

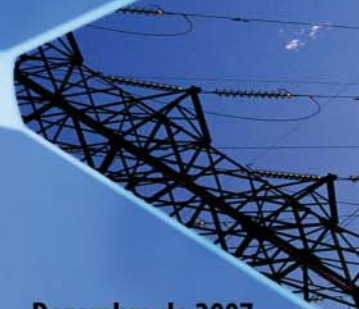


Ministério de Minas e Energia
Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético
Empresa de Pesquisa Energética

1

volume

PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA 2007/2016



Dezembro de 2007



Ministério de Minas e Energia
Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético
Empresa de Pesquisa Energética

1

volume

PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA 2007/2016



Dezembro de 2007



Ministério das Minas e Energia – MME

Ministro

Silas Rondeau Cavalcante Silva

Nelson Jose Hubner Moreira (interino)

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Márcio Pereira Zimmermann

Diretor do Departamento de Planejamento Energético

Iran de Oliveira Pinto

Ministério das Minas e Energia – MME

Esplanada dos Ministérios

Bloco U – 5º andar

70065-900 – Brasília – DF

Tel.: (55 61) 3319 5299

Fax : (55 61) 3319 5067

www.mme.gov.br



Empresa de Pesquisa Energética

Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Presidente

Maurício Tiomno Tolmasquim

Diretor de Estudos Econômicos e Energéticos

Amílcar Gonçalves Guerreiro

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

José Carlos de Miranda Farias

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Bioenergia

Gelson Baptista Serva (Interino)

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

Catálogo na Fonte

Divisão de Gestão de Documentos e Informação Bibliográfica

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético.

Plano decenal de expansão de energia: 2007/2016 / Ministério de Minas e Energia ; Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético. _ Brasília : MME, 2007.

2 v. : il.

1. Política energética _ Brasil. 2. Energia _ Brasil. II. Título.

CDU 621.3(81)“2007/2016”

1
volume

PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA
2007/2016



Participantes do Ministério de Minas e Energia – MME

Coordenação Geral

Márcio Pereira Zimmermann

Coordenação Executiva

Iran de Oliveira Pinto
Paulo Altaur Pereira Costa

Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL

Albert Cordeiro Geber de Melo
Maria Elvira Piñeiro Maceira

Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético – SPE

Consultores do Projeto ESTAL

Altino Ventura Filho
Antonio Carlos Tatit Holtz

Equipe Técnica SPE

Adriano Jeronimo da Silva
Alexandre Ramos Peixoto
Andréa Figueiredo
Artur Costa Steiner
Carlos Aparecido Gama
Carolino Augusto Cepeda
Ceres Zenaide Barbosa Cavalcanti
Cristiany Salgado Faria
Eduardo de Freitas Madeira
Fernando Colli Munhoz
Fernando José Ramos Mello
Francisco Romário Wojcicki
Gilberto Hollauer
Henryette Cruz
Jarbas R. de Aldano Matos
Jefferson Boechat
João Antônio Moreira Patusco
João Luiz Tedeschi
John Denys Cadman
José Antônio Sales de Melo
José Luiz Scavassa
Laura Cristina da Fonseca Porto
Luiz Antonio Duarte
Osmar Ferreira do Nascimento
Paulo Augusto Leonelli
Paulo de Tarso de Alexandria Cruz
Paulo Roberto Rabelo da Assunção
Roberto Wagner Pereira
Samira Sana Fernandes de Souza
Sidney do Lago Junior
Sophia Andonios Spyridakis Pereira
Thiago Guilherme Ferreira Prado

Coordenação Editorial

Gabriela Pires Gomes de Souza Costa

Equipe Editorial

Ana Kléa Sobreira de Moraes
Carlos Eduardo Reis Gregório

Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis – SPG

Coordenação

João José de Nora Souto

Equipe Técnica SPG

Antônio Henrique Godoy Ramos
José Botelho Neto
Clayton de Souza Pontes
Cláudio Akio Ishihara
Luciano Costa de Carvalho
Luiz Carlos Lisboa Theodoro
Manoel Rodrigues Parada Neto
Marco Antônio Martins Almeida
Marlon Arraes Jardim Leal
Symone Christine de Santana Araújo
Ricardo de Gusmão Dornelles
Ricardo Borges Gomide
Ricardo Takemitsu Simabuku

Secretaria de Geologia, Mineração e Transformação Mineral - SGM

Coordenação

Claudio Scliar

Equipe Técnica SGM

Irineu Capeletti

Participantes da Empresa de Pesquisa Energética– EPE



Coordenação Geral

Maurício Tiomno Tolmasquim
José Carlos de Miranda Farias
Amílcar Gonçalves Guerreiro

Coordenação Executiva

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

José Marcos Bressane
James Bolívar Luna Azevedo
Ricardo Nascimento e Silva do Valle
Gelson Baptista Serva
Talita de Oliveira Porto
Paulo César Vaz Esmeraldo
Ricardo Cavalcanti Furtado

Estudos econômicos e energéticos

Agenor Gomes Pinto Garcia
Amaro Olimpio Pereira Junior
Arnaldo dos Santos Junior
Carla Achão
Cláudio Gomes Velloso
Emílio Hiroshi Matsumura
Inah de Holanda
Jeferson Borghetti Soares
José Manuel David
Juarez Castrillon Lopes.
Letícia Fernandes Rodrigues da Silva
Luiz Cláudio Orleans
Marina Elisabete Espinhoso Tavares
Raymundo Moniz Aragão Neto
Renato Pinto de Queiroz
Ricardo Gorini de Oliveira
Vicente Correa Neto.

Estudos de petróleo e derivados

Aldeir Dias Bernardo
Alexandre Szklo (consultor)
Amanda Pereira Aragão
Claudio Bettini
Ernesto Ferreira Martins
Janaína Francisco Sala
João Augusto Bastos de Mattos
Luana Barki (estagiária)
Marcos Frederico F. de Souza
Marisa Maia de Barros
Norival Brisola
Paula Caroline Freschi Merigue
Reneu Rodrigues da Silva

Estudos de gás natural

Aloysio Vasconcelos
André Carlos Cascão
Erick Portela Pettendorfer
Geraldo Furtado Rodrigues
Marco Stiel Radu Halpern
Sara Macêdo dos Santos

Estudos de geração de energia elétrica

Angela Regina Livino de Carvalho
Danielle Bueno de Andrade
Leonardo Augusto da Fonseca P. Sant'Anna
Leonardo Braga Soares
Leonardo Souza Ribeiro
Marcelle Caroline Thimotheo de Brito
Pedro Américo Moretz-Sohn David

Estudos de transmissão de energia elétrica

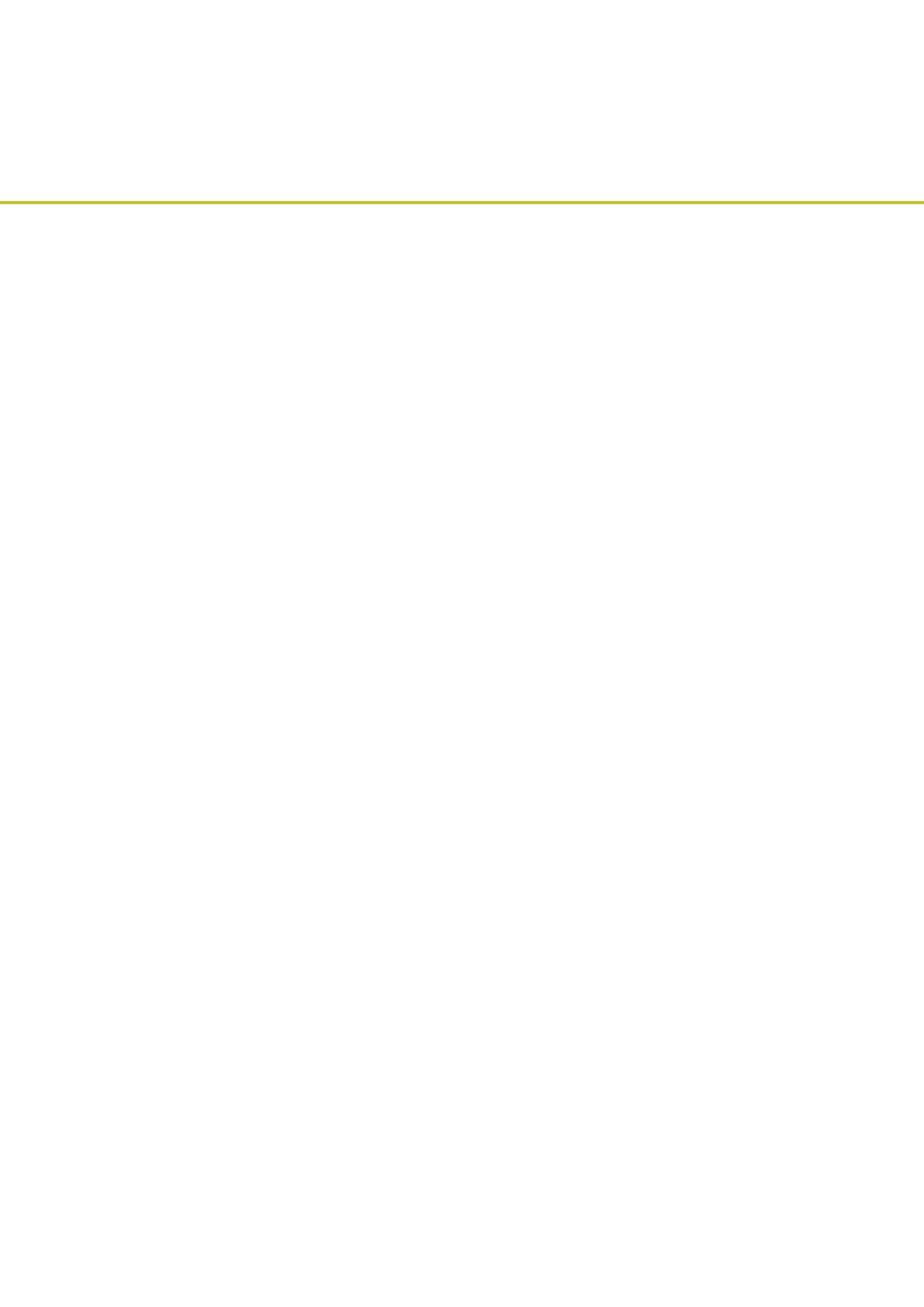
Alzira Noli Silveira
Daniela Florêncio de Souza
Edna Maria de Almeida Araújo
Fernando Hevelton Oliveira
João Maurício Caruso
Jurema Baptistella Ludwig
Maria de Fátima Gama
Roberto M. Rocha
Thiago de Faria R. Dourado Martins
Vinicius Ferreira Martins

Estudos socioambientais

Ana Lacorte
Ana Paula Athanazio Coelho
Carlos Frederico Menezes
Flavia Pompeu Serran
Hermani Moraes Vieira
Mírian Regini Nuti
Paulo Nascimento Teixeira
Ronaldo Câmara Cavalcanti

Estudos de biocombustíveis

Angela Oliveira da Costa
Frederico Ventorim
Luciano Basto Oliveira
Roberto Gustavo Pohl Ferrão



Apresentação



O Ministério de Minas e Energia – MME, enquanto responsável pela concepção e implementação de políticas para o Setor Energético, em consonância com as diretrizes do Conselho Nacional de Políticas Energéticas – CNPE, retomou, de fato, o exercício do planejamento como função de governo, ao tornar público o Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006/2015, a Matriz Energética Nacional 2030 e o Plano Nacional de Energia 2030, no âmbito do Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico.

No ano de 2006 e início de 2007, foram desenvolvidos os estudos que subsidiaram o presente Plano Decenal de Energia 2007/2016, pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, contando com estreita colaboração de técnicos de diversas empresas do setor energético, que, de forma pioneira, amplia a abrangência do planejamento no horizonte decenal, incorporando uma visão integrada da expansão da demanda e da oferta de diversos energéticos, além da energia elétrica.

Destaca-se que para a realização deste Plano Decenal, foi de fundamental importância as diretrizes estabelecidas pela visão estratégica de longo prazo, consolidada no Plano Nacional de Energia - PNE 2030, o que torna realidade o resgate do planejamento energético do País.

Em atendimento às definições do Novo Modelo Institucional e aos contornos técnicos do planejamento setorial, o Plano Decenal indica 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.

Considerando o modelo vigente, que associa a participação de agentes públicos e privados, com papéis delimitados por um conjunto de normas e instrumentos governamentais e regulamentados por contratos junto ao órgão regulador, as diretrizes e indicações para o horizonte decenal se afiguram também como instrumentos estratégicos para garantia do atendimento do mercado de energia com qualidade e confiabilidade.

Assim, ao apresentar o resultado final de todo esse processo, de planejamento energético, que culminou com a consulta pública sobre o PDE, no período de 27 de junho a 20 de julho de 2007, o Ministério de Minas e Energia agradece publicamente toda a colaboração recebida de seus parceiros institucionais nesta atividade de planejamento, fundamental para definir a expansão do sistema energético brasileiro no próximo horizonte decenal.

Brasília, dezembro de 2007

Nelson Jose Hubner Moreira
Ministro de Estado de Minas e Energia (interino)

Estrutura do Relatório



O Relatório do Plano Decenal de Expansão de Energia 2007/2016 está estruturado em dez Capítulos com os seguintes conteúdos:

VOLUME I

• **Capítulo I** – Introdução: apresenta uma descrição do contexto institucional em que foram realizados os estudos, dos objetivos e do papel do planejamento decenal nesse contexto. Adicionalmente, apresenta uma visão geral dos estudos, 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, detalhada em três partes:

1. **Geração de Energia Elétrica:** apresenta os procedimentos metodológicos, as premissas utilizadas para a formulação das hipóteses de 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.
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. É ainda apresentada uma projeção da evolução dos valores médios das tarifas de uso do sistema de transmissão. 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 de 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 conjuntos de empreendimentos, caracterizando os níveis de ação necessários para assegurar sua viabilização dentro do cronograma decenal.

Volume II

• **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 de gás natural. Além das previsões de reservas e volumes potenciais recuperáveis, são apresentadas as estimativas de produção em campos 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 de gás natural. Ao final é feita uma análise dos principais aspectos socioambientais referentes às atividades de exploração e produção de petróleo e de 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 seus preços internacionais e nacionais e a expansão do parque nacional de refino, 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. Finalmente, são analisados os efeitos socioambientais decorrentes das atividades de refino, transporte e utilização dos derivados de petróleo.

• **Capítulo VI** – Oferta de Gás Natural: apresenta os resultados dos estudos de expansão da oferta de gás natural, contemplando as perspectivas de seus preços, 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, para este ciclo de planejamento, se concentraram no etanol e no biodiesel, no âmbito do mercado de combustíveis líquidos carburantes.

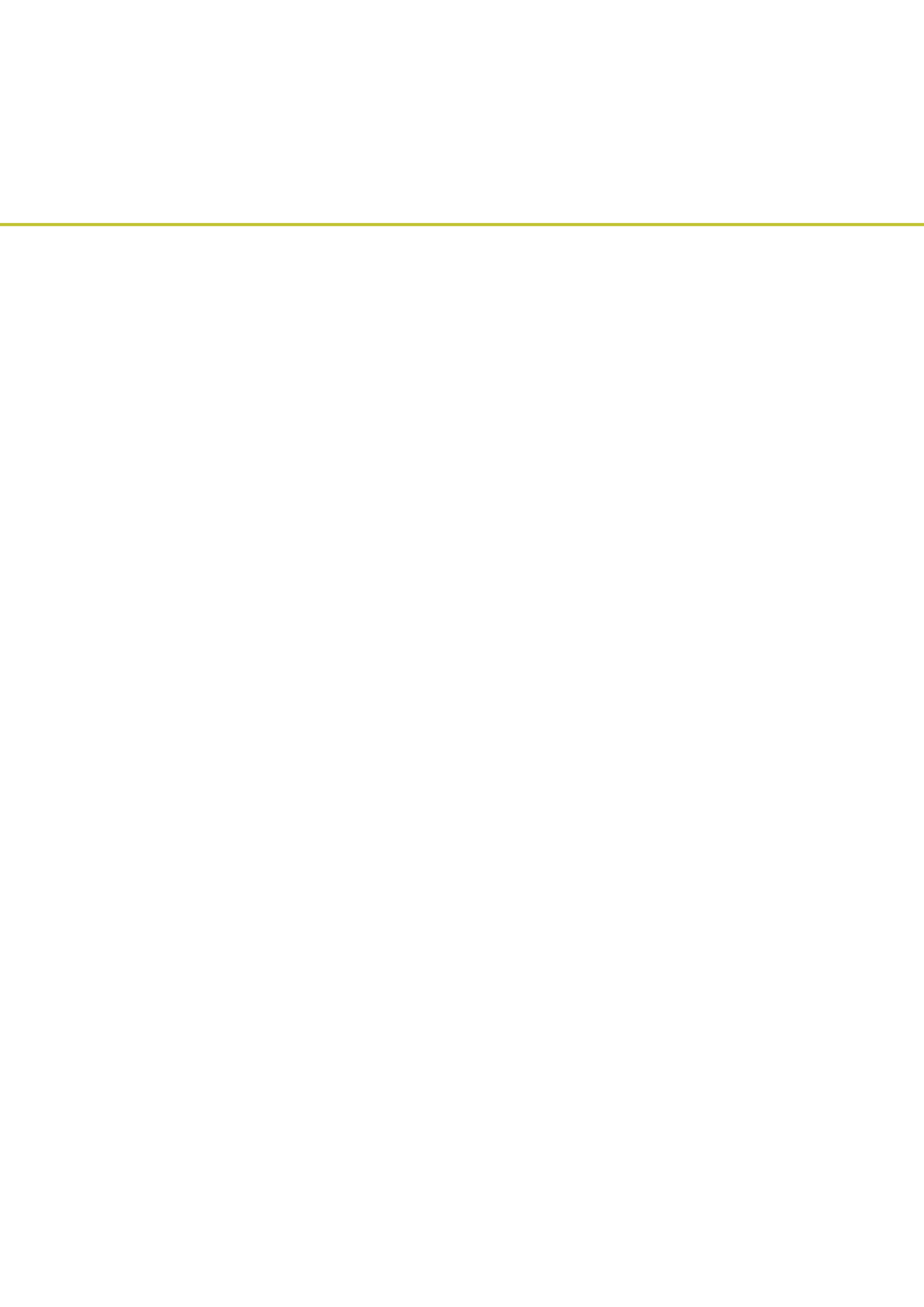
Para o etanol, é feita uma síntese quanto às perspectivas de preços internacionais e nacionais desse energético e são abordados os aspectos de mercado para o etanol brasileiro e a expansão da capacidade de oferta. É também abordada a logística de transporte desse energético e seu potencial de expansão, incluindo a estimativa de investimentos associados.

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

• **Capítulo VIII** – Oferta de Carvão Mineral: apresenta um resumo dos estudos efetuados relativamente ao carvão mineral, procurando destacar as principais variáveis que subsidiaram as análises no âmbito deste Plano Decenal. São abordados o panorama do carvão mineral no mundo e no Brasil, a potencialidade de expansão da geração termelétrica a carvão mineral no Brasil, a projeção de consumo deste energético e suas perspectivas de preços. Ao final, é apresentada uma descrição geral dos principais impactos ambientais associados à utilização do carvão mineral.

• **Capítulo IX** – Eficiência Energética: Este capítulo apresenta um conjunto de ações de promoção da eficiência energética em diversos setores. De maneira explícita, o planejamento decenal do setor energético passa a incorporar esse tema e aponta para seu aprimoramento em edições futuras.

• **Capítulo X** – Indicadores da Expansão do Sistema Energético: apresenta uma síntese dos principais indicadores da expansão no período decenal referentes ao mercado e consumo final de energia e à oferta dos diversos energéticos abordados nos capítulos III a VIII, abrangendo a evolução física das infra-estruturas de produção, processamento e transporte, os investimentos estimados e os aspectos socioambientais.



Sumário



1

volume

- **Capítulo I - INTRODUÇÃO** ----- 15
- **Capítulo II - DEMANDA DE ENERGIA** ----- 27
- **Capítulo III - OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA** ----- 113

2

volume

- **Capítulo IV - RESERVAS E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL** ----- 469
- **Capítulo V - OFERTA DE DERIVADOS DE PETRÓLEO** ----- 509
- **Capítulo VI - OFERTA DE GÁS NATURAL** ----- 581
- **Capítulo VII - OFERTA DE BIOCOMBUSTÍVEIS LÍQUIDOS** ----- 643
- **Capítulo VIII - OFERTA DE CARVÃO MINERAL** ----- 683
- **Capítulo IX – EFICIÊNCIA ENERGÉTICA** ----- 739
- **Capítulo X – INDICADORES DA EXPANSÃO** ----- 755



1

Introdução



● Contexto do Planejamento	17
● Objetivo	17
● Visão Geral dos Estudos	18
● Estudos da Demanda de Energia	18
● Estudos da Oferta de Energia Elétrica	20
● Estudos Associados às Reservas e Produção de Petróleo e Gás Natural e à Oferta de Derivados de Petróleo, Gás Natural, Biocombustíveis e Carvão Mineral	24

Contexto do Planejamento

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.

Os estudos associados a este Plano constituíram-se em serviços contratados pelo MME à EPE.

A elaboração dos estudos associados ao Plano Decenal de Expansão de Energia 2007/2016 se desenvolveu contando com o apoio e participação, além da equipe da Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético – SPE/MME, da Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis – SPG/MME, da Secretaria de Geologia, Mineração e Transformação Mineral - SGM/MME, e de técnicos das empresas do setor elétrico, estes últimos em Grupos de Estudos, sob a coordenação da EPE. Essa forma de condução dos estudos permitiu manter a continuidade histórica do 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, PDEE 2006/2015, ainda com o enfoque exclusivo da energia elétrica, e do presente Plano, foram recebidas contribuições de diversos órgãos e entidades, tendo-se procurado, neste ciclo, incorporar a maioria delas, de modo a aprimorar este instrumento de planejamento.

Objetivo

O presente Plano, de forma pioneira, amplia a abrangência do planejamento no horizonte decenal, incorporando uma visão integrada da expansão da demanda e da oferta de diversos energéticos, além da energia elétrica.

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 dos próximos 10 anos, devendo ser objeto de revisões anuais. Essas atualizações anuais irão considerar, entre 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.

O planejamento decenal é um instrumento que tem o papel de orientar futuras ações governamentais e de fornecer uma correta sinalização a todos os agentes do setor energético brasileiro, de modo a induzir uma alocação eficiente dos investimentos, base para a modicidade tarifária futura.

Reconhece-se que, enquanto o planejamento da expansão fornece sinais para minimizar os custos totais futuros da energia para a sociedade como um todo, o objetivo de cada um dos agentes, está atrelado ao seu plano de expansão empresarial, com objetivos que podem ser bastante distintos daqueles do planejamento governamental.

Ao governo cumpre, no entanto, buscar a utilização adequada, racional e otimizada dos recursos naturais nacionais, e, no caso do setor elétrico, envolve em especial o recurso hídrico, como previsto na Constituição Brasileira. Isto exige um cuidadoso planejamento da expansão do parque gerador, o qual deve considerar não apenas as diversas opções de fontes geradoras disponíveis, mas também as interligações elétricas existentes e potenciais entre as diferentes bacias hidrográficas, visando o aproveitamento da diversidade hidrológica existente.

As análises do planejamento decenal devem ser orientadas pelas diretrizes do planejamento de longo prazo do Setor. Esses estudos são responsáveis por identificar no horizonte de até 30 anos as principais linhas de desenvolvimento dos sistemas elétricos de geração e transmissão, face aos diferentes cenários de crescimento da economia,



do consumo de energia, das fontes de geração disponíveis e das políticas de aumento da eficiência energética, do desenvolvimento industrial sustentável. Durante o ano de 2006 novos estudos de planejamento de longo prazo foram elaborados pela EPE/MME, no âmbito do Plano Nacional de Energia – PNE, com horizonte 2030, e suas principais orientações e recomendações foram consideradas neste ciclo do planejamento decenal.

Cabem, finalmente, as observações que se seguem quanto aos objetivos do planejamento decenal no âmbito específico do setor elétrico, com base no modelo institucional vigente.

No processo de expansão do parque gerador e das instalações de transmissão, os agentes privados e públicos decidem o montante de energia elétrica a contratar e os investimentos a realizar a partir da participação em leilões de usinas geradoras e de empreendimentos de transmissão. Nesse processo, são os agentes de distribuição que decidem e se comprometem a pagar, por meio de contratos, resultantes de leilões, montantes de energia elétrica provenientes de novas instalações de geração, a serem entregues a partir do terceiro ou quinto ano futuro. Estes leilões estão estabelecidos na legislação nacional (Lei 10.848 de 15 de março de 2004), onde são denominados de leilões de A-3 e A-5

Com a informação das distribuidoras, os geradores podem então decidir que novos empreendimentos de geração desejam construir, apresentando, nos leilões, propostas de preços de venda de sua energia elétrica, competindo por contratos de compra de energia das concessionárias distribuidoras. Adicionalmente, os geradores podem ainda contratar direta e livremente com consumidores livres.

Uma vez definidas as novas usinas geradoras e conhecido o crescimento das cargas, é estabelecida a expansão do sistema de transmissão (novas linhas de transmissão e subestações da Rede Básica) necessária para o transporte de energia elétrica desde as fontes de produção até o local de consumo, atendendo a critérios de confiabilidade, continuidade e segurança no abastecimento.

Assim, 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 realizados ou atualizados.

Visão 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 apresentada 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, biocombustíveis e carvão mineral.

Estudos da Demanda de Energia

Conforme apresentado 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, bem como a competitividade entre energéticos no atendimento a determinado 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 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.

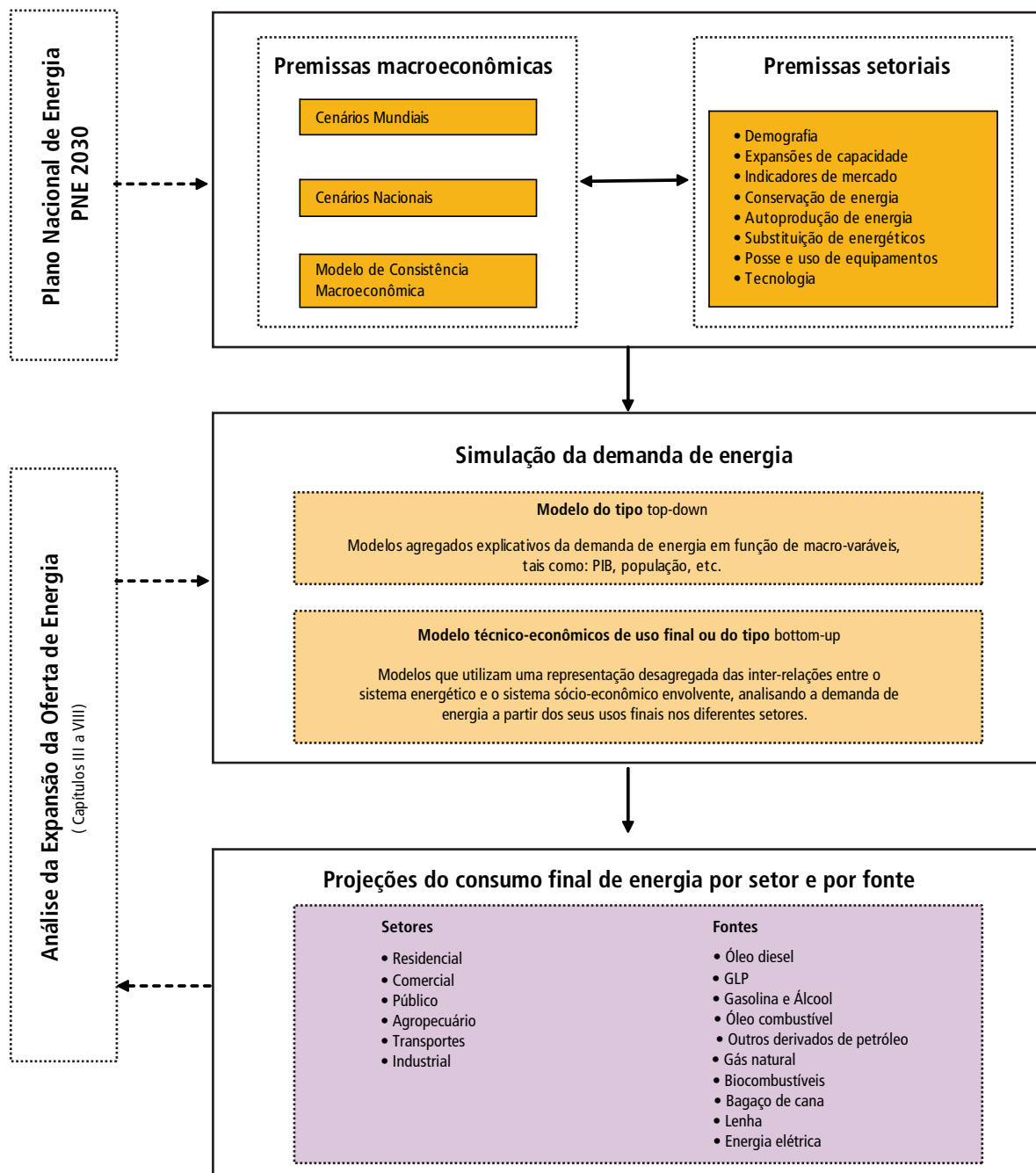
Dessa forma, obtiveram-se as projeções do consumo final de energia por setor e por fonte, que alimentaram as análises para a definição das alternativas de expansão da oferta de energia. Por sua vez, definida uma configuração para a expansão do parque energético nacional, ela também tem implicações sobre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

Observa-se, finalmente, que a metodologia adotada contemplou também 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 avaliando a evolução de alguns parâmetros importantes, tais como, a elasticidade-renda do consumo de energia e a intensidade energética da economia, etc.





Figura 1 – Fluxograma geral dos estudos de demanda de energia



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, biocombustíveis e carvão mineral.

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 receptores. 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.

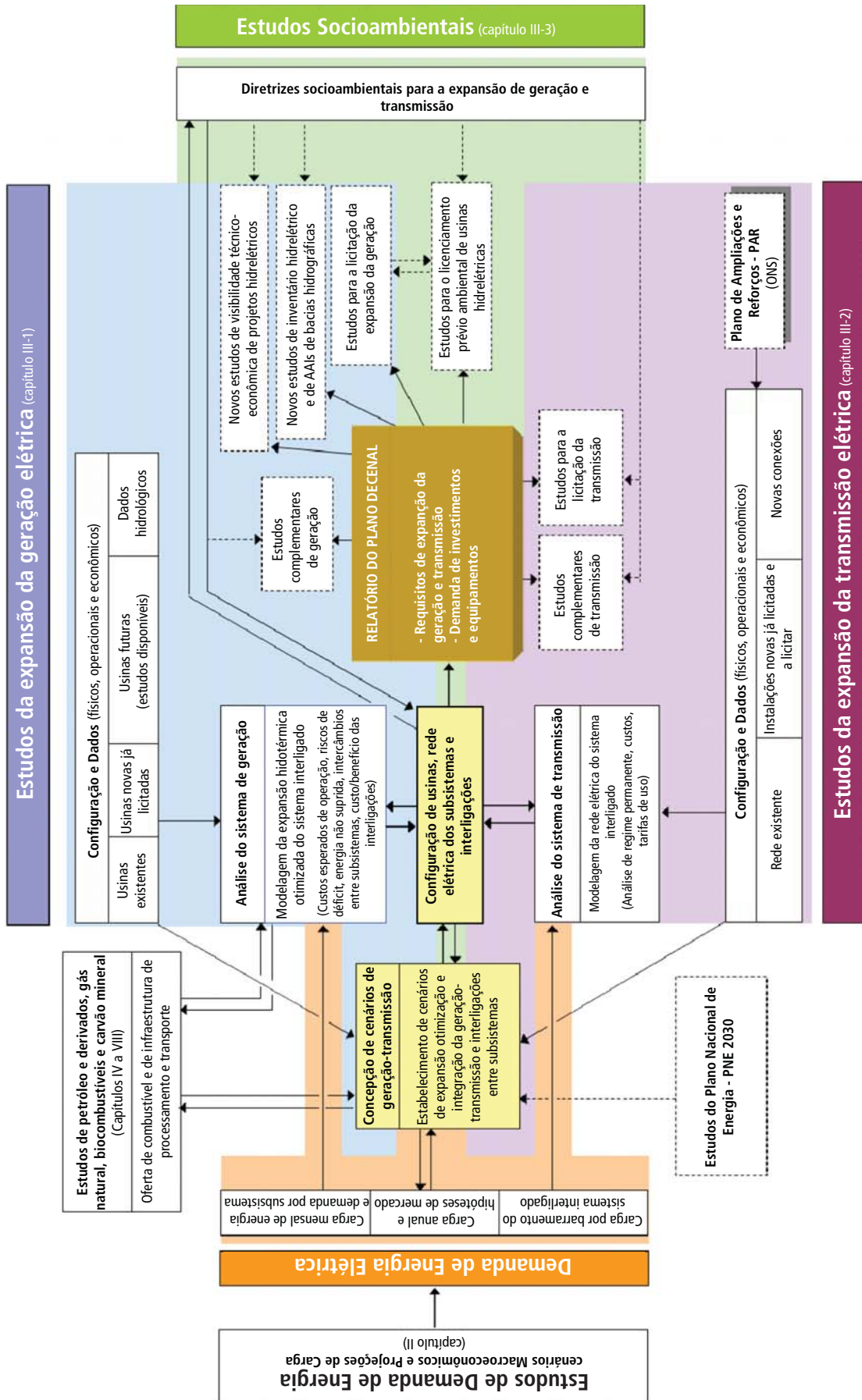
Nesta etapa são também antecipados os condicionantes socioambientais para a viabilização das hipóteses de geração e transmissão, cuja análise mais detalhada será objeto das etapas subseqüentes do trabalho. Similarmente, as questões relacionadas à disponibilidade de combustíveis e a sua infra-estrutura 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 2030 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 feito com base em estudos de regime permanente, em condições normais e de contingências.

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. Desta forma, os estudos indicam ações para sua viabilização, 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 do desempenho dinâmico do sistema interligado e determinação dos limites de intercâmbios nas interligações; b) 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; 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.

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, o inventário hidrelétrico e a Avaliação Ambiental Integrada - AAI, de bacias hidrográficas.

Estudos Associados às Reservas e Produção de Petróleo e Gás Natural e à Oferta de Derivados de Petróleo, Gás Natural, Biocombustíveis e Carvão Mineral

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, das centrais petroquímicas e da infra-estrutura de transporte, incluindo também a estimativa de investimentos associados a esses segmentos.

O estudo do gás natural envolveu abrangeu as análises dos balanços regionais de oferta e demanda e da expansão da infra-estrutura de transporte, incluindo o GNL. O estudo incorporou também uma estimativa de investimentos na infra-estrutura de transporte e na cadeia de GNL.

Quanto aos estudos dos biocombustíveis, no presente ciclo de planejamento a análise se concentrou na oferta dos combustíveis líquidos carburantes, especificamente do etanol e do biodiesel.

O estudo da oferta de etanol contemplou a análise das perspectivas para o etanol nacional, da sua produção no Brasil e da logística para a exportação, tendo também incorporado uma estimativa de investimentos na infra-estrutura de transporte.

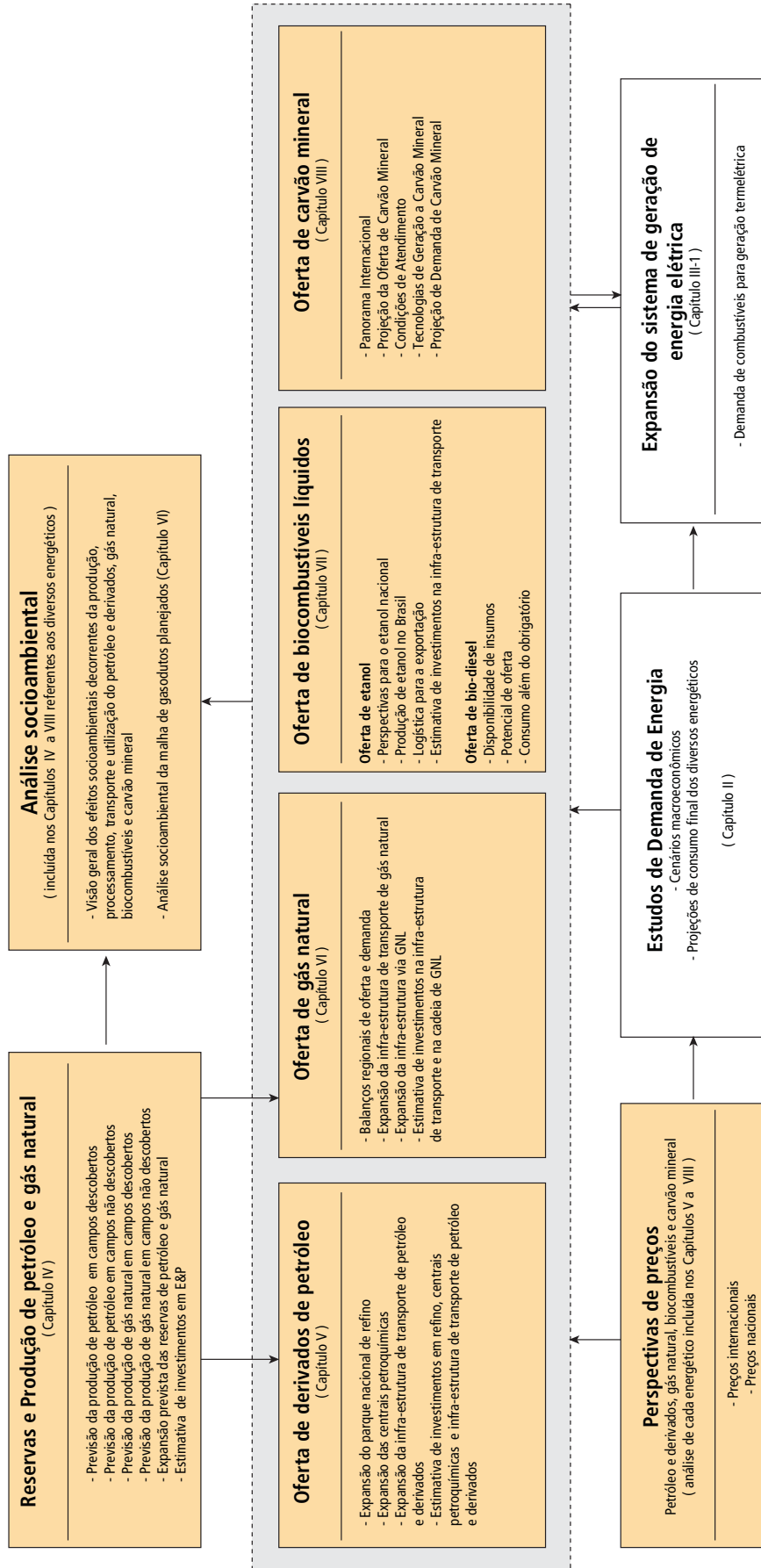
Quanto à oferta de biodiesel, foi efetuado o estudo da disponibilidade de insumos para a sua produção e do potencial de oferta, incluindo também uma análise da possibilidade de consumo além do obrigatório estabelecido pela legislação, para condições específicas.

Finalmente, o estudo referente ao carvão mineral contemplou as análises do panorama internacional, da projeção da oferta, das condições de atendimento, das tecnologias de geração e da projeção de demanda desse energético.

Um aspecto comum analisado para todos os energéticos foi a questão ambiental, tendo sido elaborada uma visão geral dos efeitos ambientais decorrentes da produção, processamento, transporte e utilização do petróleo e derivados, gás natural, biocombustíveis e carvão mineral. No caso do gás natural, foi também elaborada uma análise socioambiental da malha de gasodutos planejados.



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



2

Demanda de Energia



● Evolução Histórica do Consumo Final Energético	31
● Cenários Macroeconômicos e Demográficos	40
● Aspectos Ambientais, Tecnológicos e de Racionalização Energética	55
● Resultados das Projeções	56
● Consolidação das Projeções do Consumo Final Energético	101

2

Demanda de Energia



1. Evolução Histórica do Consumo Final Energético	31
1.1. Consumo de Energia e Economia	31
1.2. Consumo por Fonte	34
1.3. Consumo por Setor	37
2. Cenários Macroeconômicos e Demográficos	40
2.1. Perspectivas de Evolução da Economia 2007/2016	40
2.1.1. Caracterização dos Cenários de Longo Prazo	40
2.1.2. Contexto Econômico Mundial	43
2.1.3. Contexto Econômico Nacional	48
2.1.4. Cenário Econômico PDE 2007/2016	51
2.2. Demografia.....	53
2.2.1. Projeção da População	53
2.2.2. Projeção do Número de Domicílios	54
3. Aspectos Ambientais, Tecnológicos e de Racionalização Energética	55
4. Resultados das Projeções	56
4.1. Óleo Diesel	57
4.2. Gás Liquefeito de Petróleo - GLP.....	60
4.3. Gasolina e Álcool Carburante.....	64
4.4. Óleo Combustível	68
4.5. Outros Derivados de Petróleo	71
4.6. Gás Natural	73
4.7. Biocombustíveis.....	78
4.8. Bagaço de Cana-de-açúcar.....	80
4.9. Lenha.....	82
4.10. Energia Elétrica	84
4.10.1. Aspectos Metodológicos e Premissas Básicas	84
4.10.2. Projeções do Mercado de Energia Elétrica	88
5. Consolidação das Projeções do Consumo Final Energético	101
LISTA DE TABELAS	110
LISTA DE GRÁFICOS	111



Introdução

Os estudos prospectivos sobre a demanda de energia constituem-se em uma importante etapa do planejamento energético nacional, fornecendo elementos fundamentais para a avaliação das alternativas de expansão da oferta de energia no País. Através de metodologias de projeção da demanda, relativas aos principais energéticos, bem como de premissas macroeconômicas e demográficas comuns, além de estudos setoriais relativos aos mercados de energia elétrica, de derivados de petróleo e dos outros energéticos, obtiveram-se as projeções da demanda de energia para o período em análise, que foram consolidadas, tendo sido analisada a sua consistência relativamente à evolução tendencial e às premissas adotadas.

Este capítulo contempla um resumo das premissas macroeconômicas e demográficas utilizadas, uma breve descrição da metodologia de projeção da demanda para cada energético e seus respectivos resultados, além da consolidação da demanda total de energia no País, para o período decenal.

1. Evolução Histórica do Consumo Final Energético

❖ 1.1. Consumo de Energia e Economia

Na década de 70, o consumo final de energia registrou crescimento elevado (média de 5% ao ano), porém inferior à taxa média de crescimento do PIB, que foi de 8,6% ao ano, resultando numa elasticidade-renda média do consumo de energia de 0,58 no período.

Nas duas décadas subseqüentes, a economia e o consumo de energia cresceram em ritmos bem mais lentos. Para taxas de crescimento médio do PIB de 1,6% e 2,5% ao ano, respectivamente, nas décadas de 80 e 90, a elasticidade-renda foi de 1,12 e 1,17. Apesar do racionamento de energia elétrica ocorrido em 2001/2002, o consumo global de energia, no período 2000/2005, apresentou incremento médio de 2,7% ao ano para uma expansão de 2,2% da economia, implicando numa elasticidade de 1,10 (Tabela 1).

A intensidade energética da economia, ou seja, a relação entre o consumo final de energia no País e o PIB era de 0,107 tep/10³ R\$, valor de 2006, em 1970. Este índice caiu substancialmente ao longo da década de 70, atingindo 0,076 tep/10³ R\$, valor de 2006, em 1980, pois o ritmo de crescimento verificado no consumo energético foi inferior ao do PIB. No período posterior, a intensidade energética aumentou gradativamente até alcançar 0,082 tep/10³ R\$, valor de 2006, no ano de 2005, valor este significativamente inferior ao de 1970 (Tabela 1).

O comportamento da elasticidade-renda⁵ do consumo final de energia, quando calculado pontualmente (valores anuais), apresenta grande volatilidade. No sentido de atenuar essa variabilidade, buscando captar uma tendência da relação entre as variações do PIB e a elasticidade-renda do consumo final energético, consideraram-se taxas médias móveis de 10 anos do crescimento do PIB e do consumo de energia para o cálculo das correspondentes elasticidades.

5 A elasticidade-renda, normalmente utilizada com valor em módulo, é a razão entre a variação percentual do consumo de energia e a variação percentual do PIB. Assim, a elasticidade mede a sensibilidade do consumo de energia às variações do PIB. Quando a variação percentual do consumo for maior que a variação percentual do PIB, então a elasticidade será maior do que um e diz-se que o consumo é elástico em relação ao Produto Interno Bruto. Caso contrário, a elasticidade terá valor entre zero e um e diz-se que se trata de um parâmetro inelástico em relação ao PIB.





Tabela 1 – Brasil: Economia e Consumo Final Energético – 1970/2005

Discriminação	1970	1980	1990	2000	2005
Produto Interno Bruto					
R\$ bilhões [2006]	569	1.303	1.523	1.958	2.240
Variação no período (% ao ano)	-	8,6	1,6	2,5	2,7
População Total Residente					
10 ³ habitante	94.481	119.960	147.837	172.546	185.473
Variação no período (% ao ano)	-	2,4	2,1	1,6	1,5
PIB per Capita					
R\$ [2006]/hab/ano	6.024	10.865	10.299	11.348	12.077
Variação no período (% ao ano)		6,1	-0,5	1,0	1,3
Consumo Final Energético ⁽¹⁾					
10 ³ tep	60.635	98.741	117.582	157.657	182.687
Variação no período (% ao ano)	-	5,0	1,8	3,0	3,0
Consumo de Energia per Capita					
tep/hab/ano	0,642	0,823	0,795	0,914	0,985
Variação no período (% ao ano)	-	2,5	-0,3	1,4	1,5
Intensidade Energética da Economia					
tep/10 ³ R\$ [2006]	0,107	0,076	0,077	0,081	0,082
Elasticidade-renda do Consumo de Energia					
	-	0,58	1,12	1,17	1,10

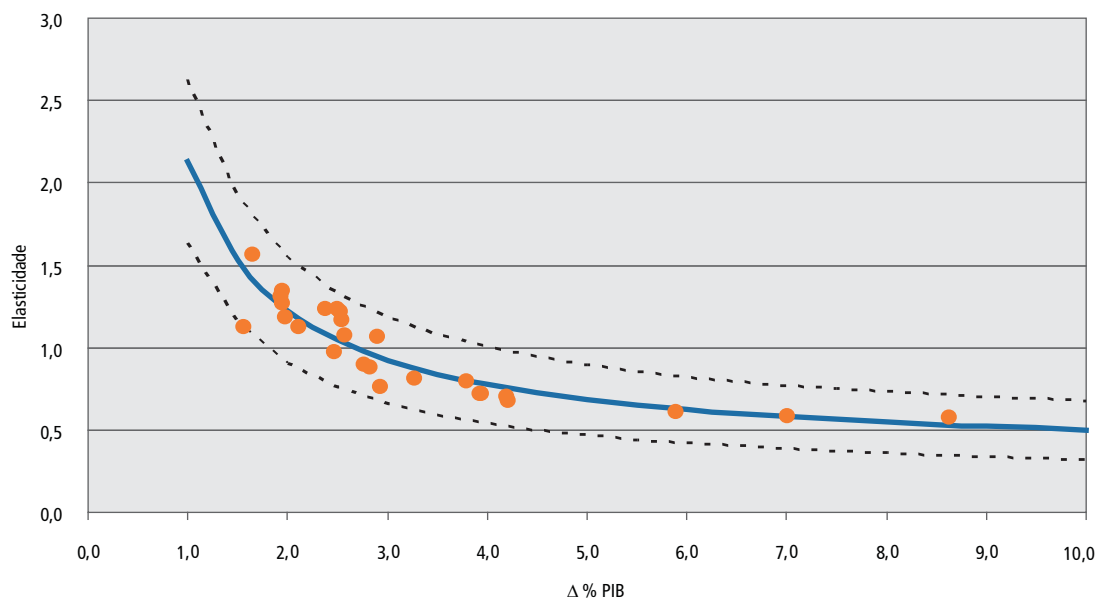
(1) Inclui o setor energético.

Nota: a partir de 1995, os dados referentes ao Produto Interno Bruto – PIB são relativos à nova metodologia elaborada pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, divulgada no final de março de 2007.

Conforme se pode observar no Gráfico 1, os valores da elasticidade assim obtidos (médias móveis de 10 anos) mostram-se aderentes a uma curva do tipo “hipérbole”, na qual a maiores taxas de crescimento do PIB estão associados valores menores da elasticidade. Mostra-se, ainda, no mesmo gráfico, uma faixa correspondente a um intervalo de 95% de confiança em torno da referida curva.



Gráfico 1 – Brasil: Elasticidade-Renda do Consumo Final Energético



Por sua vez, o Gráfico 2 apresenta a evolução da intensidade energética da economia brasileira, no período 1970/2005. Observa-se, na década de 70, uma significativa redução desse indicador, mantendo-se, após 1980, em trajetória de ligeira elevação, porém, com oscilações.

A forte redução ao longo da década de 70 foi decorrente da conjugação de vários fatores. O “milagre econômico” desta década, que registrou taxas de expansão da economia muito elevadas (8,6% ao ano, em média), foi acompanhado, também, por um expressivo crescimento do consumo de energia (5,0% ao ano), porém inferior ao da economia, o que é consistente com o comportamento da elasticidade-renda do consumo ilustrado no Gráfico 1. Dessa forma, o consumo cresceu menos do que proporcionalmente ao aumento do PIB (elasticidade-renda = 0,58 < 1,00), o que se traduz, também, na queda da intensidade energética na década de 70.

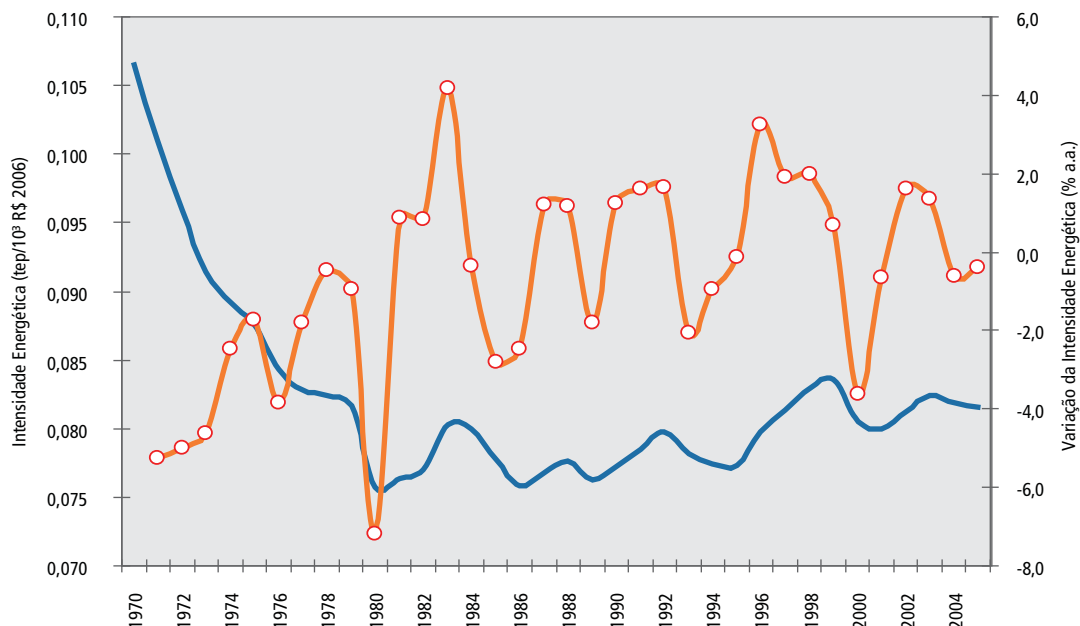
Alguns aspectos que contribuíram para a queda da intensidade energética, ao longo da referida década, foram a progressiva substituição de fontes energéticas pouco eficientes, como é o caso da lenha, por energéticos mais eficientes, como a eletricidade, que registrou expressivo aumento de participação na matriz energética nacional ao longo da década de 70. Além disso, também contribuíram para a queda da intensidade energética o primeiro e o segundo choques do petróleo (1973 e 1979), com a conseqüente elevação dos preços desta *commodity* e de seus derivados, o que induziu a uma maior efficientização nos usos desses energéticos.

À época, a elevada dependência externa do País em relação a petróleo e seus derivados, impactando sobre a Balança Comercial, contribuiu muito para o crescimento das fontes alternativas de energia. A necessidade de substituir recursos energéticos importados, com preços em alta no mercado internacional, gerou programas como o PROÁLCOOL, criado em 1975, e impulsionou a expansão da hidreletricidade.

Observa-se que o consumo final energético expandiu-se em cerca de 40 milhões de tep na década de 70 (Tabela 2), 20 milhões de tep na década de 80, voltou a crescer 40 milhões de tep na década de 90 e, apenas no primeiro quinquênio do atual milênio, já aumentou em 25 milhões de tep. Isto mostra que, apesar do modesto crescimento da economia verificado a partir dos anos 80, os volumes adicionais de demanda de energia são expressivos.



Gráfico 2 – Brasil: Intensidade Energética da Economia



❖ 1.2. Consumo por Fonte

De acordo com as Tabelas 2 e 3, pode-se confirmar o aumento no consumo de álcool etílico entre as décadas de 70 e 80, totalizando um crescimento de quase 2.000% (16,3% ao ano, em média), em virtude da supracitada implementação do PROÁLCOOL em 1975. No final dos anos 80, devido a uma falta de investimentos na produção de cana-de-açúcar, a produção de álcool etílico manteve-se estagnada, não acompanhando o aumento da demanda, o que levou a uma escassez do produto no mercado interno. Adicionalmente, outro fator que contribuiu para isso foi a elevação dos preços do açúcar no mercado internacional, o que levou os produtores de álcool a redirecionarem sua produção para esse mercado. Com isso, houve um aumento médio de apenas 0,2% no consumo de álcool entre 1990 e 2000. Ainda assim, entre os anos analisados na Tabela 4, o auge da participação do álcool etílico na matriz energética brasileira foi o de 1990 (5,0%). Recentemente, houve uma retomada do consumo deste combustível, principalmente por causa do aumento dos preços do petróleo no mercado internacional, pelo lançamento dos veículos bicombustível e sua participação expressiva nas vendas de veículos novos, e pelo maior esforço em se utilizar combustíveis que emitam menos poluentes, conforme determina o Protocolo de Quioto, o que levou a um crescimento médio do consumo de 2,5% a.a., entre 2000 e 2005.

Já no caso da eletricidade, o incremento mais acentuado da demanda ocorreu na década de 70 (média de 12,0% ao ano). Nos anos 80 e 90, a trajetória de expansão mostrou-se menos acentuada, acompanhando o crescimento mais baixo da economia brasileira. No ano 2000, foi registrada a maior participação da eletricidade no consumo energético total brasileiro (16,6%). Em 2001, ocorreu o racionamento de energia elétrica no Brasil. Com isso, o acréscimo do consumo de eletricidade no período 2000/2005 foi de apenas 2,5% ao ano, em média, valor bem inferior aos verificados nos períodos anteriores.

Nas décadas de 70 e 80, o gás natural representava menos de 1,0% do total de energia consumida no Brasil. No final da década de 90, o País passou a incentivar o consumo de gás natural, principalmente através do gasoduto Brasil-Bolívia, que teve sua construção iniciada em 1997 e entrou em operação em 1999. Conseqüentemente, o consumo de gás natural no Brasil aumentou mais de 4,0 milhões de tep nessa década. O incremento do consumo continuou no período 2000/2005 e atingiu 13,4 milhões de tep em 2005, com uma taxa de crescimento médio de 13,5% a.a., atingindo uma participação de 6,8% no total de energia consumida no País. Além do consumo final de gás natural (Tabela 2), registra-se forte expansão do consumo deste energético para geração de energia elétrica, que, no entanto, em se tratando de um consumo intermediário, não é contabilizado como consumo final energético.

No caso dos derivados de petróleo, o que apresentou maior ganho de participação na matriz energética nacional no período analisado foi o óleo diesel. Esse crescimento foi acelerado nos anos 70, um período muito próspero da economia brasileira, com expansão do setor de transportes, baseada no modal rodoviário. Apesar dos dois choques do petróleo ocorridos, isso não foi suficiente para frear a alta no consumo de óleo diesel, que subiu 11,3% a.a. na década de 70. Após isso, o acréscimo anual no consumo deste derivado foi mais modesto e a sua participação na matriz energética brasileira chegou a 16,5% em 2005.

O consumo de gasolina iniciou o período analisado crescendo 1,8% a.a., em média, nos anos 70, quando sua participação no consumo energético total foi de 12,0%. Na década de 80, com a implementação do PROÁLCOOL, a gasolina perdeu parte de seu mercado consumidor para o álcool etílico carburante, tendo registrado um decréscimo médio de 1,7% a.a. neste período. Nos anos 90, a estagnação do PROÁLCOOL influenciou no consumo de gasolina, que cresceu 5,9% a.a., em média. Entre 2000 e 2005, ocorreu forte elevação dos preços no mercado interno, em parte devido à disparada dos preços do petróleo no mercado internacional, o que freou o ritmo de alta do consumo no mercado nacional, com crescimento médio de 0,5% a.a., atingindo uma participação de 7,0% na matriz energética do País em 2005. Outro aspecto que vale a pena ressaltar é que a crescente disseminação do uso de automóveis mais eficientes, como os veículos 1.0, também contribuiu para a queda da participação da gasolina no consumo final entre 1970 (12,0%) e 2005 (7,0%).

O óleo combustível, a partir da década de 80, teve freqüentes reduções na participação na matriz energética brasileira, principalmente devido à sua substituição por outros energéticos mais eficientes, com preços competitivos e menos agressivos ao meio ambiente.

Dentre as demais fontes primárias que participam do atendimento ao consumo final energético do País, contabilizadas na Tabela 2, no item "outros", vale destacar o carvão mineral. O uso do carvão mineral no consumo final energético, seja como carvão metalúrgico, ou carvão vapor, ocorre no setor industrial. Dentro deste, o carvão metalúrgico é principalmente utilizado na indústria siderúrgica, atuando seja como combustível, permitindo alcançar elevadas temperaturas necessárias à fusão do minério de ferro, seja como redutor, associando-se ao oxigênio que se desprende do minério a alta temperatura, deixando livre o ferro. Por sua vez, o consumo final de carvão energético, também conhecido como carvão vapor, é muito pouco representativo e se distribui por diversos segmentos industriais, tais como papel e celulose, cerâmica, química, alimentos e bebidas.

O carvão mineral, seja como carvão metalúrgico ou carvão vapor, também é utilizado no Brasil como fonte primária para geração de energia secundária. No caso do carvão metalúrgico ele é transformado em coque para uso principalmente na indústria siderúrgica e encontra-se contabilizado no item outros. No caso do carvão vapor, é utilizado para produção de energia elétrica e encontra-se contabilizado no item eletricidade. Mais detalhes sobre a oferta e o consumo de carvão mineral no País poderão ser vistos no Capítulo VIII deste Plano Decenal de Energia.



Tabela 2 – Brasil: Consumo Final por Fonte (10³ tep)

Fonte	1970	1980	1990	2000	2005
Gás natural	70	882	3.094	7.115	13.410
Lenha	28.345	21.862	15.636	13.627	16.119
Bagaço de cana	3.149	6.812	11.266	13.381	21.147
Eletricidade	3.410	10.548	18.711	28.509	32.267
Álcool etílico	310	1.673	6.346	6.457	7.321
Outros	3.312	9.565	15.209	18.626	21.961
Derivados de petróleo	23.510	53.038	57.334	84.234	83.683
Óleo diesel	5.393	15.701	20.944	29.505	32.382
Óleo combustível	6.600	16.210	9.709	9.500	6.574
Gasolina	7.446	8.860	7.485	13.319	13.638
Gás liquefeito de petróleo	1.367	3.043	5.688	7.844	7.121
Outros derivados de petróleo	2.704	9.224	13.508	24.066	23.968
Consumo final total	62.106	104.382	127.596	171.949	195.909
Consumo final não-energético	1.471	5.641	10.014	14.293	13.222
Consumo final energético	60.635	98.741	117.582	157.657	182.687
Setor Energético	1.551	5.873	12.041	12.847	17.643
Cons. Final Energ. s/ Setor Energético	59.084	92.869	105.541	144.810	165.043

Fonte: Balanço Energético Nacional – BEN.

Tabela 3 – Brasil: Consumo Final por Fonte (variação % ao ano)

Fonte	1970	1980	1990	2000	2005
Gás natural	-	28,8	13,4	8,7	13,5
Lenha	-	-2,6	-3,3	-1,4	3,4
Bagaço de cana	-	8,0	5,2	1,7	9,6
Eletricidade	-	12,0	5,9	4,3	2,5
Álcool etílico	-	18,4	14,3	0,2	2,5
Outros	-	11,2	4,7	2,0	3,3
Derivados de petróleo	-	8,5	0,8	3,9	-0,1
Óleo diesel	-	11,3	2,9	3,5	1,9
Óleo combustível	-	9,4	-5,0	-0,2	-7,1
Gasolina	-	1,8	-1,7	5,9	0,5
Gás liquefeito de petróleo	-	8,3	6,5	3,3	-1,9
Outros derivados de petróleo	-	13,1	3,9	5,9	-0,1
Consumo final total	-	5,3	2,0	3,0	2,6
Consumo final não-energético	-	14,4	5,9	3,6	-1,5
Consumo final energético	-	5,0	1,8	3,0	3,0
Setor Energético	-	14,2	7,4	0,6	6,6
Cons. Final Energ. s/ Setor Energético	-	4,6	1,3	3,2	2,7

Fonte: Balanço Energético Nacional – BEN.



Tabela 4 – Brasil: Estrutura do Consumo Final por Fonte (%)

Fonte	1970	1980	1990	2000	2005
Gás natural	0,1	0,8	2,4	4,1	6,8
Lenha	45,6	20,9	12,3	7,9	8,2
Bagaço de cana	5,1	6,5	8,8	7,8	10,8
Eletricidade	5,5	10,1	14,7	16,6	16,5
Álcool etílico	0,5	1,6	5,0	3,8	3,7
Outros	5,3	9,2	11,9	10,8	11,2
Derivados de petróleo	37,9	50,8	44,9	49,0	42,7
Óleo diesel	8,7	15,0	16,4	17,2	16,5
Óleo combustível	10,6	15,5	7,6	5,5	3,4
Gasolina	12,0	8,5	5,9	7,7	7,0
Gás liquefeito de petróleo	2,2	2,9	4,5	4,6	3,6
Outros derivados de petróleo	4,4	8,8	10,6	14,0	12,2
Consumo final total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Consumo final não-energético	2,4	5,4	7,8	8,3	6,7
Consumo final energético	97,6	94,6	92,2	91,7	93,3
Setor Energético	2,5	5,6	9,4	7,5	9,0
Cons. Final Energ. S/ Setor Energético	95,1	89,0	82,7	84,2	84,2

Fonte: Balanço Energético Nacional – BEN.

❖ 1.3. Consumo por Setor

A evolução do consumo final de energia pelos diversos setores da economia é apresentada nas Tabelas 5 e 6. Pode-se verificar que a indústria e o setor de transporte, juntos, consomem 65,7% de toda a energia disponibilizada aos consumidores finais do País. Dentro do setor de transportes, o modal rodoviário responde por 92,2% do consumo final de energia. Esta alta participação cresceu significativamente até 1998 por conta, não somente do incremento do transporte rodoviário de carga, mas também pelo aumento da frota de automóveis de passeio. A forte predominância do transporte de carga pelo modal rodoviário gera uma significativa distorção na matriz energética nacional, fruto da inadequação e da ineficiência energética deste tipo de transporte.





Tabela 5 – Brasil: Consumo Final por Setor (10³ tep)

Setor	1970	1980	1990	2000	2005
Consumo Final	62.106	104.382	127.596	171.949	195.909
Consumo Final Não-Energético	1.471	5.641	10.014	14.293	13.222
Consumo Final Energético	60.635	98.741	117.582	157.657	182.687
Setor Energético	1.551	5.873	12.042	12.847	17.643
Residencial	22.076	20.957	18.048	20.688	21.827
Comercial	850	1.794	2.936	4.968	5.452
Público	417	1.158	1.732	3.242	3.451
Agropecuário	5.351	5.752	6.027	7.322	8.358
Transportes – Total	13.192	25.715	32.964	47.385	52.459
Rodoviário	11.361	21.611	29.276	42.766	48.073
Outros	1.831	4.105	3.688	4.618	4.386
Industrial - Total	17.198	37.491	43.523	61.204	73.496
Ferro-gusa e aço	3.284	8.694	12.225	15.285	17.459
Não-ferrosos e outros da metalurgia	455	1.718	3.344	4.365	5.430
Química	1.166	3.741	4.234	6.421	7.168
Alimentos e bebidas	5.710	8.132	8.346	12.514	17.926
Papel e celulose	934	2.664	3.612	6.206	7.684
Outros	5.650	12.542	11.763	16.413	17.829
Consumo não-identificado	0	0	311	0	0

Fonte: Balanço Energético Nacional – BEN.



Tabela 6 – Brasil: Estrutura do Consumo Final por Setor (%)

Setor	1970	1980	1990	2000	2005
Consumo Final	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Consumo Final Não-Energético	2,4	5,4	7,8	8,3	6,7
Consumo Final Energético	97,6	94,6	91,9	91,7	93,3
Setor Energético	2,5	5,6	9,4	7,5	9,0
Residencial	35,5	20,1	14,1	12,0	11,1
Comercial	1,4	1,7	2,3	2,9	2,8
Público	0,7	1,1	1,4	1,9	1,8
Agropecuário	8,6	5,5	4,7	4,3	4,3
Transportes – Total	21,2	24,6	25,8	27,6	26,8
Rodoviário	18,3	20,7	22,9	24,9	24,5
Outros	2,9	3,9	2,9	2,7	2,2
Industrial - Total	27,7	35,9	34,1	35,6	37,5
Ferro-gusa e aço	5,3	8,3	9,6	8,9	8,9
Não-ferrosos e outros da metalurgia	0,7	1,6	2,6	2,5	2,8
Química	1,9	3,6	3,3	3,7	3,7
Alimentos e bebidas	9,2	7,8	6,5	7,3	9,2
Papel e celulose	1,5	2,6	2,8	3,6	3,9
Outros	9,1	12,0	9,2	9,5	9,1
Consumo não-identificado	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0

Fonte: Balanço Energético Nacional – BEN.

Do consumo final energético de 182,7 milhões de tep, em 2005, 17,6 milhões de tep, cerca de 10%, correspondem ao consumo do setor energético, isto é, o consumo das instalações próprias de geração ou transformação de energia, e que, portanto, não é disponibilizada diretamente aos consumidores finais, conforme apresenta a Tabela 7.



Tabela 7 – Brasil: Consumo Final Energético, por Fonte, 2005 (10³ tep)

Fonte	Sem Setor Energético	Setor Energético	Com Setor Energético
Óleo Diesel	32.224	158	32.382
Óleo Combustível	5.457	1.116	6.574
Gasolina	13.638	-	13.638
Gás Liquefeito do Petróleo	7.094	27	7.121
Querosene	2.578	-	2.578
Outros Secundários de Petróleo	5.883	3.550	9.433
Total Derivados de Petróleo	66.875	4.851	71.726
Álcool etílico carburante	6.963	-	6.963
Biodiesel	-	-	-
Total de Biocombustíveis	6.963	-	6.963
Gás Natural	9.411	3.252	12.663
Eletricidade	31.103	1.164	32.267
Lenha	16.119	-	16.119
Produtos de Cana	13.083	8.064	21.147
Coque de Carvão Mineral	6.420	-	6.420
Carvão Vegetal	6.248	-	6.248
Outros	8.821	312	9.133
Total	165.043	17.643	182.687

Fonte: Balanço Energético Nacional – BEN.

2. Cenários Macroeconômicos e Demográficos

❖ 2.1. Perspectivas de Evolução da Economia 2007/2016

Para os estudos relativos ao Plano Decenal de Energia – PDE 2007/2016 optou-se por construir um cenário econômico tendo-se como referência principal os cenários de longo prazo, elaborados pela EPE para o Plano Nacional de Energia 2030, e incluindo-se os elementos de caracterização do contexto atual (i.e, a conjuntura e as perspectivas da economia para os próximos anos) como ponto de partida. Cada uma destas partes é descrita a seguir, dentro do escopo de elaboração das perspectivas econômicas para o PDE 2007/2016.

2.1.1. Caracterização dos Cenários de Longo Prazo

Para os estudos de longo prazo, foram considerados três cenários mundiais, delineados de forma resumida a seguir.

No cenário Mundo Uno, o mundo está conectado. A globalização assume um padrão onde as nações consolidam o processo de abertura de seus mercados e de suas fronteiras para a difusão das relações de comércio e dos fluxos financeiros multilaterais, as corporações se aproveitam das vantagens comparativas de cada país e a prática do *outsourcing* predomina, enquanto as sociedades de diferentes nacionalidades e os grupos dentro da mesma nação se conectam através dos avanços da tecnologia. Há um maior equilíbrio de forças na estrutura de poder político e econômico mundial, com maior preponderância de decisões tomadas em instâncias multilaterais. A confiança nas instituições aumenta, assim como a influência das organizações sociais no processo decisório político e econômico. O desequilíbrio dos *déficits* gêmeos dos EUA e a relação de financiamento do excesso de consumo deste país com



a geração de poupança na China e em outros países emergentes alcançam uma solução de equilíbrio via um ajuste gradual e coordenado. Ademais, os conflitos étnicos, religiosos e sociais e a insegurança institucional e econômica são resolvidos de maneira satisfatória no mundo.

Por fim, a perspectiva da trajetória de preços do petróleo neste cenário para os próximos 10 anos é de reversão em relação aos picos alcançados em 2006, mantendo-se, contudo, devido ao forte crescimento econômico, ainda em patamares elevados. Não obstante, o progressivo aumento da capacidade de produção de petróleo, principalmente por parte dos países da OPEP (em grande parte devido ao arrefecimento da situação do Oriente Médio), permite que a oferta mundial do produto mantenha os mercados abastecidos, apesar da alta dos custos de equipamentos no curto e no médio prazos e dos custos de descoberta e produção no longo prazo, sobretudo em países Não-OPEP (águas profundas, óleos pesados e extra-pesados – problemas de escoamento, necessidade de pré-processamento etc.). Esta elevação de custos também contribui para que o patamar de preços permaneça alto. Por outro lado, a incorporação de medidas de eficiência energética e de preservação ambiental contrabalança, em parte, o efeito da continuidade do crescimento econômico mundial (especialmente de países emergentes populosos como China e Índia). Neste cenário, os preços do petróleo do tipo *Brent* atingem o nível de US\$ 53 o barril (em valores reais) em 2016, um patamar alto, porém capaz de ser absorvido pelos grandes países consumidores (ou seja, um valor que não chega a interferir no crescimento da economia mundial) e, ao mesmo tempo, suficiente para estimular os produtores na procura de novas reservas e no aumento da produção.

No cenário Arquipelago, o mundo se caracteriza por “conexões assimétricas”. Algumas nações formam blocos e mercados únicos, há barreiras entre blocos e o regionalismo predomina. As relações de comércio e os fluxos financeiros são concentrados entre “nações amigas”. Na sociedade, aqueles conectados com acesso à tecnologia e à educação compõem os grupos virtuais mundiais, enquanto os demais se agregam em grupos locais nas periferias. Há uma polarização na estrutura de poder político-econômico mundial, refletida na hegemonia de blocos em detrimento do multilateralismo: o bloco União Européia (UE) / EUA é aquele que concentra maior poder em comparação com o bloco composto pelos países asiáticos, incluindo Japão, China, Rússia, os “Tigres” e a Índia. O desequilíbrio dos *déficits* gêmeos dos EUA e a questão cambial chinesa atingem uma solução de equilíbrio após um forte ajuste interno norte-americano. O encaminhamento de soluções para os diversos conflitos (étnicos, religiosos e sociais) e a insegurança institucional e econômica se encontram em diferentes estágios conforme o bloco econômico e a região. Há conflitos e contradições causados pelo próprio protecionismo nas relações econômicas.

No tocante à trajetória de preços do petróleo, há uma perspectiva de significativa redução de preços nos próximos 10 anos, atingindo níveis em torno de US\$ 45 o barril, em valores reais, em 2016. Esta trajetória é fruto, pelo lado da demanda, de um crescimento econômico em ritmo menos intenso do que aquele verificado nestes últimos três anos, além de medidas de eficiência energética, no âmbito de políticas de segurança de abastecimento, conduzidas por alguns blocos econômicos. Pelo lado da oferta, a despeito da elevação de custos de produção do petróleo (por dificuldades de acesso, transporte e processamento), a capacidade de produção de petróleo cresce, em parte devido a uma maior participação dos países fora da OPEP (Rússia e região do Cáspio, em particular), já que a permanência de conflitos no Oriente Médio continua prejudicando o ritmo de expansão da produção da OPEP. O balanço entre a oferta e a demanda, neste caso, permite uma maior distensão no mercado, reduzindo-se os riscos de suprimento, o que viabiliza uma queda gradual, não só nos preços do petróleo, mas também de sua volatilidade (a maior capacidade ociosa, derivada do menor crescimento de demanda, permite acomodar melhor choques de curto prazo). O nível de preços em 2016, embora reduza os ganhos extraordinários que vinham sendo obtidos pelos produtores, permite ainda uma situação confortável para os mesmos, sobretudo para a OPEP cujos custos de produção são bem menores que os dos demais. Além disso, este patamar revela-se bastante conveniente para os produtores, na medida em que não estimula maiores investimentos em reservas não convencionais de petróleo ou em fontes alternativas de energia.

No cenário Ilha, a globalização assume um padrão instável. As nações, as corporações e a sociedade se posicionam, respectivamente, de modo mais protecionista, com menor esforço por ganhos de produtividade e com atitudes mais defensivas perante o processo de globalização. O multilateralismo retrocede e o mundo é marcado pela fragmentação regional e pelo isolamento dos países. Há um ambiente mais protecionista, inclusive com desavenças entre parceiros de blocos econômicos. A estrutura de poder político e econômico mundial se caracteriza



por um período de reestruturação. Há hegemonia de nações dentro de blocos econômicos tentando se estabelecer ou consolidar. O poder se concentra em países selecionados no eixo EUA / UE / Bloco asiático. A solução de ruptura é a possível perante a reação conflituosa entre EUA e China, com impacto sobre o equacionamento dos *déficits* gêmeos norte-americanos. Os diversos conflitos étnicos, religiosos e sociais e a insegurança institucional e econômica difundem-se com a esgarçada dos conflitos de interesses entre corporações e sociedades, causando aumento de reivindicações sociais aos Estados.

Neste cenário, o preço do petróleo segue uma trajetória de oscilação no curto prazo, refletindo os fatores adversos conjunturais (conflitos internacionais, greves em países produtores, restrições de operação não programadas devido a furacões, acidentes etc.), para então iniciar uma queda acentuada e contínua até valores próximos de US\$ 30 por barril, em valores reais, em 2015, estabilizando-se em torno desse patamar no ano seguinte. Estruturalmente, a evolução dos preços do petróleo reflete, sobretudo, o menor crescimento econômico, que mais do que contrabalança a redução da expansão da oferta no mercado (incertezas e dificuldades de acesso). Com isso, as pressões por aumento dos custos são diminuídas, viabilizando a oferta de petróleo a preços mais reduzidos. No balanço final, em suma, o que ocorre é que a demanda reage aos impactos negativos de forma mais rápida que a oferta, provocando um ajuste para baixo do patamar de preço.

Para cada um dos três cenários mundiais descritos anteriormente, o Brasil pode se posicionar de modo a aproveitar as oportunidades ou se defender das ameaças criadas pelo ambiente externo. Um bom posicionamento depende de o País estar preparado de forma adequada para qualquer que seja o contexto mundial, o que significa enfrentar uma série de questões internas com graus de dificuldade diferentes e em estágios diversos de encaminhamento de solução dos seus problemas.

A boa condução das principais questões – ou, dito de outro modo, a gestão mais eficaz do ambiente interno – resume-se a enfrentar os problemas a seguir sintetizados em quatro grandes áreas:

Ajuste institucional e educacional: questões relacionadas à educação, ao fortalecimento das instituições e ao desenho mais eficiente de Estado, entre outras.

Ajuste macroeconômico: questões relacionadas à gestão macroeconômica, com ênfase na sustentabilidade da trajetória fiscal e externa, entre outras.

Reformas microeconômicas e setoriais: questões relacionadas à Previdência, à reforma tributária, às relações trabalhistas, aos marcos regulatórios para setores de infra-estrutura e às políticas setoriais, entre outras.

Desigualdade sócio-regional: questões relacionadas à distribuição de renda, ao crescimento regional, à urbanização, à pobreza, ao *déficit* habitacional e às condições de moradia, entre outras.

Levando-se em conta os cenários mundiais e as diferentes possibilidades de inserção do Brasil no contexto internacional e do encaminhamento das principais questões internas, no âmbito dos estudos de longo prazo, foram elaborados quatro cenários macroeconômicos para o Brasil: Na Crista da Onda; Surfando a Marola; Pedalinho e Náufrago.

O cenário Na Crista da Onda, associado ao cenário mundial Mundo Uno, é caracterizado por um elevado nível de desenvolvimento econômico, marcado por uma gestão macroeconômica mais eficaz. Além disso, a implementação e o encaminhamento das reformas microeconômicas potencializam o aumento de investimentos em educação e infra-estrutura, elevando a produtividade total dos fatores e a redução dos gargalos de infra-estrutura. Os dois fatores geram um crescimento econômico mais robusto que ocorre em um ambiente institucional mais consolidado: por exemplo, a aplicação da regulação ambiental torna-se menos conflituosa, depois do correto entendimento da exploração sustentável dos recursos naturais. A inserção do País na economia mundial é feita de modo a potencializar as vantagens comparativas do País, que pode contar adicionalmente com uma marcada reversão da baixa competitividade dos fatores de produção: a qualificação da mão-de-obra é aumentada com maior escolaridade da população; a produtividade da economia sofre ainda um impulso no desenvolvimento tecnológico dado o ambiente favorável para pesquisa, desenvolvimento e inovação (P&D&I); e o desenvolvimento do mercado de crédito de longo prazo permite maior investimento em máquinas e equipamentos. O desenvolvimento econômico leva a uma redução das disparidades sócio-regionais e a um aumento do poder aquisitivo da população, com impacto positivo sobre a distribuição de renda no País. Por fim, reduções significativas nos níveis de violência e de insegurança nos grandes centros urbanos são outros elementos importantes deste cenário.



Há dois cenários nacionais associados ao cenário mundial Arquipélago: Surfando a Marola e Pedalinho.

No cenário Surfando a Marola, o crescimento da economia brasileira supera um crescimento mais moderado da economia mundial, por conta de uma gestão mais ativa no encaminhamento dos problemas internos. Há, porém, um processo mais longo na consolidação da estabilidade macroeconômica, resultado, em parte, da dificuldade de aprovação de reformas microeconômicas. Estas, ainda, impedem que os gargalos em infra-estrutura sejam totalmente resolvidos. É um cenário marcado principalmente pelo esforço das corporações nacionais na conquista por mercados internacionais, ainda mais porque o mundo, dividido em blocos econômicos, oferece oportunidades parciais de aproveitamento. A produtividade total dos fatores não alcança os mesmos elevados níveis do cenário anterior, pois fica mais concentrada em nichos específicos; as restrições de capital para P&D&I acabam por restringir um maior desenvolvimento tecnológico; e, por fim, um mercado de crédito limitado e de difícil acesso não permite o financiamento da contínua modernização do parque produtivo. Em um cenário de processo de consolidação institucional, a aplicação da regulação ambiental não ocorre sem que haja algum tipo de conflito entre o crescimento econômico e o aproveitamento dos recursos naturais. Por fim, a desigualdade sócio-regional avança modestamente, com redistribuição parcial de renda, lenta desconcentração regional do crescimento e uma pequena melhoria no quadro de instabilidade social nos grandes centros urbanos.

No cenário Pedalinho, o crescimento do País é equivalente ao do cenário mundial, por causa da dificuldade de enfrentar os problemas estruturais internos. Dessa forma, a gestão macroeconômica é mais turbulenta, resultado, entre outros, da dificuldade de aprovação de reformas microeconômicas. Por conta disso, o impacto sobre a infra-estrutura é significativo com gargalos em vários setores, o que impede o País de obter taxas maiores de crescimento. Com uma sustentação institucional frágil e bastante fragmentada, as disputas internas são litigiosas: por exemplo, a aplicação da regulação ambiental é freqüentemente contestada. As corporações nacionais procuram seu espaço dentro do bloco econômico ao qual o País pertence, mas a ausência de soluções estruturais para as principais questões internas gera um importante limitador nas possibilidades de mercado das empresas: a baixa qualificação geral da mão-de-obra (com exceção para aquela que é absorvida nos setores mais dinâmicos), as severas restrições de capital para P&D&I e o baixo desenvolvimento tecnológico, e um mercado de crédito de difícil acesso geram uma produtividade total dos fatores muito baixa. Por fim, a desigualdade sócio-regional não melhora neste cenário: a distribuição de renda é modesta, pois concentrada em nichos específicos e em regiões do País e o quadro social ainda é relativamente pouco estável nos grandes centros urbanos.

