tocantins – Araguaia	320,0	Indicativa	2015
Baixo Iguaçu	Iguaçu	Paraná	350,0	Concessão	2013
Cambuci	Paraíba do sul	Atlântico Sudeste	50,0	Indicativa	2014
Colider	Teles Pires	Amazônica	342,0	Indicativa	2015
Foz do Apiacás	Apiacás	Amazônica	275,0	Indicativa	2015
Garibaldi	Canoas	Uruguai	150,0	Indicativa	2014
Itaguaçu	Claro	Paraná	130,0	Indicativa	2014
Novo Acordo	Do Sono	Tocantins – Araguaia	160,0	Indicativa	2016
Porto Galeano	Sucuriú	Paraná	139,0	Indicativa	2017
Ribeiro Gonçalves	Paranaíba	Paranaíba	113,0	Indicativa	2014
São Miguel	Grande	Paraná	64,5	Indicativa	2015
São Roque	Canoas	Uruguai	214,0	Indicativa	2016
Telêmaco Borba	Tibagi	Paraná	120,0	Indicativa	2017

Projeto	Rio	Região Hidrográfica	Potência (MW)	Etapa	Data de entrada em operação
Teles Pires	Teles Pires	Amazônica	1.820,0	Indicativa	2016
Tijuco Alto	Ribeira do Iguape	Atlântico Sudeste	128,7	Concessão	2013
Torixoréu	Araguaia	Tocantins – Araguaia	408,0	Indicativa	2017
Total	16 projetos		4.784,2		

Para os projetos, classificados como Nível de Ação Intermediário, e que já dispõem de concessão, caberá aos concessionários:

- realizar o ágil atendimento a eventuais complementações solicitadas pelos órgãos ambientais, de forma a fazer cumprir os prazos regulamentares previstos para a obtenção das licenças necessárias;
- promover e valorizar o relacionamento com as comunidades, tanto no sentido de informá-las sobre o empreendimento, quanto para facilitar os processos de negociação que poderão levar à celebração de acordos sociais que beneficiem todas as partes interessadas.

Ainda no caso dos projetos com concessão, caberá ao MME monitorar, por meio do atento acompanhamento pelo DMSE, a atuação dos concessionários no cumprimento, com qualidade e brevidade, dos compromissos constantes dos acordos resultantes de sua gestão junto aos órgãos ambientais.

Quanto aos projetos ainda não licitados ou sem concessão, caberá à EPE:

- monitorar e orientar, de perto, por meio de seu sistema de acompanhamento, a evolução desses estudos e projetos;
- promover gestões junto aos órgãos de licenciamento e demais entidades envolvidas, como por exemplo, FUNAI e IPHAN, com o objetivo de buscar o equacionamento das dificuldades existentes.

Nível de ação alto

Situam-se neste grupo o conjunto formado pelos seguintes projetos:

i) 06 projetos classificados na Categoria 3, com impactos muito significativos que, de acordo com a avaliação processual, apresentam potencial de atraso com relação às datas de entrada em operação previstas no Plano;

ii) 01 projeto classificado na Categoria 4 (impacto extremamente significativo), independente do resultado de sua análise processual.

Observa-se que dos 7 projetos, objeto deste nível de ação, 4 são, de modo geral, de maior porte, estruturantes, no âmbito regional e de interesse prioritário para a expansão da oferta de energia elétrica. Sua viabilização, além de requerer forte participação da EPE na gestão dos estudos, programas e ações complementares, envolve a participação de outros setores de governo para a obtenção das licenças ambientais, e para a estruturação financeira do empreendimento, condições que interferem nos prazos de implantação.

De modo geral, são aproveitamentos de grande porte e visibilidade, podendo ocasionar interferências onde se inserem. Por esta razão requerem estudos para subsidiar medidas e ações preparatórias para sua adequada inserção regional de forma a contribuir para a permanência da dinâmica socioeconômica na região após a entrada em operação, e para o aproveitamento de outros benefícios que poderão oferecer. A gestão desses empreendimentos exige intensa articulação institucional com órgãos governamentais e não governamentais.

Este conjunto de projetos é indicado na Tabela 20 a seguir:

Tabela 20 – Projetos hidrelétricos classificados como Nível de Ação Alto

Projeto	Rio	Região Hidrográfica	Potência (MW)	Etapa	Data de entrada em operação
Itaipiranga *	Uruguai	Uruguai	181,0	Indicativa	2017
Jirau	Madeira	Amazônica	3.300,0	Concessão	2013
Marabá*	Tocantins	Tocantins - Araguaia	1.080,0	Indicativa	2013
Mirador	Tocantinzinho	Tocantins – Araguaia	80,0	Indicativa	2015
Serra Quebrada*	Tocantins	Tocantins - Araguaia	668,0	Indicativa	2017
Sinop	Teles Pires	Amazônica	461,0	Indicativa	2015
Uruçuí	Paranaíba	Paranaíba	134,0	Indicativa	2015
Total	7 projetos		5.904		

* A potência indicada é de entrada em operação neste ciclo. Observa-se que para o cálculo dos indicadores (item 3.7) foi utilizada a potência instalada. Potências instaladas: Itaipiranga: 725 MW, Marabá: 2.160 MW e Serra Quebrada: 1.328 MW.

Para os projetos deste grupo que já dispõem de concessão, caberá aos concessionários:

- Identificar nos estudos e projetos as questões e pendências que impedem sua progressão, avaliando as possibilidades concretas de uma revisão capaz de solucioná-las em tempo hábil para assegurar sua implementação nos prazos adequados;
- Realizar intensas gestões junto aos órgãos/entidades envolvidos com as questões e pendências para, com base nos resultados da revisão, propor, por exemplo, Termos de Compromisso – TAC que atendam os interesses das partes envolvidas e garantam a continuidade do projeto/empreendimento.

Para os projetos indicativos e em processo de licenciamento caberá ao MME/EPE, as seguintes ações:

- Realizar gestões junto ao MMA para estabelecer as condições básicas para a realização dos estudos e ações socioambientais para a inserção regional do empreendimento, segundo os princípios do desenvolvimento sustentável;
- Realizar gestões junto ao órgão ambiental competente para a definição dos termos de referência para a elaboração dos estudos, bem como, dos procedimentos e prazos referentes ao processo de licenciamento;
- Realizar gestões junto aos órgãos governamentais e não governamentais, em âmbito regional, e representantes das comunidades e outros grupos de interesse regionais, para prestar informações sobre o empreendimento e ouvir suas expectativas e aspirações, criando meios e instrumentos permanentes de comunicação e participação.

Nível de ação especial

Este nível de ação é proposto para tratar de projetos que apresentem condições que os habilitem a participar dos leilões de venda de energia dos próximos dois anos (2009 e 2010). Esses projetos devem estar pelo menos, finalizando os estudos de viabilidade e os estudos de impacto ambiental tendo, portanto, condições de apresentar prazos adequados para a realização das audiências públicas, obtenção da licença prévia e da declaração de disponibilidade hídrica, de forma a atender aos requisitos indicados nos editais dos leilões.

São os seguintes os projetos classificados no nível de ação especial:

Tabela 21 – Projetos hidrelétricos classificados como Nível de Ação Especial

Projeto	Rio	Região Hidrográfica	Potência (MW)	Etapa	Data de entrada em operação
Barra do Pombo	Paraíba do Sul	Atlântico Sudeste	80,0	LEN 2009 e 2010	2014
Belo Monte*	Xingu	Amazônica	5.131,0	LEN 2009 e 2010	2015
Cachoeira	Parnaíba	Parnaíba	63,0	LEN 2009 e 2010	2014
Cachoeirão	Juruena	Amazônica	64,0	LEN 2009 e 2010	2015
Castelhano	Parnaíba	Parnaíba	64,0	LEN 2009 e 2010	2014
Estreito Parnaíba	Parnaíba	Parnaíba	56,0	LEN 2009 e 2010	2014

Projeto	Rio	Região Hidrográfica	Potência (MW)	Etapa	Data de entrada em operação
Juruena	Juruena	Amazônica	46,0	LEN 2009 e 2010	2014
Riacho Seco	São Francisco	São Francisco	240,0	LEN 2009 e 2010	2015
São Manoel	Teles Pires	Amazônica	746,0	LEN 2009 e 2010	2015
Toricoejo	Das Mortes	Tocantins - Araguaia	76,0	LEN 2009 e 2010	2014
Total	10 projetos		6.566		

* A potência indicada é de entrada em operação neste ciclo. Observa-se que para o cálculo dos indicadores (item 3.7) foi utilizada a potência instalada. Potência instalada: Belo Monte: 11.181 MW.

Cabe destacar que, apesar dos projetos incluídos no Plano de Aceleração do Crescimento – PAC terem sido classificados em diversos níveis de ação, todos serão objeto, em alguma medida, das ações previstas para esse nível de ação.

Para esse grupo de projetos, ainda sem concessão, classificados como Nível de Ação Especial, caberá ao MME/EPE:

- por meio de seus sistemas de acompanhamento identificar e avaliar projetos que se encontrem numa das situações acima mencionadas;
- realizar ações conjuntas de gestão junto aos órgãos ambientais de licenciamento, poder executivo municipal, entidades representativas das comunidades atingidas e, eventualmente, a organizações não governamentais, com vistas a equacionar as questões e pendências existentes.

Nesse nível de ação, encontra-se a UHE Belo Monte:

Projeto de grande relevância e importância nacional em função do potencial de produção energético e das perspectivas de dinamização e desenvolvimento territorial, a UHE Belo Monte localizada no rio Xingu, no estado do Pará, terá potência instalada de 11.181 MW e energia firme de 4.796 MW-médios. Essa potência instalada equivale a 10% da capacidade de geração de energia elétrica dos empreendimentos em operação no Brasil (ANEEL, 2009), representa 38% do total da expansão hidrelétrica prevista pelo PDE 2008-2017 e 6,4% do consumo nacional total de eletricidade. A usina estará ligada ao Sistema Interligado Nacional (SIN), sendo que parte dessa geração será destinada ao atendimento direto das necessidades da região de inserção da usina.

Com leilão de energia previsto para ocorrer em 2009 e início da operação comercial em 2014, a construção do empreendimento vai gerar cerca de 18.000 empregos diretos e compensação financeira para os municípios atingidos de aproximadamente duzentos milhões de reais por ano (R\$200.000.000,00/ano).

A geração de energia elétrica por meio de fontes hidráulicas é responsável pela manutenção dos custos de energia no patamar atual de R\$120,00/MWh, significativamente inferior aos custos de geração por fontes termelétricas, que elevam esse patamar para valores de até R\$320,00/MWh. Em termos de emissão de gases de efeito estufa, considerando uma situação hipotética de substituição da energia produzida por Belo Monte por gás natural, teríamos um equivalente à operação de 19 usinas à gás de 500 MW com fator de capacidade de 50%, produzindo emissões da ordem de 19 Mt.CO₂ por ano. Ainda a título de comparação, calcula-se que a energia termelétrica despachada no Sistema Interligado Nacional (todos os tipos de fontes), em 2007, foi responsável por emissões da ordem de 12 Mt.CO₂, ou seja, a emissão evitada por Belo Monte, em um ano, neste caso hipotético, seria quase duas vezes maior que a emissão verificada em 2007 para todo o SIN.

A usina, que está na fase de licenciamento ambiental prévio, deverá cumprir todas as condicionantes exigidas pelo IBAMA quando emitida a licença prévia do empreendimento. O cumprimento dessas condicionantes, a execução do Projeto Básico Ambiental (PBA) e o desenvolvimento de programas, planos e projetos socioambientais evitarão, minimizarão, mitigarão ou compensarão os impactos socioambientais negativos gerados pela implantação do empreendimento. A consideração dos aspectos socioambientais na própria concepção do projeto da usina levou a um dimensionamento energético inovador, que contempla uma curva de vazões à jusante do barramento principal, indicada pelos estudos ambientais. Dentre as propostas para diminuir os impactos no meio físico e biótico, os estudos apresentam programas específicos para manter a variedade e a quantidade de peixes (através da realização do ordenamento pesqueiro da região e conscientização da população sobre a importância de conservar as Áreas de Preservação Permanente - APP, como forma de proteger os peixes que vivem na região), criar espécies ornamentais em cativeiro, controlar a quantidade e a qualidade da água que vai continuar correndo na Volta Grande e formar novas praias nas margens do reservatório. Na área socioeconômica são propostos

vários programas e projetos para pesca, aquisição de terras e benfeitorias afetadas, reassentamento, recuperação das lavouras e criações prejudicadas, entre outros. No que se refere à aquisição de terras e benfeitorias afetadas, o Programa de Negociação e Aquisição de Terras e Benfeitorias Rurais abrange diferentes formas de tratamento para os grupos atingidos, como o Projeto de Regularização Fundiária, o Projeto de Aquisição/Indenização Rural, o Projeto de Reassentamento Rural, o Projeto de Reestruturação das Áreas Remanescentes e o Projeto de Reparação. Já o Programa de Negociação e Aquisição de Terras e Benfeitorias Urbanas apresenta para a população afetada, o Projeto de Regularização Fundiária, o Projeto de Aquisição/Indenização Urbana, o Projeto de Reassentamento Urbano e o Projeto de Reparação.

Além disso, podemos destacar o fato de que a usina será uma das parceiras para a implantação do Plano de Desenvolvimento Regional Sustentável do Xingu, plano governamental, instrumento para a descentralização das políticas públicas no Estado do Pará, cujo objetivo é promover o desenvolvimento sustentável da região, com foco na melhoria da qualidade de vida dos diversos segmentos sociais, a partir de uma gestão democrática, participativa e territorializada (PDRS-Xingu, 2009). Nesse plano, a questão energética é parte integrante da diretriz de infraestrutura para o desenvolvimento regional, que prevê: ampliação da oferta e universalização do acesso à energia elétrica; implementação das medidas de conservação e uso racional de energia; incentivo e viabilização dos projetos para a utilização de fontes de energia limpas e renováveis e promoção do desenvolvimento do potencial hídrico, visando agregação da produção de energia de fonte renovável e seu uso sustentável.

3.5.1.4. Análise de conjunto de projetos hidrelétricos

Para a análise de conjunto de projetos, foram observadas as bacias, sub-bacias e os rios que apresentam grande concentração de usinas em operação e empreendimentos planejados, levando em conta a cronologia para a entrada em operação desses últimos, com a finalidade de observar as possíveis sinergias espaço-temporais do conjunto (ver Figura 8).

A proximidade cronológica na implantação dos projetos poderá resultar na ocorrência de efeitos sinérgicos, não somente durante a operação, mas desde a fase de construção, indicando a necessidade de realização de estudos socioambientais de forma integrada. A transformação do ambiente dos cursos d'água, a possibilidade de potencialização de conflitos sociais e as interferências nas estruturas sociais e produtivas locais, em razão do remanejamento de população, são algumas questões que devem ser estudadas integralmente.

A ocorrência de efeitos capazes de contribuir para o desenvolvimento regional e a promoção de outras potencialidades locais devem também ser analisadas de forma integrada, considerando a possibilidade de interação com os planos e projetos públicos e privados para a região. Deve ser observada a possibilidade de potencializar os benefícios decorrentes da implantação das usinas hidrelétricas, agregando-os a benefícios de outros programas e ações já implementadas em outros empreendimentos.

Ressalta-se que, em algumas áreas, existe a necessidade de articulações entre diferentes setores atuantes na bacia e as áreas de meio ambiente e de recursos hídricos, para melhor equacionar conflitos existentes e potenciais, como, por exemplo, em relação aos usos múltiplos da água.

Concretizadas as estimativas previstas, o parque hidrelétrico brasileiro (existente e planejado) contará com 229 usinas em 2017, totalizando 103.380,5 MW, localizadas principalmente nos subsistemas Sul e Sudeste/Centro-Oeste, iniciando a exploração de importantes sub-bacias da região Amazônica, como a do Madeira e consolidando a produção hidrelétrica da bacia do rio Tocantins.

Figura 8 – Sistema de geração hidrelétrica – existente e planejado



Fonte: EPE, 2008; ANEEL, 2007; IBGE, 2003; MMA, 2006.

Contribuem para esta análise de conjunto dos projetos hidrelétricos os estudos de Avaliação Ambiental Integrada (AAI), conduzidos pela EPE nos anos de 2006 e 2007, referenciados em [22] a [27]. Dos 71 aproveitamentos hidrelétricos contemplados pelo Plano, 37 (52%) estão situados em bacias hidrográficas que foram objeto de AAI, quais sejam:

- Paranaíba (9);
- Tocantins e seus formadores (9);
- Uruguai (8);

- Paraíba (5);
- Paraíba do Sul (4);
- Doce (2).

A seguir, é apresentada uma síntese das avaliações socioambientais realizadas para as bacias selecionadas.

As Avaliações Ambientais Integradas

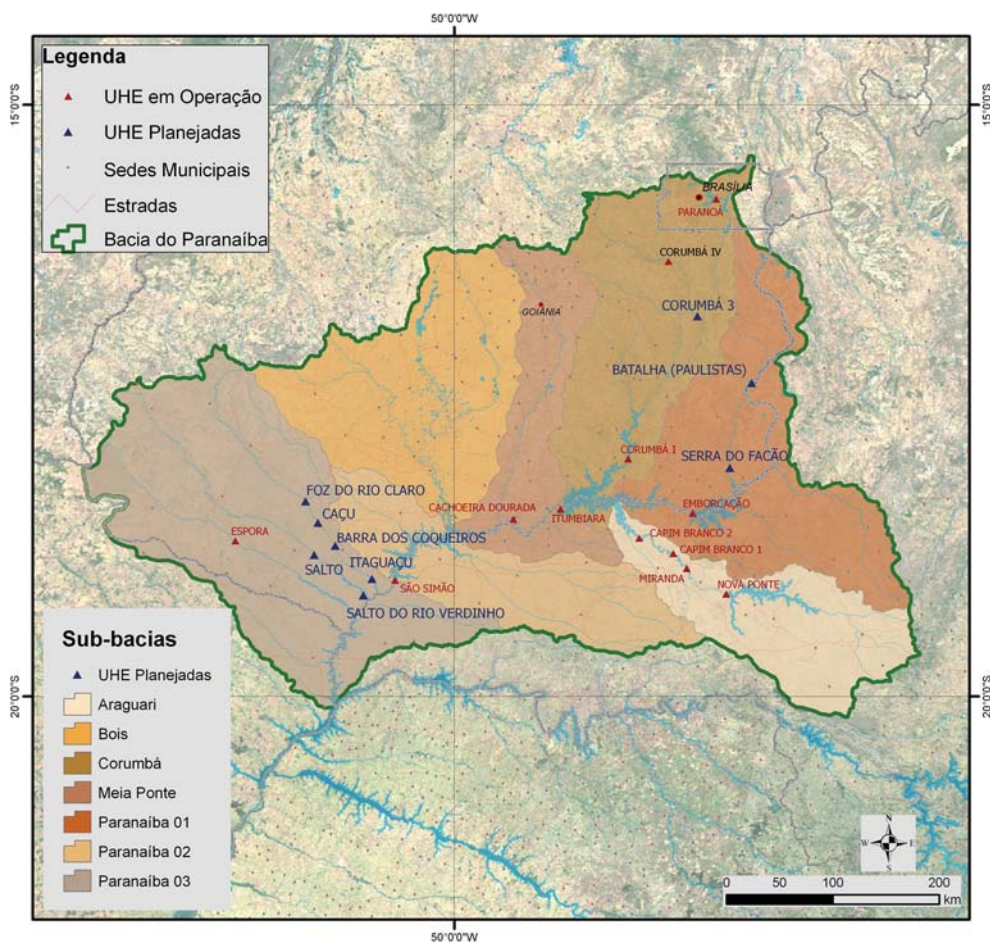
A realização dos estudos sobre Avaliação Ambiental Integrada de bacias hidrográficas teve como um de seus fatores motivadores a percepção pelos órgãos ambientais de uma lacuna representada pela falta de uma visão do conjunto de aproveitamentos hidrelétricos em uma mesma bacia. Por sua vez, o reconhecimento dessa lacuna pelo setor elétrico levou o MME a promover a realização de Avaliações Ambientais Integradas em bacias de seu interesse prioritário, por nelas incidirem numerosos estudos de aproveitamentos hidrelétricos previstos no planejamento de expansão da oferta de energia.

No âmbito do planejamento de médio e de longo prazo do Setor Elétrico, os estudos de AAI constituem uma linha de atuação estratégica, desenvolvida com vistas à viabilização dos empreendimentos, na medida em que esse instrumento técnico possibilita vislumbrar, de antemão, fatores que poderão constituir obstáculos significativos ou impeditivos à concretização de determinados aproveitamentos hidrelétricos. Por outro lado, permite associar a essa visão os aspectos de potencialidades socioeconômicas locais que, para além da energia elétrica fornecida, contribuem para a melhoria da qualidade de vida da população.

Os resultados dos estudos de AAI passam a portar graus de incerteza bem mais reduzidos em relação a viabilização dos aproveitamentos hidrelétricos, haja vista a consideração de indicadores e índices de sustentabilidade, bem como a avaliação dos efeitos sinérgicos e cumulativos que presidiram a avaliação e composição das alternativas de partição de quedas.

Os resultados das AAI, traduzidos em Diretrizes e Recomendações, constituem o instrumental técnico que deverá, inicialmente, subsidiar os processos de licenciamento de empreendimentos hidrelétricos podendo, inclusive, servir de subsídio ao licenciamento de outros projetos previstos para as bacias hidrográficas estudadas.

Figura 9 – Bacia Hidrográfica do Paranaíba



Fonte: EPE, 2008; IBGE, 2003; MMA, 2006.

Bacia do Paranaíba

A sub-bacia do rio Paranaíba apresenta o segundo maior potencial da região hidrográfica do rio Paraná. Dos 12.600 MW de potência total inventariados para a sub-bacia, cerca de 7.300 MW encontram-se em operação, dos quais aproximadamente 3.800 MW gerados por quatro hidrelétricas situadas no rio principal e 3.500 MW em dois de seus principais afluentes.

Estão previstos na bacia, a implantação de 9 novos empreendimentos no horizonte do Plano Decenal, que somam uma potência instalada de 912,8 MW. Os projetos são: Serra do Facão, Batalha, Corumbá III, Foz do Rio Claro, Itaguaçu, Caçu, Barra dos Coqueiros, Salto e Salto do Rio Verdinho.

Na AAI do Paranaíba, a bacia foi dividida em subáreas para caracterização e análise, dentre elas: Alto Paranaíba (onde se situam as UHEs de Serra do Facão e Batalha), Corumbá (onde se situa Corumbá III), e Sudoeste Goiano (que inclui, dentre outras, as seis usinas restantes do conjunto do Decenal).

A subárea do Alto Paranaíba apresenta sensibilidade à implantação de UHEs por ser uma região que combina a base agropecuária rural com a influência urbano-metropolitana das cidades do Triângulo Mineiro, configurando uma situação bastante consolidada de ordenamento territorial. Em contrapartida, o Sudoeste Goiano apresenta melhores condições para a implantação de um expressivo potencial hidráulico. Já na subárea de Corumbá, mais especificamente na área de influência de Corumbá III, foram identificados impactos de grande relevância nos ecossistemas terrestres.

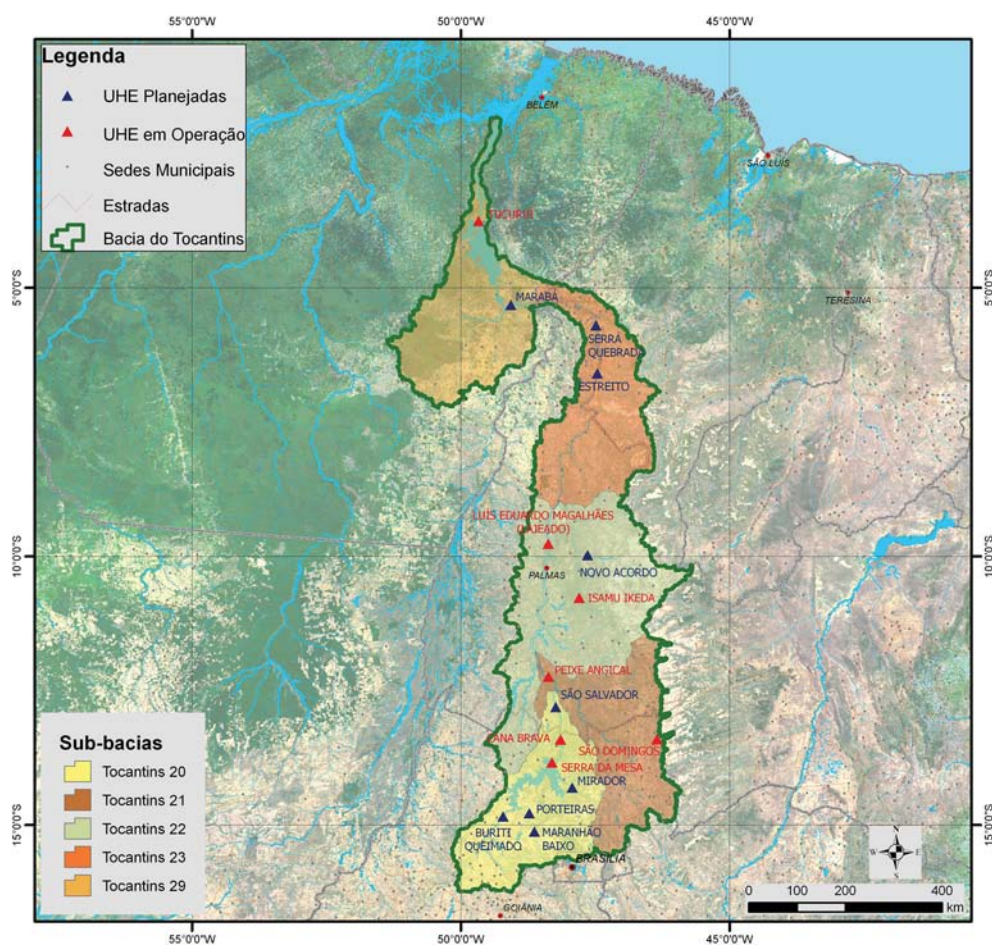
Estima-se 8.760 empregos diretos gerados com as construções desses 09 empreendimentos e uma compensação financeira acumulada de R\$ 116 milhões, para os municípios envolvidos, até o final do período. Em relação à população afetada aproximadamente 4.738 pessoas serão atingidas com a instalação desses empreendimentos.

A análise individual dos empreendimentos planejados foi realizada para oito dos 09 empreendimentos incluídos no Plano, já que não foram recebidas as informações para Salto. Dentre os oito projetos analisados, um foi considerado na categoria 3 (impacto muito significativo), quatro na categoria 2 (impactos significativos) e os três restantes na categoria 1 (impacto pouco significativo). Com relação aos níveis de ação, oito projetos estão classificados no nível de ação baixo e um (Itaguaçu) no nível intermediário.

Algumas das diretrizes e recomendações propostas no estudo da AAI poderão contribuir para a formulação das proposições dos níveis de ação, tais como:

- óncrementar e aperfeiçoar a articulação institucional entre os agentes do setor elétrico (públicos e privados) com os comitês de bacia e órgãos ambientais, com os objetivos de montar uma rede de observação dos recursos hídricos na bacia, apoiada em um banco de dados, e propor mecanismos de compensação ambiental em áreas que sejam estratégicas para a consolidação dos esforços de proteção dos recursos hídricos na bacia;
- ámpliar a rede de monitoramento hidrológico e qualidade da água, para permitir uma avaliação mais segura das disponibilidades hídricas, especialmente nas subáreas Corumbá e Alto Paranaíba;
- ópromover projetos e ações para ampliar a conectividade dos remanescentes vegetais da bacia, especialmente no sudeste de Goiás, bem como para incrementar a proteção de áreas com relevante interesse, em especial para conjuntos de lagoas marginais de importância para reprodução da ictiofauna;
- óonsultar as comunidades próximas aos empreendimentos e instituições organizadas, de forma a compatibilizar seus interesses com os programas e ações socioambientais propostos para os futuros empreendimentos;
- óplanejar e implantar o reflorestamento de margens e nascentes dos formadores, e a criação de unidades de conservação, principalmente na subárea do Alto Paranaíba, e em suas cabeceiras, de forma a reduzir o transporte de sedimentos e formação de processos erosivos.

Figura 10 – Bacia Hidrográfica do Tocantins



Fonte: EPE, 2008; IBGE, 2003; MMA, 2006.

Bacia do Tocantins

A bacia hidrográfica do Tocantins apresenta um potencial hidrelétrico total da ordem de 19.597 MW, sendo 18.954 MW de usinas hidrelétricas e 643 MW de pequenas centrais hidrelétricas. Na alternativa de referência do Plano Decenal, estão previstas 9 usinas hidrelétricas nessa bacia, com cerca de 5.411 MW. Esta situação sinaliza que, no horizonte do Plano Decenal, o potencial hidrelétrico inventariado existente ao longo do curso principal do rio Tocantins deverá estar plenamente explorado.

As usinas previstas no Plano situadas nessa bacia são: São Salvador, Maranhão Baixo, Buriti Queimado, Mirador, Estreito, Novo Acordo, Serra Quebrada, Porteiras e Marabá (parcialmente, pois parte deste projeto está localizada na bacia do Araguaia), situadas em diferentes subáreas delimitadas no estudo da AAI para análise e caracterização.

Como potencialidades da bacia, em todas as subáreas, destaca-se a dinamização da economia e a melhoria das condições de vida. Como efeito sinérgico sobressai o alto potencial de oportunidades de trabalho derivado da animação econômica. Estima-se gerar em torno de 34.811 empregos diretos na construção dessas 9 usinas e uma compensação financeira acumulada, para os municípios envolvidos, em torno de R\$ 190 milhões, até o final do período.

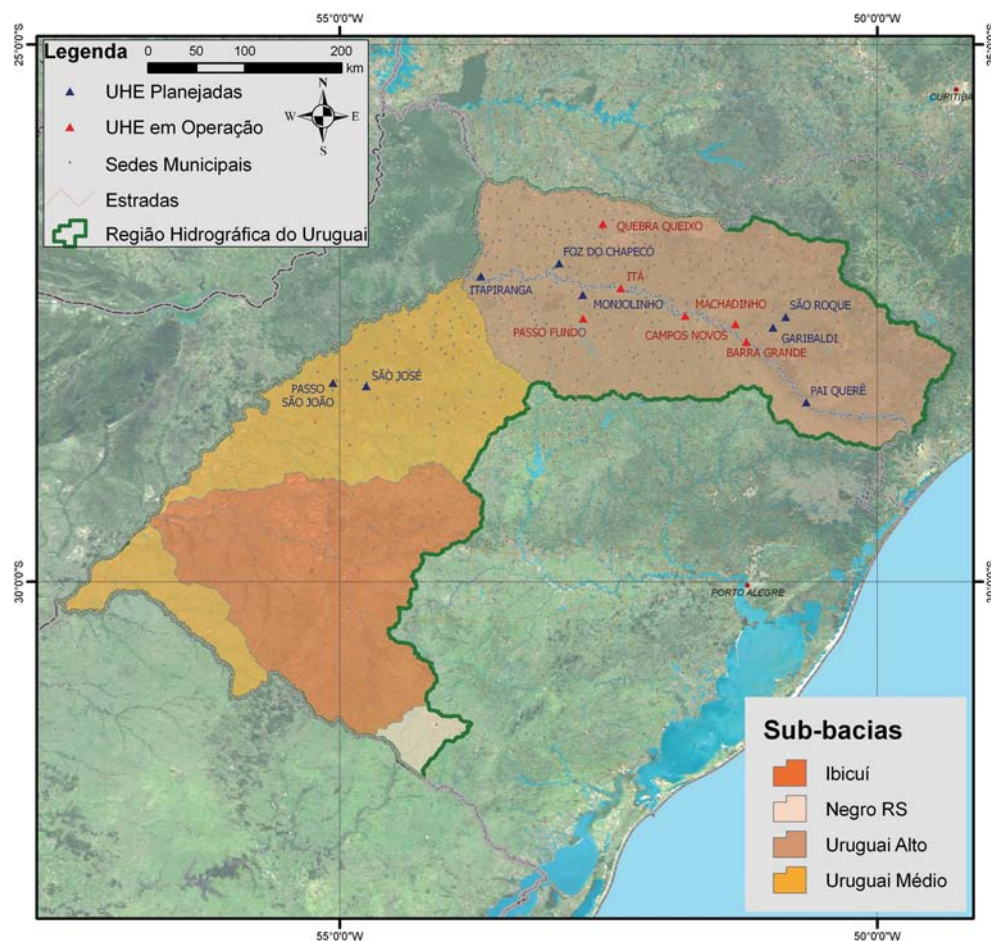
Quanto às fragilidades da bacia, em duas das seis subáreas (onde se situam entre outras, as usinas de São Salvador, Mirador, Buriti Queimado, Maranhão e Porteiras) foram constatadas áreas com alto potencial para conservação da biodiversidade e alta pressão antrópica sobre áreas de interesse conservacionista. A heterogeneidade da paisagem também é característica de destaque. Em mais duas subáreas (onde se situam entre outras, as usinas de Estreito e Novo Acordo), destaca-se a presença de sítios arqueológicos preservados e a existência de quilombolas e terras indígenas. Em relação à população afetada, aproximadamente 19.209 pessoas serão atingidas com a instalação desses empreendimentos.

A análise individual dos empreendimentos planejados foi realizada para seis desses 9 empreendimentos. Dentre os seis projetos analisados, três foram considerados na categoria 3 (impacto muito significativo), um na categoria 2 (impacto significativo) e outros dois na categoria 4 (impacto extremamente significativo). Com relação aos níveis de ação, três projetos estão classificados no nível de ação alto, um projeto classificado no nível de ação intermediário e dois no nível de ação baixo, estando duas dessas usinas em construção.

As diretrizes formuladas abrangem, de maneira geral, todos os subespaços da bacia. Entretanto, devido às suas peculiaridades, algumas das diretrizes foram propostas, para os seguintes empreendimentos:

- Para a UHE Marabá, os empreendedores devem avaliar a potencial interferência da usina na Terra Indígena Mãe Maria (onde residem 476 índios do grupo Gavião Parkatejê) e prever programa para reduzir a interferência nas relações socioculturais dessa população indígena;
- Para a UHE Serra Quebrada e UHE Estreito, os órgãos licenciadores e empreendedores devem avaliar a potencial interferência na Terra Indígena Apinayé (onde residem 1.525 indivíduos do grupo Apinayé), dado que a primeira usina inundaria parte da terra e a segunda poderá gerar impactos na qualidade da água, visto encontrar-se às margens do rio Tocantins. Devem também prever programa para reduzir a interferência nas relações socioculturais dessa população indígena.

Figura 11 – Bacia Hidrográfica do Uruguai



Fonte: EPE, 2008; IBGE, 2003; MMA, 2006.

Bacia do Rio Uruguai

A região hidrográfica do rio Uruguai apresenta um potencial hidrelétrico total da ordem de 9.000 MW, sendo 7.300 MW de usinas hidrelétricas com potência instalada acima de 30 MW, e 1.700 MW de pequenas centrais hidrelétricas. Do total de usinas com mais de 30 MW de capacidade instalada, 4.500 MW são de empreendimentos em operação, 1.350 MW de empreendimentos em fase de implantação e 1.450 MW são de usinas em planejamento. Os aproveitamentos hidrelétricos constantes do Plano Decenal estão localizados nas sub-bacias do Alto e Médio Uruguai. Estão previstos oito empreendimentos: Garibaldi, Itapiranga, São Roque e Pai Querê, em etapa de planejamento; Foz do Chapecó, Monjolinho, Passo de São João e São José, em etapa de construção. Estas usinas somarão 2.430 MW de potência instalada. Poderá haver simultaneidade de processos construtivos nas sub-bacias mencionadas.

Dentre as fragilidades da bacia destacam-se: alterações no regime fluvial na sub-bacia do Alto Uruguai, interferência nos aquíferos e na ictiofauna, alteração na qualidade da água e na flora ambiental marginal e aquática, supressão de vegetação, pressão antrópica sobre remanescentes florestais e fauna, interferência nos modos de vida e na organização e gestão territorial. Estima-se que, aproximadamente, 21.376 pessoas serão atingidas por estes sete empreendimentos.

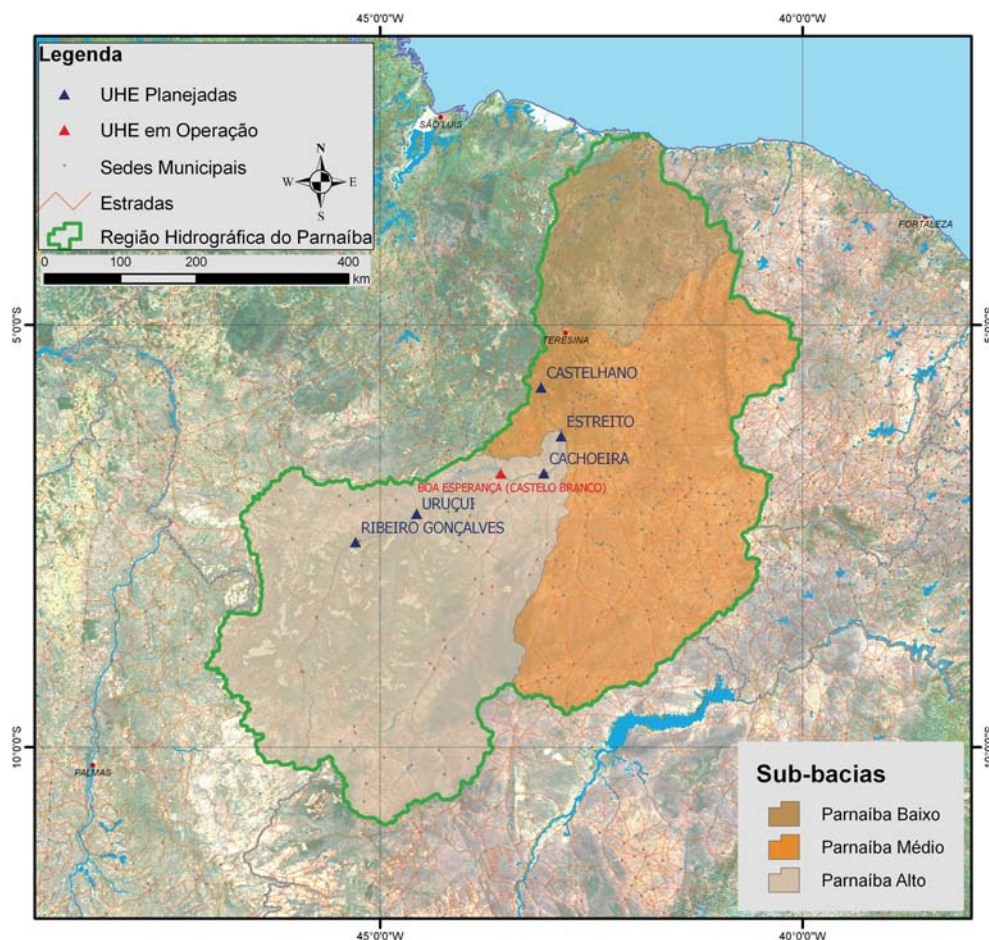
As possibilidades de desenvolvimento econômico, como a geração de empregos e impostos, e o controle de inundações são as potencialidades encontradas na bacia. Nesse sentido poderão ser gerados cerca de 10.750 empregos diretos na bacia. A compensação financeira acumulada no período está estimada em, aproximadamente, R\$ 169 milhões, para os municípios envolvidos.

Pela avaliação dos 8 projetos, verifica-se que um foi classificado na categoria 1 (impacto muito pouco significativo), cinco na categoria 2 (impacto significativo) e dois estão na categoria 3 (impacto muito significativo). No caso dos projetos na categoria 3, o resultado deve-se à dimensão social, pois ambos estão localizados próximos a Terras Indígenas e apresentam necessidade de remanejamento de população rural.

Como resultado da AAI da bacia hidrográfica do rio Uruguai foram estabelecidas diretrizes para a atuação do setor energético e recomendações para aprimoramento da gestão socioambiental, cuja adoção é pertinente a todos os subespaços da bacia. Dentre elas destacam-se:

- realizar o mapeamento detalhado na bacia dos diferentes ambientes marginais rochosos e não-rochosos, ambientes lóticos e lênticos, e campos alagados;
- divulgar, por meio de programas de educação ambiental, a importância de banhados e áreas úmidas para a conservação da fauna nativa, bem como os que visam minimizar os efeitos da caça e captura ilegal;
- realizar investigações sobre a evolução do processo de substituição de agrupamentos vegetais em cada ambiente aquático, e para cada forma de vida (livres, flutuantes e enraizadas);
- como na bacia do Uruguai, são intensos os movimentos sociais contra barragens, formular estratégias específicas para o melhor equacionamento de tais questões.

Figura 12 – Bacia Hidrográfica do Parnaíba



Fonte: EPE, 2008; IBGE, 2003; MMA, 2006.

Bacia do Parnaíba

Nesta bacia hidrográfica, encontra-se em operação a UHE de Boa Esperança, situada no Alto Parnaíba, com potência instalada de 237,3 MW. No Plano Decenal, está prevista a construção de cinco UHEs, que perfazem um total de 430 MW de potência instalada, distribuídos entre os seguintes empreendimentos: Ribeiro Gonçalves (113 MW), Uruçuí (134 MW), Cachoeira (63 MW), Estreito (56 MW) e Castelhana (94 MW).

Pelos resultados da avaliação individual, três projetos localizados nessa bacia inserem-se na categoria 1 (impacto pouco significativo), um na categoria 2 (impacto significativo) e um na categoria 3 (impacto muito significativo). Nesse sentido, as principais cumulatividades e sinergias previstas são aquelas relativas à mudança do ambiente fluvial numa grande extensão, que poderá trazer conseqüências 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. Deverão ser gerados cerca de 8.722 empregos e uma compensação financeira acumulada no ciclo de, aproximadamente, R\$ 27 milhões, para os municípios envolvidos. Por outro lado, o significativo contingente populacional a ser atingido pelos projetos de Ribeiro Gonçalves e Uruçuí irá requerer estratégias integradas e definidas regionalmente. Estima-se, preliminarmente, que os empreendimentos previstos para a bacia atinjam, aproximadamente, 12.080 pessoas.

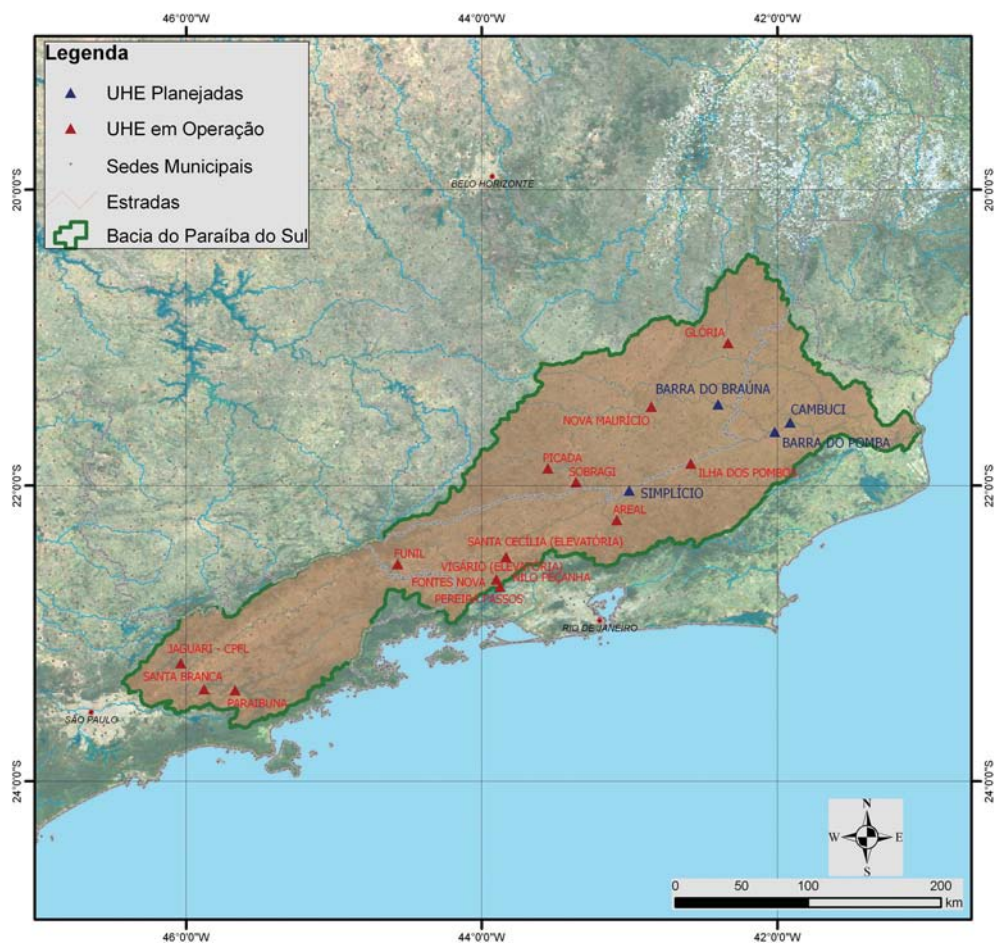
A realização da Avaliação Ambiental Integrada - AAI da bacia do rio Parnaíba permitiu identificar que as principais questões referentes ao conjunto da bacia estão relacionadas aos seguintes aspectos: impactos sobre

a fauna aquática e a atividade pesqueira; a navegabilidade do rio Paraíba; alterações no regime hidrológico; a revitalização do rio, além das possíveis interferências no Delta do rio Paraíba.

Como resultado da AAI, foram estabelecidas diretrizes para a atuação do setor energético e recomendações para aprimoramento da gestão socioambiental da bacia destacando-se:

- àmplantar uma rede de amostragem de qualidade da água na bacia;
- àmplantar uma rede de estações sedimentométricas;
- àelaborar levantamentos e estudos para caracterização da diversidade ictiofaunística da bacia, dos movimentos migratórios de peixes e monitoramento dos ambientes ribeirinhos;
- àncorporar nos Planos Diretores Municipais ações estratégicas para solucionar as questões inerentes à implantação dos empreendimentos;
- àpoiar ações para implantação dos Comitês de Bacia;
- àdesenvolver estudos complementares sobre a dinâmica de sedimentos no rio Paraíba e em seu Delta.

Figura 13 – Bacia Hidrográfica do Paraíba do Sul



Fonte: EPE, 2008; IBGE, 2003; MMA, 2006.

Bacia do Paraíba do Sul

Dentre os aproveitamentos hidrelétricos em operação nessa bacia hidrográfica, com mais de 30 MW, totalizando 405 MW de potência instalada, destacam-se a UHE Funil (222 MW) de Furnas, no município de Resende (RJ), e a UHE Ilha dos Pombos (183 MW), da Light, localizada entre os municípios de Carmo (RJ) e Volta Grande (MG).

Constam do Plano Decenal quatro empreendimentos com mais de 30 MW, resultando em um acréscimo no potencial de geração da ordem de 474,7 MW. Dos empreendimentos previstos, Barra do Braúna está no rio Pomba e os outros três estão no rio Paraíba do Sul (Simplicio Barra do Pomba e Cambuci), situados nos trechos correspondentes ao médio vale inferior e baixo vale.