No cenário Naufrago, associado ao cenário mundial Ilha, o crescimento do Brasil é no máximo igual à da média mundial. As vantagens comparativas não são potencializadas e as oportunidades de crescimento, mesmo em um ambiente externo mais conturbado, são desperdiçadas. O País vive mais um período de décadas perdidas, com importante reversão no processo de consolidação da estabilidade macroeconômica. Além disso, a paralisação das reformas microeconômicas aumenta o impacto das más condições da infra-estrutura, com gargalos expressivos em diversos setores. O conflito permanente em que vive a sociedade – como, por exemplo, na questão ambiental – é fruto principalmente de instituições fracas e pouco transparentes, o que acaba afetando inclusive os investimentos. A falta de investimento na economia mantém o quadro de baixa competitividade dos fatores de produção, com baixa qualificação da mão-de-obra, um ambiente desfavorável para P&D&I (o que inviabiliza o desenvolvimento tecnológico e o progresso técnico) e crédito de longo prazo escasso e caro (impedindo qualquer processo de modernização do parque produtivo nacional). Por fim, a desigualdade sócio-regional denota a esgarçada de um processo que se arrasta desde o século passado com má distribuição de renda e a concentração regional do crescimento. Não por outro motivo, a intensificação da violência torna permanente a sensação de insegurança nos grandes centros urbanos, apenas um exemplo dentre os muitos indicadores da exacerbação dos conflitos sociais.

2.1.2. Contexto Econômico Mundial

A perspectiva econômica de curto prazo indica uma continuidade de expansão da economia mundial para os próximos anos, embora não se descarte uma redução do forte ritmo de crescimento dos últimos três anos já em 2007. Tal redução estaria ligada a um possível arrefecimento da economia americana, principalmente pelos efeitos no seu consumo doméstico provocados por um desaquecimento do mercado imobiliário.



A Tabela 8 apresenta previsões feitas por algumas instituições sobre as perspectivas de crescimento mundial a taxas de câmbio reais vigentes entre os países.

Tabela 8 – Taxa de Crescimento Econômico Mundial (% a.a.)

Instituições	2006	2007	2008	2009	2010
FMI	3,8	3,5	n.d.	n.d.	n.d.
Banco Mundial	3,9	3,2	3,5	2,9	n.d.
ONU	3,8	3,2	n.d.	n.d.	n.d.
Oxford Economics	3,9	3,7	3,4	3,6	3,6

Nota: n.d. não disponível

Na Tabela 9, por sua vez, são apresentadas as projeções de taxas de crescimento da economia mundial levando-se em conta o conceito (mais apropriado) de PPP.⁶

Tabela 9 – Taxa de Crescimento Econômico Mundial em PPP (% a.a.)

Instituições	2006	2007	2008	2009	2010
FMI	5,1	4,9	n.d.	n.d.	n.d.
Credit Suisse	5,2	4,8	n.d.	n.d.	n.d.
Banco Mundial	4,6	4,5	4,5	n.d.	n.d.

Nota: n.d. não disponível

Embora as projeções indiquem uma pequena queda na taxa de crescimento econômico mundial em 2007 em comparação a 2006, esta, ainda assim, encontra-se acima da média de crescimento associada a ciclos de expansão da economia mundial como indica a Tabela 10:

Tabela 10 – Taxas de Crescimento do PIB e do Comércio Mundiais (% a.a.)

Variáveis	Média no período		2006 ^P	2007 ^P	Períodos de Recessão ¹	Períodos de Expansão ²
	1970-2006	2003-2005				
PIB Mundial	3,8	4,8	5,1	4,9	2,1	4,2
Comércio Mundial	6,0	7,8	8,9	7,6	2,3	7,0

Notas: (P) Previsão do FMI.

Períodos de expansão: 1970-73, 1976-79, 1983-90, 1994-2000 e 2002-2003

Períodos de recessão: 1974-75, 1980-82, 1991-93 e 2001

Fonte: Grupo de Conjuntura IE/UFRJ.

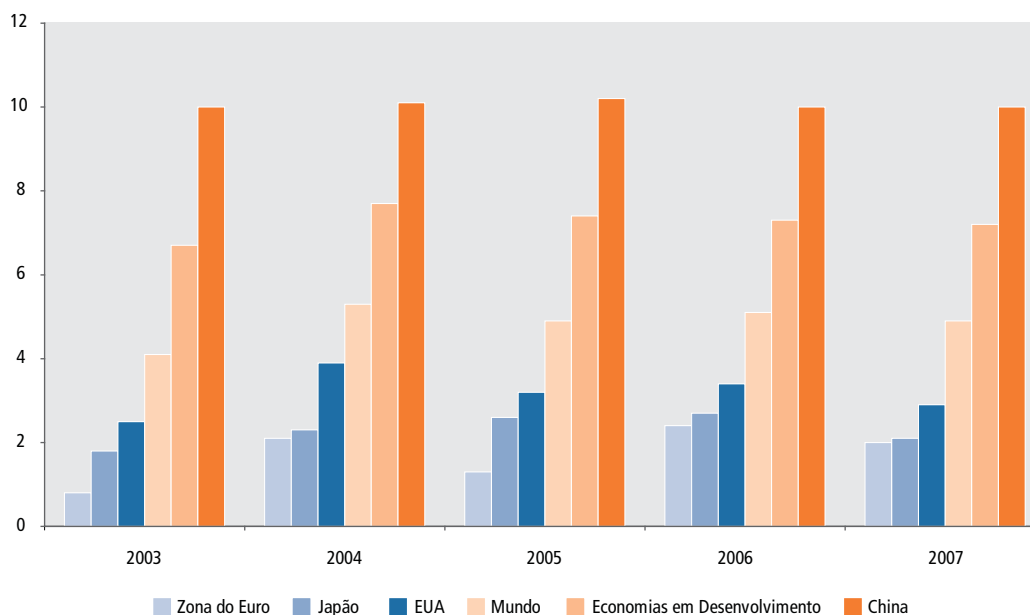
⁶ A taxa de PPP (do inglês *purchasing power parity*, isto é, paridade do poder de compra) é definida como o valor monetário necessário para comprar no país a quantidade equivalente de bens e serviços adquiridos por US\$ 1 nos EUA. O método da PPP tem como objetivo eliminar as diferenças entre os níveis de preços dos países não incorporadas adequadamente nas taxas de câmbio vigentes, mostrando-se assim mais apropriado para a comparação dos padrões de vida entre os países.





Tal desempenho, no entanto, deve-se menos às economias desenvolvidas (embora, a Zona do Euro, Japão e EUA continuem crescendo) e mais às economias emergentes, lideradas pela expressiva expansão chinesa. De fato, o crescimento dos países emergentes deve continuar acima de 6% nos próximos dois anos, porém inferior aos 7% de 2006 (Banco Mundial, 2006). A América Latina, por sua vez, ficaria para trás em relação à Índia, China e Rússia, também merecendo destaque a expansão brasileira mais modesta quando comparada com o restante do grupo dos BRICs (OCDE 2006).⁷ O Gráfico 3 apresenta o crescimento diferenciado entre regiões.

Gráfico 3 – Taxas de Crescimento do PIB por Regiões (% a.a.)



O comércio mundial continua sua evolução a ritmo acelerado, indicando um aprofundamento na integração econômica global, já que a taxa de crescimento das exportações mundiais tem sido superior ao da expansão do produto mundial. Porém, a continuidade de taxas elevadas de crescimento por um período mais extenso dependerá dos desdobramentos das negociações comerciais multilaterais após a suspensão da Rodada de Doha em agosto de 2006. De qualquer forma, os desempenhos destacados de China e Índia ainda serão determinantes para as perspectivas mais de curto prazo, em especial para a manutenção dos preços das *commodities* e do barril de petróleo em níveis elevados, como descrito no subitem “Evolução Recente dos Preços das *Commodities*”, apresentado mais adiante.

Por fim, às perspectivas de crescimento econômico discutidas acima, deve-se incorporar três questões que podem afetar a manutenção do ritmo de crescimento dos últimos anos: o desaquecimento do mercado imobiliário nos EUA, as taxas de inflação relativamente altas nas economias desenvolvidas e os desequilíbrios econômicos globais.

Em relação à primeira questão, após a intensa valorização dos ativos imobiliários nos EUA na década passada, associada a uma maior flexibilidade da política monetária – resultando, assim, em condições favoráveis de financiamento para o consumo das famílias – iniciou-se um processo de reversão no ano passado. Indicadores variados mostram uma redução próxima a 20% nas vendas de imóveis no setor residencial americano, nos últimos meses de 2006, se tomado como base o ano de 2005. Indubitavelmente, a extensão desta reversão é fonte de preocupação por conta de seu efeito sobre o crescimento econômico global. Considerando-se que o investimento em construção civil corresponde a 6% do PIB americano, a deterioração do mercado imobiliário poderia reduzir o crescimento do PIB americano em algo entre 0,5 ponto percentual (*Credit Suisse*, 2006) a um ponto percentual (Banco Mundial, 2007). O impacto desta desaceleração, caso associada a um colapso dos preços dos imóveis, provocaria uma crise nos mercados hipotecários, gerando ajustes deflacionários, possíveis desdobramentos negativos nos mercados financeiros,

⁷ A denominação BRIC, criada pelo banco de investimento Goldman Sachs em 2003, refere-se a Brasil, Rússia, Índia e China, países com perspectivas de se tornarem potências econômicas globais até 2050.



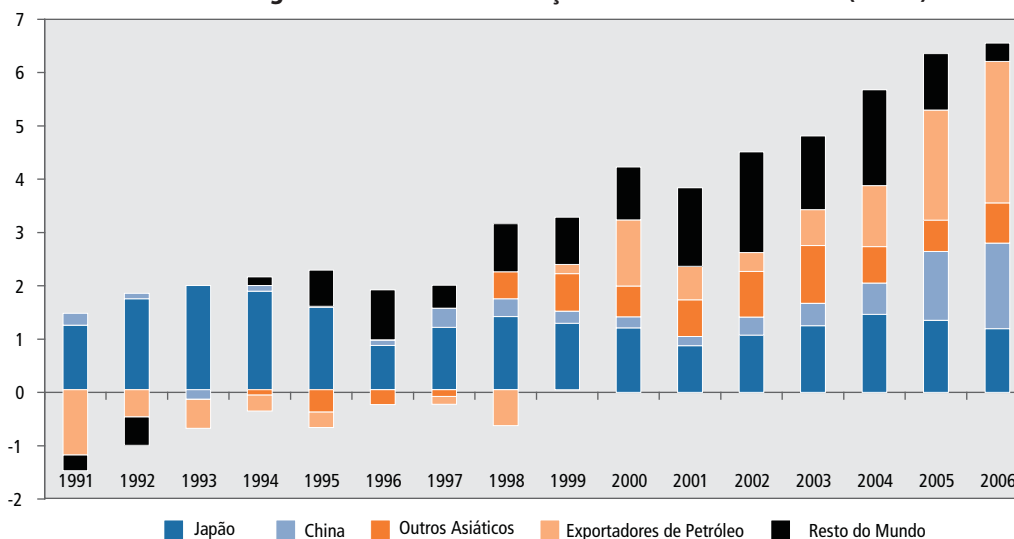


reduzindo-se de forma significativa a capacidade de financiamento dos indivíduos e, assim, freando as possibilidades de consumo americano, principal motor de crescimento da economia mundial.

Em segundo lugar, a expansão da demanda mundial, em especial da China, tem elevado os preços das *commodities* e, em particular, do petróleo. O impacto destes aumentos tem se refletido na aceleração das taxas de inflação em 2006. No entanto, com a retração dos preços do petróleo no fim do ano e o maior aperto monetário feito pelos Bancos Centrais das economias mais avançadas ao longo do ano passado, espera-se uma desaceleração da inflação, porém os principais bancos centrais deverão ponderar cuidadosamente os riscos relativos ao crescimento e inflação nos próximos anos. O *Federal Reserve* (EUA) defronta-se com uma difícil situação de inflação crescente, em um ambiente de expansão relativamente lenta da economia, requerendo possíveis ajustes futuros. Ao Japão, cabe dosar seus incrementos de taxa de juros de modo a controlar a ameaça da inflação, ao mesmo tempo em que evita o retorno da estagnação dos anos 1990. Na Zona do Euro, a trajetória de inflação mantém-se em níveis controlados, embora uma recuperação econômica mais forte possa levar a futuros aumentos de juros (FMI, 2006).

A terceira questão está relacionada à evolução dos desequilíbrios macroeconômicos globais. Os desequilíbrios em conta-corrente entre regiões e países se ampliaram em 2006, com destaque para os EUA, detentores de um *déficit* próximo a US\$ 900 bilhões (aproximadamente 6,5% do PIB), com a previsão de atingir 6,9% do PIB para 2007 (FMI, 2006). Grande parte deste *déficit* tem como contrapartida os desequilíbrios com o Japão, no grupo dos desenvolvidos, e com regiões em desenvolvimento (China) e economias exportadoras de petróleo. Há que se notar, entretanto, a evolução deste último grupo no crescimento do *déficit* em conta corrente americano nos últimos três anos, como indicado no Gráfico 4.

Gráfico 4 – Origem do Déficit em Transações Correntes Americano (% PIB)



Fonte: OCDE.

Para 2007, o mais provável é que a economia americana desacelere de modo controlado, o chamado “pouso suave” – as estimativas atuais sugerem uma chance em seis de que o crescimento caia para 4,9% ou menos (FMI, 2006) – embora para isto, os investidores necessitem continuar acrescentando ativos americanos em seus portfólios. No entanto, a tendência de maiores restrições de políticas monetárias e fiscais trará efeitos na demanda de países superavitários, como Japão e Alemanha, dificultando a resolução do *déficit* americano, mediante o aumento de exportações (EUA). Simultaneamente, políticas fiscais mais expansionistas conduzidas pelos países superavitários do Leste asiático, na ausência de ajustes de taxa de câmbio (especialmente a valorização da moeda chinesa), serão insuficientes tanto para compensar os efeitos deflacionários do ajuste, quanto para alavancar o crescimento necessário das exportações dos EUA.⁸

⁸ Por outro lado, uma estratégia coordenada entre os países evitaria o cenário de ajuste econômico global desordenado, com instabilidade dos mercados financeiros e cambiais, principalmente se houver maior ímpeto de ondas especulativas contra o dólar. Assim, um estímulo de crescimento na Europa, Ásia e países exportadores de petróleo, por exemplo, poderia





Todavia, a coordenação internacional enfrenta diversos obstáculos. Persistem as dúvidas de quão robustas seriam as condições econômicas dos EUA e se seus desequilíbrios macroeconômicos poderiam continuar sendo financiados sem o risco de crises dos mercados financeiros. Incertezas quanto ao crescimento chinês no futuro próximo, assim como a capacidade do Japão e da Europa em incrementar suas taxas de crescimento potencial no curto e médio prazos também podem fazer pender a balança para uma perspectiva menos favorável. Isto porque, dada a dependência global à demanda americana, um ajuste muito rígido nas importações daquele país poderia gerar repercussões negativas, como uma onda deflacionária global ou uma volatilidade mais intensa nos mercados de capitais.

Evolução recente dos preços das commodities

No caso dos preços do petróleo, após atingir altas históricas no verão no hemisfério norte, as cotações no mercado internacional sofreram uma correção para baixo. Nos EUA, os preços finais para derivados e gás natural igualmente caíram, após atingirem altas recordes. Em 2006, apesar das quedas verificadas a partir de agosto, a cotação do petróleo situou-se em um patamar 20% superior ao de 2005, enquanto os preços de metais e de minerais chegaram a atingir até 40% para a mesma base de referência (Banco Mundial, 2007). Em fevereiro de 2007, o preço do *Brent* estava flutuando em torno de US\$58 o barril, valor pouco superior àquele de um ano atrás. Tal redução é, em geral, relacionada aos seguintes pontos:

- A temporada de furacões no Golfo do México está menos hostil do que há um ano, havendo uma maior continuidade do abastecimento de combustíveis nos EUA;
- Evidências do desaquecimento da atividade econômica americana, contribuindo para as mudanças de expectativas relacionadas à demanda por derivados;
- A dissipação, após o verão (estação em que a utilização de carros de passeio, nos EUA, é intensa), das ocupações de que os padrões americanos de especificação de derivados produziram gargalos nas capacidades refinadoras;
- A substituição de derivados por fontes substitutas de energia, como resposta aos altos preços (por exemplo, o uso de gás natural em lugar de óleo de calefação);
- Inverno menos rigoroso no hemisfério norte.

Apesar destes fatores, é improvável, no curto prazo, que os preços do petróleo decresçam aos níveis anteriores a 2003. Isto se deve ao forte crescimento no consumo de derivados, puxado pela intensa expansão da economia mundial e, em particular, da China. Além disso, a despeito do crescimento da capacidade de produção da OPEP – boa parte pela reposição das perdas no Iraque e na Venezuela (que ainda se recupera da greve de 2003) – a capacidade ociosa mundial deve continuar apertada nos próximos anos, devido aos (ainda) limitados investimentos em atividades de *upstream* e à longa maturação dos novos investimentos em exploração e produção. Conseqüentemente, por conta das oscilações de demanda e oferta, espera-se que a volatilidade nos preços de energéticos continue nos próximos anos.

Em relação aos preços das *commodities* não-energéticas, em particular dos metais, após os significativos aumentos dos últimos anos, em grande parte deflagrados pelo significativo crescimento chinês, espera-se uma estabilização ou mesmo pequena queda no médio prazo, com o aumento da oferta estimulada por uma trajetória esperada de demanda relativamente pressionada para os próximos anos.

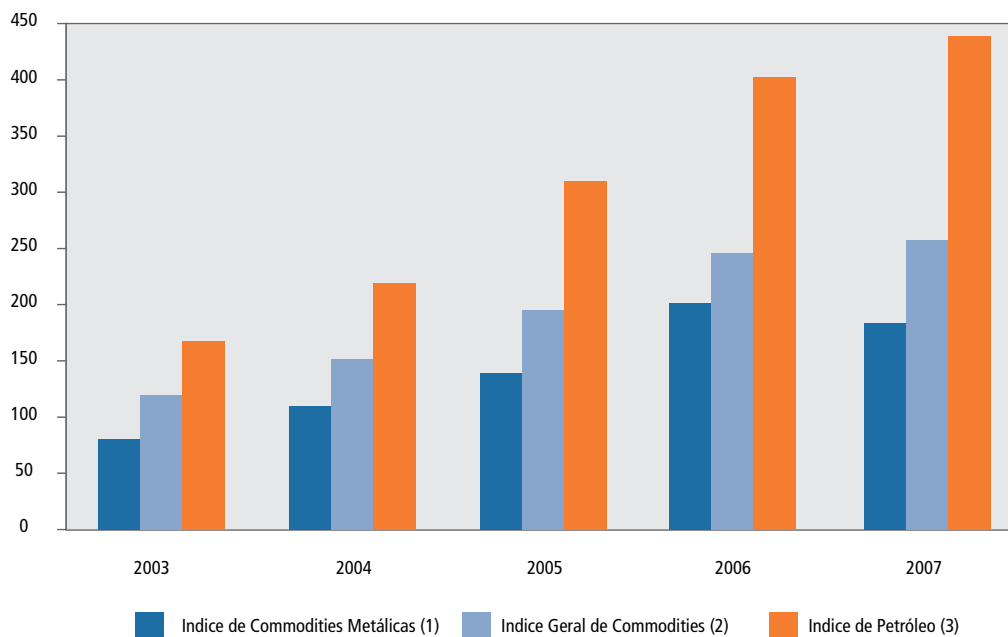
A evolução recente dos preços das *commodities* é apresentada no Gráfico 5.

contrabalancear um efeito contracionista de políticas de ajuste conduzidas pelos EUA. Várias propostas com a finalidade de formular uma cooperação de políticas macroeconômicas estão em voga, dentre elas um novo Acordo de Plaza.





Gráfico 5 – Evolução dos Índices de Preços de Commodities e Petróleo (1995=base 100)



Notas: (1) Inclui cobre, alumínio, ferro, latão, níquel, chumbo, zinco e urânio; (2) Inclui combustíveis e não-combustíveis; (3) Média dos preços do Brent, West Texas Intermediate, e Dubai Fateh.
Fonte: FMI (2006).

2.1.3. Contexto Econômico Nacional

A perspectiva econômica de curto prazo indica uma continuidade de fortalecimento dos fundamentos da economia nacional com redução importante dos passivos externos, manutenção dos superávits primários, estabilização (com perspectivas de queda) da relação entre dívida e PIB, e uma redução do aperto monetário, iniciada a partir do final de 2005, e aprofundada ao longo de 2006.

O desempenho em termos de crescimento, por sua vez, tem refletido um vigoroso crescimento do consumo, baseado principalmente na redução do patamar de inflação para os níveis de 4% ao ano, da expansão do crédito e do aumento do número de empregos com carteira assinada. Por outro lado, uma parte deste consumo tem sido direcionada para importações e ainda não fomentou um crescimento mais robusto da produção nacional.

A expansão do investimento verificada em 2006 deverá continuar acelerada em 2007, consistente com a redução das taxas de juros reais e com a trajetória de declínio do risco-país dos últimos anos. Levantamento feito pelo BNDES para 16 setores econômicos da indústria de transformação, da construção residencial e de infra-estrutura, cujo agregado representou uma taxa de investimento da ordem de 9% do PIB em 2005⁹, indica um investimento que ultrapassa R\$ 1 trilhão para o período 2007 a 2010, o que representaria em 2010 um acréscimo de 3,2 pontos percentuais na taxa de investimento deste grupo. A Tabela 11 apresenta uma divisão desta amostra em 4 grandes grupos, segundo características afins de determinantes do desempenho econômico, e os respectivos montantes esperados de investimento no período 2007 a 2010.

9 Valor correspondente à série do PIB anterior à revisão metodológica do IBGE divulgada em março de 2007.



Tabela 11 – Projeções de Investimento para Setores Econômicos Específicos

Setores	Características	Perspectivas	Investimentos previstos 2007/2010
Petróleo e gás, extrativa mineral, insumos básicos (siderurgia e celulose)	Comandados pela dinâmica dos mercados externos	Investimento em forte expansão, intensivos em capital, projetos de longo prazo de maturação	R\$ 293 bilhões
Construção residencial e bens de consumo duráveis	Elevada elasticidade da demanda a juros	Demanda crescente, em função do aumento da renda e do crédito	R\$ 470 bilhões em Construção Residencial (exclusive hab. popular) e R\$ 44 bilhões em Automóveis e Eletrônica
Habitação popular, infra-estrutura urbana e saneamento.	Dependentes de orçamento fiscal	Restrições orçamentárias podem atrasar parte dos investimentos identificados	R\$ 62 bilhões
Energia elétrica, telecomunicações, portos e ferrovias	Infra-estrutura	Relevantes para a competitividade sistêmica, mas sujeitos a incertezas regulatórias ou ambientais	R\$ 159,9 bilhões

Fonte: BNDES

A indústria deve continuar positivamente influenciada pelo desempenho do setor extrativo, principalmente se as cotações internacionais das *commodities* metálicas e os preços de petróleo continuarem em patamares elevados, devido à expansão da economia mundial e, em particular da China, com sua crescente importância como mercado consumidor. A expectativa de continuação desta expansão alimenta investimentos pesados no setor de petróleo e gás natural, bem como de insumos básicos como siderurgia e papel e celulose

Perspectivas igualmente favoráveis para a inflação no futuro próximo permitem antever a continuidade do relaxamento do aperto monetário e, por conseguinte, da obtenção de taxa de juros reais a níveis mais baixos do que os verificados em passado recente no País, o que levaria a uma demanda crescente dos bens e serviços dos setores com elevada elasticidade da demanda a juros, como construção residencial e bens de consumo duráveis. Além disso, espera-se que a construção civil cresça em ritmo mais acelerado por conta dos incentivos concedidos recentemente pelo governo federal e pela perspectiva de expansão da infra-estrutura.

Vale ressaltar que o montante esperado de investimento em infra-estrutura, por conta dos seus efeitos multiplicadores sobre os diferentes setores da economia, tem um aspecto crucial para alavancar o nível geral de investimento da economia. Neste sentido, o programa de aceleração do crescimento (PAC), lançado no início de 2007, é um importante elemento catalisador ao organizar os projetos de investimentos em infra-estrutura necessários para a obtenção de patamares mais elevados de crescimento para os próximos quatro anos, em especial nos setores de energia e logística que representam, respectivamente, 54,5% e 11,6% do total de investimento projetado no âmbito do PAC, conforme mostra a Tabela 12.



Tabela 12 – Investimento em Infra-Estrutura 2007 a 2010 – PAC

Setor e Fonte Respectiva	Montante (R\$ bilhões)
Logística	58,3
Orçamento Fiscal e da Seguridade	33,0
Estatais Federais e Demais Fontes	25,3
Energia	274,8
Orçamento Fiscal e da Seguridade	-
Estatais Federais e Demais Fontes	274,8
Infra-Estrutura Social	170,8
Orçamento Fiscal e da Seguridade	34,8
Estatais Federais e Demais Fontes	136,0
Total	503,9
Orçamento Fiscal e da Seguridade	67,8
Estatais Federais e Demais Fontes	436,1

Fonte: Ministério da Fazenda.

Por último, vale destacar que a agricultura deve superar os dois últimos anos de dificuldades e, conseqüentemente, reverter também os impactos negativos sobre a produção de máquinas e equipamentos agrícolas. O aumento do interesse dos mercados mundiais no etanol tem gerado incentivos positivos na produção de cana-de-açúcar e na de soja.¹⁰ A pecuária ainda deve expandir-se por conta da manutenção do crescimento econômico mundial e do fim dos embargos impostos por mercados consumidores de relevância (Banco Central, 2006).

As projeções de crescimento econômico para os próximos quatro anos, feitas por algumas instituições, são listadas na Tabela 13.

Tabela 13 – Projeções da Taxa de Crescimento Econômico para o Brasil nos Próximos 4 anos (% a.a.)

Instituições	2007	2008	2009	2010
Mediana de Mercado ¹	3,5	3,6	3,7	3,8
IPEA ²	3,6	4,0	4,0	4,0
Oxford Economics	4,3	3,9	3,8	3,8
IE/UFRJ ³	3,9	4,1	4,1	4,1
Banco Central	3,8	n.d.	n.d.	n.d.
Banco Mundial	3,4	3,8	n.d.	n.d.

Notas: (1) Expectativas do Mercado – Banco Central

(2) Boletim de Conjuntura – nº 74 e 75

(3) Cenários Macroeconômicos para o Brasil (2007 – 2016), apresentação na EPE em 07/02/07 – Dados referentes ao cenário “Status Quo Turbinado”.

10 No caso da soja, a diretriz recente do governo americano em estimular a produção de etanol, em particular via subsídios, tem deslocado áreas dedicadas anteriormente à produção de soja para a produção de milho, insumo básico da produção americana de etanol. Com isto, criam-se perspectivas de preços da soja mais atraentes no futuro, visto que os EUA são importantes atores no mercado desta *commodity* agrícola.





Da Tabela 13, pode-se verificar que a expectativa média das instituições consultadas em relação ao crescimento no período 2007 a 2010 é de 3,9% ao ano¹¹, com diferença maior entre as projeções de crescimento para o ano de 2007.

2.1.4. Cenário Econômico PDE 2007/2016

Com base na discussão acima, o cenário econômico do PDE 2007/2016 foi construído a partir da análise do atual contexto econômico – caracterizado por uma elevada probabilidade da manutenção da tendência de expansão da economia mundial e de continuidade do processo de fortalecimento dos fundamentos internos da economia brasileira –, além de tomar como referência de longo prazo o cenário Surfando a Marola.

De forma geral, o cenário econômico relativo ao PDE 2007/2016 é caracterizado principalmente por um crescimento da economia brasileira superior ao da economia mundial, por conta de uma gestão ativa e eficaz no encaminhamento dos problemas internos. Há, porém, um processo ainda a percorrer na consolidação da estabilidade macroeconômica, resultado, em parte, das etapas a vencer para a aprovação de reformas institucionais e econômicas, fundamentais para que os gargalos em infra-estrutura sejam totalmente resolvidos.

Além disso, este cenário é caracterizado pelo esforço das corporações nacionais na conquista por mercados internacionais, ainda mais porque o mundo, dividido em blocos econômicos, oferece oportunidades parciais de aproveitamento.

A evolução da produtividade total dos fatores da economia brasileira neste período reflete fundamentalmente a trajetória de produtividade de setores específicos. Há um moderado impulso em pesquisa, desenvolvimento e inovação (P&D&I), limitado por restrições de acesso ao capital. Mesmo com uma melhoria de condições de acesso ao financiamento, ainda não há um fluxo suficiente de recursos para maior desenvolvimento de P&D&I, levando a um processo de desenvolvimento tecnológico mais lento.

No processo de consolidação institucional, a aplicação da regulação ambiental não ocorre sem que haja algum tipo de conflito entre o crescimento econômico e o aproveitamento dos recursos naturais. Uma lenta dissensão deste conflito, entretanto, ocorre no período, permitindo um desenvolvimento mais sustentável do ponto de vista ambiental.

Por fim, a redução da desigualdade sócio-regional avança modestamente, com redistribuição parcial de renda, lenta desconcentração regional do crescimento e uma pequena melhoria no quadro de instabilidade social nos grandes centros urbanos.

Em torno destas linhas qualitativas gerais, e de forma a se levar em conta as recentes sinalizações do Governo sobre as medidas a serem implementadas na área econômica, no sentido de o País alcançar uma rota de maior crescimento (nomeadamente o Programa de Aceleração do Crescimento – PAC) afigurou-se adequado, no âmbito dos estudos para o PDE, procedendo-se a uma análise de sensibilidade, adotar duas trajetórias de crescimento da economia dentro das condições do cenário.

Assim, para fins de elaboração do PDE 2007/2016, as trajetórias consideradas de interesse, para a evolução da economia nacional, resultaram em um crescimento médio do Produto Interno Bruto - PIB para os próximos 10 anos dentro de uma faixa, entre 4,2% e 4,9% ao ano. A Tabela 14 mostra a evolução da economia por quinquênios, para as trajetórias superior e inferior da faixa de possibilidades considerada.

Tabela 14 – Brasil: Taxas Médias de Crescimento do PIB (% a.a.)

Trajectoria	2006/2011	2011/2016	2006/2016
Superior	4,8	5,0	4,9
Inferior	4,0	4,5	4,2

11 Projeções feitas antes da divulgação da nova metodologia de cálculo do PIB feita pelo IBGE no final de março de 2007. A tendência esperada é de essas projeções sejam revistas para cima.



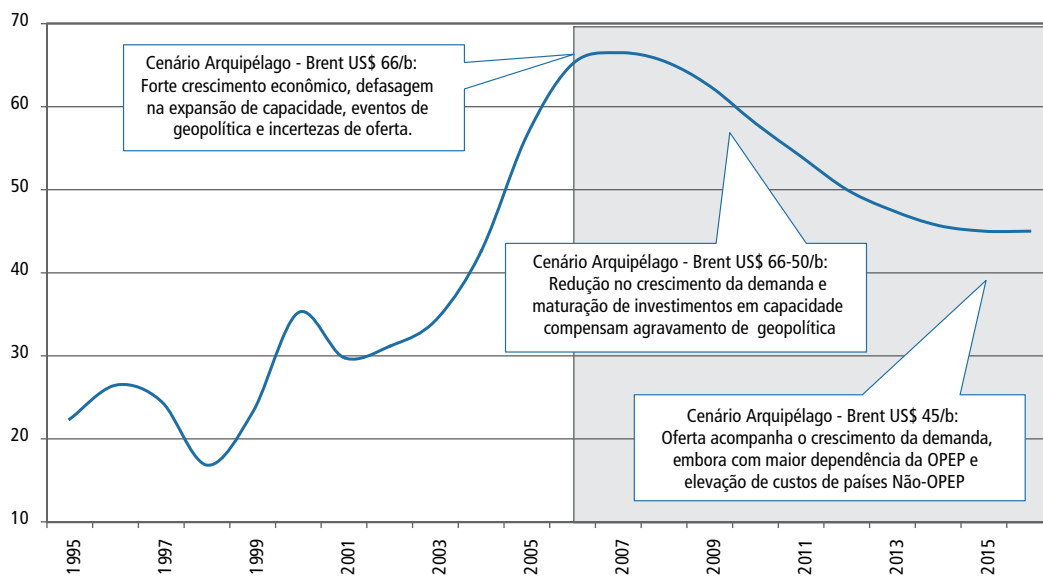


A taxa de crescimento observada na trajetória superior é possível com a redução dos entraves internos a uma expansão econômica robusta, liberando assim recursos adicionais para o investimento, principalmente em educação e infra-estrutura. Com isto, eleva-se a produtividade total dos fatores e são reduzidos paulatinamente os gargalos de infra-estrutura no primeiro quinquênio. Nos cinco anos seguintes, a economia observa uma pequena aceleração do crescimento, sustentada pela melhoria do ambiente interno, ainda que de forma lenta, e pela continuação do ambiente de crescimento da economia mundial nos níveis dos últimos anos.

No caso do crescimento relativo à trajetória inferior, um crescimento mais robusto encontra um limitador na dificuldade de avançar de forma mais célere no encaminhamento dos problemas domésticos, o que impede o País de se expandir de forma mais acelerada no primeiro quinquênio, aproveitando a continuidade do crescimento econômico mundial. Entretanto, à medida que os avanços vão se consolidando, abre-se espaço para uma aceleração do crescimento no segundo quinquênio.

Já para o preço do petróleo do tipo *Brent*, importante balizador para os preços dos demais energéticos, considerou-se sua evolução de acordo com o cenário Arquipélago (vide Gráfico 6).

Gráfico 6 – Evolução do Preço do Petróleo do Tipo Brent no Cenário Arquipélago



Cenário Mundo Uno: maior crescimento econômico mantém maior pressão nos preços, apesar da geopolítica favorável.

Cenário Ilhas: menor crescimento econômico reduz pressão nos preços, apesar da geopolítica desfavorável.

Pode-se ver que o preço do petróleo, após alcançar um pico esperado em 2007 de cerca de US\$ 67,00 o barril (em valores reais) na média, reverte sua trajetória de alta para atingir valores da ordem de US\$ 58,00 em 2010 e US\$ 45,00 em 2015, estabilizando-se em torno desse patamar no ano seguinte.

No curto prazo, a incidência de fatores conjunturais só começa a arrefecer a partir de 2008, o que faz com que os elevados preços do *Brent* alcançados em 2006 permaneçam ainda em alta ao longo de 2007, iniciando seu processo de queda apenas no ano seguinte.

Já em termos estruturais, as pressões pelo lado da demanda são menores por conta de uma expansão do PIB mundial mais moderada e de medidas de eficiência energética de importantes consumidores. Pelo lado da oferta, a capacidade de produção de petróleo cresce, em parte devido a uma maior participação dos países fora da OPEP (da Rússia e Região do Cáspio, em particular), já que a permanência de conflitos no Oriente Médio continua prejudicando a expansão de produção da OPEP. A tendência de elevação de custos de produção do petróleo se mantém (países fora da OPEP têm maiores custos devido a dificuldades de acesso, transporte e pré-processamento), porém de forma mais amena, já que as pressões por aumento da produção são reduzidas. Assim, o balanço entre oferta e demanda permite uma maior distensão no mercado, reduzindo-se os riscos de suprimento, o que viabiliza uma queda gradual,



não só nos preços do petróleo, como em sua volatilidade (a maior capacidade ociosa, derivada do menor crescimento de demanda, permite acomodar melhor choques de curto prazo).

Mesmo com o retorno parcial da produção em áreas como o Iraque, o poder relativo da OPEP na disponibilidade de oferta de petróleo se reduz, não só pela maior participação dos produtores fora da OPEP, como também pela reação do lado da demanda e pelos investimentos em fontes alternativas energéticas, investimentos estes iniciados e motivados pelos elevados patamares de petróleo até 2010.

A queda dos preços para níveis de US\$ 45 o barril em 2015/2016, se por um lado reduz os ganhos extraordinários que vinham sendo obtidos pelos produtores (embora ainda permita uma situação confortável para os mesmos, sobretudo para a OPEP cujos custos de produção são bem menores que os dos demais), por outro lado é bastante conveniente para os produtores, na medida em que não estimula maiores investimentos em reservas não convencionais de petróleo ou em fontes alternativas de energia.

A Tabela 15 apresenta de forma resumida os fatores que influenciam a trajetória dos preços do petróleo no cenário Arquipélago.

Tabela 15 – Fatores que Influenciam os Preços Mundiais de Petróleo no Cenário Arquipélago

Fatores que influenciam os preços do petróleo	Cenário Arquipélago
Fatores conjunturais	Só se reduzem a partir de 2008
Crescimento do PIB mundial	3,0% ao ano
Demanda mundial	Moderada
Medidas de conservação	Restritas a alguns blocos econômicos
Capacidade de produção mundial de petróleo	Moderada, com alta participação dos países não-OPEP
Poder relativo da OPEP	Mediano, devido à maior participação dos produtores não-OPEP
Balanço Oferta x Demanda	Oferta folgada em relação à demanda: preços moderados e menos voláteis
Custos de produção	Moderados, devido à menor pressão por aumento de produção

❖ 2.2. Demografia

Para aplicação nos estudos de projeção do mercado de energia, deve-se dispor das projeções da população e do número de domicílios discretizadas em base anual. Para compor tais projeções, a base de cálculo são as informações do IBGE e a metodologia utilizada por essa instituição em seus estudos.

Foram utilizados, como referência, os estudos do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE e o trabalho “Cenário Demográfico e de Domicílios (2005/2030)”, publicado em 2006 pela EPE.

2.2.1. Projeção da População

Na Tabela 16 apresenta-se a projeção da população segundo as Regiões Geográficas. As Regiões Norte e Centro-Oeste crescem a taxas acima da média nacional, 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 16 – Brasil e Regiões: Projeção da População Total Residente (10³ habitantes) – 2006/2016

Ano	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro-Oeste	Brasil
2006	15.181	51.901	80.099	27.475	13.392	188.048
2011	16.730	54.726	85.316	29.081	14.584	200.436
2016	18.142	57.305	90.075	30.547	15.671	211.740
Varição (% ao ano)						
2006/2011	2,0	1,1	1,3	1,1	1,7	1,3
2011/2016	1,6	0,9	1,1	1,0	1,4	1,1
2006/2016	1,8	1,0	1,2	1,1	1,6	1,2
Estrutura de Participação (%)						
2006	8,1	27,6	42,6	14,6	7,1	100
2011	8,3	27,3	42,6	14,5	7,3	100
2016	8,6	27,1	42,5	14,4	7,4	100

2.2.2. Projeção do Número de Domicílios

Na Tabela 17 apresenta-se uma síntese das projeções do número de domicílios particulares permanentes ocupados, mostrando-se a evolução da sua estrutura e as taxas de crescimento segundo as Regiões Geográficas. Para 2016, 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, enquanto que as demais regiões apresentam trajetória inversa. Especialmente no Nordeste, a redução da participação no total nacional é expressiva.

Tabela 17 – Brasil e Regiões: Projeção do Número de Domicílios (10³) – 2006/2016

Ano	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro-Oeste	Brasil
2006	3.482	12.993	23.777	8.485	3.880	52.617
2011	3.999	14.218	26.564	9.515	4.442	58.739
2016	4.513	15.428	29.361	10.557	5.001	64.860
Varição (% ao ano)						
2006/2011	2,8	1,8	2,2	2,3	2,7	2,2
2011/2016	2,4	1,6	2,0	2,1	2,4	2,0
2006/2016	2,6	1,7	2,1	2,2	2,6	2,1
Estrutura de Participação (%)						
2006	6,6	24,7	45,2	16,1	7,4	100
2011	6,8	24,2	45,2	16,2	7,6	100
2016	7,0	23,8	45,3	16,3	7,7	100



3. Aspectos Ambientais, Tecnológicos e de Racionalização Energética

O mundo vem assistindo nos últimos tempos a uma crescente preocupação de governos, organismos internacionais e da sociedade em geral, relativamente às questões ambientais e, especificamente, ao aquecimento global do planeta, problemas que começam a ganhar contornos dramáticos. Esse fenômeno encontra eco na própria experiência de populações que têm vivenciado, nos anos mais recentes, os efeitos de profundas mudanças climáticas, alguns dos quais de proporções desastrosas. Traduzindo de forma contundente essas preocupações, as recentes publicações do relatório Stern, contendo estudo encomendado pelo governo britânico, divulgado publicamente no final de 2006, e do 4º relatório do *Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)* das Nações Unidas, divulgado no início de 2007, sinalizam perspectivas alarmantes para o futuro do planeta, caso não se comece, desde já, a tomar medidas contundentes e eficazes no sentido de se caminhar para novas formas de utilização dos recursos naturais e, em especial, de redução das emissões de gases de efeito estufa.

Assim, configura-se cada vez mais, como objetivo prioritário, a busca simultânea do desenvolvimento econômico e da preservação ambiental, por meio de medidas restritivas abrangendo todas as atividades que contribuem, direta ou indiretamente, para o aquecimento global. É nesse contexto que estará inserido o desenvolvimento da indústria mundial de energia nos próximos anos, visando o uso crescente de fontes renováveis e limpas, do lado da oferta, bem como procurando maximizar a racionalização e a eficiência do uso da energia, do lado da demanda. A título ilustrativo, já se observa claramente uma movimentação mundial crescente, principalmente por parte de EUA, Japão e União Européia, no sentido da utilização de fontes renováveis e mais limpas, como o etanol, para substituição, ao menos parcial, da gasolina e do óleo diesel nos transportes.

Os estudos e análises relativos ao PDE 2007/2016 levaram em conta essas questões, incorporando entre seus objetivos o atendimento da demanda de energia de forma ambientalmente aceitável e economicamente sustentável.

Apesar do segmento de transportes no Brasil ser baseado fortemente no modal rodoviário e com uma logística, em muitos casos, perversa, além de visivelmente ineficiente, o País possui uma matriz energética considerada “limpa” pelos padrões internacionais. Isso decorre do uso intenso de recursos hidráulicos e do aproveitamento energético da cana-de-açúcar, entre outras fontes renováveis. Em particular, cerca de 87% da atual geração de eletricidade é de origem renovável, sendo 84% hidráulica (BEN 2006).

Considerando-se a perspectiva de maior uso da eletricidade, tendência que se verifica na maioria dos países do mundo, inclusive no Brasil, em face do estágio de desenvolvimento econômico do País, a manutenção de uma matriz relativamente limpa deve levar em conta a continuidade no aproveitamento do vasto recurso hidrelétrico ainda inexplorado. Ocorre que cerca de 70% do potencial hidráulico a ser aproveitado está na região amazônica ou no cerrado, biomas que cobrem aproximadamente dois terços do território nacional e nos quais se apresentam de forma muito nítida as discussões e as dificuldades de práticas de manejo ambiental sustentável.

Por outro lado, a área a ser ocupada pelos reservatórios é relativamente pequena quando comparada com o território destas regiões e bem menor do que a ocupação de terra para agricultura, pecuária ou outras atividades energéticas, como a plantação de cana-de-açúcar.

Além do impacto direto que o aproveitamento do potencial hidrelétrico causa no ambiente natural e socioeconômico (flora, fauna, populações, sítios arqueológicos, ocorrências minerais etc.), uma das questões que se inscreve no conjunto de desafios a ser enfrentado é, especialmente no caso da Amazônia, a concorrência das áreas onde se localiza tal potencial com áreas sob proteção legal, como o são as Terras Indígenas e as Unidades de Conservação.

Outra preocupação relevante quanto aos impactos ambientais é o nível de emissões, especialmente de gases de efeito estufa, que a expansão da demanda e da oferta de energia irá provocar. Nesse aspecto, o Brasil dispõe de alternativas que se mostram aceitáveis. Entre elas incluem-se o etanol, o biodiesel, o uso de óleos vegetais na produção do diesel (H-bio) e a geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis (cogeração a partir da biomassa, centrais eólicas, energia solar) ou não convencionais (resíduos urbanos), além da energia nuclear. Contudo, o crescimento da demanda deverá ser significativo e, sendo assim, esforços na direção de aumentar a eficiência energética e o uso racional da energia serão, igualmente necessários. Dessa forma, é de se esperar que, mesmo buscando-se a maior eficiência do uso da energia, parte da expansão da geração de eletricidade, para o atendimento do aumento da demanda, seja feita a partir de combustíveis fósseis, sobretudo no caso de serem impostas restrições ao aproveita-



mento do potencial hidrelétrico. . A promoção da eficiência energética e a expansão da oferta de energia, por meio de fontes convencionais ou alternativas, são processos complementares e não excludentes.

É importante ressaltar que, em 2006, um montante de cerca de 37% do total de energia demandada no Brasil foi atendido por fontes provenientes de origens renováveis (hidráulica, biomassa, etc.), valor que deverá manter-se na faixa de 37% a 38% até 2016. Por outro lado, no mundo, a utilização de energia renovável é bem menor, atualmente da ordem de 20%, de acordo com o relatório *Key World Energy Statistics 2006*, publicado pela *International Energy Agency – IEA*.

Um desenvolvimento tecnológico racional contribui significativamente para a superação dos desafios ligados a um abastecimento energético confiável, eficiente, seguro, ambientalmente aceitável e econômico, em benefício da sociedade e da competitividade da sua indústria, do comércio e dos serviços. Uma tecnologia que ofereça qualidade superior, mesmo a custos eventualmente mais elevados, pode mudar drasticamente o estilo de vida e a forma do uso de energia pela população.

Em termos prospectivos, o emprego de veículos híbridos e elétricos são alternativas promissoras que se somam aos demais combustíveis, inclusive o etanol para a oferta de energia no setor de transportes. Na indústria, a substituição do óleo combustível e do carvão mineral pelo gás natural se mostra como tendência forte, que, no entanto, pode ser afetada pelo aumento do preço do gás natural.

Na geração de energia elétrica, novas tecnologias podem contribuir significativamente para a redução de emissões de CO₂, com aumento de eficiência e redução de custos. Alinham-se entre essas alternativas a queima conjunta de carvão mineral e biomassa, a adição de biogás ao gás natural, a captura e estocagem de CO₂. Na área nuclear, avanços tecnológicos deverão contribuir para tratamento e manejo aceitável dos rejeitos radioativos. Na área de fontes renováveis, a contribuição da tecnologia se faz evidente no aumento da produtividade do uso da terra na produção da biomassa e na redução de custos da geração eólica e solar, por exemplo. Os sistemas geradores a célula combustível utilizando hidrogênio produzido a partir de combustíveis derivados do petróleo, tais como o querosene e o gás liquefeito do petróleo mais o oxigênio do ar, apresentam-se, também, como uma alternativa ambientalmente aceitável e com boa eficiência energética. A escolha das alternativas dependerá, contudo, da disponibilidade de recursos, dos preços das fontes energéticas, das definições regulatórias, das restrições institucionais e dos custos das tecnologias.

Do lado da demanda, equipamentos e serviços mais eficientes têm sido recorrentemente colocados à disposição do mercado consumidor, contribuindo para uma maior eficiência energética e econômica.

É nesse contexto que ganham importância as ações de conservação e uso racional da energia desempenhadas no Brasil. Quanto a estas, merecem destaque o Programa Brasileiro de Etiquetagem - PBE, o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - PROCEL e o Programa Nacional da Racionalização do Uso dos Derivados do Petróleo e do Gás Natural - CONPET. São de igual importância, as leis nºs 9.991, de 24 de julho de 2000, e 10.295, de 17 de outubro de 2001, as quais estabelecem, respectivamente, o investimento mínimo obrigatório em projetos de eficiência no uso final por parte das concessionárias distribuidoras de eletricidade, e o procedimento de índices mínimos de eficiência energética para máquinas e aparelhos consumidores de energia. Detalhes acerca dessas ações serão apresentados em capítulo específico sobre conservação de energia.

Apesar dos expressivos resultados já alcançados no âmbito dessas iniciativas, as crescentes exigências na área ambiental e os elevados custos envolvidos na expansão da oferta de energia demandarão ações futuras mais intensas no sentido de alcançar maior eficiência energética, segurança e confiabilidade no abastecimento de energia.

4. Resultados das Projeções

Este item engloba os estudos prospectivos sobre a evolução da demanda final de energia do País, no horizonte decenal. São apresentados os resultados dos estudos relativos a óleo diesel, gás liquefeito de petróleo – GLP, gasolina e álcool carburante, óleo combustível, outros derivados de petróleo e biocombustíveis elaborados pela Superintendência de Petróleo da EPE, bem como os resultados dos estudos sobre gás natural elaborados pela Superintendência de Gás e Biocombustíveis e, por último, os resultados dos estudos relativos à energia elétrica desenvolvidos pela Superintendência de Economia da Energia. Ressalta-se que os valores relativos à demanda dos energéticos no ano



de 2006 são preliminares, embora, em alguns casos, eles tenham sido estimados com base em valores verificados em boa parte do ano.

Para a estimativa da demanda total de energia no âmbito do PDE foram utilizados pela EPE modelos específicos para cada fonte de energia e para cada setor ou segmento, que contemplam basicamente duas abordagens distintas: uma mais agregada, também conhecida como “top-down”, e outra mais desagregada, denominada de “bottom-up”.

Os modelos utilizados para as projeções de demanda apóiam-se fortemente em cenários socioeconômicos, que fornecem premissas relativas à evolução da população e do número de domicílios, além de perspectivas para o crescimento econômico e para a evolução da estrutura da economia do país no horizonte decenal.

No que tange à conservação e racionalização de energia, além da energia elétrica, premissas relativas a ganhos de eficiência também foram consideradas nas projeções de demanda de combustíveis fósseis. Nos modelos de uso-final, a incorporação destes ganhos se deu de modo explícito e direto. No caso do modelo utilizado nas projeções de demanda de gasolina e álcool carburante, por exemplo, foram formuladas hipóteses acerca da evolução da eficiência média dos veículos, em quilômetros por litro. Por outro lado, nos modelos onde é empregada uma abordagem mais agregada, as premissas de eficiência energética aparecem conjugadas a outras, muitas vezes, em uma única variável. Por exemplo, nas projeções da demanda industrial de GLP, hipóteses relativas ao aumento de eficiência são formuladas em conjunto com hipóteses para crescimento do PIB industrial. Nestes casos, a quantificação dos ganhos de eficiência se torna uma tarefa mais complexa. Por fim, vale notar que foram considerados ganhos vinculados à racionalização, como mudança de modais (caso do diesel no setor de transportes) e substituição por energéticos mais eficientes (caso da substituição de fogões a lenha por fogões a GLP no setor residencial).

❖ 4.1. Óleo Diesel

Aspectos metodológicos

Nesta seção, descreve-se resumidamente a metodologia utilizada para a projeção do mercado de óleo diesel, desagregado por região.

A projeção de óleo diesel é baseada em modelo do tipo econométrico, através do qual se estima o mercado potencial de diesel. O modelo trata separadamente a previsão de consumo de óleo diesel para geração de energia elétrica, a previsão de fornecimento interno (ou seja, a previsão de consumo próprio dos agentes produtores) e a previsão do consumo agregado dos demais setores econômicos (transporte, agrícola, comercial, etc.).

A metodologia para realização da projeção de demanda de óleo diesel está baseada nos seguintes itens:

- Demanda potencial de óleo diesel - esta demanda reflete a demanda total de óleo diesel, excluídos o consumo interno dos agentes produtores e o diesel para geração elétrica (no qual o OLTE – óleo leve para térmicas - também está considerado):

- [Demanda potencial de diesel (mil m³) = - 8,070 + 0,000024 x PIB (milhão R\$)];

- Alteração da participação relativa dos modais de transporte no País (substituição de parcela do modal rodoviário pelo ferroviário e/ou aquaviário) - valor a ser descontado da demanda potencial e calculado pela seguinte expressão: [Transferência de modal x ganho de eficiência x demanda potencial de diesel];

- Percentual de adição de biodiesel no óleo diesel - valor descontado da demanda potencial;

- Demanda de óleo diesel para geração elétrica no sistema isolado e no sistema interligado - valor adicionado à demanda potencial;

- Consumo próprio – valor adicionado à demanda potencial.

O modelo proposto tem como base a seguinte equação:

Consumo de diesel = Demanda potencial – biodiesel – GNV - mudança de modal + Geração elétrica + Cons. Próprio

O consumo de GNV em veículos pesados foi feito em consonância com as previsões de demanda da COMGÁS para o setor de transporte em São Paulo e foi considerado apenas na trajetória superior. A demanda de biodiesel foi definida no item 4.7.

A premissa de conservação de energia é abordada no parâmetro “mudança de modal”. A mudança de modal pressupõe que uma parcela do transporte rodoviário passará a ser realizada através de outros modais (ferroviário e



aqüaviário), havendo um ganho de eficiência quando se compara a tonelada quilômetro transportada pelo modal rodoviário¹² em relação ao ferroviário e ao aqüaviário.

Ressalta-se que, embora as parcelas de geração elétrica e consumo próprio sejam essenciais para a determinação da demanda total de óleo diesel, as estimativas de consumo de óleo diesel para geração elétrica e consumo próprio não foram incorporadas na consolidação da projeção do consumo final energético, apresentada no item 5 deste capítulo, da qual se excluiu o consumo do setor energético.

O Brasil é atualmente importador líquido de óleo diesel. O processo H-Bio, em que óleos vegetais são introduzidos juntamente com o diesel em uma unidade de hidrotreamento dentro da refinaria, gerando um óleo diesel de alta pureza e qualidade, além de introduzir matéria-prima renovável na composição do diesel, ganha importância na substituição de parte do diesel importado no atendimento à demanda nacional de óleo diesel. No entanto, a proporção de diesel obtida a partir do processo H-Bio ainda será muito pequena no horizonte decenal¹³.

Resultados da projeção do consumo de óleo diesel

A partir da metodologia apresentada anteriormente, foram calculadas as projeções do consumo de óleo diesel para cada uma das duas trajetórias consideradas, cujos resultados são apresentados na Tabela 18.

A trajetória superior é a de maior crescimento econômico e considera que haverá aumento de produtividade, aceleração no uso de combustíveis mais limpos, etc. Como se pode observar, a demanda nacional de diesel cresce a uma taxa média de 4,2% a.a., para o período 2007/2016, alcançando 63.996 mil m³ em 2016. Deve-se ressaltar que o óleo diesel sofre redução em decorrência da entrada em operação do gasoduto Coari-Manaus, da interligação de grande parte do sistema isolado da Região Norte e da substituição pelo biodiesel a partir de 2007.

Já em relação à trajetória inferior, o consumo brasileiro de diesel cresce a uma taxa média de 3,5% a.a., entre 2007 e 2016, alcançando 59.738 mil m³ em 2016.

12 Para a melhoria da eficiência no transporte rodoviário, existem hoje os projetos Transportar e Economizar, ambos desenvolvidos no âmbito do CONPET - programa nacional de racionalização do uso de derivados do petróleo e do gás natural. O Projeto Transportar visa fornecer apoio técnico especializado a frotas de caminhões-tanque que se abastecem da Petrobras, focando aspectos ambientais, economia de consumo e segurança no transporte de combustíveis. O Programa Economizar oferece gratuitamente apoio técnico ao setor de transporte rodoviário – cargas e passageiros –, visando racionalizar o consumo de óleo diesel e promover a melhoria da qualidade do ar, reduzindo a emissão de fumaça preta de ônibus e caminhões.

13 O H-Bio é um processo de produção de diesel a partir de óleos vegetais e não um produto que deve ser abatido da demanda potencial de diesel. Assim, por não se constituir num produto alternativo ao diesel de petróleo, como o biodiesel, mas sim num incremento ao próprio “pool” de diesel da refinaria (o óleo vegetal adicionado às correntes instáveis no HDT sofre reações de hidrogenação, transformando-se em diesel) foi considerado no âmbito da expansão do parque de refino (Capítulo V – Oferta de Derivados de Petróleo, item 2.4.1).



Tabela 18 – Brasil e Regiões: Projeção da Demanda de Óleo Diesel (10³ m³) – 2006/2016*

Ano	Norte	Nordeste	Centro-Oeste	Sudeste	Sul	Total
Inferior						
2006	4.234	5.906	4.874	18.945	8.343	42.301
2007	4.997	6.051	4.918	19.455	8.476	43.897
2008	4.582	6.298	5.123	20.216	8.840	45.059
2009	3.740	6.579	5.340	21.087	9.238	45.984
2010	3.812	6.661	5.076	21.317	9.029	45.895
2011	4.001	6.954	5.249	22.224	9.427	47.856
2012	3.506	7.298	5.516	23.290	9.901	49.511
2013	3.690	7.657	5.787	24.399	10.388	51.921
2014	3.880	8.031	6.070	25.556	10.895	54.431
2015	4.079	8.420	6.364	26.760	11.424	57.047
2016	4.251	8.825	6.672	28.015	11.974	59.738
Variação (% ao ano)						
2006/2011	-1,1	3,3	1,5	3,2	2,5	2,5
2011/2016	1,2	4,9	4,9	4,7	4,9	4,5
2006/2016	0,0	4,1	3,2	4,0	3,7	3,5
Superior						
2006	4.234	5.906	4.874	18.945	8.343	42.301
2007	5.028	6.107	4.963	19.627	8.553	44.278
2008	4.643	6.413	5.215	20.573	9.002	45.845
2009	3.825	6.759	5.485	21.644	9.490	47.203
2010	3.928	6.903	5.259	22.066	9.358	47.514
2011	4.153	7.269	5.488	23.199	9.855	49.965
2012	3.676	7.669	5.796	24.435	10.404	51.980
2013	3.890	8.087	6.112	25.729	10.971	54.790
2014	4.115	8.524	6.444	27.084	11.566	57.733
2015	4.352	8.983	6.790	28.501	12.188	60.814
2016	4.556	9.462	7.153	29.986	12.839	63.996
Variação (% ao ano)						
2006/2011	-0,4	4,2	2,4	4,1	3,4	3,4
2011/2016	1,9	5,4	5,4	5,3	5,4	5,1
2006/2016	0,7	4,8	3,9	4,7	4,4	4,2

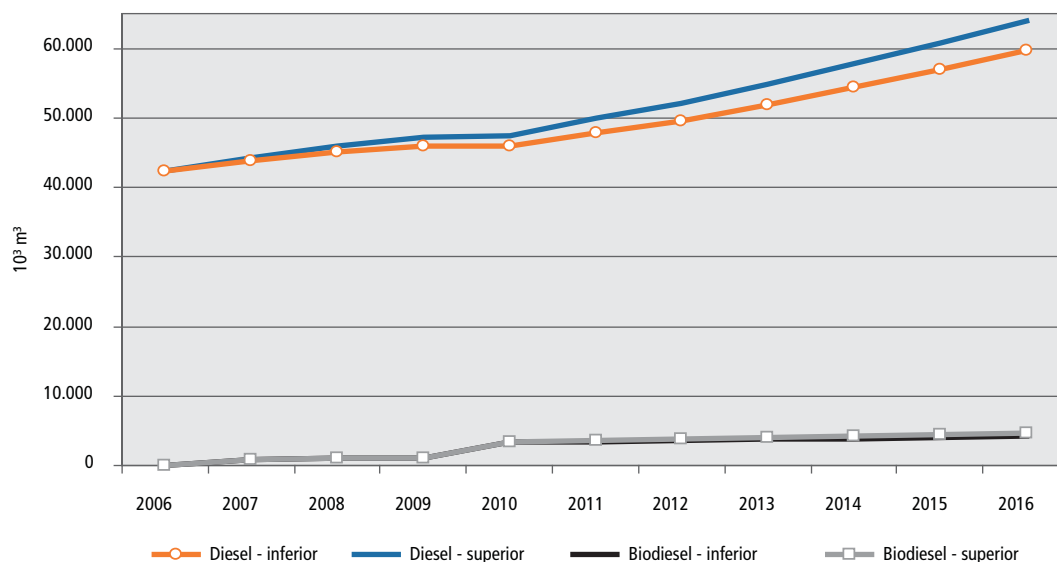
* Inclui setor energético e geração termelétrica.





No Gráfico 7, são apresentadas as projeções do consumo final de óleo diesel, comparando as trajetórias superior e inferior, bem como as correspondentes projeções do consumo de biodiesel

Gráfico 7 – Demanda de Óleo Diesel e de Biodiesel* (10^3 m^3) – Trajetórias Superior e Inferior



* Inclui setor energético e geração termelétrica.

❖ 4.2. Gás Liquefeito de Petróleo - GLP

Aspectos metodológicos

Nesta seção, descreve-se a metodologia utilizada para a projeção da demanda de GLP, considerando-se os setores residencial, industrial, comercial, agropecuário e público.

Trata-se de um modelo de projeção de consumo do tipo técnico-econômico, através do qual se estima separadamente o consumo de GLP residencial, industrial e outros (comercial, público e agropecuário). A melhor forma de tratar o consumo de GLP é identificando, em cada região e setor, o comportamento específico do consumo deste energético para, em seguida, projetá-lo.

A metodologia utilizada para a projeção da demanda de GLP residencial consistiu em projetar as seguintes variáveis específicas, para cada região: i) domicílios urbanos e rurais; ii) percentual de domicílios com uso preponderante de GLP; iii) consumo específico por domicílio; iv) domicílios com uso de GLP deslocados pelo gás natural.

Apresenta-se, a seguir, a fórmula final do cálculo de GLP residencial, para cada região:

Equação 1: Potencial de domicílios com GLP = (Domicílios urbanos * Percentual de domicílios urbanos com uso preponderante de GLP) + (Domicílios rurais * Percentual de domicílios rurais com uso preponderante de GLP)

Equação 2: Consumo de GLP residencial = (Potencial de domicílios com GLP - Domicílios a GLP deslocados pelo gás natural) * Consumo específico.

A projeção de domicílios urbanos e rurais, por região, está em consonância com o item 2.2.2. O número de domicílios a GLP deslocado 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 (item 4.6).

O percentual de domicílios com uso preponderante de GLP foi definido a partir da Pesquisa Nacional de Amostra de Domicílios (PNAD) de 2004, 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).

O parâmetro "consumo específico" (GLP/domicílios) incorpora em sua projeção uma análise do efeito do



crescimento da renda média familiar sobre o consumo de GLP, seja pela maior utilização do combustível, seja pela substituição à lenha, seja pelos ganhos de eficiência dos fogões provenientes da etiquetagem compulsória¹⁴.

Para projetar a demanda industrial de GLP, foram utilizados os seguintes parâmetros:

Valor agregado do setor industrial (PIB nacional * participação do setor industrial no PIB);

Intensidade energética do setor industrial (o coeficiente de intensidade energética industrial expressa a quantidade de energia associada a uma unidade do PIB industrial);

Participação do GLP no consumo industrial.

A fórmula final para projeção do GLP para uso industrial é apresentada a seguir:

Equação 3: Consumo de GLP Industrial = [(PIB nacional * Participação do setor industrial no PIB) * Intensidade Energética] * participação do GLP no consumo industrial

Os setores agropecuário, comercial e público complementam as projeções de demanda final de GLP. Considerando que o mercado de GLP residencial e industrial representou, nos últimos dez anos, aproximadamente 93% do consumo total de GLP, o restante foi relativo aos demais setores. Assim, o modelo de projeção de demanda de GLP irá incorporar os setores agropecuário, comercial e público de modo que estes representem 7% do mercado total.

Resultados da projeção do consumo de GLP

O consumo total de GLP crescerá a uma taxa média anual de 3,0% na trajetória superior e 2,5% na inferior no período 2006/2016. A demanda do setor de maior importância no consumo de GLP, o setor residencial, crescerá, respectivamente, nas trajetórias superior e inferior, 2,8% e 2,4% ao ano. As Tabelas 19 e 20 consolidam as projeções de consumo de GLP por setor e região, respectivamente. A evolução da demanda total de GLP também é apresentada no Gráfico 8.

¹⁴ O Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE) para aparelhos domésticos e a gás é desenvolvido no âmbito do CONPET - Programa nacional de racionalização do uso de derivados do petróleo e do gás natural, do Ministério de Minas e Energia.


Tabela 19 – Brasil: Projeção do Consumo Final Energético de GLP, por Setor (10³ m³) – 2006/2016

Ano	Residencial	Industrial	Outros setores	Total
Inferior				
2006	9.813	1.195	829	11.836
2007	10.098	1.237	853	12.188
2008	10.386	1.280	878	12.544
2009	10.641	1.325	901	12.867
2010	10.884	1.372	922	13.178
2011	11.119	1.420	944	13.483
2012	11.360	1.477	966	13.804
2013	11.619	1.537	990	14.145
2014	11.882	1.598	1.015	14.495
2015	12.152	1.662	1.040	14.855
2016	12.423	1.729	1.065	15.218
Varição (% ao ano)				
2006/2011	2,5	3,5	2,6	2,6
2011/2016	2,2	4,0	2,5	2,5
2006/2016	2,4	3,8	2,5	2,5
Superior				
2006	9.813	1.195	829	11.836
2007	10.182	1.246	860	12.288
2008	10.516	1.300	889	12.706
2009	10.813	1.356	916	13.085
2010	11.102	1.415	942	13.459
2011	11.386	1.476	968	13.830
2012	11.678	1.542	995	14.216
2013	11.990	1.612	1.024	14.626
2014	12.310	1.685	1.053	15.048
2015	12.639	1.761	1.084	15.483
2016	12.971	1.840	1.115	15.925
Varição (% ao ano)				
2006/2011	3,0	4,3	3,2	3,2
2011/2016	2,6	4,5	2,9	2,9
2006/2016	2,8	4,4	3,0	3,0

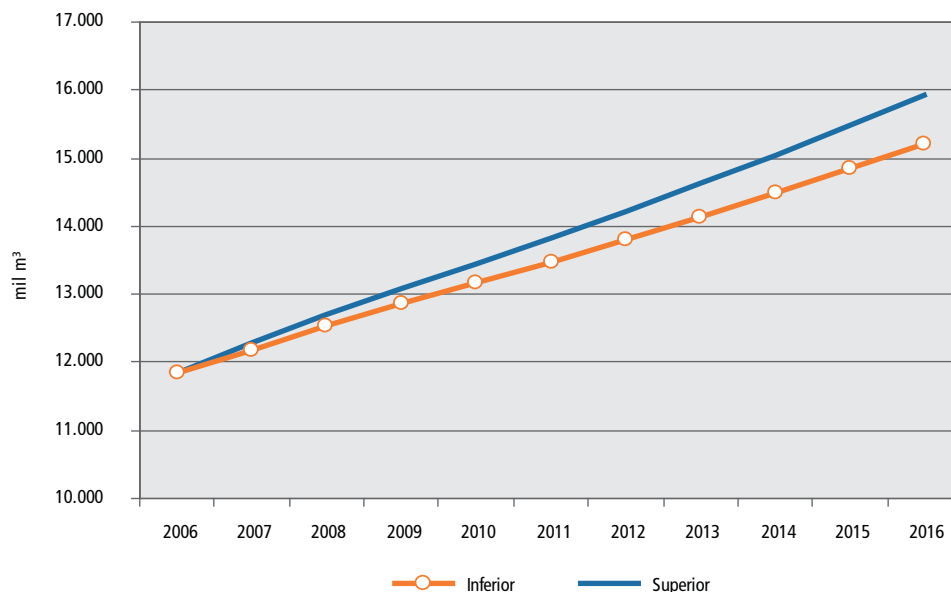


Tabela 20 – Brasil e Regiões: Projeção do Consumo Final Energético de GLP (10³ m³) – 2006/2016

Ano	Norte	Nordeste	Centro-Oeste	Sudeste	Sul	Total
Inferior						
2006	580	2.464	906	5.817	2.070	11.836
2007	601	2.528	937	5.987	2.134	12.188
2008	622	2.594	969	6.161	2.199	12.544
2009	643	2.647	1.001	6.316	2.261	12.867
2010	665	2.704	1.033	6.451	2.325	13.178
2011	686	2.765	1.065	6.578	2.388	13.483
2012	708	2.828	1.098	6.714	2.456	13.804
2013	730	2.893	1.131	6.864	2.527	14.145
2014	752	2.958	1.164	7.023	2.597	14.495
2015	775	3.025	1.198	7.190	2.668	14.855
2016	797	3.091	1.232	7.358	2.740	15.218
Varição (% ao ano)						
2006/2011	3,4	2,3	3,3	2,5	2,9	2,6
2011/2016	3,1	2,3	2,9	2,3	2,8	2,5
2006/2016	3,2	2,3	3,1	2,4	2,8	2,5
Superior						
2006	580	2.464	906	5.817	2.070	11.836
2007	606	2.550	945	6.035	2.152	12.288
2008	630	2.627	981	6.240	2.227	12.706
2009	654	2.692	1.018	6.420	2.302	13.085
2010	679	2.762	1.055	6.585	2.378	13.459
2011	704	2.835	1.093	6.743	2.454	13.830
2012	730	2.912	1.132	6.908	2.535	14.216
2013	756	2.992	1.171	7.090	2.619	14.626
2014	782	3.072	1.210	7.281	2.703	15.048
2015	809	3.153	1.250	7.483	2.789	15.483
2016	836	3.236	1.291	7.687	2.876	15.925
Varição (% ao ano)						
2006/2011	3,9	2,9	3,8	3,0	3,5	3,2
2011/2016	3,5	2,7	3,4	2,7	3,2	2,9
2006/2016	3,7	2,8	3,6	2,8	3,3	3,0



Gráfico 8 – Demanda de GLP (10³ m³) – Trajetórias Superior e Inferior



❖ 4.3. Gasolina e Álcool Carburante

Aspectos metodológicos

A abordagem que foi adotada para construir um modelo de projeção de demanda de gasolina foi a de um modelo contábil. Dada a competitividade entre a gasolina e o álcool, a demanda deste último também foi incorporada no modelo.

Os veículos de Ciclo Otto, usuários de gasolina e de álcool, foram categorizados usando duas variáveis: o porte do veículo e o combustível utilizado (incluindo a possibilidade de o veículo ser multicomcombustível). 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*¹⁵.

Com base nessa categorização, a identidade básica para estimar a demanda de gasolina e de álcool é:

$$C_{c,t} = \sum F_{cp,cc,t} * D_{cp,c,t} / E_{cp,c,t}$$

onde:

$C_{c,t}$ = consumo do combustível c no ano t ; $F_{cp,cc,t}$ = frota média de veículos da categoria de porte cp e categoria de combustível cc , no ano t ; $D_{cp,c,t}$ = distância média anual (em km) percorrida pelos veículos da categoria de porte cp , utilizando o combustível c , no ano t ; $E_{cp,c,t}$ = eficiência média (em km/l) dos veículos da categoria de porte cp utilizando o combustível c no ano t .

As frotas são estimadas aplicando curvas de sucateamento às séries históricas de vendas de veículos novos. A distância média anual é função da idade do veículo (com queda exponencial de 5% ao ano) e do preço do combustível (com elasticidade-preço de -0,32).

Em relação à evolução de eficiência média dos veículos, admitiu-se uma taxa média de crescimento de 0,7% ao ano. É importante ponderar que a trajetória da variável eficiência é resultante da conjugação do rendimento de motores com alteração de porte de veículos.

¹⁵ 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.





Resultados da projeção de demanda de gasolina e álcool carburante

O consumo final de gasolina pura é apresentado na Tabela 21 e no Gráfico 9, enquanto que o de álcool carburante (anidro e hidratado) é apresentado na Tabela 22 e no Gráfico 10. O suprimento aos veículos *flex-fuel* por parte do álcool hidratado foi obtido considerando-se o balanço entre a estimativa de sua produção, o cenário de exportação desse energético e o potencial do mercado interno. A demanda prevista para a exportação¹⁶ foi descontada da produção de etanol projetada pelo Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento¹⁷. O estudo considerou que todo o volume de etanol hidratado restante no mercado interno seria absorvido pelos veículos *flex-fuel*, descontando-se o consumo do mercado industrial.

Para o mercado de atendimento a estes veículos, a gasolina é considerada como o energético complementar¹⁸.

Ressalta-se que há previsão de aumento significativo da exportação brasileira de álcool em 2011 baseada, inclusive, nas políticas de importação dos países desenvolvidos. Os Gráficos 9 e 10 ilustram os efeitos desse aumento da exportação de álcool no consumo interno tanto de álcool quanto de gasolina, limitando temporariamente o crescimento da oferta interna de álcool carburante.

Dessa forma, a taxa média anual de crescimento do consumo de gasolina pura, no período 2006/2016, será de 3,2% para a trajetória inferior e de 3,7% para a trajetória superior. Para o álcool carburante, no mesmo período, as taxas médias anuais serão de 7,4% (trajetória inferior) e 7,9% (trajetória superior).

16 O cenário de exportação elaborado encontra-se no Capítulo VII – Oferta de Biocombustíveis, item 1.5.5..

17 MAPA. 2006b. Projeções do Agronegócio: Mundial e Brasil. Brasília, DF, 2006. 73 p.

18 Tendo em vista o cenário de preços considerados para a gasolina, considerou-se que o álcool entrará de forma competitiva no abastecimento de veículos *flex-fuel*, de forma que toda a disponibilidade desse energético para o mercado interno seja utilizada. No período 2007/2016, a participação de álcool hidratado no mercado de veículos *flex* variará entre um mínimo de 38,8% (em 2014) e um máximo de 49,8% (em 2009).




Tabela 21 – Brasil e Regiões: Projeção do Consumo de Gasolina Pura (10³ m³) – 2006/2016

Ano	Norte	Nordeste	Centro-Oeste	Sudeste	Sul	Total
Inferior						
2006	908	2.716	1.800	9.192	3.869	18.485
2007	921	2.754	1.825	9.324	3.925	18.750
2008	924	2.764	1.832	9.356	3.938	18.813
2009	918	2.745	1.819	9.294	3.912	18.688
2010	931	2.783	1.844	9.420	3.965	18.943
2011	1.044	3.122	2.069	10.569	4.449	21.253
2012	1.109	3.315	2.197	11.223	4.724	22.568
2013	1.157	3.459	2.292	11.708	4.928	23.542
2014	1.197	3.578	2.371	12.112	5.098	24.356
2015	1.226	3.665	2.429	12.407	5.222	24.949
2016	1.247	3.729	2.471	12.624	5.314	25.386
Varição (% ao ano)						
2006/2011	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
2011/2016	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
2006/2016	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
Superior						
2006	908	2.716	1.800	9.192	3.869	18.485
2007	921	2.754	1.825	9.323	3.924	18.747
2008	926	2.768	1.835	9.371	3.944	18.844
2009	919	2.749	1.821	9.304	3.916	18.710
2010	939	2.808	1.861	9.507	4.002	19.117
2011	1.059	3.166	2.098	10.717	4.511	21.550
2012	1.130	3.380	2.240	11.440	4.815	23.005
2013	1.186	3.546	2.350	12.003	5.052	24.136
2014	1.234	3.690	2.446	12.492	5.258	25.119
2015	1.272	3.804	2.521	12.877	5.420	25.894
2016	1.303	3.896	2.582	13.188	5.551	26.519
Varição (% ao ano)						
2006/2011	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
2011/2016	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2
2006/2016	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7



Tabela 22 – Brasil e Regiões: Projeção do Consumo de Álcool Carburante (10³ m³) – 2006/2016

Ano	Norte	Nordeste	Centro-Oeste	Sudeste	Sul	Total
Inferior						
2006	308	1.102	925	9.298	2.097	13.730
2007	378	1.290	1.026	9.256	2.300	14.250
2008	394	1.369	1.113	10.530	2.509	15.915
2009	408	1.451	1.207	11.955	2.733	17.755
2010	429	1.552	1.315	13.461	2.987	19.744
2011	386	1.435	1.252	13.469	2.859	19.401
2012	409	1.517	1.322	14.191	3.018	20.456
2013	433	1.616	1.417	15.362	3.239	22.067
2014	457	1.723	1.522	16.727	3.485	23.914
2015	481	1.831	1.634	18.235	3.748	25.929
2016	505	1.942	1.750	19.850	4.022	28.068
Varição (% ao ano)						
2006/2011	4,6	5,4	6,2	7,7	6,4	7,2
2011/2016	5,5	6,2	6,9	8,1	7,1	7,7
2006/2016	5,1	5,8	6,6	7,9	6,7	7,4
Superior						
2006	308	1.102	925	9.298	2.097	13.730
2007	378	1.290	1.026	9.259	2.301	14.253
2008	394	1.372	1.116	10.555	2.514	15.951
2009	409	1.455	1.212	12.015	2.744	17.835
2010	434	1.567	1.328	13.603	3.018	19.949
2011	392	1.456	1.270	13.671	2.901	19.690
2012	417	1.547	1.347	14.469	3.077	20.857
2013	444	1.657	1.452	15.743	3.319	22.615
2014	471	1.776	1.569	17.235	3.592	24.643
2015	499	1.899	1.694	18.893	3.884	26.868
2016	526	2.025	1.825	20.681	4.193	29.251
Varição (% ao ano)						
2006/2011	4,9	5,7	6,6	8,0	6,7	7,5
2011/2016	6,1	6,8	7,5	8,6	7,6	8,2
2006/2016	5,5	6,3	7,0	8,3	7,2	7,9



Gráfico 9 – Consumo de Gasolina Pura (10^3 m^3) – Trajetórias Superior e Inferior

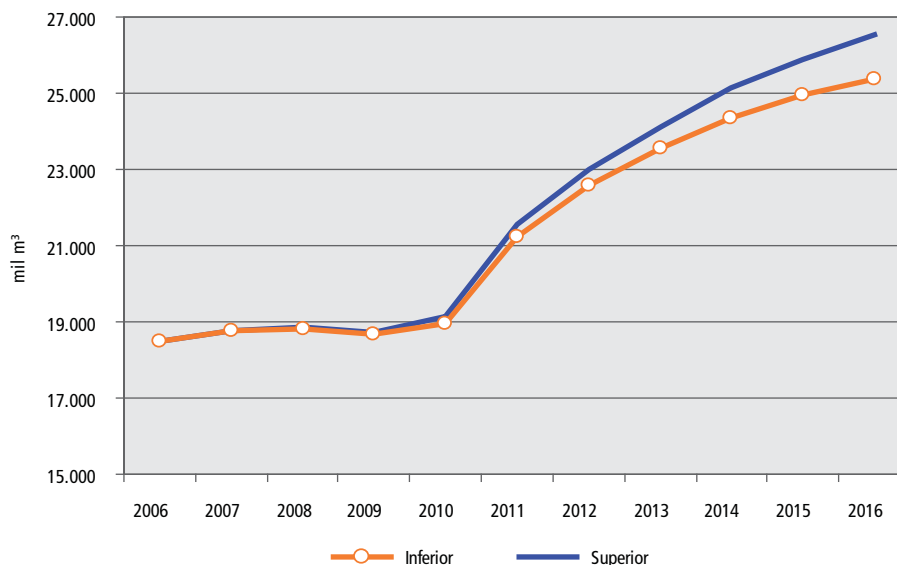
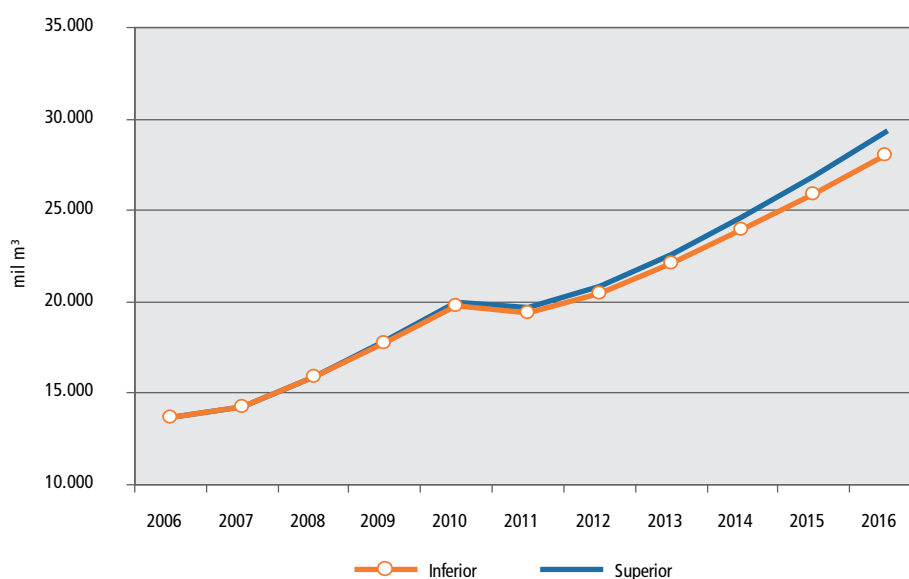


Gráfico 10 – Consumo de Álcool Carburante (10^3 m^3) – Trajetórias Superior e Inferior



❖ 4.4. Óleo Combustível

Aspectos metodológicos

A metodologia de projeção da demanda de óleo combustível considerou a demanda não termelétrica de óleo combustível e a demanda de óleo combustível para geração elétrica.

A estimativa da demanda não termelétrica de óleo combustível fez uso do Modelo Integrado de Planejamento Energético (MIPE), desenvolvido em 1997 no Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ. Trata-se de um modelo paramétrico de projeção da demanda de energia, a partir de valores fornecidos para um conjunto definido de variáveis socioeconômicas, de acordo com cada cenário. A demanda é projetada por segmento do consumo final de energia. A desagregação por segmentos utilizada no modelo é a mesma do Balanço Energético Nacional, qual seja: setores residencial, comercial, público, transportes, agropecuário e industrial, sendo este último desdobrado em onze segmentos. O setor energético não é considerado.



As projeções da demanda de óleo combustível para o Plano Decenal de Energia 2007/2016 foram feitas a partir das estimativas realizadas com o MIPE para o PNE 2030. A estimativa da demanda de óleo combustível neste modelo se faz a partir da sua participação no atendimento de uma parcela de energia útil por segmento/indústria e por serviço energético requerido (calor de processo, aquecimento direto, força motriz, etc.). Exemplificando, em um dado ano "t", a demanda de energia útil para geração de vapor em um dado segmento pode ser atendida a partir de combustíveis tais como o gás natural, lenha, outras fontes secundárias de petróleo, óleo combustível, entre outras. A demanda de energia útil atendida pelo óleo combustível combinada com o rendimento em cada uso determina a demanda de energia final em um dado segmento. O somatório das demandas individuais de cada segmento compõe a demanda total de óleo combustível em um dado ano.

Cabe destacar que o nível de demanda de energia útil por segmento e serviço energético advém do nível de atividade (quer dizer, produção física) que deriva, por sua vez, das premissas de participação setorial adotadas nos cenários macroeconômicos.

Quanto à estimativa do consumo de óleo combustível para geração elétrica, foram consideradas as previsões de demanda deste combustível para térmicas do sistema interligado e do sistema isolado.

Os resultados do modelo foram cotejados e consistidos com os planos da Petrobras para este energético.

Resultados da projeção da demanda de óleo combustível

Na trajetória superior, a demanda de óleo combustível cresce a uma taxa média anual de 1,7% de 2006 a 2016, atingindo o valor de 7.814 mil m³. No mesmo período, a demanda não térmica do produto cresce a uma taxa anual de 3,3%, alcançando 7.796 mil m³. O consumo industrial e dos demais setores, cresce, respectivamente, 3,1% e 4,2% ao ano. A demanda de óleo combustível para geração termelétrica sofre redução devido à interligação de grande parte do sistema isolado da região Norte.

Na trajetória inferior, a demanda de óleo combustível passará de 6.600 mil m³, em 2006, para 7.355 mil m³, em 2016, representando um taxa média anual de crescimento de 1,1%. O consumo não termelétrico de óleo combustível crescerá 2,6% ao ano, atingindo 7.337 mil m³ em 2016. O consumo industrial e dos demais setores, cresce, respectivamente, 2,5% e 3,5% ao ano.

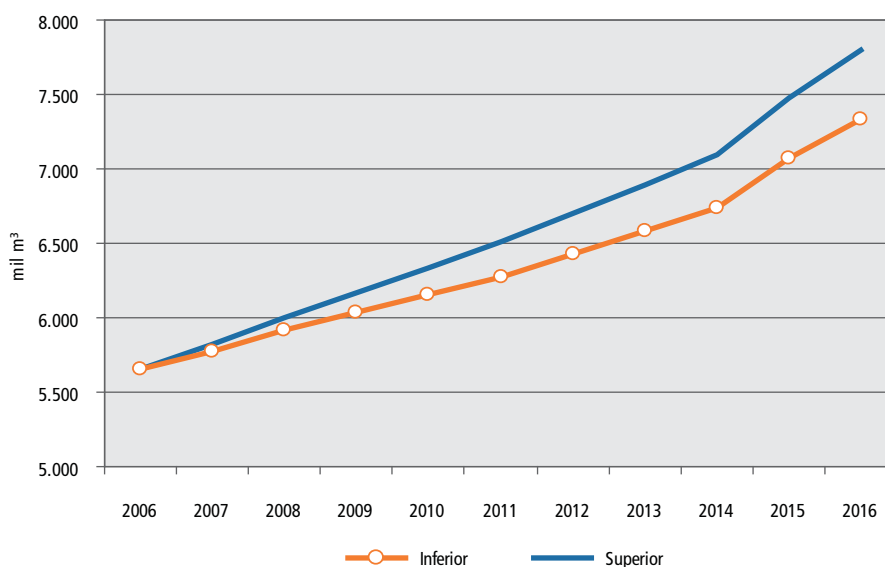
Os resultados referentes à projeção do consumo de óleo combustível, por setor, em milhares de m³, para o período de 2006 a 2016, são apresentados na Tabela 23. O Gráfico 11 compara a evolução da demanda não-termelétrica de óleo combustível nas duas trajetórias.


Tabela 23 – Brasil: Projeção da Demanda de Óleo Combustível, por Setor (10³ m³) – 2006/2016

Ano	Industrial	Transportes	Outros *	Subtotal	Demanda Térmica	Total
Inferior						
2006	4.806	521	329	5.656	944	6.600
2007	4.904	539	335	5.779	1.031	6.809
2008	5.016	558	343	5.917	817	6.734
2009	5.106	578	351	6.035	476	6.510
2010	5.198	598	357	6.153	512	6.665
2011	5.282	630	367	6.279	547	6.826
2012	5.396	655	377	6.428	180	6.608
2013	5.514	681	387	6.582	193	6.775
2014	5.634	708	397	6.739	207	6.946
2015	5.927	737	407	7.071	222	7.293
2016	6.135	785	417	7.337	18	7.355
Varição (% ao ano)						
2006/2011	1,9	3,9	2,2	2,1	-10,3	0,7
2011/2016	3,0	4,5	2,6	3,2	-49,5	1,5
2006/2016	2,5	4,2	2,4	2,6	-32,7	1,1
Superior						
2006	4.806	521	329	5.656	944	6.600
2007	4.941	543	337	5.821	1.034	6.855
2008	5.091	567	348	6.006	822	6.828
2009	5.221	591	358	6.171	480	6.651
2010	5.354	617	368	6.339	518	6.857
2011	5.482	654	381	6.517	556	7.073
2012	5.626	684	393	6.702	185	6.887
2013	5.776	715	405	6.895	201	7.096
2014	5.929	747	417	7.093	218	7.311
2015	6.267	780	430	7.478	237	7.714
2016	6.518	835	443	7.796	18	7.814
Varição (% ao ano)						
2006/2011	2,7	4,7	3,0	2,9	-10,0	1,4
2011/2016	3,5	5,0	3,1	3,6	-49,6	2,0
2006/2016	3,1	4,8	3,0	3,3	-32,7	1,7

* Inclui os setores Comercial, Público e Agropecuário.



**Gráfico 11 – Demanda de Óleo Combustível * (10^3 m^3) – Trajetórias Superior e Inferior**

* Não inclui geração termelétrica.

❖ 4.5. Outros Derivados de Petróleo

O consumo final de outros derivados de petróleo foi estimado através do Modelo Integrado de Planejamento Energético (MIPE), já mencionado na metodologia de projeção da demanda de óleo combustível, exceto no que se refere ao consumo de querosene de aviação (QAV), cuja projeção foi elaborada, através de metodologia específica, pela Superintendência de Petróleo da EPE. Apesar da abordagem do MIPE incorporar todos os setores econômicos, no caso específico da demanda de outros secundários de petróleo, esta se verifica apenas no setor industrial, sobretudo na indústria química e de cimento. O setor energético não é considerado no modelo.

No período de 2006 a 2016, a demanda de outros secundários de petróleo crescerá a uma taxa média de 5,1% e 4,5%, respectivamente, nas trajetórias superior e inferior. Na trajetória superior, a demanda alcançará 19.341 mil m³ em 2016, e na trajetória inferior, 18.259 mil m³. Esses resultados são mostrados na Tabela 24 e no Gráfico 12.



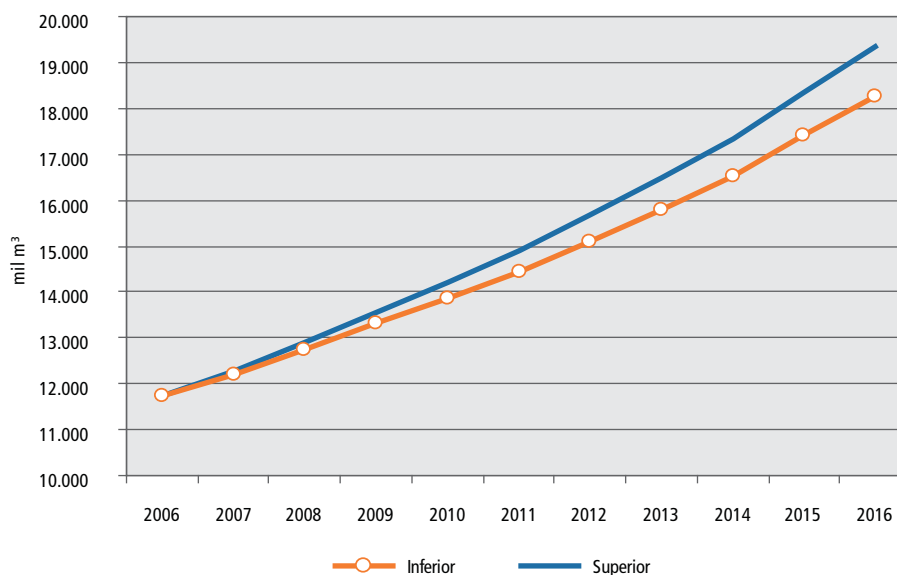


Tabela 24 – Brasil: Projeção do Consumo Final Energético de Outros Derivados de Petróleo (10^3 m^3)*, Trajetórias Inferior e Superior – 2006/2016

Ano	Trajetória	
	Inferior	Superior
2006	11.736	11.736
2007	12.220	12.285
2008	12.758	12.904
2009	13.302	13.543
2010	13.863	14.212
2011	14.434	14.904
2012	15.092	15.666
2013	15.793	16.479
2014	16.531	17.336
2015	17.399	18.339
2016	18.259	19.341
	Variação (% ao ano)	
2006/2011	4,2	4,9
2011/2016	4,8	5,4
2006/2016	4,5	5,1

* Não inclui o consumo do setor energético.

Gráfico 12 – Demanda Final de Outros Secundários de Petróleo (10^3 m^3)* – Trajetórias Superior e Inferior



* Não inclui o consumo do setor energético.



❖ 4.6. Gás Natural

Para a elaboração da projeção de demanda de gás natural, no âmbito do PDE 2007/2016, houve a realização de um levantamento que contou com a participação das companhias distribuidoras de gás canalizado, da Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado - ABEGAS, da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás - IBP, da Petrobras e da Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas – ABRAGET.

Foi desenvolvida a seguinte classificação para o levantamento de demandas: (i) demanda provada (mercado existente ou em implantação); (ii) demanda provável (expansões e projetos aprovados); (iii) demanda adicional possível (expansões e projetos de planos plurianuais). 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 natural frente a outros energéticos, notadamente ao óleo combustível de alto teor de enxofre.

A demanda foi agrupada em dois conjuntos principais: (i) demanda termelétrica, considerando 92% da capacidade das usinas termelétricas; (ii) demanda não termelétrica, compreendendo a demanda das companhias distribuidoras e a demanda do sistema Petrobras.

Ressalta-se que a consolidação da demanda de energia apresentada no item 5 consiste do consumo final energético excluído o setor energético, portanto, dessa demanda estarão excluídas a parcela de consumo de gás natural relativa ao consumo do sistema Petrobras (parte é não energético e parte é consumo próprio) e a parcela da demanda termelétrica, que corresponde a um consumo não final (trata-se de um consumo intermediário no centro de transformação - usina termelétrica).

Portanto, a demanda a ser consolidada representa, basicamente, a demanda das companhias distribuidoras de gás canalizado. Entretanto, para fins de informação, o consumo termelétrico e o consumo do sistema Petrobras estão apresentados em tabelas auxiliares ao final deste subitem.

A premissa de competitividade analisada prevê uma redução contínua da competitividade do gás natural, partindo dos níveis atuais de cerca de 60% da relação de preços entre o gás natural e o óleo combustível, até alcançar 85% em 2010, estabilizando-se neste patamar até o final do período em estudo.

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.

Atendendo a essas premissas, obteve-se a projeção da demanda de gás natural relativa ao mercado não-termelétrico, por região e por segmento (industrial, automotivo, residencial e comercial), conforme apresentado resumidamente nas Tabelas 25 e 26, respectivamente.





Tabela 25 – Brasil e Regiões: Projeção do Consumo Final Energético de Gás Natural (10³ m³/dia)* – 2006/2016

Ano	Nordeste	Sul/Sudeste/ Centro-Oeste	Brasil
Inferior			
2006	6.197	27.716	33.913
2007	6.332	28.322	34.654
2008	6.471	28.941	35.412
2009	7.501	29.942	37.443
2010	9.095	32.990	42.086
2011	10.163	37.085	47.249
2012	10.631	40.105	50.736
2013	10.624	41.543	52.167
2014	10.964	43.037	54.001
2015	11.099	44.277	55.376
2016	11.237	45.596	56.833
Variação (% ao ano)			
2006/2011	10,4	6,0	6,9
2011/2016	2,0	4,2	3,8
2006/2016	6,1	5,1	5,3
Superior			
2006	6.197	27.716	33.913
2007	6.394	28.599	34.993
2008	6.598	29.511	36.109
2009	7.735	30.874	38.609
2010	9.451	34.279	43.729
2011	10.591	38.644	49.235
2012	11.131	41.991	53.121
2013	11.177	43.705	54.882
2014	11.590	45.493	57.083
2015	11.789	47.028	58.817
2016	11.992	48.660	60.652
Variação (% ao ano)			
2006/2011	11,3	6,9	7,7
2011/2016	2,5	4,7	4,3
2006/2016	6,8	5,8	6,0

* Não inclui consumo do sistema Petrobras e consumo para geração termelétrica.



**Tabela 26 – Brasil: Projeção do Consumo Final Energético de Gás Natural, por Setor (10³ m³/dia) * – 2006/2016**

Ano	Industrial	Automotivo	Residencial	Comercial	Brasil
Inferior					
2006	26.406	6.308	642	557	33.913
2007	26.934	6.497	655	568	34.654
2008	27.473	6.692	668	579	35.412
2009	29.136	6.828	811	668	37.443
2010	32.608	7.762	945	771	42.086
2011	36.501	8.758	1.103	887	47.249
2012	38.971	9.525	1.248	991	50.736
2013	39.769	9.991	1.352	1.055	52.167
2014	40.888	10.534	1.448	1.131	54.001
2015	41.668	10.980	1.531	1.197	55.376
2016	42.506	11.445	1.617	1.265	56.833
Varição (% ao ano)					
2006/2011	6,7	6,8	11,4	9,8	6,9
2011/2016	3,1	5,5	8,0	7,4	3,8
2006/2016	4,9	6,1	9,7	8,6	5,3
Superior					
2006	26.406	6.308	642	557	33.913
2007	27.198	6.560	661	573	34.993
2008	28.014	6.823	681	590	36.109
2009	30.043	7.041	837	689	38.609
2010	33.881	8.065	982	801	43.729
2011	38.036	9.126	1.149	924	49.235
2012	40.804	9.973	1.307	1.038	53.121
2013	41.839	10.511	1.423	1.110	54.882
2014	43.222	11.135	1.531	1.195	57.083
2015	44.257	11.663	1.626	1.271	58.817
2016	45.363	12.214	1.726	1.350	60.652
Varição (% ao ano)					
2006/2011	7,6	7,7	12,3	10,7	7,7
2011/2016	3,6	6,0	8,5	7,9	4,3
2006/2016	5,6	6,8	10,4	9,3	6,0

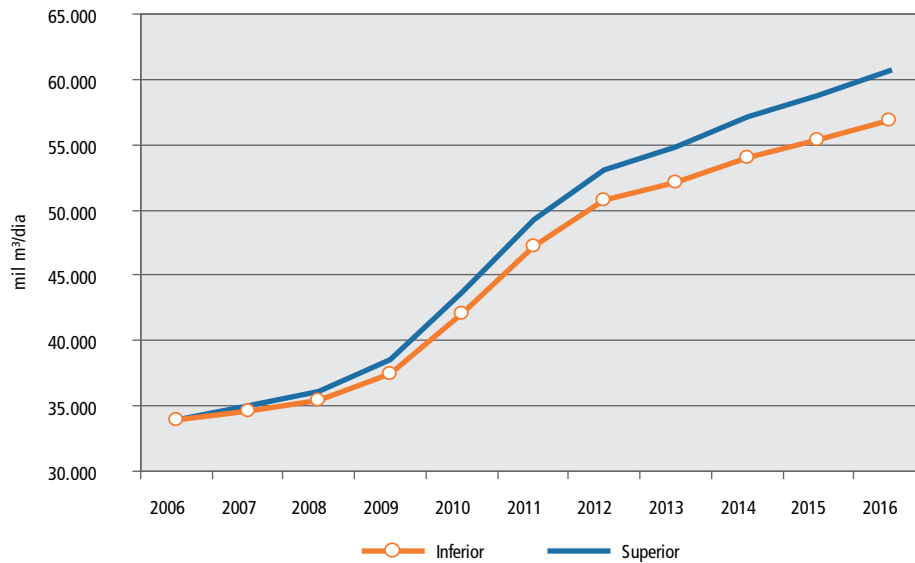
* Não inclui consumo do sistema Petrobras e consumo para geração termelétrica.

A demanda final de gás natural para as trajetórias inferior e superior é apresentada no Gráfico 13. Conforme se pode observar, o crescimento da demanda de gás natural é mais acelerado no primeiro quinquênio (2007/2011) do que no segundo (2012/2016). A evolução da demanda por setor é apresentada, em termos de número índice, no Gráfico 14, para o caso da trajetória inferior.



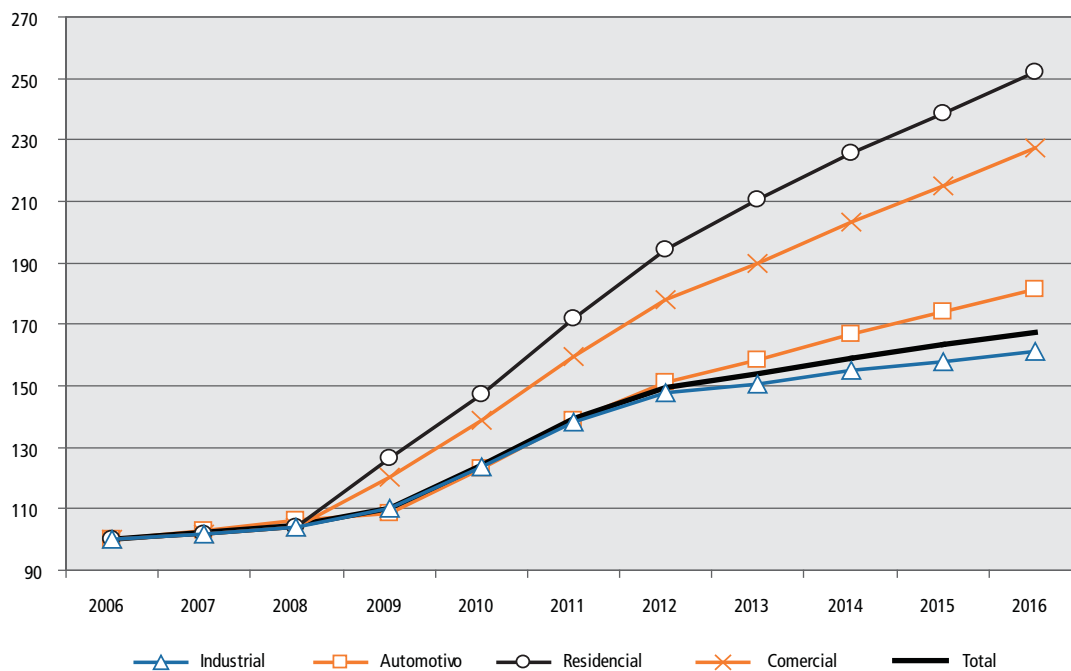


Gráfico 13 – Demanda Final de Gás Natural ($10^3 \text{ m}^3/\text{dia}$) * – Trajetórias Superior e Inferior



* Não inclui consumo do sistema Petrobras e consumo para geração termelétrica.

Gráfico 14 – Consumo Final Energético de Gás Natural * , por Segmento, Trajetória Inferior – Número Índice: base 2006 = 100



* Não inclui consumo do sistema Petrobras e consumo para geração termelétrica.





A Tabela 27 apresenta a projeção da demanda termelétrica de gás natural¹⁹.

Tabela 27 – Projeção da Demanda Termelétrica de Gás Natural (10³ m³/dia)

Ano	Norte	Nordeste	Sul/Sudeste/ Centro-Oeste	Brasil
	Inferior			
2007	0	8.238	28.052	36.289
2008	0	8.238	28.981	37.219
2009	8.097	10.419	28.981	47.497
2010	8.097	10.419	30.517	49.033
2011	8.097	17.879	31.395	57.371
2012	8.097	17.879	34.466	60.443
2013	8.097	17.879	38.635	64.612
2014	8.097	17.879	38.635	64.612
2015	8.097	17.879	38.635	64.612
2016	8.097	17.879	38.635	64.612
	Superior			
2007	0	8.238	28.052	36.289
2008	0	8.238	28.981	37.219
2009	8.097	10.419	28.981	47.497
2010	8.097	13.052	40.171	61.321
2011	8.097	20.073	44.560	72.731
2012	8.097	20.073	51.142	79.313
2013	8.097	20.073	58.164	86.335
2014	8.097	20.073	58.164	86.335
2015	8.097	20.073	58.164	86.335
2016	8.097	20.073	58.164	86.335

A Tabela 28 apresenta a demanda de gás natural do sistema Petrobras, para ambas as trajetórias analisadas.

¹⁹ A projeção da demanda termelétrica corresponde ao atendimento das usinas de característica bi-combustível e também daquelas denominadas “indicativas” no Capítulo III – Parte 1 – Geração de Energia elétrica, sendo os consumos de gás calculados de acordo com a análise elaborada no Capítulo VI – Oferta de Gás Natural. Os valores consideram 92% da capacidade nominal das usinas termelétricas.





Tabela 28 – Projeção da Demanda de Gás Natural do Sistema Petrobras (10³ m³/dia)

Ano	Nordeste	Sul/Sudeste/ Centro-Oeste	Brasil
2007	3.490	4.815	8.305
2008	3.586	8.116	11.702
2009	4.496	10.394	14.890
2010	4.691	12.635	17.326
2011	4.691	11.976	16.667
2012	4.831	12.676	17.507
2013	5.631	13.485	19.116
2014	5.631	13.485	19.116
2015	5.631	13.695	19.326
2016	5.631	13.695	19.326

❖ 4.7. Biocombustíveis

Esta seção trata dos biocombustíveis destinados ao abastecimento de veículos automotores, isto é, álcool carburante (anidro e hidratado) e biodiesel.

A projeção da demanda de álcool carburante elaborada evidencia o balanço entre a produção estimada no horizonte decenal (dados MAPA), o cenário de exportação desse energético para os principais mercados (Estados Unidos, União Européia, Japão e outros) e o potencial do mercado interno. Importa ressaltar que o modelo utilizado considerou a competitividade entre o álcool hidratado e a gasolina para a projeção do consumo dos veículos bicombustível. Ressalta-se que a partir do ano de 2011 inicia-se uma exportação significativa de álcool carburante para o Japão, conforme tratado no Capítulo VII.

Para as projeções de consumo de biodiesel, foram considerados os percentuais obrigatórios previstos na Lei 11.097. Estes valores são de 2% em relação ao consumo de óleo diesel no período compreendido entre 2008 e 2009, e de 5% para o período 2010/2017. Além disto, estimou-se que haverá um consumo espontâneo superior ao obrigatório, no setor agropecuário das regiões Sul e Centro-Oeste (por ser produtor de insumos e consumidor de óleo diesel) através de sistemas de autoprodução motivados por vantagens tributárias, as quais permitem que o biocombustível seja competitivo com o óleo diesel. Assim, consideraram-se os percentuais de 2,0% em 2007, 3% em 2008 e 2009, e 6,7% a partir de 2010²⁰.

Na Tabela 29, é apresentada a demanda nacional por biocombustíveis, que crescerá, no período de 2006 a 2016, a uma taxa anual de 9,4% na trajetória superior e 9,0% na inferior, culminando nos respectivos consumos de 33,8 milhões de m³ e 32,4 milhões de m³, conforme se pode ver também no Gráfico 15.

A projeção do consumo de álcool carburante (anidro e hidratado) por região do País foi apresentada na Tabela 22

20 O detalhamento dos cálculos que resultam nos percentuais apresentados encontra-se no Capítulo VII - Oferta de Biocombustíveis.

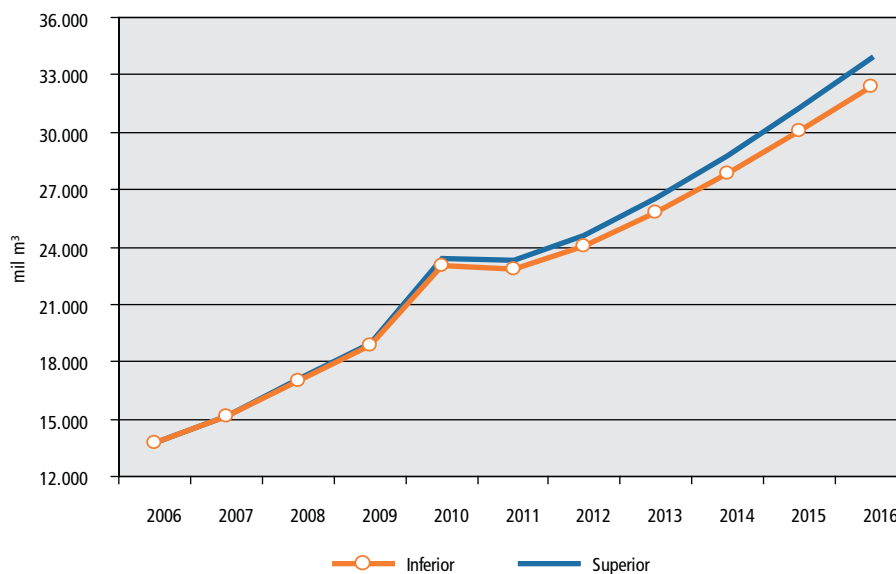


Tabela 29 – Brasil: Projeção da Demanda Total de Biocombustíveis (10³ m³) – 2006/2016

Ano	Álcool		Biodiesel	Total
	Anidro	Hidratado		
Inferior				
2006	4.621	9.109	0	13.730
2007	6.250	8.000	916	15.166
2008	6.271	9.644	1.108	17.023
2009	6.229	11.525	1.131	18.885
2010	6.314	13.429	3.296	23.039
2011	5.313	14.088	3.437	22.838
2012	5.642	14.814	3.555	24.012
2013	5.886	16.181	3.729	25.795
2014	6.089	17.825	3.909	27.823
2015	6.237	19.692	4.097	30.025
2016	6.346	21.722	4.290	32.358
Varição (% ao ano)				
2006/2011	2,8	9,1	-	10,7
2011/2016	3,6	9,0	4,5	7,2
2006/2016	3,2	9,1	-	9,0
Superior				
2006	4.621	9.109	0	13.730
2007	6.249	8.004	924	15.177
2008	6.281	9.670	1.127	17.078
2009	6.237	11.598	1.161	18.996
2010	6.372	13.577	3.412	23.361
2011	5.387	14.303	3.588	23.278
2012	5.751	15.106	3.733	24.590
2013	6.034	16.581	3.935	26.550
2014	6.280	18.363	4.146	28.789
2015	6.474	20.394	4.367	31.235
2016	6.630	22.621	4.596	33.846
Varição (% ao ano)				
2006/2011	3,1	9,4	-	11,1
2011/2016	4,2	9,6	5,1	7,8
2006/2016	3,7	9,5	-	9,4



Gráfico 15 – Demanda Total de Biocombustíveis (10^3 m^3) – Trajetórias Superior e Inferior



❖ 4.8. Bagaço de Cana-de-açúcar

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 sucro-alcooleira.

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 sucro-alcooleira, 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 faixa de trajetórias macroeconômicas consideradas no PDE 2007/2016, 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 sucro-alcooleira em todas as regiões do País, embora se mantendo a superioridade do estado de São Paulo com relação a este indicador.

Levando-se em conta essas premissas e o nível de atividade econômica associado a cada cenário, obtiveram-se as projeções do consumo final energético do bagaço de cana apresentadas na Tabela 30 e Gráfico 16, para as duas trajetórias consideradas (inferior e superior), expressas em tep.



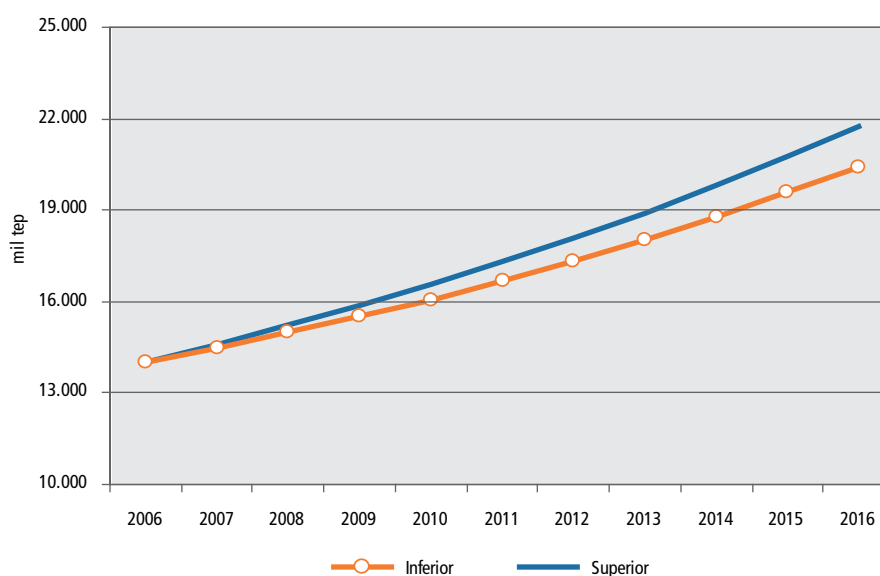


Tabela 30 – Brasil: Projeção do Consumo Final Energético de Bagaço de Cana-de-açúcar *(10³ tep) – Trajetórias Inferior e Superior –2006/2016

Ano	Trajetória	
	Inferior	Superior
2006	13.998	13.998
2007	14.487	14.599
2008	14.993	15.225
2009	15.516	15.877
2010	16.057	16.557
2011	16.658	17.309
2012	17.306	18.068
2013	18.039	18.923
2014	18.803	19.819
2015	19.598	20.756
2016	20.426	21.736
Variação (% ao ano)		
2006/2011	3,5	4,3
2011/2016	4,2	4,7
2006/2016	3,9	4,5

* Não inclui consumo do setor energético.

Gráfico 16 – Consumo Final Energético de Bagaço de Cana-de-açúcar (10³ tep) – Trajetórias Superior e Inferior





❖ 4.9. Lenha

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

No setor residencial, a lenha ainda responde atualmente por cerca de 38% 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.

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 (2003)²¹, tendo em vista o comportamento pouco elástico do consumo específico deste energético em relação à renda, especialmente nos domicílios rurais de baixa renda²², 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.

O setor residencial responde por 51% do consumo final energético de lenha, enquanto que o setor industrial representa 35% desse consumo. Em 2005, os segmentos industriais que mais utilizaram lenha em seus processos foram: alimentos e bebidas, cerâmica e papel e celulose. Estes segmentos representam 83% do consumo final de lenha do setor industrial.

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.

Em relação à lenha, em qualquer das trajetórias consideradas, o crescimento da demanda se encontra muito abaixo daquele observado para o consumo de energia total: enquanto a demanda total de energia cresce entre 4,1% (trajetória inferior) e 4,8% (trajetória superior) ao ano até 2016, a demanda por lenha apresenta crescimento entre 0,5% e 0,8% ao ano. Os resultados da projeção do consumo final energético de lenha estão resumidos na Tabela 31 e Gráfico 17.

21 Achão, C. C. L. "Análise da estrutura de consumo de energia pelo setor residencial brasileiro". Tese MSc. COPPE/UF RJ. Rio de Janeiro: 2003.

22 ACHÃO (2003) 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.



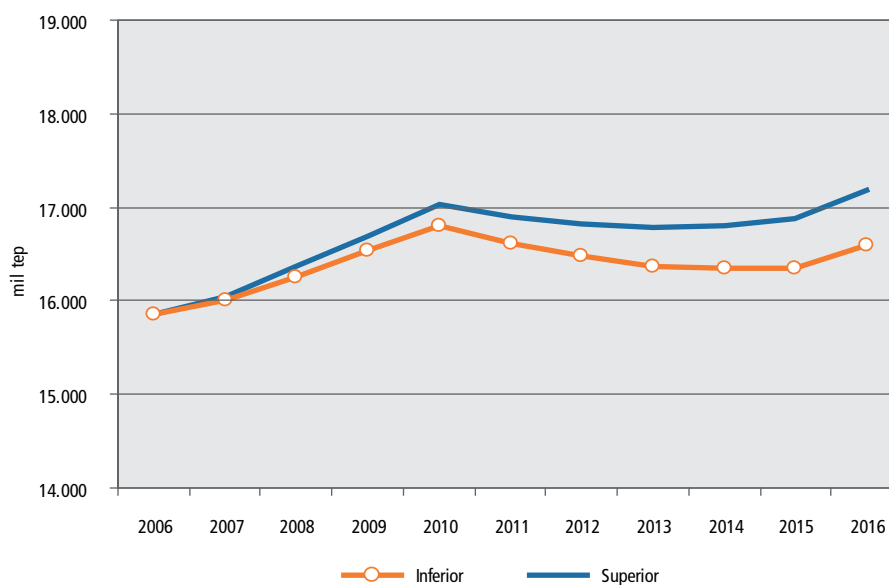


Tabela 31 – Brasil: Projeção do Consumo Final Energético de Lenha (10³ tep), Trajetórias Inferior e Superior – 2006/2016

Ano	Trajetória	
	Inferior	Superior
2006	15.855	15.855
2007	16.004	16.051
2008	16.263	16.363
2009	16.531	16.691
2010	16.809	17.032
2011	16.607	16.899
2012	16.477	16.821
2013	16.376	16.777
2014	16.340	16.801
2015	16.344	16.871
2016	16.588	17.176
Variação (% ao ano)		
2006/2011	0,9	1,3
2011/2016	0,0	0,3
2006/2016	0,5	0,8

* Não inclui consumo do setor energético.

Gráfico 17 – Consumo Final Energético de Lenha (10³ tep) – Trajetórias Superior e Inferior





❖ 4.10. Energia Elétrica

4.10.1. Aspectos Metodológicos e Premissas Básicas

A metodologia adotada para a elaboração das projeções do mercado de energia elétrica, descrita resumidamente a seguir, é essencialmente a mesma que foi utilizada no ciclo de planejamento anterior (Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica – PDEE 2006/2015).

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

Assim, para a classe residencial, consideram-se dois parâmetros básicos: o consumo médio por consumidor residencial (CPC) e a relação entre o número de consumidores residenciais e a população (NCR/POP). Para a classe comercial, destaca-se o consumo comercial per capita (CC/POP) e, para as outras classes de consumo, o seu consumo per capita (CO/POP).

No caso da classe industrial, tratam-se separadamente dois grupos de consumidores: o dos chamados grandes consumidores industriais e o restante da indústria, cujo consumo é denominado de consumo industrial tradicional (CITrad).

O tratamento dado aos quatro parâmetros CPC, CC/POP, CO/POP e CITrad, é semelhante, buscando-se uma correlação de cada um deles com a renda (PIB). Nesse sentido, denotando genericamente qualquer desses parâmetros por X, buscou-se correlacionar a elasticidade de X relativamente ao PIB com o próprio crescimento do PIB. Uma vez que é grande a volatilidade histórica dessa elasticidade, com a finalidade de suavizar as curvas e captar uma tendência, utilizaram-se, para o cálculo da elasticidade, taxas médias geométricas móveis de seis anos das variáveis X e PIB, no lugar das taxas anuais de crescimento. Nesse caso, ajustaram-se curvas do tipo hipérbole, resultando em elasticidades decrescentes com a taxa de crescimento do PIB.

Para a projeção do consumo residencial, o outro parâmetro envolvido é a relação NCR/POP, que permite obter a projeção do número de consumidores a partir da projeção da população. A projeção desse indicador, que apresenta uma tendência a saturação, foi feita a partir do ajuste de uma curva logística aos dados históricos.

A projeção da parcela do consumo industrial de energia elétrica denominada de consumo industrial tradicional foi projetada por correlação com o PIB, através de sua elasticidade. Por sua vez, os setores grandes consumidores industriais de eletricidade recebem tratamento diferenciado.

A projeção do consumo dos grandes consumidores industriais, que engloba os segmentos de alumínio, siderurgia, ferroligas, pelletização, cobre, soda-cloro, petroquímica, papel e celulose e cimento, foi feita a partir das perspectivas de evolução da produção física e dos consumos específicos de energia elétrica (kWh por tonelada) de cada um desses segmentos.

Tal projeção levou em conta as séries históricas e as perspectivas de evolução da respectiva capacidade instalada, nível de produção e consumo de energia elétrica. Para cada um desses segmentos, analisaram-se as perspectivas de evolução futura da produção física, a partir da demanda interna pelos respectivos produtos e dos níveis de exportação e importação. Foram também analisados os consumos específicos de energia elétrica desses setores (kWh por tonelada). Da multiplicação da produção física pelo consumo específico resulta o consumo total de energia elétrica de cada um desses segmentos.

Para cada um dos segmentos industriais grandes consumidores de energia elétrica, foram estabelecidas premissas relativas à demanda interna (consumo interno dos respectivos produtos) e aos níveis de exportação e de importação, expressos em unidades físicas (toneladas). A demanda interna foi projetada com base em sua elasticidade relativamente ao PIB, que é um parâmetro exógeno da projeção, geralmente estimado com base na observação da sua evolução histórica e em comparações entre diferentes regiões e países. Os níveis de importação e exportação levam em conta a evolução da participação brasileira no comércio mundial e a análise das relações Exportação/Produção e Importação/Demanda Interna.

A evolução futura dos parâmetros elasticidade - renda da demanda interna, Exportação/Produção e Importação/Demanda Interna, resultantes da projeção, é avaliada à luz do seu comportamento histórico e da análise do





comportamento dos mercados interno e externo, bem como em informações das próprias indústrias e respectivas associações de classe.

Também são levadas em conta as perspectivas de expansão/ampliação da capacidade instalada, de forma que esta não se constitua em um gargalo para a produção. Eventualmente, consideram-se expansões adicionais da capacidade instalada de determinado segmento, de forma a permitir alcançar os níveis de produção projetados.

Com base na projeção da produção física de cada segmento industrial grande consumidor de eletricidade e do correspondente consumo específico de energia elétrica (kWh por tonelada), projeta-se o consumo total de energia elétrica desse segmento. Ressalta-se, ainda, que são incorporadas medidas de eficiência energética, admitindo-se, em alguns casos, uma redução gradual do consumo específico de eletricidade, levando-se em conta padrões internacionais e as perspectivas de evolução tecnológica.

As premissas de autoprodução para os grandes consumidores industriais são elaboradas com base no potencial de cogeração e na pesquisa dos projetos de autoprodução dessas indústrias.

Segmentos como o de alumínio, que apresentaram nos últimos anos pesados investimentos em consórcios de geração hidrelétrica, não são considerados como autoprodutores clássicos²³, nestas projeções, quando essas usinas operam integradas ao sistema elétrico nacional e são despachadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. Esse tipo de autoprodução, pelo fato de fazer uso das instalações de transporte (transmissão e/ou distribuição) da rede elétrica, tem sido denominado de autoprodução transportada.

A autoprodução aqui considerada, para efeito de abatimento do consumo industrial total de energia elétrica, tendo em vista a demanda a ser atendida pelo Sistema Elétrico, inclui apenas a chamada autoprodução clássica. Conseqüentemente, não se retira do consumo de energia elétrica dos grandes consumidores industriais a participação desses consumidores em usinas hidrelétricas como produtores independentes ou autoprodutores, nem a produção térmica de eletricidade em usinas que são integradas ao Sistema Elétrico Interligado e que são despachadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema – ONS.

Dessa forma, para projetar a parcela do consumo de energia elétrica dos grandes consumidores industriais, a ser atendida pelo Sistema Elétrico, é fundamental estabelecer premissas relativas à autoprodução nesses segmentos industriais. Inicialmente projeta-se o consumo total de energia elétrica demandada por esses segmentos em função da previsão da sua produção física. A parcela a ser atendida pelo Sistema Elétrico deverá ser calculada pela diferença entre o consumo total de energia elétrica desses consumidores e a respectiva parcela de autoprodução clássica.

Conservação de energia

O tratamento dado à eficiência no uso da energia no âmbito do PDE 2007/2016 contemplou uma dinâmica tendencial de aumento de eficiência, denominada por progresso autônomo. Ações neste sentido são intrínsecas a cada setor e conseqüência do que se pode chamar de substituição tecnológica tendencial, motivada pelo término da vida útil do equipamento, por pressões de mercado ou ambientais, ou por programas e medidas de conservação em vigor no País. Além disso, considerou-se, a partir de 2012, um aumento adicional da eficiência energética, obtido a partir da instituição de programas e ações específicas, orientadas para determinados setores e refletindo políticas públicas, e que pode ser chamada de conservação ou eficiência induzida.

A fim de projetar a conservação de energia elétrica obtida mediante progresso autônomo, tomou-se por base a evolução da energia útil e a da energia final em cada setor, por tipo de uso (força motriz, aquecimento e refrigeração, calor de processo e iluminação), sendo referência para essas estimativas o Balanço de Energia Útil – BEU, do Ministério de Minas e Energia, e o Balanço Energético Nacional – BEN.

O resultado conjunto da conservação correspondente ao progresso autônomo e da conservação induzida considerada para o período 2012/2016 conduz a um montante de energia conservada de 15.639 GWh no ano de 2016 (Gráfico 18), cerca de 2,7% do consumo total de eletricidade projetado para o referido ano. No Gráfico 19 é apresentada a parcela de energia conservada por setor.

23 Considera-se como autoprodução clássica apenas aquela que corresponde ao consumidor com instalações próprias de geração de energia elétrica, localizadas junto às unidades de consumo, que não utiliza para o auto-suprimento a rede elétrica de concessionários de transmissão/distribuição (exemplo: cogeração).





Gráfico 18 – Eletricidade Total Conservada

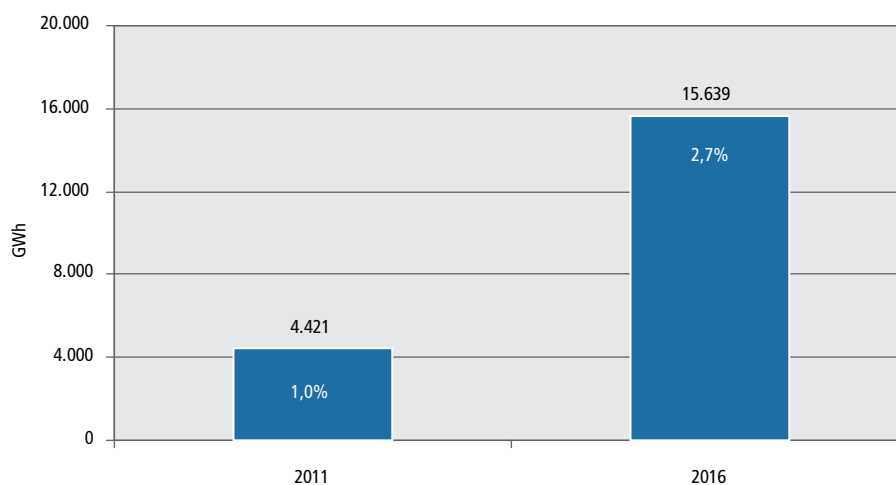
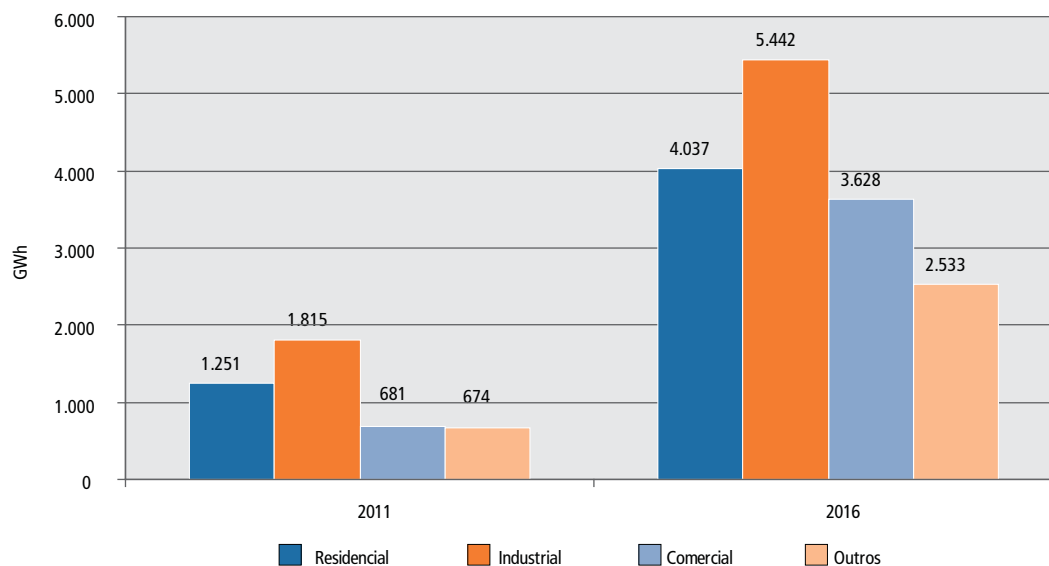


Gráfico 19 – Parcela da Eletricidade Conservada por Setor



Essas projeções dão idéia do significativo potencial de conservação de energia nos setores mencionados. Ao Governo cabe, sobretudo, o fomento à constituição de mecanismos que façam da promoção da eficiência energética um negócio atrativo ao mercado. Pela importância do tema ele será tratado, em maiores detalhes, em capítulo específico deste documento

Grandes consumidores industriais de energia elétrica e autoprodução

As principais premissas relativas aos grandes consumidores industriais de energia elétrica referem-se às perspectivas de expansão da capacidade instalada de produção de cada setor e à descrição da dinâmica dos mercados interno e externo dos respectivos produtos.

No que se refere às perspectivas de expansão da capacidade instalada, levaram-se em conta os estudos feitos pela EPE no ciclo de planejamento 2005, bem como novas informações coletadas junto às associações de classe dos diversos grupos de indústrias, à área de Estudos Setoriais do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, e ainda informações divulgadas na imprensa.



Na Tabela 33 apresentam-se as projeções de produção física, para os segmentos industriais grandes consumidores de energia elétrica. Por sua vez, a Tabela 34 apresenta as correspondentes projeções do consumo total de energia elétrica.

É, também, importante estimar a evolução da autoprodução de eletricidade a fim de consolidar a projeção da demanda de energia elétrica que deverá ser atendida pelo Sistema Elétrico.

De fato, o Sistema Elétrico deverá ser dimensionado para atender a totalidade do mercado, com exceção apenas daquela parcela de autoprodução, denominada de clássica, que corresponde à geração local de energia elétrica, junto à unidade de consumo, para auto-suprimento, sem utilização da rede elétrica de distribuição/transmissão.

Assim, para o adequado dimensionamento da expansão do sistema elétrico, é essencial estabelecer cenários de evolução da autoprodução clássica de energia elétrica, especialmente para os segmentos industriais grandes consumidores de eletricidade, que concentram cerca de 63% dessa autoprodução. Para elaborar a projeção da autoprodução clássica, para esses segmentos industriais, além de informações já existentes sobre novos projetos de empreendimentos de autoprodução/cogeração, com entrada em operação prevista no horizonte do estudo, foram também formuladas premissas sobre a evolução da autoprodução clássica, com base nas perspectivas de expansão da capacidade instalada de produção dos diferentes segmentos industriais e na avaliação das potencialidades de cogeração que os respectivos processos industriais propiciam.

Dessa forma, a autoprodução clássica dos grandes consumidores industriais, que respondeu em 2006 por um montante de energia da ordem de 18,0 TWh, deverá situar-se, em 2016, entre 38 e 40 TWh, conforme a Tabela 32.

Tabela 32 – Brasil: Grandes Consumidores Industriais - Autoprodução Clássica (TWh)
Trajетórias Superior e Inferior

Trajетória	2006	2011	2016
Inferior	18,0	26,1	38,0
Superior	18,0	27,0	39,6

Tabela 33 – Brasil: Grandes Consumidores Industriais – Produção Física (10³ t/ano)

Setor	2006	Trajetória			
		Inferior		Superior	
		2011	2016	2011	2016
Alumínio	1.531	1.628	2.074	1.628	2.074
Siderurgia	33.409	44.475	62.875	44.475	62.875
Soda-Cloro	1.389	1.784	2.352	1.786	2.355
Pelotização	46.460	65.320	71.760	65.320	71.760
Celulose	10.278	12.613	15.908	13.358	17.300
Papel	9.114	11.976	16.305	12.523	17.637
PAR (*)	450	878	1.068	878	1.258
Petroquímica	2.948	4.305	6.526	4.543	7.198
Ferroligas	1.239	1.564	2.028	1.600	2.028
Cobre	388	2.179	2.510	2.179	2.510
Cimento	38.723	50.696	68.285	52.705	73.302

(*) PAR = Pasta mecânica de alto rendimento.



Tabela 34 – Brasil: Grandes Consumidores Industriais – Consumo de Energia Elétrica (TWh)

Setor	2006	Trajetória			
		Inferior		Superior	
		2011	2016	2011	2016
Alumínio	23,0	24,3	30,6	24,3	30,6
Siderurgia	17,3	22,7	31,6	22,7	31,6
Soda-Cloro	4,3	5,3	6,8	5,3	6,8
Pelotização	2,3	3,3	3,6	3,3	3,6
Celulose	9,2	11,0	13,6	11,6	14,7
Papel	6,3	8,2	11,0	8,6	11,9
PAR (*)	1,0	1,9	2,3	1,9	2,7
Petroquímica	4,7	7,0	10,5	7,4	11,6
Ferroligas	8,5	10,3	13,0	10,5	13,0
Cobre	0,8	3,2	3,6	3,2	3,6
Cimento	4,2	5,5	7,2	5,7	7,7
Total	81,7	102,6	133,8	104,5	137,9

(*) PAR = Pasta mecânica de alto rendimento.

4.10.2. Projeções do Mercado de Energia Elétrica

A partir da metodologia descrita resumidamente nas seções precedentes, obtiveram-se as projeções do mercado de energia elétrica (consumo e carga de energia), por classe de consumo e por subsistema elétrico, conforme se apresenta na seqüência.

Projeção do consumo total de energia elétrica

Na Tabela 35 apresenta-se um resumo da projeção do consumo de energia elétrica, entendido aqui como sendo o consumo total, incluindo autoprodução clássica e transportada, para efeito de comparação com a evolução da economia (Produto Interno Bruto – PIB).



**Tabela 35 – Brasil: Consumo Total de Energia Elétrica (TWh) – Trajetórias Superior e Inferior**

Período	Trajetória	
	Inferior	Superior
	Consumo (TWh) *	
2006	388,3	388,3
2011	496,0	514,7
2016	636,6	673,1
	Variação (% ao ano)	
2006/2011	5,0	5,8
2011/2016	5,1	5,5
2006/2016	5,1	5,7
	Elasticidade	
2006/2011	1,26	1,21
2011/2016	1,14	1,10
2006/2016	1,19	1,15

* Inclui Autoprodução.

As elasticidades-renda resultantes são maiores do que a unidade, porém menores do que as verificadas no histórico recente e com uma tendência declinante ao longo do horizonte decenal, refletindo um mercado mais maduro, que faz um uso mais racional da energia elétrica.

No âmbito do cenário adotado neste PDE, ocorrem diversos fatores que colaboram para a diminuição da elasticidade ao longo do horizonte decenal. Enquanto o nível de expansão da atividade econômica é superior ao do histórico recente, o cenário prevê uma participação crescente do setor de serviços em detrimento do setor industrial. Além disso, considera-se que o uso da eletricidade nos diferentes setores da economia seja cada vez mais eficiente, em vários deles aproximando-se dos padrões tecnológicos internacionais, sendo a velocidade de efficientização maior no segundo quinquênio em decorrência do tempo necessário para implementar certas medidas de conservação (conservação induzida). Assim, tanto a crescente terceirização da economia quanto a maior eficiência dos processos produtivos contribuem para a diminuição do chamado conteúdo energético, ou intensidade energética, da economia. Esses fatores implicam, naturalmente, em menores elasticidades do consumo de eletricidade relativamente ao PIB.

Dessa forma, se fazem presentes neste cenário os grandes vetores impulsionadores do consumo de energia elétrica que, geralmente, são classificados em três tipos principais de efeito, também chamados efeitos de primeira ordem: o efeito de atividade econômica, o efeito de conteúdo ou intensidade energética e o efeito de estrutura setorial da economia²⁴. Evidentemente, existem outros fatores que contribuem para a expansão do consumo de energia elétrica, como, por exemplo, o crescimento da população, que é motor do crescimento vegetativo do consumo.

Qualquer desses três efeitos tem implicações no comportamento da elasticidade. Estudos em relação ao mercado de energia elétrica, não só no Brasil, como em outros países, revelam geralmente uma relação decrescente da elasticidade em função da taxa de crescimento da atividade econômica. No que se refere ao efeito de estrutura, a elasticidade tenderá a ser menor se, por exemplo, a economia caminhar no sentido de diminuir a participação de setores eletrointensivos, muitos dos quais agregam pouco valor ao PIB.

24 A descrição desses efeitos pode ser consultada na Nota Técnica da EPE intitulada "Análise das Elasticidades-Renda e Preço do Consumo de Energia Elétrica no Brasil", de dezembro de 2005.





Projeção do consumo por classe e por subsistema

As Tabelas 36 e 37 apresentam os resultados agregados das projeções do consumo de energia elétrica a ser atendido pelo Sistema Elétrico Brasileiro (isto é, excluída a autoprodução clássica), por classe e por subsistema elétrico, correspondentes às trajetórias inferior e superior consideradas como limites da faixa de possibilidades adotada para a evolução da economia brasileira.

As classes comercial e residencial são as que apresentam maiores crescimentos médios anuais no período 2006/2016. O consumo comercial deverá crescer entre 6,6% e 7,1% ao ano, respectivamente, nas trajetórias inferior e superior, enquanto que a expansão do consumo residencial deverá se situar entre 5,2% ao ano (trajetória inferior) e 5,5% ao ano (trajetória superior). Dessa forma, a classe comercial é a que mais ganha em termos de participação no consumo total, passando dos atuais 15,5% para 18,1% em 2016, em qualquer das trajetórias. A classe residencial evolui de uma participação de 23,9% para algo entre 24,5% (trajetória inferior) e 24,0% (trajetória superior), no final do horizonte. Por sua vez, a classe industrial e o agregado das demais classes de consumo perdem participação, ocorrendo a perda mais acentuada na classe industrial, passando dos atuais 46,0% do consumo total para cerca de 43,6% (trajetória inferior) ou 44,0% (trajetória superior) no ano de 2016.

Conforme se mencionou, o consumo comercial apresenta a dinâmica de maior crescimento no horizonte de projeção, com crescimento médio, no período 2006/2016, entre 6,6% e 7,1% ao ano. Esse resultado sinaliza a perspectiva de manutenção da tendência de expansão, fortalecimento e terceirização da economia. Nesse aspecto, o Brasil estará acompanhando a tendência mundial das economias desenvolvidas ou em fase de desenvolvimento, nas quais o setor de serviços passa a dominar a geração da riqueza.

No que se refere às projeções do consumo por subsistema elétrico, observa-se que ele cresce a taxas mais elevadas nos sistemas isolados e no subsistema interligado Norte. No primeiro caso, em virtude do grande potencial da região, função das ainda precárias condições de atendimento, que certamente serão muito atenuadas com as futuras interligações ao Sistema Interligado Nacional – SIN, previstas para ocorrer ao longo do horizonte decenal, abrangendo boa parte desses sistemas isolados. E, no caso do subsistema Norte, em virtude da entrada de grandes cargas industriais. Enquanto que o consumo no Brasil, para o período 2006/2016, cresce em média entre 4,9% e 5,4% ao ano, nos sistemas isolados deverá crescer entre 7,8% e 8,3% ao ano e, no subsistema Norte, entre 6,5% e 6,7% ao ano. O subsistema Nordeste apresenta um crescimento, que oscila entre 5,3% e 5,8% ao ano, também superior à média nacional, o subsistema Sul evolui a taxas próximas à média nacional e o subsistema Sudeste/Centro-Oeste cresce a taxas inferiores a essa média, oscilando entre 4,5% (trajetória inferior) e 5,1% (trajetória superior) ao ano.



Tabela 36 – Brasil: Consumo de Energia Elétrica, por Classe (GWh)* – Trajetória Inferior

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outras Classes	Total
2006	86.062	165.537	55.593	52.530	359.722
2007	91.139	173.124	59.464	55.062	378.789
2008	96.155	180.003	63.514	57.581	397.254
2009	101.314	186.617	67.746	60.159	415.836
2010	106.610	195.030	72.165	62.797	436.602
2011	112.039	202.383	76.776	65.494	456.691
2012	117.848	210.351	81.909	68.379	478.487
2013	123.809	219.197	87.293	71.334	501.633
2014	129.921	227.758	92.941	74.361	524.981
2015	136.184	241.027	98.866	77.463	553.539
2016	142.597	253.621	105.082	80.640	581.941
Período	Variação (% ao ano)				
2006/2011	5,4	4,1	6,7	4,5	4,9
2011/2016	4,9	4,6	6,5	4,2	5,0
2006/2016	5,2	4,4	6,6	4,4	4,9
Ano	Estrutura de Participação (%)				
2006	23,9	46,0	15,5	14,6	100,0
2011	24,5	44,3	16,8	14,3	100,0
2016	24,5	43,6	18,1	13,9	100,0

* Não inclui autoprodução clássica.

Tabela 37 – Brasil: Consumo de Energia Elétrica, por Classe (GWh) * – Trajetória Superior

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outras Classes	Total
2006	86.062	165.537	55.593	52.530	359.722
2007	91.399	174.232	59.820	55.342	380.794
2008	96.770	182.379	64.291	58.202	401.642
2009	102.327	190.386	69.014	61.167	422.895
2010	108.069	200.379	74.000	64.240	446.689
2011	113.993	209.334	79.260	67.422	470.009
2012	120.103	218.691	84.853	70.712	494.360
2013	126.393	228.831	90.743	74.113	520.081
2014	132.863	239.161	96.946	77.629	546.599
2015	139.513	254.128	103.478	81.263	578.382
2016	146.346	268.858	110.360	85.021	610.584
Período	Variação (% ao ano)				
2006/2011	5,8	4,8	7,4	5,1	5,5
2011/2016	5,1	5,1	6,8	4,7	5,4
2006/2016	5,5	5,0	7,1	4,9	5,4
Ano	Estrutura de Participação (%)				
2006	23,9	46,0	15,5	14,6	100,0
2011	24,3	44,5	16,9	14,3	100,0
2016	24,0	44,0	18,1	13,9	100,0

* Não inclui autoprodução clássica.





Assim, a participação do consumo da região correspondente aos atuais Sistemas Isolados no consumo total do Brasil aumenta de 2,1% em 2006 para 2,7% em 2016 e a participação do subsistema Norte interligado evolui dos atuais 6,7% para algo em torno de 7,7%. O subsistema Nordeste aumenta ligeiramente a participação (de 13,8% para 14,3%), o subsistema Sul mantém participação aproximadamente constante e o subsistema Sudeste/Centro-Oeste apresenta uma perda significativa, passando de 60,8% do mercado total em 2006 para cerca de 58,6% em 2016. O consumo de eletricidade por subsistema elétrico, para as trajetórias inferior e superior, é apresentado nas Tabelas 38 e 39.

Tabela 38 – Brasil: Consumo de Energia Elétrica, por Subsistema (GWh)* – Trajetória Inferior

Ano	Sistemas Isolados**	Subsistemas Interligados				SIN***	Brasil
		Norte	Nordeste	Sudeste/ Centro-Oeste	Sul		
2006	7.471	24.234	49.719	218.636	59.662	352.251	359.722
2007	8.055	25.060	52.720	230.279	62.676	370.733	378.789
2008	8.681	27.082	55.187	240.627	65.676	388.573	397.254
2009	9.351	28.409	57.758	251.051	69.268	406.485	415.836
2010	10.067	29.494	61.872	262.089	73.081	426.535	436.602
2011	10.834	31.626	64.784	273.107	76.341	445.858	456.691
2012	11.695	33.209	68.145	285.595	79.843	466.792	478.487
2013	12.621	34.162	71.273	300.151	83.427	489.012	501.633
2014	13.617	35.418	75.273	312.796	87.878	511.364	524.981
2015	14.688	40.134	79.437	327.176	92.104	538.851	553.539
2016	15.841	45.603	83.414	340.762	96.321	566.100	581.941
Período	Variação (% ao ano)						
2006/2011	7,7	5,5	5,4	4,5	5,1	4,8	4,9
2011/2016	7,9	7,6	5,2	4,5	4,8	4,9	5,0
2006/2016	7,8	6,5	5,3	4,5	4,9	4,9	4,9
Ano	Estrutura de Participação (%)						
2006	2,1	6,7	13,8	60,8	16,6	97,9	100,0
2011	2,4	6,9	14,2	59,8	16,7	97,6	100,0
2016	2,7	7,8	14,3	58,6	16,6	97,3	100,0

* Não inclui autoprodução clássica.

** Conjunto dos atuais sistemas isolados.

*** SIN = Sistema Interligado Nacional.



Tabela 39 – Brasil: Consumo de Energia Elétrica, por Subsistema (GWh)* – Trajetória Superior

Ano	Sistemas Isolados**	Subsistemas Interligados				SIN***	Brasil
		Norte	Nordeste	Sudeste/ Centro-Oeste	Sul		
2006	7.471	24.234	49.719	218.636	59.662	352.251	359.722
2007	8.099	25.125	52.957	231.620	62.993	372.695	380.794
2008	8.776	27.234	55.712	243.542	66.378	392.866	401.642
2009	9.506	28.655	58.601	255.730	70.403	413.390	422.895
2010	10.292	29.845	63.590	268.457	74.505	436.397	446.689
2011	11.139	32.110	66.250	282.099	78.411	458.869	470.009
2012	12.069	33.769	70.099	296.194	82.229	482.290	494.360
2013	13.074	34.759	74.095	311.966	86.188	507.007	520.081
2014	14.158	36.273	78.240	326.279	91.647	532.440	546.599
2015	15.331	41.086	82.688	342.779	96.498	563.051	578.382
2016	16.599	46.513	87.067	358.707	101.697	593.985	610.584
Período	Variação (% ao ano)						
2006/2011	8,3	5,8	5,9	5,2	5,6	5,4	5,5
2011/2016	8,3	7,7	5,6	4,9	5,3	5,3	5,4
2006/2016	8,3	6,7	5,8	5,1	5,5	5,4	5,4
Ano	Estrutura de Participação (%)						
2006	2,1	6,7	13,8	60,8	16,6	97,9	100,0
2011	2,4	6,8	14,1	60,0	16,7	97,6	100,0
2016	2,7	7,6	14,3	58,7	16,7	97,3	100,0

* Não inclui autoprodução clássica.

** Conjunto dos atuais sistemas isolados.

*** SIN = Sistema Interligado Nacional.

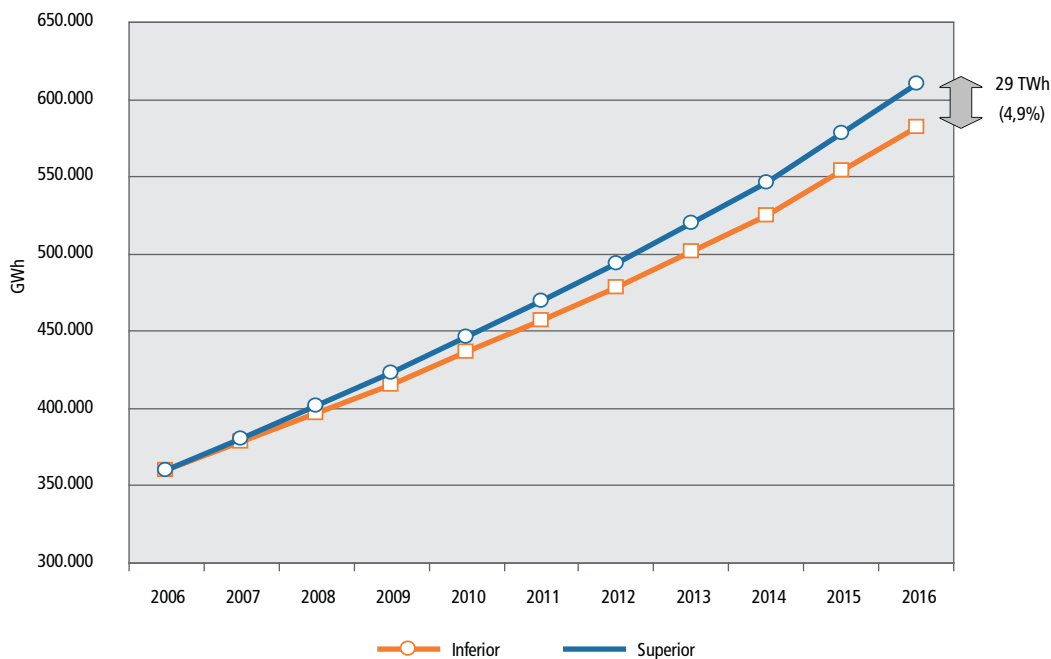
O mercado de energia elétrica ficará, no caso da trajetória superior, 2,9% acima da trajetória inferior em 2011. Já, no ano de 2016, o mercado correspondente à trajetória superior ficará em torno de 4,9% maior que o da trajetória inferior.

O Gráfico 20 apresenta a evolução do consumo de energia elétrica, para as duas trajetórias de crescimento econômico. Ressalta-se que o consumo de eletricidade considerado é aquele a ser atendido pelo Sistema Elétrico, excluída, portanto, a autoprodução clássica.





Gráfico 20 – Brasil: Consumo de Energia Elétrica (GWh) – Trajetórias Superior e Inferior*



* Não inclui autoprodução clássica.

Projeção da 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, particularmente as necessidades de expansão da capacidade instalada de geração, e 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 neste item incorpora as interligações previstas dos sistemas isolados Acre/Rondonia ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste, em agosto de 2008, e Manaus/Amapá e margem esquerda do Rio Amazonas ao subsistema Norte, em janeiro de 2012, refletindo, dessa forma, a evolução futura da configuração do Sistema Interligado Nacional - SIN.

A partir da projeção do consumo de energia elétrica e da evolução das perdas (técnicas e comerciais) ao longo do horizonte decenal, obtém-se a projeção da carga de energia.

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, resultando, dessa forma, em índices de perdas²⁵ menores.

Assim, admitiu-se que os índices de perdas nos subsistemas interligados Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul, passam, entre 2007 e 2016, de 18,3%, 17,8%, 16,3% e 14,0% para 16,0%, 16,5%, 15,5% e 12,0%, respectivamente. Como consequência, o índice de perdas resultante para o SIN diminui de 16,3% para 15,1% no período.

Nas Tabelas 40 e 41 apresenta-se a projeção da carga de energia, expressa em MW médio, por subsistema interligado, correspondentes às duas trajetórias consideradas.

Observa-se que a carga de energia cresce a taxas um pouco inferiores às do consumo de energia elétrica, devido ao fato de estar ocorrendo uma redução gradual do índice de perdas, ao longo do tempo.



As projeções de carga apresentadas neste item incorporam as interligações dos sistemas isolados Acre/Rondônia ao Subsistema Sudeste/Centro-Oeste, e dos sistemas isolados Manaus/Amapá e margem esquerda do rio Amazonas ao Subsistema Norte.

**Tabela 40 – Sistema Interligado Nacional (SIN) e Subsistemas:
Carga de Energia (MWmédio) – Trajetória Inferior**

Ano	Subsistemas Interligados				SIN
	Norte ⁽¹⁾	Nordeste	Sudeste/ Centro-Oeste ⁽²⁾	Sul	
2006	3.398	6.920	29.866	7.941	48.124
2007	3.502	7.324	31.421	8.320	50.568
2008	3.773	7.653	32.959	8.696	53.081
2009	3.946	7.995	34.594	9.148	55.683
2010	4.083	8.550	36.080	9.626	58.339
2011	4.365	8.936	37.596	10.030	60.927
2012	5.759	9.383	39.279	10.463	64.885
2013	5.966	9.796	41.241	10.905	67.908
2014	6.220	10.327	42.943	11.458	70.947
2015	6.950	10.879	44.878	11.978	74.685
2016	7.784	11.404	46.706	12.495	78.388
Período	Variação (% ao ano)				
2006/2011	5,1	5,2	4,7	4,8	4,8
2011/2016	12,3	5,0	4,4	4,5	5,2
2006/2016	8,6	5,1	4,6	4,6	5,0
Ano	Estrutura de Participação (%)				
2006	7,1	14,4	62,1	16,5	100,0
2011	7,2	14,7	61,7	16,5	100,0
2016	9,9	14,5	59,6	15,9	100,0

⁽¹⁾ Inclui a interligação dos atuais sistemas isolados de Manaus, Amapá e margem esquerda do Amazonas a partir de janeiro de 2012.

⁽²⁾ Inclui a interligação dos atuais sistemas isolados do Acre e Rondônia a partir de agosto de 2008.



Tabela 41 – Sistema Interligado Nacional (SIN) e Subsistemas: Carga de Energia (MWh médio) – Trajetória Superior

Ano	Subsistemas Interligados				SIN
	Norte ⁽¹⁾	Nordeste	Sudeste/ Centro-Oeste ⁽²⁾	Sul	
2006	3.398	6.920	29.866	7.941	48.124
2007	3.512	7.357	31.604	8.362	50.835
2008	3.794	7.726	33.358	8.789	53.667
2009	3.980	8.112	35.238	9.298	56.628
2010	4.132	8.787	36.956	9.814	59.689
2011	4.432	9.138	38.830	10.302	62.702
2012	5.875	9.652	40.733	10.776	67.036
2013	6.094	10.184	42.862	11.266	70.405
2014	6.391	10.734	44.790	11.949	73.866
2015	7.145	11.325	47.014	12.550	78.033
2016	7.984	11.903	49.161	13.192	82.240
Período	Variação (% ao ano)				
2006/2011	5,5	5,7	5,4	5,3	5,4
2011/2016	12,5	5,4	4,8	5,1	5,6
2006/2016	8,9	5,6	5,1	5,2	5,5
Ano	Estrutura de Participação (%)				
2006	7,1	14,4	62,1	16,5	100,0
2011	7,1	14,6	61,9	16,4	100,0
2016	9,7	14,5	59,8	16,0	100,0

⁽¹⁾ Inclui a interligação dos atuais sistemas isolados de Manaus, Amapá e margem esquerda do Amazonas a partir de janeiro de 2012.

⁽²⁾ Inclui a interligação dos atuais sistemas isolados do Acre e Rondônia a partir de agosto de 2008.

Projeção da carga de demanda

Com base nas projeções da carga de energia e em premissas para a evolução dos fatores de carga, por sistema e subsistema interligados, projeta-se a carga de demanda correspondente. Para ressaltar que o conceito de carga de demanda que está sendo utilizado é o da demanda máxima integralizada em uma hora, é habitual representar a carga de demanda em MWh/h.

Levando-se em conta o comportamento histórico da demanda por região e dos respectivos fatores de carga e analisando-se a evolução da estrutura futura do consumo por classe, observa-se que não deverão ocorrer variações significativas nos fatores de carga. Com isso, se adotou, nas projeções, fatores de carga aproximadamente constantes ao longo do horizonte decenal.

Dada a não simultaneidade da ponta, isto é, da demanda máxima, dos vários subsistemas interligados, quando se agregam os subsistemas, a demanda máxima instantânea (ou a demanda máxima integralizada em uma hora) não coincide com a soma das correspondentes demandas dos subsistemas. 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 (demanda integralizada em uma hora), para as duas trajetórias consideradas, conforme apresentado nas Tabelas 42 e 43.



**Tabela 42 – Sistema Interligado Nacional (SIN) e Subsistemas:
Carga de Demanda* (MWh/h) – Trajetória Inferior**

Ano	Subsistema				Sistema		
	N ⁽¹⁾	NE	SE/CO ⁽²⁾	S	N/NE	S/SE/CO	SIN
2006	3.861	8.796	38.700	10.750	12.560	48.673	60.388
2007	4.010	9.360	41.004	11.316	13.207	51.781	64.360
2008	4.352	9.833	43.318	11.882	14.013	54.631	67.981
2009	4.585	10.328	45.794	12.558	14.732	57.752	71.783
2010	4.782	11.103	48.107	13.278	15.692	60.752	75.706
2011	5.111	11.605	50.127	13.835	16.514	63.303	79.045
2012	6.744	12.185	52.372	14.432	18.700	66.116	83.997
2013	6.986	12.722	54.988	15.042	19.469	69.309	87.920
2014	7.283	13.412	57.257	15.804	20.444	72.308	91.856
2015	8.082	14.129	59.837	16.522	21.941	75.572	96.571
2016	8.999	14.810	62.275	17.234	23.520	78.690	101.222
Período	Variação (% ao ano)						
2006/2011	5,8	5,7	5,3	5,2	5,6	5,4	5,5
2011/2016	12,0	5,0	4,4	4,5	7,3	4,4	5,1
2006/2016	8,8	5,3	4,9	4,8	6,5	4,9	5,3

* Demanda máxima integralizada em uma hora.

⁽¹⁾ Inclui a interligação dos atuais sistemas isolados de Manaus, Amapá e margem esquerda do Amazonas a partir de janeiro de 2012.

⁽²⁾ Inclui a interligação dos atuais sistemas isolados do Acre e Rondônia a partir de agosto de 2008.



**Tabela 43 – Sistema Interligado Nacional (SIN) e Subsistemas:
Carga de Demanda* (MWh/h) – Trajetória Superior**

Ano	Subsistema				Sistema		
	N ⁽¹⁾	NE	SE/CO ⁽²⁾	S	N/NE	S/SE/CO	SIN
2006	3.861	8.796	38.700	10.750	12.560	48.673	60.388
2007	4.020	9.402	41.243	11.373	13.259	52.074	64.702
2008	4.376	9.926	43.842	12.009	14.129	55.276	68.735
2009	4.625	10.478	46.647	12.764	14.920	58.799	73.007
2010	4.839	11.412	49.275	13.537	16.053	62.164	77.461
2011	5.189	11.868	51.774	14.210	16.850	65.304	81.360
2012	6.879	12.535	54.311	14.863	19.178	68.462	86.793
2013	7.136	13.226	57.149	15.539	20.114	71.940	91.165
2014	7.484	13.941	59.721	16.482	21.165	75.417	95.649
2015	8.308	14.707	62.685	17.310	22.736	79.171	100.922
2016	9.229	15.459	65.548	18.196	24.389	82.881	106.234
Período	Variação (% ao ano)						
2006/2011	6,1	6,2	6,0	5,7	6,1	6,1	6,1
2011/2016	12,2	5,4	4,8	5,1	7,7	4,9	5,5
2006/2016	9,1	5,8	5,4	5,4	6,9	5,5	5,8

* Demanda máxima integralizada em uma hora.

(1) Inclui a interligação dos atuais sistemas isolados de Manaus, Amapá e margem esquerda do Amazonas a partir de janeiro de 2012.

(2) Inclui a interligação dos atuais sistemas isolados do Acre e Rondônia a partir de agosto de 2008.

Comparação das projeções: ciclo 2006 versus ciclo 2005

Com o objetivo de comparar as projeções do mercado de energia elétrica realizadas no atual ciclo de planejamento com as projeções do ciclo anterior, apresentadas no Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica – PDEE 2006/2015, elaborado pela EPE no ciclo 2005, considera-se a projeção da carga de energia sem incluir as interligações dos sistemas isolados Acre/Rondônia e Manaus/Amapá e margem esquerda do Amazonas, uma vez que nas projeções do ciclo 2005 tais interligações não foram incorporadas às projeções.

Nesse sentido, apresenta-se nas Tabelas 44 e 45 a projeção da carga de energia por subsistema interligado, excluindo as futuras interligações de sistemas isolados já mencionadas, a fim de permitir a comparação direta com os resultados do ciclo passado.



**Tabela 44 – Sistema Interligado Nacional (SIN) e Subsistemas:
Carga de Energia (MWmédio) – Trajetória Inferior**

Ano	Subsistemas Interligados				SIN
	Norte ⁽¹⁾	Nordeste	Sudeste/ Centro-Oeste ⁽²⁾	Sul	
2006	3.398	6.920	29.866	7.941	48.124
2007	3.502	7.324	31.421	8.320	50.568
2008	3.773	7.653	32.797	8.696	52.919
2009	3.946	7.995	34.179	9.148	55.268
2010	4.083	8.550	35.643	9.626	57.902
2011	4.365	8.936	37.100	10.030	60.431
2012	4.569	9.383	38.753	10.463	63.169
2013	4.686	9.796	40.683	10.905	66.070
2014	4.843	10.327	42.350	11.458	68.978
2015	5.471	10.879	44.249	11.978	72.577
2016	6.197	11.404	46.035	12.495	76.131
Período	Variação (% ao ano)				
2006/2011	5,1	5,2	4,4	4,8	4,7
2011/2016	7,3	5,0	4,4	4,5	4,7
2006/2016	6,2	5,1	4,4	4,6	4,7
Ano	Estrutura de Participação (%)				
2006	7,1	14,4	62,1	16,5	100,0
2011	7,2	14,8	61,4	16,6	100,0
2016	8,1	15,0	60,5	16,4	100,0

(1) Não inclui a interligação dos atuais sistemas isolados de Manaus e Amapá e margem esquerda do Amazonas.

(2) Não inclui a interligação dos atuais sistemas isolados do Acre e Rondônia.



**Tabela 45 – Sistema Interligado Nacional (SIN) e Subsistemas:
Carga de Energia (MWMédio) – Trajetória Superior**

Ano	Subsistemas Interligados				SIN
	Norte ⁽¹⁾	Nordeste	Sudeste/ Centro-Oeste ⁽²⁾	Sul	
2006	3.398	6.920	29.866	7.941	48.124
2007	3.512	7.357	31.604	8.362	50.835
2008	3.794	7.726	33.194	8.789	53.503
2009	3.980	8.112	34.816	9.298	56.206
2010	4.132	8.787	36.508	9.814	59.242
2011	4.432	9.138	38.321	10.302	62.193
2012	4.646	9.652	40.191	10.776	65.266
2013	4.768	10.184	42.285	11.266	68.502
2014	4.960	10.734	44.176	11.949	71.820
2015	5.601	11.325	46.359	12.550	75.834
2016	6.321	11.903	48.460	13.192	79.876
Período	Variação (% ao ano)				
2006/2011	5,5	5,7	5,1	5,3	5,3
2011/2016	7,4	5,4	4,8	5,1	5,1
2006/2016	6,4	5,6	5,0	5,2	5,2
Ano	Estrutura de Participação (%)				
2006	7,1	14,4	62,1	16,5	100,0
2011	7,1	14,7	61,6	16,6	100,0
2016	7,9	14,9	60,7	16,5	100,0

(1) Não inclui a interligação dos atuais sistemas isolados de Manaus e Amapá e margem esquerda do Amazonas.

(2) Não inclui a interligação dos atuais sistemas isolados do Acre e Rondônia.

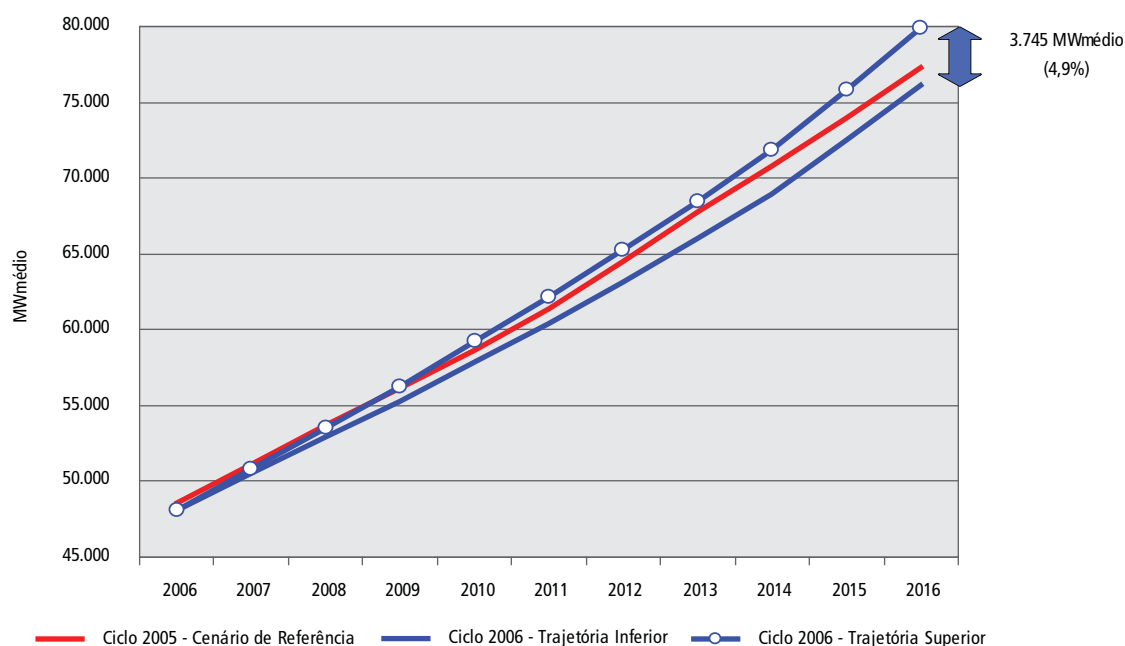
O Gráfico 21 apresenta a comparação entre a projeção da carga de energia do ciclo 2006, representada pela faixa compreendida entre as trajetórias inferior e superior, e a projeção da carga de energia para o “mercado de referência” do ciclo 2005, apresentada no PDEE 2006/2015.

Verifica-se que o valor da carga, para o ano de 2006, utilizada no atual ciclo de planejamento, muito próximo do valor realizado, é 467 MWMédio inferior à projeção para o mesmo ano realizada no ciclo de 2005. Tal diferença no ano base de 2006 resultou, em parte, do crescimento da economia em 2006 ter-se mostrado inferior ao previsto, além da ocorrência de diversos fenômenos atípicos e não contemplados nas premissas utilizadas no ciclo 2005, como temperaturas bem abaixo das médias históricas, paradas de grandes indústrias, entre outros.





**Gráfico 21 – Sistema Interligado Nacional: Projeção da Carga de Energia (MWmédio)
Comparação dos Ciclos 2005 e 2006**



Como se pode ver no gráfico, a projeção da carga de referência do ciclo 2005 situa-se, a partir de 2009, dentro da faixa projetada para a carga de energia do SIN no atual ciclo de planejamento, entre a trajetória inferior e a superior. A amplitude dessa faixa é de 3.745 MWmédio, ao final do horizonte decenal.