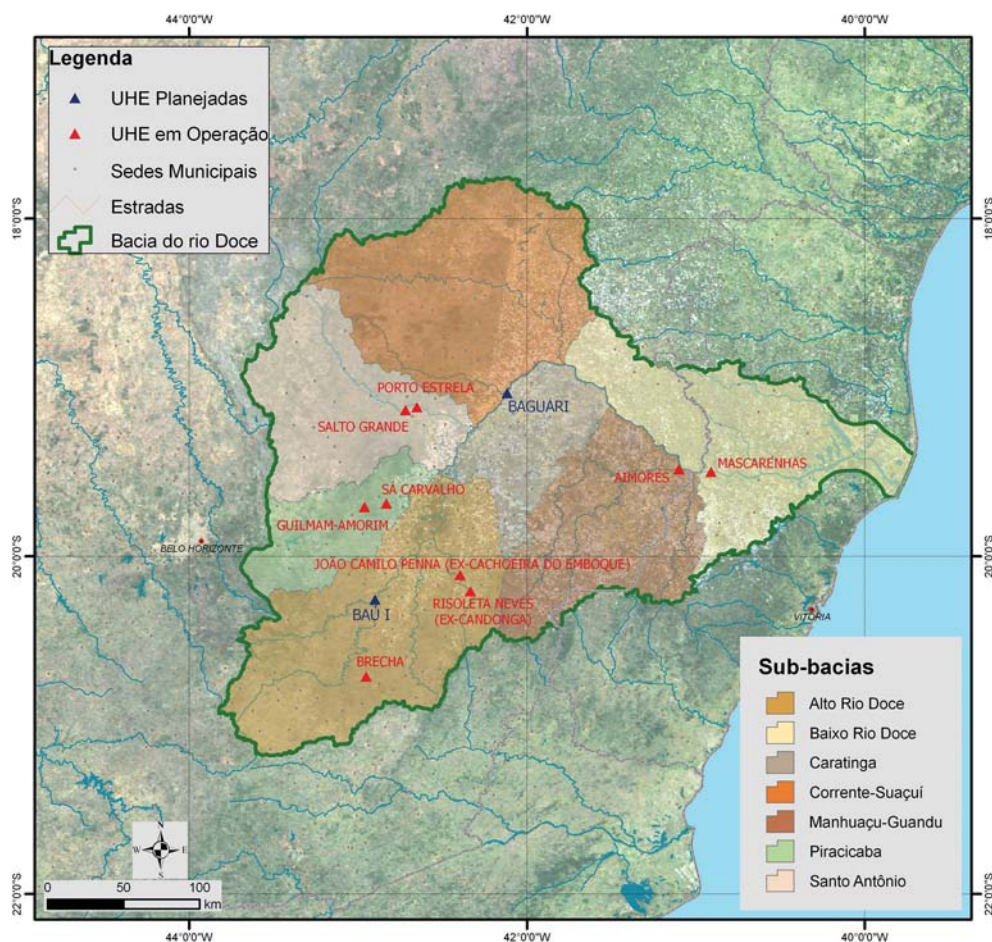
Dentre os quatro aproveitamentos planejados, dois são classificados como de impacto pouco significativo (categoria 1) e dois de impacto significativo (categoria 2). Dois projetos são classificados com nível de ação baixo, um de nível intermediário e um como especial (AHE Cambuci), visto que deve participar dos leilões de 2009 ou 2010.

Os resultados da Avaliação Ambiental Integrada da bacia do rio Paraíba do Sul, apontam que as maiores sinergias devem ocorrer na dimensão físico-biótica. Em termos de contribuição das potencialidades socioeconômicas locais estima-se a geração de 4.450 empregos decorrentes da implantação das usinas e uma compensação financeira acumulada de R\$ 53 milhões, até o final do período, para os municípios envolvidos.

Considerando a preocupação com a recuperação das condições ambientais da bacia, em virtude da grande pressão sobre os recursos hídricos, foram estabelecidas diretrizes para a atuação do setor energético e recomendações para aprimoramento da gestão da bacia, dentre as quais destacam-se:

- promover o adensamento da rede de monitoramento da qualidade da água;
- incentivar a criação de unidades de conservação, buscando consolidar a formação de corredores da Mata Atlântica;
- priorizar a celebração de acordos coletivos com a população atingida pelos empreendimentos para garantir as indenizações e reassentamentos, tornando possível a recomposição das suas condições de produção e subsistência;
- realizar acordos para o compartilhamento do uso dos recursos hídricos, de forma a garantir a preservação do meio ambiente, a operação segura das usinas e o atendimento às demandas da população;
- acelerar a implementação do Plano Diretor de Recursos Hídricos da Bacia do Paraíba do Sul;
- criar mecanismos de controle da ocupação das margens e calhas do rio, e a proteção das lagoas marginais relevantes para a reprodução da ictiofauna;
- construir sistemas de tratamento de efluentes domésticos e industriais; o reflorestamento das margens e nascentes do rio e o monitoramento sistemático de sedimentos.

Figura 14 – Bacia Hidrográfica do Doce



Fonte: EPE, 2008; IBGE, 2003; MMA, 2006.

Bacia do Doce

A bacia do rio Doce conta atualmente com sete empreendimentos hidrelétricos em operação, com potência superior a 30 MW. Dentre esses empreendimentos destaca-se a UHE de Aimorés, no rio Doce, com potência de 330 MW. Com exceção de Sá Carvalho, no rio Piracicaba, que conta com uma potência de 78 MW, os cinco empreendimentos restantes oscilam entre 102 MW e 140 MW de potência, totalizando 1.032 MW. O total de potencial inventariado em UHE para a bacia é de 1.410 MW, divididos entre 10 empreendimentos.

Para o horizonte 2008-2017, está previsto um aumento de aproximadamente 250 MW, a ser alcançado com a entrada em operação da usina de Baguari e Baú I. Ambas foram indicadas como projetos com níveis de ação baixo e classificadas na categoria 1 – impacto pouco significativo.

A UHE Baguari, situada na subárea do Médio Doce, apresenta pouca sensibilidade ambiental, pois essa subárea concentra somente 2% do total de unidades de conservação da bacia do rio Doce e um baixo percentual de cobertura vegetal nativa. Já a UHE Baú I situa-se na subárea do Alto Doce que apresenta maior sensibilidade nas cabeceiras de alguns rios, pela presença de importantes unidades de conservação. Estima-se que a população atingida para os projetos seja de 1.052 pessoas. Em termos de contribuição ao desenvolvimento, estima-se a geração de 3.000 empregos e uma compensação financeira acumulada no período, em torno de R\$ 30 milhões, para os municípios envolvidos.

As principais diretrizes e recomendações para a bacia são:

- adensar a rede integrada de postos hidrometeorológicos e de qualidade da água;
- consolidar e complementar as informações existentes sobre a ictiofauna local;
- elaborar programa de conservação de espécies ameaçadas e ações de controle e erradicação de espécies exóticas;

- promover ações visando à ampliação de áreas ambientalmente protegidas (consolidando a criação de corredores ecológicos entre os remanescentes de mata atlântica da bacia);
- aprofundar estudos que permitam a formulação de um código de procedimentos para remanejamento populacional, servindo de referência para todos os empreendimentos da bacia;
- elaborar planos diretores municipais para o ordenamento territorial e ocupação de áreas ribeirinhas;
- repor a cobertura florestal, principalmente a vegetação ciliar, reduzindo a perda de solos que se reflete no assoreamento dos reservatórios.

Tabela 22 – Principais indicadores das AAIs

	Bacia do Paranaíba	Bacia do Tocantins	Bacia do Uruguai	Bacia do Parnaíba	Bacia do Paraíba do Sul	Bacia do Doce
Nº de empreendimentos	9	9	8	5	4	2
Potência a ser instalada (MW)	912,80	5.411,30	2.430,90	430,00	474,70	250,00
Potência existente (MW)	7.300	11.489	4.500	237	1.280	1.032
Área alagada (km²)	619,40	2.523,81	388,61	706,00	43,91	26,07
Índice área alagada /potência instalada (km²/MW)	0,68	0,47	0,16	1,64	0,09	0,10
População afetada (habitantes)	4.738	19.209*1	21.376	12.080	2.311*2	1.052
Índice população afetada/potência gerada (hab/MW)	4,7	3,5	8,8	28,1	4,9	4,2
Empregos gerados	8.760	34.811	10.750	8.722	4.450	3.000
Compensação financeira para os municípios em 2017 (R\$)	16.623.950,1	53.088.870,0	31.825.130,8	7.831.177,2	8.645.255,4	4.553.010,00
Compensação financeira acumulada nos municípios 2008/2017 (R\$)	116.758.461,2	190.476.238,6	169.683.183,3	27.940.263,1	53.177.615,0	30.265.112,4

*1 sem informação para 5 empreendimentos, *2 sem informação para 1 empreendimento.

A Tabela 22 resume os principais indicadores das AAIs. Nela, destaca-se a bacia do Tocantins pelos maiores valores de potência instalada, área alagada e empregos gerados. Entretanto no índice área alagada por potência instalada, duas bacias apresentam índices maiores do que ela: as bacias do Paranaíba e Parnaíba. No que se refere a população afetada destaca-se a bacia do Uruguai, ficando a bacia do Tocantins com o segundo maior valor (sem obtenção de informação para cinco projetos). Através do índice população afetada por potência instalada observa-se que todas as bacias apresentam um índice maior que a do Tocantins. Em relação a compensação financeira acumulada nos municípios mais uma vez merece destaque a bacia do Tocantins. A bacia do Uruguai também merece destaque e o valor da compensação justifica-se principalmente devido a maioria dos projetos da bacia estarem previstos para o início do horizonte decenal.

3.5.2. Síntese das Análises dos Empreendimentos de Geração Termelétrica

O universo total de empreendimentos termelétricos trabalhados foi de 89 projetos definidos e 1 projeto indicativo, totalizando 16.454,5 MW. Este universo analisado é apresentado na Tabela 23.

Tabela 23 - Conjunto de Projetos Termelétricos Planejados

Fonte	MW	Nº de projetos
Biocombustíveis	1.203	28
Carvão	1.760	4
Gás natural	2.577	9
Gás de processo	490	1
Diesel	668,8	6
Óleo combustível	7.505,7	40
Urânio	1.350	1
Projeto Indicativo	900	1
Total	16.454,5	90

3.5.2.1. Análise das térmicas definidas

Avaliação Processual

A Tabela 24, a seguir, indica os parâmetros de referência que balizaram a análise processual dos projetos termelétricos definidos.

Tabela 24 - Usinas Termelétricas – Avaliação de prazos (em meses)						
Fontes	EIA	LP	PBA	LI	Construção	Total
Biomassa	9	6	6	3	14	38
Gás natural	12	9	7	4	18	50
Óleo combustível e diesel	14	12	8	8	26	68
Carvão	14	12	8	8	26	68
Urânio	12	12	6	4	72	106

Fonte: 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. EPE, 2006.

Como resultado das análises, os projetos foram classificados em três categorias:

- **Compatíveis** - projetos cujas etapas de desenvolvimento e processos de licenciamento e de obtenção de outorgas ou autorizações estão compatíveis com a data prevista pelo Plano para entrada em operação;
- **Potencial de pequeno atraso** - projetos cujas etapas de desenvolvimento estão atrasadas, ou cujo processo de licenciamento está atrasado e, por isso, estão defasados de três a 12 meses em relação às datas previstas para entrada em operação.
- **Potencial de atraso** - projetos cujas etapas de desenvolvimento estão atrasadas, ou cujo processo de licenciamento está atrasado e, por isso, estão defasados em mais de 12 meses em relação às datas previstas para entrada em operação.

Para os empreendimentos que se encontram em construção ou que já dispunham de contrato de concessão, foram adotados como referência básica as informações produzidas pelo DMSE/MME. Para os demais projetos foram adotados como referência as informações produzidas pela ANEEL e as informações do Processo de Habilitação Técnica nos Leilões de Energia 2008. Todos os projetos definidos presumivelmente já possuem a Licença Prévia (LP) e os projetos em construção já dispõem de Licença de Instalação (LI). Os empreendimentos em operação (obtidos em: www.aneel.gov.br/Banco de Informacoes de Geração) foram considerados compatíveis com os prazos do Plano.

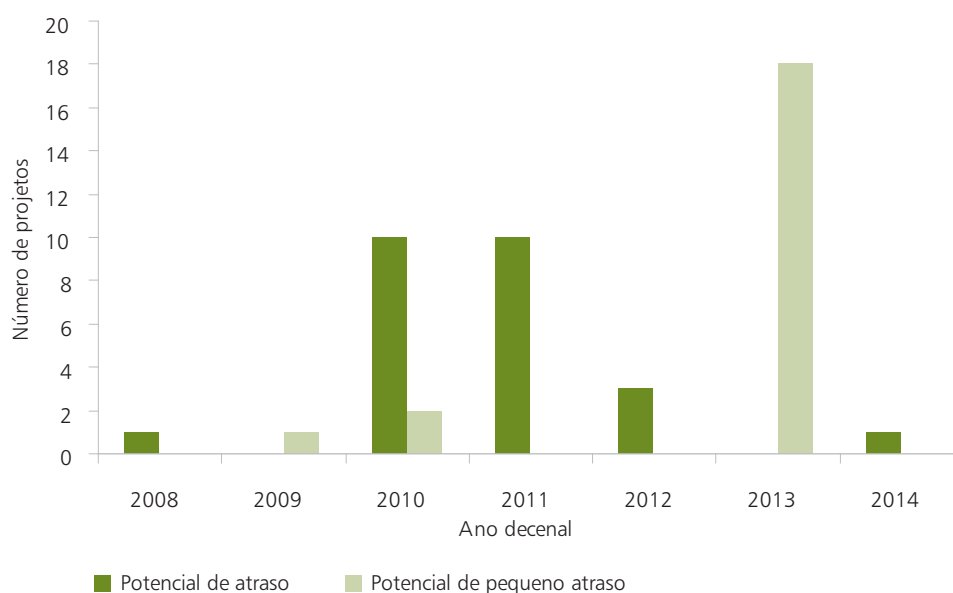
Estabeleceu-se outubro de 2008 como data de fechamento da avaliação processual. Dessa forma, oito projetos já estão em operação e dos 89 projetos definidos, 28,1 % estão com Potencial de atraso, como demonstra a Tabela 25 abaixo.

Tabela 25 – Geração Termelétrica – Resumo da Avaliação Processual				
Etapa	Compatível	Potencial de pequeno atraso	Potencial de atraso	Total
Operação	8			8
Construção	29	1	1	31
Projeto Básico	6	20	24	50
Total geral	43	21	25	89

Os projetos com potencial de atraso estão em média 28 meses atrasados, tendo variado entre 14 meses (dois projetos) e 41 meses (oito projetos).

Em relação ao ano de entrada previsto no Plano Decenal, os projetos com potencial de atraso estão previstos, principalmente, para os anos 2010 e 2011, enquanto os projetos com potencial de pequeno atraso estão concentrados, predominantemente, em 2013, como demonstra o Gráfico 13. Isto demonstra que, se as ações necessárias para recuperar os prazos ou evitar maiores atrasos forem tomadas (ver item Atribuição dos níveis de ação para os projetos de geração termelétrica), o potencial energético previsto para o decênio deverá ser cumprido.

Gráfico 13 – Número de projetos com potencial de atraso ou pequeno atraso previstos para cada ano do decênio



Em relação ao combustível utilizado, o conjunto de projetos a óleo combustível é o que apresenta maior número de projetos com potencial de atraso (45 %), como apresentado na Tabela 26.

Tabela 26 – Número de projetos definidos em cada categoria na avaliação processual, por combustível

Avaliação processual	Biocombustível	Carvão	Gás natural	Gás de processo	Óleo	Óleo diesel	Urânio	Total
Compatível	23	2	7	1	5	5		43
Potencial de pequeno atraso	3	1			17			21
Potencial de atraso	2	1	2		18	1	1	25
Total	28	4	9	1	40	6	1	89

3.5.2.2. Análise das térmicas indicativas

Durante o ano de 2007, foi desenvolvida uma metodologia de macrolocalização dos projetos termelétricos indicativos e no ano de 2008, foram realizados exercícios para testá-la, utilizando conjuntos de projetos incluídos em um caso elaborado para estudo do PDE, como descrito em Nota Técnica específica [11]. Os mapas de macrolocalização de UTE indicativas devem ser elaborados tomando-se como informação básica o subsistema e a fonte de combustível para cada projeto indicativo, informações que determinam os indicadores de atração e restrição das UTEs e seus critérios de aplicação. Para esse ciclo de planejamento, apesar da informação do subsistema ter sido determinada para o projeto indicativo, a fonte de combustível não foi estabelecida.

3.5.2.3. Atribuição dos níveis de ação para os projetos de geração termelétrica

Os níveis de ação para as termelétricas apresentam recomendações para os projetos situados nas três categorias em que foram classificados, quais sejam: compatíveis, com potencial de pequeno atraso, com potencial de atraso e indicativos, conforme descrição abaixo:

- Nível de ação baixo - projetos compatíveis com a previsão de entrada no Plano. Os concessionários devem manter constante interação com órgãos ambientais e promover a qualidade na elaboração de estudos e programas socioambientais;

- **Nível de ação intermediário** – projetos com potencial de pequeno atraso, para os quais dentre as ações previstas estão: monitorar e orientar, por meio do acompanhamento, a evolução dos estudos ambientais; manter constante interação com os órgãos ambientais;
- **Nível de ação alto** – projetos com potencial de atraso, para os quais é indispensável a realização de gestões permanentes junto aos órgãos de licenciamento ambiental e às Secretarias Estaduais de Meio Ambiente. Além disso, é recomendável a interlocução freqüente com representantes das comunidades regionais e órgãos governamentais e não governamentais.
- **Nível de ação especial** – para o projeto indicativo e para as fontes alternativas, caso incluam termelétricas, sugere-se utilizar a análise de macrolocalização, além de informações adicionais que se fizerem disponíveis, para indicar os locais preferenciais para a instalação das usinas. Essa sugestão não exige dos futuros empreendedores a adoção de medidas de gestão ambiental, para controlar e mitigar possíveis impactos ambientais.

Nível de ação baixo

Neste nível de ação, são considerados os projetos compatíveis com a data prevista de entrada em operação. Situam-se neste nível 43 projetos, estando 8 em operação, 29 em construção e 6 em projeto básico. Desse conjunto, 23 projetos tem biocombustível como fonte, 5 projetos são a óleo combustível, 2 a carvão mineral, 1 a gás de processo, 7 a gás natural e 5 a óleo diesel.

As ações para assegurar a compatibilidade desses projetos com as datas previstas de entrada em operação são de responsabilidade dos próprios concessionários, devendo ser acompanhadas pelo DMSE/ MME.

Para esse conjunto de projetos os concessionários devem:

- **Adotar** condutas para manter o melhor relacionamento com as comunidades e entidades locais envolvidas com o empreendimento;
- **Manter** a qualidade na implementação dos programas e ações socioambientais;
- **Interagir** com órgãos ambientais visando obter as licenças necessárias (LI, referente aos projetos em etapa de Projeto Básico e LO, para os projetos em Construção).

Nível de ação intermediário

No Nível de Ação Intermediário, são considerados os projetos com potencial de pequeno atraso (atraso entre 90 e 365 dias). Situam-se neste nível 21 projetos, sendo que 20 estão em projeto básico e um em construção (ampliação).

Neste nível, cabem às concessionárias medidas e ações para recuperar os atrasos identificados em cada projeto de modo a assegurar suas respectivas entradas em operação nas datas previstas, devendo também ser acompanhadas pelo DMSE/MME. Dentre as iniciativas a serem tomadas, destacam-se:

- **Agilizar** a implementação dos programas e ações socioambientais, ajustando-os ao cronograma de obras de forma a garantir a LI e a LO nos limites do prazo estabelecido;
- **Atender** às condicionantes e outras exigências apresentadas pelos órgãos de licenciamento ambiental, por meio de ajustes nos programas e ações socioambientais apresentadas no Plano Básico Ambiental (PBA);
- **Adotar** condutas para manter o melhor relacionamento com as comunidades e entidades locais envolvidas com o empreendimento.

Nível de ação alto

Como indicado no Anexo II, 25 projetos termelétricos enquadram-se no Nível de Ação Alto e destes, 24 encontram-se em projeto básico e um em construção. Ressalta-se que esse projeto em construção que apresenta Potencial de atraso (UTE Boa Vista) já disponibiliza 40 MW para o SIN, ou seja, está em operação. Os demais 40 MW estão previstos para serem disponibilizados ao SIN a partir de maio de 2010.

Tendo em vista a inexistência de informações mais precisas sobre a obtenção ou requerimento das licenças de instalação desses projetos, recomenda-se aos concessionários:

- explicitar a situação dos processos de licenciamento ambiental de cada um dos projetos, com a indicação das pendências e obstáculos que ocasionaram os atrasos incorridos, além de propostas para sua recuperação, por meio da agilização dos estudos socioambientais e do pronto atendimento a condicionantes apresentados pelos órgãos de licenciamento;
- apresentar e discutir as respectivas situações no âmbito do DMSE/MME e da ANEEL e solicitar apoio para a realização de gestões junto às Secretarias Estaduais de Meio Ambiente e aos órgãos de licenciamento ambiental;
- promover interlocuções frequentes com as comunidades locais/regionais e órgãos não governamentais de forma a equacionar e esclarecer questões existentes.

Ao MME caberá monitorar e orientar a atuação dos concessionários.

Atenção especial deve ser conferida à usina nuclear de Angra III, situada neste nível de ação, cuja decisão sobre sua construção está embasada na RES CNPE 03 de 2007. Neste sentido, caberá ao MME, ANEEL e à Eletro nuclear, em conjunto com a CNEN e o IBAMA, preparar as bases institucional e técnica no âmbito das quais o licenciamento ambiental terá continuidade.

Nível de ação especial

O Nível de Ação Especial para as termelétricas é orientado para os projetos indicativos. Neste ciclo de planejamento está programado apenas um bloco de energia para o subsistema sul, entrando na segunda metade do horizonte decenal.

Os resultados da análise de macrolocalização constantes da Nota técnica específica [11] sinalizaram para a necessidade de maior aprofundamento dos dados e informações referentes à construção de indicadores de atração e restrição que orientaram os estudos. Embora, num primeiro momento, essa análise tenha subsidiado o delineamento de áreas preferenciais para a localização de futuros projetos termelétricos, a EPE deverá elaborar estudos para a obtenção de uma visão integrada de conjuntos de projetos por subsistema, que representem um cenário mais próximo da realidade dos subsistemas, nos quais várias fontes de combustível coexistem. As informações contidas nesses estudos poderão subsidiar decisões sobre o uso das fontes de geração e a participação de cada uma nos blocos de energia. Da mesma forma, serão atualizadas as bases de informação (MMA, INCRA, FUNAI, ANA, etc) que compõem as condições socioambientais que subsidiarão tais decisões.