5. Consolidação das Projeções do Consumo Final Energético

A partir das considerações feitas e dos resultados obtidos anteriormente, compôs-se a projeção da demanda final de energia, por fonte energética, para o período 2006/2016. A demanda consolidada, apresentada nesta seção, contempla o consumo final energético, exceto o consumo do setor energético, associado às duas trajetórias de crescimento da economia consideradas. Conforme se mencionou anteriormente, os valores relativos ao ano de 2006 são preliminares, porém, em alguns casos, estimados com base em valores verificados em grande parte do ano.

No entanto, para analisar a evolução da demanda de energia vis à vis o comportamento da economia, é importante considerar-se o consumo final energético total, incluindo o consumo do setor energético. Para isso, extrapolou-se a participação do consumo do setor energético no consumo final energético total, com base em premissas aderentes às adotadas nos estudos do Plano Nacional de Energia – PNE 2030, o que resulta numa participação crescente, ao longo do horizonte decenal, do consumo do setor energético, evoluindo de 9,7% em 2006, para 10,5% em 2011 e 11,0% em 2016.

A Tabela 46 apresenta o consumo final energético total (incluindo o consumo do setor energético) para as duas trajetórias de crescimento analisadas, onde se pode observar que, para a trajetória inferior de crescimento, espera-se que o consumo final energético tenha um incremento médio anual de 4,1% até o ano de 2011 e de 4,8% ao ano de 2012 a 2016. Em média, durante a década, o consumo de energia cresce à taxa de 4,4% ao ano, ligeiramente superior ao crescimento da economia, de 4,2% ao ano, resultando, assim, em uma elasticidade-renda de 1,04.

No caso da trajetória superior, o consumo final energético crescerá, em média, 5,0% ao ano no período decenal, levemente superior ao crescimento médio anual do PIB brasileiro neste período (4,9%), resultando numa elasticidade-renda de 1,03.





Desta forma, espera-se que o crescimento do consumo de energia, em qualquer das trajetórias, acompanhe de perto a evolução da economia, situando-se a elasticidade-renda no entorno da unidade. Adicionalmente, a intensidade energética mantém-se praticamente constante ao longo do período.

A elasticidade-renda média resultante, para o próximo decênio, situa-se em torno de 1,0, portanto abaixo do valor de 1,1, média dos últimos anos (2000/2005). Esta queda no valor da elasticidade pode ser explicada por vários fatores decorrentes do cenário e das premissas utilizadas:

- Maior crescimento da economia que resulta, geralmente, em elasticidades menores; observa-se que, mesmo na trajetória inferior, a taxa de crescimento do PIB é superior à do histórico;
- O setor de serviços, que é menos intensivo em energia e agrega mais valor ao produto do que a indústria e outros setores da economia, ganha participação na economia nacional;
- Maior eficiência na produção e no uso da eletricidade, maior eficiência energética da frota de veículos do País, resultando em ganhos de eficiência energética na economia;
- Penetração, com ganho de participação, de fontes mais eficientes de energia, tais como a eletricidade, o gás natural e o bagaço de cana, e conseqüente redução de participação das fontes menos eficientes, como os combustíveis fósseis e a lenha;
- Queda da participação relativa dos consumidores energointensivos, no consumo de energia do País.

Tabela 46 – Brasil: Economia e Consumo Final Energético 2006/2016 – Trajetórias Superior e Inferior

	2006	2011	2016	Variação (% ao ano)		
				2006/2011	2011/2016	2006/2016
Consumo Final Energético (10³ tep) *						
Inferior	193.627	236.732	298.910	4,1	4,8	4,4
Superior	193.627	244.934	316.647	4,8	5,3	5,0
PIB (10⁹ R\$ 2006)						
Inferior	2.323	2.826	3.522	4,0	4,5	4,2
Superior	2.323	2.936	3.748	4,8	5,0	4,9
Intensidade Energética da Economia (tep/10³ R\$ [2006])						
Inferior	0,083	0,084	0,085	-	-	-
Superior	0,083	0,083	0,084	-	-	-
Elasticidade						
Inferior	-	-	-	1,03	1,06	1,04
Superior	-	-	-	1,00	1,05	1,03

* Inclui o consumo do setor energético.

As Tabelas 47 e 49 apresentam, respectivamente, para as trajetórias inferior e superior, os resultados obtidos para o consumo final energético por fonte (excluído o 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. Apresenta-se, ainda, nas Tabelas 48 e 50, a evolução da estrutura de consumo final energético por fonte, em termos percentuais, para as respectivas trajetórias inferior e superior.



Embora haja uma grande penetração do biodiesel, a sua participação na matriz de consumo final energético, no final do período decenal, é ainda relativamente pequena. O gás natural também ganha participação, bem como a eletricidade, que mantém a sua tendência histórica de expansão acima do crescimento do consumo total de energia e superior, também, ao ritmo de expansão da economia (elasticidade-renda do consumo de eletricidade > 1).

Na análise dos resultados das projeções, outro aspecto que merece destaque é o ganho de participação das fontes renováveis, como a hidreletricidade, ou de fontes mais limpas, como o gás natural. Como consequência, o consumo dos derivados de petróleo cresce em ritmo inferior à média, com taxas de 3,7% e 4,3% ao ano no decênio, respectivamente, para as trajetórias inferior e superior, perdendo participação relativamente às outras fontes em ambos os casos.

Tabela 47 – Brasil: Consumo Final Energético*, por Fonte (10³ tep) – Trajetória Inferior

Fonte	2006	2011	2016	2006/16 (Δ% a.a.)
Gás natural	10.893	15.176	18.305	5,3
Lenha	15.855	16.607	16.588	0,5
Bagaço de cana	13.998	16.658	20.426	3,9
Eletricidade	32.188	41.120	52.776	5,1
Álcool etílico carburante	7.167	10.127	14.652	7,4
Biodiesel	0	2.914	3.638	-
Outros	24.891	27.625	37.189	4,1
Derivados de petróleo	69.935	81.315	100.437	3,7
Óleo diesel	33.688	39.012	49.574	3,9
Óleo combustível	5.424	6.021	7.036	2,6
Gasolina	13.588	15.720	18.902	3,4
Gás liquefeito de petróleo	7.112	8.118	9.178	2,6
Outros derivados de petróleo	10.123	12.444	15.747	4,5
Consumo final energético	174.927	211.544	264.009	4,2

* Não inclui o consumo do setor energético.




Tabela 48 – Brasil: Estrutura do Consumo Final Energético*, por Fonte (%) – Trajetória Inferior

Fonte	2006	2011	2016
Gás natural	6,2	7,2	6,9
Lenha	9,1	7,9	6,3
Bagaço de cana	8,0	7,9	7,7
Eletricidade	18,4	19,4	20,0
Álcool etílico carburante	4,1	4,8	5,5
Biodiesel	0,0	1,4	1,4
Outros	14,2	13,1	14,1
Derivados de petróleo	40,0	38,4	38,0
<i>Óleo diesel</i>	19,3	18,4	18,8
<i>Óleo combustível</i>	3,1	2,8	2,7
<i>Gasolina</i>	7,8	7,4	7,2
<i>Gás liquefeito de petróleo</i>	4,1	3,8	3,5
<i>Outros derivados de petróleo</i>	5,8	5,9	6,0
Consumo final energético	100,0	100,0	100,0

* Não inclui o consumo do setor energético.

Tabela 49 – Brasil: Consumo Final Energético*, por Fonte (10³ tep) – Trajetória Superior

Fonte	2006	2011	2016	2006/16 (Δ% a.a.)
Gás natural	10.893	15.814	19.535	6,0
Lenha	15.855	16.899	17.176	0,8
Bagaço de cana	13.998	17.309	21.736	4,5
Eletricidade	32.188	42.671	55.800	5,7
Álcool etílico carburante	7.167	10.278	15.269	7,9
Biodiesel	0	3.043	3.897	-
Outros	24.891	28.696	39.564	4,7
Derivados de petróleo	69.935	84.164	106.698	4,3
<i>Óleo diesel</i>	33.688	40.784	53.156	4,7
<i>Óleo combustível</i>	5.424	6.249	7.476	3,3
<i>Gasolina</i>	13.588	15.948	19.774	3,8
<i>Gás liquefeito de petróleo</i>	7.112	8.330	9.611	3,1
<i>Outros derivados de petróleo</i>	10.123	12.852	16.681	5,1
Consumo final energético	174.927	218.874	279.675	4,8

* Não inclui o consumo do setor energético.



**Tabela 50 – Brasil: Estrutura do Consumo Final Energético*, por Fonte (%) – Trajetória Superior**

Fonte	2006	2011	2016
Gás natural	6,2	7,2	7,0
Lenha	9,1	7,7	6,1
Bagaço de cana	8,0	7,9	7,8
Eletricidade	18,4	19,5	20,0
Álcool etílico carburante	4,1	4,7	5,5
Biodiesel	0,0	1,4	1,4
Outros	14,2	13,1	14,1
Derivados de petróleo	40,0	38,5	38,2
Óleo diesel	19,3	18,6	19,0
Óleo combustível	3,1	2,9	2,7
Gasolina	7,8	7,3	7,1
Gás liquefeito de petróleo	4,1	3,8	3,4
Outros derivados de petróleo	5,8	5,9	6,0
Consumo final energético	100,0	100,0	100,0

* Não inclui o consumo do setor energético.

A seguir apresenta-se uma breve análise comparativa da situação atual da estrutura de consumo de energia final, por fonte, no Brasil, nos Estados Unidos (EUA) e no mundo, bem como da expectativa de evolução dessa estrutura nos próximos dez anos para Brasil e EUA.

Os Gráficos 22 e 24 ilustram a estrutura atual do consumo final de energia por fonte para o Brasil e para os Estados Unidos. Os dados norte-americanos foram obtidos do *Annual Energy Outlook 2006 – With Projections to 2030*, publicado pelo *U.S. Department of Energy – DOE/Energy Information Administration – EIA*, e são relativos ao ano de 2004. Para o Brasil, utilizaram-se os valores estimados para 2006, pela EPE.

A mencionada publicação do DOE/EIA, indica também uma projeção de referência da matriz de consumo final de energia norte-americana até 2030, discretizada de 5 em 5 anos. A fim de comparar a evolução dessa matriz de consumo dos EUA com a matriz de consumo brasileira, consideraram-se os valores para o consumo de energia final norte-americano, para o ano de 2015 (Gráfico 25), extraídos da referida publicação, e os correspondentes valores, para o Brasil, relativos ao ano de 2016 (Gráfico 23), resultantes dos estudos da EPE consolidados no presente relatório.

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: 21,2% do consumo final de energia brasileiro são atendidos por fontes renováveis, contra apenas 3,0% nos EUA.

Além disso, a participação da eletricidade também é um pouco superior no Brasil (18,4% contra 17,0% nos EUA) 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 nos EUA, onde a geração a partir de combustíveis fósseis predomina.

Em contrapartida, a participação dos derivados de petróleo no consumo final de energia do Brasil (40,0%) é significativamente inferior à participação dos derivados na matriz norte-americana (52,3%). Por outro lado, a participação do gás natural na matriz de consumo final de energia do Brasil ainda é bastante reduzida (6,2%) quando comparada com a média norte-americana (24,6%).





Num 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.

Nas projeções de demanda final de energia para o PDE 2007/2016, apresentadas neste relatório, verifica-se que o Brasil continuará apresentando tendência de aumento de participação da eletricidade (de 18,4% para 20,0%, em 10 anos) e do gás natural (de 6,2% para 6,9%) e de queda na participação dos derivados de petróleo (de 40,0% para 38,0%).

Para a estrutura de consumo norte-americana, os movimentos são ainda mais lentos. Assim, as alterações na estrutura do consumo final de energia, comparando-se os anos de 2004 e de 2015 (projeção de referência do DOE/EIA), são relativamente pequenas: a participação de derivados de petróleo ainda cresce, de 52,3% para 52,7%, a eletricidade também vê aumentada sua participação, de 17,0% para 17,9%, e o gás natural perde um pouco, saindo de 24,6% para 23,6%.

Ressalta-se que, da eletricidade atualmente gerada no País, cerca de 87% são oriundos de fontes renováveis (hidráulica, biomassa etc.). Estima-se que, em 2016, essa proporção gire em torno de 80%. Por outro lado, verifica-se um aumento de 18,4% para 20,0% na participação da eletricidade no consumo final de energia entre 2006 e 2016. Adicionalmente, a proporção das demais fontes renováveis, utilizadas diretamente no consumo final de energia, não varia muito no horizonte decenal, passando de 21,2% para 20,9%. Como resultado, a tendência é que a participação das fontes renováveis no consumo final de energia se mantenha praticamente constante no período, em torno de 37%.

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 os EUA. No que se refere à participação dos derivados de petróleo no consumo final de energia, a diferença entre o Brasil e os EUA tende, mesmo, a acentuar-se, atingindo, no horizonte decenal, 38,0% no Brasil contra 52,7% nos EUA.

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.

É também importante destacar que, atualmente, em termos mundiais, 42,3% do consumo final de energia são oriundos de derivados de petróleo, 16,2% de eletricidade, 16,0% de gás natural, 8,4% de carvão mineral e 17,1% de energéticos renováveis, conforme pode ser observado no Gráfico 26. Por sua vez, da eletricidade atualmente gerada no mundo, 18% são oriundos de fontes renováveis, contra 87% no Brasil. Adicionalmente, a proporção das demais fontes renováveis, utilizadas diretamente no consumo final de energia, é de 17,1%. Com isso, pode-se dizer que, do consumo total final de energia no mundo, 20,0% são provenientes de fontes renováveis, contra 37% no Brasil.





Gráfico 22 – Brasil: Estrutura do Consumo por Fonte (%) – 2006

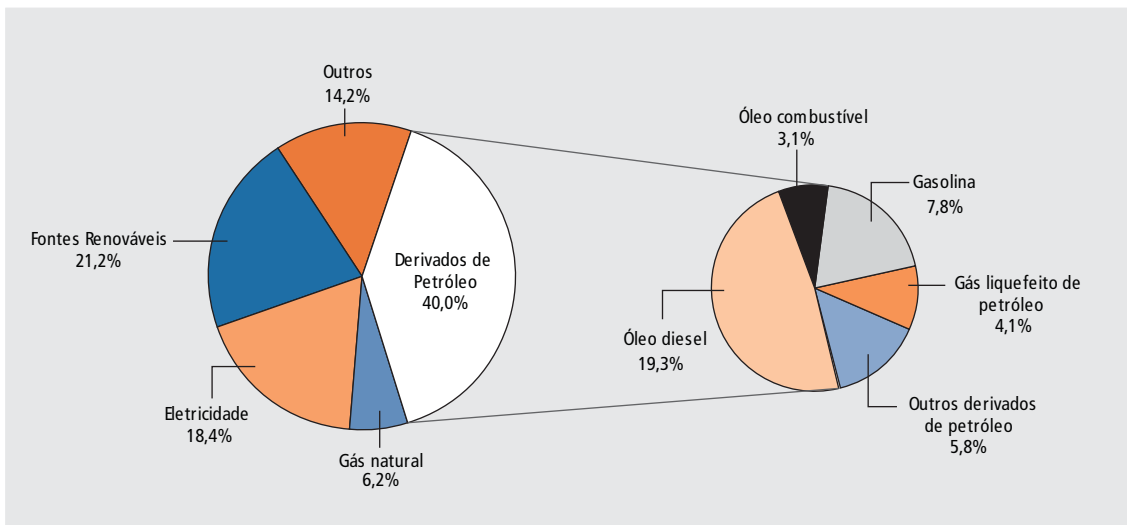
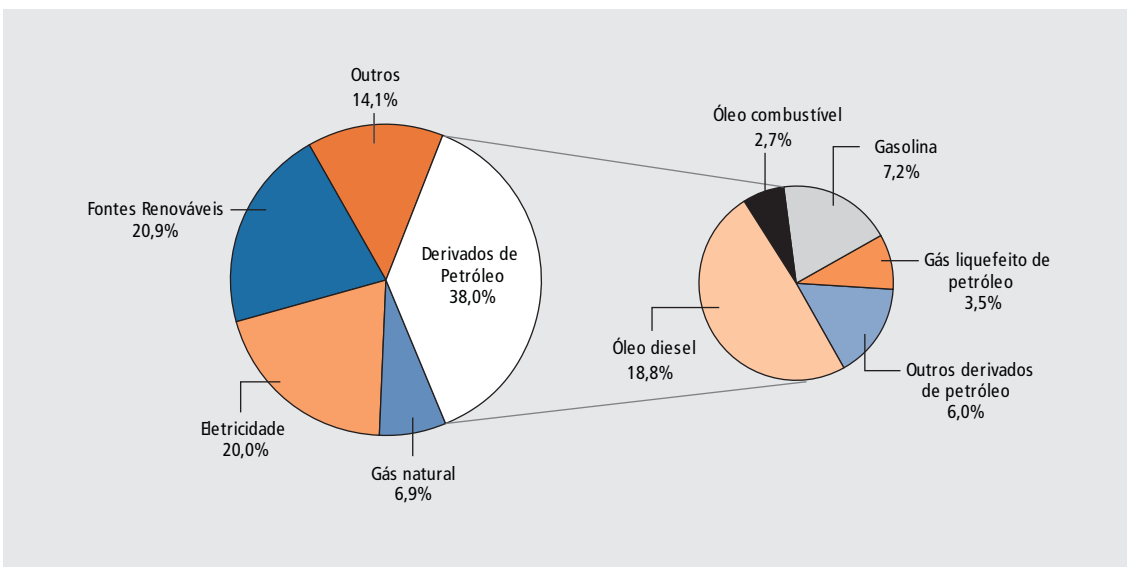


Gráfico 23 – Brasil: Estrutura do Consumo por Fonte (%) – 2016



Fonte: DOE/EIA, Annual Energy Outlook 2006.





Gráfico 24 – Estados Unidos: Estrutura do Consumo por Fonte (%) – 2004

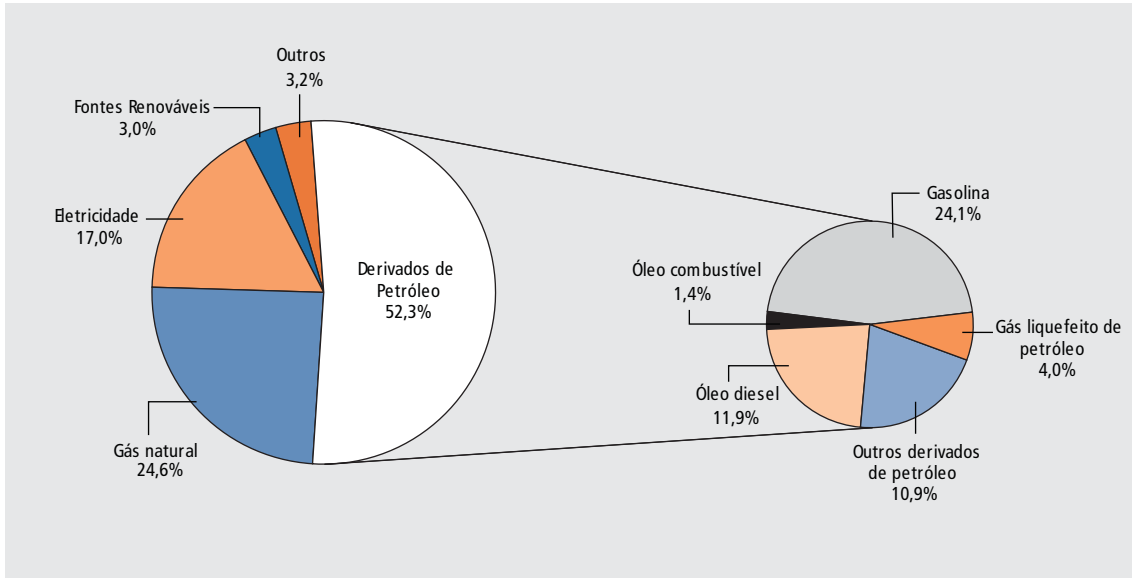
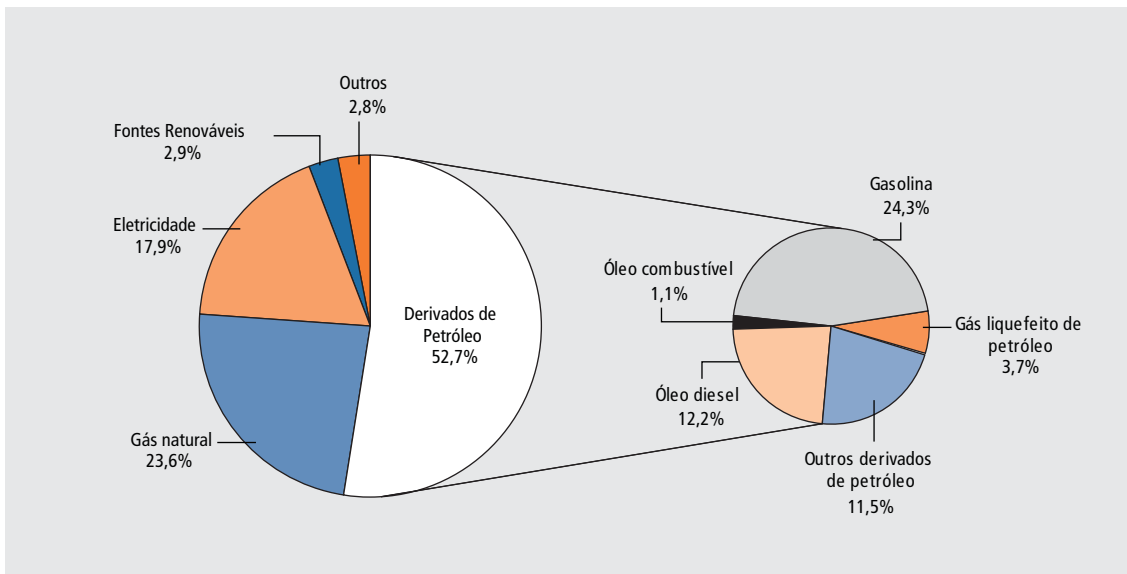


Gráfico 25 – Estados Unidos: Estrutura do Consumo por Fonte (%) – 2015

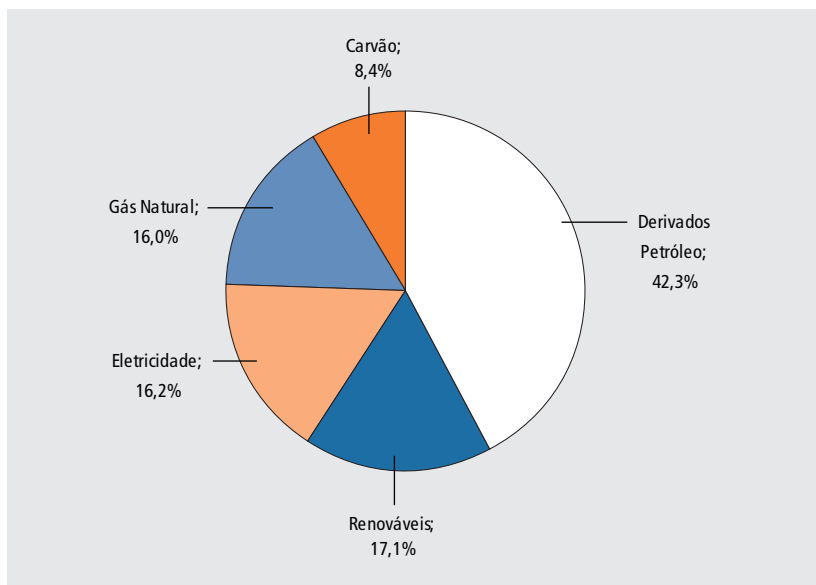


Fonte: DOE/EIA, Annual Energy Outlook 2006.





Gráfico 26 – Mundo: Estrutura do Consumo por Fonte (%) – 2004



Fonte: IEA, Key World Energy Statistics 2006.





LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Brasil: Economia e Consumo Final Energético – 1970/2005	32
Tabela 2 – Brasil: Consumo Final por Fonte (10^3 tep)	36
Tabela 3 – Brasil: Consumo Final por Fonte (variação % ao ano)	36
Tabela 4 – Brasil: Estrutura do Consumo Final por Fonte (%)	37
Tabela 5 – Brasil: Consumo Final por Setor (10^3 tep)	38
Tabela 6 – Brasil: Estrutura do Consumo Final por Setor (%)	39
Tabela 7 – Brasil: Consumo Final Energético, por Fonte, 2005 (10^3 tep)	40
Tabela 8 – Taxa de Crescimento Econômico Mundial (% a.a.)	44
Tabela 9 – Taxa de Crescimento Econômico Mundial em PPP (% a.a.)	44
Tabela 10 – Taxas de Crescimento do PIB e do Comércio Mundiais (% a.a.)	44
Tabela 11 – Projeções de Investimento para Setores Econômicos Específicos	49
Tabela 12 – Investimento em Infra-Estrutura 2007 a 2010 – PAC	50
Tabela 13 – Projeções da Taxa de Crescimento Econômico para o Brasil nos Próximos 4 anos (% a.a.)	50
Tabela 14 – Brasil: Taxas Médias de Crescimento do PIB (% a.a.)	51
Tabela 15 – Fatores que Influenciam os Preços Mundiais de Petróleo no Cenário Arquipélago	53
Tabela 16 – Brasil e Regiões: Projeção da População Total Residente (10^3 habitantes) – 2006/2016	54
Tabela 17 – Brasil e Regiões: Projeção do Número de Domicílios (10^3) – 2006/2016	54
Tabela 18 – Brasil e Regiões: Projeção da Demanda de Óleo Diesel (10^3 m ³) – 2006/2016	59
Tabela 19 – Brasil: Projeção do Consumo Final Energético de GLP, por Setor (10^3 m ³) – 2006/2016	62
Tabela 20 – Brasil e Regiões: Projeção do Consumo Final Energético de GLP (10^3 m ³) – 2006/2016	63
Tabela 21 – Brasil e Regiões: Projeção do Consumo de Gasolina Pura (10^3 m ³) – 2006/2016	66
Tabela 22 – Brasil e Regiões: Projeção do Consumo de Álcool Carburante (10^3 m ³) – 2006/2016	67
Tabela 23 – Brasil: Projeção da Demanda de Óleo Combustível, por Setor (10^3 m ³) – 2006/2016	70
Tabela 24 – Brasil: Projeção do Consumo Final Energético de Outros Derivados de Petróleo (10^3 m ³), Trajetórias Inferior e Superior – 2006/2016	72
Tabela 25 – Brasil e Regiões: Projeção do Consumo Final Energético de Gás Natural (10^3 m ³ /dia) – 2006/2016	74
Tabela 26 – Brasil: Projeção do Consumo Final Energético de Gás Natural, por Setor (10^3 m ³ /dia) – 2006/2016	75
Tabela 27 – Projeção da Demanda Termelétrica de Gás Natural (10^3 m ³ /dia)	77
Tabela 28 – Projeção da Demanda de Gás Natural do Sistema Petrobras (10^3 m ³ /dia)	78
Tabela 29 – Brasil: Projeção da Demanda Total de Biocombustíveis (10^3 m ³) – 2006/2016	79
Tabela 30 – Brasil: Projeção do Consumo Final Energético de Bagaço de Cana-de-açúcar *(10^3 tep) – trajetórias Inferior e Superior – 2006/2016	81
Tabela 31 – Brasil: Projeção do Consumo Final energético de Lenha (10^3 tep), Trajetórias Inferior e Superior – 2006/2016	83
Tabela 32 – Brasil: Grandes Consumidores Industriais - Autoprodução Clássica (TWh) – Trajetórias Superior e Inferior	87
Tabela 33 – Brasil: Grandes Consumidores Industriais – Produção Física (10^3 t/ano)	87
Tabela 34 – Brasil: Grandes Consumidores Industriais – Consumo de Energia Elétrica (TWh)	88
Tabela 35 – Brasil: Consumo Total de Energia Elétrica (TWh) – Trajetórias Superior e Inferior	89
Tabela 36 – Brasil: Consumo de Energia Elétrica, por Classe (GWh) – Trajetória Inferior	91
Tabela 37 – Brasil: Consumo de Energia Elétrica, por Classe (GWh) – Trajetória Superior	91
Tabela 38 – Brasil: Consumo de Energia Elétrica, por Subsistema (GWh) – Trajetória Inferior	92
Tabela 39 – Brasil: Consumo de Energia Elétrica, por Subsistema (GWh) – Trajetória Superior	93
Tabela 40 – Sistema Interligado Nacional (SIN) e Subsistemas: Carga de Energia (MWmédio) – Trajetória Inferior	95
Tabela 41 – Sistema Interligado Nacional (SIN) e Subsistemas: Carga de Energia (MWmédio) – Trajetória Superior	96
Tabela 42 – Sistema Interligado Nacional (SIN) e Subsistemas: Carga de Demanda* (MWh/h) – Trajetória Inferior	97
Tabela 43 – Sistema Interligado Nacional (SIN) e Subsistemas: Carga de Demanda* (MWh/h) – Trajetória Superior	98
Tabela 44 – Sistema Interligado Nacional (SIN) e Subsistemas: Carga de Energia (MWmédio) – Trajetória Inferior	99
Tabela 45 – Sistema Interligado Nacional (SIN) e Subsistemas: Carga de Energia (MWmédio) – Trajetória Superior	100





Tabela 46 – Brasil: Economia e Consumo Final Energético 2006/2016 – Trajetórias Superior e Inferior	102
Tabela 47 – Brasil: Consumo Final Energético, por Fonte (10^3 tep) – Trajetória Inferior	103
Tabela 48 – Brasil: Estrutura do Consumo Final Energético, por Fonte (%) – Trajetória Inferior	104
Tabela 49 – Brasil: Consumo Final Energético, por Fonte (10^3 tep) – Trajetória Superior	104
Tabela 50 – Brasil: Estrutura do Consumo Final Energético, por Fonte (%) – Trajetória Superior	105

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Brasil: Elasticidade-Renda do Consumo Final Energético	33
Gráfico 2 – Brasil: Intensidade Energética da Economia	34
Gráfico 3 – Taxas de Crescimento do PIB por Regiões (% a.a.)	45
Gráfico 4 – Origem do Déficit em Transações Correntes Americano (% PIB)	46
Gráfico 5 – Evolução dos Índices de Preços de Commodities e Petróleo (1995=base 100)	48
Gráfico 6 – Evolução do Preço do Petróleo do Tipo Brent no Cenário Arquipélago	52
Gráfico 7 – Demanda de Óleo Diesel e de Biodiesel (10^3 m ³) – Trajetórias Superior e Inferior	60
Gráfico 8 – Demanda de GLP (10^3 m ³) – Trajetórias Superior e Inferior	64
Gráfico 9 – Consumo de Gasolina Pura (10^3 m ³) – Trajetórias Superior e Inferior	68
Gráfico 10 – Consumo de Álcool Carburante (10^3 m ³) – Trajetórias Superior e Inferior	68
Gráfico 11 – Demanda de Óleo Combustível (10^3 m ³) – Trajetórias Superior e Inferior	71
Gráfico 12 – Demanda Final de Outros Secundários de Petróleo (10^3 m ³) – Trajetórias Superior e Inferior	72
Gráfico 13 – Demanda Final de Gás Natural (10^3 m ³ /dia) – Trajetórias Superior e Inferior	76
Gráfico 14 – Consumo Final Energético de Gás Natural, por Segmento, Trajetória Inferior – Número Índice: base 2006 = 100	76
Gráfico 15 – Demanda Total de Biocombustíveis (10^3 m ³) – Trajetórias Superior e Inferior	80
Gráfico 16 – Consumo Final Energético de Bagaço de Cana-de-açúcar (10^3 tep) – Trajetórias Superior e Inferior	81
Gráfico 17 – Consumo Final Energético de Lenha (10^3 tep) – Trajetórias Superior e Inferior	83
Gráfico 18 – Eletricidade Total Conservada	86
Gráfico 19 – Parcela da Eletricidade Conservada por Setor	86
Gráfico 20 – Brasil: Consumo de Energia Elétrica (GWh) – Trajetórias Superior e Inferior	94
Gráfico 21 – Sistema Interligado Nacional: Projeção da Carga de Energia (MWmédio) – Comparação dos Ciclos 2005 e 2006	101
Gráfico 22 – Brasil: Estrutura do Consumo por Fonte (%) – 2006	107
Gráfico 23 – Brasil: Estrutura do Consumo por Fonte (%) – 2016	107
Gráfico 24 – Estados Unidos: Estrutura do Consumo por Fonte (%) – 2004	108
Gráfico 25 – Estados Unidos: Estrutura do Consumo por Fonte (%) – 2015	108
Gráfico 26 – Mundo: Estrutura do Consumo por Fonte (%) – 2004	109





3

Oferta de Energia Elétrica



● Parte 1 – Geração de Energia Elétrica	115
● Parte 2 – Transmissão de Energia Elétrica	193
● Parte 3 – Análise Socioambiental do Sistema Elétrico	387

3

Oferta de Energia Elétrica (parte1) Geração de Energia Elétrica



1. Metodologia e Critérios.....	117
2. Diretrizes e Premissas	118
2.1. Sistema Existente.....	118
2.2. Integração dos Sistemas Isolados.....	123
2.3. Fontes de Geração.....	128
2.4. Diretrizes Gerais para a Expansão da Geração.....	142
3. Expansão da Geração para a Trajetória Inferior de Mercado	145
4. Expansão da Geração para a Trajetória Superior de Mercado.....	160
5. Estudos com Três Patamares de Carga	164
6. Atendimento à Demanda Máxima	176
Referências Bibliográficas	179
ANEXO I – Limites de Intercâmbio da Configuração de Referência.....	179
ANEXO II – Usinas Hidrelétricas da Expansão.....	181
ANEXO III – Usinas Termelétricas da Expansão.....	185
ANEXO IV – Novas Usinas Termelétricas a Biomassa.....	187
LISTA DE TABELAS	189
LISTA DE GRÁFICOS.....	190
LISTA DE FIGURAS	191



O objetivo do presente estudo de planejamento é apresentar um cenário para a expansão da geração e das principais interligações entre os subsistemas no período 2007/2016 de forma a atender às projeções de carga de energia elétrica prevista, compreendida entre uma trajetória inferior e outra superior, conforme tratado no Capítulo II – Demanda da Energia.

A expansão aqui proposta segue critérios que asseguram a garantia de suprimento, de forma ambientalmente sustentável e minimizando os custos totais esperados, compostos pelos investimentos, inclusive custos socioambientais, e pelos custos de operação.

Inicialmente são brevemente descritos os procedimentos metodológicos adotados para a formulação dos cenários de expansão da geração.

Em seguida são apresentadas as premissas e diretrizes gerais adotadas para a elaboração da expansão da geração, incluindo, dentre outras, o sistema de geração existente, os sistemas isolados a serem integrados, considerações gerais sobre as fontes de geração, e os limites de intercâmbios entre subsistemas.

Na seqüência são apresentadas as configurações de expansão da geração resultantes para as trajetórias inferior e superior das projeções de carga de energia elétrica, e os correspondentes resultados de riscos de déficit de energia e custos marginais de operação.

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

Análises de sensibilidade, considerando, em função de condicionantes estratégicos e socioambientais, o efeito de hipóteses de postergações de projetos na configuração de referência, de modo a avaliar as conseqüências sobre as condições de atendimento à carga projetada, serão objeto de estudos específicos posteriores.

1. Metodologia e Critérios

O Conselho Nacional de Política Energética - CNPE estabeleceu, através da resolução nº 1 de 18/11/2004, que os estudos de planejamento de expansão da oferta de energia elétrica devem aplicar o critério de garantia assim definido: “o risco de insuficiência da oferta de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional não poderá exceder a 5% (cinco por cento) em cada um dos subsistemas que o compõem”. É importante observar que, neste contexto, entende-se por “risco de déficit” a probabilidade de que a disponibilidade de 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.

Desta forma, procurou-se determinar, para o horizonte de estudo considerado, a seqüência mais econômica de obras, em termos de seus custos de geração e das ampliações das capacidades de intercâmbio entre os subsistemas. Foram selecionadas como candidatas as obras julgadas como socioambientais viáveis e com previsão de início de operação compatível com os prazos necessários ao desenvolvimento do projeto, licenciamento ambiental, licitação e, finalmente, construção.

Destarte, 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%.

Adicionalmente, adotou-se como critério de elaboração das alternativas de expansão da geração a igualdade entre os custos marginais de operação e de expansão⁵ para cada ano no período 2010 a 2016. A metodologia consiste em agregar fontes de geração de energia, segundo um critério de ordenação dos índices custo/benefício dos projetos candidatos no período 2010/2016, de tal forma que o custo marginal de operação em cada subsistema seja igual ao custo marginal de expansão.

5 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 leilão A-5 de 2006 de novos empreendimentos pode ser utilizado como uma aproximação de mercado para uma curva de custo de expansão, pois é o resultado 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.





O Custo Marginal de Expansão foi estimado com base nos preços finais relativos ao conjunto de novos empreendimentos hidrelétricos e termelétricos que venderam no leilão de compra de energia nova realizado em outubro de 2006, energia essa a ser entregue às distribuidoras do SIN a partir de janeiro de 2011. Assim, adotou-se no processo de convergência o valor de R\$138/MWh para o custo marginal de expansão, correspondente ao valor de preço máximo obtido naquela amostra.

Resumidamente, dado um determinado custo do déficit⁶, 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 do planejamento adotar, adicionalmente, este critério da expansão econômica parte do princípio 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.

A adoção concomitante destes dois critérios pode indicar a necessidade de expansão da geração superior à que ocorreria em um leilão de energia nova (A-3 e A-5) e da expansão proporcionada pelo mercado livre. Isto decorre do fato de que atualmente o planejamento é feito com um valor de custo de déficit definido exogenamente e os leilões de energia nova se realizam tendo por base a busca da igualdade das declarações de compra das distribuidoras e a garantia física das usinas contratadas, as quais são calculadas com o critério de risco anual de déficit igual a 5%.

Adicionalmente, entende-se como uma linha de pesquisa válida para os próximos ciclos de planejamento da expansão, a identificação de um Custo de Déficit em função do risco de déficit tendendo ao limite de 5%, garantindo o equilíbrio entre oferta e demanda sem abrir mão do critério da expansão econômica.

2. Diretrizes e Premissas

❖ 2.1. Sistema Existente

A capacidade instalada por tipo de usina do parque gerador existente do Setor Elétrico Brasileiro - SEB em 31/12/2006, 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 a seguir.

Tabela 1 – Empreendimentos Existentes em 31/12/2006, Incluindo os Sistemas Isolados.

Fonte	Nº usinas	MW	Estrutura (%)
Hidrelétrica	633	73.678	72,1
Gás	101	10.798	10,6
Petróleo	568	4.466	4,4
Biomassa	269	3.693	3,6
Nuclear	2	2.007	2,0
Carvão Mineral	7	1.415	1,4
Eólica	15	237	0,2
Potência Instalada	1.595	96.294	94,3
Inportação Contratada ⁽¹⁾		5.850	5,7
Potência Disponível		102.144	100

(1) Paraguai Itaipu - 5.600 MW; Paraguai ANDE - 50 MW; Venezuela - 200 MW.

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

⁶ O custo do déficit utilizado neste ciclo de planejamento foi de R\$ 2.286/MWh, conforme Nota Técnica MME/EPE [5]. Este valor também foi utilizado para o cálculo da garantia física de novos projetos nos leilões de energia de 2006.



**Tabela 2 - Empreendimentos Hidrelétricos Existentes no SIN em 31/12/2006.**

Aproveitamento	Rio	UF	Subsistema	Potência (MW)
Água Vermelha	Grande	SP/MG	Sudeste	1.396
Armando Avenllanal Laydner	Parapanema	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
Cana Brava	Tocantins	GO	Sudeste	472
Candongá	Doce	MG	Sudeste	140
Canoas I	Parapanema	SP/PR	Sudeste	83
Canoas II	Parapanema	SP/PR	Sudeste	72
Capim Branco I	Araguari	MG	Sudeste	240
Capivara	Parapanema	SP/PR	Sudeste	640
Chavantes	Parapanema	SP/PR	Sudeste	414
Complexo Paulo Afonso-Moxotó	São Francisco	BA	Nordeste	4.285
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
Espora	Correntes	GO	Sudeste	32
Estreito	Tocantins	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	183
Irapé	Jequitinhonha	MG	Sudeste	360
Itá	Uruguai	SC/RS	Sul	1.450
Itaipu (60 Hz)	Iguaçu	-	Itaipu	6.650
Itaipu (50 Hz) (*)	Iguaçu	-	Itaipu	5.601
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	72
Lajeado	Tocantins	TO	Sudeste	903
Mascarenhas de Moraes	Grande	MG	Sudeste	478
Machadinho	Pelotas	RS/SC	Sul	1.140
Manso	Manso	MT	Sudeste	210
Marimbondo	Grande	MG/SP	Sudeste	1.488
Mascarenhas	Doce	MG	Sudeste	181
Miranda	Araguari	MG	Sudeste	408
Monte Claro	Das Antas	RS	Sul	130
Nova Avanhandava	Tietê	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	904
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 Osorio	Iguaçu	PR	Sul	1.078
Santa Branca	Paraíba do Sul	SP	Sudeste	58





Aproveitamento	Rio	UF	Subsistema	Potência (MW)
Sao Simao	Paranaíba	MG/GO	Sudeste	1.710
Segredo	Iguaçu	PR	Sul	1.260
Serra Mesa	Tocantins	GO	Sudeste	1.275
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	Parapanema	SP/PR	Sudeste	554
Três Marias	São Francisco	MG	Sudeste	396
Tucuruí	Tocantins	PA	Norte	7.240
Volta Grande	Grande	MG/SP	Sudeste	380
Xingó	São Francisco	AL/SE	Nordeste	3.162
Total				76.807

Dados atualizados pela reunião do CMSE de janeiro de 2007.

As usinas Samuel e Balbina, apesar de existentes, não foram incluídas por não estarem conectadas ao SIN até 31/12/2006.

(*) Considera o abatimento da carga da ANDE

Da mesma forma, a Tabela 3, a seguir, apresenta usinas termelétricas do SIN consideradas neste Plano Decenal como existentes em 31/12/2006.

Tabela 3 – Usinas Termelétricas Existentes no SIN em Dezembro/2006

Usina	UF	Subsistema	Combustível	Potência (MW)
Alegrete	RS	Sul	Óleo	66
Altos	PI	Nordeste	Diesel	13
Angra 1	RJ	Sudeste	Nuclear	657
Angra 2	RJ	Sudeste	Nuclear	1.350
Aparecida G	AM	Am	Gás	70
Aracati	CE	Nordeste	Diesel	12
Araucaria	PR	Sul	Gás	485
Baturité	CE	Nordeste	Diesel	12
Camacari D	BA	Nordeste	Diesel	347
Campo Maior	PI	Nordeste	Diesel	13
Canoas	RS	Sul	Gás	161
Carioba	SP	Sudeste	Óleo	36
Caucaia	CE	Nordeste	Diesel	15
Charqueadas	RS	Sul	Carvão	72
Crato	CE	Nordeste	Diesel	13
Cuiaba G CC	MT	Sudeste	Gás	480
Daia	GO	Sudeste	Óleo	44
El Paso GDLW	AM	Am	Diesel	158
El Paso TGB	AM	Am	Gás	110
El Paso TGD	AM	Am	Gás	80
Eletrobolt	RJ	Sudeste	Gás	386
Fafen	BA	Nordeste	Gás	151
Figueira	PR	Sul	Carvão	20
Fortaleza	CE	Nordeste	Gás	347
Ibirité	MG	Sudeste	Gás	235
Igarape	MG	Sudeste	Óleo	131
Iguatu	CE	Nordeste	Diesel	15





Usina	UF	Subsistema	Combustível	Potência (MW)
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
Jaguarari	BA	Nordeste	Diesel	102
Juazeiro	CE	Nordeste	Diesel	15
Juiz De Fora	MG	Sudeste	Gás	87
Macaé Merchant	RJ	Sudeste	Gás	929
Marambaia	PI	Nordeste	Diesel	13
Maua Exp	AM	AM	Gás	480
Nazaria	PI	Nordeste	Diesel	13
Norteflu-1	RJ	Sudeste	Gás	400
Norteflu-2	RJ	Sudeste	Gás	100
Norteflu-3	RJ	Sudeste	Gás	200
Norteflu-4	RJ	Sudeste	Gás	169
Nutepa	RS	Sul	Óleo	24
Presidente Médici A	RS	Sul	Carvão	126
Presidente Médici B	RS	Sul	Carvão	320
Pecem	CE	Nordeste	Diesel	15
Pie C Rocha	AM	AM	Gás	65
Pie Jaraqui	AM	AM	Gás	60
Pie Manauara	AM	AM	Gás	60
Pie P Negra	AM	AM	Gás	60
Pie Tambaqui	AM	AM	Gás	60
Piratininga Nova	SP	Sudeste	Gás	386
Piratininga 12 GN	SP	Sudeste	Gás	200
Piratininga 12 O	SP	Sudeste	Óleo	200
Rio Madeira	RO	RO	Diesel	90
Roberto Silveira G	RJ	Sudeste	Gás	32
Roberto Silveira O	RJ	Sudeste	Óleo	30
Rio Acre	AC	AC	Diesel	36
São Jerônimo	RS	Sul	Carvão	20
Santana EXP	AP	AP	Diesel	108
Santana GDL	AP	AP	Diesel	62
Santana TG	AP	AP	Diesel	54
St.cruz 34	RJ	Sudeste	Óleo	440
Sta Cruz DIE	RJ	Sudeste	Diesel	166
Termonorte 1	RO	RO	Diesel	64
Termonorte 2	RO	RO	Oleo	340
Termobahia	BA	Nordeste	Gás	186
Termoceara	CE	Nordeste	Gás	220
Termopernambuco	PE	Nordeste	Gás	638
Termorio	RJ	Sudeste	Gás	1.036
Tres Lagoas	MS	Sudeste	Gás	240
Uruguiana G (*)	RS	Sul	Gás	638
Ute Brasília	DF	Sudeste	Diesel	10
W. Arjona G	MS	Sudeste	Gás	190
Xavante	GO	Sudeste	Diesel	54
			Total	15.074

Dados atualizados pela reunião do CMSE de janeiro de 2007.

(*) Limitada a 217 MW, conforme Portaria MME nº 153/2005.





Em complementação à capacidade instalada existente apresentada nas tabelas acima, a Tabela 4 a seguir apresenta os montantes de Pequenas Centrais Hidrelétricas, Biomassa e Eólicas, existentes em 31/12/2006.

Tabela 4 – PCHs, Biomassa e Eólicas Existentes em 31/12/2006.

Usina	Potência (MW)
PCH	2.023
Biomassa	570
Eólica	208
Total	2.801

Esses empreendimentos, conforme indicam as tabelas acima, totalizam mais de 95 GW.

Face à distribuição geográfica dos grandes centros de carga, o Sistema Interligado Nacional – 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 setembro/2008, 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, o AHE comporá um subsistema que leva o seu nome, e que será conectado ao subsistema Norte.

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.

❖ 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 2008 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 relatórios específicos.

Sistema Isolado Acre-Rondônia

O sistema Acre-Rondônia será integrado ao SIN por Linhas de Transmissão – LTs em 230 kV que perfazem aproximadamente 950 km de extensão, e encontram-se listadas na tabela abaixo. Estas LTs 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

Fonte: ANEEL.





Uma vez que a previsão de entrada em operação comercial destas LTs é de 18 meses, no presente estudo foi considerada essa interligação a partir de setembro/2008.

No Plano Decenal anterior (2006/2015) estava prevista 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.

Neste Plano, ao se analisar o balanço de oferta e demanda do subsistema Acre-Rondônia, não foi considerada a presença desse gasoduto⁷, o que faz com que parte da carga do referido subsistema seja atendida com geração térmica a óleo diesel. Dessa forma, para suprir a demanda dessa região 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	90,0
PIE Termonorte I	Porto Velho	4	MD	64,0
PIE Termonorte II	Porto Velho	3	TG	221,4
PIE Termonorte III	Porto Velho	1	TV	118,6
Total				710,0

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	36,0
UTE Rio Branco I	Rio Branco	7	GD	15,8
UTE Rio Branco II	Rio Branco	15	GD	27,2
Total				79,0

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

Os parques geradores previstos para os subsistemas Rondônia e Acre a partir de setembro/2008, 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.

⁷ Ver considerações a respeito do gasoduto Urucu-Porto Velho no Capítulo VI, item 4.3.1.



**Tabela 8 – Parque Gerador Provável do Sistema Rondônia após a Interligação - Eletronorte**

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	90,0
PIE Termonorte I	Porto Velho	4	MD	64,0
PIE Termonorte II	Porto Velho	3	TG	221,4
PIE Termonorte II	Porto Velho	1	TV	118,6
Total				783,5

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 - Eletronorte

Usina	Localização	Nº Unidades	Tipo	Potência (MW)
UTE Rio Acre	Rio Branco	2	TG	36,0

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 recentes 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 PCHs – ANEEL, Eletronorte/CERON e CCPE

Usina	Localização	Potência (MW)	Data
PCH Primavera (P.Bueno)	Pimenta Bueno	18,2	2006
PCH Matinuv	Vilhena	0,9	2006
PCH Apertadinho	Vilhena	30,0	2007
PCH Ângelo Cassol	Alta Floresta	3,6	2008
PCH Cascata Chupinguaia	Chupinguaia	7,0	2008
PCH Santa Cruz de Monte Negro	Monte Negro	17,0	2008
PCH S. João dos Parecis	Alta Floresta	3,0	2009
PCH Canaã	Ariquemes	17,0	2009
PCH Jamari	Ariquemes	20,0	2009
PCH Machadinho (Jaru)	Machadinho	10,5	2010
PCH C. Formosa (Ariquemes)	Buritis	12,3	2010
PCH Marcol	Vilhena	2,5	2010
PCH Figueira	Alta Floresta	1,5	2011
PCH Cascata	Vilhena	5,0	2012
PCH Cachimbo Alto	Rolim Moura	5,0	2012
PCH Cassimiro	Rolim Moura	2,6	2012
Total		156,1	

Fonte: ANEEL, ELETRONORTE e CCPE.





Sistemas isolados de Manaus e Macapá

Os estudos realizados indicaram que os sistemas isolados de Manaus-Macapá devem ser integrados ao SIN por meio da construção da LT Tucuruí/Manaus (Subestação – SE Cariri) em 500 kV, com aproximadamente 1.470 km de extensão, e da LT Jurupari/Macapá, em 230 kV, com 340 km de extensão, com início de operação previsto para janeiro/2012. Planeja-se ainda o atendimento a algumas localidades na margem esquerda do rio Amazonas por meio de transformação 500/138 kV na SE Oriximiná e transformação 230 / 69 kV na SE Laranjal do Jarí.

Devido à competitividade do empreendimento, em face da CCC (Conta de Consumo de Combustíveis) evitada, os estudos indicaram que a data mais próxima para a entrada em operação da interligação Tucuruí-Macapá-Manaus deve ficar restrita às questões do cronograma físico de sua implantação, e a data mais tardia, o ano de 2012.

Deve ser destacado que estas linhas de transmissão, em especial a LT Tucuruí/Manaus, somente deverão ser licitadas após a obtenção das respectivas licenças ambientais prévias, em prol da atenuação dos riscos do empreendedor e da conseqüente modicidade tarifária.

Outra questão relevante neste sistema isolado é a entrada em operação comercial do gasoduto Coari-Manaus em 2008, 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 (com expansão para 7,5 milhões de m³/dia), o que permitirá operar um parque termelétrico de cerca de 900 MW, ciclo simples. 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.

Por outro lado, face aos prazos físicos necessários para o desenvolvimento e implementação desse projeto, a data mais próxima para a sua entrada em operação seria meados de 2011. Nesse horizonte, com a proximidade da entrada em operação das primeiras máquinas dos projetos do Rio Madeira, abre-se a possibilidade da integração de Manaus ao sistema interligado ser feita a partir das usinas hidrelétricas previstas para o rio Madeira, ou seja, Santo Antônio e Jirau. Esta opção apresenta motivadores devido à possibilidade da rota da linha seguir o traçado da BR 319, o que traria menores impactos ambientais, faltando ser equacionada, entretanto, a viabilidade técnica da travessia do rio Amazonas nas proximidades de Manaus. Desta forma, essa alternativa deverá ser objeto de estudos que avaliem aspectos técnico-econômicos, ambientais e de atendimento às cargas regionais.

Neste Plano adotou-se, para efeito das análises energéticas, a integração do sistema Manaus através da alternativa da LT Tucuruí-Macapá-Manaus.

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

Tabela 11 – 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 Tambaqui	Manaus	5	GDL	60,0
PIE Jaraqui	Manaus	5	GDL	60,0
PIE Manauara	Manaus	5	GDL	60,0
			Total	1.231,5

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



**Tabela 12 – 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				234,8

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 13 – 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				1.423,0

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

Tabela 14 – 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	TD	54,0
UTE Santana GD	Santana	4	MD	62,8
UTE Santana Exp.	Santana	4	MD	108,0
Total				302,8

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





❖ 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 2016. Dentre essas fontes destacam-se: a geração de energia elétrica a partir de hidrelétricas de médio e grande portes, de Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs, de termelétricas a biomassa, a gás natural, a óleo combustível, a carvão mineral e as usinas eólicas. 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 constitui uma das maiores vantagens competitivas do 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 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, o MME 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, foram iniciados os estudos de viabilidade técnica, econômica e socioambiental para estabelecer novos paradigmas para os projetos, a serem apresentados 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.

A Tabela 15 apresenta os 7 (sete) empreendimentos cujos estudos de viabilidade foram aprovados pela ANEEL e que correspondem a 1.193 MW de capacidade instalada, mas ainda não foram licitados.

Tabela 15 – Hidrelétricas com Estudos de Viabilidade Aprovados pela ANEEL e não Licitadas (dez/2006)

Usina	Rio	UF	Pot. (MW)	Empreendedor	Ato	Data
Tocantins (Ipueiras)	Tocantins	TO	480,0	Ipueiras Energia	Desp. 1687	27/10/05
Sacos	Formoso	BA	50,0	Workinvest + Queiroz Galvão	Desp. 269	09/05/02
Itaguaçu	Claro	GO	130,0	Consórcio Itaguaçu	Desp. 156	21/03/02
Barra do Pomba	Paraíba do Sul	RJ	80,0	Santa Gisele	Desp. 2161	20/09/06
Cambuci	Paraíba do Sul	RJ	50,0	Santa Gisele	Desp. 2162	20/09/06
Baixo Iguaçu	Iguaçu	PR	350,0	Engevix	Desp. 2163	20/09/06
Salto Grande	Chopim	PR	53,3	Foz do Chopim Energética	Desp. 138	18/03/02
Total			1.193,3			

Fonte: ANEEL/SGH (Novembro/2006).





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. Portanto, esse projeto deverá ser revisto e um novo estudo de viabilidade deverá ser desenvolvido. Este novo aproveitamento, a princípio denominado Tocantins, poderá ser considerado apenas no final do horizonte do Decenal por aguardar revisão de seu projeto.

A Tabela 16 relaciona os 12 (doze) empreendimentos cujos estudos de viabilidades foram apresentados à ANEEL e que totalizam quase 20 GW de capacidade instalada. Estes projetos estão em análise pela referida entidade.

Tabela 16 – Hidrelétricas com Estudos de Viabilidade em Análise pela ANEEL (dez/2006)

Usina	Rio	UF	Potência (MW)	Agente Interessado
Belo Monte	Xingu	PA	11.182,0	Eletronorte
Jirau	Madeira	RO	3.300,0	Furnas + CNO
Santo Antônio	Madeira	RO	3.150,4	Furnas + CNO
Tupiratins	Tocantins	TO	620,0	Investco
Serra Quebrada	Tocantins	TO/MA	1.328,0	Alcoa Alumínio + Billinton Metais
Mirador	Tocantinzinho	GO	80,0	Furnas + Rialma + Energética-Tech + JP Eng + PCE + Schahin Eng
Telêmaco Borba	Tibagi	PR	120,0	Promon Engenharia Ltda.
Cachoeira	Parnaíba	PI/MA	96,0	CHESF + Queiroz Galvão + CNEC
Castelhano	Parnaíba	PI/MA	96,0	CHESF + Queiroz Galvão + CNEC
Estreito	Parnaíba	PI/MA	88,0	CHESF + Queiroz Galvão + CNEC
Ribeiro Gonçalves	Parnaíba	PI/MA	173,0	CHESF + Queiroz Galvão + CNEC
Uruçuí	Parnaíba	PI/MA	164,0	CHESF + Queiroz Galvão + CNEC
	Total		20.397,4	

Fonte: ANEEL/SGH (Novembro/2006).

A Tabela 17 relaciona os 25 (vinte e cinco) empreendimentos que estão sendo estudados e desenvolvidos os projetos de viabilidade. Estes projetos totalizam cerca de 5.900 MW de capacidade instalada e deverão ser concluídos até o final de 2007, como indica a tabela.




Tabela 17 – Hidrelétricas com Estudo de Viabilidade em Elaboração com Entrega Prevista para 2006 e 2007

Usina	Rio	UF	Pot. (MW)	Agente Interessado	Data
Cachoeira Caracol	Endimari	AM	32,6	Ituxi Energia	30/6/2007
Cachoeira do Meio (*)	Ituxi	AM	44,9	Ituxi Energia	30/6/2007
Cachoeira do Meio (*)	Ituxi	AM	44,9	Hidrossol	13/4/2007
Cachoeira Fortaleza (*)	Ituxi	AM	50,8	Ituxi Energia	30/6/2007
Cachoeira Fortaleza (*)	Ituxi	AM	50,8	Hidrossol	13/4/2007
Cachoeira São José	Endimari	AM	36,0	Ituxi Energia	30/6/2007
Cachoeira Santo Antônio	Curuquetê	AM	48,4	Ituxi Energia	30/6/2007
Marabá	Tocantins	PA/MA	2160,0	CNEC + Eletronorte	31/12/2007
Arraias	Palma	TO	93,0	Eletronorte	31/5/2007
Barra do Palma	Palma	TO	58,0	Eletronorte	31/5/2007
Pedra Branca	São Francisco	PE/BA	320,0	Desenvix + CHESF + CNO	14/10/2007
Riacho Seco	São Francisco	PE/BA	240,0	Desenvix + CHESF + CNO	14/10/2007
Capoeira	Urú	GO	13,0	Torre Forte	10/3/2007
Guariba	do Peixe	GO	10,5	Torre Forte	10/3/2007
Heitoraí	Urú	GO	9,3	Torre Forte	10/3/2007
Paredão II	Veríssimo	GO	12,0	Torre Forte	10/3/2007
Rialcema	do Peixe	GO	12,0	Torre Forte	10/3/2007
Torixoréu	Araguaia	GO/MT	408,0	Desenvix	13/1/2007
Água Limpa	das Mortes	MT	320,0	ENERCAMP + PCE + ENERGÉTICA TECH + Fornos	15/12/2006
Cachoeirão	Juruena	MT	64,0	Eletronorte + Linear + Maggi Energia + MCA	22/7/2007
Juruena	Juruena	MT	46,0	Eletronorte, Linear + Maggi Energia + MCA	22/7/2007
Toricoejo	Das Mortes	MT	76,0	Eletronorte	30/4/2007
Porto Galeano	Sucuriú	MS	139,2	Engevix	10/8/2007
Trindade	Chopim	PR	36,5	Brascan Energética	7/4/2007
Garibaldi	Canoas	SC	150,0	Desenvix Empreendimentos	15/4/2007
São Roque	Canoas	SC	214,0	Desenvix Empreendimentos	15/4/2007
Itapiranga (*)	Uruguai	SC/RS	724,6	Desenvix	30/6/2007
Itapiranga (*)	Uruguai	SC/RS	724,6	CNEC	30/11/2007
Total (**)			5.318,8		

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

(**) A totalização exclui os projetos repetidos.

Fonte: ANEEL/SGH (Novembro/2006)

Na Tabela 18 são relacionados os aproveitamentos hidrelétricos que estão sendo estudados por diversos empreendedores e cujo prazo de conclusão dos respectivos projetos deve ocorrer em 2008. São 15 (quinze) empreendimentos que juntos totalizam cerca de 4.500 MW de capacidade instalada.



**Tabela 18 – Hidrelétricas com Estudo de Viabilidade em Elaboração com Entrega Prevista para 2008**

Usina	Rio	UF	Potência (MW)	Agente Interessado	Data
Brejão	Do Sono	GO	75,0	Eletronorte + EDP	15/2/2008
Novo Acordo	Do Sono	GO	160,0	Eletronorte + EDP	25/2/2008
Buriti Queimado	das Almas	GO	142,0	Furnas + Rialma	20/12/2008
Maranhão	Maranhão	GO	125,0	Furnas + Energética-Tech + JP Eng. + PCE + Rialma	30/7/2008
Verde 11 Alto (*)	Verde	MT	48,3	Galvão Engenharia S/A	10/3/2008
Verde 11 Alto (*)	Verde	MT	48,3	Cia. Técnica de Eng. Elétrica	25/8/2008
Porteiras	Maranhão	MT	86,0	Furnas	10/3/2008
Colíder (*)	Teles Pires	MT	342,0	Eletronorte + Furnas + Andrade Gutierrez	10/3/2008
Colíder (*)	Teles Pires	MT	342,0	EPE	10/3/2008
Foz do Apiacás (*)	Apiacás	MT	275,0	OAS + L&S	30/7/2008
Foz do Apiacás (*)	Apiacás	MT	275,0	EPE	10/3/2008
Magessi	Teles Pires	MT	53,0	EPE	30/7/2008
São Manoel	Teles Pires	MT	746,0	EPE	10/3/2008
Sinop (*)	Teles Pires	MT	461,0	Eletronorte + Furnas + CCCC	25/3/2008
Sinop (*)	Teles Pires	MG	461,0	EPE	31/1/2008
Teles Pires (*)	Teles Pires	SP	1.820,0	Eletronorte + FURNAS + PCE + Engevix + CCCC	31/1/2008
Teles Pires (*)	Teles Pires	SP	1.820,0	EPE	15/2/2008
Travessão	Manhuaçu	GO	55,0	Poente Energia	25/2/2008
Viradouro	Pardo	GO	63,0	Poente Energia	20/12/2008
Banharão	Pardo	GO	67,0	Poente Energia	30/7/2008
Total (**)			4.518,3		

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

(**) A totalização exclui os projetos repetidos.

Fonte: ANEEL/SGH (Novembro/2006)

Conforme sinalizado no Plano Decenal 2006/2015, 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, foi definida a realização pela EPE dos estudos de viabilidade técnica, econômica e socioambiental dos seguintes empreendimentos:

- No curso principal do rio Teles Pires:
 - Colíder; 342 MW
 - Magessi; 53 MW
 - São Manoel; 746 MW
 - Sinop; 461 MW
 - Teles Pires; 1.820 MW
- No rio Apiacás: aproveitamento Foz do Apiacás, de 275 MW.

No conjunto, estes empreendimentos totalizam 3.697 MW de capacidade instalada, sendo considerados no horizonte deste Plano Decenal.





De modo a dar continuidade aos estudos de quantificação do potencial hidrelétrico nacional, e fazê-lo atendendo aos novos paradigmas, principalmente de ordem socioambiental, foi definida a realização pela EPE de estudos de inventário de bacias hidrográficas com o fim de quantificar, mais detalhadamente, o seu potencial de geração de energia elétrica.

Neste sentido foram priorizadas as seis bacias hidrográficas relacionadas na Tabela 19, cujos estudos de inventário estão em andamento.

Tabela 19 – Bacias Hidrográficas Priorizadas para Estudos de Inventário

Bacia	Potência (MW)
Branco	2000
Trombetas	3000
Aripuanã	3000
Jarí	1100
Sucunduri	650
Juruena	5000
Total	14.750

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 a serem desenvolvidos, 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 – PCHs, são caracterizadas por possuírem potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, destinada a produção independente, autoprodução ou produção independente autônoma, com área do reservatório inferior a 3,0 km², ou no caso da área do reservatório maior que 3,0 km², respeitando a potência mencionada, que atenda a inequação:

$$A \leq \frac{14,3 \times P}{H_b}$$

onde: A = área do reservatório (km²); P = potência elétrica instalada (MW); e 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 kW⁸.

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 regulamentação vigente. Nesse sentido, uma característica das PCHs 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 taxa de compensação financeira, paga aos Estados e Municípios, pela utilização de recursos hídricos; a possibilidade de comercializar de

8 Resolução ANEEL nº 652, de 09 de dezembro de 2003





imediatos (dispensados os prazos contratuais) a energia elétrica produzida com consumidores cuja carga seja maior ou igual a 500 kW (REN 247/2006); a possibilidade de sub-rogação da CCC para empreendimentos instalados nos sistemas isolados (REN 245/99); e a redução de, no mínimo, 50% no pagamento dos encargos por uso das redes de transmissão e distribuição (REN 77/2004).

Atualmente existem no Brasil 253 PCHs em operação, somando 1.277 MW no sistema interligado nacional. O estado com maior concentração de PCHs é Minas Gerais, com 77 usinas em operação, somando 398 MW. Levando em consideração o número de PCHs em operação, construção e outorga, há cerca de 5.130 MW de potência.⁹

Estudos para reforços estruturais na transmissão na região do Mato Grosso, apontam uma previsão de entrada até 2016 de 570 MW de PCHs naquela região. Para todo o Brasil tem-se identificado¹⁰ um potencial da ordem de 15.000 MW em mais de 1.600 aproveitamentos. No entanto, estima-se que o potencial nacional seja bem superior.

Adicionalmente, a Lei nº 10.438/2002, que cria o PROINFA (Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica), instituído com o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida com base em fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, no SIN, estabeleceu metas de crescimento da participação destas fontes na matriz energética nacional.

Com base nestas informações, este Plano Decenal considerou, conservadoramente, que a energia agregada pelas PCHs ao sistema interligado seria estimada respeitando o valor máximo de potência instalada de 5.130 MW em todo o Brasil até o final do horizonte. Para efeito de simulação, a energia agregada pelas PCHs foi considerada como abatimento de carga, sendo que a produção média mensal da energia foi estimada aplicando-se um fator de capacidade em torno de 0,6 sobre a potência instalada.

Termeletricidade 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 Sudeste/Centro-Oeste, esta geração termelétrica pode complementar a geração hidrelétrica. Outra vantagem é que grande parte deste potencial localiza-se próximo aos grandes centros de consumo, acarretando baixos custos de transmissão e/ou conexão às redes de distribuição em baixa tensão (BT), além de redução das perdas.

Ademais, o setor sucroalcooleiro encontra-se em uma fase muito peculiar, pois os sistemas de vapor de muitas usinas construídas para o Programa do Alcool Combustível Brasileiro – PRÓALCOOL estão no fim de sua vida útil. Assim, nos próximos anos muitas usinas deverão se reequipar, optando entre manter a tecnologia atual ou instalar sistemas mais eficientes e expandir para a geração de energia elétrica, aproveitando parte da energia contida na cana-de-açúcar e que excede, em grande parte, o seu consumo próprio. Esta decisão dependerá em grande parte das 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 empreendedores.

O potencial de oferta identificado que poderia ser viabilizado a partir da utilização da biomassa de cana de açúcar abrangeu os principais estados do País no período decenal 2007/2016. O potencial para o ano 2016 foi obtido por meio de extrapolação dos dados disponíveis até 2015, utilizando-se a taxa de crescimento do ano anterior.

9 Fonte: Centro Nacional de Desenvolvimento de PCH, fevereiro de 2007

10 Fonte: SIPOT – ELETROBRÁS (2005)





Segundo informações mais recentes, o parque da agroindústria canavieira nacional possui 269 usinas em atividade, sendo 247 na região Sudeste/Centro Oeste/Sul e 88 na região Norte/Nordeste, e ainda conta com cerca de 80 projetos em fase de implantação e desenvolvimento, 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-de-açúcar da safra 2006/2007 foi de 426 milhões de toneladas e estima-se atingir cerca de 685 milhões de toneladas na safra 2012/2013, o que representa um crescimento médio nacional de 8,2% a.a neste período, denotando o relevante potencial deste energético para o planejamento da expansão.

Em resumo, os resultados mostram que existe no país um potencial de oferta superior a 500 MW por ano, em termos de capacidade instalada em novos projetos de cogeração a biomassa, perfazendo um total de mais de 6.000 MW até o fim do período decenal, capazes de contribuir com cerca de 3.000 MW médios para o suprimento de energia ao SIN.

Cabe observar, ainda, que este potencial não se distribui uniformemente no país, apresentando-se concentrado 80% na região Sudeste/Centro Oeste, 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 final do período.

Para fins deste plano decenal considerou-se, conservadoramente, que a geração com biomassa a partir do bagaço de cana-de-açúcar venha a contribuir com a capacidade máxima de geração para o SIN baseada nas seguintes hipóteses:

- Restringiram-se as projeções de geração somente considerando os estados da federação com maiores potências para os Sistemas Interligados Sudeste/ Centro Oeste/ Rondônia (São Paulo, Minas Gerais e Goiás) e Norte/ Nordeste (Alagoas, Pernambuco e Maranhão), ressaltando-se que, apesar de não considerado nos presentes estudos, é crescente o potencial estimado em alguns estados da Região Sul, como o Paraná;
- Utilizou-se 90% do potencial anual estimado no estudo que corresponde ao montante das ofertas agregadas de novas usinas descontando as usinas renovadas (retrofit); e
- Consideraram-se estimativas mais conservadoras de evolução da safra, próximas a 7% a.a., ligeiramente inferiores a projeções divulgadas recentemente, que giram em torno de 8% a.a.

A Tabela 20 apresenta a estimativa da EPE para a máxima capacidade em energia e potência a ser considerada como opção de oferta anual no período 2007 a 2016, com base nas premissas descritas anteriormente.

Tabela 20 – Limites do Potencial de Biomassa Anuais a Serem Considerados como Oferta

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
S/SE/Rondônia										
Energia (MW médio)	275	427	588	761	946	1.144	1.356	1.584	1.830	2.093
Cap. Instalada (MW)	550	853	1.177	1.522	1.892	2.288	2.713	3.169	3.659	4.186
NE/N/Manaus										
Energia (MW médio)	54	85	119	156	197	242	292	348	410	481
Cap. Instalada (MW)	109	170	238	312	394	484	584	695	820	961
Brasil										
Energia (MW médio)	329	512	707	917	1.143	1.386	1.648	1.932	2.240	2.574
Cap. Instalada (MW)	659	1.023	1.415	1.834	2.286	2.772	3.297	3.864	4.479	5.147

Observa-se que as projeções para o final do horizonte de estudo totalizam aproximadamente 5.100 MWe, portanto, são mais conservadoras que os mais de 6.000 MW estimados como disponíveis pelos estudos originais para o suprimento ao SIN.





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 8,8% em 2005.

O deslocamento de combustíveis fósseis líquidos, com acentuadas características poluidoras, trouxe melhorias ao meio ambiente, principalmente em regiões industriais de grande concentração urbana ou nas cidades em que ocorreu maior inserção dos veículos automotivos a gás natural. 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 natural podem ser instaladas próximas aos centros de carga, onde podem atuar na estabilização dos níveis de tensão dos sistemas de transmissão.

Entretanto, apesar do grande crescimento de oferta e demanda de gás natural no país nos últimos anos, com taxa média de 15 % ao ano (2000 a 2005), a indústria de gás natural enfrenta atualmente um período transitório de oferta limitada do combustível, que as grandes empresas do setor estão atuando para superar, aumentando a oferta de gás natural, como a Petrobras que projeta, em seu planejamento estratégico de 2007 a 2011, uma taxa de crescimento para o mercado de gás natural em torno de 18% ao ano, superior à do histórico recente.

Essas restrições temporárias deverão ser superadas 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 projetos de produção de gás natural, nas bacias marítimas de Santos, Campos e Espírito Santo.

Quanto aos gasodutos, alguns se encontram em construção, com destaque para o Urucu-Coari-Manaus, Campinas-Rio de Janeiro, Catu-Itaporanga-Carmópolis, Pilar-Ipojuca, GASENE (trechos Vitória-Cacimbas, Cacimbas-Catu e Vitória-Cabiunas), ou em ampliação, como o gasoduto Rio-Belo Horizonte. O trecho Cacimbas-Catu do GASENE tem o início de suas operações previsto para 2009, e totalizará investimentos da ordem de US\$ 3,3 bilhões por parte da Petrobras.

Quanto à perspectiva de maior oferta de gás natural no médio e longo prazos, não se pode ignorar o grande volume comprovado de reservas de gás natural existente na América do Sul e Central, totalizando sete trilhões de metros cúbicos de gás (EIA, Dez 2005), suficientes para suprir o consumo atual do continente por mais de 50 anos. A Bolívia, fornecedor de gás natural para o Brasil desde 1999, que passa por um processo de revisão institucional, encontra-se em fase de negociações para voltar a ser um importante agente fornecedor deste energético para os demais países do continente sul americano, tais como a Argentina e o Brasil.

No longo prazo, a oferta incremental de gás natural no país também poderá vir da Venezuela, país que detém as maiores reservas comprovadas deste energético na América do Sul, e com o qual o governo brasileiro desenvolve estudos conjuntos para a construção de um gasoduto de dimensões continentais.

O Brasil ainda deverá utilizar como fonte deste recurso, projetos de importação de gás natural liquefeito – GNL, importado, que constitui, secundariamente, uma opção para viabilizar a antecipação de atendimento a mercados, a serem futuramente supridos por gasodutos em construção. Esse modal de suprimento de gás natural é utilizado, principalmente, para: (i) Complemento da demanda de gás natural com fornecimento de base; (ii) viabilizar estratégias a serem adotadas nas crises de abastecimento de gás natural 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 para o atendimento dos requisitos de expansão deste Plano é apresentada no Capítulo VI.

Cogeração a gás natural

A cogeração de energia 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.

As aplicações de tecnologias e processos de cogeração a gás natural possibilitam beneficiar diversos setores da





economia, com destaques 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.).

As centrais de cogeração de energia são geralmente instaladas nos locais de uso final da energia, pelo próprio cliente ou através de empresas/investidores que operam em regime de auto-suprimento, para produzirem nas suas instalações a energia térmica necessária (vapor, calor ou frio).

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.

Dentre as principais razões pelas quais a indústria da cogeração de energia está se desenvolvendo em todo o mundo, pode-se mencionar:

- Eficiência energética: a eficiência energética da cogeração (energia elétrica e térmica produzida por unidade de combustível utilizado) é superior à alternativa de produção separada de eletricidade e energia térmica, resultando em menor consumo de energéticos e menor emissão de poluentes;

- Segurança operacional: melhoria das condições de segurança e confiabilidade operacional das empresas;

- Produção e uso local de energia com custos evitados: por ser instalada no próprio local de consumo, a cogeração evita custos de transmissão, reduzindo o custo final da energia. Isso representa uma grande vantagem, considerando-se que os custos de investimento no transporte de energia elétrica e as perdas de transmissão tendem a crescer no futuro;

- Fator de desenvolvimento econômico sustentável: a indústria da cogeração de energia é um importante instrumento de desenvolvimento econômico sustentável, contribuindo para o desenvolvimento da indústria nacional de equipamentos, introdução de novas tecnologias, geração de emprego e renda, redução de emissões de gases de efeito estufa e possibilidade de utilização eficiente das reservas brasileiras de gás natural.

Com relação ao estágio atual de utilização desta tecnologia no Brasil, segundo registros da ANEEL, em 2006, havia 54 centrais de cogeração em operação, totalizando 1.134 MW, sendo 27 a gás natural, com capacidade instalada total de 314 MW. Deste total, estão localizadas no estado de São Paulo 34 centrais de cogeração, totalizando 749 MW, sendo 14 a gás natural, totalizando 243 MW, suprindo energia a diversos segmentos industriais (papel e celulose, alimentos e bebidas, química, etc.), hotéis, edifícios comerciais e supermercados¹¹.

A seguir apresentam-se os resultados de uma avaliação efetuada pela COGEN-SP sobre o potencial de cogeração a gás natural no Estado de São Paulo, para o período 2006/2015. 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.

A Tabela 21 apresenta uma estimativa¹² do potencial de cogeração a ser desenvolvido no período 2007/2016 no Estado de São Paulo.

Esta estimativa preliminar incorpora a premissa de que a instalação de novos projetos de cogeração poderá se dar de forma mais efetiva somente a partir de 2009 com efetivação dos projetos de GNL e/ou o início da produção de gás natural proveniente da Bacia de Santos.

11 Fonte: COGEN – SP, Periódicos

12 Fonte: COGEN - SP



**Tabela 21 – Evolução do Potencial de Cogeração a Gás Natural no Estado de São Paulo**

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Estimativa da evolução da capacidade instalada - MWe										
Comércio & Serviços	21	29	40	52	69	90	118	149	190	247
Indústria	271	292	345	449	582	756	982	1.237	1.557	2.000
Total	292	321	385	501	651	846	1.100	1.386	1.747	2.247
Estimativa dos acréscimos anuais na capacidade instalada - MWe										
Comércio & Serviços	6	8	11	12	17	21	28	31	41	57
Indústria	17	21	53	104	133	174	226	255	320	443
Total	23	29	64	116	150	195	254	286	361	500
Total acumulado	41	70	134	250	400	595	849	1.135	1.496	1.996

Estima-se que a implementação do Plano Decenal de Cogeração a Gás Natural 2006/2016, sugerido para o Estado de São Paulo, possibilitará agregar ao SIN uma potência instalada de cerca de 2.000 MW até 2016. Evidentemente, esta expansão está condicionada à disponibilidade de oferta de gás natural e de expansão da rede de distribuição nas diversas áreas de concessão da Comgás, Gás Natural SPS e da Gás Brasileiro.

Adicionalmente, outros estudos[6] estimam que o potencial de cogeração a gás natural em alguns segmentos do setor industrial do Estado de São Paulo possa atingir em torno de 4,5 GWe, concentrando-se principalmente na indústria química deste estado, que responderia por algo em torno de 2,9 GWe. Por sua vez, estimativas mais conservadoras [8][7], realizadas para a indústria química, papel & celulose, hospitais e hotéis da região Sudeste, situam este potencial variando entre 1,3 e 1,4 GWe. A Tabela 22 sumariza estas estimativas, incluindo também valores para a região Sudeste e para o Brasil.

Tabela 22 – Estimativa do Potencial de Cogeração a Gás Natural, por Segmentos Industriais

Região	Segmentos considerados	Potencial técnico (GWe)
São Paulo	Indústrias química, Papel & celulose, Alimentos & bebidas ¹ , Cerâmica e Têxtil	4,5
Sudeste	Indústrias química e Papel & celulose, Hotéis e hospitais	1,3-1,4
Brasil	Indústrias química e Papel & celulose, Hotéis e hospitais	2,5-2,7

Termeletricidade a carvão

Um panorama geral da utilização do carvão mineral como fonte energética é apresentado no Capítulo VIII – Oferta de Carvão Mineral.

O Brasil possui importantes reservas de carvão mineral, de cerca de 32 bilhões de toneladas¹³, localizadas em sua maior parte (89%) no Rio Grande do Sul, nas regiões de Candiota, Baixo Jacuí e litoral.

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 mineral 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 mineral, conforme mostrado na Tabela 23 a seguir¹⁴.

13 Fonte: BEN [4]

14 Fonte: ANEEL, Matriz Energética do Brasil, 2007



**Tabela 23 – 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 no leilão de energia nova realizado em dezembro/2005, para entrega em 2009 e 2010, mais um empreendimento na região Sul do país, totalizando 350 MW, conforme apresentado na Tabela 24.

Tabela 24 – Usinas Termelétricas a Carvão em Construção, já Contratadas

Usina	Empresa	Município	UF	Potência (MW)
Candiota III	CGTEE	Candiota	RS	350
Total				350

Encontram-se em fase de estudos para viabilização técnica, econômica e socioambiental os novos empreendimentos indicados na Tabela 25.

Tabela 25 – Novos Projetos de Usinas Termelétricas a Carvão em Estudos

Usina	Empresa	Município	UF	Potência (MW)
Seival	COPELMI	Candiota	RS	562
CTSul	CTSUL	Cachoeira do Sul	RS	650
Figueira II	COPEL	Figueira	PR	126
Usitesc	USITESC	Treviso	SC	440
Jacuí	ELEJA	Charqueadas	RS	350
Total				2.128

Estas usinas totalizam uma potência instalada de 2.128 MW, correspondendo a uma oferta líquida de energia de cerca de 1.800 MW médios, que poderiam ser disponibilizados em médio prazo para o sistema. A usina de Jacuí, por estar em processo de revogação do contrato (CCEAR) firmado no Leilão de energia nova de 2005, foi considerada neste estudo apenas como uma potencial expansão para os próximos anos.

Além dos empreendimentos que utilizam carvão mineral nacional acima representados, novos projetos movidos a carvão mineral importado vem se apresentando no âmbito dos novos processos de licitação.





Termelétricidade a Óleo Combustível

Nos últimos anos as exportações nacionais de óleo combustível tem se mantido em constante crescimento, verificando-se entre 2002 e 2006 um aumento da ordem de 38%. Destas exportações, 95% são destinados aos mercados Norte Americano e Asiático-Pacífico. Destaca-se que, no ano de 2006, foram exportados 6.792.264 m³. (Fonte: ABRAGET e ANP)

Conforme o balanço dos principais derivados de petróleo, apresentado no Capítulo V – Oferta de Derivados de Petróleo, especificamente a égide Escuras, referente ao óleo combustível, pode-se observar uma oferta sempre superior à demanda no horizonte 2007/2016, confirmando a expectativa obtida ao se analisar o histórico recente.

A disponibilidade desse energético associada à utilização dos modernos motores de combustão interna, com rendimentos na ordem de 40%, pode representar um potencial importante no atendimento da demanda de energia elétrica no curto prazo, dado os menores investimentos requeridos e a celeridade na implementação de uma usina termelétrica utilizando essa tecnologia. Ressalta-se, ainda, que em muitos casos, é viável efetuar a conversão dos motores mais modernos para operar utilizando o gás natural como combustível, conferindo uma flexibilidade desejável a esta fonte de geração termelétrica.