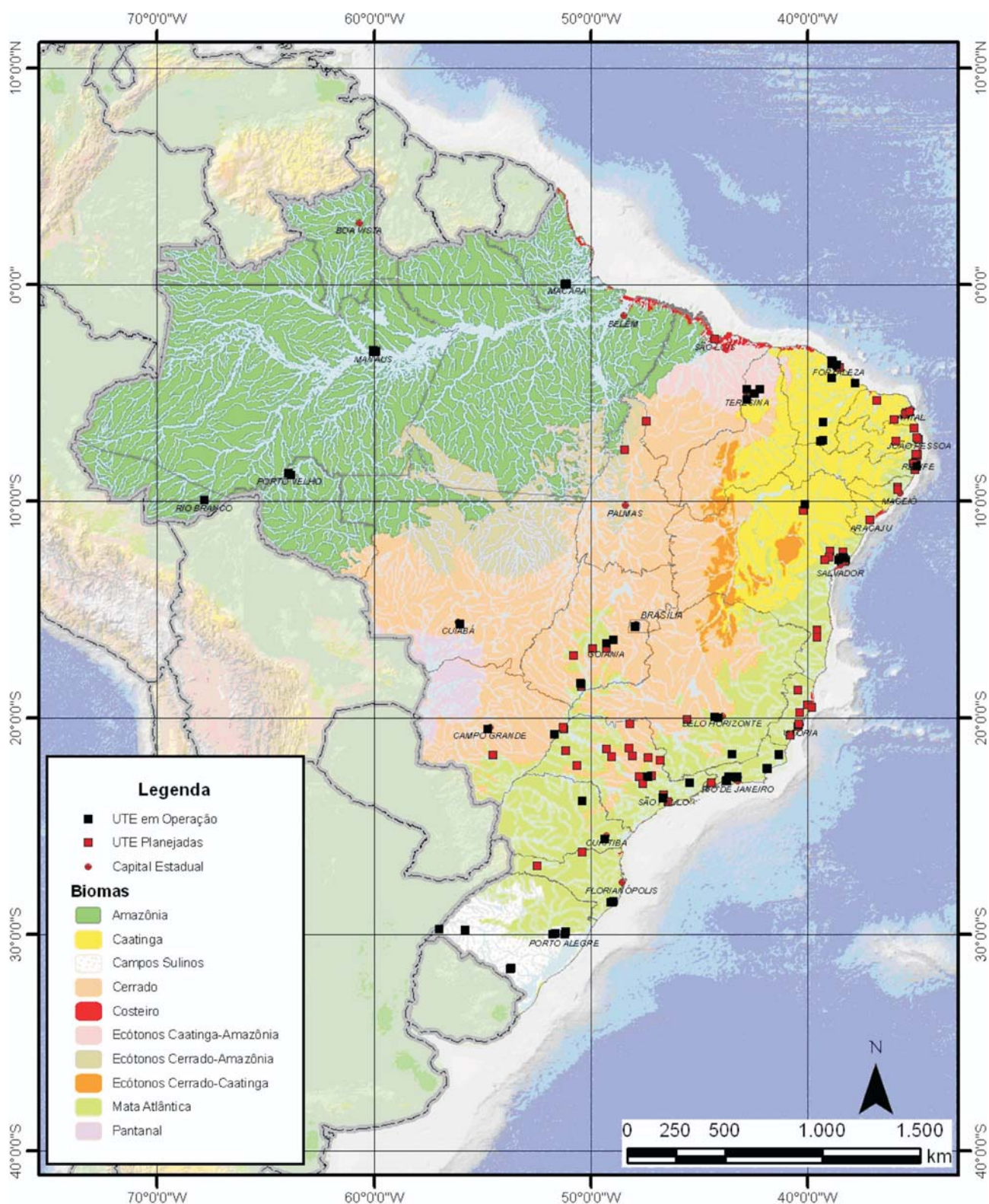
Por esta razão caberá à EPE:

- aprofundar e detalhar a metodologia adotada para os estudos de macrolocalização;
- elaborar os estudos de macrolocalização por subsistema, buscando construir uma base de dados que contenha informações suficientes para a caracterização socioambiental das regiões indicadas no PDE para a localização dos módulos indicativos, que indicará as áreas mais ou menos favoráveis e as condições requeridas para a implantação dos empreendimentos;
- estabelecer uma tipologia de usinas termelétricas, segundo a fonte de geração, a tecnologia a ser utilizada, o porte (MW) e o custo socioambiental dos empreendimentos-tipo;
- construir indicadores de impactos e ampliar os elementos de análise incluindo as condições atmosféricas de micro bacias de dissipação e a disponibilidade de recursos hídricos, entre outros;
- buscar a colaboração de órgãos estaduais de meio ambiente e centros de estudos e pesquisa que tratam deste tema;
- obter junto aos órgãos estaduais de meio ambiente orientações para a elaboração dos estudos ambientais que subsidiarão os processos de licenciamento para cada tipo de projeto.

3.5.2.4 Análise de conjunto das térmicas

As emissões de GEE foram calculadas segundo metodologia do IPCC [33] e explicado em Nota Técnica específica [11]. Nota-se na Figura 15, que as térmicas planejadas aumentarão a oferta de energia em todos os subsistemas, e que o subsistema SE-CO concentrará o maior número de usinas.

Figura 15 – Distribuição espacial das térmicas existentes e planejadas (definidas)

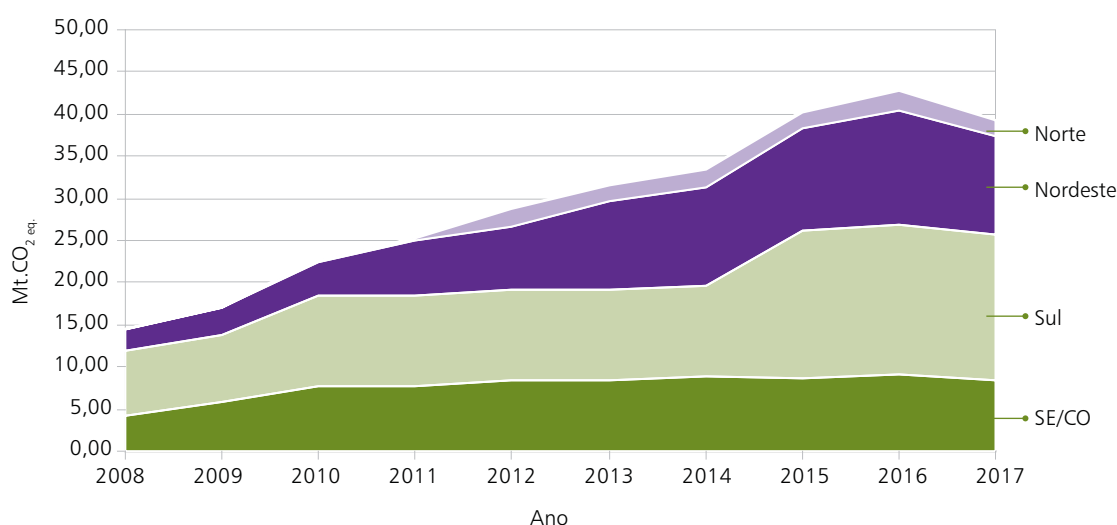


Fonte: EPE, 2008; ANEEL, 2007; IBGE, 2003; MMA, 2006.

As emissões de gases de efeito estufa estimadas, oriundas das termelétricas, alcançam um patamar de 39,3 Mt de CO₂ equivalente em 2017, ou seja, um aumento de cerca de 172% em relação ao valor das emissões estimadas para 2008 (14,43 Mt de CO₂ equivalente), conforme ilustrado no Gráfico 14.

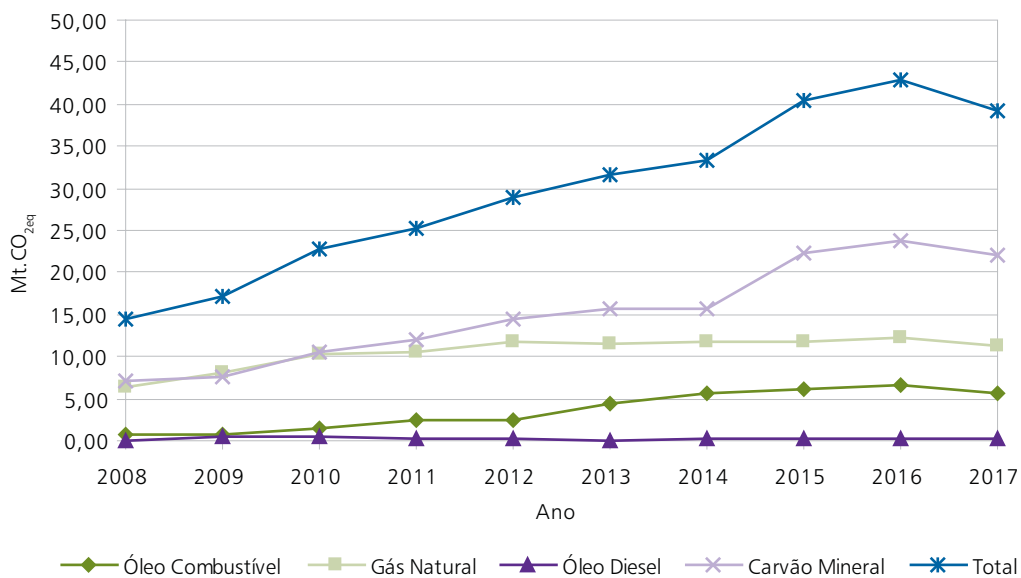
Pode ser observado um significativo aumento das emissões, praticamente em todos os subsistemas, com a entrada em operação, ao longo do decênio, de térmicas movidas a óleo combustível, carvão, diesel e gás natural. Destaca-se a Região Nordeste, que, já em 2011, apresentará a maior capacidade instalada de termelétricas, principalmente a óleo combustível, tornando-se, em 2013, a região com maior participação no volume de emissões de GEE oriundas de termelétricas ligadas ao SIN. Apesar da maior capacidade instalada de termelétricas na região Nordeste, espera-se que, em 2015, haja um aumento significativo da geração de energia termelétrica na Região Sul do país, que fechará o decênio 2008-2017 como a região com maior participação no volume de emissões de GEE, da ordem de 17,44 Mt. CO₂ eq.

Gráfico 14 – Emissões (máximas) de CO₂ equivalente (Mt) por Subsistema



Os resultados demonstram dois momentos importantes de crescimento da geração termelétrica, um no período 2010-2014, quando crescerá a geração termelétrica na região Nordeste, e outro no período 2014-2016, quando se estima um crescimento significativo da geração termelétrica na região Sul. Ressalta-se que, na região Nordeste, espera-se crescimento da geração a partir de óleo combustível e carvão mineral. Já na região Sul, o referido aumento da geração termelétrica terá como combustível o carvão mineral. Vale ressaltar que como há um potencial de usina indicativa no subsistema sul, o carvão mineral foi utilizado para o cálculo de emissões por ser a fonte que tem sido mais utilizada nesse subsistema (ver Tabela 4) e por ser potencialmente a que apresenta maiores impactos ambientais, incluindo a emissão de gases de efeito estufa. Dessa forma, adotamos uma abordagem pessimista para o cálculo das emissões de GEE. É importante destacar o aumento das emissões relacionadas às usinas termelétricas a carvão mineral e a óleo combustível ao longo do decênio, atingindo, respectivamente, emissões da ordem de 22,05 Mt.CO₂ eq e 5,67 Mt.CO₂ eq em 2017. Mesmo com pouco crescimento da geração termelétrica a gás natural e o menor fator de emissão deste combustível quando comparado com os demais combustíveis fósseis, a queima desse combustível para geração elétrica mantém a segunda maior participação no volume total de emissões, atingindo o patamar de 11,38 Mt.CO₂ eq em 2017, conforme Gráfico 15. É importante observar que as emissões são calculadas com base nas estimativas de geração geradas pelo modelo NEWAVE, não guardando necessariamente relação linear com a potência instalada de cada fonte. Vale notar que, de 2016 para 2017, é esperada uma diminuição no volume de emissões de gases de efeito estufa como consequência da entrada em operação de usinas hidrelétricas.

Gráfico 15 – Contribuição das diversas fontes para as emissões de CO₂ no SIN



A Tabela 27 apresenta o quantitativo acumulado de gases de efeito estufa a serem emitidos durante o período 2008-2017, por fontes termelétricas. Convertendo as emissões de metano e óxido nitroso para Mt de CO₂ equivalente, pode-se observar que o CO₂ é o responsável pela quase totalidade do volume de GEE. Sendo assim, os cálculos de GEE que consideram somente o CO₂ refletem satisfatoriamente bem o volume de emissões.

Tabela 27 – Total de emissões de gases de efeito estufa por termelétricas (2008 – 2017)

Emissões	Total (Mt CO ₂ eq.)
CO ₂	295,4
CH ₄	0,262
N ₂ O	0,438

3.6. Análise Socioambiental das Linhas de Transmissão

3.6.1. Síntese das Análises das Linhas de Transmissão

A análise socioambiental tomou como referência o mapeamento do sistema elétrico existente e incorporou as linhas de transmissão consideradas na configuração de referência, destacando aquelas áreas onde ocorre uma maior concentração de projetos e as características socioambientais das áreas indicadas para reforços e possíveis alternativas de escoamento de energia.

Dentre essas características, foram identificados:

- (os principais ecossistemas;
- (as áreas protegidas (unidades de conservação e terras indígenas);
- (os diferentes usos do solo;
- (as áreas com maior densidade demográfica;
- (as regiões metropolitanas; e
- (a principal malha de infra-estrutura de transporte.

Para este ciclo de planejamento, foi analisado um conjunto composto por 129 projetos, sendo 108 previstos para o período entre 2008 e 2012 (1º ao 5º ano) e 21 projetos previstos para o período 2013-2017 (6º ao 10º ano). Do total de projetos previstos para o primeiro período, 1º ao 5º ano, 20 encontram-se em construção, 55 já foram objeto de leilão de linhas de transmissão, 12 estão previstas para serem leiloadas nos próximos três anos e 21 projetos são considerados como “em planejamento”, ou seja, ainda sem data prevista para realização de seu leilão. Os 21 projetos previstos para o período do 6º ao 10º ano são denominados projetos referenciais.

3.6.1.1. Análise das linhas de transmissão no horizonte do 1º ao 5º ano

Os resultados das análises das linhas de transmissão planejadas no horizonte do 1º ao 5º ano foram organizados em dois grupos: a) os empreendimentos com informações socioambientais (60) e, b) os empreendimentos sem essas informações (48).

Para os 60 empreendimentos com informações disponíveis a análise contemplou tanto a avaliação dos potenciais impactos socioambientais como a análise processual (prazos necessários para o adequado desenvolvimento das etapas do projeto e do licenciamento ambiental pertinente), tendo sido realizada as seguintes análises:

- análise do potencial impacto socioambiental;
- indicação de eventuais restrições legais para os estudos de corredor;
- indicação do nível de ação para atendimento dos objetivos do Plano;
- compatibilização dos estudos e processos institucionais com a data prevista;
- adequação ao processo de licenciamento.

Para os empreendimentos para os quais não foi possível obter informações que permitissem a avaliação socioambiental (48), foi feita a avaliação processual e a indicação da data para início dos estudos e do processo de licenciamento.

Avaliação socioambiental

De acordo com os critérios propostos, foi realizada a avaliação socioambiental para um conjunto de 60 projetos, com base nas informações fornecidas pelos agentes, e oriundas dos R3 (Relatórios de Caracterização Ambiental de Corredores) disponíveis. Neste caso, as fichas foram preenchidas pela equipe da EPE e complementadas pelas informações disponíveis na base de dados do NESA/MME.

Este conjunto abrange linhas de transmissão, previstas para entrar em operação entre 2008 e 2012, em construção, licitadas ou a licitar. A maior parte (50 projetos) está prevista para os anos de 2008 a 2009. Os diferentes estágios de desenvolvimento desses empreendimentos são apresentados na Tabela 28.

Tabela 28 – Estágio dos Empreendimentos de Transmissão

Subsistema	Projetos em construção	Projetos já licitados	Projetos a Licitar	Em Planejamento	Total
Sul	1	10	4	2	17
Sudeste/ Centro-Oeste	4	15	1	1	21
Norte	5	6	-	2	13
Nordeste	1	7	-	1	9
Total	11	38	5	6	60

Os resultados alcançados na avaliação socioambiental destes empreendimentos, planejados do 1º ao 5º ano do horizonte decenal, indicam um total de 31 projetos que apresentam potencial impacto socioambiental pouco significativo (categoria 1), 18 com impacto significativo (categoria 2) e 11 projetos com impacto ambiental muito significativo (categoria 3). A Tabela 29 resume os resultados obtidos por categoria e por subsistema.

Tabela 29 – Empreendimentos de transmissão - Resultado da avaliação socioambiental por categorias

Subsistema	Categoria 1	Categoria 2	Categoria 3	Total
Sul	11	3	3	17
Sudeste/ Centro-Oeste	11	9	1	21
Norte	4	4	5	13
Nordeste	5	2	2	09
Total	31	18	11	60

Aplicando, ainda, os critérios e indicadores selecionados para análise, podem-se depreender as seguintes considerações relativas às dimensões do meio físico-biótico e socioeconômico:

- Os principais efeitos da implantação dos projetos incidem sobre o meio biótico, sobretudo se computados os potenciais impactos sobre a vegetação e a interferência com áreas sob proteção legal, indicando que, na continuidade dos estudos, principalmente na determinação da diretriz a ser implantada, devem merecer atenção especial, com vistas a reduzir os impactos identificados no corredor e conduzir com maior agilidade a gestão institucional para a sua viabilização;
- dos empreendimentos analisados, cerca de 47% merecem atenção especial devido à proximidade ou interferências com áreas legalmente protegidas.

Avaliação Processual

A avaliação processual foi realizada para todas as linhas de transmissão do 1º ao 5º ano (108 projetos) segundo os critérios estabelecidos em Nota Técnica específica [11]. Os prazos utilizados para avaliação processual estão reproduzidos na Tabela a seguir.

Tabela 30 – Prazos considerados para viabilização dos projetos de Linhas de Transmissão

Atividade	Prazos Mínimos (meses)	Prazos Máximos (meses)
Elaboração dos Relatórios R1 e R3	7	9
Licitação e contrato de concessão:	7	7
Elaboração de Estudos de Impacto Ambiental	6	8
Obtenção da Licença Prévia	5	10
Elaboração de Projeto Básico Ambiental (Plano de Controle Ambiental)	4	4
Obtenção de Licença de Instalação	1	5
Construção e Implementação dos Programas Socioambientais	9	12
Obtenção de Licença de Operação	1	3
Total	40	58

Fonte: 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. EPE, 2006, adaptada em 2007.

Como resultado das análises, foram estabelecidas três classes para os projetos:

- **Compatíveis** - projetos cujas etapas de desenvolvimento e processos de licenciamento e de obtenção de outorgas ou autorizações estão compatíveis com a data prevista pelo Plano para entrada em operação;
- **Potencial de pequeno atraso** – projetos cuja análise processual indicou um potencial de atraso menor ou igual a 1 ano para aqueles com previsão de operação entre 2008-2012, e projetos com indicação de atraso menor ou igual a 2 anos para aqueles com data de entrada em operação prevista para o período entre 2013-2017;
- **Potencial de atraso** – projetos cuja análise processual indicou um potencial de atraso superior a 1 ano para aqueles com previsão de operação entre 2008-2012, e, projetos com indicação de atraso com mais de 2 anos para aqueles com previsão de operação entre 2013-2017.

A avaliação processual objetivou além dos 60 projetos que dispunham de informações socioambientais os 48 projetos de linhas sem estas informações. A Tabela 31 apresenta os resultados da análise, agrupando os empreendimentos em seus respectivos subsistemas.

Tabela 31 – Empreendimentos de transmissão – Resultado da análise processual por subsistema

Subsistema	Compatível	Potencial de Pequeno Atraso	Potencial Atraso	Total
Nordeste	8	-	5	13
Norte	15	4	3	22
Sudeste/ Centro-Oeste	15	17	14	46
Sul	7	-	18	25
Norte/Sudeste	-	2	-	2
Total	45	23	40	108

Nesta perspectiva, 63% dos projetos foram classificados como Compatíveis ou como com Potencial de Pequeno Atraso. Com relação às LTs que apresentam algum atraso, destaca-se que a maioria está localizada no subsistema Sudeste/Centro Oeste (31 projetos), onde também se localizam a maior parte dos projetos previstos neste período (46). No entanto, a análise individual dos subsistemas indica que o subsistema Sul é o que apresenta o maior potencial de atraso, com cerca de 70% dos seus projetos apresentando Potencial de Atraso. A Tabela 32 apresenta a distribuição dos projetos classificados como de Potencial de Pequeno Atraso e de Potencial de Atraso ao longo dos cinco primeiros anos do ciclo.

Tabela 32 – Linhas de transmissão - Compatibilidade dos projetos planejados com o início dos estudos

Desenvolvimento dos estudos	2008	2009	2010	2011	2012	Total
Potencial de Pequeno Atraso	12	1	1	-	9	23
Potencial de Atraso	6	24	6	3	1	40
Total	18	25	7	3	10	63

A análise da tabela permite depreender que o ano de 2009 é o que apresenta o maior percentual de empreendimentos com Potencial de Pequeno Atraso ou Potencial de Atraso (39%). Há também um expressivo percentual desses empreendimentos no ano de 2008, sobretudo para os classificados entre os de Potencial de Pequeno Atraso (19%), indicando a necessidade de ações para que se desenvolvam.

Nível de Ação

A interação entre a análise socioambiental e a análise processual permitiu agrupar os projetos em classes, que traduzem os níveis de ação necessários para o atendimento às datas de entrada em operação indicadas no Plano Decenal, no âmbito do horizonte de curto prazo (5 anos). Como resultado das análises foram estabelecidos quatro níveis de ação para os projetos:

- **Nível de ação baixo** - no qual se inserem aqueles empreendimentos com impactos muito pouco ou pouco significativos (categoria 1 e 2) e capazes de atender as datas de entrada em operação previstas (compa-

tíveis). Os projetos com impactos muito pouco significativos (categoria 1) que apresentam potencial de pequeno atraso ou potencial de atraso maior que seis meses, também foram classificados como Nível de Ação Baixo.

- Nível de ação intermediário - onde se apresentam os empreendimentos com impactos pouco significativos (categoria 2) mas revelando algum atraso do ponto de vista processual; ou empreendimentos da categoria 3, com impactos socioambientais significativos, porém compatíveis quanto às condições de atendimento às datas de entrada em operação.
- Nível de ação alto - representado pelos empreendimentos da categoria 3, ou seja, com impactos socioambientais significativos, e com potencial de atraso quanto às datas de entrada em operação.
- Nível de ação especial – onde foram incluídos os projetos constantes do PAC que, neste ciclo de planejamento, não puderam ser alvo de avaliação socioambiental por falta de informações. Os projetos do PAC para os quais se dispunha de informações socioambientais foram classificados nos níveis de ação descritos acima.

Cabe destacar que, apesar da análise processual ter sido realizada para o total de projetos previstos, a avaliação socioambiental somente foi realizada para aqueles projetos que já elaboraram estudos R3 e, para os quais, as informações foram obtidas durante a elaboração do Plano (total de 60 projetos). Desta forma, a análise conjunta e o enquadramento nos níveis de ação, foram realizados exclusivamente para este grupo de projetos somando-se aos 13 projetos do PAC que não foram avaliados e enquadram-se no Nível de Ação Especial.

A Tabela 33 apresenta os resultados da classificação por subsistemas. Observa-se que a grande maioria dos empreendimentos encontra-se no Nível de Ação Baixo, requerendo, conseqüentemente, menores esforços para a sua viabilização e atendimento aos objetivos do Plano.

Tabela 33 – Linhas de transmissão - Avaliação por níveis de ação

Subsistema	Baixo	Intermediário	Alto	Especial	Total
Sul	11	5	1	2	19
Sudeste/ Centro Oeste	17	3	1	8	29
Norte	9	3	1	2	15
Nordeste	7	2	-	1	10
Total	44	13	3	13	73
PAC	18	5	1	13	37

A maior parte dos projetos de transmissão (44) está avaliada como Nível de Ação Baixo, ou seja, 60% dos projetos. O Nível de Ação Intermediário será aplicado em 13 dos projetos, em especial no subsistema Sul, que tem 5 projetos assim avaliados.

O Nível de Ação Alto será aplicado em apenas três projetos ou 4% do total. Os três projetos classificados como de Nível de Ação Alto estão localizados em diferentes regiões do país, sendo um na região Sudeste (MG), um na região Sul (SC/PR) e um na região Norte (MA) e apresentam extensões menores do que 200 km (172, 100 e 19 km, respectivamente). Todos os três projetos já foram leiloados, sendo que um deles, leiloado em 2006, já obteve a Licença de Instalação. Os outros dois projetos ainda não obtiveram as licenças necessárias. A data de entrada em operação destes projetos é prevista para 2008 (para o projeto com LI) e 2009 para os outros dois. Todos os três projetos foram classificados de impacto significativo (Categoria 3), principalmente devido a interferência direta com Unidades de Conservação.

Treze projetos foram classificados no Nível de Ação Especial por estarem no PAC e não terem tido avaliação socioambiental. Cabe ressaltar, ainda, que há outros 24 projetos que fazem parte do PAC, classificados em outros níveis de ação, mas que terão o mesmo tratamento atribuído aos projetos do Nível de Ação Especial.

Nível de ação baixo

Neste nível de ação, são considerados os projetos compatíveis com a data prevista de entrada em operação ou que apresentam potencial de atraso, mas que, na sua avaliação socioambiental, foram considerados projetos

de Categoria 1, ou seja, com impactos pouco significativos. Situam-se neste nível 44 projetos, dos quais 9 em construção, 26 já licitados, 5 a serem leiloados e 4 em planejamento. Desse conjunto, 18 projetos estão incluídos no PAC e terão suas ações indicadas no Nível de Ação Especial.

As ações para assegurar a compatibilidade desses projetos com as datas previstas de entrada em operação devem ser efetivadas pelos próprios concessionários e serão acompanhadas pelo DMSE/ MME.

Para esse conjunto de projetos já licitados e em construção os concessionários devem:

- adotar condutas para manter o melhor relacionamento com as comunidades e entidades locais envolvidas com o empreendimento;
- manter a melhor qualidade na implementação dos programas e ações socioambientais;
- interagir com órgãos ambientais visando obter as licenças necessárias.

Dos 5 projetos a serem licitados, dois não dispõem dos relatórios R1 e R3. Embora não se tenha, até o presente, agendada a data para a próxima licitação, a EPE deve recomendar aos agentes interessados o início imediato dos estudos de planejamento que os capacite para o leilão.

Os 4 projetos em fase de planejamento dispõem de prazos regulamentares para a elaboração dos relatórios para licitação, sendo que todos eles têm concluído seus relatórios R1 e R3.

Nível de ação intermediário

Estão classificados no Nível de Ação Intermediário os projetos com resultado da avaliação socioambiental como Categoria 2 e que estão com a data de entrada em operação considerada compatível pela avaliação processual ou com potencial de atraso compreendido entre menor ou igual a um ano para aqueles com previsão de operação entre 2008-2012, e projetos com indicação de atraso menor ou igual a dois anos para aqueles com data de entrada em operação prevista para o período entre 2013-2017. Foram classificados neste nível de ação um total de 13 projetos, sendo dois em construção, nove já leiloados e dois em planejamento. Cinco projetos do PAC foram classificados neste nível.

Neste nível, cabe aos concessionários, para os projetos em construção e já licitados, medidas e ações para recuperar os atrasos identificados em cada projeto de modo a assegurar que entrem em operação em suas respectivas datas previstas.

Para os projetos em planejamento cuja data de entrada em operação está prevista para o período 2013-2017, cabe à EPE assegurar a elaboração dos relatórios de planejamento para a licitação. Os futuros concessionários serão responsáveis pela elaboração dos estudos socioambientais em prazos adequados para que os empreendimentos atendam o cronograma estabelecido para a entrada em operação dessas LT.

Nível de ação alto

Como indicado no Anexo III, três linhas de transmissão enquadram-se no Nível de Ação Alto. Os três projetos já foram leiloados. Os atrasos verificados para esses projetos indicaram um potencial de atraso superior a um ano. A data de previsão de operação para estes projetos é 2008 (um projeto) e 2009 (dois projetos). Para estes projetos recomenda-se aos concessionários:

- apresentar e discutir as respectivas situações no âmbito do MME/DMSE e da ANEEL e solicitar apoio para a realização de gestões junto às Secretarias Estaduais de Meio Ambiente e aos órgãos de licenciamento ambiental.

Nível de ação especial

O Nível de Ação Especial para as linhas de transmissão foi orientado para os projetos do PAC, estando incluídos neste grupo 13 projetos. Para estes projetos recomenda-se a EPE, em conjunto com o MME:

- por meio de seus sistemas de acompanhamento identificar e avaliar as linhas que tenham interferência direta ou indireta com unidades de conservação e terras indígenas;
- realizar ações conjuntas de gestão junto aos órgãos ambientais e outros órgãos diretamente envolvidos

com o processo de licenciamento, com vistas a equacionar as questões e pendências existentes.

3.6.1.2. Análise das linhas de transmissão no horizonte do 6º ao 10º ano

Conforme citado anteriormente, o conjunto de projetos referenciais contempla os possíveis corredores de transmissão das interligações entre subsistemas regionais aos futuros sistemas de integração ao SIN das novas fontes de geração e aos reforços do suprimento aos estados.

Observa-se que a designação “referenciais” indica que esses estudos ainda não estabeleceram uma configuração locacional e técnica precisa. Essa condição somente será obtida com o desenvolvimento das etapas de dimensionamento, especificação e projeto, quando também estarão sendo realizados os estudos socioambientais de alternativas de corredor. Essa situação permite que condicionantes socioambientais sejam oportunamente incorporados aos estudos das alternativas tecnológicas de transmissão visualizadas e seleção da melhor alternativa.

No total estão previstos para o período 2013/2017, considerando todos os circuitos de cada sistema, 21 linhas de transmissão, numa extensão total de 8.732 km. Isto acarretará restrições de uso do solo correspondente a uma área de aproximadamente 500 km².

Dadas as características de interligação entre subsistemas, os projetos referenciais para a integração das usinas do rio Madeira, da usina de Belo Monte e seus respectivos reforços, bem como para suprimento às cargas de Macapá e Manaus, poderão trazer, como benefício adicional, a redução da emissão de gases de efeito estufa, visto que irão substituir a geração termelétrica local à óleo combustível, diesel ou gás natural. Estudos preliminares para avaliar esses benefícios foram desenvolvidos para a proposta de interligação Tucuruí – Macapá – Manaus (leiloadada em junho de 2008), tendo-se obtido resultados satisfatórios.

Verifica-se que os empreendimentos de maior porte estão localizados, principalmente, na região amazônica, o que demandará, dentre outros aspectos:

- estudos detalhados sobre os impactos socioambientais na vegetação e possíveis interferências com unidades de conservação e terras indígenas;
- necessidade de implantação de infra-estrutura de apoio à obra;
- desenvolvimento de soluções tecnológicas para superação de obstáculos como grandes extensões de áreas alagadas e altura da floresta tropical.

Tais fatores interferem fortemente na previsão orçamentária dos projetos e requerem prazo suficiente para seu desenvolvimento.

Com relação à análise processual, observou-se que, de acordo com a estimativa realizada, serão necessários cerca de 40 a 58 meses para a elaboração dos estudos, realização da licitação, obtenção das licenças ambientais e construção dos projetos. Dadas as características específicas da maioria dos projetos previstos para este horizonte, estão sendo realizadas ações no sentido de agilizar os estudos para atender aos prazos previstos.

3.7. Análise Socioambiental Integrada do Plano

O Plano Decenal aponta para um aumento de aproximadamente 28.938,5 MW na capacidade de geração hidrelétrica instalada, com a implantação de 71 novas usinas hidrelétricas no período de 2008 a 2017, acompanhadas pela expansão do sistema de transmissão em cerca de 29.824 km. Está previsto, ainda, um aumento de aproximadamente 16.454,5 MW na capacidade instalada de termelétricas.

A evolução da distribuição das usinas hidrelétricas nas diversas regiões hidrográficas pode ser observada na Tabela 34; a distribuição das usinas termelétricas nos quatro subsistemas elétricos pode ser observada na Tabela 35, com a evolução por combustível na Tabela 36; e a evolução física do sistema de transmissão planejado, organizado por classes de tensão, encontra-se na Tabela 37.

Tabela 34 – Evolução da distribuição das UHEs nas regiões hidrográficas

Região Hidrográfica (CNRH 32)	Existente		Planejado		TOTAL	
	UHE Operação	Potência instalada (MW)	UHE Planejada	Potência instalada (MW)	UHEs	Potência instalada (MW)
Amazônica	6	709	15	18.525,5	21	19.234,5
Atlântico Norte	0	0	0	0	0	0
Tocantins - Araguaia	7	11.489	13	4.353,3	20	15.842,3
Parnaíba	1	237	5	430	6	667
São Francisco	11	10.487	2	322	13	10.809
Atlântico Leste	6	1.266	0	0	6	1.266
Atlântico Sudeste	39	3.982	7	853,4	46	4.835,4
Paraná	64	39.748	18	2.155,1	82	41.903,1
Paraguai	7	760	0	0	7	760
Atlântico Sul	11	1.264	3	412,3	14	1.676,3
Uruguai	6	4.500	8	1.886,9	14	6.386,9
Total	158	74.442	71	28.938,5	229	103.380,6

Fonte: Banco de Informações de Geração, ANEEL, jan/2008; EPE, 2008.

Uma observação importante é o expressivo aumento, neste período, de cerca de 25 vezes, da potência instalada na bacia Amazônica. É notado também um aumento de cerca de 180% da potência instalada na bacia do Parnaíba. Na bacia do Tocantins-Araguaia, o aumento previsto da potência instalada é da ordem de 38%, enquanto na bacia do Uruguai, o acréscimo é de aproximadamente 40%.

Na bacia do Paraná, apesar de se verificar um acréscimo significativo no número de usinas a serem implantadas, cerca de 29%, o acréscimo do ponto de vista de potência instalada será de apenas 6%.

Neste ciclo de planejamento, a relação média “área alagada por potência instalada” é igual a 0,19 km²/MW. Desse conjunto de usinas, 49 têm a área de reservatório menor do que 100 km² (72%) e apenas uma (Marabá) apresenta reservatório que ocupa área superior a 500 km².

Tabela 35 – Evolução da distribuição das UTEs nos subsistemas

Subsistema	Existente		Planejado		TOTAL	
	UTEs Operação	Potência instalada (MW)	UTEs planejadas	Potência instalada (MW)	UTEs	Potência instalada (MW)
Norte	17	1.957	3	680	20	2.637
Nordeste	18	2.140	43	8.611,5	61	10.751,5
Sul	14	2.789	4	1.284	18	4.073
SE/CO	28	8.558,7	40	5.879	68	14.437,7
Total	77	15.444,7	90	16.454,5	167	31.899,2

Fonte: Banco de Informações de Geração, ANEEL, jan/2008; EPE, 2008.

Tabela 36 – Evolução do parque termelétrico por combustível (I-instalado, P-planejado) (MW)

Subsistema	Diesel		Carvão		Gás Natural*		Óleo		Biocombustível		Nuclear	
	I	P	I	P	I	P	I	P	I	P	I	P
Norte	572	-	-	350	1.045	-	340	330	-	-	-	-
Nordeste	598	354,8	-	1.060	1.542	668	-	6.496,7	-	32	-	-
Sul	-	-	1.415	350	1.284	-	90	-	-	34	-	-
SE/CO	230	314	-	-	5.400,7	2.399	881	679	40	1.137	2.007	1.350
Total	1.400	668,8	1.415	1.760	9.271,7	3.067	1.311	7.505,7	40	1.203	2.007	1.350

Fonte: Banco de Informações de Geração, ANEEL, jan/2008; EPE, 2008.

Nota: * Incluído um projeto de gás de processo no sistema planejado.

Nota-se que o maior aumento em número de UTEs ocorrerá no subsistema Nordeste, com 239% de aumento, enquanto os subsistemas Sul, SE/CO e Norte apresentarão 29, 143 e 18%, respectivamente. Considerando o aumento em potência, o Nordeste novamente sobressai, com 402% de aumento, enquanto o Sul apresentará 46%, o SE/CO 69% e o Norte 35%. Estão previstas usinas a carvão mineral para três subsistemas. O subsistema Nordeste receberá usinas a carvão, óleo combustível e biocombustíveis, ainda não utilizados nesse subsistema, assim como o subsistema Norte receberá usinas a carvão Isso demonstra que foi ampliada a gama de fontes combustíveis utilizados nos subsistemas em comparação ao parque existente.

Tabela 37– Estimativa da evolução física das linhas de transmissão

Tensões (kV)	Existente		Planejado		TOTAL	
	Extensão Total (km)	Área ocupada Total (km ²)	Extensão total (km)	Área ocupada total (km ²)	Extensão total (km)	Área ocupada total (km ²)
230	36.760,30	1470	7.280	291,20	44.040,30	1761,2
345	9.824,10	589	579	28,95	10.403,10	617,95
440	6.671,20	400	0	0	6.671,20	400
500 e 525	29.381,10	1763	12.465	747,90	41.846,10	2510,9
± 600 CC	1.612	96	9.500	570	11.112,00	666
750	2.683	160	0	0	2.683,00	160
Total/ano	86.931,70	4.875	29.824	1638,05	116.755,7	6116,05

(*) área referente à restrição de uso pelas faixas de passagem.
Fonte: EPE, 2008.

Com relação ao sistema de transmissão de energia elétrica, os estudos sinalizam um aumento de 34% na extensão total das linhas. Cerca de 40% do total planejado referem-se a linhas de transmissão em 500 kV, segmento que também aumenta 42% no período, em relação ao sistema existente. Os estudos referentes às linhas de transmissão em 750 kV e as linhas de ±600 kV ainda estão em andamento, podendo haver alterações significativas após as licitações desses projetos.

Devido à grande concentração de carga na região Sudeste, a maior concentração de LTs, a semelhança dos ciclos anteriores, continua situando-se no subsistema Sudeste / Centro-Oeste, com um total de 9.837 km de linhas.

Os empreendimentos de geração e de transmissão distribuem-se nos diversos biomas brasileiros, com maior concentração nos biomas Mata Atlântica e Cerrado, os quais apresentam os maiores graus de alteração na vegetação original. Deve-se também registrar o início da implantação de projetos de geração de grande porte e respectivos sistemas de transmissão nas fronteiras do bioma amazônico.

Os projetos de geração de maior porte na região amazônica previstos no horizonte do Plano são as UHEs Santo Antônio e Jirau, no rio Madeira, constituindo um complexo de 6.450 MW, e a UHE Belo Monte – com 11.181,3 MW, sendo 11.000 MW instalados na casa de força principal e 181,3 MW na casa de força complementar (deste total 5.131 MW estão planejados para o decênio). O complexo das usinas do Rio Madeira e a UHE Belo Monte representam 40% de toda a potência instalada prevista para o período e apresentam uma relação média de área alagada por potência instalada de 0,07 km²/MW.

Os projetos de transmissão de maior porte são a integração Porto Velho – Araraquara, indicado preliminarmente com dois bipolos de 2.450 km cada; a LT Belo Monte – Estreito, com 4.600 km e a interligação Tucuruí–Macapá–Manaus, envolvendo os sistemas isolados da margem esquerda do rio Amazonas, com uma extensão aproximada de 1.900 km e integralmente localizada na região amazônica.

Numa projeção das linhas de transmissão existentes e planejadas sobre os biomas brasileiros ganham posição de destaque, em especial, a Amazônia e o Cerrado. A Amazônia apresenta, atualmente, 4,34% da quantidade de quilômetros de linhas de transmissão (aproximadamente 3.800 km) e, ao final do ciclo, abrigará aproximadamente 6.500 km de novos projetos (21,69% do total planejado), totalizando, em 2017, cerca de 10.200 km de linhas de transmissão, o que representa um aumento de 2,7 vezes. Da mesma forma o Cerrado apresentará expansão significativa, sendo o bioma com a maior quantidade de quilômetros de linhas previsto para o próximo

ciclo (13.550 km, 45% do total planejado). Ali ocorrerá, de acordo com as projeções, um aumento de cerca de 60% da área atingida. No caso do ecótono Cerrado-Amazônia, a ampliação do sistema de transmissão será de quase 100%, passando de 991 km para 1.900 km, aproximadamente.

Como já mencionado, os principais impactos potenciais associados à implantação dos projetos de transmissão incidem sobre o meio biótico, apontando para cuidados especiais quando da determinação do traçado das linhas, visando minimizar os impactos identificados nos estudos de corredor.

Com relação aos empreendimentos de geração hidrelétrica, são verificados impactos potenciais muito significativos em 15 projetos, sendo 6 na dimensão físico-biótica e 9 na socioeconômica.

Os impactos potenciais mais significativos relacionados à dimensão físico-biótica, de um modo geral, referem-se à interferências indiretas em Unidades de Conservação, ou seja, quando afetam suas zonas de amortecimento, e/ou interferências diretas nessas Unidades, para os dois tipos de empreendimento. Nesse sentido, destacam-se:

- ;dos 60 projetos de transmissão analisados, oito (13%) têm seus corredores passando a mais de 10 km e outros 18 (30%) interferem diretamente sobre essas áreas protegidas. Cabe ressaltar que três desses projetos interferem diretamente e em zonas de amortecimento de Unidades de Conservação;
- ;dos 71 projetos hidrelétricos analisados, 11 interferem diretamente sobre essas unidades (15%) e 04 interferem indiretamente, afetando as zonas de amortecimento dessas unidades (6%).

Na dimensão socioeconômica, as interferências principais são: proximidade com Terras Indígenas, ou com comunidades remanescentes de quilombos, e processos de remanejamento de população. Com relação às Terras Indígenas, destaca-se que, para o total de projetos de transmissão e geração hidrelétrica analisados:

- ;06 projetos de transmissão têm seus corredores passando nas proximidades de Terras Indígenas (10 %). Nenhum dos projetos analisados para este ciclo atravessa território indígena;
- ;1 projeto de geração hidrelétrica aponta interferências direta em Terras Indígenas e outros 15, situam-se nas proximidades dessas reservas (21%).

No que se refere a geração hidrelétrica, quanto ao potencial de população afetada, foi estimado um contingente de população urbana de cerca de 26.274 pessoas e de 63.541 pessoas na área rural, totalizando cerca de 89.815 pessoas (informações para 54 projetos). Grande parte da população atingida está situada na bacia do Uruguai (24%), Tocantins (22%), Amazonas (20%) e Parnaíba (14%).

Com relação às usinas hidrelétricas, cumpre registrar, ainda, uma tendência de distanciamento dos aproveitamentos de maior porte das regiões mais densamente ocupadas e, portanto, dos grandes centros urbanos do Nordeste, Sul e Sudeste. Como pode ser observado na Tabela 34 as bacias Amazônica e Tocantins-Araguaia apresentam uma participação percentual de 79% no total da potência a ser instalada até o final do decênio, por meio da construção de 28 usinas hidrelétricas.

Considerando que nessas bacias situam-se os biomas Amazônico e Cerrado, ambos objeto de atuação prioritária para a preservação, pode-se verificar uma tendência, já constatada, da necessidade de aprofundamento dos estudos e intensificação do rigor das análises nos processos de licenciamento ambiental.

Quanto ao sistema de transmissão, em nove projetos foi verificada a interferência em pelo menos um núcleo urbano.

A implantação dos empreendimentos de geração hidrelétrica irá propiciar a geração de 171.670 postos de trabalho nas diversas regiões do país, considerando somente empregos diretos gerados pela construção de usinas hidrelétricas. E as linhas de transmissão irão proporcionar 81.859 empregos diretos.

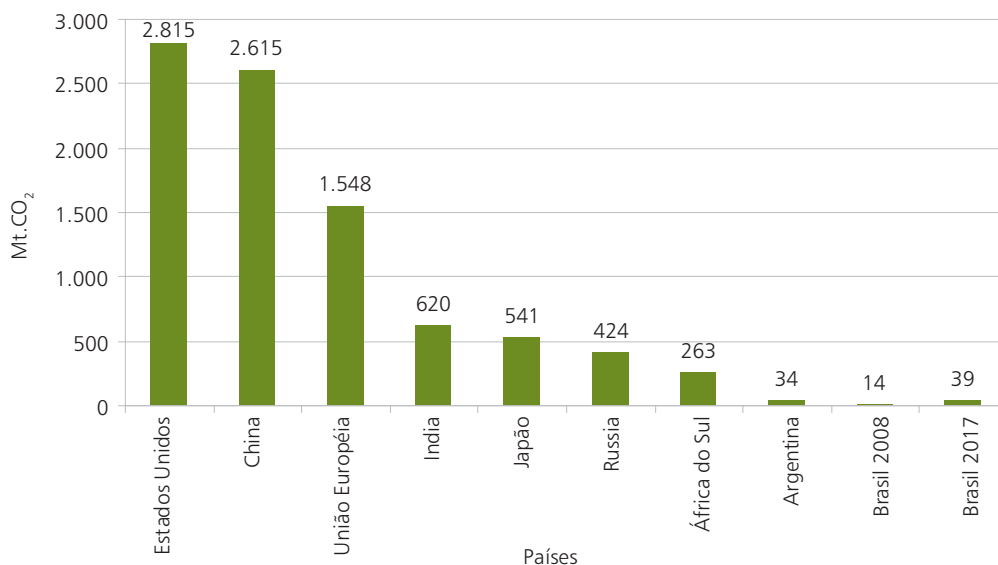
No que tange à expansão de geração termelétrica, ressalta-se que, dos 16.454,5 MW previstos para entrar em operação no horizonte do Plano, 79% são provenientes de combustíveis fósseis (gás natural, carvão, óleo combustível, diesel e gás de processo), sendo os 21% restantes oriundos de geração nuclear (8,2%), biomassa (7,3%) e do projeto indicativo (5,5%).

Historicamente, os países industrializados têm sido responsáveis pela maior parte das emissões de gases de efeito estufa. Contudo, na atualidade, vários países em desenvolvimento, entre eles China, Índia e Brasil, também se encontram entre os grandes emissores. Cumpre, entretanto, observar que no caso do Brasil essas emissões não estão associadas majoritariamente a geração de energia elétrica. No entanto, numa base per capita, os países em

desenvolvimento continuam gerando emissões consideravelmente mais baixas do que os países industrializados.

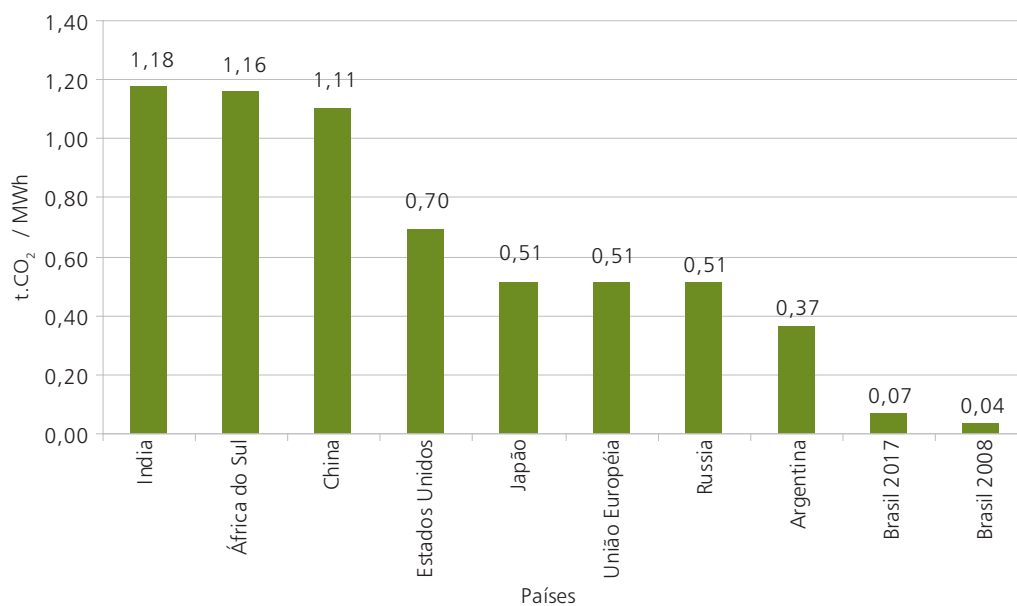
Avaliando as emissões totais de dióxido de carbono a partir da geração de eletricidade, os Estados Unidos são os principais emissores, com 2,8 bilhões de toneladas por ano, seguido pela China com 2,6 bilhões, União Européia, com 1,5 bilhão, Índia (620 milhões), Japão (541 milhões) e Rússia (424 milhões). O Gráfico 16 mostra esta distribuição. A geração termelétrica no Brasil em 2017 apresentará, contudo, emissões da ordem de 39,3 Mt.CO₂ eq., próximas aos números atuais verificados na Argentina, por exemplo, e cerca de 71 vezes inferior às emissões praticadas atualmente nos EUA.