A Tabela 26 a seguir apresenta os empreendimentos termelétricos a óleo combustível atualmente em operação no SIN.

Tabela 26 – Usinas Termelétricas a Óleo Combustível em Operação

Usina	Empreendedor	Município	UF	Potência (MW)
Alegrete	Tractebel Energia SA.	Alegrete	RS	66
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 Mina Gerais - CEMIG	Juatuba	MG	131
Nutepa	Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica - CGTEE	Porto Alegre	RS	24
Santa Cruz 12	Furnas Centrais Elétricas S.A.	Rio de Janeiro	RJ	168
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
Roberto Silveira	Furnas Centrais Elétricas S.A.	Campos dos Goytacazes	RJ	30
Total				1.139

Adicionalmente, encontram-se em fase de construção as seguintes usinas listadas na Tabela 27 abaixo. Essas usinas tiveram sua energia contratada nos Leilões de Energia Nova de 2006.

Tabela 27 – Usinas Termelétricas a Óleo Combustível em Construção, já Contratadas

Usina	Empreendedor	Município	UF	Potência (MW)
Bahia I	UTE BAHIA I	Camaçari	BA	32
Camacari Muricy I	Petrobras Distribuidora S/A	Camaçari	BA	148
Camacari Polo de Apoio I	Petrobras Distribuidora S/A	Camaçari	BA	148
Petrolina	Companhia Energética Petrolina	Petrolina	PE	136
Total				464

Os novos empreendimentos, indicados na Tabela 28 a seguir, encontram-se em fase de estudos para viabilização técnica, econômica e socioambiental.





Tabela 28 – Projetos de Usinas Termelétricas a Óleo Combustível em Estudo

Usina	Empreendedor	Município	UF	Potência (MW)
Campina Grande	Wärtsilä do Brasil Ltda	Campina Grande	PB	164
Global I	Global Participações em Energia S/A	Candeias	BA	140
Global II	Global Participações em Energia S/A	Candeias	BA	148
Itajaí	Paraná Equipamentos S.A.	Itajai	PR	61
Itamaraju	BENCO ENERGIA LTDA	Itamaraju	BA	44
Itapebi	South Bahia Energia Ltda	Itapebi	BA	138
Maracanaú I	Thermes Participações S.A.	Maracanaú	CE	162
Maracanaú II	Thermes Participações S.A.	Pecém	CE	70
Monte Pascoal	South Bahia Energia Ltda	Eunápolis	BA	138
Nova Olinda	Holdenn Construções Assessoria e Consultoria Ltda.	Nova Olinda	TO	165
Palhoça	Holdenn Construções Assessoria e Consultoria Ltda.	Palhoça	SC	165
Palhoça II	Holdenn Construções Assessoria e Consultoria Ltda	Palhoça	SC	165
Termocabo	Termocabo S/A	Cabo de Sto. Agostinho	PE	50
Termomanaus II	Termomanaus, Ltda.	Cabo de Santo Agostinho	PE	148
Termomessias	Termomanaus, Ltda	Messias	AL	171
Termonordeste	Termomanaus Ltda	Santa Cruz	RN	171
Termoparaíba	Termomanaus Ltda	Conde	PB	171
Termotacaimbo	TERMOMANAUS LTDA	Tacaimbo	PE	164
Tocantinópolis	Holdenn Construções Assessoria e Consultoria Ltda	Tocantinópolis	TO	165
Usina Termelétrica Todos os Santos - Aratu	Promon Engenharia Ltda	Simões Filho	BA	66
Viana	Wärtsilä do Brasil Ltda	Viana	ES	171
Total				2.837

Estas usinas perfazem 2.836 MW, correspondendo a uma oferta potencial de energia de quase 2.000 MW médios, passível de ser adicionada ao SIN nos próximos anos.

Energia Eólica

O desenvolvimento da energia eólica no Brasil tem ocorrido de forma gradual e consistente, em consonância com a diretriz de diversificação da Matriz Energética, valorizando as características e potencialidades regionais na formulação de políticas energéticas.

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 [2]. O Atlas apontou a existência de áreas com regimes médios de vento, propícios a instalação de parques eólicos, principalmente nas regiões Nordeste (144 TWh/ano), e Sul e Sudeste do país, (96,04 TWh/ano).

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.





Na primeira etapa do PROINFA, foram celebrados contratos com 54 empreendimentos de energia eólica, totalizando uma potência de 1.493 MW, assegurando a compra de toda a energia a ser produzida no período de 20 (vinte) anos. No âmbito do PROINFA, que incentiva além da energia eólica, a biomassa e as Pequenas Centrais Hidrelétricas, foram contratados inicialmente pelas Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobrás) 144 empreendimentos, com início de funcionamento previsto até 30 de dezembro de 2008, num total de 3.300 MW. Entretanto, 5 desses empreendimentos, perfazendo 150 MW, solicitaram rescisão de seus contratos. Dessa forma, o acréscimo resultante esperado para o PROINFA é de 3.150 MW de capacidade de produção,

O desenvolvimento previsto para as fontes eólica, PCH e biomassa, a partir de 2009 devem atender 10% (dez por cento) do consumo anual de energia elétrica no país. Esta meta deverá ser alcançada em até 20 (vinte) anos e se dará por meio dos leilões de energia nova.

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 2006 e 2008. Para os demais anos do horizonte decenal não foram explicitados os projetos de geração eólica que comporão o parque gerador futuro do SIN. Espera-se que a realização de leilões exclusivos para fontes alternativas renováveis e as projeções de mercado futuro do Plano Nacional de Energia 2030, venham reduzir as incertezas hoje existentes com relação ao desenvolvimento do mercado de energia eólica no Brasil, fazendo com que a participação desta tecnologia seja consolidada e pormenorizada no planejamento de curto prazo nos próximos ciclos.

Repotencialização e modernização de usinas existentes

A repotencialização¹⁵ e a modernização¹⁶ 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.

Considerando que o parque de geração brasileiro possui 633 empreendimentos hidrelétricos, totalizando 73.678 MW e 947 empreendimentos termelétricos, totalizando 22.398 MW [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 repotencialização e modernização, estes efeitos são praticamente eliminados restabelecendo-se as condições operacionais, deixando-as próximas as de uma nova usina. Além disso, com a repotencialização, 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 repotencialização tanto de UHEs como de UTEs, quando devidamente planejadas e implementadas, têm sido atividades mundialmente reconhecidas pelos motivos supracitados e por preferir investimentos em novos empreendimentos e agregar oferta, principalmente de potência, sem impactos ambientais adicionais relevantes.

Desse modo, no desafio de atender ao crescimento da demanda, em contraposição à paulatina exaustão dos recursos instalados, a repotencialização e a modernização de antigos empreendimentos hidrelétricos e termelétricos poderão ser importantes alternativas para suplementar a oferta de potência e de energia ao sistema elétrico brasileiro, principalmente a partir de 2008, quando a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE passará a penalizar os geradores que não disponham de capacidade de geração, em MW, suficiente para atender aos requisitos de potência estabelecidos nos contratos de venda de energia, negociados a partir dos leilões de 2004.

15 Repotencialização 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.

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





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

Dessa forma, considera-se que, sob o ponto de vista energético, a contribuição desses processos para agregação de oferta de energia (garantia física) ao sistema não é significativa, porém pode ser relevante para equacionar o atendimento à ponta.

❖ 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 2007/2016. Essas projeções foram representadas em um único patamar da curva de carga e correspondem às expectativas para o mercado consumidor, incluindo a autoprodução e as perdas técnicas da Rede Básica. 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.

Para efeito de simulação energética, a usina hidrelétrica binacional de Itaipu foi considerada integralmente no Brasil. Assim, a geração destinada ao atendimento do Paraguai (carga da ANDE) foi acrescida à carga do Brasil. Os valores considerados para a carga da ANDE encontram-se na Tabela 29.

Tabela 29 – Projeção de Carga de Energia da ANDE

Ano	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
MWmédio	414	629	654	679	706	734	762	792	823	855	888

A interligação elétrica entre os subsistemas possibilita intercâmbios de energia com característica sazonal, permitindo uma maior exploração da diversidade hidrológica entre as regiões a partir da operação integrada, proporcionando ganhos sinérgicos e aumentando a confiabilidade da operação do sistema.

A Figura 1 a seguir apresenta a representação esquemática considerada para as interligações entre os subsistemas nacionais, mostrando a forma como estão sendo previstas no final do horizonte 2016, para fins de simulação energética a subsistemas equivalentes. As interligações e subsistemas representados em traços pontilhados são previstas para se incorporarem ao SIN durante o período decenal analisado.

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 setembro/2008, mas os respectivos mercados foram mantidos em subsistema à parte, e o sistema Manaus-Macapá se integrando ao subsistema Norte a partir de janeiro/2012.

Os limites de intercâmbio entre os subsistemas considerados são apresentados no Anexo I. Foram estabelecidos interativamente pelos estudos de transmissão e de geração, a partir dos requisitos indicados por estes últimos.

A expansão ou antecipação de troncos de transmissão, conforme seguir 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.

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 - ANA¹⁷.

As simulações realizadas abrangeram o período de maio/2006 a dezembro/2016. Os armazenamentos iniciais dos reservatórios equivalentes verificados em 30/04/2006, e considerados nas simulações, foram de 88,7% para Sudeste/Centro-Oeste, 41,1% para o Sul, 93,3% para o Nordeste e 97,9% para o Norte.

As energias naturais afluentes de 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 30/04/2006, conforme dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, bem como as informações disponibilizadas em janeiro de 2007 no âmbito do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE¹⁸. 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.

O elenco de usinas hidrelétricas e termelétricas em construção, em motorização e com concessão outorgada foi considerado como oferta inicial com as datas indicadas pelo CMSE. As usinas vencedoras dos Leilões de Energia Nova de 2005 e 2006 também foram incluídas como oferta inicial, segundo o cronograma dos Editais daqueles Leilões (início de operação em 2008, 2009, 2010 e 2011).

Os empreendimentos contratados no PROINFA (1ª Etapa) foram inseridos de acordo com cronograma do CMSE de janeiro/2007, totalizando um acréscimo de 3.150 MW de potência instalada até dezembro/2008, composto por 139 empreendimentos entre PCHs, usinas termelétricas a biomassa e usinas eólicas, e já considerando que 5 empreendimentos, perfazendo 150 MW, solicitaram rescisão de seus contratos no PROINFA. A tabela a seguir detalha o número de empreendimentos e o acréscimo de potência e energia por subsistema, por tipo de fonte e por ano daquele programa.

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

18 Atualizado conforme reunião de janeiro/2007





Tabela 30 – Dados do PROINFA (1ª Etapa)

	PCH			Biomassa			Eólica			PROINFA – 1ª Etapa						
	2006	2007	2008	Total	2006	2007	2008	Total	2006	2007	2008	Total				
Qtd.	5	22	19	46	10	1	3	14	-	2	2	15	23	24	62	
MW	86	425	375	886	290	30	92	412	-	163	163	376	455	630	1.461	
MWmédio.	53	263	233	549	113	12	36	161	-	47	47	167	275	316	758	
Qtd.	3	8	3	14	2	2	-	4	4	2	9	9	12	12	33	
MW	46	200	49	295	55	50	-	105	159	60	165	384	260	310	214	784
MWmédio.	29	124	30	183	21	20	-	41	48	17	48	113	98	161	78	337
Qtd.	-	-	3	3	3	2	-	5	1	5	30	36	4	7	33	44
MW	-	-	42	42	69	20	-	89	49	52	705	806	119	72	747	938
MWmédio.	-	-	26	26	27	8	-	35	14	15	204	233	41	23	230	294
Qtd.	8	30	25	63	15	5	3	23	5	7	41	53	28	42	69	139
MW	132	625	466	1.223	414	100	92	606	208	112	1.033	1.353	755	837	1.591	3.183
MWmédio.	82	387	289	758	161	40	36	237	62	32	299	393	306	459	624	1.389

Obs.: (1) Cinco empreendimentos, perfazendo 150MW, foram desconsiderados por estarem em processo de rescisão contratual;
(2) Valores estimados, em MWmédio





Foi considerada, no período até 2009, a restrição conjuntural da oferta de gás natural para as usinas termelétricas, de acordo com o estabelecido na Resolução Normativa nº 237 da ANEEL, de novembro de 2006 e na Resolução Autorizativa nº 755, de 30 de novembro de 2006. Para as térmicas que não participaram do teste de disponibilidade ordenado pelas resoluções supracitadas, consideraram-se os valores de disponibilidade observada, apurados até 30 de novembro de 2006, calculados de acordo com a resolução Normativa nº 231, de 16 de setembro de 2006.

Complementarmente aos resultados do teste de disponibilidade das térmicas movidas a gás natural, foram incorporadas as informações encaminhadas pelos agentes afetados, conforme Portaria MME nº 313, de 21/12/2006.

Também foi considerado o cronograma de conversão e operação das usinas termelétricas em bicomcombustível com óleo diesel, com base nas informações do CMSE de janeiro/2007.

Tendo como referência o artigo 2 da Resolução Normativa ANEEL nº 224, de 20/06/2006, o qual estabelece que o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS deverá considerar para a Estação Conversora de Garabi os valores constantes dessa Resolução como limites de disponibilidade de geração, considerou-se as Conversoras de Garabi 1 e 2 como indisponíveis ao longo de todo o horizonte do presente estudo. Entretanto, de forma menos conservadora, considerou-se a disponibilidade total da UTE Uruguaiana a partir de janeiro de 2009, conforme despacho verificado em ocasiões recentes.

Outra diretriz para elaboração do planejamento da expansão da geração foi a de se considerar a UTE Araucária como disponível a partir de janeiro de 2007, conforme verificado nos testes de restrição conjuntural de oferta de gás natural para as termelétricas.

Cabe aqui ressaltar que o presente Plano Decenal mantém consistência com o recentemente lançado Programa de Aceleração do Crescimento – PAC, especialmente em sua seção de infra-estrutura energética, que se baseou no PDE 2006/2015. 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.

3. Expansão da Geração para a Trajetória Inferior de Mercado

A Tabela 31 apresenta a projeção dos valores anuais de carga de energia para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Rondônia, Sul, Nordeste, Norte e Manaus, correspondentes à trajetória inferior das projeções apresentada no Capítulo II.





Tabela 31 – Projeção de Carga de Energia (MWmédio) – Trajetória Inferior

Ano	Sul	Sudeste / C. Oeste		Norte		Nordeste	Brasil Interligado	Aumento (%)
		SE/CO	Rondônia	N	Manaus			
2006	7.940	29.866		3.398		6.920	48.124	
2007	8.320	31.421		3.502		7.324	50.568	5,1
2008	8.696	32.785	133 (*)	3.773		7.653	53.040	4,9 (**)
2009	9.148	34.179	415	3.946		7.995	55.683	5,0
2010	9.626	35.643	437	4.083		8.550	58.339	4,8
2011	10.030	37.126	470	4.365		8.936	60.927	4,4
2012	10.463	38.781	498	4.569	1.190	9.383	64.885	6,5 (**)
2013	10.905	40.712	529	4.686	1.280	9.796	67.908	4,7
2014	11.458	42.381	562	4.843	1.377	10.327	70.947	4,5
2015	11.978	44.281	597	5.471	1.479	10.879	74.685	5,3
2016	12.495	46.069	637	6.197	1.586	11.404	78.388	5,0
Crescimento médio do SIN (2007-2016)								5,0

(*) O valor médio para Rondônia em 2008 foi estimado considerando nulos os montantes antes da interligação em setembro;

(**) O aumento relativamente mais elevado da previsão de carga de energia observado para os anos 2007/2008 e 2011/2012 deve-se à incorporação ao SIN dos sistemas, hoje isolados, do Acre-Rondônia e Manaus-Macapá.

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

- A geração hidrotérmica incremental foi elaborada a partir de 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, de informações sobre as próximas licitações previstas, de usinas com projetos em estágio de viabilidade e de inventário e de dados colhidos junto a empreendedores;

- As datas mínimas previstas na expansão dos projetos foram obtidas em consonância com a avaliação socioambiental e os prazos estimados de todas as etapas do projeto e de licenciamento até o início de operação da primeira unidade geradora;

- Adicionalmente a data de início de operação dos empreendimentos foi compatibilizada com os prazos do processo de licitação vigente no Setor Elétrico;

- O desenvolvimento do parque térmico foi previsto com base nas premissas para oferta de energia descritas nos itens 1.2.3 e 1.2.4;

- A expansão da oferta considerou o desenvolvimento do potencial de PCHs principalmente nas regiões Sudeste/C.Oeste/Rondônia e Sul, mas também nas regiões Norte e Nordeste;

- 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 Pai Querê, Tijuco Alto, Murta, Cachoeirinha, São João e São Domingos, que segundo o CMSE não têm previsão de entrada em operação, foram consideradas nos estudos em função das necessidades energéticas e informações obtidas junto aos seus empreendedores, respeitando-se os prazos de implantação.

A expansão de geração hidrelétrica resultante para a trajetória inferior do mercado, ordenada por data de entrada em operação no período 2007/2016, é apresentada na Tabela 32.



**Tabela 32 – Expansão Hidrelétrica - Trajetória Inferior de Mercado**

Aproveitamento	Rio	UF	Subsistema	Potência (MW)	Data	Classificação
Capim Branco II	Araguari	MG	SE/CO	210.0	mar/07	Em Construção / Motorização
Campos Novos	Canoas	SC	S	880.0	mar/07	Em Construção / Motorização
Tucuruí	Tocantins	PA	N/Man	1125.0	mar/07	Em Construção / Motorização
Itaipu Binacional	Iguaçu	-	SE/CO	700.0	jun/07	Operação
Castro Alves	das Antas	RS	S	130.0	jan/08	Em Construção / Motorização
14 de Julho	das Antas	RS	S	100.0	ago/08	Em Construção / Motorização
Corumbá III	Corumbá	GO	SE/CO	93.6	mar/09	Com Concessão
Retiro Baixo	Paraopeba	MG	SE/CO	82.0	mai/09	Leilão 2005
São José	Ijuí	RS	S	51.0	mai/09	Leilão 2005
Barra do Braúna	Pomba	MG	SE/CO	39.0	jun/09	Com Concessão
Salto do Rio Verdinho	Verde	GO	SE/CO	93.0	jul/09	Com Concessão
Salto	Verde	GO	SE/CO	108.0	jul/09	Com Concessão
Olho D'água	Correntes	GO	SE/CO	33.0	jul/09	Com Concessão
Batalha	São Marcos	GO/MG	SE/CO	53.6	jul/09	Leilão 2005
Caçu	Claro	GO	SE/CO	65.1	out/09	Com Concessão
Baguari	Doce	MG	SE/CO	140.0	out/09	Leilão 2005
Barra dos Coqueiros	Claro	GO	SE/CO	90.0	out/09	Com Concessão
Passo de São João	Ijuí	RS	S	77.0	out/09	Leilão 2005
São Salvador	Tocantins	TO/GO	SE/CO	243.2	jan/10	Leilão 2006
Monjolinho	Passo Fundo	RS	S	67.0	fev/10	Leilão 2006
Baú I	Doce	MG	SE/CO	110.1	mar/10	Com Concessão
Salto Pilão	Itajaí	SC	S	182.3	jun/10	Com Concessão
Foz do Rio Claro	Claro	GO	SE/CO	67.0	jul/10	Leilão 2005
Foz do Chapecó	Uruguai	RS/SC	S	855.0	set/10	Com Concessão
Serra do Facão	São Marcos	GO/MG	SE/CO	212.6	nov/10	Com Concessão
Simplício + Pch	Paraíba do Sul	MG/RJ	SE/CO	305.7	dez/10	Leilão 2005
Estreito Toc.	Tocantins	TO/MA	N/Man	1087.0	dez/10	Com Concessão
Dardanelos	Aripuanã	MT	SE/CO	261.0	jan/11	Leilão 2006
Mauá + Pch	Tibagi	PR	S	361.0	jan/11	Leilão 2006
São Domingos	Verde	MS	SE/CO	48.0	jan/12	Com Concessão
Pai Querê	Pelotas	RS/SC	S	291.9	jan/12	Com Concessão
Cachoeirinha	Chopim	PR	S	42.5	jan/12	Com Concessão





Aproveitamento	Rio	UF	Subsistema	Potência (MW)	Data	Classificação
São João	Chopim	PR	S	62.5	mar/12	Com Concessão
Santo Antônio	Madeira	RO	RO/MD	3150.4	abr/12	Indicativas
Torixoréu	Araguaia	GO/MT	SE/CO	408.0	jan/13	Indicativas
Toricoejo	Das Mortes	MT	SE/CO	76.0	jan/13	Indicativas
Juruena	Juruena	MT	SE/CO	46.0	jan/13	Indicativas
Cachoeirão	Juruena	MT	SE/CO	64.0	jan/13	Indicativas
Barra do Pombo	Paraíba do Sul	RJ	SE/CO	80.0	jan/13	Indicativas
Água Limpa	Das Mortes	MT	SE/CO	320.0	jan/13	Indicativas
Tijuco Alto	Ribeira de Iguape	PR	S	128.7	jan/13	Com Concessão
Telêmaco Borba	Tibagi	PR	S	120.0	jan/13	Indicativas
Salto Grande	Chopim	PR	S	53.3	jan/13	Indicativas
São Roque	Canoas	SC	S	214.0	jan/13	Indicativas
Garibaldi	Canoas	SC	S	150.0	jan/13	Indicativas
Estreito Parn.	Parnaíba	PI/MA	NE	88.0	jan/13	Indicativas
Serra Quebrada	Tocantins	TO/MA	N/Man	1328.0	jan/13	Indicativas
Belo Monte Complementar (Casa De Força Secundária)	Xingu	PA	N/Man	181.3	jan/13	Indicativas
Ribeiro Gonçalves	Parnaíba	PI/MA	NE	173.0	fev/13	Indicativas
Jirau	Madeira	RO	RO/MD	3300.0	mar/13	Indicativas
Itaguaçu	Claro	GO	SE/CO	130.0	set/13	Indicativas
Porto Galeano	Sucuriú	MS	SE/CO	139.0	jan/14	Indicativas
Novo Acordo	Sono / Medio Tocantins	TO	SE/CO	160.0	jan/14	Indicativas
Cambuci	Paraíba do Sul	RJ	SE/CO	50.0	jan/14	Indicativas
Volta Grande	Chopim	PR	S	54.7	jan/14	Indicativas
Itapiranga	Uruguai	SC/RS	S	724.6	jan/14	Indicativas
Baixo Iguaçu	Iguaçu	PR	S	350.1	jan/14	Indicativas
Tupiratins	Tocantins	TO	N/Man	620.0	jan/14	Indicativas
Belo Monte (1ª Etapa Da Casa De Força Principal)	Xingu	PA	BM	5500.0	jan/14	Indicativas
Sinop	Teles Pires	MT	TP	461.1	jul/14	Indicativas
Mirador	Tocantinzinho	GO	SE/CO	80.0	out/14	Indicativas
Marabá	Tocantins	PA	N/Man	2160.0	dez/14	Indicativas
Tucano	Verde	GO	SE/CO	157.0	jan/15	Indicativas
Murta	Jequitinhonha	MG	SE/CO	120.0	jan/15	Com Concessão





Aproveitamento	Rio	UF	Subsistema	Potência (MW)	Data	Classificação
São Manoel	Teles Pires	MT	TP	746.0	jan/15	Indicativas
Colíder	Teles Pires	MT	TP	342.0	fev/15	Indicativas
Magessi	Teles Pires	MT	TP	53.0	abr/15	Indicativas
Foz Do Apiacás	Teles Pires	MT	TP	275.0	abr/15	Indicativas
Teles Pires	Teles Pires	MT	TP	1820.0	set/15	Indicativas
São Miguel	Grande	MG	SE/CO	64.5	jan/16	Indicativas
Paranhos	Chopim	PR	S	62.6	jan/16	Indicativas
Uruçuí	Parnaíba	PI/MA	NE	164.0	jan/16	Indicativas
Castelhano	Parnaíba	PI/MA	NE	96.0	jan/16	Indicativas
Cachoeira	Parnaíba	PI/MA	NE	96.0	jan/16	Indicativas
Traíra II	Suaçuí Grande	MG	SE/CO	60.0	dez/16	Indicativas
Tocantins	Tocantins	TO	SE/CO	480.0	dez/16	Indicativas
Maranhão Baixo	Maranhão	GO	SE/CO	124.8	dez/16	Indicativas
Buriti Queimado	das Almas	GO	SE/CO	142.0	dez/16	Indicativas
Jataizinho	Tibagi	PR	S	155.0	dez/16	Indicativas
Cebolão	Tibagi	PR	S	155.0	dez/16	Indicativas
Riacho Seco	São Francisco	BA/PE	NE	330.0	dez/16	Indicativas
Pedra Branca	São Francisco	BA/PE	NE	440.0	dez/16	Indicativas
Total				34.460,2		

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

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

Registre-se que as classificações Leilão 2005 e Leilão 2006 incluíram apenas as usinas vencedoras dos Leilões de Energia Nova de 2005 e os de 2006 que ofertaram energia nova e não contemplam as usinas existentes que atendem ao artigo 22 do decreto nº 5163 de julho de 2004.

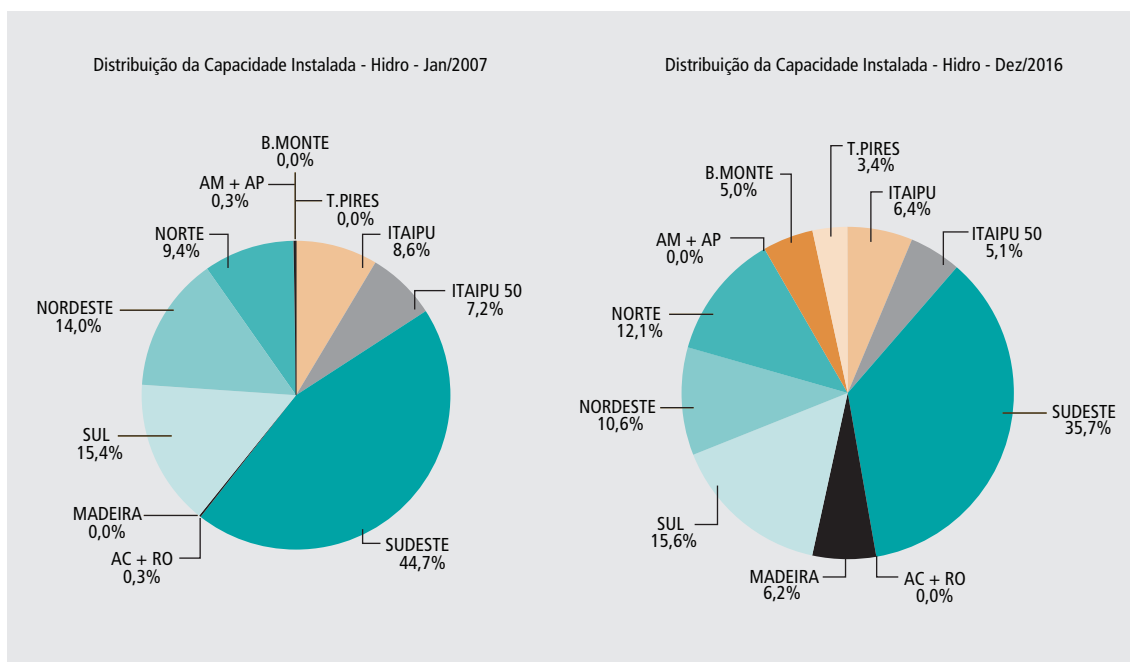
O Anexo II apresenta os projetos hidrelétricos constantes na Tabela 32, contemplando dados mais detalhados dos empreendimentos, tais como: o aproveitamento de jusante, as cotas máxima e mínima, a cota média do canal de fuga, os volumes mínimo e útil do reservatório e a produtividade associada a 65% do volume útil.

Os percentuais de participação de cada subsistema na capacidade instalada hidrelétrica no início (jan/2007) e no final (dez/2016) do horizonte decenal são apresentados no Gráfico 1 .





**Gráfico 1 – Participação da Capacidade Instalada Hidrelétrica por Subsistema
Trajetória Inferior de Mercado**



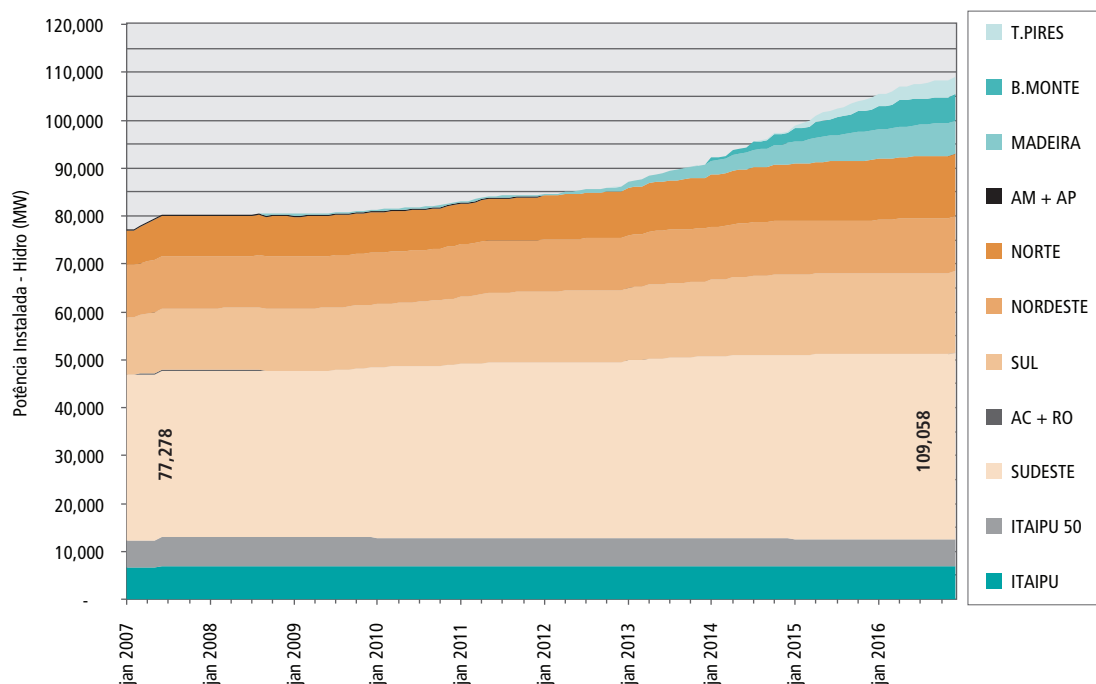
Obs. - Considerada a importação de Itaipu proveniente da potência contratada ao Paraguai.

Note-se que a capacidade instalada em janeiro/2007 inclui a potência dos empreendimentos que já se encontram em operação comercial nos sistemas isolados Acre-Rondônia e Manaus-Macapá.

A análise da participação da capacidade instalada hidrelétrica resultante permite identificar que os aproveitamentos Belo Monte, Santo Antônio e Jirau (rio Madeira) serão responsáveis por 9% da capacidade total instalada do SIN no final do horizonte decenal, e ao se incluir nessa análise os empreendimentos do rio Teles Pires, a participação destas usinas hidrelétricas da Amazônia fica em torno de 12% do total da capacidade do SIN no final do horizonte de planejamento.

O Gráfico 2 apresenta a evolução da capacidade instalada hidrelétrica do SIN. Pode-se verificar que, para a configuração referente à trajetória inferior de mercado, tem-se um acréscimo de 41% na oferta de geração hidrelétrica no período 2007/2016, totalizando 109 GW no final desse período.



**Gráfico 2 – Evolução da Capacidade Instalada Hidrelétrica do SIN – Trajetória Inferior de Mercado**

Os projetos de geração termelétrica, ordenados por subsistema para o cenário de expansão referente à trajetória inferior de mercado no período 2007/2016, são apresentados na Tabela 33.

Esses projetos foram agrupados conforme a seguinte classificação: usinas em construção ou ampliação, usinas consideradas disponíveis ao sistema uma vez superadas restrições em sua operação; usinas novas vencedoras dos Leilões de Energia Nova, tanto o de 2005 como o A-3 e o A-5 de 2006 (Leilão 2005 e Leilão 2006), 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 33 ordenados por data de entrada em operação comercial e o detalhamento dos empreendimentos: localização, custo variável de operação e manutenção, inflexibilidade, fator de capacidade máximo e as taxas de indisponibilidade programada e forçada.

Os dados das usinas novas vencedoras do Leilão 2005 e dos Leilões A-3 e A-5 de 2006 e que utilizam biomassa como combustível estão detalhados no Anexo IV.

É importante ressaltar que a Tabela 33 não apresenta os empreendimentos que atualmente já são considerados como disponíveis para a operação e que venderam suas energias no Leilão 2005 (p. ex. termelétricas “emergenciais”), uma vez que estes empreendimentos já compõem o parque existente. Da mesma forma, a Usina Termelétrica Araucária foi considerada como parte do parque existente, não sendo explicitada na tabela a seguir.




Tabela 33 – Expansão Termelétrica – Trajetória Inferior de Mercado

Usina	UF	Subsistema	Combustível	Potência (MW)	Data	Classificação
Quirinópolis	GO	SE/CO	Biomassa	40	jan/08	Leilão 2005
Interlagos	SP	SE/CO	Biomassa	40	jan/08	Leilão 2005
Vale do Açu	RN	NE	Gás Natural	340	abr/08	Em construção/ Ampliação
Cubatão	SP	SE/CO	Gás Natural	250	dez/08	Em construção/ Ampliação
São José	SP	SE/CO	Biomassa	50	jan/09	Leilão 2005
São João	SP	SE/CO	Biogás	20	jan/09	Leilão 2006
Santa Izabel	SP	SE/CO	Biomassa	40	jan/09	Leilão 2006
Rafard	SP	SE/CO	Biomassa	43	jan/09	Leilão 2005
Quirinópolis Exp	GO	SE/CO	Biomassa	40	jan/09	Leilão 2006
Goiânia II - Br	GO	SE/CO	Diesel	140	jan/09	Leilão 2005
Costa Pinto	SP	SE/CO	Biomassa	65,5	jan/09	Leilão 2005
Colorado	SP	SE/CO	Biomassa	34	jan/09	Leilão 2006
Cisframa	SC	S	Biomassa	4	jan/09	Leilão 2006
Termomanaus	PE	NE	Diesel	142,2	jan/09	Leilão 2006
Potiguar III	RN	NE	Diesel	66	jan/09	Leilão 2006
Potiguar	RN	NE	Diesel	52,8	jan/09	Leilão 2006
Petrolina	PE	NE	Óleo Combustível	136	jan/09	Leilão 2006
Pau ferro I	PE	NE	Diesel	93,1	jan/09	Leilão 2006
Camaçari p I	BA	NE	Óleo Combustível	148	jan/09	Leilão 2006
Camaçari m I	BA	NE	Óleo Combustível	148	jan/09	Leilão 2006
UTE Indicativa SE	-	SE/CO	-	350	jan/10	Indicativas
Biomassa - Ind	-	SE/CO	Biomassa	650	jan/10	Indicativas
Candiota III	RS	S	Carvão	350	jan/10	Leilão 2005
Biomassa - Ind	-	N/Man	Biomassa	40	jan/10	Indicativas
Biomassa - Ind	-	NE	Biomassa	250	jan/10	Indicativas
UTE Indicativa SE	-	SE/CO	-	200	jan/11	Indicativas
Quatá	SP	SE/CO	Biomassa	53,6	jan/11	Leilão 2006
Palmeira de Goiás	GO	SE/CO	Diesel	174,3	jan/11	Leilão 2006
Ferrari	SP	SE/CO	Biomassa	27	jan/11	Leilão 2006
Do Atlântico ⁽¹⁾	RJ	SE/CO	Gás de Processo	490	jan/11	Leilão 2006
Bonfim	SP	SE/CO	Biomassa	41	jan/11	Leilão 2006
Boa Vista	GO	SE/CO	Biomassa	80	jan/11	Leilão 2006
Biomassa - Ind	-	SE/CO	Biomassa	270	jan/11	Indicativas
UTE Indicativa NE	-	NE	-	1700	jan/11	Indicativas
Bahia Formosa	RN	NE	Biomassa	32	jan/11	Leilão 2006
Bahia 1	BA	NE	Óleo Combustível	31,6	jan/11	Leilão 2006
UTE Indicativa SE	-	SE/CO	-	700	jan/12	Indicativas
Biomassa - Ind	-	SE/CO	Biomassa	400	jan/12	Indicativas
UTE indicativa S	-	S	-	1100	jan/12	Indicativas
UTE indicativa NE	-	NE	-	700	jan/12	Indicativas
Biomassa - Ind	-	NE	Biomassa	100	jan/12	Indicativas
UTE indicativa SE	-	SE/CO	-	950	jan/13	Indicativas





Usina	UF	Subsistema	Combustível	Potência (MW)	Data	Classificação
Biomassa - Ind	-	SE/CO	Biomassa	480	jan/13	Indicativas
Biomassa - Ind	-	NE	Biomassa	100	jan/13	Indicativas
Biomassa - Ind	-	SE/CO	Biomassa	100	jan/14	Indicativas
Angra 3	RJ	SE/CO	Urânio	1350	jan/14	Indicativas
Biomassa - Ind	-	NE	Biomassa	100	jan/14	Indicativas
Biomassa - Ind	-	SE/CO	Biomassa	100	jan/15	Indicativas
Biomassa - Ind	-	NE	Biomassa	100	jan/15	Indicativas
UTE Indicativa S	-	S	-	500	jan/16	Indicativas
Total				13.412		

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

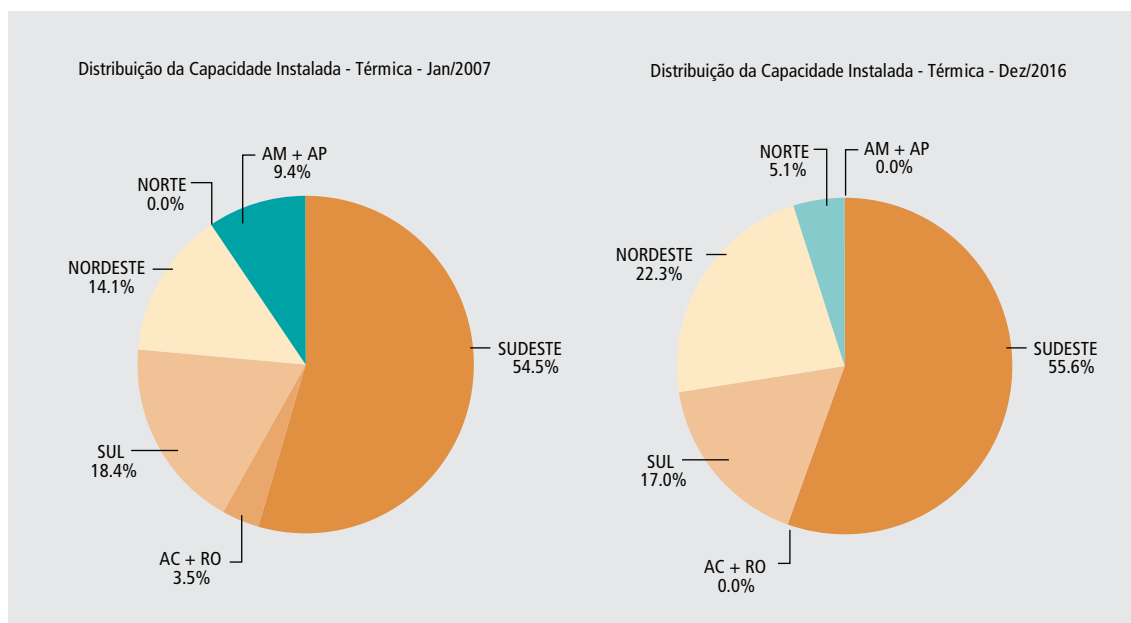
No caso de ampliações e motorizações, a potência corresponde ao valor incremental do ano.

A potência instalada da UTE Uruguaiana foi declarada na tabela de usinas existentes (Tabela 3). Considera-se, entretanto, na expansão o acréscimo de 421 MW em janeiro de 2009, devido à eliminação de restrições no fornecimento de combustível.

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

Os percentuais de participação de cada subsistema na capacidade instalada termelétrica no início (jan/2007) e no final (dez/2016) do horizonte decenal são apresentados no Gráfico 3.

Gráfico 3 – Participação da Capacidade Instalada Termelétrica por Subsistema – Trajetória Inferior de Mercado



Na análise das participações dos subsistemas na capacidade termelétrica instalada, a de janeiro/2007 inclui os empreendimentos que já se encontram em operação comercial nos sistemas isolados de Acre-Rondônia e Manaus-Macapá.

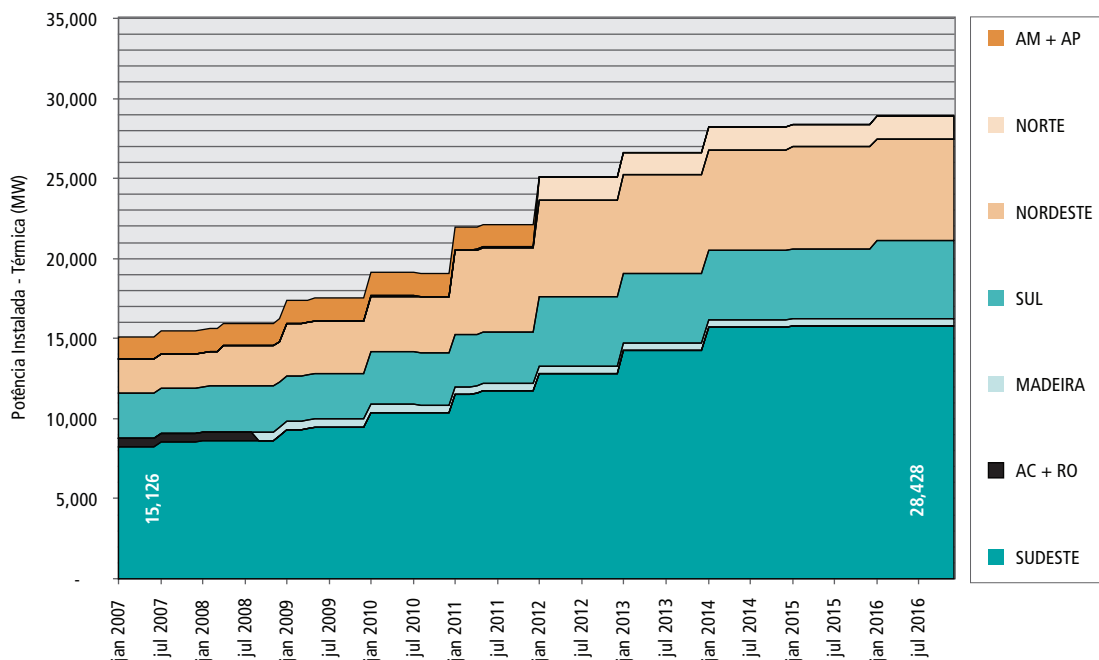
Observe-se que a participação do subsistema Nordeste na capacidade instalada termelétrica do SIN aumenta de 14% para 22% e a do Sudeste aumenta de 55% para 57%. Salienta-se, no caso do Sudeste, que esse valor inclui a incorporação da geração termelétrica do sistema Acre/Rondônia. Para o conjunto Sudeste+Acre/Rondônia observa-se uma redução em torno de 2%.





O Gráfico 4 apresenta a evolução da capacidade instalada termelétrica do SIN. Pode-se verificar que para a configuração da trajetória inferior tem-se um acréscimo de 88% na oferta de geração termelétrica no período 2006/2016, totalizando aproximadamente 28 GW de capacidade instalada no SIN no final desse período.

Gráfico 4 – Evolução da Capacidade Instalada Termelétrica do SIN – Trajetória Inferior de Mercado



Os percentuais de participação dos diversos tipos de fontes termelétricas no início (jan/2006)¹⁹ e no final (dez/2016) do horizonte decenal são apresentados no Gráfico 5.

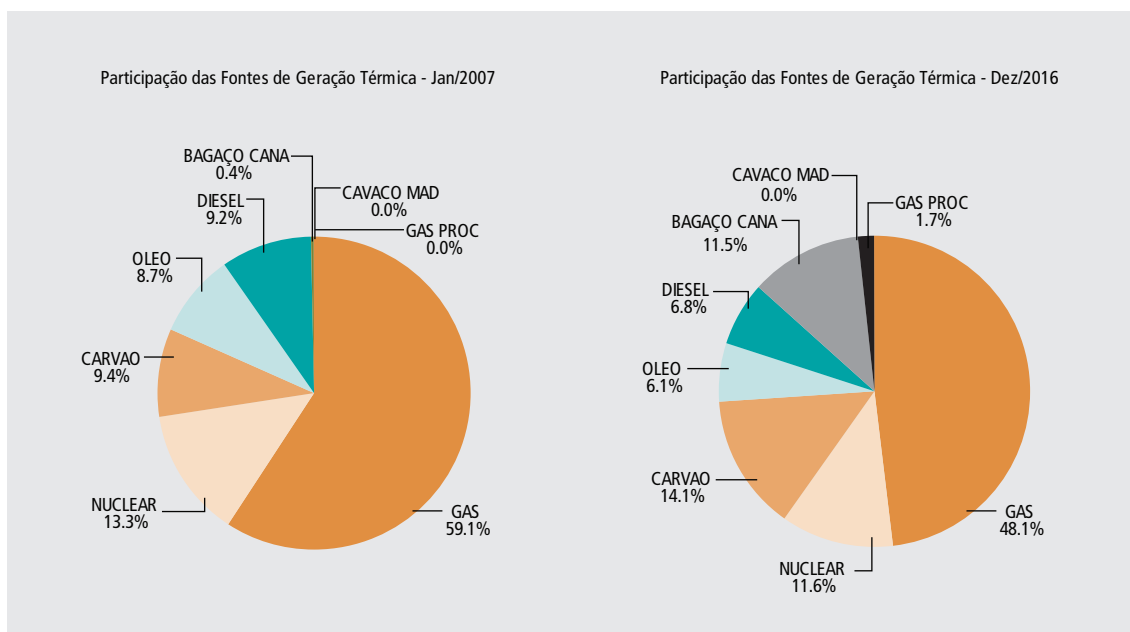
Este gráfico indica o crescimento de 11% da participação da biomassa na composição da capacidade de geração termelétrica durante o período decenal, considerando os diversos tipos de fontes termelétricas, confirmando a tendência de crescente participação da referida fonte já verificada nos leilões de energia nova realizados em 2005 e 2006. Por outro lado, nota-se uma redução de 11% da participação relativa do gás natural.

19 Computadas as usinas térmicas em operação do sistemas isolados Acre/Rondônia e Manaus/Macapá em 2006.





**Gráfico 5 – Participação das Diversas Fontes Termelétricas
(% de Capacidade Instalada) – Trajetória Inferior de Mercado**



A Tabela 34 apresenta a evolução da capacidade instalada para diferentes fontes de geração ao longo do período decenal de estudo. Isto permite uma melhor análise do comportamento da matriz energética.

Tabela 34 - Evolução da Capacidade Instalada por Fonte de Geração (MW).

Tipo	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Hidro	80.193	80.456	81.243	82.720	84.386	86.060	90.686	97.697	104.660	109.058
PCH	2.023	3.249	3.374	4.558	4.939	5.324	5.680	5.715	5.715	5.925
Biomassa	570	742	1.021	1.961	2.464	2.964	3.544	3.744	3.944	3.944
Eólica	208	320	320	320	320	320	320	320	320	320
Gás	9.300	9.983	10.061	10.377	12.277	12.947	13.897	13.897	13.897	13.897
Nuclear	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	3.357	3.357	3.357
Carvão	1.415	1.415	1.415	1.765	1.765	3.565	3.565	3.565	3.565	4.065
Óleo	1.311	1.311	1.743	1.743	1.775	1.775	1.775	1.775	1.775	1.775
Diesel	1.367	1.367	1.861	1.797	1.971	1.972	1.972	1.972	1.972	1.972
Gás Proc	0	0	0	0	490	490	490	490	490	490
Total	98.394	100.850	103.045	107.248	112.394	117.424	123.936	132.532	139.695	144.803

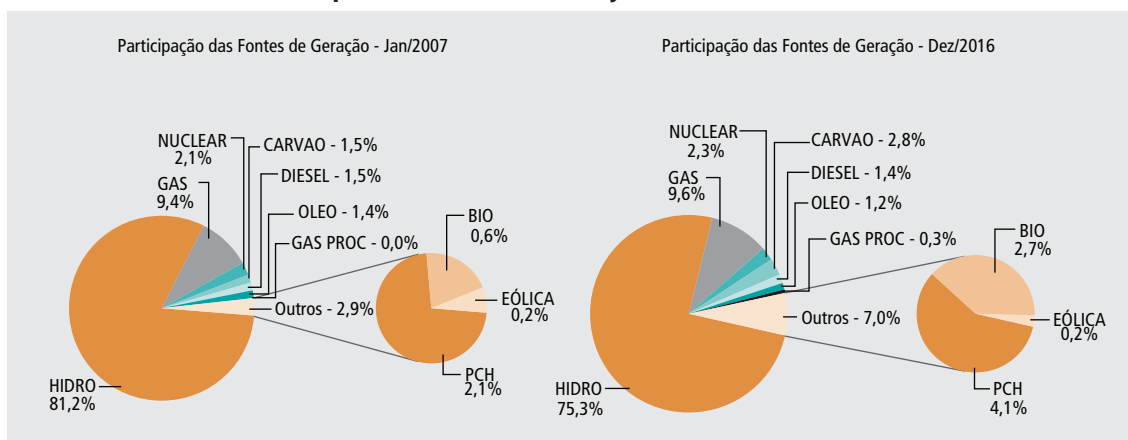
Os dados de capacidade instalada desta tabela referem-se a dezembro do ano correspondente.

O Gráfico 6 sintetiza a evolução da potência instalada hidrotérmica total e por fonte. Este gráfico permite avaliar a diversificação da matriz de eletricidade e a evolução, dentre outros, da participação do PROINFA.





**Gráfico 6 – Evolução da Participação dos Diversos Tipos de Fonte
(% de Capacidade Instalada) – Trajetória Inferior de Mercado**



Deve-se ressaltar que as ofertas de geração termelétrica consideradas na configuração de referência poderão vir a se concretizar a partir de outros potenciais, tais como: termelétricas a carvão mineral, a biomassa, cogeração, etc.

Para ajuste da configuração da trajetória inferior da geração também foi considerada no período 2007/2016 a oferta de energia proveniente de PCHs com base no potencial descrito no item 1.2.3. Os montantes considerados estão apresentados na Tabela 35.

Tabela 35 - Montantes Adicionais de PCHs – Trajetória Inferior de Mercado

Usina	Subsistema	Potência (MW)	Energia (MWh médio)	Data
PCH	RO/MD	40,0	24,8	jan/09
PCH	SE/CO	718,0	445,2	jan/10
PCH	S	384,0	238,1	jan/10
PCH	NE	25,0	15,5	jan/10
PCH	RO/MD	25,0	15,5	jan/10
PCH	SE/CO	188,0	116,6	jan/11
PCH	S	78,0	48,4	jan/11
PCH	NE	113,0	70,1	jan/11
PCH	RO/MD	2,0	1,2	jan/11
PCH	SE/CO	104,0	64,5	jan/12
PCH	S	17,0	10,5	jan/12
PCH	NE	222,0	137,6	jan/12
PCH	N/Man	29,0	18,0	jan/12
PCH	RO/MD	13,0	8,1	jan/12
PCH	SE/CO	199,0	129,35	jan/13
PCH	S	157,0	102,05	fev/13
PCH	NE	35,0	22,75	jan/14
PCH	S	210,0	130,2	jan/16
Total		2.559	1.598	





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 referente à Trajetória Inferior do Mercado. 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 36.

Tabela 36 – Principais Expansões ou Antecipação das Interligações

Ano	Trecho	Montante (MWmédio) ²	Motivação
2010	IMPERATRIZ -> Norte/ Manaus	1.000	Necessidade energética de ampliação da capacidade de recebimento da região Norte
2010	IMPERATRIZ -> Sudeste	2.100	Ampliação da interligação Norte-Sul em função da entrada de novas usinas no alto Tocantins
2010	Sudeste -> IMPERATRIZ	1.500	Ampliação da interligação Norte-Sul em função da entrada de novas usinas no alto Tocantins
2012	Madeira -> Sudeste	2.800	Início da motorização da primeira usina do rio Madeira
2014	Madeira -> Sudeste	3.100	Complementação da motorização das usinas do Rio Madeira
2014	Belo Monte -> Norte/ Manaus	2.600 ³	Início da motorização de Belo Monte
2014	Norte/ Manaus -> IMPERATRIZ	1.800	Escoamento parcial da geração de Belo Monte
2014	Teles Pires -> Sudeste	1.500	Início da motorização da primeira usina do rio Teles Pires
2015	Teles Pires -> Sudeste	1.500	Complementação da motorização das usinas do rio Teles Pires
2015	Sudeste -> IMPERATRIZ	1.500	Escoamento da geração das usinas do rio Teles Pires, tendo em conta a complementaridade energética
2015	Belo Monte -> Norte/ Manaus	2.900	Complementação da motorização de Belo Monte
2015	Norte/ Manaus -> IMPERATRIZ	2.100	Escoamento parcial da geração de Belo Monte
2015	IMPERATRIZ -> Sudeste	2.100	Escoamento da geração de Belo Monte

No Gráfico 7 apresentam-se, como exemplo ilustrativo, as frequências de ocorrência dos intercâmbios entre os subsistemas Sudeste/C. Oeste e o nó de Imperatriz (IMP) no período 2010/2016, 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/Centro Oeste (Interligação Norte – Sul), uma utilização notadamente sazonal. O fluxo se dá, portanto, no sentido Imperatriz-SE no primeiro semestre e SE-Imperatriz no segundo, acompanhando o comportamento hidrológico da região Norte.

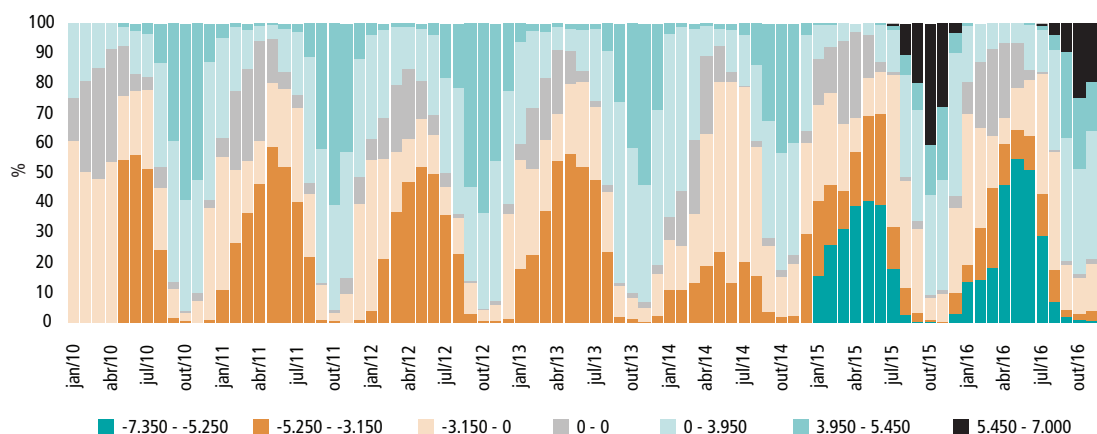
Percebe-se claramente a partir das expansões de maio de 2010, apresentadas na Tabela 36, um incremento nos montantes praticados. Há aumento da probabilidade de ocorrência de fluxos na faixa de -5.250 a -3.150 MWmédios em detrimento da probabilidade na faixa de -3.150 a 0 MWmédios (sentido Imperatriz-SE) e aumento na faixa 3.950 a 5.450 MWmédios em detrimento de ocorrências na faixa 0 a 3.950 MWmédios (sentido SE-Imperatriz).

Novamente, a partir de 2015, destaca-se o aumento da probabilidade de ocorrência de fluxos na faixa de -7.350 a -5.250 MWmédio (sentido Imperatriz-SE), motivados pelo escoamento da energia de Belo Monte, e na faixa de 5.450 a 7.000 MWmédios (sentido SE-Imperatriz), durante a estiagem da Região Norte.





Gráfico 7 – Frequência dos Intercâmbios Sudeste - Imperatriz (MWh médios)



Riscos de déficit e custos marginais de operação

A seguir são apresentados os seguintes parâmetros energéticos associados à expansão da geração referente à trajetória inferior de mercado: probabilidade de ocorrência de déficits e os custos marginais de operação.

A Tabela 37 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 8.

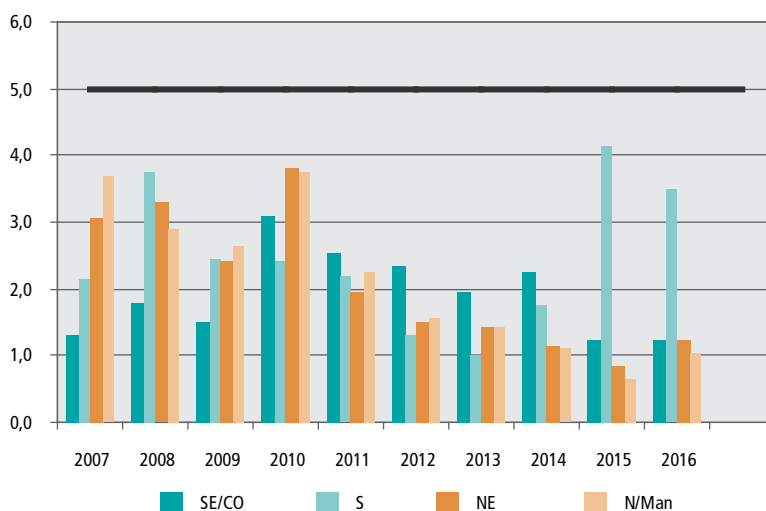
Tabela 37 – Riscos de Qualquer Déficit – Trajetória Inferior de Mercado

Ano	Risco Anual de Déficit (%)			
	SE/CO	S	NE	N/Man
2007	1,3	2,2	3,1	3,7
2008	1,8	3,8	3,3	2,9
2009	1,5	2,5	2,4	2,7
2010	3,1	2,4	3,8	3,8
2011	2,6	2,2	2,0	2,3
2012	2,4	1,3	1,5	1,6
2013	2,0	1,0	1,5	1,5
2014	2,3	1,8	1,2	1,1
2015	1,3	4,2	0,9	0,7
2016	1,3	3,5	1,3	1,1





**Gráfico 8 – Riscos de Déficit de Energia (%)
Trajetória Inferior de Mercado**



Os resultados apresentados mostram que os riscos de déficit obtidos na configuração de referência atendem ao critério de garantia de suprimento do CNPE (risco de déficit não superiores a 5%) ao longo do período de expansão, 2010 a 2016.

A Tabela 38 apresenta os valores médios anuais dos custos marginais de operação. Estes valores são ilustrados no Gráfico 9, que mostra a convergência do custo marginal de operação ao custo marginal de expansão, considerando a tolerância de até 140 R\$/MWh, a partir de 2010.

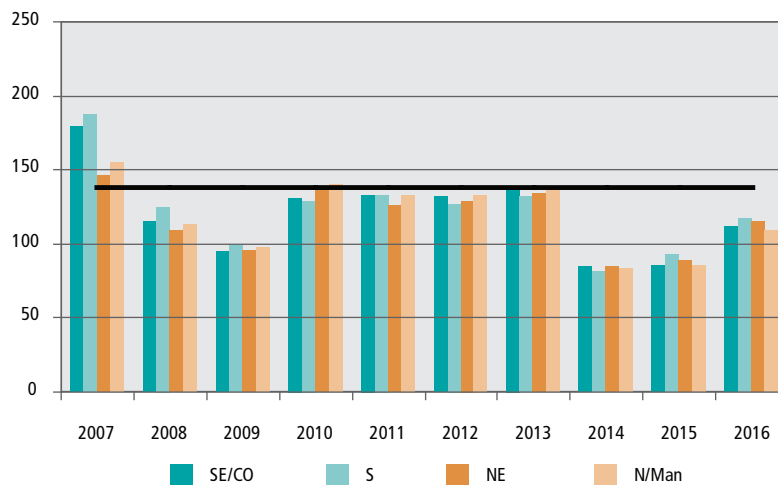
Tabela 38 – Custos Marginais de Operação - Trajetória Inferior de Mercado

Ano	Custos Marginais de Operação Médios Anuais (R\$/MWh)			
	SE/CO	S	NE	N/Man
2007	179,5	187,8	145,7	154,9
2008	114,5	124,6	108,7	113,4
2009	94,3	99,1	95,7	97,3
2010	130,8	129,3	138,4	140,0
2011	132,6	133,0	126,5	132,8
2012	132,0	126,5	129,4	133,4
2013	137,0	132,1	134,6	138,0
2014	84,4	81,4	84,4	84,1
2015	85,7	92,5	88,7	86,1
2016	111,9	116,7	114,9	109,3





Gráfico 9 – Custos Marginais de Operação – Trajetória Inferior de Mercado (R\$/MWh)



Observa-se que a expansão da geração para trajetória inferior de mercado atende aos critérios descritos anteriormente, com a igualdade entre o custo marginal de operação e o custo marginal de expansão (valores de custos marginais de operação inferiores a 140 R\$/MWh) e riscos de déficit não superiores a 5% em qualquer subsistema ao longo de todo o período de expansão da geração (2010 a 2016).

Ao analisar os montantes dos custos marginais de operação, destacam-se os valores mais elevados para o ano de 2007, que é anterior ao período de expansão da geração, que tem início em 2010. Tal comportamento se origina da redução do lastro das termelétricas movidas a gás natural, devido a restrições de disponibilidade desse combustível no curto prazo. Entretanto, não se justifica a necessidade de expansão estrutural da geração para esse ano, com base nos seguintes aspectos: a baixa probabilidade de déficit para o ano de 2007, com valores atendendo ao critério de garantia de suprimento (entre 1,3% e 3,7% para os subsistemas SE, S, NE e N); o fato de a ocorrência se dar em apenas um ano isolado no horizonte da operação; e o fato das condições de atendimento ao SIN em 2007 estarem bastante favoráveis, levando-se em conta o fato dos níveis de armazenamento estarem notadamente elevados em função das vazões no início do ano terem sido consideravelmente superiores à média histórica.

Constata-se, adicionalmente, pelo balanço de energia assegurada do SIN para o ano 2007, que, considerando a trajetória inferior de mercado e sua respectiva configuração de expansão da geração, o sistema de geração apresenta uma folga de aproximadamente 3% em relação à carga de energia de 2007.

Estimativa de Investimentos na Geração

O total de investimentos associados às novas usinas que compõem a configuração de referência de geração para o período 2010 a 2016 é de cerca de R\$ 115 bilhões, sendo R\$ 95 bilhões referentes em usinas hidrelétricas e R\$ 20 bilhões em usinas termelétricas.

4. Expansão da Geração para a Trajetória Superior de Mercado

De forma a se investigar o atendimento ao mercado de energia elétrica com base em outras hipóteses de crescimento da economia, foi analisada a expansão da geração considerando projeções de crescimento segundo a trajetória superior da carga de energia elétrica estabelecida no Capítulo II.

A Tabela 39 apresenta os valores da carga de energia dos diversos subsistemas para esta hipótese de maior crescimento. Constata-se um crescimento anual médio da carga de energia no período 2007/2016 de 5,5%, ante um crescimento de 5,0% da Trajetória Inferior de Mercado para o mesmo período (Tabela 31).



Tabela 39 – Projeção de Carga de Energia (MWh médio) – Trajetória Superior

	Sul	Sudeste / C. Oeste		Norte		Nordeste	Brasil Interligado	Aumento (%)
		SE/CO	Rondônia	N	Manaus			
2006	7.940	29.866		3.398		6.920	48.124	
2007	8.362	31.604		3.511		7.357	50.835	5,6
2008	8.789	33.194	131 (*)	3.794		7.726	53.634	5,5 (**)
2009	9.298	34.816	422	3.980		8.112	56.628	5,6
2010	9.814	36.508	447	4.132		8.787	59.689	5,4
2011	10.302	38.321	509	4.432		9.138	62.702	5,0
2012	10.776	40.192	542	4.646	1.228	9.652	67.036	6,9 (**)
2013	11.266	42.285	577	4.768	1.326	10.184	70.405	5,0
2014	11.949	44.176	614	4.960	1.431	10.735	73.866	4,9
2015	12.550	46.359	655	5.601	1.544	11.325	78.033	5,6
2016	13.192	48.460	701	6.321	1.662	11.903	82.240	5,4
Crescimento médio do SIN (2007/2016)								5,5

(*) O valor médio para Rondônia em 2008 foi estimado considerando nulos os montantes antes da interligação em setembro;

(**) O aumento relativamente mais elevado da previsão de carga de energia observado para os anos 2007/2008 e 2011/2012 deve-se à incorporação ao SIN dos sistemas, hoje isolados, do Acre-Rondônia e Manaus-Macapá.

A trajetória superior de mercado requer uma expansão adicional da geração. Quanto à configuração de usinas hidrelétricas, foi mantida a mesma da trajetória inferior, bem como o correspondente cronograma de entrada²⁰. Foram acrescentadas fontes termelétricas indicativas nos subsistemas Sudeste, Sul e Nordeste. Os montantes de novas usinas necessárias para o atendimento a esta projeção de mercado, segundo os critérios de garantia adotados, bem como seu cronograma de entrada, são explicitados na Tabela 40.

Tabela 40 – Expansão Térmica Adicional para Atendimento à Trajetória Superior de Mercado

Ano	Subsistema	Potência (MW)
2010	SE	2.200
	NE	600
2011	SE	800
	NE	-100
2012	SE	800
2013	SE	650
	S	400
2015	S	200
2016	S	50
Total		5.600

20 A configuração de hidrelétricas utilizada para o ajuste da trajetória inferior praticamente esgota o potencial viável para implantação no horizonte decenal, considerando os critérios de avaliação processual adotados, indicados no item 1.3, bem como o conjunto de projetos até o presente estudados. Novos estudos de inventário e viabilidade estão em andamento, cujos resultados possibilitarão ampliar o portfólio de usinas hidrelétricas disponíveis para os próximos ciclos de planejamento.

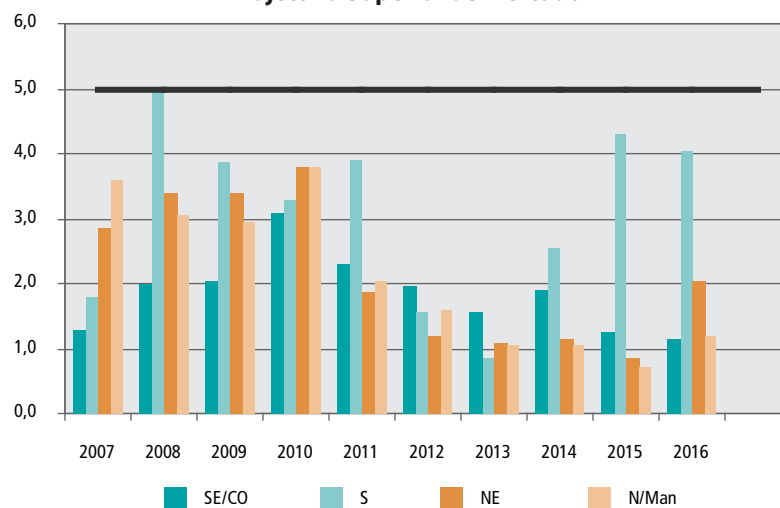


A Tabela 41 e o Gráfico 10 seguintes apresentam os resultados obtidos para o risco anual de déficit. Observa-se que com a expansão adicional foi mantido o atendimento ao critério de garantia de suprimento, com probabilidade de risco de qualquer déficit não superior a 5% em qualquer dos subsistemas. Verifica-se também que a ordem de grandeza do risco de déficit é equivalente à do caso referente à trajetória inferior tratado anteriormente.

Tabela 41 – Riscos de Qualquer Déficit – Trajetória Superior de Mercado (%)

Ano	Regiões			
	SE/CO	S	NE	N/Man
2007	1,3	1,8	2,9	3,6
2008	2,0	5,0	3,4	3,1
2009	2,1	3,9	3,4	3,0
2010	3,1	3,3	3,8	3,8
2011	2,3	3,9	1,9	2,1
2012	2,0	1,6	1,2	1,6
2013	1,6	0,9	1,1	1,1
2014	1,9	2,6	1,2	1,1
2015	1,3	4,3	0,9	0,7
2016	1,2	4,1	2,1	1,2

**Gráfico 10 – Riscos de Déficits de Energia (%)
Trajetória Superior de Mercado**

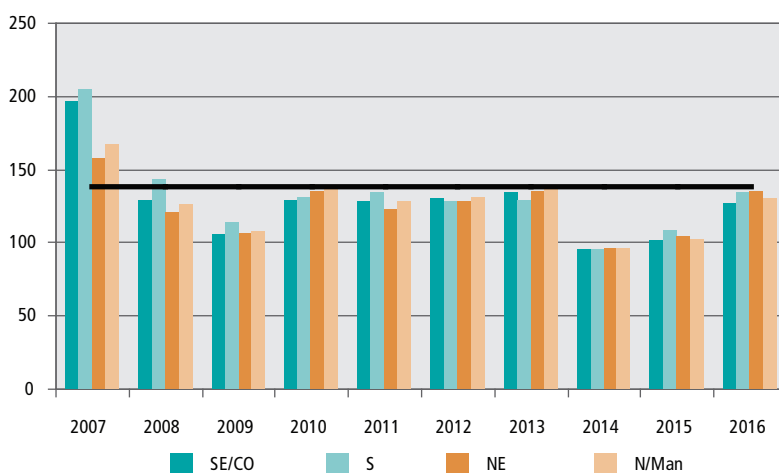


A Tabela 42 e o Gráfico 11 apresentam os resultados relativos aos custos marginais de operação. Consta-se que os valores encontrados também se assemelham aos do caso da trajetória inferior de mercado.



**Tabela 42 – Custo Marginal da Operação – Trajetória Superior de Mercado (R\$/MWh)**

Ano	Regiões			
	SE/CO	S	NE	N/Man
2007	196,5	204,5	157,7	167,3
2008	129,2	143,2	121,1	126,4
2009	105,4	113,7	106,1	108,1
2010	129,4	131,0	135,3	137,6
2011	128,0	134,1	122,5	128,1
2012	129,9	128,1	128,1	131,3
2013	134,2	129,2	135,6	137,7
2014	95,3	95,4	96,0	96,0
2015	101,9	109,0	104,2	102,9
2016	127,0	133,9	135,3	129,8

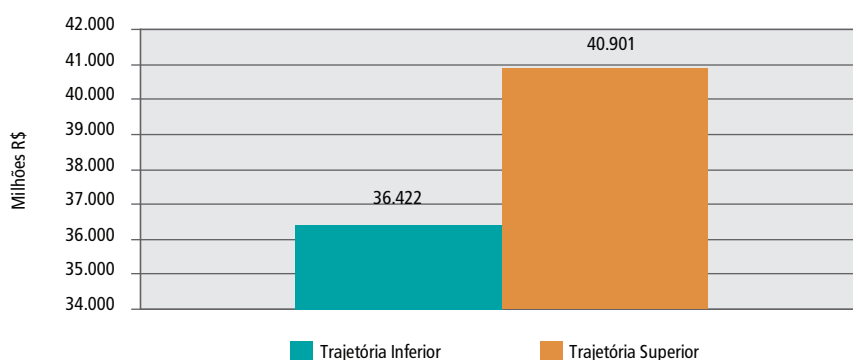
Gráfico 11 – Custos Marginais de Operação (R\$/MWh) – Trajetória Superior de Mercado

Cabe ressaltar que a semelhança encontrada entre os resultados do risco de déficit e do custo marginal de operação obtidas nos casos das Trajetórias Inferior e Superior, decorre da aplicação dos critérios de atendimento estabelecidos. A diferença entre esse dois casos, como era de se esperar, ocorre no custo total de operação, verificando-se uma elevação significativa dessa variável no caso de mercado mais alto, ilustrada no Gráfico 12, da ordem de 12%.





Gráfico 12 – Custos Totais de Operação – Trajetória Inferior x Trajetória Superior



5. Estudos com Três Patamares de Carga

As projeções diferenciadas para os patamares de carga pesada, média e leve foram utilizadas como insumo para uma análise do comportamento do sistema de referência (apresentado no item 1.3), obtido para a trajetória inferior de mercado. Para este estudo foi mantido um único patamar de custo de déficit.

Foram analisadas as condições de atendimento do sistema (em especial riscos de qualquer déficit) perante os valores de carga por patamar. Foram também analisados, para os grandes aproveitamentos hidrelétricos na região amazônica, os valores de geração e dos fluxos nas interligações nos diferentes patamares de carga.

Riscos de déficit

A partir do estudo com três patamares de carga é possível analisar de uma forma mais clara as condições de atendimento do sistema nos diferentes patamares e considerar diferentes alternativas de solução para eventuais riscos de déficit acima do limite tolerado.

A Tabela 43 e o Gráfico 13 apresentam os resultados obtidos para o risco anual de déficit. Observa-se que com a consideração dos patamares foi mantido o atendimento ao critério de garantia de suprimento para o subsistema SE/ CO, com probabilidade de risco de qualquer déficit não superior a 5%, porém para o subsistema S nos anos 2008, 2010, 2011, 2014 e 2015 e no subsistema NE nos anos 2008 a 2010 e 2015 e 2016 e para o subsistema Norte para o ano de 2010, os riscos de qualquer déficit resultaram superiores a 5%.

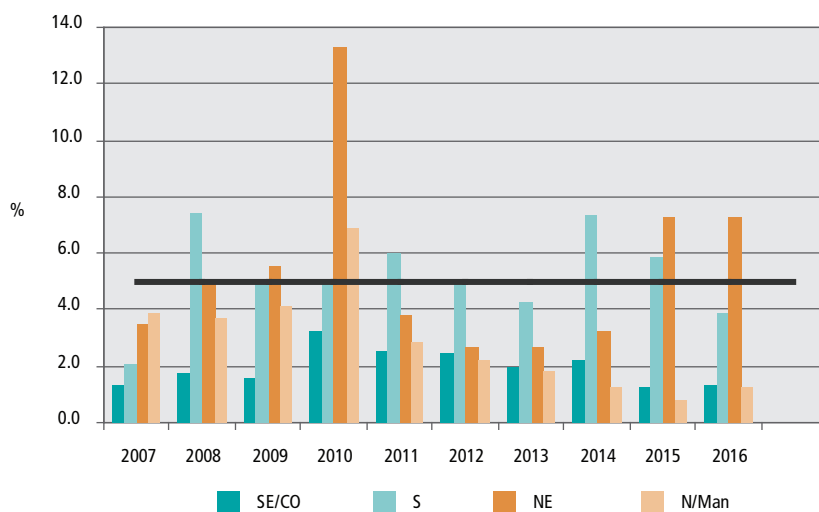
Tabela 43 – Riscos de Qualquer Déficit – Três Patamares de Carga (%)

Ano	Regiões			
	SE/CO	S	NE	N/Man
2007	1.4	2.1	3.5	3.9
2008	1.8	7.4	5.1	3.8
2009	1.6	4.9	5.6	4.1
2010	3.3	5.1	13.3	6.9
2011	2.6	6.1	3.8	2.9
2012	2.5	4.9	2.7	2.2
2013	2.0	4.3	2.7	1.9
2014	2.2	7.4	3.3	1.3
2015	1.3	5.9	7.3	0.8
2016	1.4	3.9	7.3	1.3





**Gráfico 13 – Riscos de Qualquer Déficit (%)
Três Patamares de Carga**



Na Tabela 44 apresentam-se os valores resultantes do CMO para a simulação feita com 3 patamares.

Tabela 44 – Custos Marginais de Operação – Três Patamares de Carga

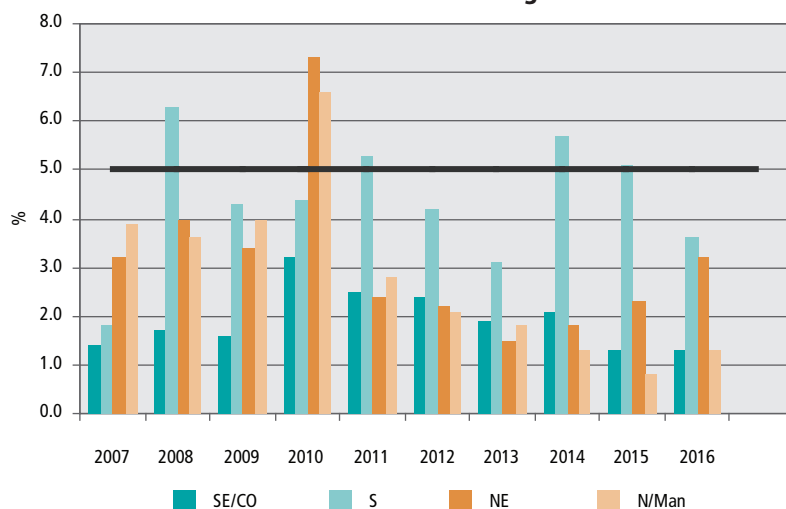
Ano	Custos Marginais de Operação Médios Anuais (R\$/MWh)			
	SE/CO	S	NE	N/Man
2007	179	177	146	154
2008	116	127	110	113
2009	97	100	99	99
2010	132	132	144	143
2011	133	135	130	134
2012	135	130	133	137
2013	137	134	136	139
2014	85	92	85	84
2015	88	94	93	88
2016	115	116	120	113

A ocorrência de déficits de qualquer monta superiores a 5%, levou à investigação da ocorrência dos déficits nos diferentes patamares e da profundidade destes déficits. O Gráfico 14 e o Gráfico 15 apresentam a ocorrência de déficits superiores a 1 e 5% do mercado onde pode ser observado que, para a região NE no ano de 2010, a probabilidade de ocorrência de déficits maiores que 1% da carga é de 6,3% e para déficits maiores que 5% é de 3,8%.

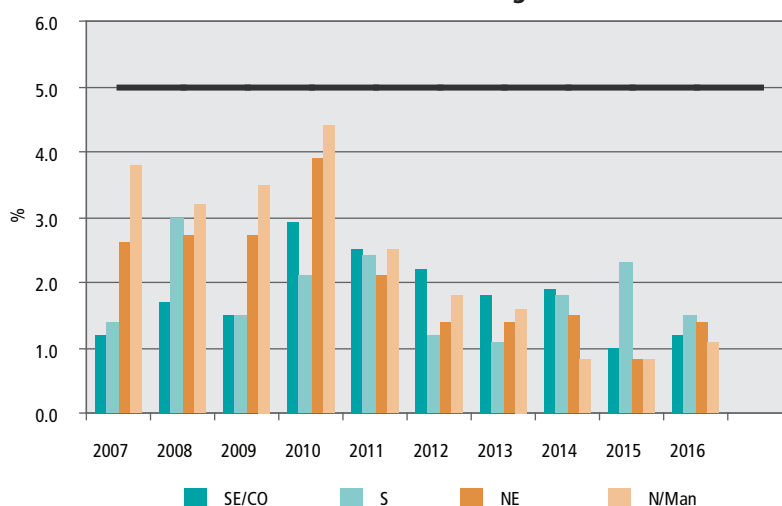




**Gráfico 14 – Riscos de Déficit de Energia Superiores a 1% do Mercado
Três Patamares de Carga**



**Gráfico 15 – Riscos de Déficit de Energia Superiores a 5% do Mercado
Três Patamares de Carga**



Para a região Nordeste foram analisados com maior grau de detalhes os anos de 2009 a 2011. A tabela a seguir apresenta a dispersão ao longo dos três patamares de carga da probabilidade de ocorrência de qualquer déficit.

**Tabela 45 – Dispersão da Probabilidade de Ocorrência de Qualquer Déficit
Trajetória Inferior de Mercado (%)**

Ano	Carga		
	Pesada	Média	Leve
2009	4.55	2.85	1.50
2010	13.30	5.65	2.60
2011	3.80	2.10	1.35





Adicionalmente, foram analisadas, para a região Nordeste, no período 2009 a 2011, as permanências dos déficits segundo a profundidade dos mesmos ao longo dos três patamares, conforme pode ser analisado nos gráficos a seguir.