Gráfico 16 – Emissão anual de GEE da geração de eletricidade em diversos países



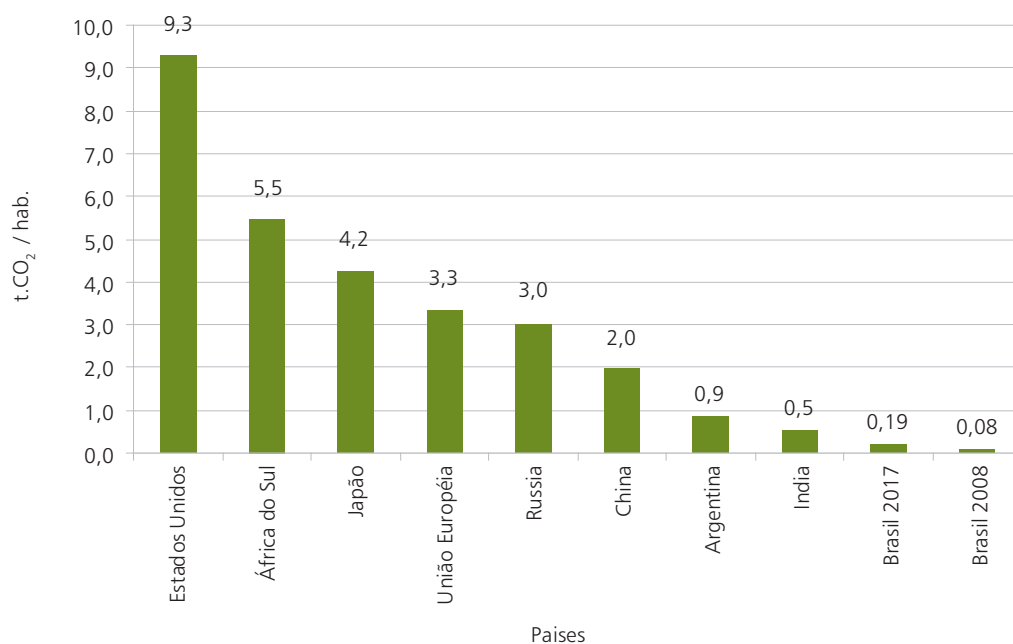
Fonte: EPE, de acordo com dados de geração de eletricidade da IEA (2006)

A alta participação de fontes renováveis de energia, sobretudo hidrelétrica, na matriz de geração elétrica nacional proporciona ao Brasil uma taxa de emissão de GEE por unidade de energia elétrica gerada baixíssima se comparada com países desenvolvidos e mesmo os países em desenvolvimento, como Índia, China e Argentina. O Gráfico 17 mostra que mesmo com o aumento das emissões de GEE do setor elétrico brasileiro para o patamar de 39,3 Mt.CO₂, a taxa brasileira de emissão de GEE para geração de eletricidade permanecerá bastante inferior àquelas dos países desenvolvidos e de países em desenvolvimento como Índia, China e Argentina.

Gráfico 17 – Taxa de emissão de CO₂ por MWh de energia elétrica gerada em diversos países

Fonte: EPE, baseado em dados de geração elétrica da IEA (2006)

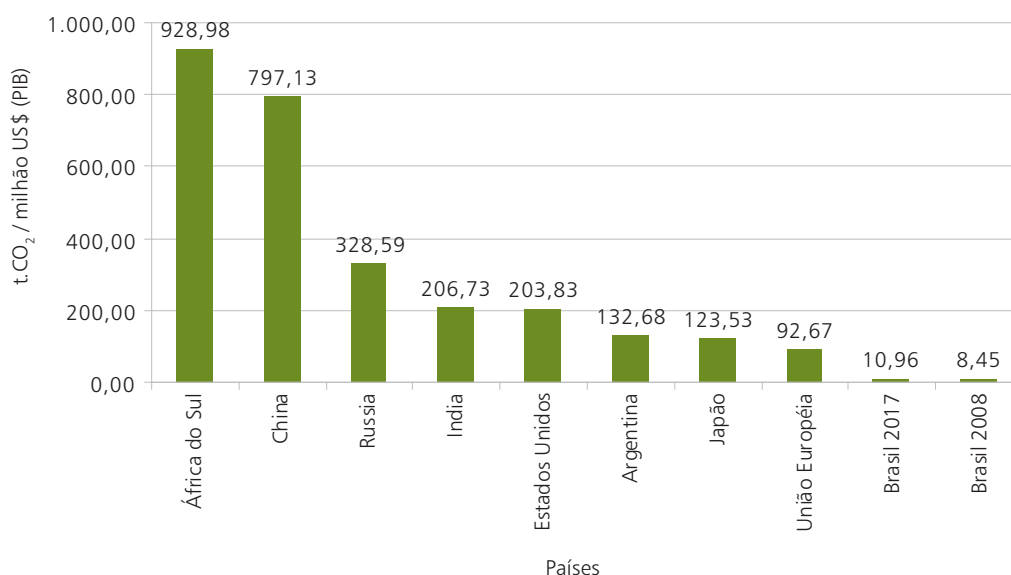
No que diz respeito à emissão de CO₂ per capita, o Brasil apresenta um dos mais baixos índices do mundo, levando-se em consideração a dimensão de sua economia. Ao contrário do que ocorre na maior parte do mundo, o setor energético, responsável pela produção primária de energia, não é o que mais emite CO₂ [36]. O Gráfico 18 mostra o índice de emissão de CO₂ per capita atual para diversos países e para o Brasil nos anos de 2008 e 2017.

Gráfico 18 – Comparação das emissões de CO₂ per capita entre diversos países e o Brasil

Fonte: EPE, segundo dados de geração de eletricidade da IEA (2006)

A Intensidade de Carbono da Economia, expresso por meio da relação entre a quantidade de GEE emitido e o PIB, tem o objetivo de medir a dependência de carbono das economias nacionais. Assim como os índices anteriormente apresentados, o Brasil encontra-se em posição privilegiada quanto à intensidade de carbono da economia quando comparado a outros países. O Gráfico 19 compara este índice entre diversos países e o Brasil, levando em consideração apenas as emissões do setor elétrico.

Gráfico 19 – Intensidade de carbono da economia, levando em consideração apenas as emissões do setor elétrico



Fonte: EPE, segundo dados de geração de eletricidade da IEA (2006)

Nas análises continentais-regionais, a América Latina, por usar principalmente hidrelétricas para gerar energia, não recebe tanto destaque na lista dos poluidores globais.

Apesar disso e embora não tenha compromissos formalizados e quantificados para a redução de emissões de gases de efeito estufa, o Brasil tem executado várias ações para a efetiva redução dessas emissões. Hoje o País já possui 45% de sua matriz energética baseada em fontes renováveis e com baixas emissões de GEE. Além dessa matriz tradicional, porém limpa, o Brasil vem dedicando-se à produção de energia a partir de fontes alternativas renováveis, incentivados por programas governamentais como, por exemplo, o Proinfa e o Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel.

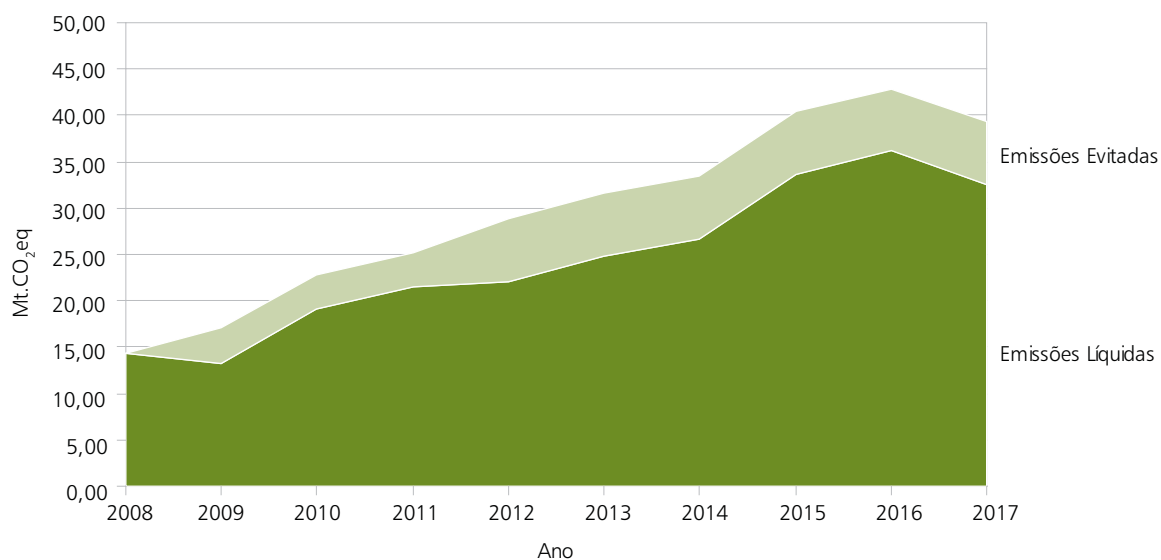
No presente Plano, está prevista a entrada em 2009 e 2010 de usinas termelétricas que venceram o último Leilão de Energia de Reserva (2.145,5 MW). Todas essas usinas têm como fonte energética biocombustíveis (bagaço de cana), cujo saldo de emissões de GEE para a geração elétrica é considerado nulo. A maior parte dessas usinas está prevista para o subsistema SE/CO e absorverão o bagaço de cana provindo da grande produção de cana-de-açúcar dessa região, onde também estão concentradas as usinas de açúcar e álcool (vide capítulo “Oferta de derivados de petróleo, gás natural e biocombustíveis - Análise socioambiental referente aos biocombustíveis”). Outro conjunto de usinas que somam uma potência menor (30MW) está previsto para o subsistema Nordeste.

Além disso, estão previstos projetos de fontes alternativas (2.043 MW entre 2010 e 2016).

Destaca-se que os projetos de transmissão que permitirão a integração dos sistemas isolados da região Norte ao SIN contribuirão para a redução das emissões de CO₂ do setor elétrico no país como um todo, por possibilitarem a substituição da geração termelétrica local a óleo combustível ou diesel, por energia proveniente de outras regiões, onde a base é predominantemente hídrica. O Gráfico 20 ilustra o efeito das emissões evitadas por essas interligações, apresentando as emissões líquidas resultantes. Observa-se que, para o cálculo das emissões evitadas, foi considerado o balanço total de emissões, contabilizando a desativação das térmicas a óleo combustível e a diesel nos sistemas isolados a serem interligados (Manaus, Macapá e Acre e Rondônia). Utilizou-se para

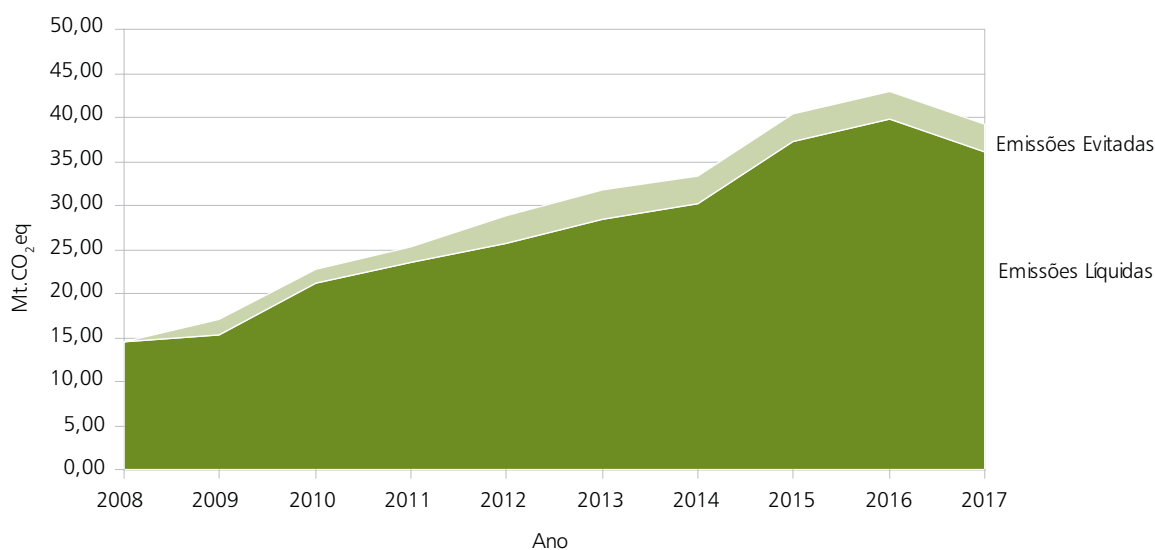
este cálculo as potências máximas nominais das usinas de geração do sistema isolado. É importante ressaltar que a hipótese de desativação destas UTE depende de outros fatores além da interligação dos sistemas isolados ao SIN. O total de emissões evitadas ao longo dos próximos 10 anos pelos projetos de transmissão planejados considerando a situação hipotética citada é de 52,0 Mt.CO₂ eq. Vale ressaltar que, devido à utilização das potências máximas nominais das usinas, este cálculo pode estar superestimado.

Gráfico 20 – Emissões líquidas no período 2008-2017



Uma outra hipótese para o sistema isolado seria a continuidade do funcionamento das térmicas existentes, porém considerando a conversão das usinas a diesel e óleo combustível para gás natural, situação que seria possível devido à construção dos gasodutos previstos para a região (Coari-Manaus, Urucu-Porto Velho, Urucu-Coari), com previsão de operação a partir de 2009. Considerando esta hipótese, foram feitos os cálculos das emissões evitadas devido à conversão das usinas a óleo combustível e diesel para gás natural, já que, como dito anteriormente, os fatores de emissão do gás natural são substancialmente menores que os demais combustíveis fósseis. O total de emissões evitadas segundo esta situação hipotética seria de 28,6 Mt.CO₂ eq. ao longo do decênio 2008-2017. O Gráfico 21 ilustra os resultados encontrados.

Gráfico 21 - Emissões evitadas através da conversão das usinas do sistema isolado para gás natural



A estimativa de emissões de gases de efeito estufa por reservatórios de usinas hidrelétricas tem sido objeto de discussão em nível internacional, tanto pelo estágio de desenvolvimento metodológico associado à questão, como também pela base de informações utilizadas pelos organismos internacionais, sem ainda um consenso satisfatório que atenda os questionamentos formalmente registrados.

O Brasil já conta com um histórico de estudos que contribuem qualitativamente para o debate, e dadas as características muito diversificadas dos reservatórios brasileiros, dentre outros aspectos, mantém-se uma posição de cautela com relação ao tema e a utilização dos resultados das estimativas realizadas.

Apesar das estimativas de emissões de gases de efeito estufa por reservatórios de usinas hidrelétricas estarem sendo realizadas no Brasil desde 1992, ainda hoje apresentam dificuldades metodológicas e questionamentos. Contudo, a base de informações sobre as emissões dos reservatórios tem aumentado significativamente na última década [28][29][30][31][32]. Apesar das incertezas inerentes ao tema, pesquisas recentes têm levado ao consenso de que, para efeito de comparação com outras fontes de emissão na geração de energia, as emissões de reservatórios hidrelétricos guardam relação inversa com a densidade de potência (W/m² alagado) das usinas, de maneira que quanto menor esta relação, maiores os fatores de emissão das hidrelétricas em termos de massa de CO₂ emitida por unidade de energia gerada (e.g. Mt.CO₂ / MWh) [31].

A despeito dos recentes avanços nas pesquisas relacionadas ao tema, optou-se, neste plano, pela não contabilização das emissões de GEE por reservatórios hidrelétricos, considerando-se que o volume de emissões destes reservatórios tende a ser bastante inferior comparativamente às fontes de emissão termelétricas e que ações efetivas de limpeza de suas áreas de locação poderão ser implementadas no sentido de diminuir as emissões.

A Tabela 38 apresenta um resumo dos indicadores, conforme critérios propostos e apresentados em Nota Técnica específica [11]. Para este ciclo, foram acrescentados indicadores relativos à geração de emprego para linhas de transmissão. Desta forma, para o conjunto de projetos previstos para o período 2008/2017, foram estimados os seguintes valores:

Tabela 38– Indicadores para Análise Integrada da Geração e Transmissão

Indicadores Sociais	
Nº de postos de trabalho criados por MW	
Relação Postos de Trabalho por MW (hidrelétricas)	4,16
Relação Postos de Trabalho por km (linhas de transmissão)	2,27
Empregos gerados no período (hidrelétricas)	171.670
Empregos gerados no período (linhas de transmissão)	81.859
População afetada por MW	
Urbana	0,64 hab/MW
Rural	1,54 hab/MW
Total	2,18 hab/MW (89.815 habitantes)
Nº de projetos de UHEs e LTs que interferem diretamente em Terras Indígenas	1 (UHE)
Nº de projetos de UHEs e LTs que interferem indiretamente em Terras Indígenas¹	21
Indicadores Ambientais	
Área mobilizada	
Área mobilizada por UHEs (km ² /MW)	0,19 (6.622,84 km ²)
Área de floresta (ou formação primária) afetada por UHEs (km ² floresta/MW)	0,05 (2.127,95 km ²)
Área mobilizada (km ² de faixas de servidão)	1.623,66 km ²
Nº de projetos de UHEs e LTs que interferem diretamente em Unidades de Conservação	29
Nº de projetos de UHEs e LTs que interferem indiretamente em Unidades de Conservação²	12
Recursos aplicados na compensação ambiental (0,5%)	R\$ 515 milhões
Emissões de CO ₂ equivalente (Mt.CO ₂ eq.) – UTE	296
Relação entre fontes renováveis e não renováveis	2,48
Indicadores Econômicos	
Recursos totais da compensação financeira no período 2008-2013³ (UHEs)	
Estados (total aproximado do período)	R\$ 1,56 bilhões
Municípios (total aproximado do período)	R\$ 1,56 bilhões
Recursos da geração de impostos durante a construção de usinas hidrelétricas	
ISS (total)	R\$ 1,85 bilhões
ISS (por município)	R\$ 6,9 milhões

Notas:

¹O 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. Para LTs, o projeto interfere indiretamente quando passa próximo a Terras Indígenas (até 10 km).

²O projeto interfere indiretamente quando atinge ou atravessa a Zona de Amortecimento das Ucs

³ Estimativa para o período 2008-2017 com base no total de recursos acumulados ao longo dos anos para o conjunto de usinas hidrelétricas do PDE.

3.8. Considerações Finais

No desenvolvimento dos estudos, procurou-se destacar o caráter estratégico da avaliação ambiental para o planejamento setorial, buscando antecipar o conhecimento das principais questões socioambientais relativas aos projetos previstos e avaliar o nível de ação necessário para a viabilização de cada um deles e para o atendimento aos objetivos do Plano. Nesse sentido, foram realizadas interações com os estudos do planejamento da expansão da geração e da transmissão, sugerindo elementos para a formulação de alternativas.

É importante registrar a participação dos agentes setoriais na elaboração dos estudos em todas as etapas, desde a redefinição de alguns critérios de avaliação socioambiental e processual, levantamento das informações, até a consolidação das análises.

Constata-se que, apesar de ainda existirem dificuldades para a obtenção de informações e consolidação de um banco de dados para o planejamento, o universo de empreendimentos analisado para geração hidrelétrica, para este ciclo, foi maior do que os anteriores, contemplando todo universo para os indicadores principais e 90% para as avaliações socioambientais. Nos ciclos de 2007-2016 e 2006-2015, os índices alcançados foram de 84% e 56% respectivamente.

No que concerne às termelétricas, foi possível apresentar uma primeira abordagem acerca dos projetos indicativos, procedimento que será aprimorado nos próximos ciclos. Em relação à análise processual, foram realizados exercícios estatísticos para apontar direcionamentos ao planejamento do setor. Esses dois conjuntos (indicativas e definidas) foram objeto de níveis de ação específicos, que poderão nortear ações objetivas em prol de sua viabilização. Uma última abordagem diz respeito a atualização do cálculo de emissões de gases do efeito estufa em relação aos cálculos do último ciclo de planejamento. Em suma, para o atual ciclo, foram acrescentados procedimentos para o estudo das termelétricas, que significam um avanço das análises do parque de geração térmica.

No entanto, embora dispondo de critérios e procedimentos consolidados, não foi possível o mesmo avanço com relação à base de informações dos projetos de transmissão, tendo sido analisados cerca de 55% dos projetos que compõem a configuração de referência da expansão da transmissão.

Ressalta-se que, as análises e avaliações devem ser entendidas sempre como um sinalizador para a determinação de níveis de ação necessários para o atendimento aos objetivos do Plano. Para aqueles projetos que já se encontram em etapas mais avançadas (p.ex., na etapa de construção ou com concessão) o nível de ação indica a necessidade de adoção de medidas imediatas para a sua viabilização. Por outro lado, para os projetos programados para leilão ou para os projetos indicativos, ainda em etapas iniciais do seu desenvolvimento, os níveis de ação indicam, que estes projetos devem ser objeto de atenção especial, por haver ainda possibilidade de alterações na sua concepção com a finalidade de alcançar um melhor desempenho socioambiental.

Uma análise deste Plano permite apresentar observações sobre alguns aspectos importantes, de forma integrada para a oferta de energia elétrica, como por exemplo:

- a contínua necessidade de aumento do SIN atual, que, nos próximos 10 anos deverá acrescentar, aproximadamente, 34% na extensão em quilômetros de linhas de transmissão, ocasionando, nos próximos 10 anos, um adensamento nas faixas de passagem existentes, assim como o surgimento de novas faixas;
- a interligação dos sistemas isolados, notadamente para a região amazônica, promovendo a substituição de queima de óleo combustível e a otimização de abastecimento de energia elétrica às regiões com carência de serviços e infra-estrutura;
- a tendência dos empreendimentos de maior porte de continuarem orientados para o atendimento às cargas crescentes da região Sudeste requerendo, cada vez mais, atenção com os aspectos socioambientais e exigindo estudos sempre mais consistentes e aprofundados, em face dos obstáculos a serem superados e das exigências relativas ao licenciamento ambiental;
- a predominância de usinas a fio d'água, com reservatórios de menor área, apresentando uma relação média área alagada por potência instalada para os projetos de geração hidrelétrica analisados igual a 0,19 km²/MW;
- a estimativa da ordem de 89.815 pessoas correspondente ao contingente populacional passível de ser afetado por 54 projetos de geração hidrelétrica com informações nos estudos;
- a expansão no final do período está primordialmente associada aos aproveitamentos hidrelétricos de grande porte situados na região Norte. Devido às peculiaridades dos ecossistemas amazônicos, às restrições legais relativas ao meio ambiente e à atuação de entidades públicas e privadas em defesa do meio ambiente e da manutenção da biodiversidade, já foram iniciadas pelo MME ações de gestão institucional no sentido de apoiar a viabilização desses projetos, com a correspondente e necessária atenção ao porte dos investimentos, à significância da energia a ser agregada ao sistema existente e aos potenciais benefícios que a implantação destes projetos poderá trazer ao país.

Aprimoramento do Processo de Análise

Bases de Dados Socioambientais

A consolidação das avaliações socioambientais como uma das dimensões do planejamento depende fortemente de um Sistema de Informações Socioambientais, cuja implementação vem sendo um dos objetos de trabalho da EPE. Em 2007, a EPE prosseguiu no desenvolvimento de um sistema de informações georreferenciadas, com uma arquitetura adequada ao planejamento decenal do sistema elétrico brasileiro.