Gráfico 16 – Montante e Permanência de Défis – Região NE – 2009 a 2011
Carga Pesada – MWmédios

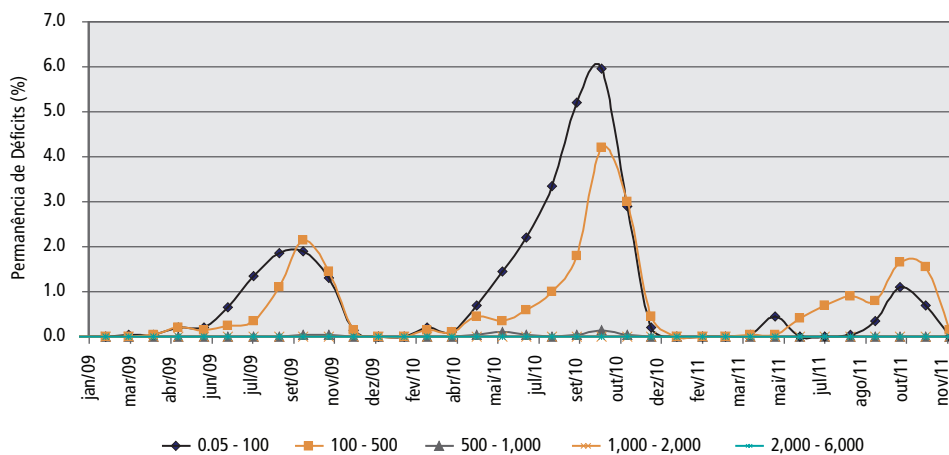


Gráfico 17 – Montante e Permanência de Défis – Região NE – 2009 a 2011
Carga Média – MWmédios

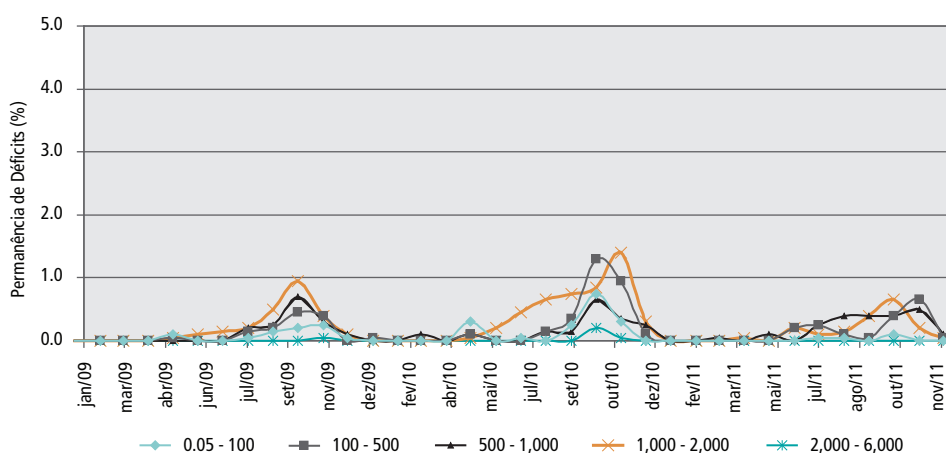
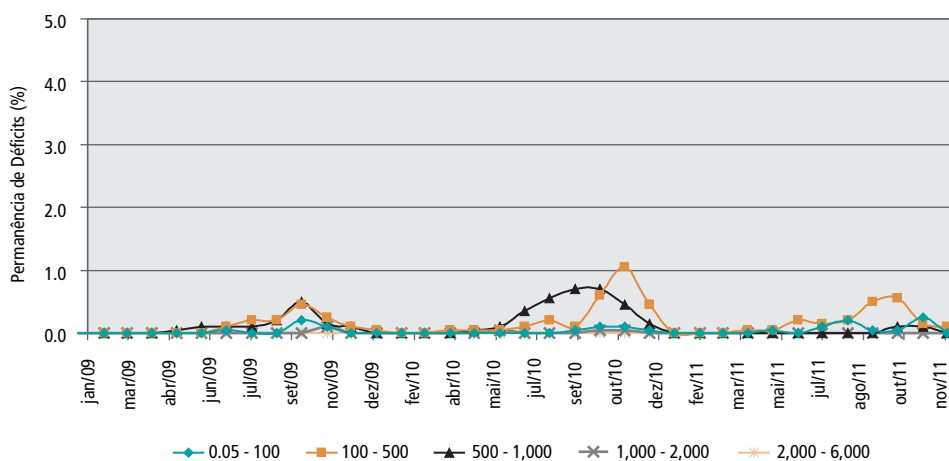


Gráfico 18 – Montante e Permanência de Défis – Região NE – 2009 a 2011
Carga Leve – MWmédios





Esta análise, como esperado, demonstra que os riscos de qualquer profundidade de déficit estão concentrados no patamar de carga pesada.

Em uma primeira análise, as restrições de atendimento à carga no patamar de carga pesada poderiam ser mitigadas a partir de acréscimos na expansão da geração na Região Nordeste. Outra solução possível seria um incremento na capacidade de transmissão para atendimento a essa região. Ou ainda, uma combinação das duas alternativas anteriores.

Constatou-se, por exemplo, que, com um incremento de aproximadamente 700 MW médios no limite da interligação Sudeste-Nordeste e de 300 MW médios na interligação Imperatriz-Nordeste a partir de 2010, os maiores valores de risco de qualquer déficit anteriormente observados (Tabela 43 e Gráfico 13) caem para a faixa 5,0 - 6,0%.

Ressalta-se que as soluções a serem consideradas para eliminar as restrições no patamar de carga pesada deverão ser referendadas por meio de estudos específicos, com avaliação detalhada dos limites de transmissão das interligações e dos custos x benefícios das alternativas.

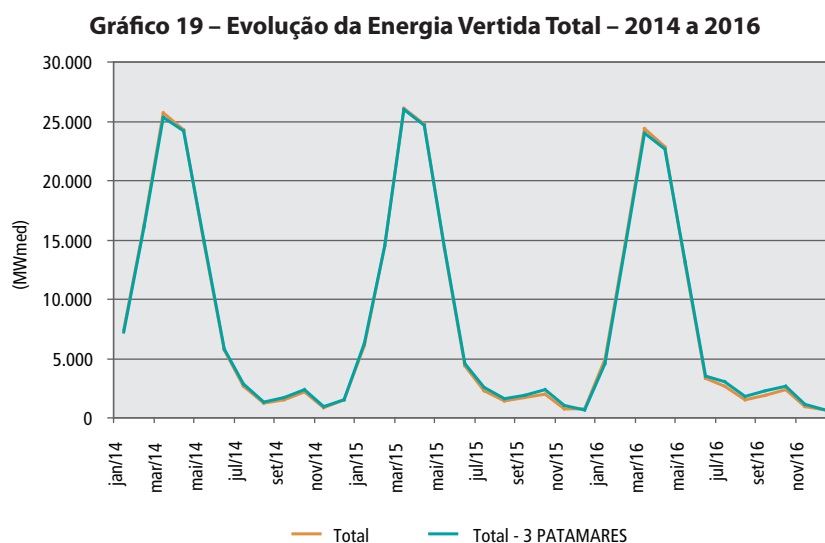
Grandes aproveitamentos hidrelétricos na região amazônica – Geração e fluxos nas interligações nos diferentes patamares de carga

Dada a sazonalidade bastante pronunciada que caracteriza o regime hidrológico da bacia amazônica, procurou-se analisar o comportamento dos aproveitamentos hidrelétricos dos subsistemas Belo Monte (AHE Belo Monte), Madeira (AHEs Santo Antônio e Jirau) e Teles Pires (AHEs Magessi, Sinop, Colíder, Teles Pires, São Manoel e Foz do Apicás) quanto ao perfil de sua geração nos três patamares de carga, e, em decorrência, dos fluxos nas interligações que conectam esses subsistemas aos subsistemas receptores.

As análises realizadas consistiram na comparação entre as simulações, considerando um e três patamares de carga, das seguintes variáveis: energia vertida, geração hidráulica e fluxos de energia entre os subsistemas supracitados e os subsistemas receptores Nordeste e Sudeste. O estudo foi realizado no período após 2014, quando esses empreendimentos se encontram em fase de motorização, de acordo com a configuração de referência estabelecida.

Energia vertida

A seguir apresenta-se o gráfico comparativo da soma da energia vertida de todos os subsistemas, com a consideração de um e de três patamares de carga.





Observa-se neste gráfico quase que uma superposição da Energia Vertida Total Esperada das simulações com um e com três patamares de carga.

O mesmo tipo de comparação foi feito isoladamente para os subsistemas Belo Monte, Teles Pires e Madeira, conforme apresentado nos gráficos que se seguem.

Gráfico 20 – Evolução da Energia Vertida Esperada do Subsistema Belo Monte – 2014 a 2016

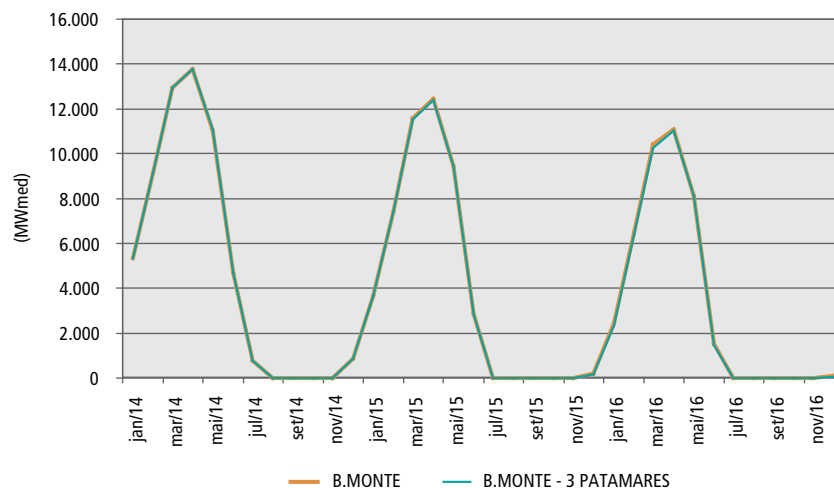


Gráfico 21 – Evolução da Energia Vertida Esperada do Subsistema Teles Pires – 2014 a 2016

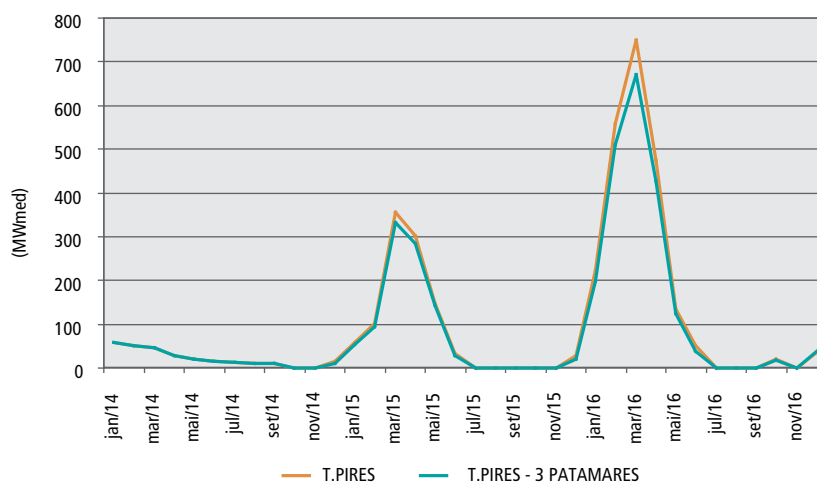
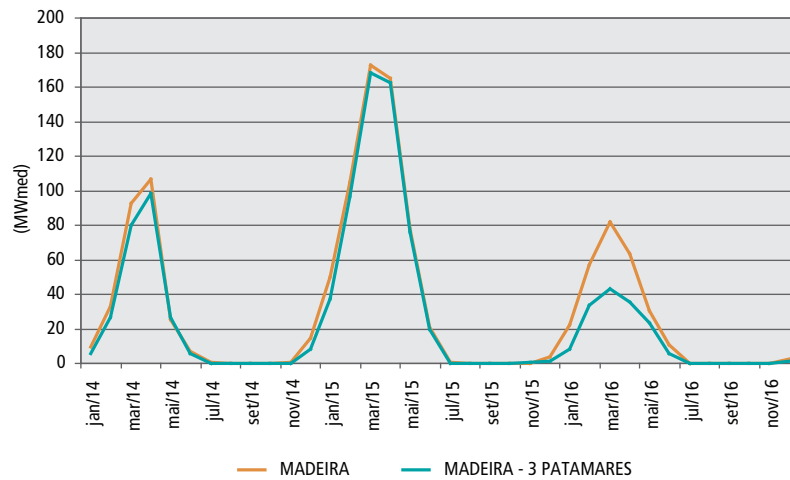




Gráfico 22 – Evolução da Energia Vertida Esperada do Subsistema Madeira – 2014 a 2016

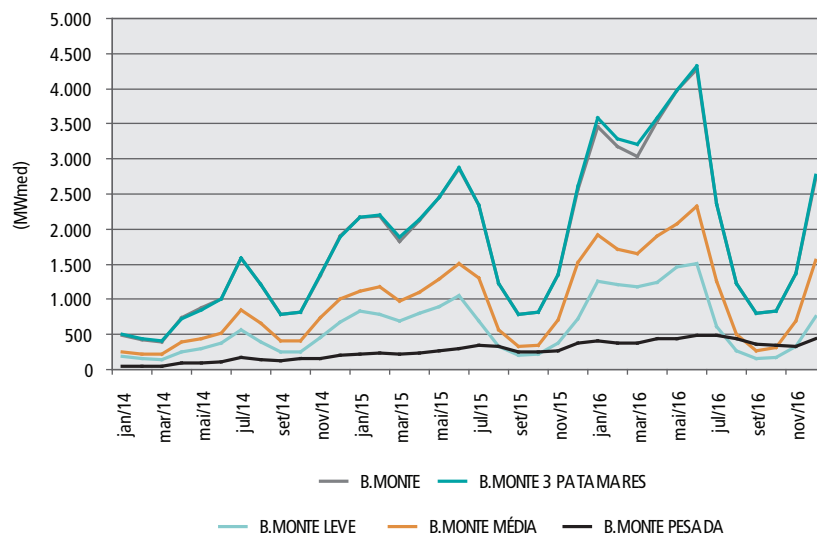


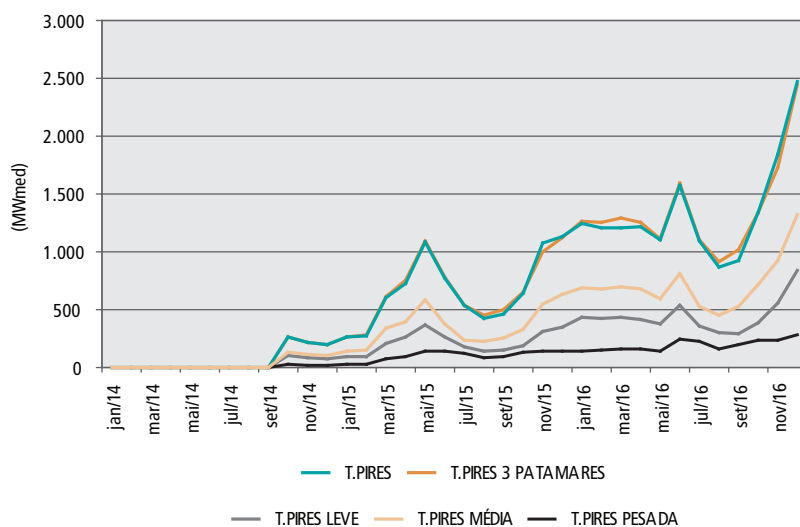
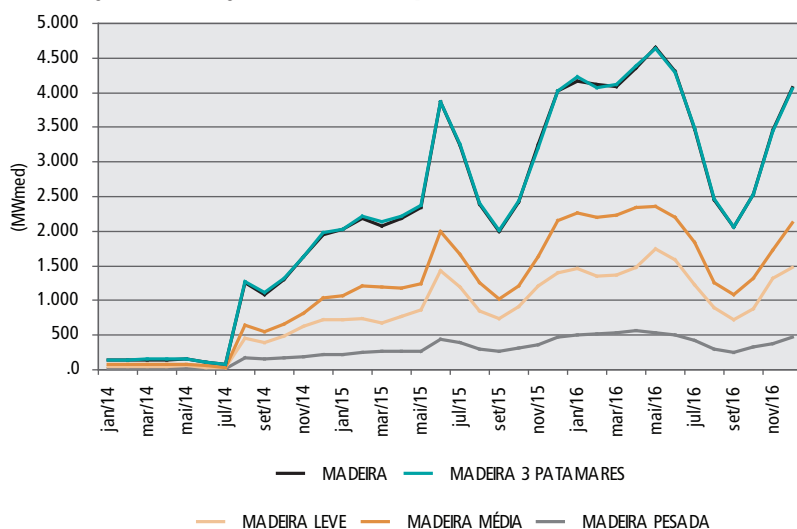
Dentre os três subsistemas analisados, constata-se que o subsistema Madeira apresenta uma diminuição relativamente maior do vertimento esperado na simulação com três patamares de carga comparada com a de patamar único.

Geração hidráulica

Para os mesmos subsistemas, foi feita a análise comparativa da Geração Hidráulica Esperada com a consideração de um e de três patamares de carga. Nessa análise, além da curva referente à simulação com um patamar de carga, foram plotadas as curvas dos patamares de carga leve, média e pesada, bem como a soma dessas três últimas, denominada "3 PATAMARES". Os resultados estão apresentados nos gráficos que se seguem.

Gráfico 23 – Evolução da Geração Hidráulica Esperada do Subsistema Belo Monte – 2014 a 2016



**Gráfico 24 – Evolução da Geração Hidráulica Esperada do Subsistema Teles Pires – 2014 a 2016****Gráfico 25 – Evolução da Geração Hidráulica Esperada do Subsistema Madeira – 2014 a 2016**

Observa-se nos gráficos acima a manutenção do perfil de geração hidráulica entre as simulações com um e três patamares de carga para cada um dos subsistemas estudados. Observam-se também valores mais elevados de geração na carga média, seguidos pelos da carga leve, resultando na carga pesada os menores valores.

Ao analisar o comportamento dos grandes empreendimentos, como Belo Monte, os do rio Madeira e os do Teles Pires, para atendimento à carga leve do sistema, percebe-se que a sua geração se faz em montantes ligeiramente menores do que os da geração total média, proporcionais à carga desse patamar. Entretanto, ainda que esses grandes empreendimentos estejam sujeitos às restrições de geração mínima das usinas pertencentes aos subsistemas importadores de sua energia, percebe-se a manutenção do perfil de geração também no patamar de carga leve.

Intercâmbios entre os subsistemas

A seguir apresentam-se os gráficos de frequência dos fluxos de energia dos subsistemas Belo Monte (BM), Teles Pires (TP) e Madeira (Mad) observados com a consideração de um e de três patamares de carga. Os valores apresentados nos gráficos dos patamares de carga leve, média e pesada representam o fluxo total de energia desses períodos dividido pelo número de horas do respectivo patamar.





A frequência dos intercâmbios entre Norte e Belo Monte é apresentada nos gráficos que se seguem para os quatro casos: simulação com um único patamar de carga, patamar de carga leve, patamar de carga média e patamar de carga pesada.

Gráfico 26 – Frequência de Ocorrência dos Intercâmbios entre Norte e Belo Monte (MWmédio) – 2014 a 2016 – Patamar Único de Carga

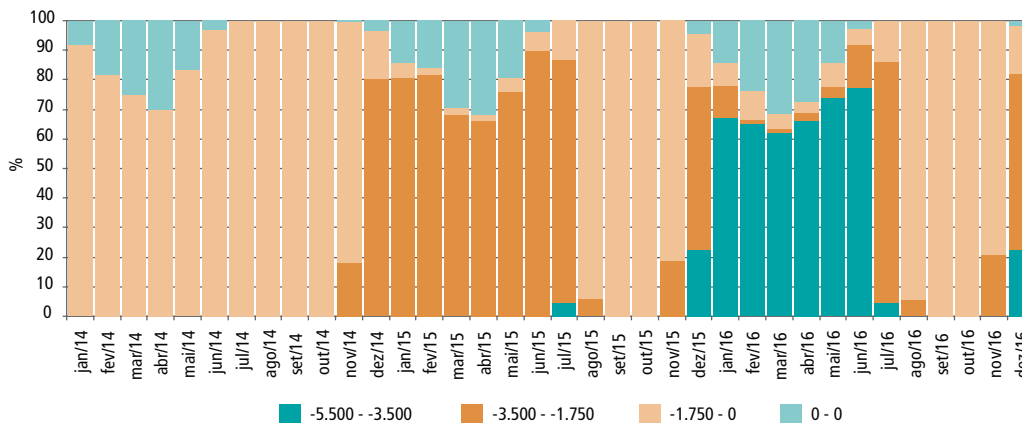


Gráfico 27 – Frequência de Ocorrência dos Intercâmbios entre N e BM na Carga Leve (MWmédio) – 2014 a 2016

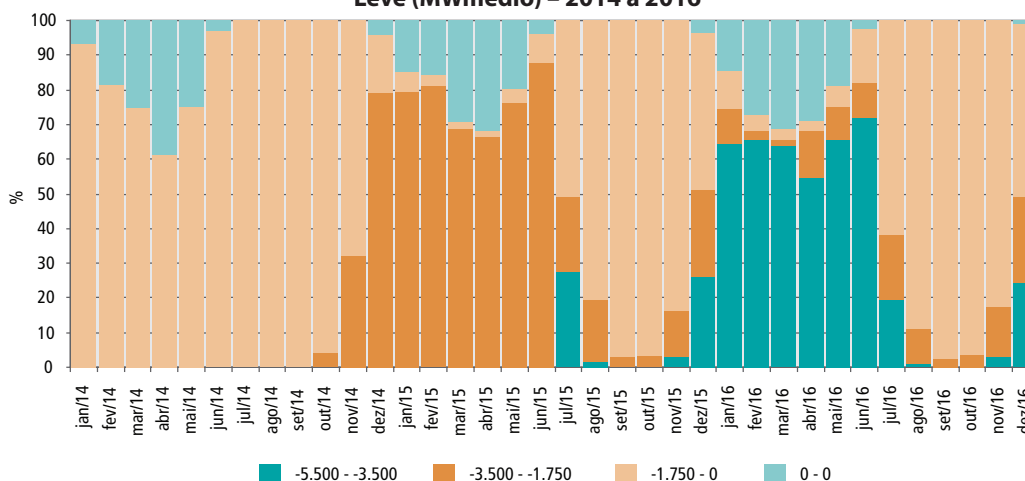


Gráfico 28 – Frequência de Ocorrência dos Intercâmbios entre N e BM na Carga Média (MWmédio) – 2014 a 2016

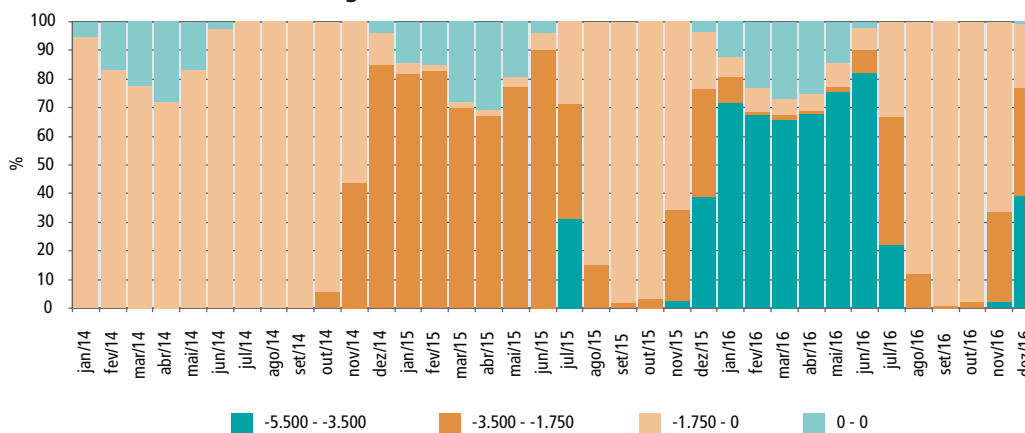
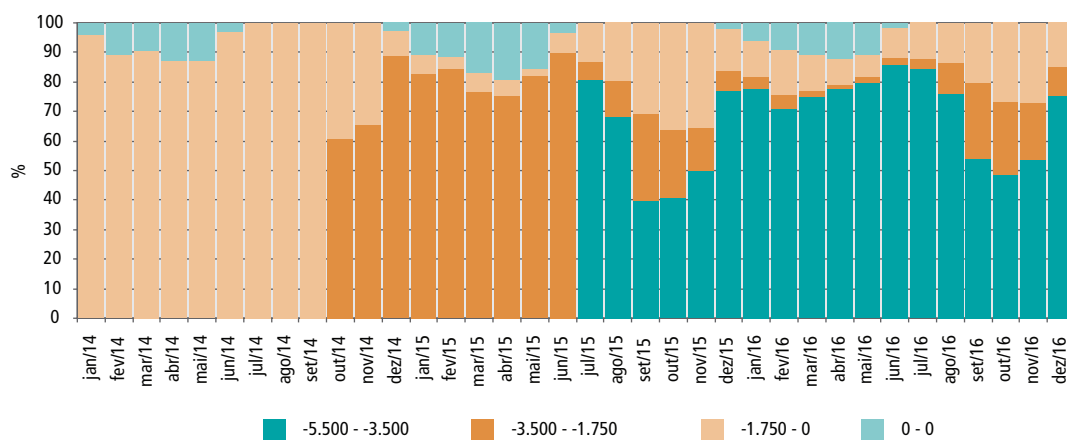




Gráfico 29 – Frequência de Ocorrência dos Intercâmbios entre N e BM na Carga Pesada (MWmédio) – 2014 a 2016



Pelos gráficos acima pode-se observar o incremento da utilização das linhas de transmissão do patamar leve para o médio e, da mesma forma, do médio para o pesado.

Analogamente, foi analisada a frequência dos intercâmbios entre os subsistemas Teles Pires e Sudeste, a qual é apresentada nos gráficos que se seguem para os quatro casos: simulação com um patamar único de carga, patamar de carga leve, patamar de carga média e patamar de carga pesada.

Gráfico 30 – Frequência de Ocorrência dos Intercâmbios entre Sudeste e Teles Pires (MWmédio) – 2014 a 2016 – Patamar Único de Carga

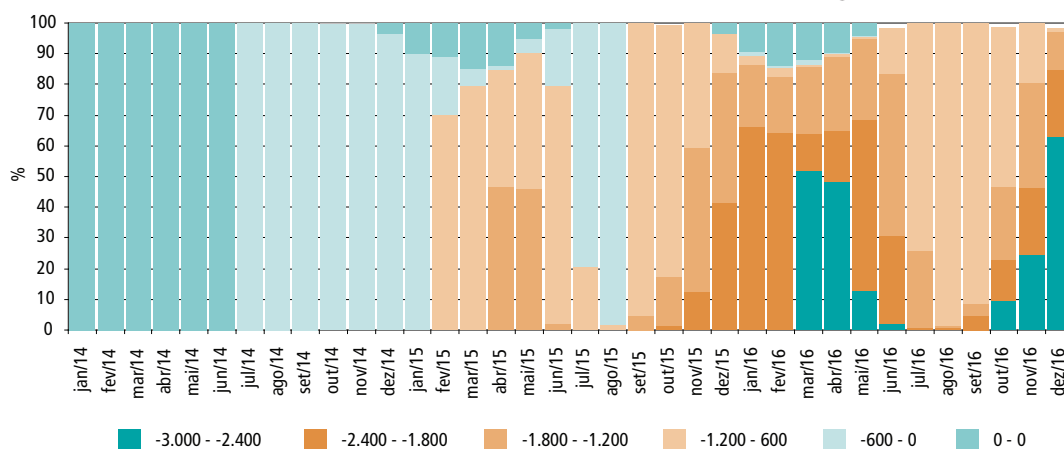




Gráfico 31 – Frequência de Ocorrência dos Intercâmbios entre SE e TP na Carga Leve (MWmédio) – 2014 a 2016

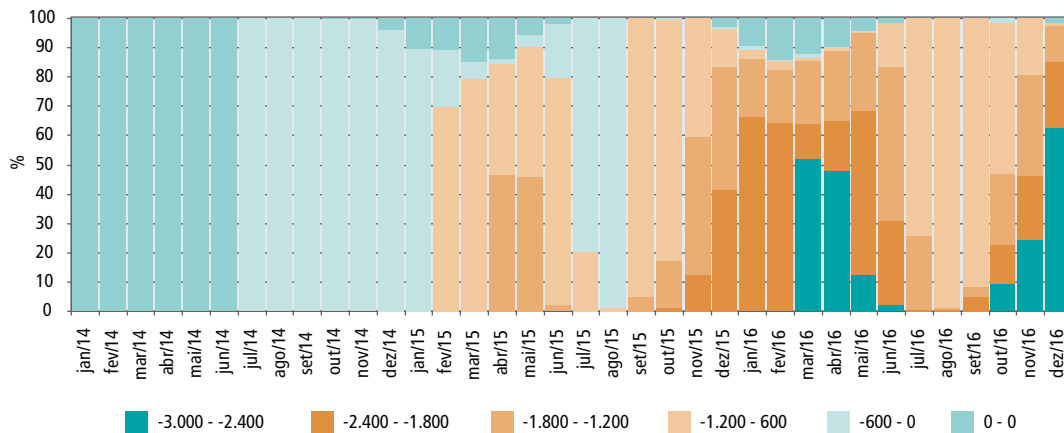


Gráfico 32 – Frequência de Ocorrência dos Intercâmbios entre SE e TP na Carga Média (MWmédio) – 2014 a 2016

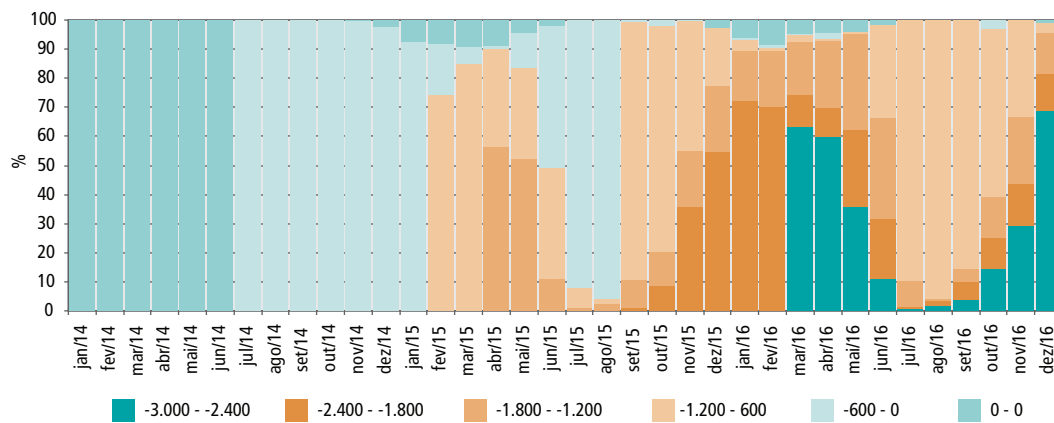
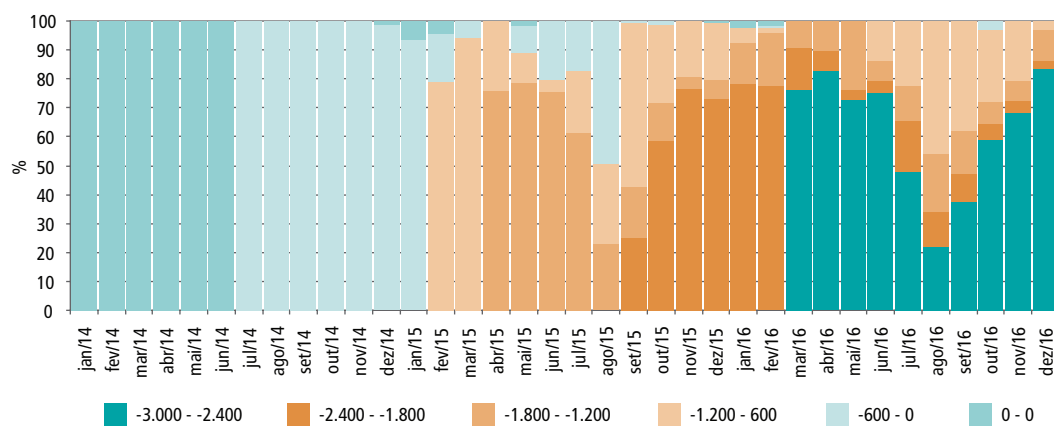


Gráfico 33 – Frequência de Ocorrência dos Intercâmbios entre SE e TP na Carga Pesada (MWmédio) – 2014 a 2016





Assim como no caso analisado anteriormente dos fluxos entre Norte e Belo Monte, observa-se o acréscimo da utilização das linhas de transmissão do patamar leve para o médio e do médio para o pesado.

Complementando, foi finalmente analisada a frequência dos intercâmbios entre os subsistemas Madeira e Sudeste, a qual é apresentada nos gráficos que se seguem para os quatro casos: simulação com um patamar único de carga, patamar de carga leve, patamar de carga média e patamar de carga pesada.

Gráfico 34 – Frequência de Ocorrência dos Intercâmbios entre Sudeste e Madeira (MWmédio) – 2014 a 2016 – Patamar Único de Carga

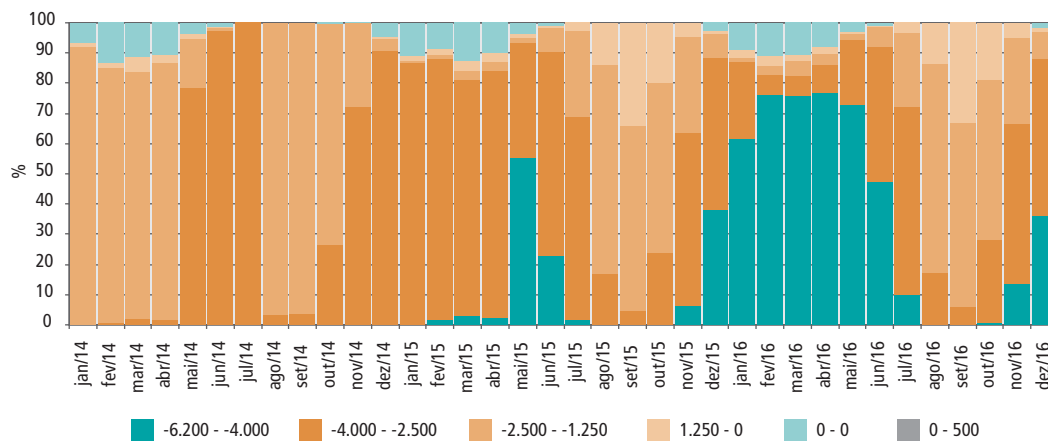


Gráfico 35 – Frequência de Ocorrência dos Intercâmbios entre SE e Mad na Carga Leve (MWmédio) – 2014 a 2016

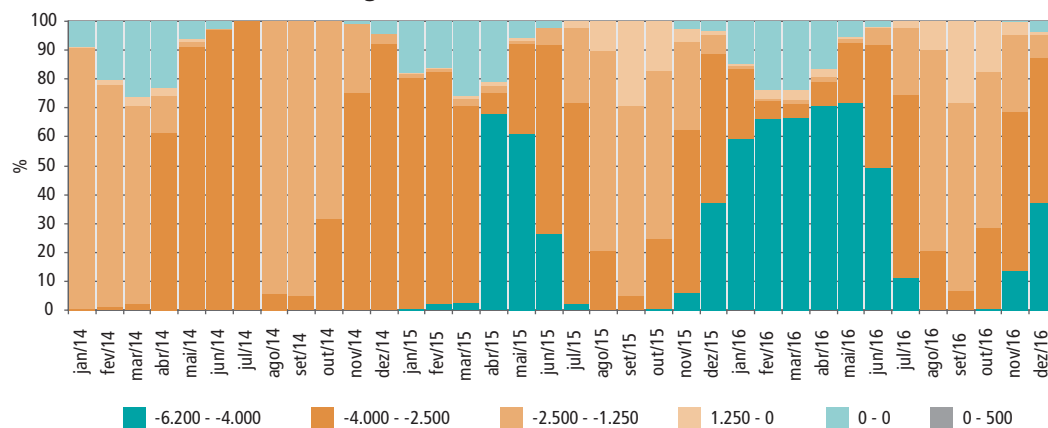




Gráfico 36 – Frequência de Ocorrência dos Intercâmbios entre SE e Mad na Carga Média (MWmédio) – 2014 a 2016

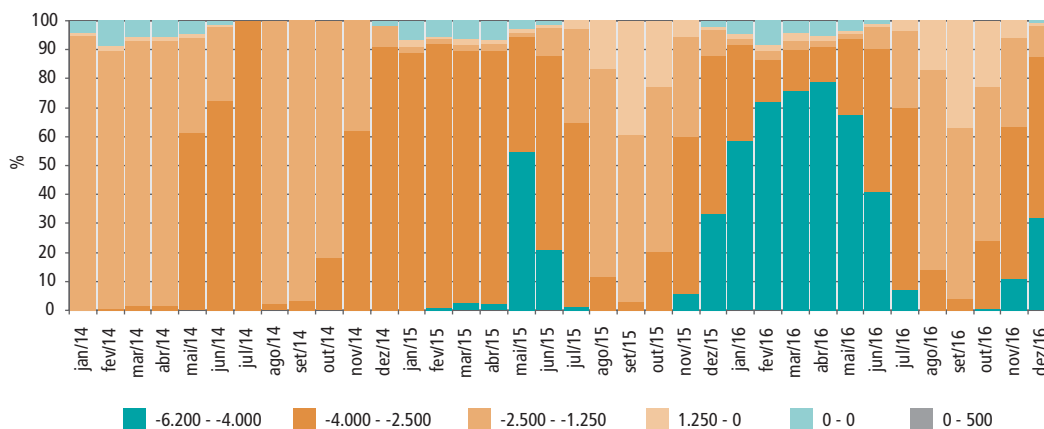
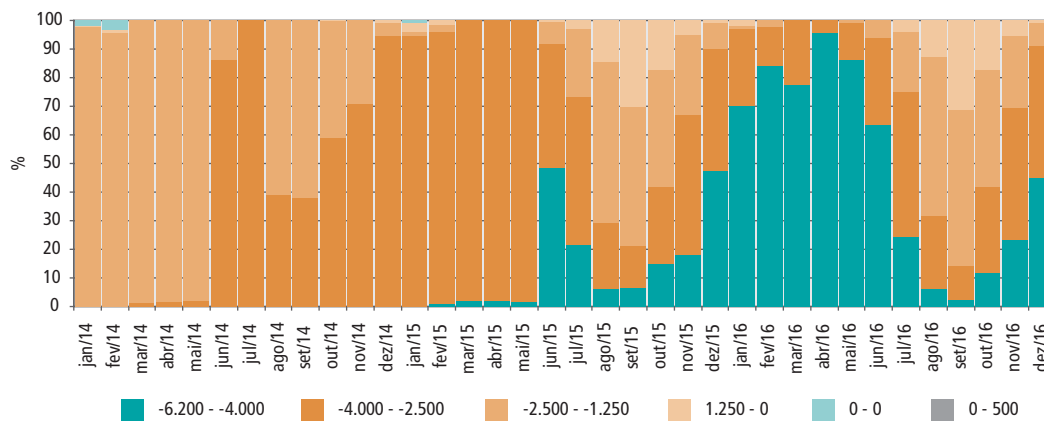


Gráfico 37 – Frequência de Ocorrência dos Intercâmbios entre SE e Mad na Carga Pesada (MWmédio) – 2014 a 2016



Constata-se também nesse caso utilização crescente das linhas de transmissão do patamar leve para o médio e do médio para o pesado.

De uma forma geral pode-se também constatar que existe uma similaridade entre as frequências de ocorrência dos intercâmbios do caso simulado com um patamar único de carga e do caso de carga média. Isso se dá por ser esse o patamar de maior duração.

Sob o aspecto metodológico, os resultados acima e os anteriormente reportados relativos aos riscos de déficit e aos níveis de geração dos grandes AHEs da região amazônica indicam a necessidade de avaliação dos benefícios da inclusão da representação dos três patamares de carga desde as análises iniciais, considerando os diferentes enfoques dos estudos energéticos, vis a vis o aumento de tempo de processamento resultante.

6. Atendimento à Demanda Máxima

Foi feita uma análise das condições de atendimento à demanda máxima instantânea do sistema interligado nacional e dos subsistemas, em complementação à análise em três patamares de carga, ao longo do período 2007/2016. Essa análise foi feita por meio de um balanço anual simplificado de ponta para a configuração de geração de referência, obtida a partir das projeções de carga referentes à trajetória inferior de mercado. As premissas básicas deste balanço foram as seguintes:

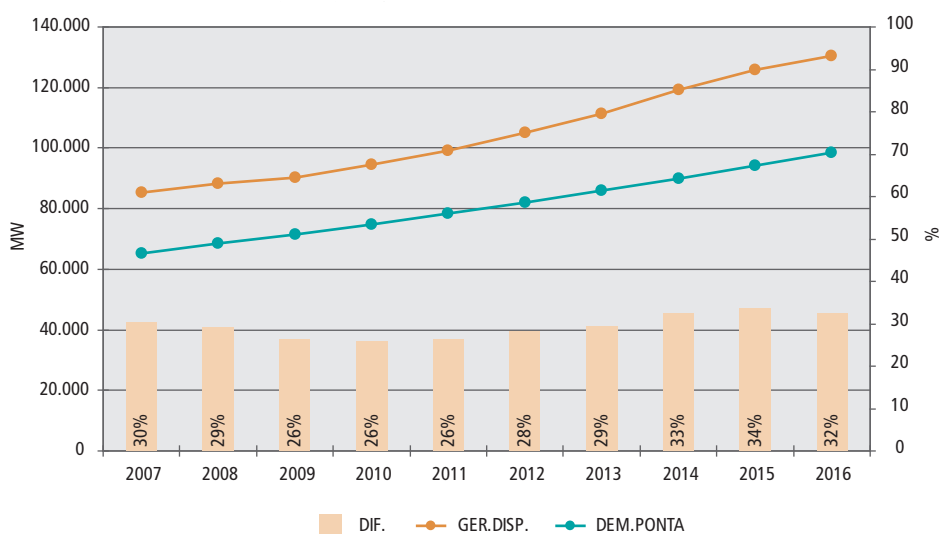




- A disponibilidade máxima foi obtida a partir da potência instalada, abatidas as indisponibilidades (forçada e programada), tanto para as usinas termelétricas quanto para as hidrelétricas;
- A demanda máxima instantânea em cada um dos subsistemas foi obtida para cada ano a partir do máximo valor mensal no ano;
- 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 adotados os valores utilizados na operação (quando usina existente), e valores informados pelos empreendedores, no leilão de energia nova, para as usinas da expansão;
- A potência de Itaipu contratada com a ANDE foi considerada como sendo igual à potência disponibilizada para o SIN;

O gráfico a seguir apresenta o balanço de ponta para o SIN, considerando a diferença entre a geração disponível e a demanda de ponta no período 2007/2016.

Gráfico 38 – Balanço de Ponta para o SIN



O balanço apresentado acima demonstra que as menores folgas existentes entre a demanda máxima instantânea e a disponibilidade de ponta do parque gerador é de 26% nos anos 2010 e 2011, denotando um baixo risco de não atendimento à ponta do sistema ao longo do período estudado.

Os Gráficos 39 a 42 apresentam os balanços para os subsistemas Sudeste/C. Oeste/ Rondônia, Nordeste, Sul e Norte/ Manaus.

Gráfico 39 – Balanço de Ponta para o Sudeste

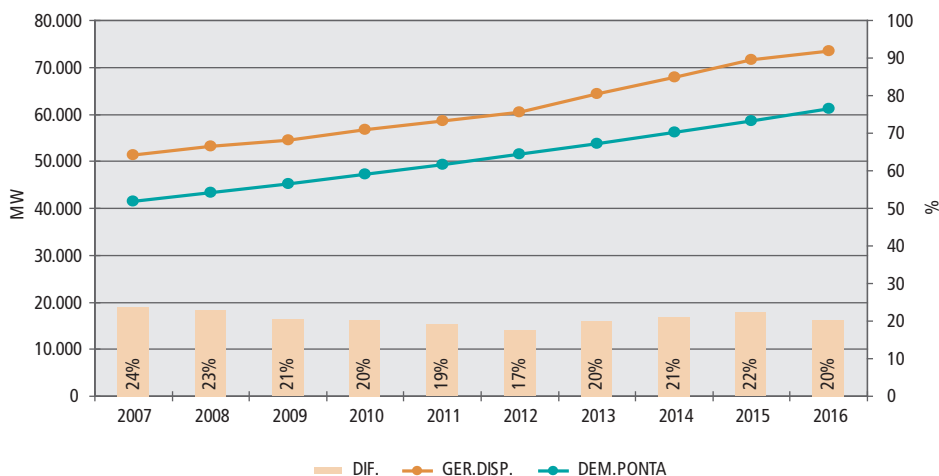




Gráfico 40 – Balanço de Ponta para o Sul

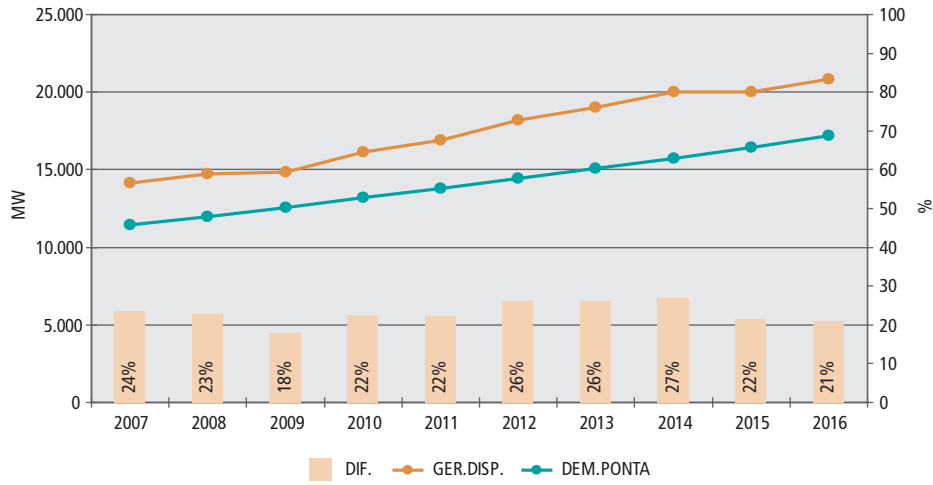


Gráfico 41 – Balanço de Ponta para o Nordeste

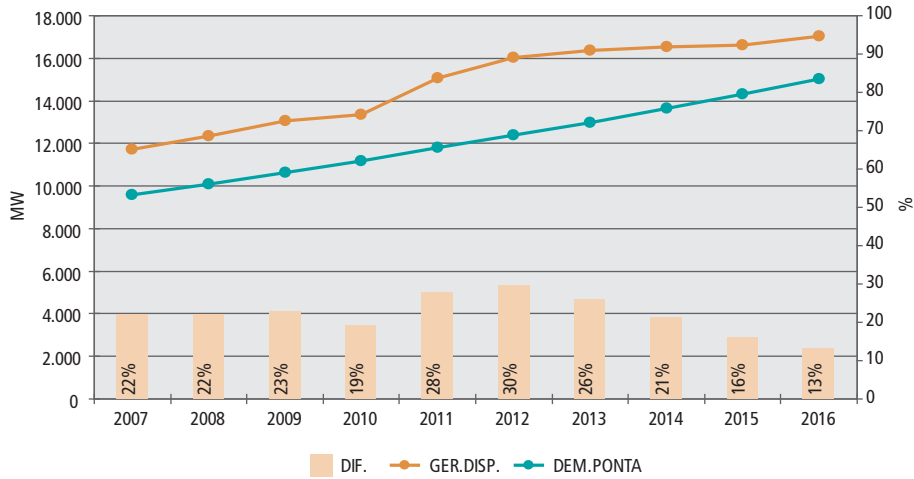
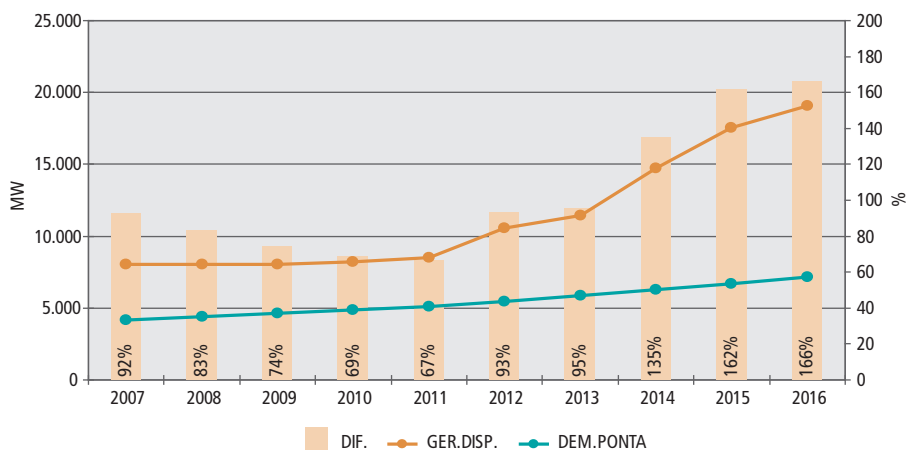


Gráfico 42 – Balanço de Ponta para o Norte



Os balanços por região também não indicam problemas, uma vez que as folgas são sempre superiores a 10%, sendo que os menores valores de folgas ocorrem na região Nordeste.





Referências bibliográficas

Título
[1] ANEEL, BIG – Banco de Informações – Matriz de Energia Elétrica, 16/02/2007
[2] 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
[3] Centro Nacional de Desenvolvimento de PCH, fevereiro de 2007
[4] Empresa de Pesquisa Energética – EPE. “Balanço Energético Nacional – Ano Base 2005”. EPE, Rio de Janeiro, 2006.
[5] EPE-DEE-NT-009/2006-R0 – “Estimativa de Valor para Patamar Único do Custo de Déficit”, MME/EPE, junho/2006
[6] Schaeffer, R.; Soares, JB, Oliveira, RG. Análise da inserção de cogeração a gás natural na matriz energética brasileira. Relatório final de projeto P&D Aneel. Rio de Janeiro, 2004.
[7] Soares, J.B. Formação do mercado de gás natural no Brasil: impacto de incentivos econômicos na substituição inter-energéticos e na co-geração em regime “topping”. Tese DSc. COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro, 2004.
[8] Tolmasquim, M.T.; Szklo, A.; Soares, J.B. Mercado de gás natural na indústria química e no setor hospitalar do Brasil. Editora E-pa-pers. Rio de Janeiro, 2003;

Anexos – Capítulo III – Parte 1

ANEXO I – Limites de Intercâmbio da Configuração de Referência

Período		Limites (MWmédio)									
		SE-S	S-SE	IV-SE	SE-IV	IT-SE	SE-IT	S-IV	IV-S	IT-IV	IV-IT
jan/07	dez/08	2.800	3.400	6.800	0	5.500	0	2.200	2.200	6.300	0
jan/09	dez/09	3.300	3.400	6.800	0	5.500	0	2.200	2.200	6.300	0
jan/10	dez/10	3.300	3.400	6.800	0	5.500	0	2.200	2.200	6.300	0
jan/11	dez/16	3.600	4.000	6.800	0	5.500	0	2.400	2.400	6.300	0
		NE-IMP	IMP-NE	SE-NE	NE-SE						
jan/07	fev/07	250	1.900	840	100						
Mar/07	abr/08	1.425	2.740	840	225						
Mai/08	abr/09	1.799	2.758	938	316						
Mai/09	dez/09	3.113	2.689	933	538						
jan/10	dez/12	2.442	3.176	938	392						
jan/13	dez/14	2.608	3.301	938	600						
jan/15	dez/16	2.608	3.343	938	600						
		SE-IMP	IMP-SE	N-IMP	IMP-N						
jan/07	abr/08	2.000	1.719	5.500	3.500						
Mai/08	abr/10	3.900	3.119	4.750	4.350						
mai/10	nov/10	5.400	5.219	4.750	5.400						
dez/10	dez/13	5.400	5.219	5.250	5.400						
jan/14	dez/14	5.400	5.219	7.000	6.000						
jan/15	dez/16	6.900	7.319	9.400	6.000						





Período		Limites (MWmédio)					
		N-BM	BM-N	SE-MAD	MAD-SE	SE-TP	TP-SE
mai/06	ago/08	0	0	0	0	0	0
set/08	dez/08	0	0	240	320	0	0
jan/09	dez/09	0	0	300	320	0	0
jan/10	dez/10	0	0	340	320	0	0
jan/11	dez/11	0	0	420	320	0	0
jan/12	dez/13	0	0	420	3100	0	0
jan/14	jun/14	0	2600 ^(*)	420	6200	0	0
jul/14	dez/14	0	2600 ^(*)	420	6200	0	1500
jan/15	dez/16	0	5500	420	6200	0	3000

(*)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.



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 (hm ³)	Volume Útil (hm ³)	Produtibilidade Associada a 65% do V.U.
14 de Julho	das Antas	Não Há	RS	S	100.0	103.00	104.00	70.50	49.31	5.69	0.306
Água Limpa	Das Mortes	TORICOEJO	MT	SE/CO/RO	320.0	467.00	467.00	360.00	86.20	0.00	0.934
Baguari	Doce	AIMORES	MG	SE/CO/RO	140.0	184.50	185.00	167.00	31.42	6.65	0.162
Baixo Iguaçu	Iguaçu	Não Há	PR	S	350.1	258.00	259.00	241.98	183.00	38.92	0.144
Balbina	Uatumã	Não Há	AP	N/MA	250.0	46.00	51.00	26.00	9735.00	10224.00	0.198
Bar Coquei	Claro	ITAGUACU	GO	SE/CO/RO	90.0	446.00	448.00	411.71	302.00	47.84	0.31
Barra Brauna	Pomba	Não Há	MG	SE/CO/RO	39.0	149.94	150.00	125.63	33.00	1.00	0.209
Barra Grande	Pelotas	MACHADINHO	RS/SC	S	465.6	617.00	647.00	480.63	2669.00	2302.00	1.343
Barra Pomba	Paraíba do Sul	CAMBUCI	RJ	SE/CO/RO	80.0	54.50	56.20	41.80	58.46	18.32	0.114
Batalha	São Marcos	SERRA FACA	GO/MG	SE/CO/RO	53.6	785.00	800.00	755.84	430.05	1351.56	0.327
Bau I	Doce	CANDONGA	MG	SE/CO/RO	110.0	366.70	367.00	328.00	147.00	3.00	0.338
Belo Monte (1ª Etapa)	Xingu	Não Há	PA	BM	5500.0	96.97	97.00	6.54	3949.00	11.00	0.805
Buriti Queim	das Almas	SERRA MESA	GO	SE/CO/RO	142.0	499.60	516.00	460.00	498.35	1982.50	0.455
C. Branco 1	Araguari	CAPIM BRANC2	MG	SE/CO/RO	80.0	623.99	624.00	565.00	239.00	1.00	0.505
C. Branco 2	Araguari	ITUMBIARA	MG	SE/CO/RO	210.0	564.99	565.00	518.40	878.00	1.00	0.401
Cachoeira	Parnaíba	ESTREITO	PI/MA	NE	96.0	116.42	116.42	101.95	218.00	0.00	0.125
Cachoeirão	Juruena	Não Há	MT	SE/CO/RO	64.0	337.00	337.00	296.50	9.23	0.00	0.335
Cachoeirinha	Chopim	S GDE CHOPIM	PR	S	42.5	603.00	603.00	539.00	76.21	0.00	0.548
Cacu	Claro	B. COQUEIROS	GO	SE/CO/RO	65.1	475.00	477.00	448.73	197.27	34.50	0.24
Cambuci	Paraíba do Sul	Não Há	RJ	SE/CO/RO	50.0	39.20	39.20	29.58	26.97	0.00	0.078
Campos Novos	Canoas	MACHADINHO	SC	S	880.0	655.00	660.00	472.70	1320.00	157.00	1.617
Castelhano	Parnaíba	Não Há	PI/MA	NE	96.0	86.00	86.00	72.32	439.01	0.00	0.118
Castro Alves	das Antas	MONTE CLARO	RS	S	130.0	239.00	240.00	148.00	87.00	5.00	0.758

Aproveitamento	Rio	Aproveitamento Jusante	UF	Sist.	Potência (MW)	Cota Mínima (m)	Cota Máxima (m)	Canal de Fuga Médio (m)	Volum. Mínimo (hm³)	Volum. Útil (hm³)	Produtibilidade Associada a 65% do V.U.
Cebalao	Tibagi	JATAIZINHO	PR	S	152.0	425.00	425.00	383.00	315.00	0.00	0.355
Coara Nunes	Araguari	Não Há	AP	N/MA	78.0	113.00	120.00	98.00	25.00	114.00	0.166
Colider	Teles Pires	TELES PIRES	MT	TP	342.0	266.50	268.50	244.70	855.70	216.60	0.203
Corumbá Ili	Corumbá	CORUMBA I	GO	SE/CO/RO	93.6	768.00	772.00	729.70	709.00	263.00	0.356
Dardanelos	Aripuanã	Não Há	MT	SE/CO/RO	261.0	213.50	213.50	114.56	0.12	0.00	0.868
Espora	Correntes	OLHO DAGUA	GO	SE/CO/RO	32.1	576.50	583.50	531.20	71.00	138.00	0.393
Estr. Parn.	Parnaíba	CASTELHANO	PI/MA	NE	88.0	101.00	101.00	87.72	310.00	0.00	0.114
Estreito toc	Tocantins	S. QUEBRADA	TO/MA	N/MA	1087.0	156.00	156.00	135.30	5400.00	0.00	0.178
Foz Apiacas	Teles Pires	S LUIZ TAPAJ	MT	TP	275.0	182.00	185.00	140.20	561.30	146.70	0.386
Foz Rclaro	Claro	I. SOLT. EQV	RS/SC	SE/CO/RO	67.0	354.00	354.00	325.71	95.33	0.00	0.25
Fozchapeco	Uruguai	ITAPIRANGA	GO	S	855.0	264.99	265.00	213.20	1512.00	1.00	0.463
Fundao	Jordão	JORDAO	PR	S	120.0	705.50	705.50	609.00	35.00	0.00	0.829
Garibaldi	Canoas	CAMPOS NOVOS	SC	S	150.0	704.00	705.00	660.08	321.00	29.00	0.364
Irape	Jequitinhonha	MURTA	MG	SE/CO/RO	360.0	470.80	510.00	328.00	2268.00	3696.00	1.433
Itaguacu	Claro	FOZ DO RIO C	GO	SE/CO/RO	130.0	411.50	411.50	352.83	1793.90	0.00	0.52
Itaipu.binac	Iguaçu	Não Há	-	SE/CO/RO	1400.0	220.00	220.00	100.00	29000.00	0.00	1.064
Itapiranga	Uruguai	Não Há	SC/RS	S	724.6	193.00	193.00	164.60	721.60	0.00	0.245
Jataizinho	Tibagi	Não Há	PR	S	155.0	383.00	383.00	343.30	404.50	0.00	0.7
Jirau	Madeira	STO ANTÔNIO	RO	MD	3300.0	90.00	90.00	74.23	2015.26	0.00	0.161
Juruena	Juruena	CACHOEIRÃO	MT	SE/CO/RO	46.0	452.00	452.00	416.50	6.50	0.00	0.295
Magessi	Teles Pires	SINOP	MT	TP	53.0	358.00	358.00	341.00	380.00	0.00	0.152
Maraba	Tocantins	TUCURUÍ	PA/MA	N/MA	2160.0	96.00	96.00	75.00	5082.00	0.00	0.186
Maranhao.bai	Maranhão	PORTEIRAS 2	GO	SE/CO/RO	124.8	570.20	595.00	520.00	852.83	2773.36	0.546
Mascarenhas	Doce	Não Há	MG	SE/CO/RO	49.5	60.75	60.75	39.42	18.84	0.00	0.182

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)	Produtibilidade Associada a 65% do V.U.
Maua	Tibagi	SAO JERONIMO	PR	S	350.1	626.00	635.00	514.70	1471.00	666.00	1.006
Mirador	Tocantinzinho	SERRA MESA	GO	SE/CO/RO	80.0	610.00	640.00	493.47	412.89	1091.92	1.149
Monjolinho	Passo Fundo	FOZ CHAPECO	RS	S	67.0	328.50	328.50	265.25	150.48	0.00	0.558
Monte Claro	das Antas	14 DE JULHO	RS	S	65.0	147.00	148.00	104.00	10.10	1.18	0.36
Murta	Jequitinhonha	Não Há	MG	SE/CO/RO	120.0	329.80	329.85	288.00	339.00	1.00	0.361
Novo Acordo	Sono / Medio Tocantins	Não Há	TO	SE/CO/RO	160.0	239.00	239.00	201.10	1003.50	0.00	0.34
Olhos Dagu	Correntes	I. SOLT. EQV	GO	SE/CO/RO	33.0	490.00	490.00	439.03	480.00	0.00	0.435
P. Galeano	Sucuriú	JUPIA	MS	SE/CO/RO	139.0	326.50	326.50	289.50	823.24	0.00	0.357
Pai Quere	Pelotas	BARRA GRANDE	RS/SC	S	291.9	762.00	797.00	647.27	1044.00	1544.00	1.155
Paranhos	Chopim	SALTO CAXIAS	PR	S	62.6	385.00	385.00	354.00	169.23	0.00	0.268
Passo S.joao	Ijuí	Não Há	RS	S	77.0	126.80	126.80	97.53	102.40	0.00	0.242
Pedra Branca	São Francisco	ITAPARICA	BA/PE	NE	421.3	343.00	343.00	331.83	766.70	0.00	0.098
Peixe Angica	Tocantins	TOCANTINS	TO	SE/CO/RO	452.0	261.00	263.00	234.83	2210.00	530.00	0.242
Picada	Peixe	SOBRAGI	MG	SE/CO/RO	50.0	658.76	659.22	525.71	6.00	1.00	1.105
Retiro Baixo	Paraopeba	TRES MARIAS	MG	SE/CO/RO	82.0	614.00	616.00	577.00	200.72	40.87	0.323
Riacho Seco	São Francisco	PEDRA BRANCA	BA/PE	NE	320.1	352.50	352.50	345.78	605.30	0.00	0.059
Ribeiro Gonc	Parnaíba	URUÇUÍ	PI/MA	NE	173.0	226.00	243.00	192.99	759.21	2572.13	0.37
Rondon 2		Não Há	RO	MD	73.5	260.00	260.00	203.90	52.84	0.00	0.5
S.gde Chopim	Chopim	VOLTA GRANDE	PR	S	53.4	507.00	507.00	463.00	186.08	0.00	0.377
S.quebrada	Tocantins	MARABÁ	TO/MA	N/MA	1328.0	134.00	134.00	106.00	4130.00	0.00	0.246
S.r.verdinho	Verde	I. SOLT. EQV	GO	SE/CO/RO	93.0	370.50	370.50	328.73	264.48	0.00	0.365
S.salvador	Tocantins	PEIXE ANGIC	TO/GO	SE/CO/RO	243.2	287.00	287.00	263.56	952.00	0.00	0.2
Salto	Verde	SILTVERDINHO	GO	SE/CO/RO	108.0	446.50	446.50	400.00	1187.40	0.00	0.411
Salto Pilao	Itajaí	Não Há	SC	S	182.3	318.00	319.00	112.77	0.01	0.01	1.815

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)	Produtibilidade Associada a 65% do V.U.
Samuel	Jamari	Não Há	RO	MD	216.0	79.90	87.30	55.30	943.00	2307.00	0.252
Sao Domingos	Verde	P. PRIMAVERA	MS	SE/CO/RO	48.0	344.00	345.00	310.00	116.45	14.85	0.305
Sao Joao	Chopim	CACHOEIRINHA	PR	S	62.5	692.00	692.00	603.00	82.29	0.00	0.761
Sao Jose	Ijuí	PASSO SÃO JO	RS	S	51.0	153.00	153.00	131.35	186.33	0.00	0.184
Sao Manoel	Teles Pires	S LUIZ TAPAJ	MT	TP	746.0	161.00	161.00	136.60	474.70	0.00	0.218
Sao Miguel	Grande	FUNIL-GRANDE	MG	SE/CO/RO	64.5	825.50	825.50	808.00	153.00	0.00	0.131
Sao Roque	Canoas	GARIBALDI	SC	S	214.0	756.00	780.00	706.03	732.00	1663.27	0.544
Serra Facao	São Marcos	EMBORCACAO	GO/MG	SE/CO/RO	212.6	732.50	756.00	675.81	1752.00	3447.00	0.609
Simplicio	Paraíba do Sul	ILHA POMBOS	MG/RJ	SE/CO/RO	305.7	251.50	251.50	140.00	126.50	0.00	0.953
Sinop	Teles Pires	COLIDER	MT	TP	461.1	289.50	300.00	268.50	850.40	2100.90	0.242
Sto Antonio	Madeira	Não Há	RO	MD	3150.4	70.00	70.00	53.90	2075.13	0.00	0.18
Telem Borb	Tibagi	MAUA	PR	S	120.0	689.00	689.00	641.33	251.87	0.00	0.426
Teles Pires	Teles Pires	SAO MANOEL	MT	TP	1819.8	220.00	220.00	161.00	975.10	0.00	0.521
Tijuco Alto	Ribeira do Iguape	Não Há	PR/SP	S	128.8	285.00	290.00	110.80	1834.10	209.60	1.574
Tocantins	Tocantins	LAJEADO	TO	SE/CO/RO	480.0	229.00	236.00	212.97	2021.00	4926.00	0.169
Toricoejo	Das Mortes	Não Há	MT	SE/CO/RO	76.0	360.00	360.00	338.80	274.00	0.00	0.185
Torixoreu	Araguaia	Não Há	GO/MT	SE/CO/RO	408.0	410.00	410.00	299.00	1836.00	0.00	0.941
Traira Ii	Suaçuí Grande	AIMORES	MG	SE/CO/RO	60.0	433.20	435.00	297.50	16.76	2.31	1.19
Tucano	Verde	SALTO	GO	SE/CO/RO	157.0	487.60	508.00	446.70	822.70	2960.50	0.392
Tucuruí 1/2	Tocantins	Não Há	PA	N/MA	1125.0	51.60	74.00	8.60	11293.00	38982.00	0.544
Tupiratins	Tocantins	ESTREITO TOC	TO	N/MA	619.9	178.00	178.00	158.20	3877.86	0.00	0.17
Urucui	Parnaíba	B. ESPERANCA	PI/MA	NE	164.0	190.00	190.00	161.88	3052.74	0.00	0.243
Vgde Chopim	Chopim	PARANHOS	PR	S	54.7	414.50	414.50	385.00	19.50	0.00	0.252

ANEXO III – Usinas Termelétricas da Expansão

Nome	Status	Sistema	Estado	Município	Combustível	Potência		Custo		INFLEX.		FCmáx		TEIF		IP		Data	Ano
						MW	MW	R\$/MWh	MW	%	MW	%	%	%	%	%	%		
Santa Cruz Nova (D)	EE	SE/CO/RO	RJ	Rio de Janeiro	Diesel	166	576.36	0	100	0	10	10						2007	
Termório	EE	SE/CO/RO	RJ	Rio de Janeiro	Diesel	482	441.04	0	100	0	10	10						2007	
Três Lagoas	EE	SE/CO/RO	RJ	Duque de Caxias	Gás natural	1036	124.76	100.5	100	1	2.7							2007	
	EE	SE/CO/RO	MS	Três Lagoas	Gás natural	240	110.48	0	100	1.2	2.88							2007	
Cubatão	NE	SE/CO/RO	SP	Cubatão	Gás natural	110	108.80	0	100	1.2	2.88						jan-09	2009	
Goiania II - BR	NE	SE/CO/RO	GO	Goiania	Diesel	216	159.31	86.4	100	2.26	2						dez-08	2008	
Biomassa - LEN 2005	NE	SE/CO/RO	GO	Goiania	Diesel	140	662.09	0	97	3	2						jan-09	2009	
Biomassa - LEN A-3 2006	NE	SE/CO/RO	GO	Goiania	Biomassa	267	0.00										jan-08	2008	
Biomassa - LEN A-5 2006	NE	SE/CO/RO	GO	Goiania	Biomassa	395	0.00										jan-09	2009	
Biomassa - LEN A-5 2006	NE	SE/CO/RO	GO	Goiania	Biomassa	32	0.00										jan-11	2011	
Biomassa - LEN A-5 2006	NE	SE/CO/RO	GO	Goiania	Biomassa	159	0.00										jan-11	2011	
Biomassa Indic. SE	NE	SE/CO/RO	-	-	Biomassa	650.0	0.00										jan-10	2010	
						270.0	0.00										jan-11	2011	
						400.0	0.00										jan-12	2012	
						480.0	0.00										jan-13	2013	
						100.0	0.00										jan-14	2014	
						100.0	0.00										jan-15	2015	
Angra III	NE	SE/CO/RO	RJ	Angra dos Reis	Urânio	1350.00	12.61	1080	100	3	7.4						jan-14	2014	
Canoas	EE	S	RS	Canoas	Gás natural	161	110.47	0	100	1.75	3.01							2007	
Araucária	NE	S	PR	Araucária	Gás natural	90	110.47	0	100	3.5	1.5						fev-08	2008	
Candiota III	NE	S	RS	Candiota	Carvão	350	41.28	210	100	5.5	4.1						jan-10	2010	
Carvão Indic. S	NE	S	RS	Carvão	Carvão	1100	70.00	250	93	7	9.4						jan-12	2012	
Carvão Indic. NE	NE	NE	RS	Carvão	Carvão	500											jan-16	2016	
						700	50	0	100	1	7						jan-12	2012	

Nome	Status	Sistema	Estado	Município	Combustível	Potência		Custo		INFLEX.		FCmáx		TEIF		IP		Data	Ano
						MW	R\$/MWh	R\$/MWh	MW	%	%	%	%	%	%	%	%		
Camacari (D/G)	EE	NE	BA	Camacari	Diesel	347	130.50	0.7	100	1.2	10.4							2007	
					Gás natural	3	130.50	0.7	97	0.9	8.2							2008	
Vale do Açu	NE	NE	RN	Alto Rodrigues	Gás natural	340	180.00	0	100	3	5.2							abr-08	2008
Biomassa Indic. NE	NE	NE			Biomassa	250.0	0.00											jan-10	2010
						100.0												jan-12	2012
						100.0												jan-13	2013
						100.0												jan-14	2014
						100.0												jan-15	2015
GÁS SE	NE	SE	-	-	Gás natural	350.0	130.00	0	100	5	5							jan-10	2010
						200.0												jan-11	2011
						700.0												jan-12	2012
						950.0												jan-13	2013
Gás NE	NE	NE	-	-		1700	130	0	100	5	5							jan-11	2011
Petrolina	NE	NE	PE	Petrolina	Óleo Combustível	136.2	470.73	0	100	2.5	5.5							jan-09	2009
Camacari Polo de Apoio I	NE	NE	BA	Camacari	Óleo Combustível	148	429.05	0	100	4	2							jan-09	2009
Camacari Muricy I	NE	NE	BA	Camacari	Óleo Combustível	148	429.05	0	100	4	2							jan-09	2009
Potiguar	NE	NE	RN	Macaiba	Diesel	52.8	635.9	0	100	2	2							jan-09	2009
Potiguar III	NE	NE	RN	Macaiba	Diesel	66	635.89	0	82.5	0	0							jan-09	2009
Pau Ferro I	NE	NE	PE	Igarassu	Diesel	94	705	0	100	0	0							jan-09	2009
Termomanaus	NE	NE	PE	Cabo de Santo	Diesel	142.2	705	0	100	0	0							jan-09	2009
DO ATLANTICO	NE	SE	RJ	Rio de Janeiro	Gás Processo	490	94	419.78	93	2	6							jan-11	2011
MACAE MERCHANT	EE	SE	RJ	Barra de Macaé	Gás natural	922.6	97.15	0	100	3.5	2							-	2007
PALMEIRA DE GOIAS	NE	SE	GO	Palmeiras de Goiás	Diesel	174.3	515.79	0	80	2.5	2.2							jan-11	2011
BAHIA I	NE	NE	BA	Camacari	Óleo Combustível	31.6	430.19	0	98	4	2							jan-11	2011
Biomassa Indic N	NE	N/Man	40.0		Biomassa													jan/10	2010

ANEXO IV – Novas Usinas Termelétricas a Biomassa

Usinas Contratadas nos Leilões de Energia Nova

Nome	UF	Município	Custo variável (R\$/MWh)	Potência Instalada (MW)	Energia Disponível (MWh/mês)	Energia Vendida (MWh/mês)	Inflexibilidade (MWh/mês)																
							jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez					
Cocal	SP	Paraguaçu Paulista	115,00	28,2	19,6	19,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Costa Pinto	SP	Piracicaba	0,00	65,5	22,0	19,0	0,0	0,0	0,0	0,0	20,6	41,9	47,1	47,8	43,4	41,6	21,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Interlagos	SP	Pereira Barreto	0,00	40,0	20,6	8,0	0,0	0,0	0,0	0,0	32,8	34,7	37,0	37,0	36,2	35,4	34,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PIE - RP	SP	Ribeirão Preto	125,00	27,8	20,1	19,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Quirinópolis	GO	Quirinópolis	86,37	40,0	11,6	6,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16,9	24,0	27,1	27,0	24,0	20,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Rafard	SP	Rafard	0,00	43,0	14,5	12,0	0,0	0,0	0,0	0,0	23,4	29,7	30,8	31,2	28,9	27,1	3,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Lasa	ES	Linhares	10 / 219,83 (*)	22,6	17,7	14,0	0,0	0,0	0,0	0,0	18,9	18,9	18,9	18,9	18,9	11,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Colorado	SP	Guaíra	36,00	34,0	8,0	8,0	0,0	0,0	0,0	7,5	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	16,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
São José EXPANSÃO	SP		0,00	50,0	28,0	28,0	0,0	0,0	0,0	24,3	48,5	48,5	48,5	48,5	48,5	24,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Santa Isabel EXPANSÃO	SP	Novo Horizonte	0,00	40,0	11,0	11,0	0,0	0,0	0,0	0,0	13,0	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1	12,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
São João Biogás	SP	São Paulo	0,00	20,0	10,0	10,0	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5
Quirinópolis EXPANSÃO	GO	Quirinópolis	0,00	40,0	11,0	11,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,3	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	7,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Cisframa	SC	Canoinha	150,00	4,0	2,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Quatá	SP	Quatá	0,00	10,5	10,0	10,0	0,0	0,0	0,0	0,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Usina Bonfim	SP	Guariba	0,00	41,0	21,0	21,0	0,0	0,0	0,0	11,7	37,3	39,7	40,7	40,7	39,4	37,2	33,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ferrari	SP	Pirassununga	0,00	27,0	8,0	8,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16,0	17,7	17,7	17,7	17,7	11,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Boa Vista	GO	Quirinópolis	0,00	80,0	11,0	11,0	0,0	0,0	0,0	0,0	62,0	62,0	62,0	62,0	62,0	62,0	62,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Baia Formosa	RN	Baia Formosa	0,00	32,0	11,0	11,0	23,2	16,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	23,2	23,2	23,2	23,2	23,2	23,2	23,2	23,2
Total				585,6	257,1	228,0																	

Nota: Os valores de energia disponível e inflexibilidade levam em conta o fator de capacidade máxima e as taxas de indisponibilidade forçada e programada.
 (*) Valores referentes à operação com Biomassa / Óleo Diesel



Usinas a Biomassa Indicativas

Nome	Sistema	Custo variável (R\$/MWh)	Potência Instalada (MW)	Energia Disponível (MWh/mês)	Inflexibilidade (MWh/mês)												
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Biomassa Indic SE	SE/CO		650,0	335,5	0	0	0	0	0	532	563	601	601	589	576	563	0
			270,0	474,8	0	0	0	0	753	797	851	851	833	815	797	0	0
			400,0	541,9	0	0	0	0	860	910	971	971	951	930	910	0	0
			480,0	774,2	0	0	0	0	1228	1300	1387	1387	1358	1329	1300	0	0
			100,0	812,9	0	0	0	0	1290	1365	1456	1456	1426	1396	1365	0	0
			100,0	851,6	0	0	0	0	1351	1430	1526	1526	1494	1462	1430	0	0
Biomassa Indic NE	NE		250,0	96,4	181	125	0	0	0	0	0	0	125	181	181	181	181
			100,0	134,9	254	175	0	0	0	0	0	0	175	254	254	254	254
			100,0	173,5	326	225	0	0	0	0	0	0	225	326	326	326	326
			100,0	212,0	399	275	0	0	0	0	0	0	275	399	399	399	399
			100,0	250,5	471	325	0	0	0	0	0	0	325	471	471	471	471
Biomassa Indic N	N/Man		40,0	15,4	29	20	0	0	0	0	0	0	20	29	29	29	29
Total			2690,0	4673,6													

Notar: Os valores de energia disponível e inflexibilidade levam em conta o fator de capacidade máxima e as taxas de indisponibilidade forçada e programada.





LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Empreendimentos Existentes em 31/12/2006, Incluindo os Sistemas Isolados	118
Tabela 2 – Empreendimentos Hidrelétricos Existentes no SIN em 31/12/2006.....	119
Tabela 3 – PCHs, Biomassa e Eólicas Existentes em 31/12/2006	121
Tabela 4 – LTs da Interligação Acre – Rondônia – Mato Grosso	123
Tabela 5 – Parque Gerador Atual Instalado do Sistema Rondônia - Eletronorte	123
Tabela 6 – Parque Gerador Atual instalado do Sistema Acre – Eletronorte	124
Tabela 7 – Parque Gerador Provável do Sistema Rondônia após a Interligação - Eletronorte	124
Tabela 8 – Parque Gerador Provável do Sistema Acre após a Interligação - Eletronorte	125
Tabela 9 – Expansão do Parque Gerador de PCHs – ANEEL, Eletronorte/CERON e CCPE	125
Tabela 10 – Parque Gerador Atual Instalado do Sistema Manaus - Eletronorte	125
Tabela 11 – Parque Gerador Atual Instalado do Sistema Macapá – Eletronorte.....	126
Tabela 12 – Parque Gerador Provável do Sistema Manaus após a Interligação - Eletronorte.....	127
Tabela 13 – Parque Gerador Provável do Sistema Macapá após a Interligação - Eletronorte.....	127
Tabela 14 – Hidrelétricas com Estudos de Viabilidade Aprovados pela ANEEL e não Licitadas (dez/2006).....	127
Tabela 15 – Hidrelétricas com Estudos de Viabilidade em Análise pela ANEEL (dez/2006).....	128
Tabela 16 – Hidrelétricas com Estudo de Viabilidade em Elaboração com Entrega Prevista para 2006 e 2007	129
Tabela 17 – Hidrelétricas com Estudo de Viabilidade em Elaboração com Entrega Prevista para 2008.....	130
Tabela 18 – Bacias Hidrográficas Priorizadas para Estudos de Inventário	131
Tabela 19 – Limites do Potencial de Biomassa Anuais a Serem Considerados como Oferta.....	132
Tabela 20 – Evolução do Potencial de Cogeração a Gás Natural no Estado de São Paulo	134
Tabela 21 – Estimativa do Potencial de Cogeração a Gás Natural, por Segmentos Industriais.....	137
Tabela 22 – Usinas Termelétricas a Carvão em Operação.....	137
Tabela 23 – Usinas Termelétricas a Carvão em Construção, já Contratadas.....	138
Tabela 24 – Novos Projetos de Usinas Termelétricas a Carvão em Estudos	138
Tabela 25 – Usinas Termelétricas a Óleo Combustível em Operação.....	138
Tabela 26 – Usinas Termelétricas a Óleo Combustível em Construção, já Contratadas	139
Tabela 27 – Projetos de Usinas Termelétricas a Óleo Combustível em Estudo.....	139
Tabela 28 – Projeção de Carga de Energia da ANDE	140
Tabela 29 – Dados do PROINFA (1ª Etapa).....	142
Tabela 30 – Projeção de Carga de Energia (MWmédio) – Trajetória Inferior.....	144
Tabela 31 – Expansão Hidrelétrica - Trajetória Inferior de Mercado.....	146
Tabela 32 – Expansão Termelétrica – Trajetória Inferior de Mercado.....	147
Tabela 33 - Evolução da Capacidade Instalada por Fonte de Geração (MW)	152
Tabela 34 - Montantes Adicionais de PCHs – Trajetória Inferior de Mercado	155
Tabela 35 – Principais Expansões ou Antecipação das Interligações.....	156
Tabela 36 – Riscos de Qualquer Déficit – Trajetória Inferior de Mercado.....	157
Tabela 37 – Custos Marginais de Operação - Trajetória Inferior de Mercado.....	158
Tabela 38 – Projeção de Carga de Energia (MWmédio) – Trajetória Superior	159
Tabela 39 – Expansão Térmica Adicional para Atendimento à Trajetória Superior de Mercado	161
Tabela 40 – Riscos de Qualquer Déficit – Trajetória Superior de Mercado (%).....	161
Tabela 41 – Custo Marginal da Operação – Trajetória Superior de Mercado (R\$/MWh)	162
Tabela 42 – Riscos de Qualquer Déficit – Três Patamares de Carga (%)	163
Tabela 43 – Custos Marginais de Operação – Três Patamares de Carga	164
Tabela 44 – Dispersão da Probabilidade de Ocorrência de Qualquer Déficit-Trajetória Inferior de Mercado (%)	165





LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Participação da Capacidade Instalada Hidrelétrica por Subsistema – Trajetória Inferior de Mercado.....	150
Gráfico 2 – Evolução da Capacidade Instalada Hidrelétrica do SIN – Trajetória Inferior de Mercado.....	151
Gráfico 3 – Participação da Capacidade Instalada Termelétrica por Subsistema – Trajetória Inferior de Mercado.....	153
Gráfico 4 – Evolução da Capacidade Instalada Termelétrica do SIN – Trajetória Inferior de Mercado.....	154
Gráfico 5 – Participação das Diversas Fontes Termelétricas – (% de Capacidade Instalada) – Trajetória Inferior de Mercado.....	155
Gráfico 6 – Evolução da Participação dos Diversos Tipos de Fonte – (% de Capacidade Instalada) – Trajetória Inferior de Mercado.....	156
Gráfico 7 – Frequência dos Intercâmbios Sudeste - Imperatriz (MWmédios)	158
Gráfico 8 – Riscos de Déficits de Energia (%) – Trajetória Inferior de Mercado.....	159
Gráfico 9 – Custos Marginais de Operação – Trajetória Inferior de Mercado.....	160
Gráfico 10 – Riscos de Déficits de Energia (%) – Trajetória Superior de Mercado.....	162
Gráfico 11 – Custos Marginais de Operação (R\$/MWh) – Trajetória Superior de Mercado	163
Gráfico 12 – Custos Totais de Operação – Trajetória Inferior x Trajetória Superior	164
Gráfico 13 – Riscos de Qualquer Déficit (%) – Três Patamares de Carga.....	165
Gráfico 14 – Riscos de Déficits de Energia Superiores a 1% do Mercado – Três Patamares de Carga	166
Gráfico 15 – Riscos de Déficits de Energia Superiores a 5% do Mercado – Três Patamares de Carga.....	166
Gráfico 16 – Montante e Permanência de Déficits – Região NE – 2009 a 2011 – Carga Pesada – MWmédios	167
Gráfico 17 – Montante e Permanência de Déficits – Região NE – 2009 a 2011 – Carga Média – MWmédios	167
Gráfico 18 – Montante e Permanência de Déficits – Região NE – 2009 a 2011 – Carga Leve – MWmédios.....	167
Gráfico 19 – Evolução da Energia Vertida Total – 2014 a 2016.....	168
Gráfico 20 – Evolução da Energia Vertida Esperada do Subsistema Belo Monte – 2014 a 2016	169
Gráfico 21 – Evolução da Energia Vertida Esperada do Subsistema Teles Pires – 2014 a 2016.....	169
Gráfico 22 – Evolução da Energia Vertida Esperada do Subsistema Madeira – 2014 a 2016	170
Gráfico 23 – Evolução da Geração Hidráulica Esperada do Subsistema Belo Monte – 2014 a 2016.....	170
Gráfico 24 – Evolução da Geração Hidráulica Esperada do Subsistema Teles Pires – 2014 a 2016.....	171
Gráfico 26 – Frequência de Ocorrência dos Intercâmbios entre Norte e Belo Monte (MWmédio) – 2014 a 2016 – Patamar Único de Carga.....	171
Gráfico 27 – Frequência de Ocorrência dos Intercâmbios entre N e BM na Carga Leve (MWmédio) – 2014 a 2016	172
Gráfico 28 – Frequência de Ocorrência dos Intercâmbios entre N e BM na Carga Média (MWmédio) – 2014 a 2016	172
Gráfico 29 – Frequência de Ocorrência dos Intercâmbios entre N e BM na Carga Pesada (MWmédio) – 2014 a 2016	172
Gráfico 30 – Frequência de Ocorrência dos Intercâmbios entre Sudeste e Teles Pires (MWmédio) – 2014 a 2016 – Patamar Único de Carga.....	173
Gráfico 31 – Frequência de Ocorrência dos Intercâmbios entre SE e TP na Carga Leve (MWmédio) – 2014 a 2016	173
Gráfico 32 – Frequência de Ocorrência dos Intercâmbios entre SE e TP na Carga Média (MWmédio) – 2014 a 2016	174
Gráfico 33 – Frequência de Ocorrência dos Intercâmbios entre SE e TP na Carga Pesada (MWmédio) – 2014 a 2016	174
Gráfico 34 – Frequência de Ocorrência dos Intercâmbios entre Sudeste e Madeira (MWmédio) – 2014 a 2016 – Patamar Único de Carga.....	174





Gráfico 35 – Frequência de Ocorrência dos Intercâmbios entre SE e Mad na Carga Leve (MWmédio) – 2014 a 2016	175
Gráfico 36 – Frequência de Ocorrência dos Intercâmbios entre SE e Mad na Carga Média (MWmédio) – 2014 a 2016	176
Gráfico 37 – Frequência de Ocorrência dos Intercâmbios entre SE e Mad na Carga Pesada (MWmédio) – 2014 a 2016	176
Gráfico 38 – Balanço de Ponta para o SIN.....	177
Gráfico 39 – Balanço de Ponta para o Sudeste	177
Gráfico 40 – Balanço de Ponta para o Sul	178
Gráfico 41 – Balanço de Ponta para o Nordeste.....	178
Gráfico 42 – Balanço de Ponta para o Norte.....	178

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Representação Esquemática das Interligações entre Subsistemas.....	142
---	-----



3

Oferta de Energia Elétrica (parte 2) Transmissão de Energia Elétrica



1. Considerações Iniciais	197
2. Topologia da Rede de Transmissão	198
2.1. Configuração Inicial.....	203
2.2. Interligações Regionais	204
2.2.1 Interligação Norte–Sudeste/Centro-Oeste (Interligação Norte-Sul)	205
2.2.2 Interligação Norte-Nordeste	209
2.2.3 Interligação Sudeste/Centro Oeste-Nordeste	209
2.2.4 Interligação Sul-Sudeste/Centro-Oeste	210
2.3. Interligações dos Sistemas Isolados ao SIN	211
2.3.1 Interligação Acre/Rondônia – Sudeste/Centro-Oeste	211
2.3.2 Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus	212
2.4. Interligações com países vizinhos.....	213
2.4.1 Interligação com a Argentina.....	213
2.4.2 Interligação com o Uruguai.....	213
2.4.3 Interligação com a Venezuela	214
3. Critérios e Procedimentos dos Estudos	314
4. Sistemas de Transmissão Regionais	216
4.1. Região Norte	217
4.1.1 Estado do Pará	222
4.1.2 Estado do Maranhão	226
4.1.3 Estado do Tocantins	230
4.1.4 Estudos Complementares	233
4.2. Região Nordeste.....	233
4.2.1 Estado do Piauí	238
4.2.2 Estado do Ceará	240
4.2.3 Estado do Rio Grande do Norte	241
4.2.4 Estado da Paraíba	243
4.2.5 Estado de Pernambuco	244
4.2.6 Estado de Alagoas	246
4.2.7 Estado do Sergipe	247
4.2.8 Estado da Bahia	249
4.2.9 Estudos Complementares	251
4.3. Região Sudeste	253
4.3.1 Estado de São Paulo.....	256



4.3.2	Estado de Minas Gerais	263
4.3.3	Estado do Espírito Santo	266
4.3.4	Estado do Rio de Janeiro	269
4.3.5	Estudos Complementares	273
4.4.	Região Centro-Oeste e Estados do Acre e Rondônia	274
4.4.1	Estado de Goiás e Distrito Federal	277
4.4.2	Estado do Mato Grosso.....	279
4.4.3	Estados do Acre e Rondônia	281
4.4.4	Estudos Complementares	283
4.5.	Região Sul.....	284
4.5.1	Estado do Rio Grande do Sul	289
4.5.2	Estado de Santa Catarina	293
4.5.3	Estado do Paraná.....	296
4.5.4	Estado do Mato Grosso do Sul	299
4.5.5	Estudos Complementares	301
5.	Evolução Física e Estimativa de Investimentos	302
5.1.	Região Norte	302
5.2.	Região Nordeste.....	304
5.3.	Regiões Sudeste e Centro-Oeste.....	306
5.4.	Região Sul.....	308
5.5.	Grandes Empreendimentos de Transmissão Associados às Grandes Interligações.....	310
5.6.	Sistema Interligado Nacional	312
6.	Evolução das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão	315
6.1.	Tarifas de Geração	316
6.2.	Tarifas de Carga	319
7.	Redes de Distribuição	321
7.1.	Região Norte	321
7.1.1	Estado do Pará.....	321
7.1.2	Estado do Maranhão.....	323
7.1.3	Estado do Tocantins	325
7.2.	Região Nordeste.....	327
7.2.1	Estado do Piauí	327
7.2.2	Estado do Ceará	328
7.2.3	Estado do Rio Grande do Norte	331
7.2.4	Estado da Paraíba	332
7.2.5	Estado de Pernambuco	335
7.2.6	Estado de Alagoas	338
7.2.7	Estado do Sergipe.....	340
7.2.8	Estado da Bahia	341
7.3.	Região Sudeste	343
7.3.1	Estado de São Paulo.....	343
7.3.2	Estado de Minas Gerais	352



7.3.3 Estado do Espírito Santo	358
7.3.4 Estado do Rio de Janeiro	359
7.4 Região Centro-Oeste	362
7.4.1 Estado de Goiás e Distrito Federal	362
7.4.2 Estado do Mato Grosso.....	366
7.5 Região Sul	368
7.5.1 Estado do Rio Grande do Sul	368
7.5.2 Estado de Santa Catarina	371
7.5.3 Estado do Paraná	374
7.5.4 Estado do Mato Grosso do Sul	377
Referências Bibliográficas	379
LISTA DE TABELAS	380
LISTA DE GRÁFICOS	382
LISTA DE FIGURAS.....	384



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 Sistema Interligado Nacional 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; elenco de obras de transmissão previstas em cada estado no período 2007-2016. 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.

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, ENERGIPE, COELBA, ELETROBRÁS
Norte	GET-N	ELETRONORTE, CELPA, CEMAR, CELTINS, ELETROBRÁS
São Paulo	GET-SP	AES-TIETÊ, BANDEIRANTE, CESP, CLFSC, CPFL PAULISTA, CPFL PIRATININGA, 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, ESCELSA, FURNAS, LIGHT, ELETROBRÁS

Objetivo dos estudos da expansão da transmissão

A expansão da transmissão, no novo contexto setorial, 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, permitindo a 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 da 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 (Subtransmissão);
- Apresentar um diagnóstico do desempenho do sistema interligado brasileiro em condição normal e em contingência simples (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.

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 2005, 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 [29] indicam o conjunto de estudos específicos realizados pelos GETs e coordenados pela EPE no ano de 2006, 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 2011, 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 para 2014 e as usinas do rio Teles Pires para 2015.

Adicionalmente, foram considerados resultados de estudos internos das empresas, incluindo equipamentos de compensação reativa adicional, quando necessária.

Conexão das usinas do rio Madeira

Dentre os estudos conduzidos pela EPE, em 2006, destaca-se o da integração das usinas do rio Madeira bem como do reforço da interligação dos estados de 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 (2012) e Jirau (2013), totalizando 6.450 MW. Os estudos dos sistemas de transmissão de integração dessas usinas estão sendo 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.

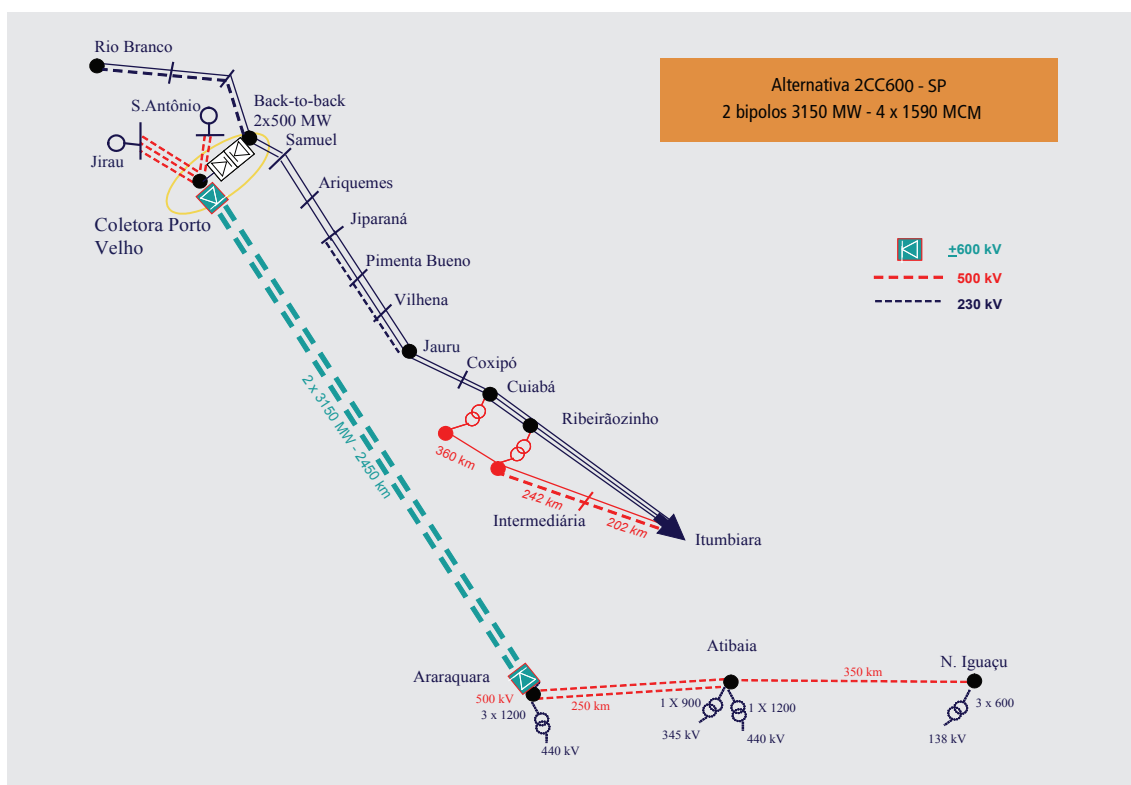




No caso destas usinas, em caráter de excepcionalidade, visando uma maior competitividade, está sendo considerado, na fase atual, um conjunto de alternativas de referência, que deverão contemplar novos estudos visando sua otimização, o que poderá implicar em alterações das configurações a seguir apresentadas nas figuras 1, 2, 3 e 4. Assim no processo licitatório, diferentemente da prática até aqui adotada, de apresentar uma alternativa de transmissão de referência, poderão ser disponibilizadas alternativas em corrente contínua, em corrente alternada e mista. Nesta situação a decisão da tecnologia e nível de tensão a ser adotado, no processo licitatório, contemplará a alternativa mais competitiva.

A Figura 1 ilustra, de forma esquemática, a alternativa em corrente contínua +/- 600 kV, para o sistema de integração das usinas do rio Madeira, e a conseqüente ampliação da interligação Acre/Rondônia com a região Sudeste/Centro Oeste. Esta alternativa, em função das análises efetuadas até o presente momento, é a que apresenta melhor atratividade em termos econômicos.

Figura 1 – Conexão das Usinas do Madeira, em Corrente Contínua ± 600 kV



As Figuras 2, 3 e 4 ilustram, também de forma esquemática, as alternativas em corrente alternada em 765 kV e em 500 kV, bem como a solução mista.





Figura 2 – Conexão das Usinas do Madeira, em Corrente Alternada 765 kV

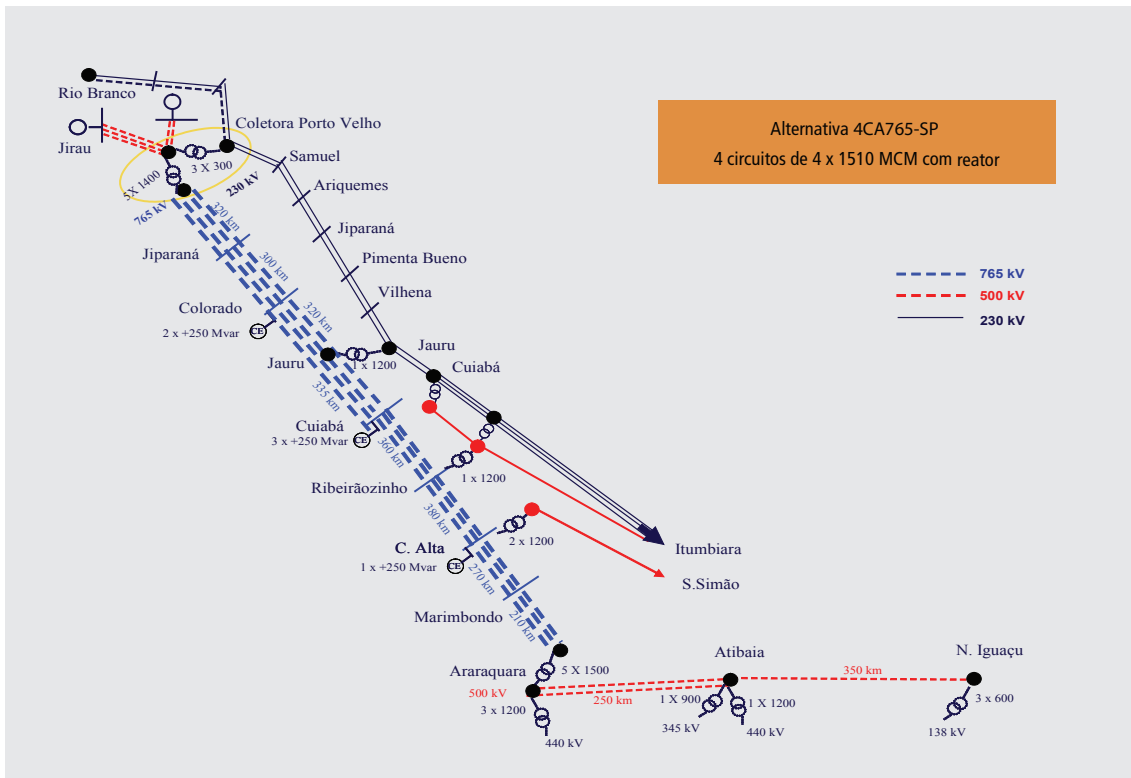
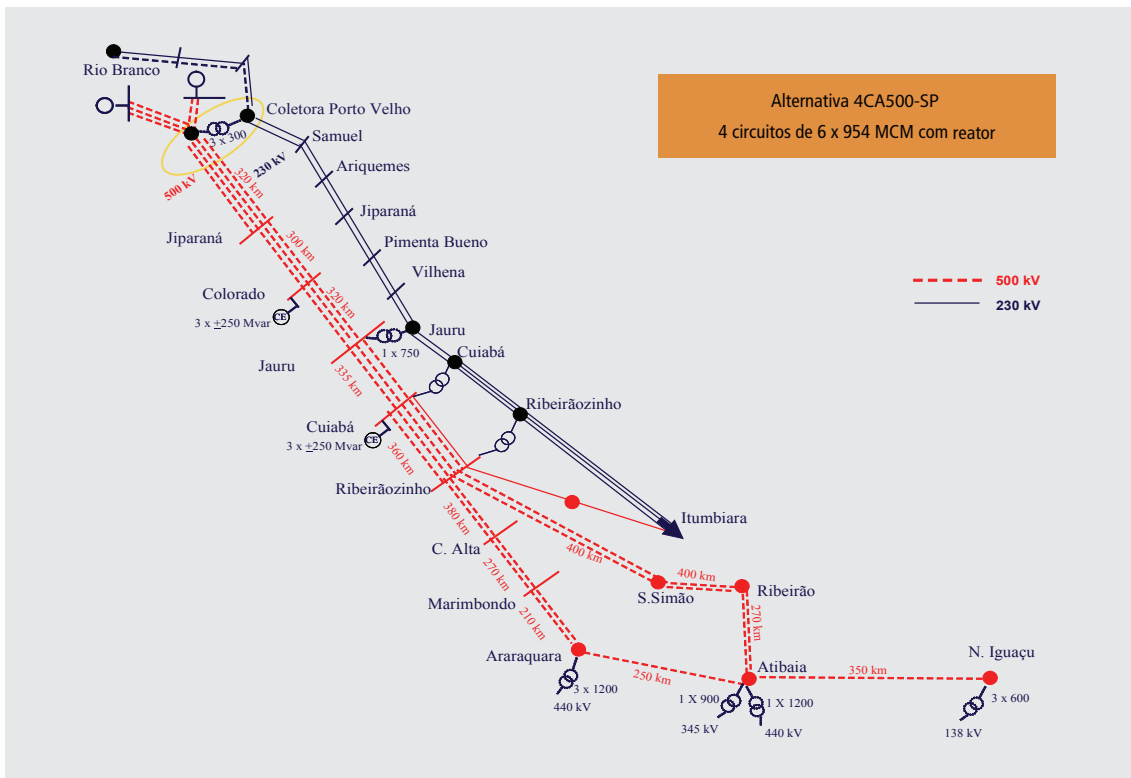
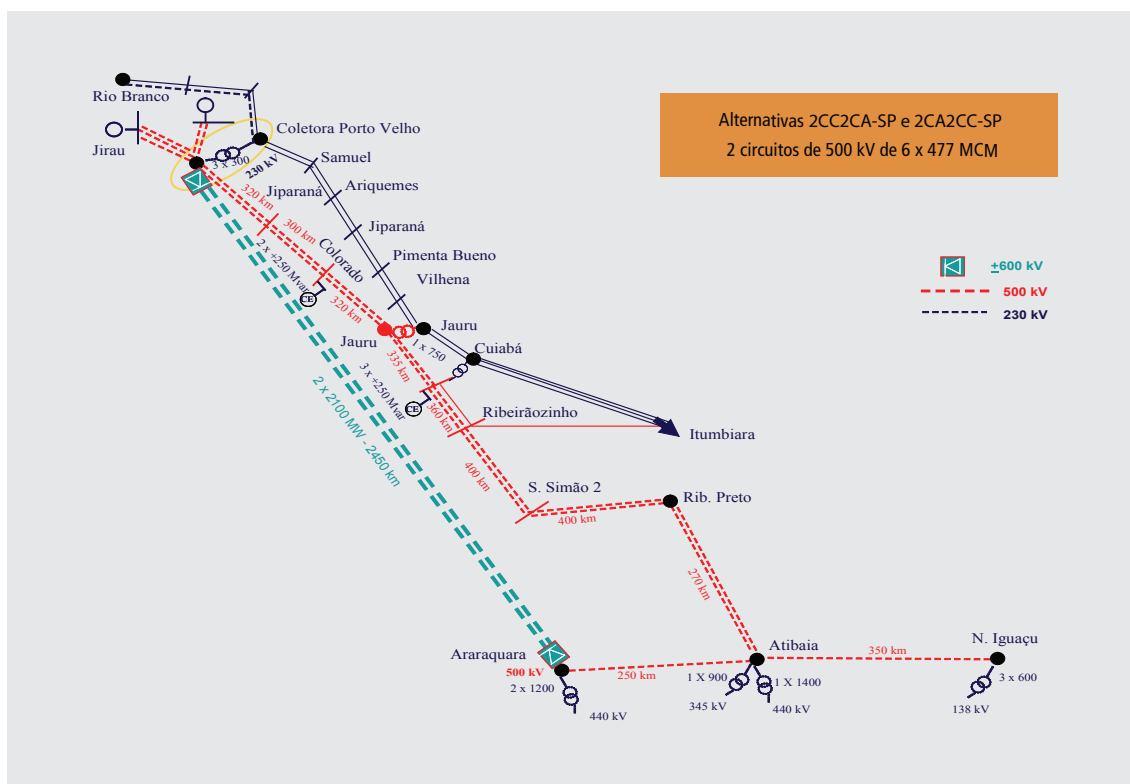


Figura 3 – Conexão das Usinas do Madeira, em Corrente Alternada 500 kV





**Figura 4 – Conexão das Usinas do Madeira,
em Corrente Alternada 500 kV e Corrente Contínua ± 600 kV**



Conexão das usinas 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 teria capacidade instalada de 11.000 MW. Entretanto, dentro do horizonte deste Plano de Decenal, está contemplada a motorização de apenas 10 máquinas de 550 MW, perfazendo um total de 5.500 MW, a partir de 2014.

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, representado no ciclo de planejamento anterior por dois circuitos de 1.300 km, em 750 kV, de Colinas até Emborcação. Observa-se, entretanto, que os estudos mencionados foram realizados antes da concepção das subestações em 500 kV Xingu (integrante do sistema Tucuruí-Manaus-Macapá) e Itacaiúnas. Estas instalações, mais próximas da usina, propiciam uma conexão envolvendo circuitos mais curtos e na tensão de 500 kV que sugerem uma reavaliação dos estudos anteriores.

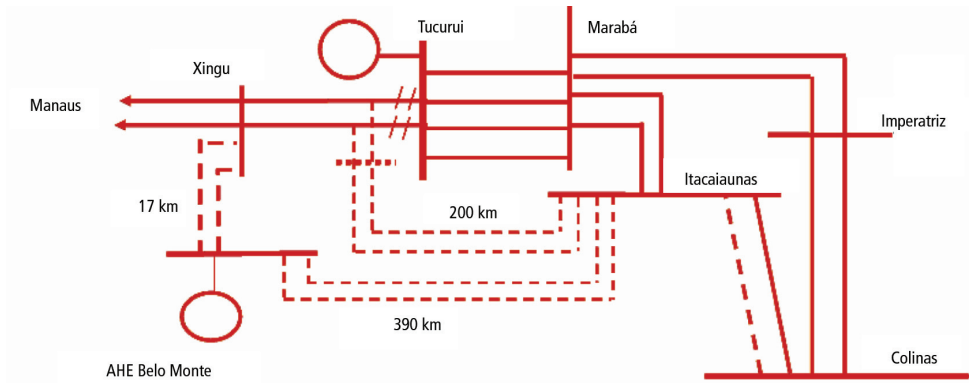
As avaliações eletroenergéticas conduzidas pela EPE neste ciclo de planejamento consideraram a conexão de um novo subsistema de Belo Monte ao sistema Norte e ampliações da capacidade de intercâmbio entre este último e a região Sudeste/Centro-Oeste.

A Figura 5 apresenta a conexão considerada a partir de 2014, como referência inicial para o desenvolvimento dos estudos de expansão da transmissão, bem como os reforços no sistema Norte. A entrada desses reforços se dará de forma compatível com a motorização das unidades geradoras de Belo Monte.





Figura 5 – Conexão Referencial do AHE Belo Monte em 500 kV

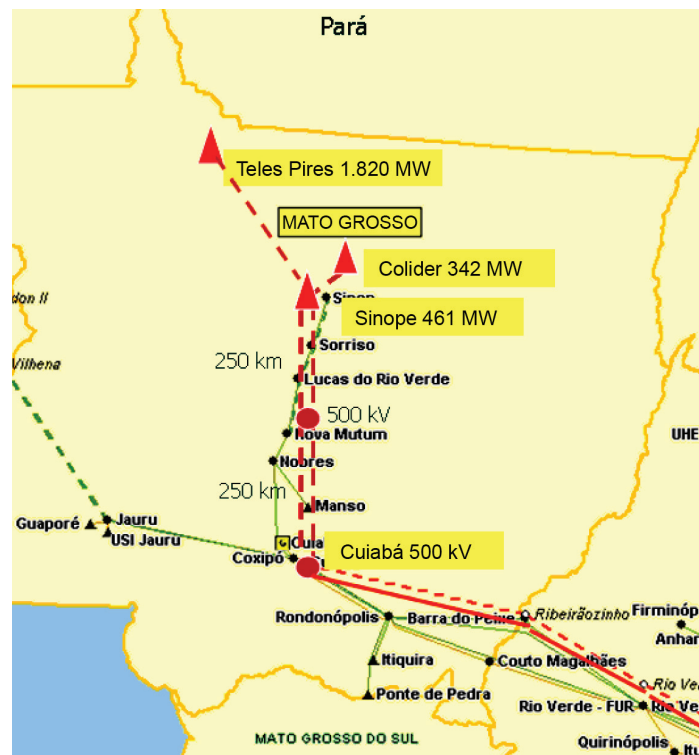


Além da ampliação mostrada na figura acima, será necessário mais um reforço na interligação Norte-Sudeste/Centro-Oeste para completar o montante indicado pelas análises energéticas para o ano de 2015. Este novo reforço, bem como o acima indicado, será objeto de um estudo específico da ampliação da interligação Norte-Sudeste/Centro Oeste (Norte Sul).

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 as usinas de Sinop, Colider e Teles Pires totalizando 2.620 MW, programadas para entrar a partir do final de 2014. 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 6.

Figura 6 – 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 15.000 MW, referente às usinas do Madeira, Belo Monte e Teles Pires, 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.

❖ 2.1 Configuração Inicial

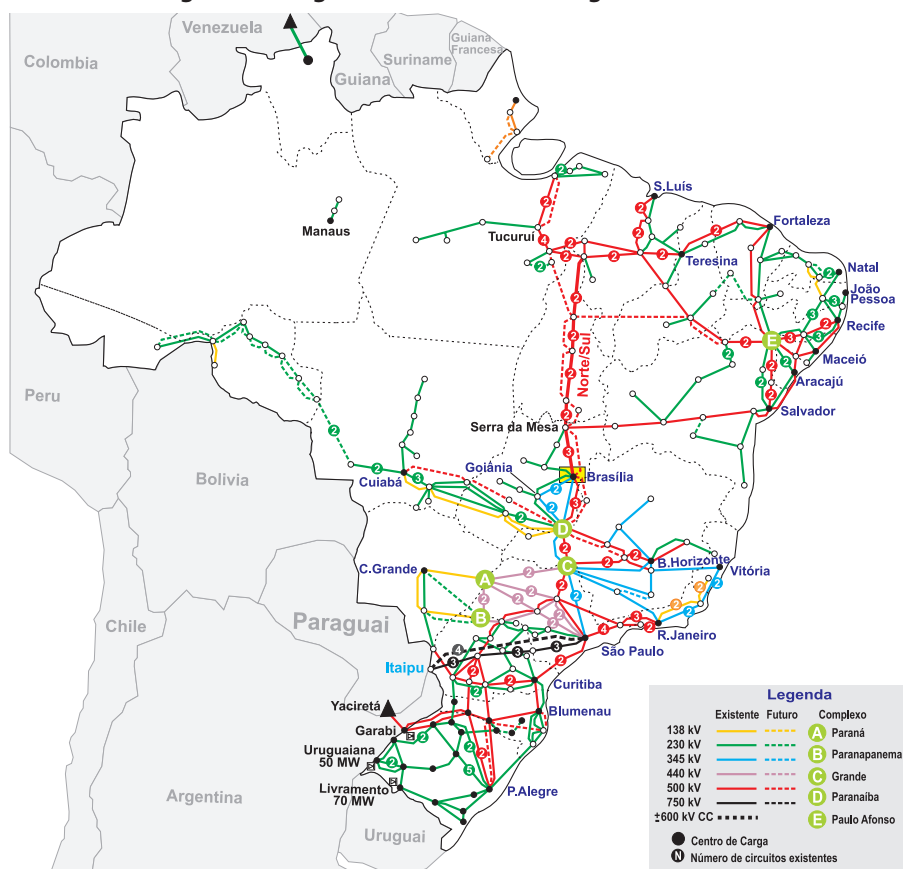
O Sistema Interligado Nacional – SIN, devido à sua extensão territorial e ao parque gerador predominantemente hidráulico, se desenvolveu utilizando uma grande variedade de níveis de tensão em função das distâncias envolvidas entre as fontes geradoras e os centros de carga.

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 7 ilustra, de forma esquemática, a configuração do SIN referente ao ano de 2007 indicando também instalações a serem implantadas no futuro imediato (obras já licitadas, em construção).

Figura 7 – Diagrama do Sistema Interligado Nacional



Fonte: ONS





❖ 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:

- **Sul (S)** - Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná;
- **Sudeste - Centro-Oeste (SE/CO)** - Espírito Santo, Rio de Janeiro, Minas Gerais, São Paulo, Goiás, Distrito Federal, Mato Grosso e Mato Grosso do Sul e, a partir de 2009, o Acre e Rondônia passarão a fazer parte deste submercado;
- **Norte (N)** - Pará, Tocantins e Maranhão e, a partir de 2012, parte do Amazonas e Amapá passarão a fazer parte deste submercado;
- **Nordeste (NE)** - Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe e Bahia.

Na Figura 8 estão apresentadas as interligações existentes entre regiões, assim como também a futura interligação Acre/Rondônia - Sudeste/ Centro Oeste.

Figura 8 – Interligações Regionais

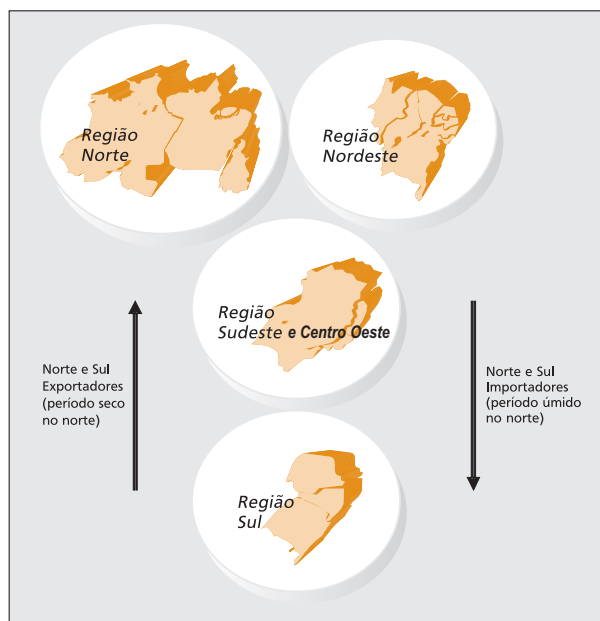


Para a análise dos casos base de fluxo de potência foram selecionados valores referenciais dos intercâmbios regionais, de modo a possibilitar o estabelecimento dos despachos de geração nos diversos subsistemas. Estes valores de intercâmbio não necessariamente contemplam os fluxos máximos correspondentes às capacidades das interligações e não têm a intenção de explorar seus limites, sendo estas possibilidades analisadas em estudos específicos a serem desenvolvidos pela EPE.

Na definição dos intercâmbios Sudeste/Sul, Norte/Sudeste Centro-Oeste, Sudeste/Nordeste e Norte/Nordeste foram considerados dois cenários, associados principalmente à sazonalidade hidrológica da região Norte, ilustrados na Figura 9, 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 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 e este importador do Norte e exportador para o Nordeste.



**Figura 9 – Cenários para os Intercâmbios**

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.

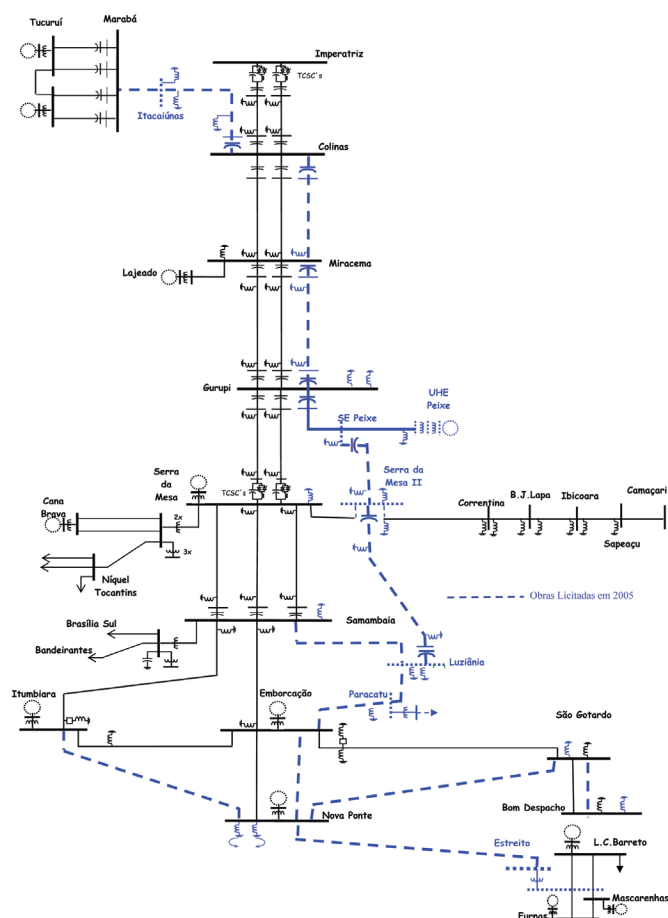
Quanto à expansão dessa interligação, estão previstos acréscimos de capacidade de intercâmbio entre estas regiões nos anos de 2008, 2010 e 2015.

Em 2008 está prevista a entrada do terceiro circuito entre Colinas e Serra da Mesa, a LT Itacaiúnas-Colinas, além da adição de reforços na região Sudeste. Tais obras foram objeto de licitação em 17.11.2005, correspondendo a um total da ordem de 2.600 km de linhas de transmissão em 500 kV, que estão em construção. A evolução desta interligação é mostrada na Figura 10 em linha tracejada.





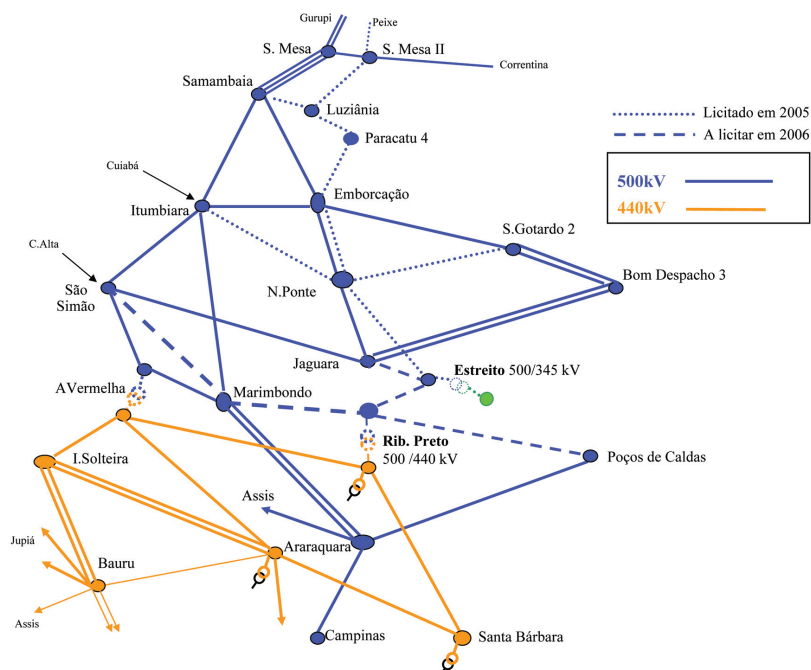
Figura 10– Diagrama Elétrico da Interligação Norte-Sudeste/Centro-Oeste com o Terceiro Circuito e Reforços na Região Sudeste



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 Cachoeira Alta, ponto coletor da geração de futuras usinas previstas no Sudeste de Goiás. Tais obras foram licitadas em novembro de 2006.

A Figura 11 apresenta esquematicamente o conjunto de reforços na região Sudeste anteriormente citados, cuja entrada em operação, para efeito dos estudos da expansão da transmissão, foi considerada durante o ano de 2009.



**Figura 11 – 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 2.100 MW entre as regiões Norte e Sudeste/Centro Oeste⁵, em 2010 e 2015, totalizando um acréscimo de 4.200 MW na capacidade desta interligação.

A definição da expansão desta interligação será escopo de estudo específico, a ser iniciado em 2007. 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.

Além desse aumento da capacidade dos capacitores-série, as alternativas de transmissão vislumbradas deverão acomodar os aumentos de intercâmbio acima indicados, sendo, portanto, necessária, a adição de circuitos de transmissão. Tendo como base a hipótese de conexão do AHE Belo Monte mostrada na Figura 2 e a ampliação da rede receptora do Sudeste ilustrada na Figura 8, considerou-se, como referência para uma primeira estimativa do montante de investimentos envolvido no horizonte decenal, a adição de troncos transmissores entre Itacaiúnas e Estreito. A tensão de transmissão e a tecnologia mais apropriada para esses futuros troncos deverão resultar dos estudos a serem efetuados.

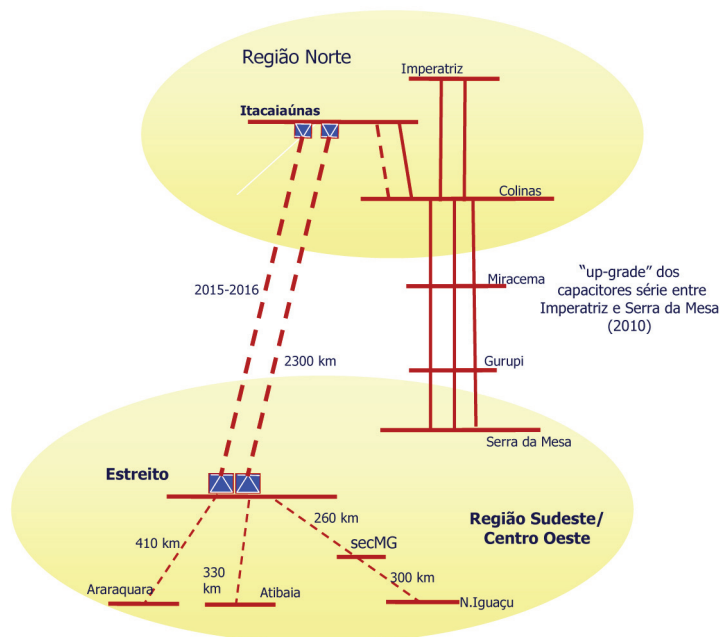
A Figura 12 ilustra as ampliações acima mencionadas entre as regiões Sudeste e Norte, bem como os reforços nos subsistemas considerados referencialmente neste ciclo de planejamento.

5 Interligação Imperatriz-Sudeste na representação utilizada nos estudos energéticos do Capítulo III – Parte 1.





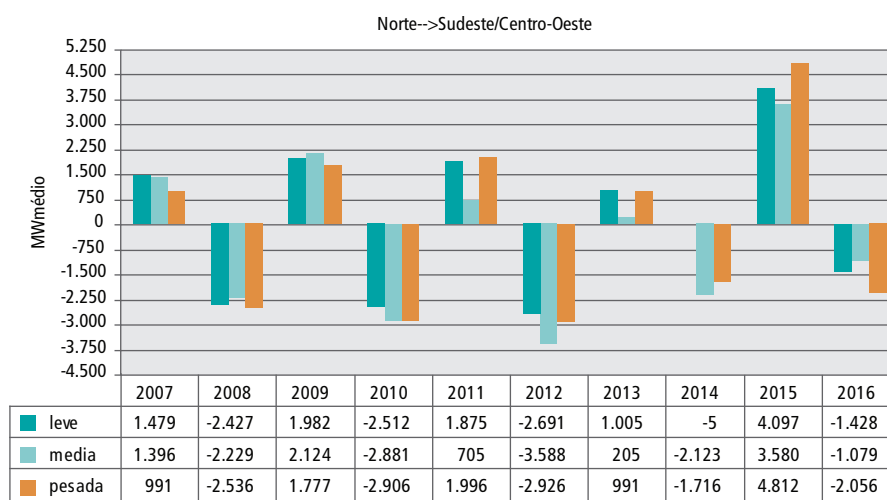
Figura 12 – Interligação Norte-Sudeste/Centro-Oeste e Reforços – Referencial 2015



Para o estabelecimento dos despachos referenciais das usinas dos subsistemas nos estudos de fluxo de potência, não obstante a ampliação de capacidade de intercâmbios vislumbrada para 2010, foram mantidos níveis de intercâmbio entre as regiões em patamares similares aos considerados para a rede de 2008. Entretanto, a partir de 2015, com o significativo aumento da disponibilidade de geração na região Norte (Belo Monte e Marabá em 2014 e Serra Quebrada em 2015) foi necessário considerar uma ampliação compatível com o excedente de geração destas usinas.

O Gráfico 1 apresenta os valores referenciais de intercâmbio adotados para esta interligação ao longo do decênio nos três patamares de carga, para o objetivo de se estabelecer os despachos de geração nos estudos de fluxo de potência.

Gráfico 1 – Intercâmbios Norte – Sudeste/Centro-Oeste



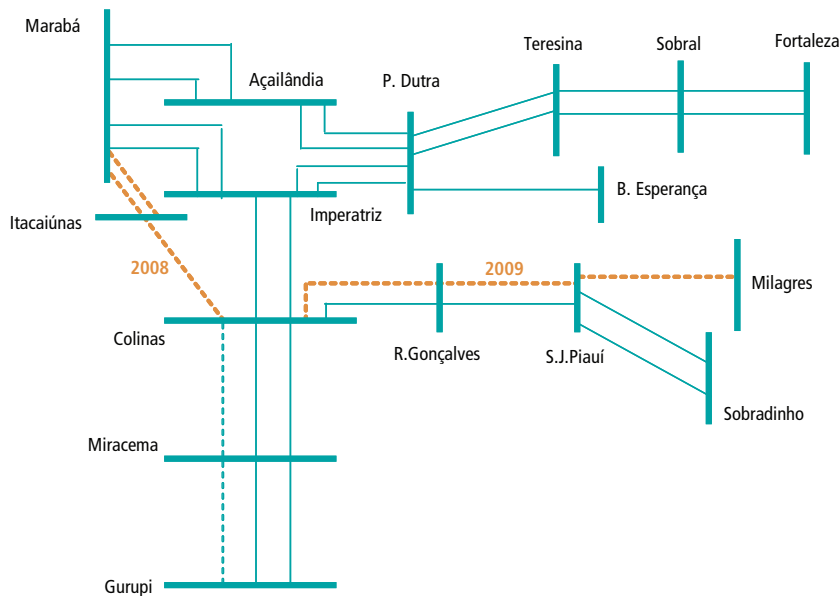
2.2.2 Interligação Norte-Nordeste

Gráficos colocar ponto e unidade MWmédio

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, mais recentemente, da LT Colinas – Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí – Sobradinho, que entrou em operação em dezembro de 2006.

Quanto à expansão dessa interligação, está prevista, para 2009, a expansão desta interligação que se dará com a entrada em operação da LT 500 kV Colinas – Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí – Milagres. Tal obra será licitada em 2007. Este estágio de evolução desta interligação é apresentado na Figura 13.

Figura 13 – Diagrama Esquemático da Interligação Norte – Nordeste

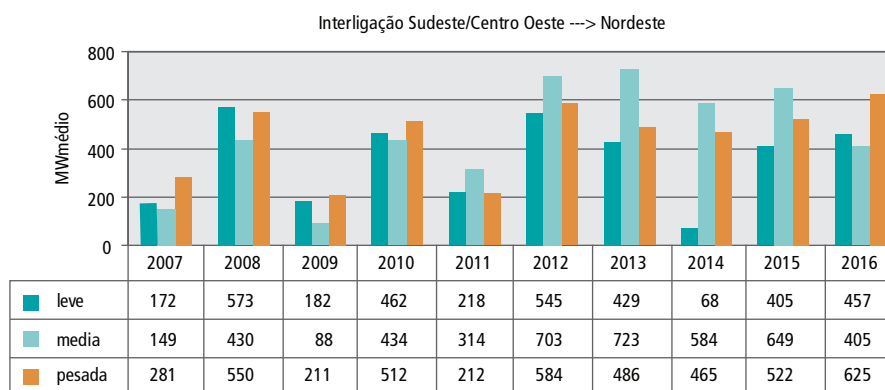


2.2.3 Interligação Sudeste/Centro Oeste-Nordeste

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 – Sapeçu – Camaçari, e é apresentada na Figura 4.

O Gráfico 2 apresenta o intercâmbio adotado ao longo do decênio para esta interligação nos três patamares de carga.

Gráfico 2 – Intercâmbios Sudeste/Centro Oeste - Nordeste



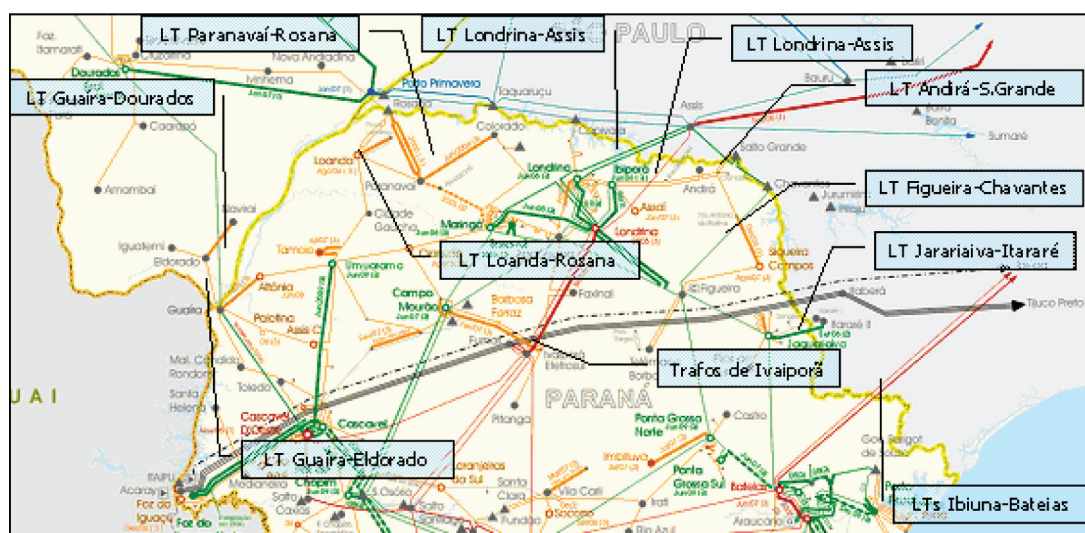


2.2.4 Interligação Sul-Sudeste/Centro-Oeste

A interligação elétrica existente entre as regiões Sul e Sudeste possibilita a otimização energética entre estas regiões aproveitando a diversidade hidrológica existente entre estes dois sistemas.

Essa interligação se caracteriza por contemplar diversos elos em diferentes níveis de tensão, acompanhando a fronteira sul-sudeste, isto é, estados do Paraná com São Paulo e Mato Grosso do Sul. A Figura 14 apresenta os elos dessa interligação.

Figura 14 – Elos da Interligação Sul-Sudeste



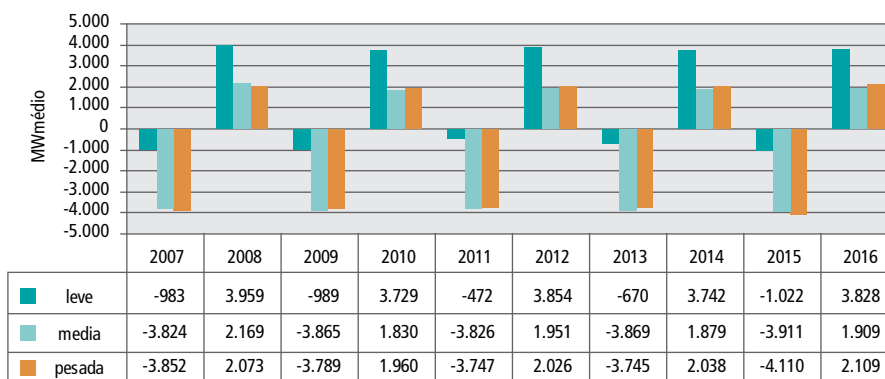
Quanto à expansão dessa interligação, em dezembro de 2006 foi concluído um estudo, coordenado pela EPE, que indicou a construção de um novo elo de interligação em 500 kV entre Foz do Iguaçu e Cascavel do Oeste para entrar em operação em 2009. Esta linha foi definida como um elo alternativo para o escoamento da potência gerada pela UHE Itaipu para minimizar o efeito provocado por quedas simultâneas de torres em distintos circuitos de linhas de EAT associadas à transmissão da energia daquela usina. Embora o foco do referido estudo não tenha sido o limite de intercâmbio entre as regiões, a nova linha trará um ganho no sentido Sudeste Centro-Oeste Sul.

Por outro lado, os estudos de expansão da geração deste ciclo de planejamento indicam a necessidade de ampliação da capacidade de intercâmbio de 600 MW médios entre as regiões Sul e Sudeste Centro Oeste a partir de 2011. A definição do novo elo dessa interligação necessário para atender a essa necessidade 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, prevista para 2009.

Para efeito dos estudos de fluxo de potência, foram mantidos níveis referenciais de intercâmbio entre as regiões em patamares compatíveis com os da rede existente. O Gráfico 3 apresenta o intercâmbio adotado ao longo do decênio para esta interligação nos três patamares de carga.



Gráfico 3 – Intercâmbios Sudeste/Centro Oeste - Sul



❖ 2.3 Interligações dos Sistemas Isolados ao SIN

2.3.1 Interligação Acre/Rondônia – Sudeste/Centro-Oeste

A interligação do sistema da região Sudeste/Centro-Oeste com o sistema, atualmente isolado, dos estados do Acre e Rondônia foi considerada, neste ciclo, a partir do ano de 2009. É composta das LTs Samuel – Ariquemes - Ji-Paraná (315 km), Ji-Paraná – Pimenta Bueno – Vilhena (354 km, circuito duplo) e Vilhena – Jauru (278 km, circuito duplo), conforme ilustrado na Figura 15. A licitação dessas instalações foi realizada em novembro/2006.

Figura 15 – 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.

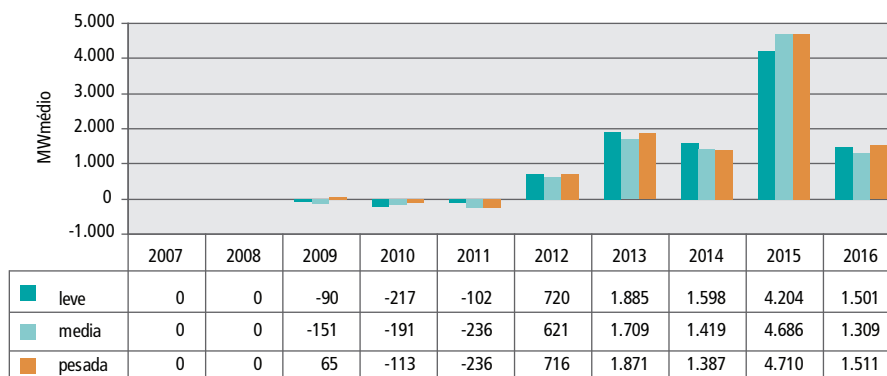
Pode-se observar a influência da entrada das usinas do rio Madeira no fluxo total nesta interligação, quando os estados do Acre e Rondônia passam de importadores a exportadores de energia para a região Sudeste/Centro Oeste.

Considerando o complexo do rio Madeira como parte da região Acre/Rondônia, os intercâmbios totais entre estas regiões considerados como referência para os estudos de fluxo de potência são apresentados no Gráfico 4.





Gráfico 4 – Intercâmbios entre Acre/Rondônia e Sudeste/Centro Oeste



Os valores baixos para os anos 2014 e 2016 retratam o período seco das usinas do rio Madeira.

A Figura 12, anteriormente apresentada para ilustrar a conexão das usinas do rio Madeira, mostra a configuração final (2016) considerada referencialmente para esta interligação, bem como os reforços na região Sudeste.

2.3.2 Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus

A interligação Tucuruí-Macapá-Manaus foi considerada nos estudos a partir de 2012, possibilitando a integração de sistemas da região amazônica, hoje isolados, ao SIN. Tais sistemas compreendem os de atendimento à Manaus, ao Amapá e às cidades situadas na margem esquerda do rio Amazonas entre Manaus e o Amapá.

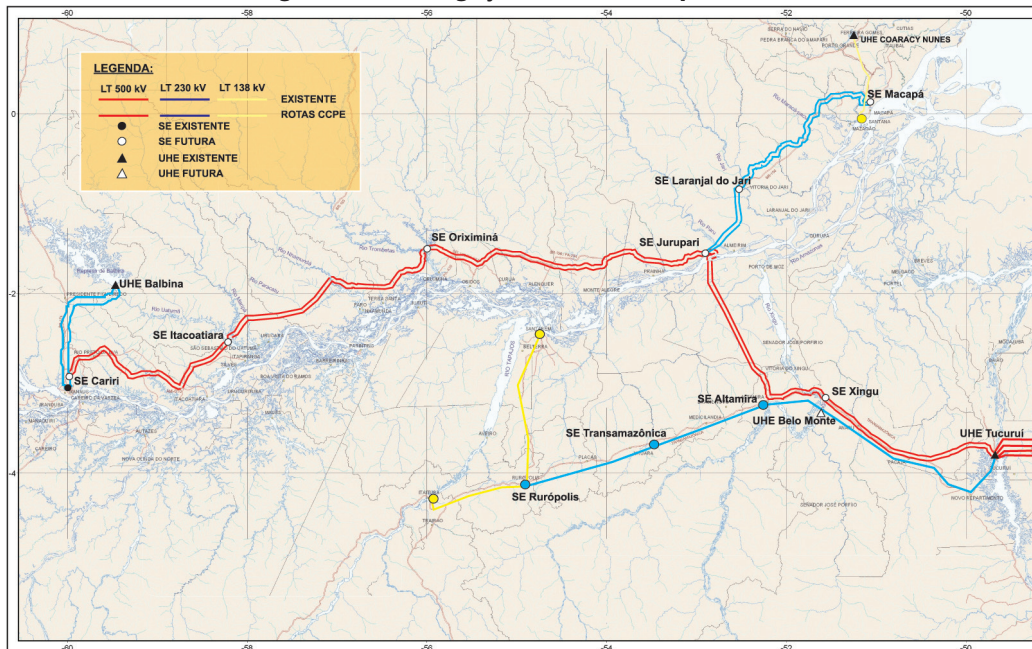
A configuração elétrica dessa interligação é mostrada na Figura 16, contemplando as seguintes instalações principais:

- Linha de transmissão de Tucuruí a Manaus (SE Cariri), em 500 kV, circuito duplo, com 1.470 km, na rota pela margem esquerda do rio Amazonas, com quatro subestações intermediárias nas proximidades de Xingu, Jurupari, Oriximiná e Itacoatiara. Há previsão de equipamentos de compensação reativa controlável nessas três últimas subestações, para possibilitar o controle de tensão. O trecho Tucuruí – Jurupari tem um comprimento da ordem de 520 km, enquanto que o trecho Jurupari – Manaus (SE Cariri) tem 950 km;
- 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, incluindo equipamento de compensação reativa controlável na SE Macapá, para controle de tensão;
- O atendimento às comunidades situadas na margem esquerda do rio Amazonas será feito 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.

Esse sistema terá uma capacidade de transmissão suficiente para atender uma carga regional de até 1.730 MW. Com adição de compensação série de 70 % nos trechos de linhas, tal capacidade se eleva para 2.530 MW.



Figura 16 – Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus



Em complementação aos estudos de atendimento à região de Manaus, a EPE vem desenvolvendo análises no sentido de atender a essa região a partir dos aproveitamentos hidrelétricos do rio Madeira, previstos para entrar em operação em 2012. Estes estudos, ainda em fase preliminar, consideram o fechamento de um anel em Manaus a partir da SE Coletora Porto Velho, visando caracterizar eventuais benefícios e vantagens econômicas em complemento à interligação Tucuruí-Macapá-Manaus.

❖ 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.

No presente estudo foi incluída a hipótese de uma nova interligação com o Uruguai, atualmente em estudo.

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

A segunda conversora, Garabi, com potência de 2.200 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).

2.4.2 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.

Encontra-se, atualmente, em estudo pelos dois países 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.

2.4.3 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 de El Guri na Venezuela. A capacidade deste sistema é de 200 MW.

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 2007/2016.

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

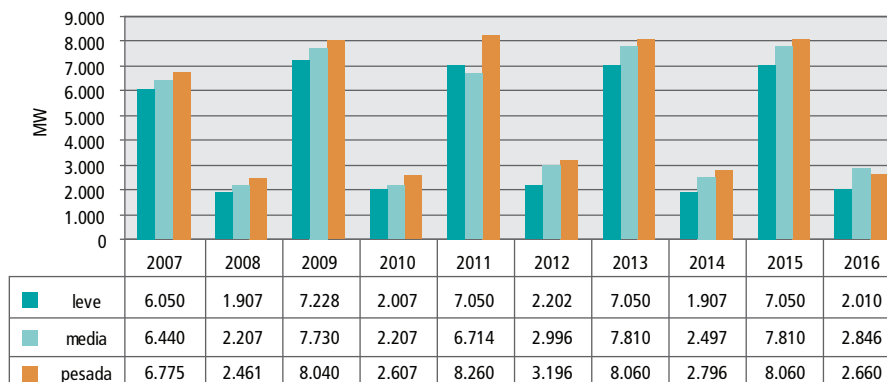
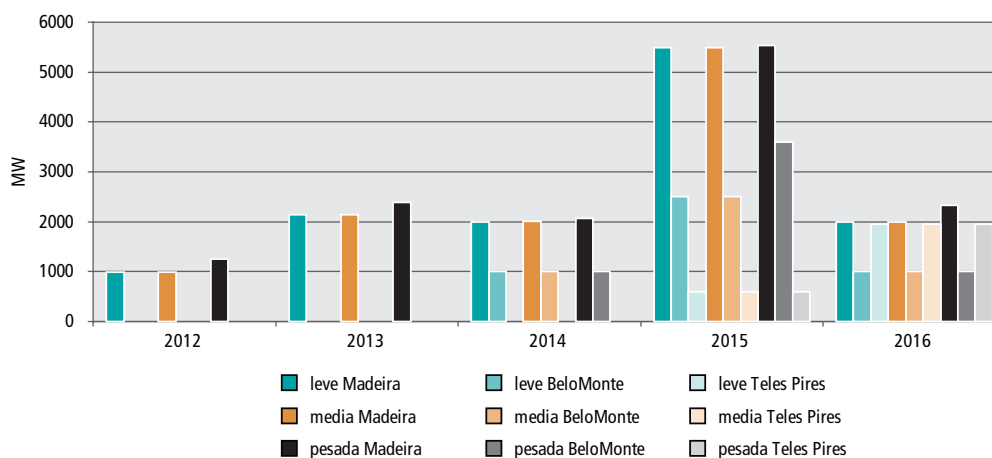
A partir do estabelecimento dos intercâmbios, os despachos regionais obedeceram aos critérios listados na Tabela 1.

Tabela 1 – Critério de Despacho

Usinas	Critério de Despacho
Usinas Hidráulicas	Reserva girante mínima de 10% da potência instalada
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	Carga Pesada 12.560 MW
	Carga Média 11.066 MW
	Carga Leve 8.260 MW

O Gráfico 5 apresenta o despacho adotado ao longo do decênio para a usina de Tucuruí e o Gráfico 6 mostra o despacho das outras grandes usinas da região amazônica que começam a entrar em operação em 2012.



**Gráfico 5 – Despacho da UHE Tucuruí (MW)****Gráfico 6 – Despacho Adotado para as Usinas da Região Amazônica (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. A partir de 2015, quando já estarão em operação as usinas do rio Madeira e o AHE Belo Monte, observa-se que a operação do SIN na condição de carga leve do período úmido do Norte é agravada. 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.

Limites de Carregamento da Transmissão

Foram adotados os limites de carregamento segundo os critérios abaixo:

- Regime normal: linhas existentes e transformadores na Rede Básica foram utilizados os limites de carregamentos constantes no CPST, sem restrições de equipamentos terminais.
- Regime de emergência: 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 definidos, em estudos específicos, para o período 2007/2016.

- Empreendimentos com outorga da ANEEL: data do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, referente ao mês de Abril de 2006;
- Empreendimentos planejados já consolidados com o ONS, mas sem outorga da ANEEL: 12/2006 + prazo de execução constante no PET;
- Empreendimentos planejados, mas sem consolidação com o ONS e sem outorga da ANEEL: 12/2007 + prazo de execução constante no PET;
- Empreendimentos planejados com data de necessidade a partir de 2010: data indicada nos estudos.

Definições

Para uniformizar o entendimento de alguns itens mencionados ao longo do texto, seguem suas definições:

Rede Básica (RB) – Instalações de Transmissão que atendam aos seguintes critérios:

- Linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação em tensão igual ou superior a 230 kV.
- Rede Básica de Fronteira (RBF) – Instalações de Transmissão que atendam aos seguintes critérios:
- 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 (DITs) – Instalações de Transmissão que atendam aos seguintes critérios:

- 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.

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 regional. Em seguida, para cada estado integrante das regiões elétricas, são similarmente apresentados o sistema elétrico, a carga prevista, e, adicionalmente, o elenco de obras de transmissão previstas no período 2007/2016.

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 2.2. 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 2.7.

As estimativas regionais de evolução física do sistema de transmissão e distribuição, bem como os investimentos associados, são consolidadas no item 2.5.

❖ 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 6.598 km em 500 kV e 2.151 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 10.191 MW, sendo 9.900 MW hidráulicas (97%) e 253 MW térmicas (2,5%), com a maior parte dos aproveitamentos hidráulicos localizados no estado do Pará. A Tabela 2 sumariza os empreendimentos de geração em operação da região Norte.

Considerando-se também os sistemas isolados, a capacidade instalada é de 12.124 MW, sendo 10.176 MW hidráulicas (84%) e 1.911 MW térmicas (15,8%). Esses valores são apresentados na Tabela 3.

O Gráfico 9 apresenta a composição das fontes de geração elétrica de cada estado.

Tabela 2 – Composição da Geração Atual - Região Norte – Sistema Interligado

Tipo	Quantidade	Potência Instalada (MW)	%
UHE<1MW	5	2,2	0,0
EOL	0	-	0,0
PCH	7	35,0	0,3
SOL	0	-	0,0
UHE	8	9.901,1	97,2
UTE	165	252,8	2,5
UTN	0	-	0,0
Total	185	10.191,0	100





Gráfico 7 – Composição da Geração Atual - Região Norte – Sistema Interligado

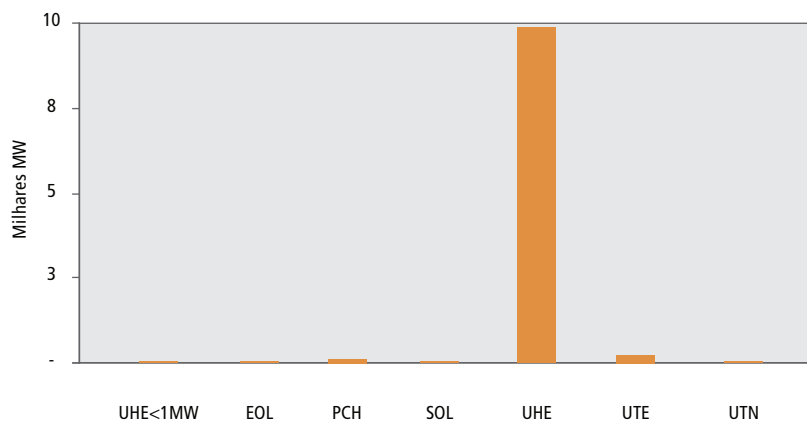
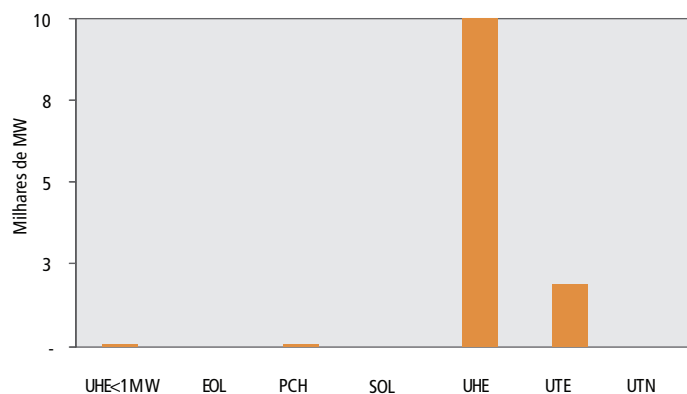
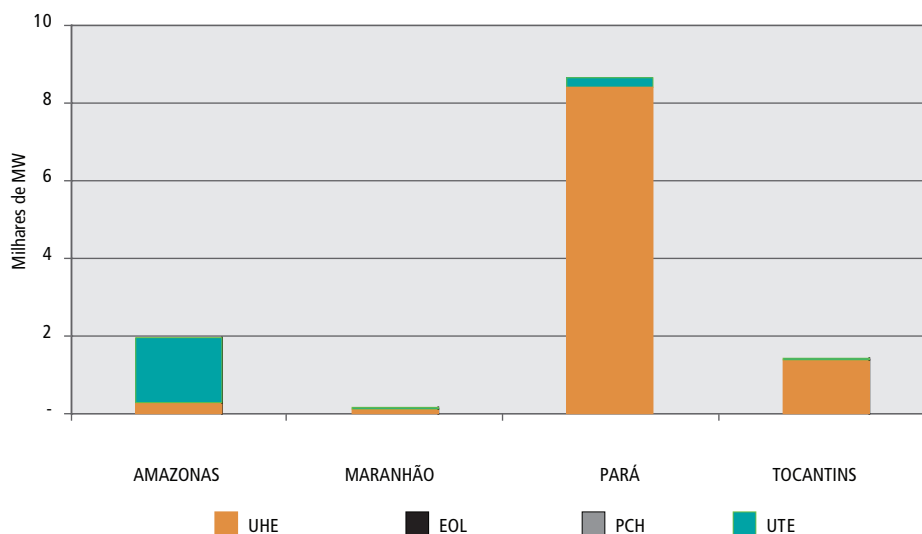


Tabela 3 – Composição da Geração Atual - Região Norte – Sistema Interligado + Sistemas Isolados

Tipo	Quantidade	Potência Instalada (MW)	%
UHE<1MW	5	2,2	0,0
EOL	0	-	0,0
PCH	7	35,0	0,3
SOL	0	-	0,0
UHE	8	10.176,0	83,9
UTE	165	1.910,9	15,8
UTN	0	-	0,0
Total	185	12.124,1	100

Gráfico 8 – Composição da Geração Atual - Região Norte – Sistema Interligado + Sistemas Isolados



**Gráfico 9 – 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. Os Gráficos 10 e 11 apresentam, 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 109% 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 10) e da carga de 800 MW da Alumínio Belo Monte, prevista para 2015.

A participação da região Norte no mercado brasileiro (carga pesada) é de 7% em 2007 e 10% em 2016. O Gráfico 13 apresenta essa participação para o ano 2016, carga pesada.

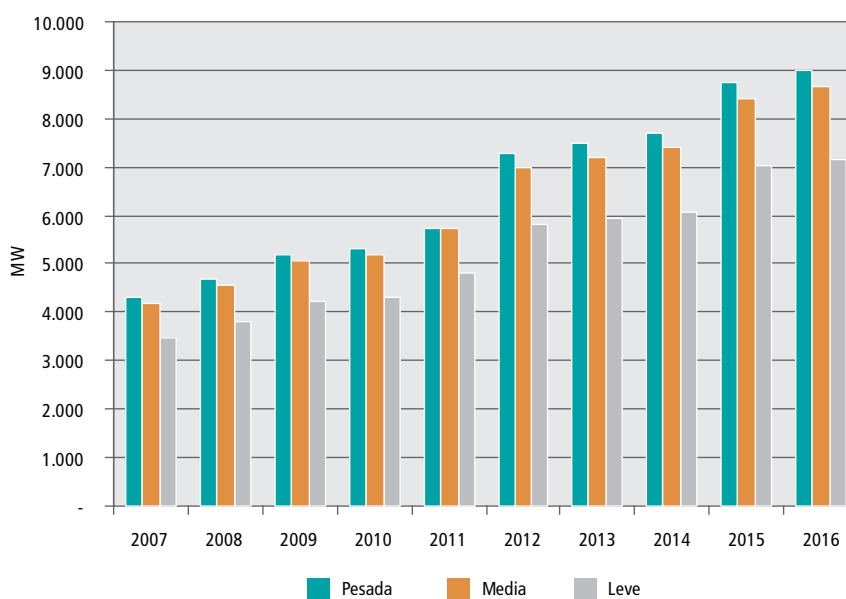
Gráfico 10 – Evolução da Carga da Região Norte – Ciclo 2007/2016



Gráfico 11 – Participação, por Estado, na Carga Total da Região Norte – Carga Pesada

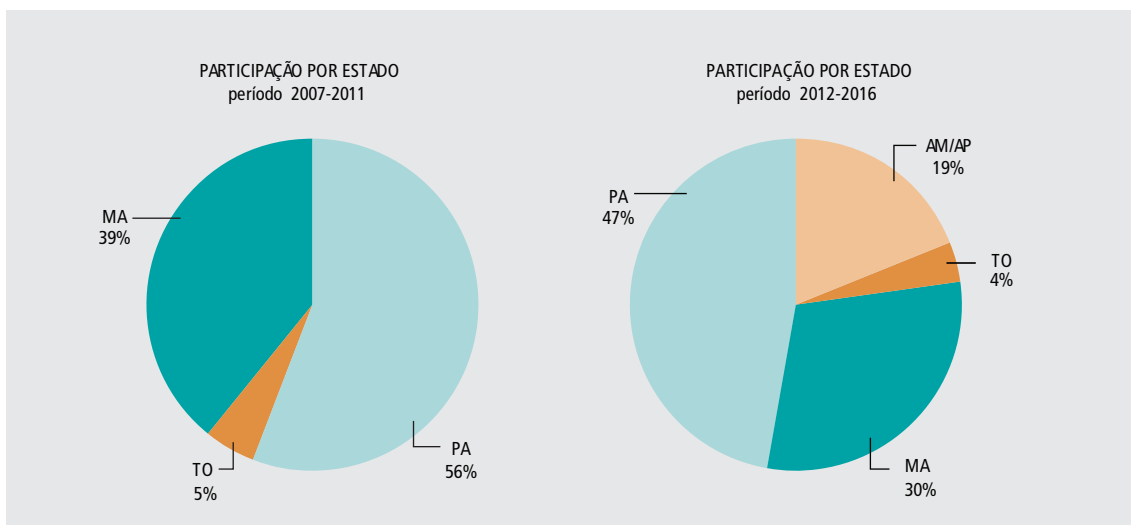
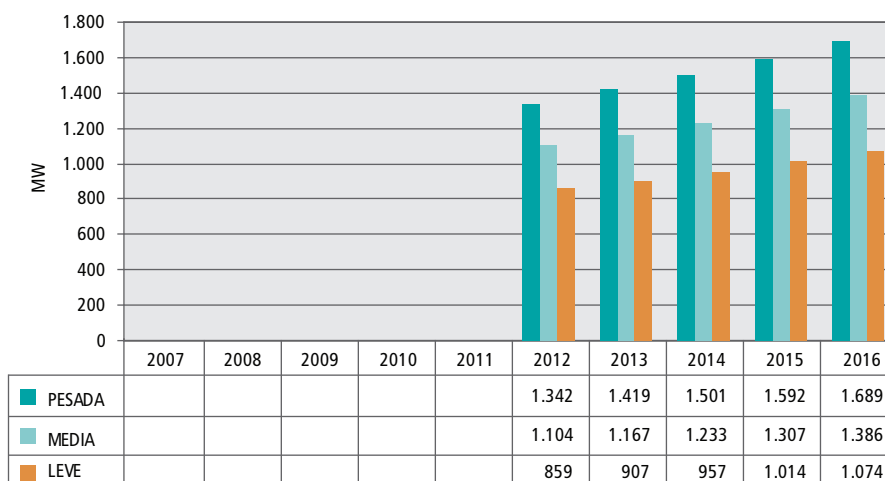
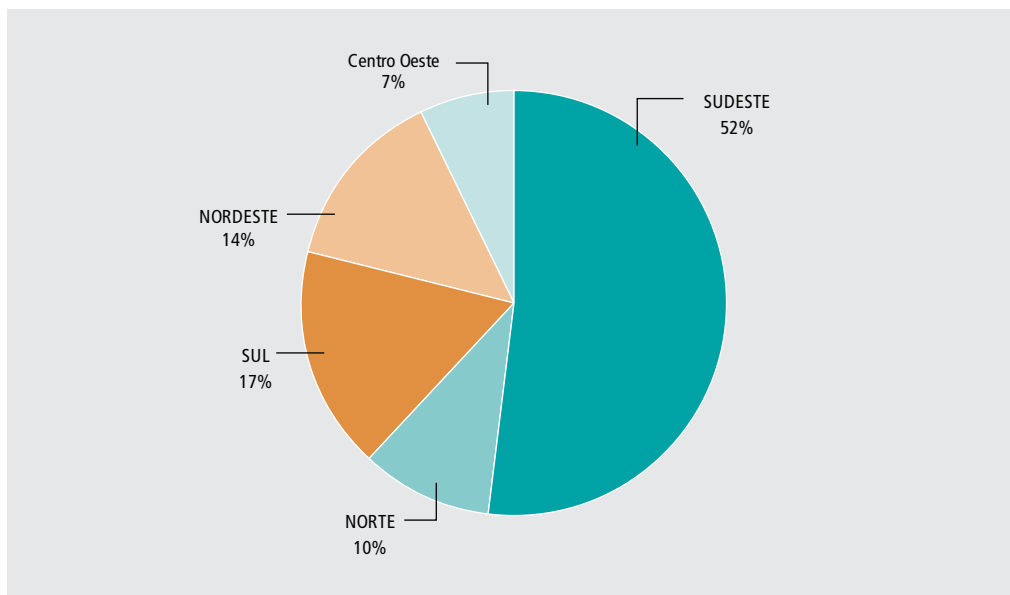
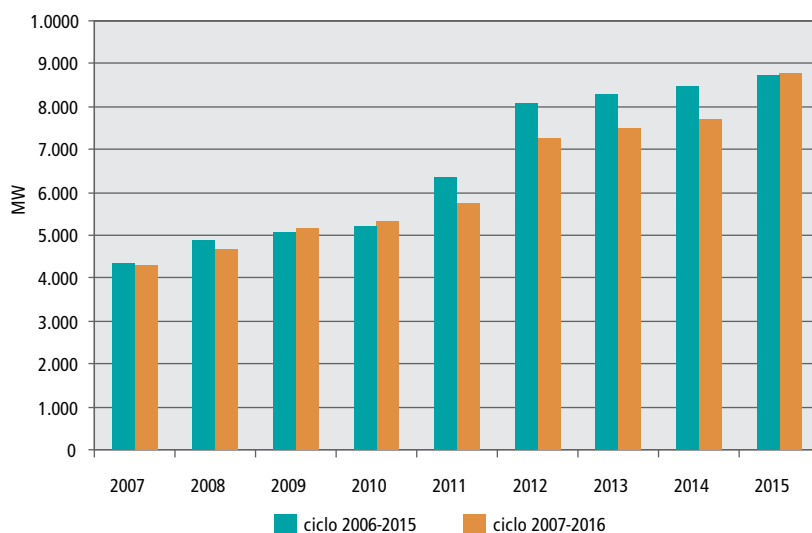


Gráfico 12 – Evolução da Carga do Amazonas e Amapá Incorporada ao SIN



**Gráfico 13 – Participação, por Região, no Mercado do Brasil – Carga Pesada**

O Gráfico 14 apresenta uma comparação entre a expectativa de evolução da carga pesada do ciclo anterior (2006-2015) e o ciclo atual (2007-2016), sem considerar as perdas de demanda. Constatase que ao longo do período não há grandes variações na expectativa de crescimento da carga, exceto para os anos 2011 a 2014, quando se observa uma diferença de cerca de 800 MW a mais na projeção do ciclo anterior. Essa diferença corresponde à alteração da previsão de entrada da carga de 800 MW da Alumínio Belo Monte, que nesse ciclo está prevista para 2015 e, no ciclo anterior, estava prevista para 2011.

Gráfico 14 – Comparação entre a Expectativa de Evolução da Carga dos Ciclos de Planejamento 2006 e 2007



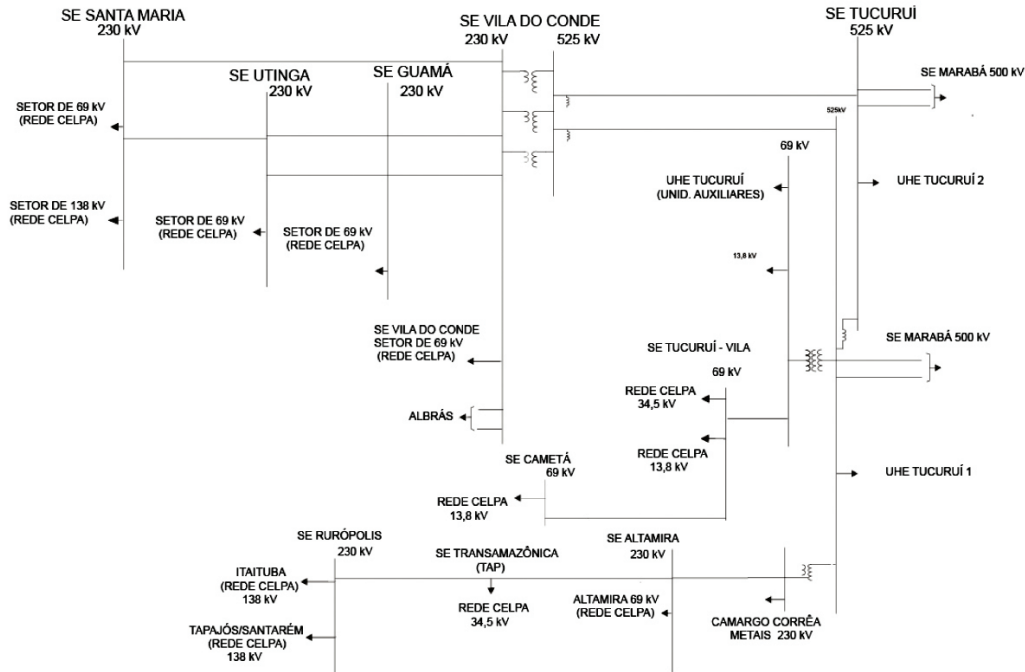
4.1.1 Estado do Pará

Sistema Elétrico

O atendimento ao estado do Pará é feito por instalações da Rede Básica nas tensões de 500 kV e 230 kV, sendo os principais pontos de suprimento a SE Vila do Conde 500 kV e a SE Marabá 500 kV, atendidas por linhas de transmissão provenientes da UHE Tucuruí.

A Figura 17 apresenta um diagrama simplificado deste sistema, que é descrito em detalhe, a seguir.

Figura 17 – 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. Em Altamira e Uruará há abaixamento para atendimento à carga da cidade. Além disso, em Altamira é atendido o consumidor industrial Camargo Corrêa.

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, Utinga 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 um outro abaixamento de 230 kV para 69 kV, onde a energia é entregue à subtransmissão.

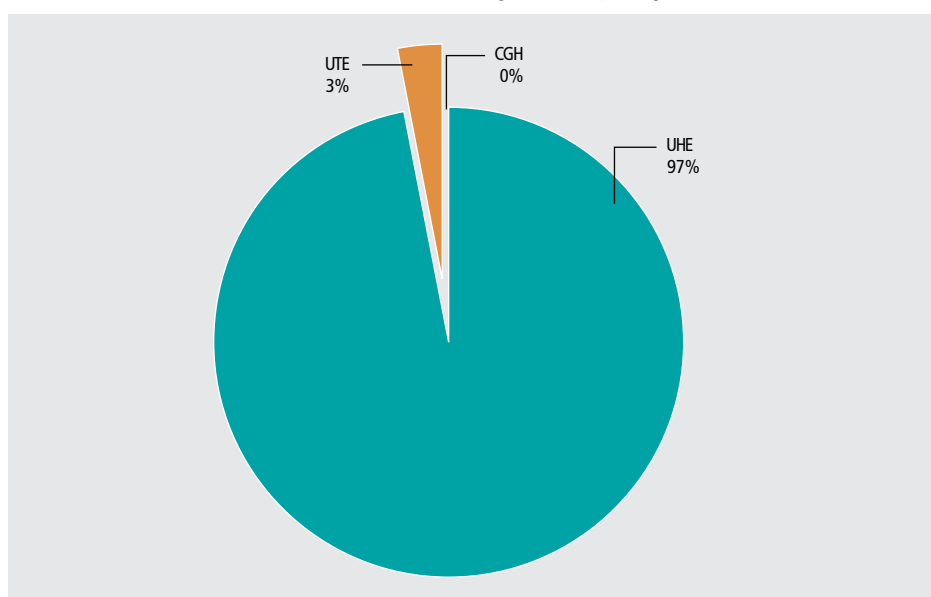
Geração local

O total de empreendimentos de geração atualmente em operação no estado do Pará é apresentado na Tabela 4 e Gráfico 15. A evolução da potência instalada no estado para o ciclo de planejamento 2006 mostra um crescimento de cerca de 160% no período decenal. Esse crescimento deve-se à entrada das UHES de Belo Monte e Marabá.