Durante o ano, foram levantadas diretrizes gerais que apontaram claramente a necessidade de integração das informações utilizadas nos estudos de planejamento numa única Base de Dados Técnica (BDT), como forma de assegurar integridade, confidencialidade e disponibilidade das diversas informações, evitando inconsistências e um alto custo operacional de obtenção de dados. As informações que estão sendo sistematizadas já subsidiam análises periódicas de avaliação socioambiental dos empreendimentos indicados no Plano, ou de outros que poderão ser a ele incorporados ao longo do ciclo de planejamento. Esse procedimento permite a aplicação das metodologias de análise socioambiental e de análise processual, contribuindo efetivamente para uma avaliação consistente, capaz de apontar empreendimentos setoriais considerados viáveis, não só dos pontos de vista energético e ambiental, mas também como oportunidade de investimento. Como forma de integração dos dados organizados na base técnica e o aplicativo de geoprocessamento utilizado (ArcGIS), foi desenvolvida uma interface entre a BDT e o aplicativo possibilitando ao usuário visualizar informações complementares aos dados georreferenciados, diretamente da BDT.

Procedimentos metodológicos

Apesar dos aprimoramentos constantes realizados durante os anos de 2006 e 2007, ainda se faz necessário o aprimoramento de metodologias, visando à definição de indicadores de sustentabilidade específicos para os projetos. Visualiza-se um aprimoramento dessas metodologias de forma que usinas localizadas em qualquer região do país possam ser comparadas por meio desses indicadores.

Ressalta-se que os estudos socioambientais para as usinas termelétricas e para o sistema de transmissão do Plano Decenal não reúnem a experiência acumulada dos estudos de geração hidrelétrica, demandando ainda inovações e aperfeiçoamentos e uma base de dados mais ampla.

Um aspecto importante da implantação das usinas hidrelétricas é tornar explícitos os benefícios potenciais junto às comunidades regionais e locais. O setor elétrico, muitas vezes, divulga os benefícios da energia elétrica para a economia como um todo, que representam, de fato, maiores ganhos para o país. Para a população local, contudo, fica apenas a mensagem que a energia está sendo levada para os grandes centros de consumo afastados, não explicitando os efeitos multiplicadores da construção desses empreendimentos. É relevante, portanto, desenvolver estudos para estimar os benefícios regionais e locais associados à construção e operação de usinas hidrelétricas. Observa-se que este processo teve início com a incorporação dos resultados das AAls e os indicadores de sustentabilidade.

Referências bibliográficas

Nº.	TÍTULO
[1]	Empreendimento LT São Simão – Marimbondo 500 kV. Relatório R3: Caracterização e Análise Socioambiental. CEMIG – Dezembro/2005.
[2]	Empreendimento LT Jaguará – Estreito 500 kV. Relatório R3: Caracterização e Análise Socioambiental. CEMIG – Dezembro/2005.
[3]	Empreendimento LT Paracatu 4 – Pirapora 2 500 kV. Relatório R3: Caracterização e Análise Socioambiental. CEMIG – Maio/2006.
[4]	Caracterização sócio-ambiental. Estudo de corredor. LT 500 kV Marimbondo – Ribeirão Preto. Furnas/EPE – 2005
[5]	Estudo de Corredor. LT 500 kV Ribeirão Preto – Estreito. Caracterização socioambiental. Volumes I e II– Texto. Furnas/EPE – 2005
[6]	Caracterização sócio-ambiental. Estudo de corredor. LT 500 kV Ribeirão Preto – Poços de Caldas. Furnas/EPE – 2005
[7]	Relatório EPE-DEE-RE-059/2005-R0, “Programa de Expansão da Transmissão – PET 2007-2011”, Novembro/2006
[8]	EPE, 2005. Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica.
[9]	EPE, 2005. Estudos de Expansão de Geração – Formulação de alternativas e Resultados Iniciais
[10]	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
[11]	EPE, 2008. Relatório no. 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
[12]	Eletrobrás, 1990. Plano Diretor de Meio Ambiente: 1991-1993. Rio de Janeiro, 278p (volumes 1 e 2).
[13]	CEPEL, 2000. Modelo para Análise Ambiental no Plano Indicativo da Expansão – Proposta Preliminar, Relatório Técnico CEPEL DPP/PEN 717/2000.
[14]	PIRES, S. H. M. Et alli, 2001. “Avaliação Ambiental Estratégica Aplicada ao Contexto do Planejamento Indicativo da Expansão do Setor Elétrico”, XVI SNPTEE. Campinas/SP.
[15]	CCPE, 2002. Plano Decenal de Expansão 2001-2010.
[16]	MMA/SQA, 2002. Avaliação Ambiental Estratégica.
[17]	CEPEL, 2003. Procedimentos para a Avaliação de Impactos Cumulativos e Sinérgicos – Relatório da Etapa 1. Volumes 1 e 2. Relatório Técnico CEPEL DPD/ACSI 9396/03.
[18]	MME/ELETOBRÁS, 1999. Plano Decenal de Expansão 2000/2009. Capítulo 7 – Aspectos Socioambientais
[19]	CEPEL, 2004. Metodologia de Avaliação Ambiental do Plano Decenal de Expansão – Projetos Hidrelétricos – Relatório Técnico DP/DEA – 27049/04
[20]	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. Maio de 2006.
[21]	ISA – Instituto Socioambiental. Caracterização Socioambiental das Unidades de Conservação na Amazônia Brasileira. Disponível em: www.socioambiental.org . Acesso em: 07/01/2008.
	Avaliação Ambiental Integrada dos Aproveitamentos Hidrelétricos da Bacia Hidrográfica do Rio Paranaíba. Sondotécnica, julho de 2007. Disponível em: www.epe.gov.br
[22]	Avaliação Ambiental Integrada dos Aproveitamentos Hidrelétricos da Bacia Hidrográfica do Rio Paranaíba. Sondotécnica, julho de 2007. Disponível em: www.epe.gov.br
[23]	Avaliação Ambiental Integrada dos Aproveitamentos Hidrelétricos da Bacia do rio Paranaíba. EPE/CNEC-Projetec, agosto de 2007. Disponível em: www.epe.gov.br
[24]	Avaliação Ambiental Integrada dos Aproveitamentos Hidrelétricos na Bacia do Rio Tocantins. CNEC/ARCADIS Tetraplan, setembro de 2007. Disponível em: www.epe.gov.br
[25]	Avaliação Ambiental Integrada dos Aproveitamentos Hidrelétricos da Bacia Hidrográfica do Rio Doce. Sondotécnica, outubro de 2006. Disponível em: www.epe.gov.br
[26]	Avaliação Ambiental Integrada dos Aproveitamentos Hidrelétricos da Bacia Hidrográfica do Rio Paranaíba do Sul. Sondotécnica, maio de 2007. Disponível em: www.epe.gov.br
[27]	Avaliação Ambiental Integrada dos Aproveitamentos Hidrelétricos da Bacia Hidrográfica do Rio Uruguai. Consórcio Themag – Andrade & Canellas – Bourscheid, março 2007. Disponível em: www.epe.gov.br
[28]	LA ROVERE, E. L.; AMERICANO, B. B. Greenhouse Gas Emissions Avoid by Procel: 1990 – 2020 – Final Report. Project Assessment of Global Environmental Impacts of Procel. PPE/COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro, 1999.
[29]	COPPE/MCT – Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa em Engenharia / Ministério de Ciência e Tecnologia. Emissões de Dióxido de Carbono e de Metano pelos Reservatórios Hidrelétricos Brasileiros. Primeiro Inventário Brasileiro de Emissões Antrópicas de Gases de Efeito Estufa – Relatórios de Referência. 2006.
[30]	DOS SANTOS, E.O. Contabilização das Emissões Líquidas de Gases de Efeito Estufa de Hidrelétricas: uma Análise Comparativa entre Ambientes Naturais e Reservatórios Hidrelétricos. Tese de Doutorado. PPE/COPPE/UFRJ, 2006.
[31]	DOS SANTOS, M. A. et. alli. Emissões de Gases de Efeito Estufa por Reservatórios de Hidrelétricas. In.: Oecologia Brasiliensis, vol.12. 2008
[32]	ELETOBRAS – Centrais Elétricas Brasileiras. Efeito Estufa – Emissões de Dióxido de Carbono e de Metano pelos Reservatórios Hidrelétricos Brasileiros, 2000.

Nº.	TÍTULO
[33]	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
	MCT - Ministério da Ciência e Tecnologia. Primeiro Inventário Brasileiro de Emissões Antrópicas de Gases de Efeito Estufa – Relatórios de Referência, Emissões de dióxido de carbono por queima de combustíveis: Abordagem top-down, 2006.
[34]	MCT - Ministério da Ciência e Tecnologia. Primeiro Inventário Brasileiro de Emissões Antrópicas de Gases de Efeito Estufa – Relatórios de Referência, Emissões de dióxido de carbono por queima de combustíveis: Abordagem top-down, 2006.
[35]	MCT - Ministério da Ciência e Tecnologia. PPA – Programa de Mudanças Climáticas. Monitoramento de emissões de gases de efeito estufa em usinas termelétricas no Brasil, 2003.
[36]	IPEA. Texto para discussão nº 719 – Efeito Estufa e o Setor Energético Brasileiro, 2000.
[37]	Center for Global Development. Disponível em: http://www.cgdev.org/ Acesso em: 23/01/2008. Carbon Monitoring for Action – CARMA. Disponível em: http://carma.org/ Acesso em: 23/01/2008.
[38]	IEA. 2009. International Energy Agency Statistics. Disponível em < http://www.iea.org/Textbase/stats/index.asp >. Acesso em 01/03/09.
[39]	ONS. Operação do Sistema Interligado Nacional – Dados Relevantes 2007. Disponível em http://www.ons.com.br . Acesso em 11/11/2008.
[40]	MMA, 2007. ARPA – Programa de áreas protegidas da Amazônia. Relatório de atividades – agosto de 2006 a agosto de 2007. Disponível em: WWW.mma.gov.br

Anexo I – Análise Socioambiental dos Projetos Hidrelétricos

Tabela I.1 – Usinas em Construção (todos os projetos estão incluídos no PAC)

UHEs	Rio	Bacia	UF	Sistema	Potência (MW)	Etapa Projeto	Data Plano	Avaliação		Nível de Ação	
								Processual	Socioambiental		
								Impactos	Categoria		
14 de julho	das Antas	Atlântico Sul	RS	S	100	Construção	2009	Compatível	BB	1	Baixo
Baguari	Doce	Atlântico Sudeste	MG	SE/CO/RO	140	Construção	2009	Compatível	AB	1	Baixo
Barra do Braúna	Pomba	Atlântico Sudeste	MG	SE/CO/RO	39	Construção	2009	Compatível	BB	1	Baixo
Barra dos Coqueiros	Claro	Paraná	GO	SE/CO/RO	90	Construção	2010	Compatível	BB	1	Baixo
Batalha	São Marcos	Paraná	MG/GO	SE/CO/RO	52,5	Construção	2010	Compatível	CC	2	Baixo
Caçu	Claro	Paraná	GO	SE/CO/RO	65	Construção	2010	Compatível	BB	1	Baixo
Castro Alves	das Antas	Atlântico Sul	RS	S	130	Construção	2008	Compatível	BB	1	Baixo
Corumbá III	Corumbá	Paraná	GO	SE/CO/RO	93,6	Construção	2009	Compatível	BC	2	Baixo
Dardanelos	Aripuanã	Amazônica	MT	SE/CO/RO	261	Construção	2010	Compatível	AA	1	Baixo
Estreito Tocantins	Tocantins	Tocantins - Araguaia	TO/MA	N	815,4	Construção	2010	Compatível	DD	4	Baixo
Foz do Chapecó	Uruguai	Uruguai	RS/SC	S	855	Construção	2010	Compatível	BD	3	Baixo
Foz do Rio Claro	Claro	Paraná	GO	SE/CO/RO	68,4	Construção	2009	Compatível	AC	2	Baixo
Mauá	Tibagi	Paraná	PR	S	350,0	Construção	2011	Compatível	BB	1	Baixo
Monjolinho	Passo Fundo	Uruguai	RS	S	67	Construção	2009	Compatível	BC	2	Baixo
Passo de São João	Ijuí	Uruguai	RS	S	77	Construção	2010	Compatível	BC	2	Baixo
Retiro Baixo	Paraopeba	São Francisco	MG	SE/CO/RO	82	Construção	2010	Compatível	CA	2	Baixo
Rondon II	Comemoração	Amazônica	RO	SE/CO/RO	73,5	Construção	2009	Compatível	-	-	Baixo
Salto Verde	Verde	Paraná	GO	SE/CO/RO	108	Construção	2010	Compatível	-	-	Baixo
Salto do Rio Verdinho	Verde	Paraná	GO	SE/CO/RO	93	Construção	2010	Compatível	AA	1	Baixo
Salto Pilão	Itajai-açu	Atlântico Sul	SC	S	182,3	Construção	2010	Compatível	AA	1	Baixo
Santo Antônio	Madeira	Amazônica	RO	MD	3150,4	Construção	2012	Compatível	DC	3	Baixo
São José	Ijuí	Uruguai	RS	S	51	Construção	2010	Compatível	BB	1	Baixo
São Salvador	Tocantins	Tocantins - Araguaia	TO/GO	SE/CO/RO	243,2	Construção	2009	Compatível	BD	3	Baixo
Serra do Facão	São Marcos	Paraná	GO/MG	SE/CO/RO	212,3	Construção	2010	Compatível	CD	3	Baixo
Simplicio	Paraliba do Sul	Atlântico Sudeste	MG/RJ	SE/CO/RO	305,7	Construção	2011	Compatível	BC	2	Baixo

Tabela I.2 – Projetos Com Concessão

UHEs	Rio	Região Hidrográfica	UF	Sistema	Potência (MW)	Etapa Projeto	Data Plano	Avaliação Processual	Avaliação Socioambiental		Nível de Ação
									Impactos	Categoria	
Baixo Iguaçu	Iguaçu	Paraná	PR	S	350	Projeto Básico	2013	Potencial de Atraso	CC	2	Intermediário
Baú I	Doce	Atlântico Sudeste	MG	SE/CO/RO	110,0	Viabilidade	2012	Compatível	BB	1	Baixo
Couto Magalhães (*)	Araguaia	Tocantins - Araguaia	GO/MT	SE/CO/RO	150	Viabilidade	2017	Compatível	CB	2	Baixo
Jirau	Madeira	Amazônica	RO	MD	3300	Projeto Básico	2013	Potencial de Atraso	DC	3	Alto
Pai Querê	Pelotas	Uruguai	SC/RS	S	291,9	Viabilidade	2014	Compatível	CB	2	Baixo
Santo Antônio do Jari (*)	Jari	Amazônica	PA/AP	N	166,5	Viabilidade	2015	Compatível	CC	2	Baixo
São Domingos	Verde	Paraná	MS	SE/CO/RO	48	Projeto Básico	2012	Compatível	BB	1	Baixo
Tijuco Alto	Ribeira do Iguaçu	Atlântico Sudeste	PR/SP	S	128,7	Viabilidade	2013	Compatível	DC	3	Intermediário

(*) Projeto não incluído no PAC

Tabela I.3 – Usinas com previsão de leilão em 2009 e 2010

UHs	Rio	Região Hidrográfica	UF	Sistema	Potência (MW)	Etapa Projeto	Data Plano	Avaliação processual	Avaliação Socioambiental		Nível de Ação
									Impactos	Categoria	
Barra do Pomba	Paraíba do Sul	Atlântico Sudeste	RJ	SE/CO/RO	80	Viabilidade	2014	Compatível	BA	1	Especial
Belo Monte	Xingu	Amazônica	PA	BM	5131	Viabilidade	2015	Compatível	DE	4	Especial
Cachoeira	Parnaíba	Parnaíba	PI/MA	NE	63	Viabilidade	2014	Compatível	BA	1	Especial
Cachoeirão	Juruena	Amazônica	MT	SE/CO/RO	64	Viabilidade	2015	Compatível	AA	1	Especial
Castelhano	Parnaíba	Parnaíba	PI/MA	NE	64	Viabilidade	2014	Compatível	BB	1	Especial
Estreito Parnaíba	Parnaíba	Parnaíba	PI/MA	NE	56	Viabilidade	2014	Compatível	BA	1	Especial
Juruena	Juruena	Amazônica	MT	SE/CO/RO	46	Viabilidade	2014	Compatível	AA	1	Especial
Riacho Seco	São Francisco	São Francisco	BA/PE	NE	240	Viabilidade	2015	Compatível	BB	1	Especial
São Manoel (*)	Teles Pires	Amazônica	MT/PA	TP	746	Viabilidade	2015	Compatível	BB	1	Especial
Toricoejo	Das Mortes	Tocantins - Araguaia	MT	SE/CO/RO	76	Viabilidade	2014	Compatível	BA	1	Especial

(*) Projeto não incluído no PAC

Tabela I.4 – Usinas indicativas

UHEs	Rio	Região Hidrográfica	UF	Sistema	Potência (MW)	Etapa Projeto	Data Plano	Avaliação Processual	Avaliação Socioambiental		Nível de Ação
									Impactos	Categoria	
Água Limpa	Das Mortes	Tocantins - Araguaia	MT	SE/CO/RO	320	Viabilidade	2015	Potencial de Atraso	BC	2	Intermediário
Buriti Queimado	das Almas	Tocantins - Araguaia	GO	SE/CO/RO	142	Viabilidade	2016	Potencial de Atraso	-	-	-
Cambuci	Paraíba do Sul	Atlântico Sudeste	RJ	SE/CO/RO	50	Viabilidade	2014	Potencial de Atraso	BC	2	Intermediário
Colider (*)	Teles Pires	Amazônica	MT	TP	342	Viabilidade	2015	Potencial de Atraso	BC	2	Intermediário
Foz do Apicás (*)	Apicás	Amazônica	MT	TP	275	Viabilidade	2015	Potencial de Atraso	BC	2	Intermediário
Garibaldi (*)	Canoas	Uruguai	SC/RS	S	150	Viabilidade	2014	Potencial de Atraso	BC	2	Intermediário
Itaguaçu (*)	Claro	Paraná	GO	SE/CO/RO	130	Viabilidade	2014	Potencial de Atraso	BB	1	Intermediário
Itaipiranga	Uruguai	Uruguai	SC/RS	S	725	Viabilidade	2017	Potencial de Atraso	BD	3	Alto
Marabá (*)	Tocantins	Tocantins - Araguaia	MA/PA	N	1080	Viabilidade	2016	Potencial de Atraso	DD	4	Alto
Maranhão	Maranhão	Tocantins - Araguaia	GO	SE/CO/RO	125,1	Viabilidade	2016	Potencial de Atraso	-	-	-
Mirador	Tocantinzinho	Tocantins - Araguaia	GO	SE/CO/RO	80	Viabilidade	2015	Potencial de Atraso	DC	3	Alto
Novo Acordo	Sono	Tocantins - Araguaia	TO	SE/CO/RO	160	Viabilidade	2016	Potencial de Atraso	CA	2	Intermediário
Paranhos (*)	Chopim	Paraná	PR	S	62,6	Viabilidade	2017	Compatível	BB	1	Baixo
Porteiras (*)	Maranhão	Tocantins - Araguaia	GO	SE/CO/RO	86	Viabilidade	2017	Compatível	-	-	-
Porto Galeano	Sucuriú	Paraná	MS	S	139	Viabilidade	2017	Potencial de Atraso	CA	2	Intermediário
Ribeiro Gonçalves	Parnaíba	Parnaíba	PI/MA	NE	113	Viabilidade	2014	Potencial de Atraso	BC	2	Intermediário
Salto Grande	Chopim	Paraná	PR	S	53,3	Viabilidade	2017	Compatível	CB	2	Baixo
São Luiz do Tapajós (*)	Tapajós	Amazônica	PA	N	2339	Inventário	2013	Compatível	-	-	-
São Miguel	Grande	Paraná	MG	SE/CO/RO	64,5	Viabilidade	2015	Potencial de Atraso	BC	2	Intermediário

UHES	Rio	Região Hidrográfica	UF	Sistema	Potência (MW)	Etapa Projeto	Data Plano	Avaliação Processual	Avaliação Socioambiental		Nível de Ação
									Impactos	Categoria	
São Roque	Canoas	Uruguai	SC	S	214	Viabilidade	2016	Potencial de Atraso	BC	2	Intermediário
Serra Quebrada	Tocantins	Tocantins - Araguaia	TO/MA	N	668	Viabilidade	2017	Potencial de Atraso	CD	3	Alto
Sinop (*)	Teles Pires	Amazônica	MT	TP	461	Viabilidade	2015	Potencial de Atraso	DB	3	Alto
Tabajara (*)	Ji-Paraná	Amazônica	RO	SE/CO/RO	350,1	Viabilidade	2016	Potencial de Atraso	-	-	-
Telêmaco Borba	Tibagi	Paraná	PR	S	120	Viabilidade	2017	Potencial de Atraso	CB	2	Intermediário
Teles Pires (*)	Teles Pires	Amazônica	MT/PA	TP	1820	Viabilidade	2016	Potencial de Atraso	CB	2	Intermediário
Torixoréu	Araguaia	Tocantins - Araguaia	GO/MT	SE/CO/RO	408	Viabilidade	2017	Potencial de Atraso	CB	2	Intermediário
Uruçuí	Parnaíba	Parnaíba	PI/MA	NE	134	Viabilidade	2015	Potencial de Atraso	BD	3	Alto
Volta Grande (*)	Chopim	Paraná	PR	S	54,9	Viabilidade	2017	Compatível	BB	1	Baixo
Volta Grande (*)	Chopim	Paraná	PR	S	54,9	Viabilidade	2017	Compatível	BB	1	Baixo

(*) Projeto não incluído no PAC

Anexo II – Análise Processual dos Projetos Termelétricos

Projeto Definido	Combustível	Subsist	Pot (MW)	Etapa	Avaliação Processual	Nível de Ação	Data plano
Angra 3	Nuclear	SE-CO	1350	Projeto Básico	Potencial de atraso	Alto	2014
Baía Formosa	Biomassa	NE	32	Projeto Básico	Potencial de pequeno atraso	Interm.	2010
Boa Vista	Biomassa	SE-CO	80	Construção	Potencial de atraso	Alto	2008
Cacimbaes	Gás Natural	SE-CO	127	Projeto Básico	Compatível	Baixo	2013
Camaçari Murici I	Óleo Combustível	NE	148	Construção	Compatível	Baixo	2009
Camaçari Polo De Apoio I	Óleo Combustível	NE	148	Construção	Compatível	Baixo	2009
Campina Grande	Óleo Combustível	NE	164	Construção	Compatível	Baixo	2010
Candiota III	Carvão	S	350	Construção	Compatível	Baixo	2010
Cauhyra I	Óleo Combustível	SE-CO	148	Projeto Básico	Potencial de pequeno atraso	Interm.	2013
Cisframa	Biomassa	S	4	Operação	Compatível	Baixo	2009
Colorado	Biomassa	SE-CO	34	Operação	Compatível	Baixo	2008
Costa Pinto	Biomassa	SE-CO	66	Construção	Compatível	Baixo	2008
Do Atlântico	Gas De Processo	SE-CO	490	Construção	Compatível	Baixo	2009
Escolha	Gás Natural	SE-CO	338	Projeto Básico	Compatível	Baixo	2013
Ester	Biomassa	SE-CO	38	Construção	Compatível	Baixo	2009
Euzébio Rocha (Cubatão)	Gás Natural	SE-CO	216	Construção	Compatível	Baixo	2010
Ferrari	Biomassa	SE-CO	27	Construção	Compatível	Baixo	2009
Flórida Paulista	Biomassa	SE-CO	55	Projeto Básico	Potencial de pequeno atraso	Interm.	2010
Global I	Óleo Combustível	NE	140	Projeto Básico	Potencial de atraso	Alto	2010
Global II	Óleo Combustível	NE	148	Projeto Básico	Potencial de atraso	Alto	2010
Goiânia II - Br	Diesel	SE-CO	140	Construção	Compatível	Baixo	2009
Iacanga	Biomassa	SE-CO	12	Construção	Compatível	Baixo	2009
Iconha	Óleo Combustível	SE-CO	184	Projeto Básico	Potencial de pequeno atraso	Interm.	2013
Interlagos	Biomassa	SE-CO	40	Operação	Compatível	Baixo	2008
Itapebi	Óleo Combustível	NE	138	Projeto Básico	Potencial de atraso	Alto	2010
José De Alencar	Gás Natural	NE	300	Projeto Básico	Potencial de atraso	Alto	2011
Linhares	Gás Natural	SE-CO	204	Projeto Básico	Potencial de atraso	Alto	2011
Louis Dreyfus Lagoa Da Prata Fase 1	Biomassa	SE-CO	47	Construção	Compatível	Baixo	2008
Louis Dreyfus Lagoa Da Prata Fase 2	Biomassa	SE-CO	13	Construção	Compatível	Baixo	2009
Louis Dreyfus Rio Brilhante - Fase 1	Biomassa	SE-CO	40	Construção	Compatível	Baixo	2008
Louis Dreyfus Rio Brilhante - Fase 2	Biomassa	SE-CO	50	Construção	Compatível	Baixo	2009
Maracanaú I	Óleo Combustível	NE	162	Construção	Compatível	Baixo	2010
Maracanaú II	Óleo Combustível	NE	70	Projeto Básico	Potencial de atraso	Alto	2012
Mc2 Camaçari 1	Óleo Combustível	NE	176	Projeto Básico	Potencial de atraso	Alto	2011
Mc2 Camaçari 2	Óleo Combustível	NE	176	Projeto Básico	Potencial de pequeno atraso	Interm.	2013
Mc2 Camaçari 3	Óleo Combustível	NE	176	Projeto Básico	Potencial de pequeno atraso	Interm.	2013
Mc2 Catu	Óleo Combustível	NE	176	Projeto Básico	Potencial de atraso	Alto	2011
Mc2 Dias Dávila 1	Óleo Combustível	NE	176	Projeto Básico	Potencial de atraso	Alto	2011
Mc2 Dias Dávila 2	Óleo Combustível	NE	176	Projeto Básico	Potencial de atraso	Alto	2011
Mc2 Feira De Santana	Óleo Combustível	NE	176	Projeto Básico	Potencial de atraso	Alto	2011

Projeto Definido	Combustível	Subsist	Pot (MW)	Etapa	Avaliação Processual	Nível de Ação	Data plano
Mc2 Gov Mangabeira	Óleo Combustível	NE	176	Projeto Básico	Potencial de pequeno atraso	Interm.	2013
Mc2 João Neiva	Gás Natural	SE-CO	330	Projeto Básico	Compatível	Baixo	2013
Mc2 Joinvile	Gás Natural	SE-CO	330	Projeto Básico	Compatível	Baixo	2013
Mc2 Macaíba	Óleo Combustível	NE	400	Projeto Básico	Potencial de pequeno atraso	Interm.	2013
Mc2 Messias	Óleo Combustível	NE	176	Projeto Básico	Potencial de pequeno atraso	Interm.	2013
Mc2 N.S. Do Socorro	Óleo Combustível	NE	176	Projeto Básico	Potencial de pequeno atraso	Interm.	2013
Mc2 Nova Venecia 2	Óleo Combustível	SE-CO	176	Projeto Básico	Potencial de pequeno atraso	Interm.	2013
Mc2 Pecém 2	Óleo Combustível	NE	350	Projeto Básico	Potencial de pequeno atraso	Interm.	2013
Mc2 Rio Largo	Óleo Combustível	NE	176	Projeto Básico	Potencial de pequeno atraso	Interm.	2013
Mc2 Sapeaçu	Óleo Combustível	NE	176	Projeto Básico	Potencial de pequeno atraso	Interm.	2013
Mc2 Sr Do Bonfim	Óleo Combustível	NE	176	Projeto Básico	Potencial de atraso	Alto	2011
Mc2 St Antônio De Jesus	Óleo Combustível	NE	176	Projeto Básico	Potencial de pequeno atraso	Interm.	2013
Mc2 Suape 2b	Óleo Combustível	NE	350	Projeto Básico	Potencial de pequeno atraso	Interm.	2013
Monte Pascoal	Óleo Combustível	NE	138	Projeto Básico	Potencial de atraso	Alto	2010
Mpx	Carvão	NE	700	Construção	Compatível	Baixo	2011
Nova Olinda	Óleo Combustível	N	165	Projeto Básico	Potencial de atraso	Alto	2010
Porto Do Pecém 2	Carvão	NE	360	Projeto Básico	Potencial de pequeno atraso	Interm.	2013
Palmeira De Goiás	Diesel	SE-CO	174	Projeto Básico	Potencial de atraso	Alto	2010
Paraúna	Biomassa	SE-CO	114	Projeto Básico	Compatível	Baixo	2013
Pau Ferro I	Diesel	NE	94	Construção	Compatível	Baixo	2009
Pernambuco 3	Óleo Combustível	NE	201	Projeto Básico	Potencial de pequeno atraso	Interm.	2013
Pernambuco 4	Óleo Combustível	NE	201	Projeto Básico	Potencial de atraso	Alto	2011
Pioneiros II	Biomassa	SE-CO	50	Construção	Compatível	Baixo	2009
Potiguar	Diesel	NE	52,8	Operação	Compatível	Baixo	2009
Potiguar III	Diesel	NE	66	Construção	Compatível	Baixo	2009
Quatá	Biomassa	SE-CO	54	Construção	Compatível	Baixo	2009
Quirinópolis	Biomassa	SE-CO	40	Operação	Compatível	Baixo	2008
Quirinópolis Exp	Biomassa	SE-CO	40	Construção	Potencial de pequeno atraso	Interm.	2009
Rafard	Biomassa	SE-CO	43	Construção	Compatível	Baixo	2008
Santa Cruz Ab Fase 1	Biomassa	SE-CO	25	Operação	Compatível	Baixo	2008
Santa Cruz Ab Fase 2	Biomassa	SE-CO	25	Construção	Compatível	Baixo	2009
Santa Cruz Nova	Gás Natural	SE-CO	364	Construção	Compatível	Baixo	2012
Santa Isabel	Biomassa	SE-CO	40	Construção	Compatível	Baixo	2009
São João	Biomassa	SE-CO	25	Operação	Compatível	Baixo	2008
São João Da Boa Vista	Biomassa	SE-CO	70	Construção	Compatível	Baixo	2010
São José	Biomassa	SE-CO	50	Construção	Compatível	Baixo	2009
Sta Rita De Cássia	Óleo Combustível	NE	175	Projeto Básico	Potencial de atraso	Alto	2011
Suape II	Óleo Combustível	NE	355,7	Projeto Básico	Potencial de atraso	Alto	2012
Termomanaus	Diesel	NE	142	Construção	Compatível	Baixo	2009
Termomaranhão	Carvão	N	350	Projeto Básico	Potencial de atraso	Alto	2012
Termonordeste	Óleo Combustível	NE	171	Projeto Básico	Potencial de atraso	Alto	2010

Projeto Definido	Combustível	Subsist	Pot (MW)	Etapa	Avaliação Processual	Nível de Ação	Data plano
Termoparaíba	Óleo Combustível	NE	171	Projeto Básico	Potencial de atraso	Alto	2010
Termopower 5	Óleo Combustível	NE	201	Projeto Básico	Potencial de pequeno atraso	Interm.	2013
Termopower 6	Óleo Combustível	NE	201	Projeto Básico	Potencial de pequeno atraso	Interm.	2013
Tocantinópolis	Óleo Combustível	N	165	Projeto Básico	Potencial de atraso	Alto	2010
Vale Do Açú	Gás Natural	NE	368	Operação	Compatível	Baixo	2008
Viana	Óleo Combustível	SE-CO	171	Construção	Compatível	Baixo	2010
Xanxerê	Biomassa	S	30	Projeto Básico	Potencial de atraso	Alto	2010
Usina Bonfim	Biomassa	SE-CO	59	Projeto Básico	Compatível	Baixo	2011

Anexo III – Análise Socioambiental dos Projetos de Transmissão

Tabela III.1 – Classificação quanto ao nível de ação para as linhas de transmissão avaliadas

Linhas de Transmissão	Sistema	Etapa	Data Plano	Impactos	Categorias	Nível de Ação
Açailândia – Presidente Dutra C2	Norte	Em planejamento	2011	Não avaliada	Não avaliada	Especial
Alto da Serra - Sul CD	Sudeste	A licitar	2009	BA	1	Baixo
Banabuiú - Mossoró C2	Nordeste	A licitar	2011	Não avaliada	Não avaliada	Especial
Bateias - Curitiba II, CS	Sul	Licitada	2009	B**A	2	Intermediário
Bateias - Pilarzinho	Sul	Licitada	2009	C***A	3	Intermediário
Biguaçu - Palhoça	Sul	Construção	2008	C**C*	3	Intermediário
Maggi - Nova Mutum CD	Centro-Oeste	Licitada	2009	BB*	2	Baixo
Campos Novos - Videira CD	Sul	Licitada	2009	AA	1	Baixo
Canoinhas - São Mateus	Sul	Licitada	2009	AA	1	Baixo
Cascavel Oeste - Umarama CS	Sul	A licitar	2009	AA	1	Baixo
Colinas-Ribeiro Gonçalves C2	Norte	Licitada	2009	B**A	2	Baixo
Curitiba - Uberaba CS, D2	Sul	A licitar	2009	AA	1	Baixo
Desterro - Palhoça	Sul	Licitada	2008	Não avaliada	Não avaliada	Especial
Dona Francisca - Santa Maria 3 C2	Sul	Licitada	2009	AA	1	Baixo
Estreito - Ribeirão Preto	Sudeste	Licitada	2009	A*A	2	Baixo
Eunápolis - Teixeira de Freitas II C2	Nordeste	Em planejamento	2012	BA	1	Baixo
Foz do Chapecó - Guarita	Sul	Em planejamento	2010	B*B*	2	Intermediário
Foz do Chapecó - Xanxerê	Sul	Em planejamento	2010	B*B*	2	Intermediário
Funil - Itapebi C3	Nordeste	Licitada	2009	B**A	2	Baixo
Furnas - Pimenta	Sudeste	Licitada	2009	B*A	2	Baixo
Garibaldi - Monte Claro	Sul	Licitada	2008	BA	1	Baixo
Ibicoara - Brumado	Nordeste	Licitada	2009	AA	1	Baixo
Interligação Acre/Rondônia	Centro-Oeste	Construção	2009	BA	1	Baixo
Ji Paraná - Ariquemes C2	Centro-Oeste	Licitada	2009	Não avaliada	Não avaliada	Especial
Interligação Acre/Rondônia	Centro-Oeste	Licitada	2009	Não avaliada	Não avaliada	Especial
Ji-Paraná - Pimenta Bueno C1	Centro-Oeste	Construção	2009	BA	1	Baixo
Interligação Acre/Rondônia	Centro-Oeste	Construção	2008	BB*	2	Baixo
Ji-Paraná - Pimenta Bueno C2	Centro-Oeste	Licitada	2009	BA	1	Baixo
Interligação Acre/Rondônia	Nordeste	Licitada	2009	C*A	3	Intermediário
Ariquemes - Samuel C2	Centro-Oeste	Licitada	2009	Não avaliada	Não avaliada	Especial
Interligação Acre/Rondônia	Norte	Licitada	2012	C***A	3	Baixo
Jauru - Vilhena C1 e C2, CS	Centro-Oeste	Licitada	2008	Não avaliada	Não avaliada	Especial
Interligação Acre/Rondônia	Norte	Construção	2010	B*A	2	Baixo
Pimenta Bueno - Vilhena C1	Centro-Oeste	Construção	2008	BB*	2	Baixo
Interligação Acre/Rondônia	Norte	Construção	2008	C***B	3	Intermediário
Pimenta Bueno - Vilhena C2	Centro-Oeste	Construção	2008	Não avaliada	Não avaliada	Especial
Interligação N-NE	Sul	Licitada	2009	BA	1	Baixo
São João do Piauí - Milagres C1	Nordeste	Licitada	2009	C*A	3	Intermediário
Interligação Tucuruí - Macapá - Manaus	Sul	Licitada	2009	C***A	3	Alto
Oriximiná - Itacoatiara - Cariri CD	Norte	Licitada	2012	C***B*	3	Intermediário
Interligação Tucuruí - Macapá - Manaus	Centro-Oeste	Licitada	2009	AA	1	Baixo
Oriximiná - Jurupari - Laranjal do Jari - Macapá CD	Norte	Licitada	2012	C***A	3	Baixo
Interligação Tucuruí - Macapá - Manaus	Sul	Licitada	2009	AB	1	Baixo
Tucuruí - Xingu - Jurupari, CD	Norte	Licitada	2012	C***B*	3	Intermediário

Linhas de Transmissão	Sistema	Etapa	Data Plano	Impactos	Categorias	Nível de Ação
Itacaiunas - Carajás C3	Centro-Oeste	Construção	2008	Não avaliada	Não avaliada	Especial
NS III LOTE A	Norte	Construção	2010	B*A	2	Baixo
Itacaiunas - Carajás CD	Norte	Construção	2008	BB*	2	Baixo
NS III LOTE A	Norte	Construção	2008	B*A	2	Baixo
Itacaiunas - Colinas C1 - NS III LOTE A	Norte	Construção	2008	C***B	3	Intermediário
Jaguara - Estreito	Sudeste	Licitada	2008	B*A	2	Intermediário
Jaguariaíva-Itararé-II - Interligação S-SE	Sul	Licitada	2009	BA	1	Baixo
Jardim - Penedo	Nordeste	Licitada	2009	C***A	2	Baixo
Joinville Norte - Curitiba C2	Sul	Licitada	2009	C***A	3	Alto
Juba - Jauru C2, CS	Centro-Oeste	Em planejamento	2011	AA	1	Baixo
Juba - Jauru CD	Centro-Oeste	Licitada	2009	AA	1	Baixo
Juína - Maggi, CD	Centro-Oeste	Licitada	2010	Não avaliada	Não avaliada	Especial
Londrina (ESUL) - Maringá II, CS	Sul	Licitada	2009	AB	1	Baixo
Luziânia - Samambaia - NS III LOTE C	Centro-Oeste	Construção	2008	AA	1	Baixo
Luziânia-Emborcação - NS III LOTE C	Centro-Oeste	Construção	2008	Não avaliada	Não avaliada	Especial
Maggi - Juba CD	Centro-Oeste	Licitada	2011	AB*	2	Baixo
Marabá - Itacaiunas CD - NS III LOTE A	Norte	Construção	2008	BB*	2	Baixo
Marimondo - Ribeirão Preto	Sudeste	Licitada	2009	AA	1	Baixo
Marimondo - São Simão	Sudeste	Licitada	2009	AA	1	Baixo
Mascarenhas - Verona	Sudeste	Licitada	2008	B**A	2	Intermediário
Milagres - Coremas C2	Nordeste	Construção	2007	AA	1	Baixo
Miracema - Gurupi C3 - NS III LOTE B	Norte	Construção	2008	Não avaliada	Não avaliada	Especial
Neves - Mesquita	Sudeste	Licitada	2008	C***B	3	Alto
Nova Mutum - Sorriso	Centro-Oeste	Licitada	2009	AA	1	Baixo
Nova Ponte - Estreito - NS III LOTE D	Sudeste	Construção	2008	Não avaliada	Não avaliada	Especial
Nova Ponte - São Gotardo 2 - NS III LOTE D	Sudeste	Construção	2008	Não avaliada	Não avaliada	Especial
Nova Santa Rita - Scharlau CD	Sul	Licitada	2009	AA	1	Baixo
Paracatu 4 - Pirapora 2	Sudeste	Licitada	2008	AB*	2	Intermediário
Paraíso - Açú C2	Nordeste	Licitada	2009	AB	1	Baixo
Peixe II - Serra da Mesa II C1 - NS III LOTE B	Norte	Construção	2008	AA	1	Baixo
Picos - Tauá	Nordeste	Licitada	2009	BA	1	Baixo
Porto Alegre 9 - Porto Alegre 4	Sul	A licitar	2008	AA	1	Baixo
Porto Alegre 9 - Porto Alegre 8	Sul	A licitar	2008	BA	1	Baixo
Presidente Médici - Santa Cruz 1	Sul	Licitada	2010	Não avaliada	Não avaliada	Especial
Ribeirão Preto - Poços de Caldas	Sudeste	Licitada	2009	B**A	2	Baixo
Ribeiro Gonçalves - Balsas C1	Norte	Em planejamento	2009	BB	1	Baixo
Ribeiro Gonçalves - S. João do Piauí C2 Interligação N-NE	Nordeste	Licitada	2009	C*A	3	Intermediário
São Luís I - São Luís II, CD	Norte	Licitada	2009	C**A	3	Alto
São Luís II - S. Luís III C1	Norte	Licitada	2009	AA	1	Baixo
São Luís II - S. Luís III C2	Norte	Em planejamento	2012	AA	1	Baixo
Serra da Mesa 2 - Luziânia						
NS III LOTE C	Centro-Oeste	Construção	2008	AA	1	Baixo
Sorriso - Sinop	Centro-Oeste	Licitada	2009	AA	1	Baixo

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Distribuição das reservas extrativistas e de desenvolvimento sustentável por bioma	356
Tabela 2 – Distribuição por região hidrográfica das usinas hidrelétricas em operação	358
Tabela 3 – Ocupação dos biomas pelos reservatórios das UHEs em operação	360
Tabela 4 – Composição do parque termelétrico instalado por combustível (nº de usinas [MW])	362
Tabela 5 – Evolução do sistema de transmissão 2001-2007 (km)	363
Tabela 6 – Extensão de linhas de transmissão existentes por bioma	365
Tabela 7 – Distribuição dos empreendimentos hidrelétricos planejados pelos subsistemas elétricos (nº de usinas/ MW)	366
Tabela 8 – Distribuição dos empreendimentos hidrelétricos planejados pelas regiões hidrográficas (nº de usinas / MW)	366
Tabela 9 – Conjunto de projetos termelétricos definidos por subsistema e fonte de combustível	369
Tabela 10 – Número e potência dos projetos definidos e indicativos por subsistema	369
Tabela 11 – Linhas de transmissão por subsistema (km)	370
Tabela 12 – Extensão de linhas de transmissão planejadas por bioma	372
Tabela 13 – Projetos Hidrelétricos por etapa	374
Tabela 14 – Projetos Hidrelétricos – Resumo da Avaliação Socioambiental	375
Tabela 15 - Prazos mínimos e máximos adotados para os projetos hidrelétricos	375
Tabela 16 – Projetos Hidrelétricos – Resumo da Avaliação Processual	376
Tabela 17 – Projetos Hidrelétricos – Classificação por Nível de Ação	377
Tabela 18 – Projetos hidrelétricos classificados como Nível de Ação Baixo	378
Tabela 19 – Projetos hidrelétricos classificados como Nível de Ação Intermediário	379
Tabela 20 – Projetos hidrelétricos classificados como Nível de Ação Alto	381
Tabela 21 – Projetos hidrelétricos classificados como Nível de Ação Especial	381
Tabela 22 – Principais indicadores das AAls	394
Tabela 23 – Conjunto de Projetos Termelétricos Planejados	394
Tabela 24 – Usinas Termelétricas – Avaliação de prazos (em meses)	395
Tabela 25 – Geração Termelétrica – Resumo da Avaliação Processual	395
Tabela 26 – Número de projetos definidos em cada categoria na avaliação processual, por combustível	396
Tabela 27 – Total de emissões de gases de efeito estufa por termelétricas (2008 – 2017)	401
Tabela 28 – Estágio dos Empreendimentos de transmissão	402
Tabela 29 – Empreendimentos de transmissão – Resultado da avaliação socioambiental por categorias	403
Tabela 30 – Prazos considerados para viabilização dos projetos de Linhas de Transmissão	403
Tabela 31 – Empreendimentos de transmissão – Resultado da análise processual por subsistema	404
Tabela 32 – Linhas de transmissão – Compatibilidade dos projetos planejados com o início dos estudos	404
Tabela 33 – Linhas de transmissão – Avaliação por níveis de ação	405
Tabela 34 – Evolução da distribuição das UHEs nas regiões hidrográficas	408
Tabela 35 – Evolução da distribuição das UTEs nos subsistemas	408
Tabela 36 – Evolução do parque termelétrico por combustível (I-instalado, P-planejado) (MW)	408
Tabela 37 – Estimativa da evolução física das linhas de transmissão	409
Tabela 38 – Indicadores para Análise Integrada da Geração e Transmissão	416

Lista de Gráficos

Gráfico 1 – Distribuição percentual dos biomas no território nacional	355
Gráfico 2 – Percentual das áreas dos biomas ocupadas por Unidades de Conservação federais	356
Gráfico 3 – Percentual das áreas dos biomas ocupadas por Terras Indígenas	357
Gráfico 4 – Percentual de áreas dos biomas ocupadas por APCB	357
Gráfico 5 – Percentual de áreas dos biomas ocupadas por APCBs de prioridade extremamente alta	358
Gráfico 6 – Distribuição da compensação financeira pelo uso de recursos hídricos (compensação financeira e royalties de Itaipu) – em milhões de R\$	361
Gráfico 7 – Compensação financeira total pelo uso de recursos hídricos no triênio 2005-2007 –	361
Gráfico 8 – Emissões do parque termelétrico instalado no período 2003-2007	362
Gráfico 9 – Percentual da extensão das linhas de transmissão existentes por bioma	365
Gráfico 10 – Distribuição dos empreendimentos hidrelétricos planejados pelos biomas	367
Gráfico 11 – Potência gerada por fonte de combustível ao longo do decênio, considerando os projetos definidos	370
Gráfico 12 – Presença de linhas de transmissão planejadas nos biomas	373
Gráfico 13 – Número de projetos com potencial de atraso ou pequeno atraso previstos para cada ano do decênio	396
Gráfico 14 – Emissões (máximas) de CO ₂ equivalente (Mt) por Subsistema	400
Gráfico 15 – Contribuição das diversas fontes para as emissões de CO ₂ no SIN	401
Gráfico 16 – Emissão anual de GEE da geração de eletricidade em diversos países	411
Gráfico 17 – Taxa de emissão de CO ₂ por MWh de energia elétrica gerada em diversos países	412
Gráfico 18 – Comparação das emissões de CO ₂ per capita entre diversos países e o Brasil	412
Gráfico 19 – Intensidade de carbono da economia, levando em consideração apenas as emissões do setor elétrico	413
Gráfico 20 – Emissões líquidas no período 2008-2017	414
Gráfico 21 – Emissões evitadas através da conversão das usinas do sistema isolado para gás natural	415

Lista de Figuras

Figura 1 – Fluxograma de atividades associadas às análises socioambientais	352
Figura 2 – Esquema da análise socioambiental	352
Figura 3 – Caracterização socioambiental do território brasileiro	354
Figura 4 – Sistema de geração hidrelétrica existente	359
Figura 5 – Sistema de transmissão existente	364
Figura 6 – Distribuição dos empreendimentos hidrelétricos planejados pelos biomas	368
Figura 7 – Sistema planejado de transmissão e biomas brasileiros	372
Figura 8 – Sistema de geração hidrelétrica – existente e planejado	384
Figura 9 – Bacia Hidrográfica do Paranaíba	385
Figura 10 – Bacia Hidrográfica do Tocantins	387
Figura 11 – Bacia Hidrográfica do Uruguai	388
Figura 12 – Bacia Hidrográfica do Parnaíba	390
Figura 13 – Bacia Hidrográfica do Paraíba do Sul	391
Figura 14 – Bacia Hidrográfica do Doce	393
Figura 15 – Distribuição espacial das térmicas existentes e planejadas (definidas)	399