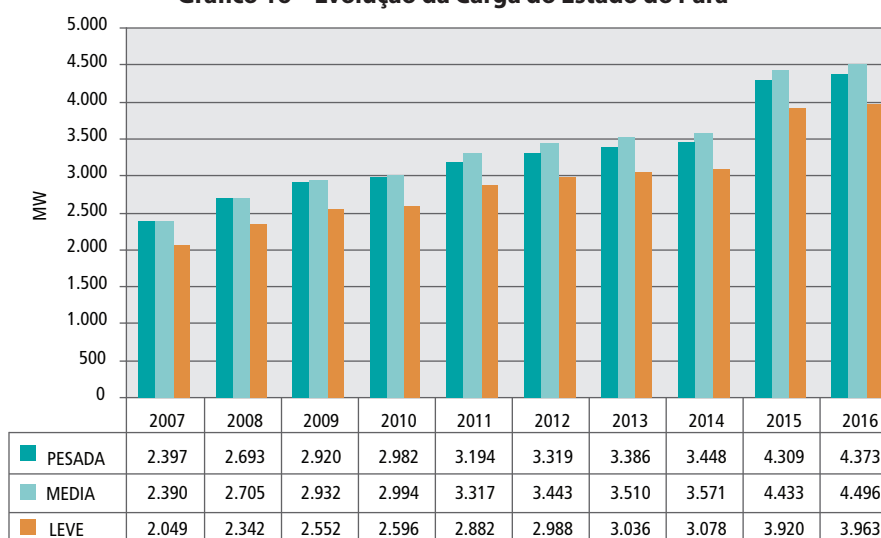
**Tabela 4 – Empreendimentos de Geração em Operação no Estado do Pará**

Tipo	Quantidade	Potência (MW)	%
CGH	1	0,6	0,0
UHE	2	7.275,3	0,1
UTE	53	2.42,5	0,0
Total	56	7.518,4	0,1

Gráfico 15 – 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 2007/2016 e apresentada no Gráfico 16, representa 56% do mercado de energia elétrica da região Norte durante todo o período, sem considerar a incorporação do mercado referente à Manaus e Amapá.

Gráfico 16 – Evolução da Carga do Estado do Pará



Programa de Obras

São apresentadas nas Tabela 5, 6 e 7 as instalações previstas para a Rede Básica e Rede Básica de Fronteira do Estado do Pará.

Tabela 5 – Linhas de Transmissão Previstas – Rede Básica - 2007/2016

Descrição da Obra	Data Prevista
LT Itacaiúnas - Carajás, CD, 230 kV	2008
LT Marabá - Itacaiúnas, CD, 500 kV	2008
LT Itacaiúnas - Colinas, C1, 500 kV	2008
LT Utinga - Miramar, D1 e D2, 230 kV	2009
LT Itacaiúnas - Carajás, C3, 230 kV	2010
LT Tucuruí - Macapá, C1, 500 kV	2012
LT Macapá - Manaus, C1, 500 kV	2012
LT Tucuruí - Xingú, CD, 500 kV	2012
LT Xingú - Jurupari, CD, 500 kV	2012
LT Jurupari - Oriximiná, CD, 500 kV	2012
LT Oriximiná - Itacoatiara, CD, 500 kV	2012
LT Itacoatiara - Cariri, CD, 500 kV	2012
LT Jurupari - Laranjal do Jari, CD, 230 kV	2012
LT Laranjal do Jari - Macapá, CD, 230 kV	2012

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 6 – Subestações Previstas – Rede Básica - 2007/2016**

Descrição da Obra	Data Prevista	
SE Altamira 230 kV	RL – 230 kV - 30 Mvar;	2007
	RL – 230 kV - 30 Mvar;	2008
SE Marabá 500/230 kV	RB – 525 kV – (3+1) 60 Mvar;	2007
	RB – 525 kV – (3+1) 60 Mvar;	2008
	RB – 525 kV – 3x60 Mvar;	2008
SE Santa Maria 230/69/13,8 kV	BC – 230 kV – 1x55 MVA;	2008
SE Rurópolis 230/69/13,8 kV	CE – 230 kV – (-40, +40) Mvar;	2010
	RB – 525 kV – (3 + 1)60 Mvar;	2008
SE Vila do Conde 525/230 kV	AT4 – 525/230/13,8 kV – 3x250 MVA;	2008
	RL – 525 kV – 3x60 MVA;	2008
	CS – 230 kV – 150 Mvar	2008
SE Itacaiúnas 500/230/138/13,8 kV	AT1 , AT2 – 500/230/13,8 kV – 6x150 MVA;	2008
	AT3 – 500/230/13,8 kV – 3x150 MVA	2010
SE Xingú 500 kV	RL – 500 kV – 13x45,33 Mvar; monofásico	2012
	RB – 500 kV- (3+1) 45,33 Mvar; monofásico	2012
	CS - 500 kV – TUC-XNG – 2x 787,0 Mvar;	2012
	CS - 500 kV –XNG - JUR – 2x 355,0 Mvar;	2012
SE Jurupari 500/230/13,8 kV	RL – 500 kV – 7 x 45,33 Mvar	2012
	RB – 500 kV – 3 x 45,33 Mvar	2012
	RL – 500 kV – 7 x 66,67 Mvar	2012
	CE – 500 kV - 200/-200 Mvar	2012
	AT 500/230/13,8 kV- 7x150 MVA	2012
	CS - 500 kV – JURC-XNG – 2x 355,0 Mvar	2012
	CS - 500 kV – JURC-ORX – 2x 399,0 Mvar	2012
SE Oriximiná	RL – 500 kV – 13x66,67 Mvar	2012
	RB – 500 kV – 4x66,67 Mvar	2012
	ES – 500 kV- 200/-200 Mvar	2012
	BC – 100 Mvar – manobrável pelo ES	2012
	CS - 500 kV – ORX-JUR – 2x 399,0 Mvar	2012
	CS - 500 kV – ORX-ITAC – 2x 360,0 Mvar	2012
	AT 500/230/13,8 kV- 4x50 MVA	2012





Descrição da Obra	Data Prevista	
	RL – 500 kV – 7x66,67 Mvar	2012
	RB – 500 kV – 3x66,67 Mvar	2012
	RL – 500 kV – 7x36,67 Mvar	2012
SE Itacoatiara 500/230/13,8 kV	ES – 500 kV- 200/-200 Mvar	2012
	BC – 500 kV- 100 Mvar – manobrável pelo CE	2012
	CS - 500 kV – ITC-ORX – 2x 360,0 Mvar	2012
	CS - 500 kV – ITC-CAR – 2x 198,0 Mvar	2012
SE Itacoatiara 500/230/13,8 kV	AT 500/230/13,8 kV- 4 x 50 MVA	2012
	RL – 500 kV – 7x36,67 Mvar	2012
	AT 500/230/13,8 kV- 10x200 MVA	2012
	CS - 500 kV – CAR-ITC – 2x 198,0 Mvar	2012
SE Cariri 500/230/13,8 kV	BC –230 kV - 4 x 55 Mvar	2012
	AT 230/69/13,8 kV- 2x150 MVA	2012
	AT 500/230/13,8 kV- 3x200 MVA	2012
	BC –230 kV - 2 x 55 Mvar	2012
SE Laranjal 230/69/13,8 kV	RL – 500 kV – 3x25,0 Mvar	2012
	AT 230/69/13,8 kV- 2x100 MVA	2012
	RL – 230 kV – 3x25,0 Mvar	2012
SE Macapá 230/69/13,8 kV	CE – 230 kV- 100/-100 Mvar	2012
	BC –230 kV - 1 x 60 MVA - manobrado p/ CE;	2012
SE Macapá 230/69/13,8 kV	AT 230/69/13,8 kV- 3x150 MVA	2012

Tabela 7 – Subestações Previstas – Rede Básica de Fronteira - 2007/2016

Descrição da Obra	Data Prevista	
SE Utinga 230/69/13,8 kV	4º banco – (3x50) MVA	2008
SE Santa Maria 230/69/13,8 kV	1º e 2º - 2x150 MVA	2008
SE Itacaiúnas 230/138 kV	1º e 2º - 2x150 MVA	2008
SE Miramar 230/69/13,8 kV	1º e 2º - (2 x 150 MVA)	2009
SE Itacaiúnas 230/138 kV	3º - 1x150 MVA	2011

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 18).

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



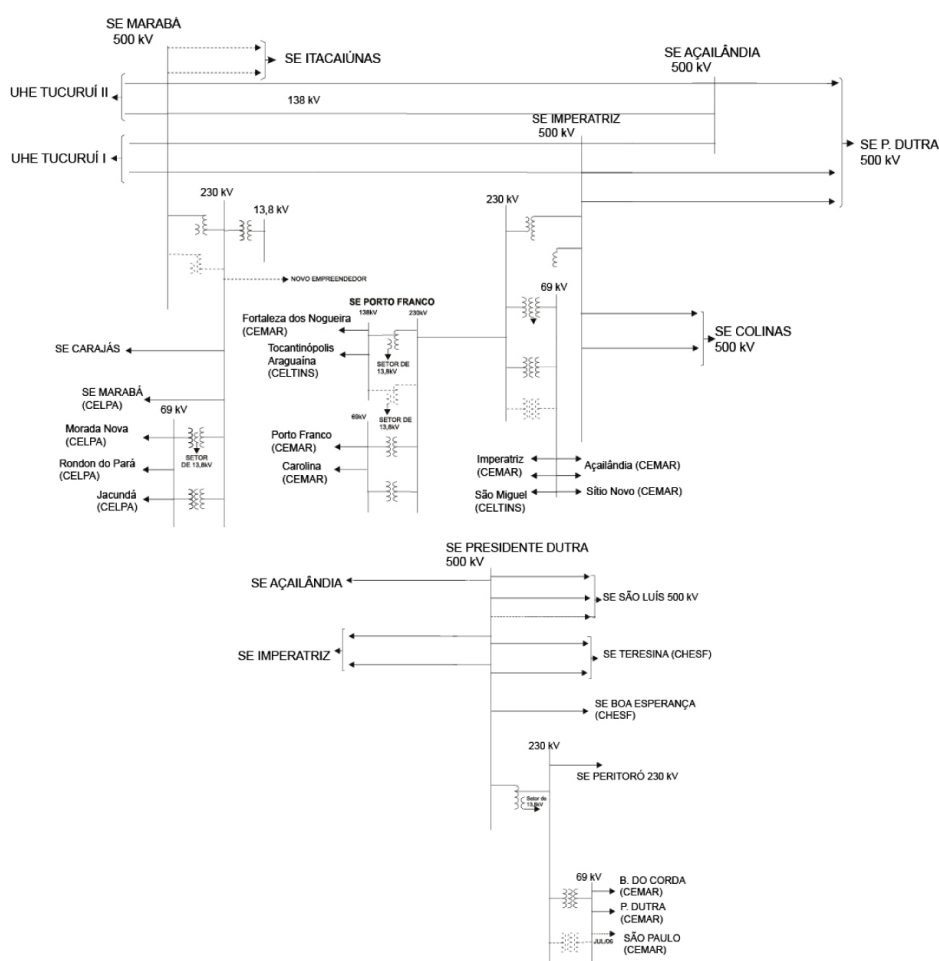


Nordeste. Também saem dois circuitos para a SE São Luís II. Ainda na SE Presidente Dutra há abaixamento para 230 kV, onde se conecta um circuito para SE Peritoró, e para 69 kV, onde a energia é entregue ao sistema da distribuidora local.

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, através de um elo de corrente-contínua, 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).

Figura 18 – Diagrama Unifilar Simplificado da Rede Básica do Estado do Maranhão



Geração local

O total de empreendimentos de geração atualmente em operação no Estado do Maranhão é apresentado na Tabela 8 e Gráfico 17.

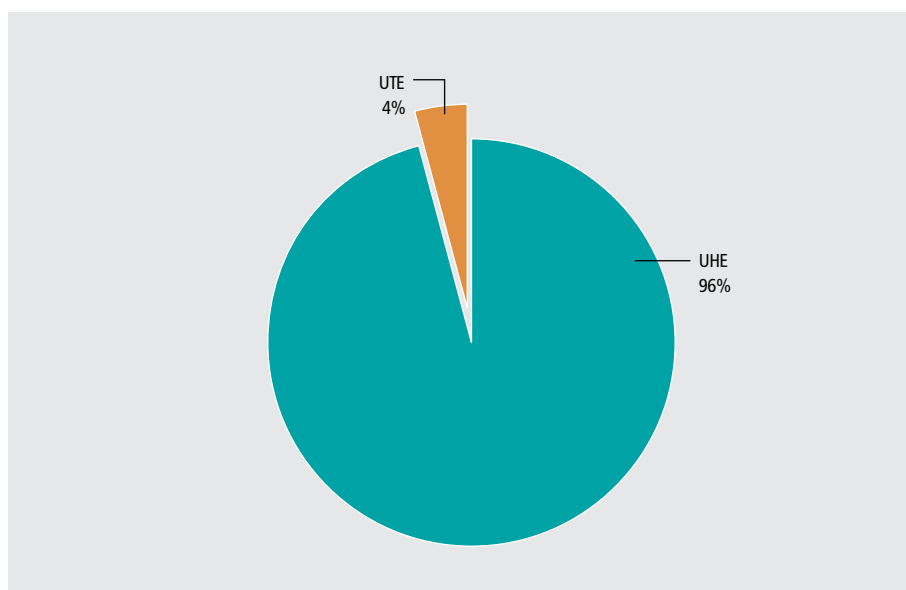
Tabela 8 – Empreendimentos de Geração em Operação no Estado do Maranhão

Tipo	Quantidade	Potência (MW)	%
UHE	1	237,3	95,8
UTE	3	10,3	4,2
Total	4	247,6	100,0





Gráfico 17 – Empreendimentos de Geração em Operação no Estado do Maranhão

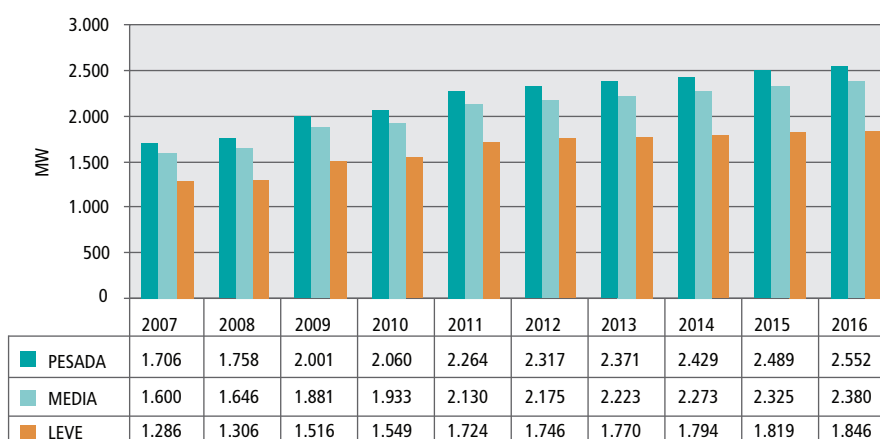


A evolução da potência instalada no Estado para o período 2007/2016 apresenta um crescimento de 488% no horizonte decenal, decorrente da previsão da instalação da usina de Estreito e Serra Quebrada, a partir de 2014, ambas na fronteira do Maranhão com o Tocantins, consideradas com 50% de sua potência nominal para cada Estado.

Carga local

A carga do estado do Maranhão prevista para o período 2007/2016 representa, em média, 39% do total da região Norte no período 2001/2011 e 30% no período 2012/2016. O crescimento médio anual da carga deste estado no período decenal resultou da ordem de 4,6%. O Gráfico 18 apresenta a evolução dos três patamares de carga.

Gráfico 18 – Evolução da Carga do Estado do Maranhão



Programa de Obras

As obras mais importantes para o ciclo 2006/2015 estão sumarizadas na Tabela 9, 10 e 11.

A LT São Luís I – São Luís II, CD, 230 kV e a LT São II – São Luís III 230 kV C1 e C2, esta última conectando um novo ponto de suprimento à ilha de São Luís, fazem parte da solução estrutural para o problema de atendimento à capital do Maranhão.





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.

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 das expansões previstas para a Interligação Norte-Nordeste através do eixo em 500 kV Colinas – Sobradinho (2007) e o eixo 500 kV Colinas – Milagres (2009).

A LT 230 kV Ribeiro Gonçalves – Balsas, com 90 km de extensão, para 2008 e a transformação Balsas 230/69 kV, representadas referencialmente, estão atualmente em estudo e visam atender, adequadamente, às cargas do sul dos Estados do Maranhão, em situações de contingência.

Tabela 9 – Linhas de Transmissão Previstas - Rede Básica

Descrição da Obra	Data Prevista
LT São Luís I – São Luís II, CD, 230 kV	2007
LT São Luís II – São Luiz III , C1 – 230 kV	2008
Seccionamento LT P. Dutra – S. Luís II, 500 kV , C1 e C2 - em Miranda 500 kV	2008
LT Ribeiro Gonçalves – Balsas, 230 kV	2008
LT Açailândia – P. Dutra, C2, 500 kV	2011
LT São Luís II – São Luiz III , C2 – 230 kV	2012
LT Pres. Dutra – Miranda C3 – 500 kV	2012

Tabela 10 – Subestações - Rede Básica

Descrição da Obra	Data Prevista
SE Imperatriz 500/230/69/13,8 kV	RB – 500 kV – (3+1) 55 Mvar 2007
SE Peritoró 230/69/13,8 kV	BC – 230 kV – 1x20 Mvar 2007
SE São Luís II 500/230/13,8 kV	CE – 230 kV – (-100 +150) Mvar CE – 230 kV – (-100 +150) MVA 4º AT – 500/230/13,8 kV – 3x200 MVA 2007 2009 2009
SE Miranda II 230/138/69/13,8 kV	BC – 230 kV – 2x20 Mvar 2008
SE Miranda 500/230 kV	RB – 500 kV – (3+1)45,3 Mvar 1º AT – 300 MVA 2007 2008
SE Imperatriz 500/230/69/13,8 kV	AT2 –500/230/13,8 kV – 3x200 MVA 2008
SE Pres. Dutra 500/230/69/13,8 kV	RL – 500 kV - 3 x 45,3 Mvar CS – 500 kV - 435 RL - 500 kV --(3+1)60 Mvar CE – 500 kV 2015 2011 2011 2011





Tabela 11 – Subestações – Rede Básica de Fronteira

Descrição da Obra		Data Prevista
SE Miranda 230/138/69/13,8 kV	2º AT – 100 MVA	2007
SE Porto Franco 230/138/13,8 kV	2º AT – 100 MVA	2007
SE Presidente Dutra 230/69/13,8 kV	2º TR - 50 MVA	2007
SE São Luís I 230 / 69 kV	4º TR - 100 MVA	2007
SE Imperatriz 230/69/13,8 kV	3º TR – 100 MVA	2008
SE Balsas 230/69 kV	1º TR – 100 MVA	2008
SE Miranda 230/138/69/13,8 kV	3º AT – 100 MVA	2010
SE São Luís III 230/69 kV	1º TR 230/69 kV – 150 MVA	2008
SE São Luís III 230/69 kV	2º TR 230/69 kV – 150 MVA	2012
SE São Luís III 230/69 kV	3º TR 230/69 kV – 150 MVA	2016

4.1.3 Estado do Tocantins

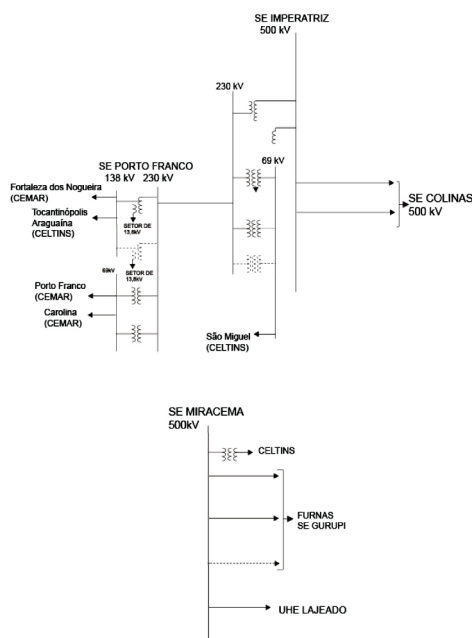
Sistema elétrico

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 19 apresenta um diagrama Unifilar simplificado da Rede Básica que atende ao estado do Tocantins.

Figura 19 – Diagrama Unifilar Simplificado da Rede Básica do Estado do Tocantins





Geração local

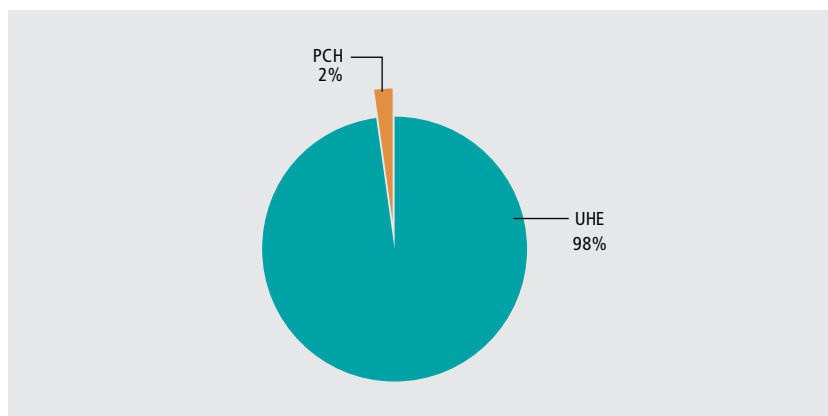
O total de empreendimentos de geração atualmente em operação no Estado do Tocantins é apresentado na Tabela 12 e no Gráfico 19.

A evolução da potência instalada no Estado, para o período 2007/2016, 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 12 – Empreendimentos de Geração em Operação no Estado do Tocantins

Tipo	Quantidade	Potência (MW)	%
CGH	4	1,5	0,1
UHE	7	35,0	2,4
UTE	3	1.414,7	97,5
Total	14	1.451,3	100,0

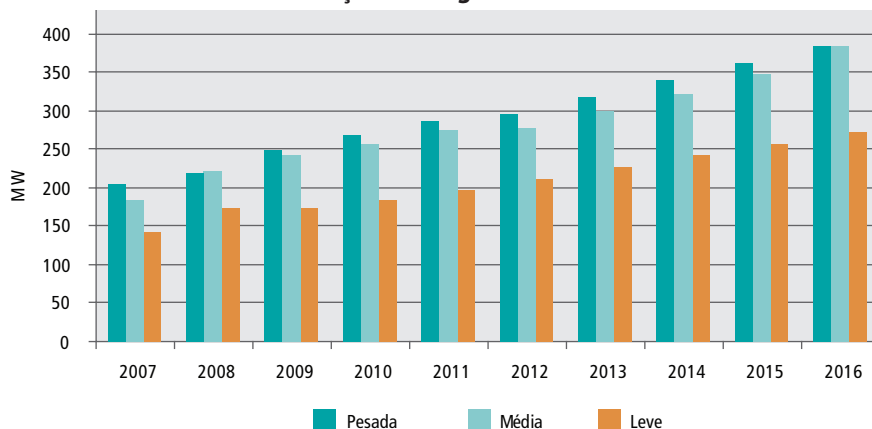
Gráfico 19 – Empreendimentos de Geração em Operação no Estado do Tocantins



Carga local

A evolução da carga para estado do Tocantins prevista para o período de 2007/2016 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 7,3 %. O Gráfico 20 apresenta a evolução dos três patamares de carga.

Gráfico 20 – Evolução da Carga do Estado do Tocantins





Programa de obras

As obras mais importantes para o decênio 2007/2016 estão sumarizadas nas Tabelas 13, 14 e 15 abaixo:

Tabela 13 – Linhas de Transmissão Previstas – Rede Básica – Decênio 2007/2016

Descrição da Obra	Data Prevista
LT Colinas - Ribeiro Gonçalves, C1, 500 kV	2007
LT Colinas - Miracema, C3, 500 kV (Interligação Norte-Sudeste III)	2008
LT Miracema -Gurupi, C3, 500 kV (Interligação Norte-Sudeste III)	2008
LT Gurupi - Peixe II, C1, 500 kV (Interligação Norte-Sudeste III)	2008
LT Peixe II - Serra da Mesa II, C1, 500 kV (Interligação Norte-Sudeste III)	2008

As LT 500 kV Colinas – Ribeiro Gonçalves C1 e C2 compõem a expansão da Interligação Norte – Nordeste, aumentando a capacidade de importação da região Nordeste.

A LT Colinas - Miracema C3 faz parte da expansão da Interligação Norte/Sudeste Centro-Oeste.

Tabela 14 – Subestações Previstas – Rede Básica – Decênio 2007/2016

Descrição da Obra	Data Prevista	
Colinas 550 kV	RL – 550 kV – (3+1)72,6 Mvar	2007
	CS – 550 kV – 200 Mvar	2008
	RB – 550 kV – (3x55) Mvar	2008
	RL– 550 kV – (3x55) Mvar	2008
Miracema 550 kV	CS – 550 kV – (3x194) Mvar	2008
	RB – 550 kV – (3x55) Mvar	2008
	RL – 550 kV – (3x55) Mvar	2008
	RL – 550 kV – (3+1)55 Mvar	2008
Peixe II – 500 kV	CS – 500 kV – 343 Mvar	2008
	RB – 500 kV – (3+1)43,3 Mvar	2008
Serra da Mesa II – 500 kV	RL – 500 kV – (3x45,3) Mvar	2008
Serra da Mesa II – 500 kV	RB – 500 kV – (3+1)45,3 Mvar	2008



**Tabela 15 – Subestações – Rede Básica de Fronteira– Decênio 2007/2016**

Descrição da Obra		Data Prevista
Porto Franco – 230/138/13,8 kV	2º AT – (1x100) MVA	2007
Imperatriz 230/69/13,8 kV	3º TR – (1x100) MVA	2008
Colinas 500/138 kV	1º banco – (3x33) MVA	2011
Miracema 550/138/13,8 kV	2º banco - (3x60) MVA	2014

4.1.4 Estudos Complementares

São enumerados a seguir, por estado, os estudos específicos 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

Elaboração de estudos específicos para a região metropolitana de Belém (Vila do Conde, Guamá, Utinga e Santa Maria) que, apesar de haver previsão de um novo ponto de suprimento à região através da SE Miramar 230/69 kV, sejam reavaliadas uma nova localização e data de entrada em operação desse ponto de suprimento, visando uma melhor distribuição das cargas dessa região.

Elaboração de estudos específicos para o atendimento à região de Carajás devido ao aumento de carga da CVRD (Projeto Onça Puma, Projeto Níquel Vermelho e Projeto 118), 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 poderão contemplar 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.

A busca pela viabilização do atendimento adequado, via sistema interligado, aos mercados não atendidos ou atendidos precariamente através de sistemas isolados a diesel, a fim de equacionar os problemas sociais e restrições ao crescimento econômico a que estão submetidas as áreas atingidas.

Concentrar esforços no sentido de viabilizar a implantação do sistema de transmissão em 138 kV para Tomé-Açu, a partir de um tap na LT Moju-Tailândia, previsto neste ciclo de planejamento para dezembro de 2007, proporcionando a transferência de cargas para o sistema do Baixo Tocantins e aliviando o eixo de 138 kV derivado de Santa Maria no sentido de Paragominas.

Estado do Maranhão

Reavaliação da data de necessidade da LT Açailândia – Presidente Dutra 500 kV, em função da expansão prevista para a interligação Norte-Nordeste através das LT 500 kV Colinas – Ribeiro – São João do Piauí – Sobradinho/Milagres.

Estudo 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

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

❖ 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 20.

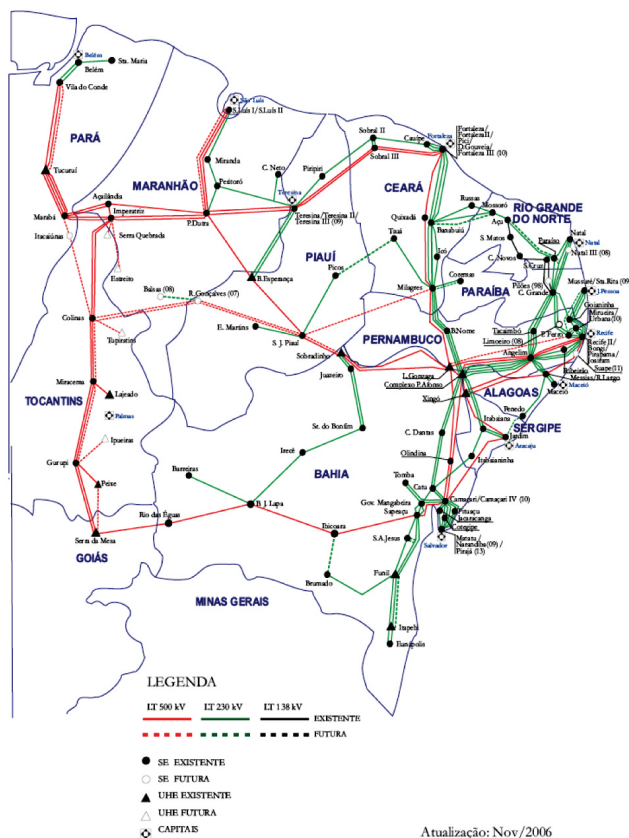




Esse sistema é suprido em parte pela energia gerada na própria região, complementado pela energia importada das regiões Sudeste/Centro-Oeste através da Interligação Norte-Sudeste/Centro Oeste e pelos excedentes de energia da região Norte, importados através Interligação Norte - Nordeste.

Figura 20 – Sistema Interligado da Região Nordeste

Configuração 2007/2016



Geração Regional

O sistema da região Nordeste possui uma capacidade instalada da ordem de 14.600 MW, sendo 10.750 MW hidráulicas (74%) e 3.741 ME térmicas (26%), com a maior parte dos aproveitamentos hidráulicos localizados nos estados da Bahia e Alagoas. A Tabela 16 e o Gráfico 21 sumarizam os empreendimentos de geração, em operação, da região Nordeste.

Tabela 16 – Composição da Geração Atual - Região Nordeste

Tipo	Quantidade	Potência Instalada (MW)	%
UHE<1MW	10	4,2	0,0
EOL	7	69,0	0,5
PCH	10	38,9	0,3
SOL	0	-	0,0
UHE	20	10.750,2	73,6
UTE	110	3.741,4	25,6
UTN	0	-	0,0
Total	157	14.603,6	100





Gráfico 21 – Composição da Geração Atual – Região Nordeste

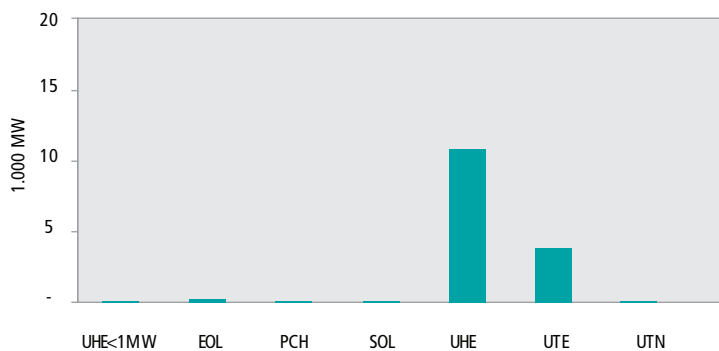
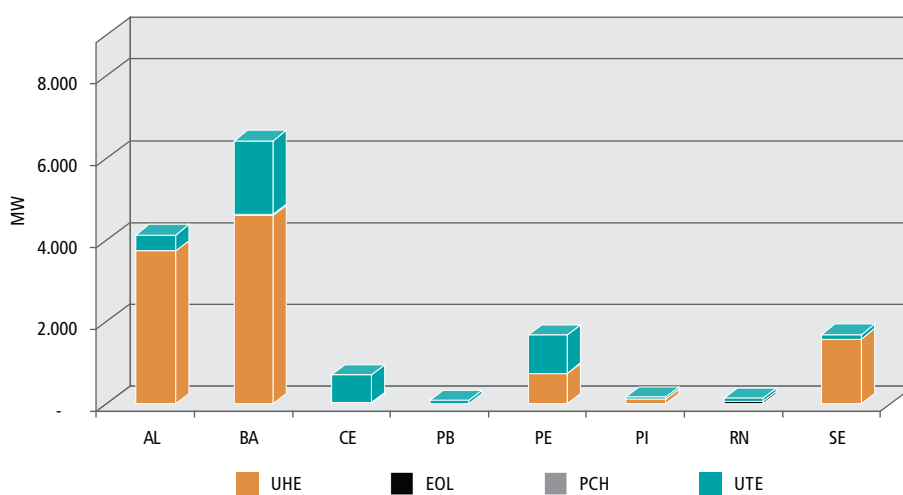


Gráfico 22 – Composição da Geração Atual por Estado (MW) – Região Nordeste





As usinas atualmente em operação na região Nordeste são apresentadas na Tabela 17 e na Tabela 18.

Tabela 17 – 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	2.460	BA
Moxotó	4 x 100	400	AL/BA
Luiz Gonzaga	6 x 250	1.500	PE/BA
Xingó	6 x 500	3.000	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	1.050	BA
Itapebi	3 x 150	450	BA
Pedra do Cavalo	2 x 80	160	BA
Outras		50	

Tabela 18 – Usinas Térmicas em Operação – Região Nordeste

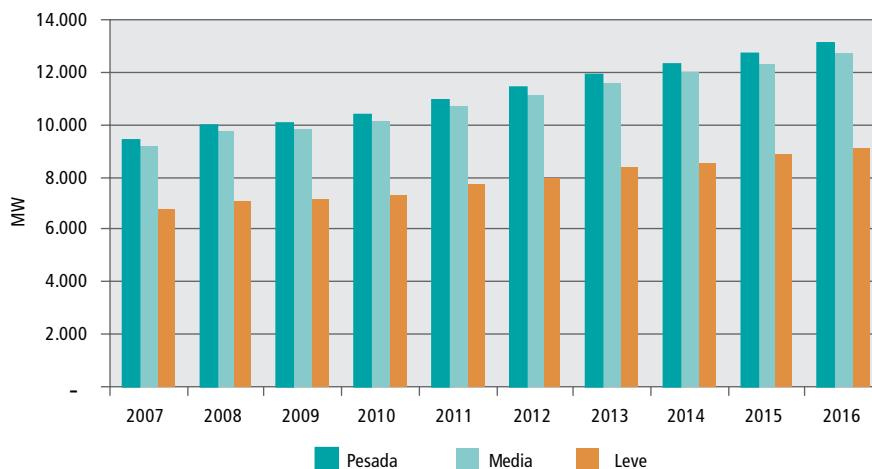
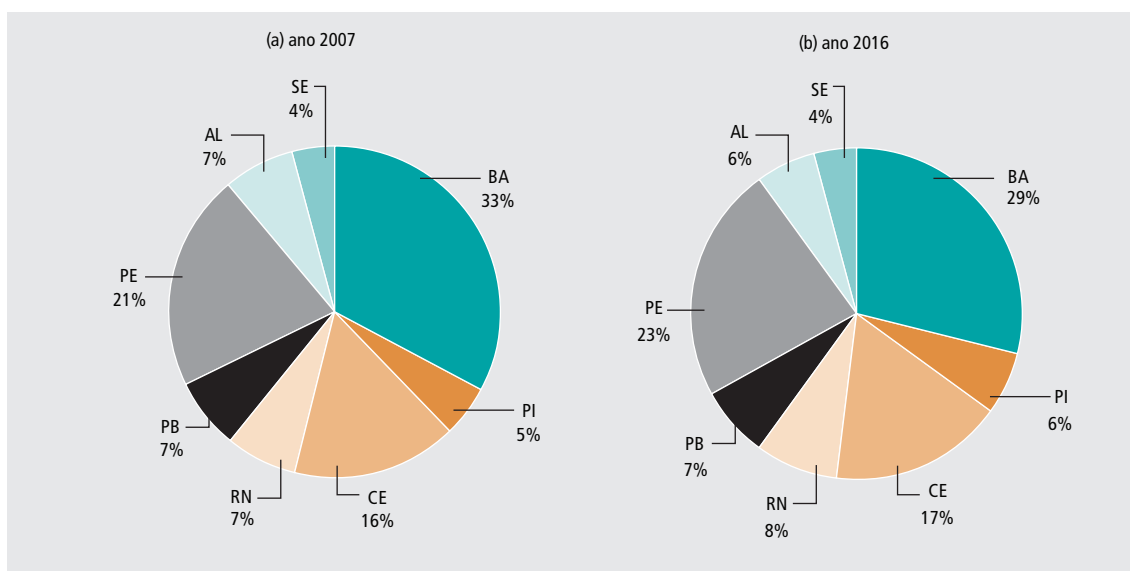
Usina	Capacidade (MW)	Estado
Camaçari	347	BA
FAFEN	138	BA
TermoBahia	186	BA
TermoCeará	220	CE
Fortaleza	347	CE
TermoPernambuco	533	PE

O parque gerador da região Nordeste apresenta um crescimento de 30% no período de 2007 a 2016, com uma participação de 11,0% na evolução da capacidade geradora do Brasil.

Carga Regional

Os maiores centros de consumo da região Nordeste estão localizados na Bahia, Pernambuco e Ceará. Os Gráficos 23 e 24 apresentam, 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 2007/2016, com uma participação de 14% no total do Brasil.



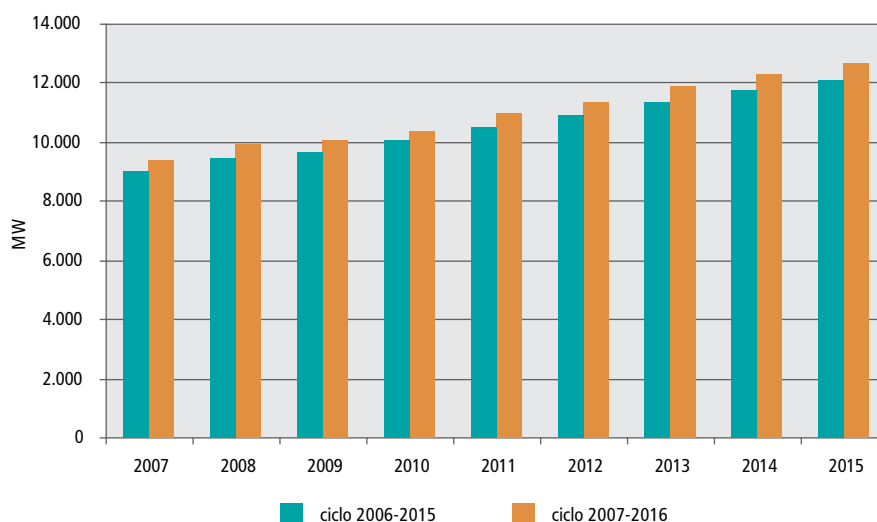
**Gráfico 23 – Evolução da Carga da Região Nordeste – Decênio 2007/2016****Gráfico 24 – Participação, por Estado, na Carga da Região Nordeste – Carga Pesada**

O Gráfico 25 apresenta uma comparação entre a expectativa de evolução da carga pesada do ciclo anterior (2006/2015) e o ciclo atual (2007/2016), sem considerar as perdas de demanda. Um aumento médio de 4,5% em relação ao ciclo anterior é constatado ao longo de todo o período.





Gráfico 25 – Comparação entre a Expectativa de Evolução da Carga dos Ciclos 2006/2015 e 2007/2016



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. Da subestação de Teresina parte uma linha, também em 230 kV, que supre a região de Piripiri, ao norte do Estado, interligando-se com a subestação de Sobral, localizada no Estado do Ceará.

Da subestação de São João do Piauí partem duas linhas de 230 kV que atendem, respectivamente, à região dos baixios agrícolas piauienses, através da SE Picos 230/69 kV, e ao Vale do Gurguéia, localizado ao sul do estado, através da SE 230/69 kV Eliseu Martins.

A integração dessa malha de transmissão da Rede Básica, com o sistema de distribuição da CEPISA que atende ao Estado do Piauí, é feita atualmente através das subestações de Boa Esperança (230/69/13,8 kV), Teresina (230/69/13,8 kV), Picos (230/69 kV), São João do Piauí (230/69 kV), Eliseu Martins (230/69 kV) e Piripiri (230/138/69/13,8 kV).

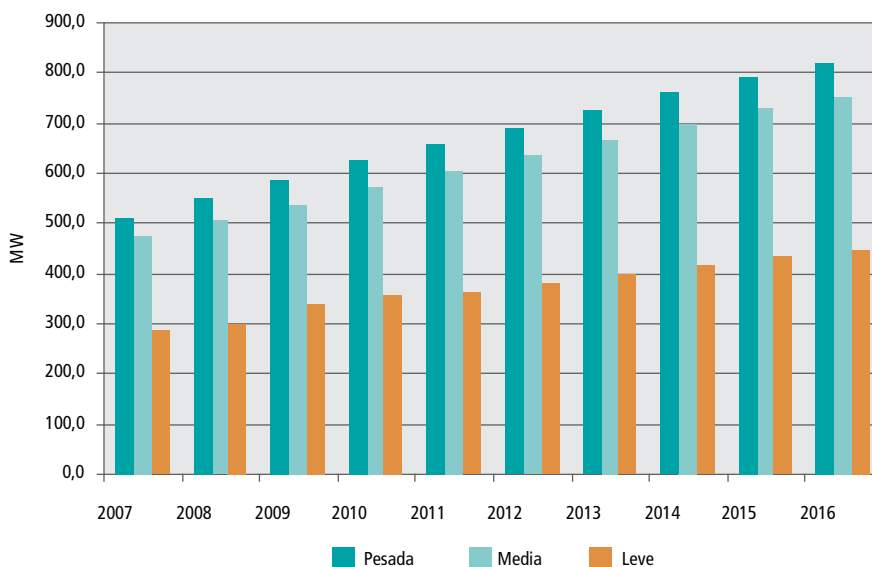
Geração local

A evolução da potência instalada no estado para o período 2007/2016 é caracterizada pela previsão de construção das seguintes usinas, localizadas na fronteira com o estado do Maranhão: Cachoeira, Castelhana, Ribeiro Gonçalves (173 MW), Uruçui (164 MW) e Estreito Parnaíba (86 MW), a partir de 2012.

Carga local

A carga do estado do Piauí prevista para o período 2007/2016 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 5,4%. O Gráfico 26 apresenta a evolução dos três patamares de carga.



**Gráfico 26 – 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 2007/2016 estão resumidas na Tabela 19.

Tabela 19 – Programa de Obras - Piauí

Descrição da Obra	Data Prevista
LT Ribeiro Gonçalves - São João do Piauí - Sobradinho, 500 kV	2007 (*)
LT Picos – Tauá, 230 kV	2007
LT Ribeiro Gonçalves - São João do Piauí - Milagres, 500 kV	2009
SE Picos 230/69 kV 3º TR – (1x50) MVA	2007 (*)
SE Piripiri 230/138 kV 2º TR – (1x55) MVA	2007 (*)
SE Teresina 230/69 kV 4º TR – (1x100) MVA	2007
SE Piripiri 230/69 kV 3º TR – (1x50) MVA	2007
SE Piripiri 230/138 kV 3º TR – (1x55) MVA	2012
SE Ribeiro Gonçalves 500/230 kV 1º TR – (1 x 300) MVA	2008
SE Ribeiro Gonçalves 230/69 kV 1º TR – (1 x 50) MVA	2008
SE Picos 230/69 kV Substituição de um TR de 33 MVA por um TR – (1x50) MVA	2013
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.





As transformações de Ribeiro Gonçalves 500/230 kV – 300 MVA e 230/69 kV – 50 MVA, representadas referencialmente, estão atualmente em estudo e visam atender, adequadamente, às cargas do sul dos Estados do Maranhão e do Piauí, em situações de contingência.

As obras identificadas com (*) já foram autorizadas ou licitadas.

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 Termoceará 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 - Coremas C1 é responsável pela interligação do Estado do Ceará com a Paraíba.

Além disso, o Estado conta ainda com as subestações de 500/230 kV de Fortaleza II (1800 MVA), Sobral III (600 MVA) e Milagres (600 MVA), além das linhas de transmissão 230 kV Fortaleza II- Cauípe C1 e C2, 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 deverá ser energizada, ainda em 2007, a LT em 230 kV Milagres - Tauá, com 220 km de extensão, destinada a alimentar a futura subestação de Tauá.

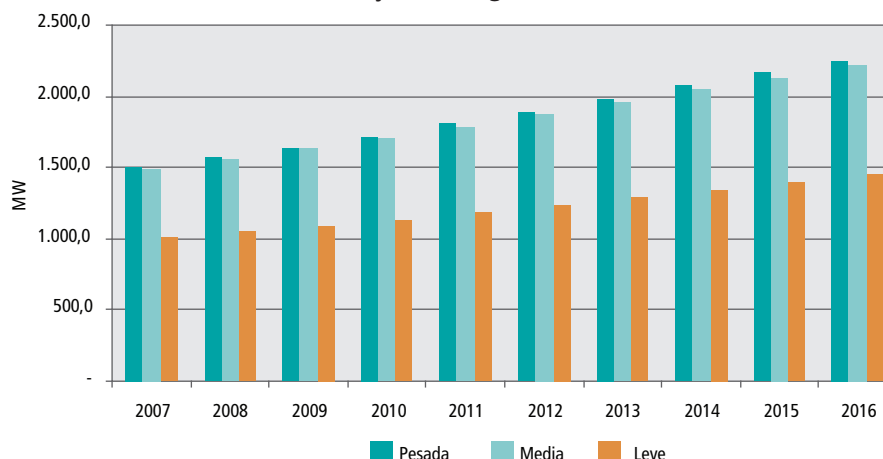
Geração local

A evolução da potência instalada no estado para o período 2007/2016 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.

Carga local

A carga do estado do Ceará prevista para o período 2007/2016 representa, em média, 17% do total da região Nordeste. O crescimento médio anual da carga deste estado no período decenal resultou da ordem de 4,6 % no patamar de carga pesada. O Gráfico 27 apresenta a evolução dos três patamares de carga.



**Gráfico 27 – 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 2007/2016 estão resumidas na Tabela 20.

Tabela 20 – Programa de Obras - Ceará

Descrição da Obra	Data Prevista	
Seccionamento da LT Milagres – Banabuiú na SE Icó, 230 kV	2007	
SE Nova SE Tauá 230/69 kV - TR 100 MVA	2007	
SE Cauípe 230/69 kV	2º TR – (1x100) MVA	2007
SE Icó 230/69 kV	2º TR – (1x100) MVA	2007
SE Pici 230/69 kV	3º TR – (1x100) MVA	2007
SE Milagres 230/69 kV	3º TR – (1x100) MVA	2011
SE Pici 230/69 kV	4º TR – (1x100) MVA	2011
SE Tauá 230/69 kV	2º TR – (1x100) MVA	2012
SE Sobral II 230/69 kV	4º TR – (1x100) MVA	2014

A LT 230 kV Milagres - Tauá, juntamente com o novo ponto de suprimento em 230 kV SE Tauá, ambos já licitados e previstos para 2007, são a solução estrutural indicada pelo planejamento para solucionar os problemas de suprimento à região Centro-Oeste do Estado do Ceará.

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, Açu e Paraíso, além de um sistema de 138 kV entre as subestações de Açu e Campina Grande II (PB), passando pelas subestações de Currais Novos, Santana do Matos e Santa Cruz.





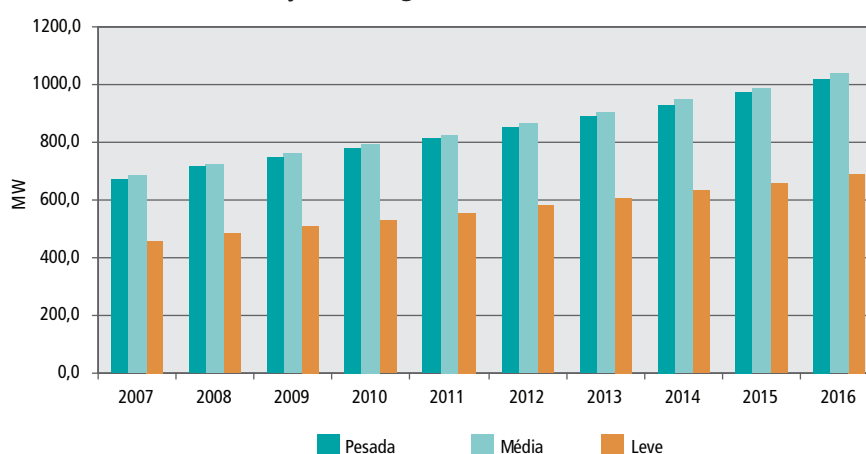
Geração local

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 6,0 MW. Entretanto, o panorama do estado como importador de energia será atenuado brevemente com a entrada em operação da Termoaçú (340 MW) e dos parques eólicos incentivados pelo PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de energia.

Carga local

A carga do estado do Rio Grande do Norte prevista para o período 2007/2016 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 4,7 % no patamar de carga pesada. O Gráfico 28 apresenta a evolução dos três patamares de carga.

Gráfico 28 – Evolução da Carga do Estado do Rio Grande do Norte



Programa de Obras

Os empreendimentos mais importantes para o período 2007/2016 na Rede Básica e Rede Básica de Fronteira descritos anteriormente estão sumarizados na Tabela 21.

Tabela 21 – 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	2007	
LT Paraíso - Açú, C2, 230 kV	2007	
LT Banabuiú – Mossoró, C2, 230 kV	2011	
Nova SE Natal Sul 230/69 kV – 3 TRs 100 MVA	2007	
Secc. LTs Campina Grande II – Natal II na nova SE Natal Sul, C3 e C4, 230 kV	2007	
SE Currais Novos 138/69 kV	3º TR – (1x40) MVA	2007
SE Açú 230/138 kV	Substituição do TR de 55 MVA pelo 2º TR – (1x100) MVA	2007
SE Mossoró 230/69 kV	3º TR – (1x100) MVA	2007
SE Natal Sul 230/69 kV	3º TR – (1x100) MVA	2010
SE Natal Sul 230/69 kV	4º TR – (1x100) MVA	2015





Deste conjunto de obras destaca-se a SE Natal Sul, 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.

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 2008, 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.

4.2.4 Estado da Paraíba

Sistema elétrico

O suprimento ao Estado da Paraíba é realizado através das subestações de Mussuré, Campina Grande II, Coremas, Goianinha e Santa Cruz, sendo as duas últimas localizadas nos Estados de Pernambuco e Rio Grande do Norte, respectivamente.

O sistema de transmissão é composto por circuitos na tensão de 230 kV. 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 um 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 Mussuré, que atende à região litorânea, polarizada pela capital do Estado, é suprida por meio de três linhas de transmissão, em 230 kV, provenientes da subestação de Goianinha, no Estado de Pernambuco.

A 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 Mussuré, Coremas, Campina Grande II e Goianinha (PE), além das subestações 138/69 kV Santa Cruz (RN) e 69/13,8 kV de Bela Vista e Campina Grande I. Ressalta-se também a existência de duas linhas de transmissão de 138 kV ligando as subestações de Campina Grande e Santa Cruz, no Estado do Rio Grande do Norte.

Geração local

Não foi considerada adição de capacidade instalada no estado da Paraíba no período decenal.

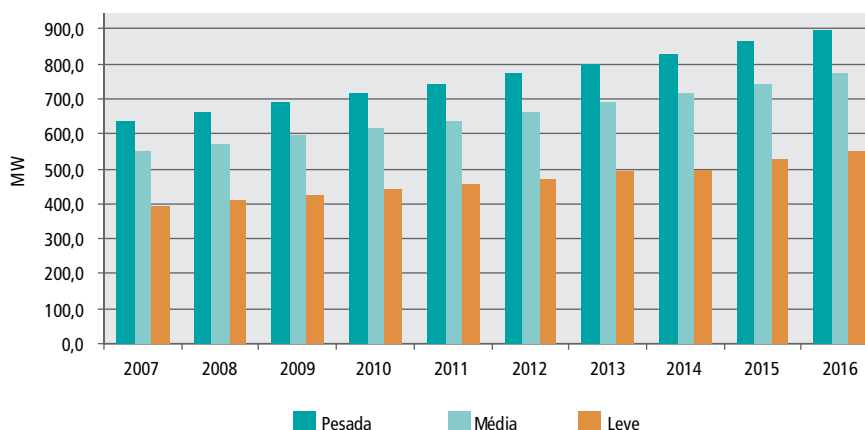
Carga local

A carga do estado da Paraíba prevista para o período 2007/2016 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 3,9 % no patamar de carga pesada. O Gráfico 29 apresenta a evolução dos três patamares de carga.





Gráfico 29 – 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 2007-2016 estão resumidas na Tabela 22.

Tabela 22 – Programa de Obras – Paraíba

Descrição da Obra	Data Prevista	
LT Milagres – Coremas, C2, 230 kV	2007	
Secc. LT Goianinha – Mussuré, C1, 230 kV (nova SE Santa Rita 230/69 kV)	2009	
LT Pau Ferro – Santa Rita, 230 kV	2016	
SE Coremas 230/69 kV	3º TR – (1x100) MVA	2007
SE Campina Grande II 230 kV	Expansão do barramento	2008
Nova SE Santa Rita 230/69 kV	2x100 MVA	2009
SE Campina Grande II 230/69 kV	4º TR – (1x100) MVA	2011
TR... transformador		

Deste conjunto de obras pode-se destacar o segundo circuito Milagres – Coremas, em 230 kV, já licitado e previsto para 2007, que possibilitará solucionar o problema atual, em que a perda do único circuito existente entre essas subestações acarreta cortes de carga da ordem de 60 MW, correspondente a cerca de 60 % da carga total do Regional Coremas.

Outro destaque é a implantação, em 2009, 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.

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, Ta-caimbó - Campina Grande II C1 e C2, Pau Ferro - Campina Grande II C1 e C2, Goianinha - Mussurú C1 C2 e C3 e Goianinha - Campina Grande II. A interligação com o Estado de Alagoas é efetuada a partir da SE Angelim, por meio de três linhas de transmissão em 230 kV que se interligam com a subestação de Messias.

O agreste do Estado é atendido através de três circuitos em 230 kV vindos de Angelim até a subestação de Ta-caimbó, 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.

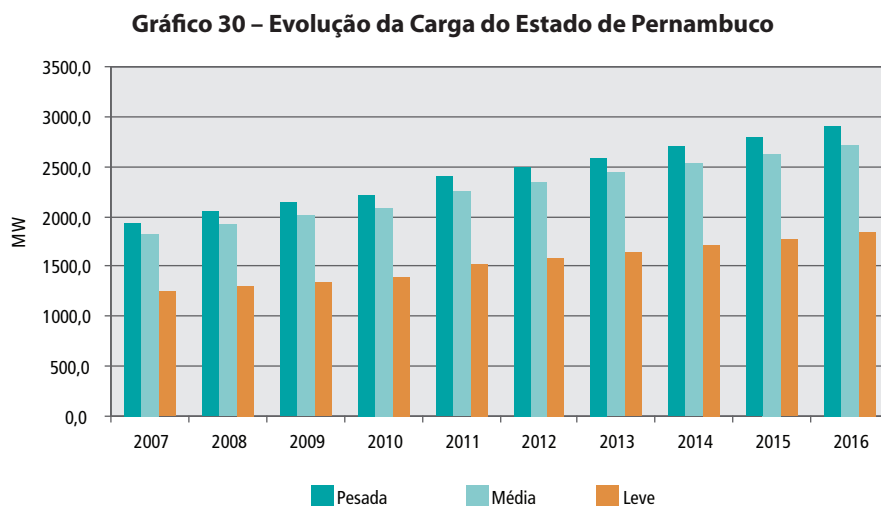
A subestação de Bom Nome é alimentada através do seccionamento das três linhas de transmissão em 230 kV que partem da usina de Paulo Afonso para alimentar a subestação de Milagres, localizada no Ceará.

Geração local

A evolução da potência instalada no estado para o período 2007/2016 contempla a instalação de usinas térmicas a biomassa e térmicas a gás natural.

Carga local

A carga do estado da Pernambuco prevista para o período 2007/2016 representa, em média, cerca de 22% do total da região Nordeste. O crescimento médio anual da carga deste estado no período decenal resultou da ordem de 4,6 % no patamar de carga pesada. O Gráfico 30 apresenta a evolução dos três patamares de carga.



Programa de Obras

As obras mais importantes para o período 2007/2016 estão sumarizadas na Tabela 23.





Tabela 23 – Programa de Obras - Pernambuco

Descrição da Obra	Data Prevista	
Seccionamento da LT Pau Ferro – Campina Grande II, C1, 230 kV (nova SE Limoeiro)	2008	
LTs Mirueira – Urbana, C1 e C2, 230 kV (nova SE Urbana)	2010	
LTs Pau Ferro – Der. Mirueira, C2 e C3, 230 kV (nova SE Urbana)	2010	
Seccionamento da LT Messias – Recife II, 500 kV (Nova SE Suape)	2011	
LT Luiz Gonzaga - Pau Ferro, 500 kV	2016	
SE Angelim 230/69 kV	3º TR – (1x100) MVA	2007
SE Pau Ferro 230/69 kV	3º TR – (1x100) MVA	2007
SE Tacaimbó 230/69 kV	3º TR – (1x100) MVA	2007
SE Pirapama 230/69 kV	4º TR – (1x100) MVA	2007
SE Bom Nome 230/138 kV	3º TR (1x100) MVA	2007
Nova SE Limoeiro 230/69 kV – (2 x 100 MVA)		2008
SE Ribeirão 230/69 kV	3º TR (1x100) MVA	2008
Nova SE Urbana 230/69 kV – (2 x 150 MVA)		2010
Nova SE SUAPE 500/230/69 kV – (1 x 600 MVA)		2011
SE Joíaram 230/69 kV	3º TR (1x150) MVA	2015
SE Pau Ferro 500/230 – (2 x 600 MVA)		2016
TR... transformador		

A LT 230 kV Pau Ferro-Campina Grande II C1 será seccionada, em 2008, 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 2010, das LTs 230 kV Mirueira - Urbana C1 e C2 (6 km), além de Pau Ferro - Der. Mirueira C2 e C3 (7 km).

Em 2011, 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 2016, deverá ser implantada 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.

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 (1.200 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

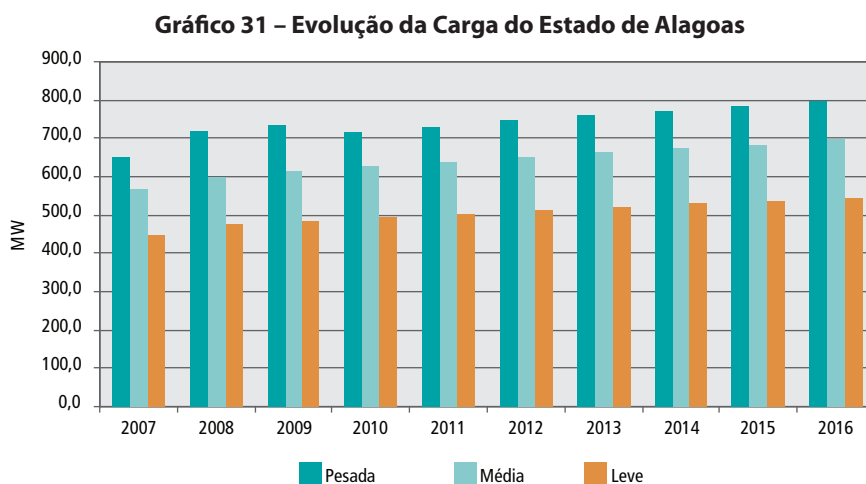
Não foi considerada adição de capacidade instalada no estado de Alagoas no período decenal.





Carga local

A carga do estado de Alagoas prevista para o período 2007/2016 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 2,4 % no patamar de carga pesada. O Gráfico 31 apresenta a evolução dos três patamares de carga.



Programa de Obras

As obras mais importantes no estado para o período 2007/2016 estão sumarizadas na Tabela 24.

Tabela 24 – Programa de Obras – Alagoas

Descrição da Obra	Data Prevista	
Seccionamento da LT Paulo Afonso III – Apolônio Sales, C1, 230 kV (nova SE Zebu)	2007	
LT Jardim – Penedo, 230 kV	2009	
Nova SE Zebu 230/69 kV – (2x100) MVA	2007	
SE Maceió 230/69 kV	4º TR – (1x100) MVA	2007
SE Penedo 230/69 kV	3º TR – (1x100) MVA	2009
SE Zebu 230/69 kV	3º TR – (1x100) MVA	2016

Deste conjunto de obras pode-se destacar, com previsão para 2007, 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.

As demais expansões das transformações objetivam atender o crescimento da carga.

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 230kV Itabaiana-Catu.

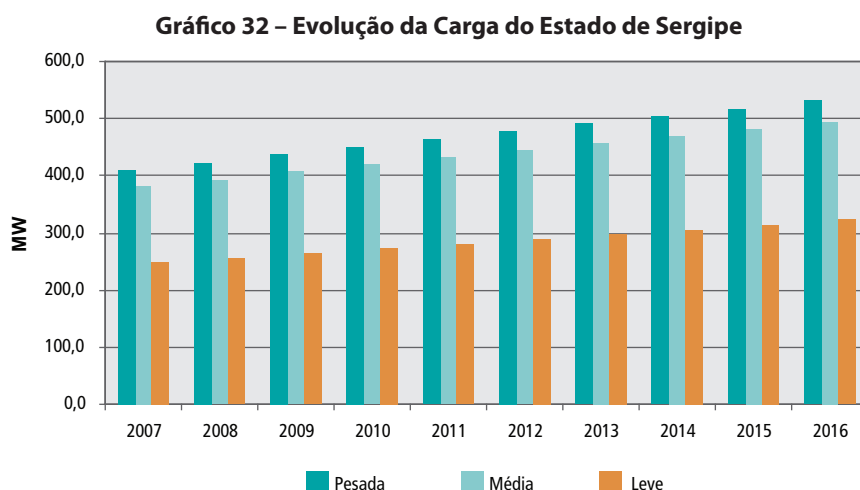
Cabe ainda destacar que, parte do suprimento à região norte do Estado de Sergipe é efetuado a partir da subestação de Penedo, localizada em Alagoas.

Geração local

Não foi considerada adição de capacidade instalada no estado de Sergipe no período decenal.

Carga local

A carga do estado de Sergipe prevista para o período 2007/2016 representa, em média, cerca de 4% do total da região Nordeste durante todo o período. O crescimento médio anual da carga deste estado no período decenal resultou da ordem de 2,9 % no patamar de carga pesada. O Gráfico 32 apresenta a evolução dos três patamares de carga.



Programa de obras

As obras visualizadas para o período 2007/2016, correspondentes a ampliações das capacidades de transformação das subestações supridoradas existentes, estão sumarizadas na Tabela 25.

Tabela 25 – Programa de Obras – Sergipe

Descrição da Obra		Data Prevista
SE Jardim 230/69 kV	4º TR – (1x100) MVA	2007
SE Itabaiana 230/69 kV	3º TR– (1x100) MVA	2010
SE Jardim 500/230 kV	2º AT – 600 MVA	2011

TR... transformador, AT... autotransformador





A implantação do segundo autotransformador da SE Jardim 500/230 kV - 600 MVA, previsto para 2011, 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.

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 (2.400 MVA), Sapeaçu (1.200 MVA), Bom Jesus da Lapa II (600 MVA) e Sobradinho (600 MVA).

Essas subestações são alimentadas na tensão de 500 kV através das linhas de transmissão Presidente Dutra - Boa Esperança - São João do Piauí - Sobradinho, Luiz Gonzaga - Sobradinho C1 e C2, Paulo Afonso – Olindina - Camaçari, Luiz Gonzaga – Olindina - Camaçari, Xingó – Jardim - Camaçari, Serra da Mesa – Rio das Éguas – Bom Jesus da Lapa II – Ibicoara - Sapeaçu e Sapeaçu - Camaçari II.

As regiões centro e oeste do estado são supridas pelo eixo que parte de Sobradinho em 230 kV, através de dois circuitos no trecho Sobradinho – Juazeiro - Senhor do Bonfim e de um único circuito no trecho Senhor do Bonfim – Irecê - Bom Jesus da Lapa - Barreiras. Este eixo possui ainda uma segunda fonte de alimentação proveniente da interligação dos autotransformadores instalados na subestação 500/230 kV de Bom Jesus da Lapa II (2 x 300 MVA) com o barramento de 230 kV da subestação de Bom Jesus da Lapa.

O nordeste do estado é suprido através de três circuitos em 230 kV, que convergem para a subestação de Catu, sendo dois provenientes de Paulo Afonso, seccionados em suas rotas para alimentar a subestação de Cícero Dantas, e o terceiro oriundo da subestação de Itabaiana, localizada no Estado de Sergipe. A subestação de Catu interliga-se com o 230 kV da subestação de Camaçari, através de duas linhas de transmissão existentes entre elas.

A subestação de Camaçari é responsável pelo suprimento de toda a região metropolitana de Salvador (subestações de Pituáçu, Cotegipe, Jacaracanga e Matatu), além das cargas do Pólo Petroquímico e do Centro Industrial de Aratu.

A subestação de Governador Mangabeira é alimentada através de três circuitos em 230 kV, sendo dois oriundos de Camaçari e um de Catu, estando também interligada através de três circuitos de 230 kV, com a subestação de Sapeaçu, de onde deriva o suprimento à região sul do estado.

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 2007/2016 contempla a instalação de usinas térmicas a gás natural, óleo diesel e óleo combustível.

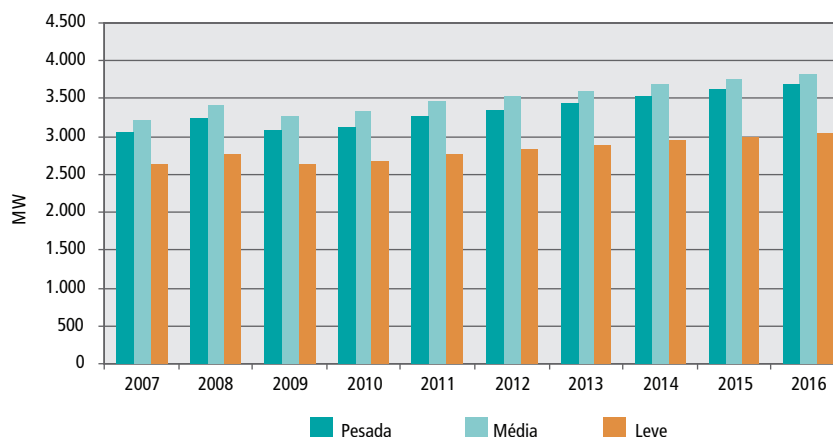
Carga local

A carga do estado da Bahia prevista para o período 2007/2016 representa, em média, cerca de 26% do total da região Nordeste. O crescimento médio anual da carga deste estado no período decenal resultou da ordem de 2,1 % no patamar de carga pesada. O Gráfico 33 mostra a evolução do dos três patamares de carga.





Gráfico 33 – Evolução da Carga do Estado da Bahia



Programa de obras

As obras visualizadas para o período 2007/2016, correspondentes a ampliações das capacidades de transformação das subestações supridoras existentes, novas subestações e linhas de transmissão estão apresentadas na Tabela 26

Tabela 26 – 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	2007	
Recapacitação da LT Camaçari – Cotegipe, C1, 230 kV, para 350 MVA	2007	
Recapacitação das LTs Camaçari – Jacaracanga, C1 e C2, 230 kV, para 350 MVA	2007	
LT Pituaçu – Nandiba, C2, 230 kV (nova SE Nandiba)	2007	
LT Funil – Itapebi, C3, 230 kV	2007	
LT Ibicoara – Brumado, 230 kV	2008	
SE Barreiras 230/69 kV	2º TR – (1x100) MVA	2007
SE Barreiras 230/138 kV	2º TR – (1x100) MVA	2007
SE Sto. Antônio de Jesus 230/69 kV	2º TR – (1x100) MVA	2007
SE Cotegipe 230/69 kV	3º TR (1x100) MVA	2007
SE Irecê 230/138 kV	2º TR – (1x55) MVA	2007
SE Jacaracanga 230/69 kV	3º TR – (1x100) MVA	2007
SE Juazeiro 230/69 kV	3º TR – (1x100) MVA	2007
SE Cícero Dantas 230/69 kV	3º TR – (1x50) MVA	2007
SE Catu 230/69 kV	Substituição dos 1 TRs de 62 MVA pelo 2º TR de 100 MVA com terciário	2007
SE Bom Jesus da Lapa 230/69 kV	Substituição de 1 TRs de 39 MVA por 1 TRs 50 MVA com terciário	2007
SE Eunápolis 230/138 kV	4º TR (1x100) MVA	2007
Nova SE Nandiba 230/69 kV – (2 x 100 MVA)		2007
SE Ibicoara 230/138 kV	1º e 2º TR (1x55) MVA	2008
SE Ibicoara 500/230 kV	1º AT – (1x300) MVA	2008
SE Senhor do Bonfim 230/138 kV	1º TR (1x100) MVA	2009





Descrição da Obra	Data Prevista	
Nova SE Camaçari IV 500/230/69 kV nas proximidades da SE Camaçari II	2010	
SE Catu 230/69 kV	Substituição de 1 TR de 62 MVA pelo 3o TR de 100 MVA com terciário	2010
SE Funil 230/138 kV	Substituição de um TR de 67 MVA pelo 4o TR de 100 MVA	2011
SE Gov. Mangabeira 230/69 kV	2º TR – (1x100) MVA	2012
SE Bom Jesus da Lapa 230/138 kV	1º TR e 2º TR (2x55) MVA	2012
Nova SE Pirajá 230/69 kV – (2x100 MVA)		2013
SE Juazeiro 230/69 kV	4º TR (1x100) MVA	2014
TR... transformador, AT... autotransformador		

Em 2007, a LT 230 kV Pituáçu - 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 – Pituáçu -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 2007, reforçará o atendimento ao Sul da Bahia. A SE Ibicoara 500/230 kV e a LT 230 kV Ibicoara – Brumado, previstas para 2008, são obras necessárias para possibilitar o suprimento 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 2007, a recapacitação para 350 MVA dos circuitos de 230 kV Sapeaçú – Santo Antonio de Jesus C1 e C2, Camaçari – Cotegipe C1 e Camaçari – Jacaracanga C1 e C2 visam possibilitar o atendimento a situações de contingências de linhas de transmissão nesses trechos.

Em 2008, 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.

4.2.9 Estudos Complementares

São enumerados a seguir, por estado, os estudos específicos 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 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 Gurguéia, Bom Jesus, analisando a implantação do nível 138 kV em Eliseu Martins, de forma a atender o crescimento do mercado na região.

A construção de uma nova linha Piripiri – Campo Maior 138 kV, em razão do esgotamento da capacidade de transmissão da LT 69 kV Teresina - Altos - Campo Maior e, desta forma, transferir as cargas alimentadas a partir da subestação Campo Maior para o regional Piripiri, em 2007.

A construção da SE Poty na área de Teresina, em 2007, para aliviar o carregamento dos alimentadores da subestação Marquês, permitindo melhor flexibilidade operacional pela distribuição.





Estado do Ceará

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, previsto para 2007, de acordo com a atual previsão de crescimento de carga.

Estado do Rio Grande do Norte

O cumprimento do programa de obras apresentado para o sistema de distribuição, de modo a dotar o sistema de subtransmissão da COSERN de confiabilidade adequada em condições de operação normal e também em situações de contingência.

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;
- o novo ponto de suprimento 230/69 kV, a ser instalado na região metropolitana de João Pessoa, em 2009.

Estado de Pernambuco

Estudo para o atendimento à região metropolitana do Recife para resolver, estruturalmente, os problemas de esgotamento da capacidade de transmissão nos circuitos de 230 kV de Paulo Afonso a Recife II devido ao surgimento de novas cargas potenciais, tal como a refinaria a ser implantada no porto de Suape, e durante a emergência das linhas de transmissão em 500 kV que partem da usina de Luiz Gonzaga em direção a Recife.

Estudos para determinar a viabilidade da substituição dos transformadores instalados nas SEs Pirapama e Bongi por outros de maior capacidade, ou da implantação de novos terminais 230/69 kV na Área Metropolitana do Recife, devido ao esgotamento da capacidade instalada naquelas subestações, previsto para 2008 e 2010, respectivamente.

Estado de Alagoas

O cumprimento do programa de obras apresentado para o sistema de distribuição, de modo a atender as necessidades operacionais e ao crescimento do mercado de energia elétrica no Estado de Alagoas.

Estado de Sergipe

Para manter o desempenho operacional do sistema da ENERGIPE, dentro dos padrões estabelecidos pelos critérios, que seja executado todo o elenco de obras previsto para o sistema de distribuição no decênio 2007/2016.

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).

Estudo para identificar a melhor solução para eliminar o esgotamento da capacidade da SE Camaçari II 230/69 kV.



❖ 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 21 apresenta 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 21 – Diagrama Elétrico das Regiões Sudeste e Centro-Oeste



Fonte: 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 está prevista, para o início de 2007, a entrada da última máquina em 60 Hz.

O sistema de CC é composto de 2 bipolos de ± 600 kV ligando a SE Foz do Iguaçu a SE Ibiúna, ambas de FURNAS, com cerca de 800 km de extensão, num total de 1.612 km de comprimento.

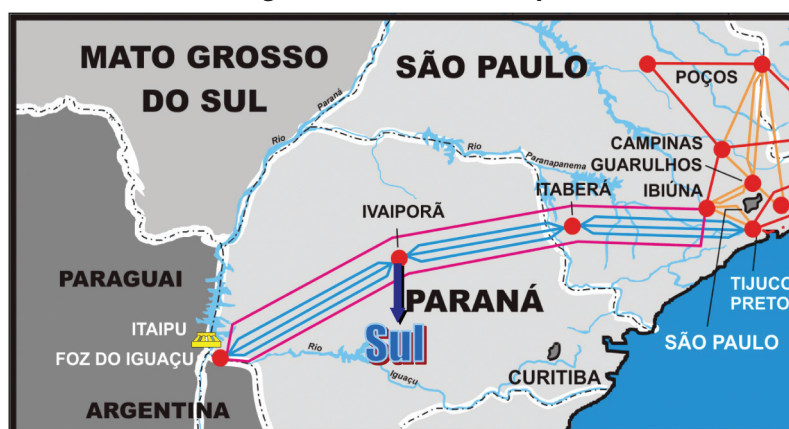
Quanto ao sistema CA, em 2001 FURNAS colocou em operação o terceiro circuito da LT 765 kV Itaberá – Tijuco Preto estando atualmente em operação três circuitos de 765 kV de Foz do Iguaçu a Tijuco Preto, totalizando 2.698 km de linhas de transmissão, em uma extensão de cerca de 900 km, contando ainda com 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 22, a seguir.

Figura 22 – Sistema de Itaipu

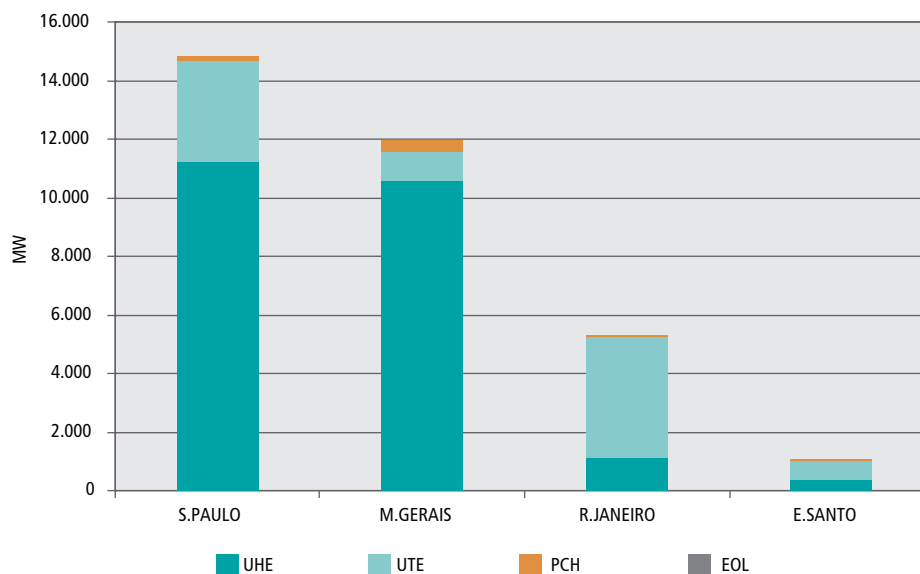


Geração regional

O sistema Sudeste possui uma capacidade instalada da ordem de 33.000 MW, distribuídos nos quatro Estados da região, sendo 23.900 MW de usinas hidrelétricas (72%) e 9.200 MW de térmicas (28%). A maior parte dos aproveitamentos hidrelétricos está localizada nas bacias dos rios Grande, Paranaíba e Paraná.

O Gráfico 34 mostra a composição atual das fontes de geração elétrica de cada Estado.

Gráfico 34 – Composição da Geração da Região Sudeste

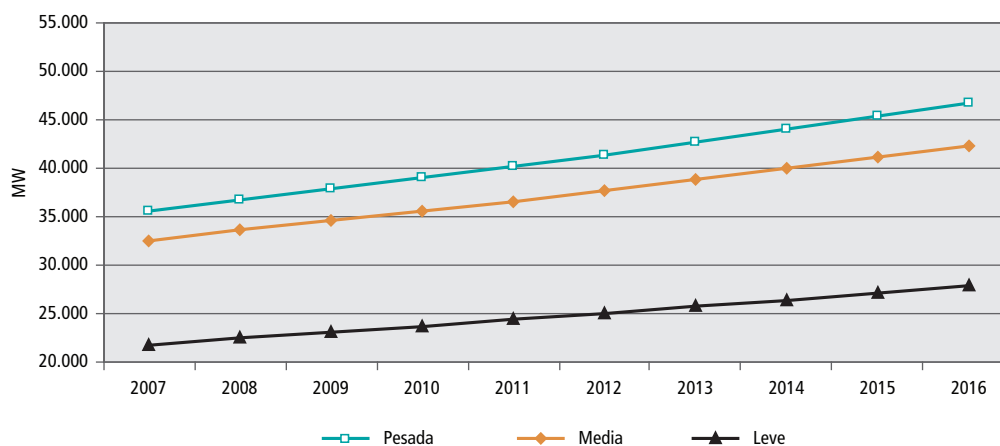




Carga regional

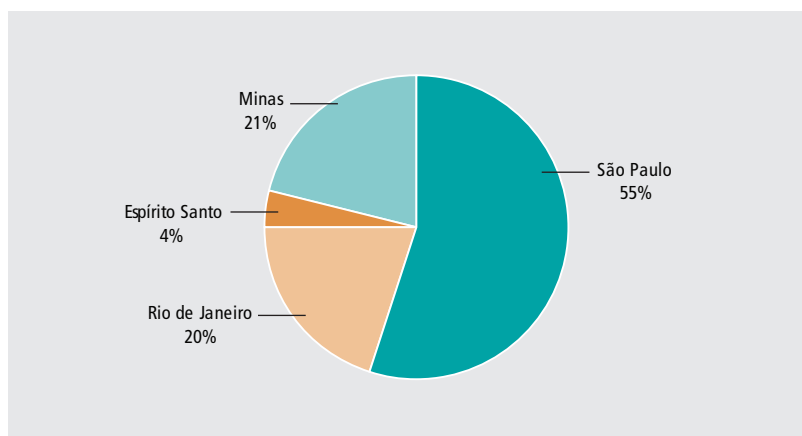
As projeções de Mercado para os patamares de carga pesada, média e leve utilizadas neste ciclo de planejamento estão apresentadas no Gráfico 35.

Gráfico 35 – 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 2007, a maior participação, seguido por Minas e Rio de Janeiro, conforme apresentado no Gráfico 36. Essa ordem e os valores percentuais permanecem praticamente os mesmos ao longo do decênio analisado.

Gráfico 36 – Participação dos Estados no Mercado da Região Sudeste -2007

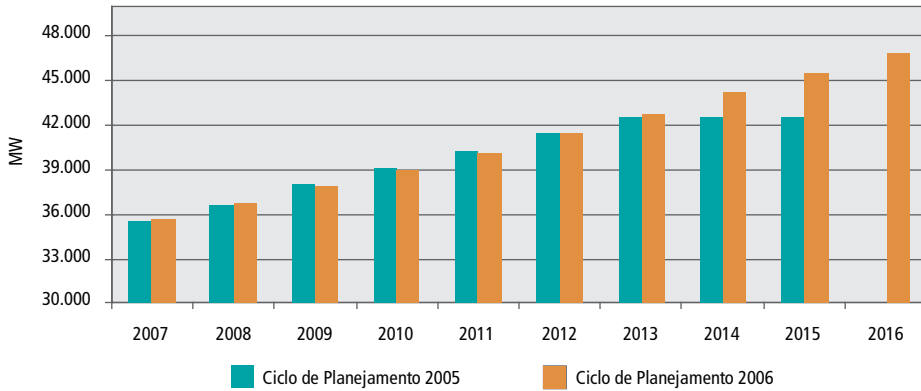


No Gráfico 37 é apresentada uma comparação entre as cargas totais da região Sudeste representadas neste ciclo de planejamento e no ciclo 2005 nos casos de fluxo de potência de carga pesada. Em termos globais a previsão atual e mantida igual à antiga até 2013. A partir deste ano ocorrem acréscimos significativos na previsão atual.





Gráfico 37 – Comparação de Dados de Cargas da Região Sudeste (Carga Pesada)



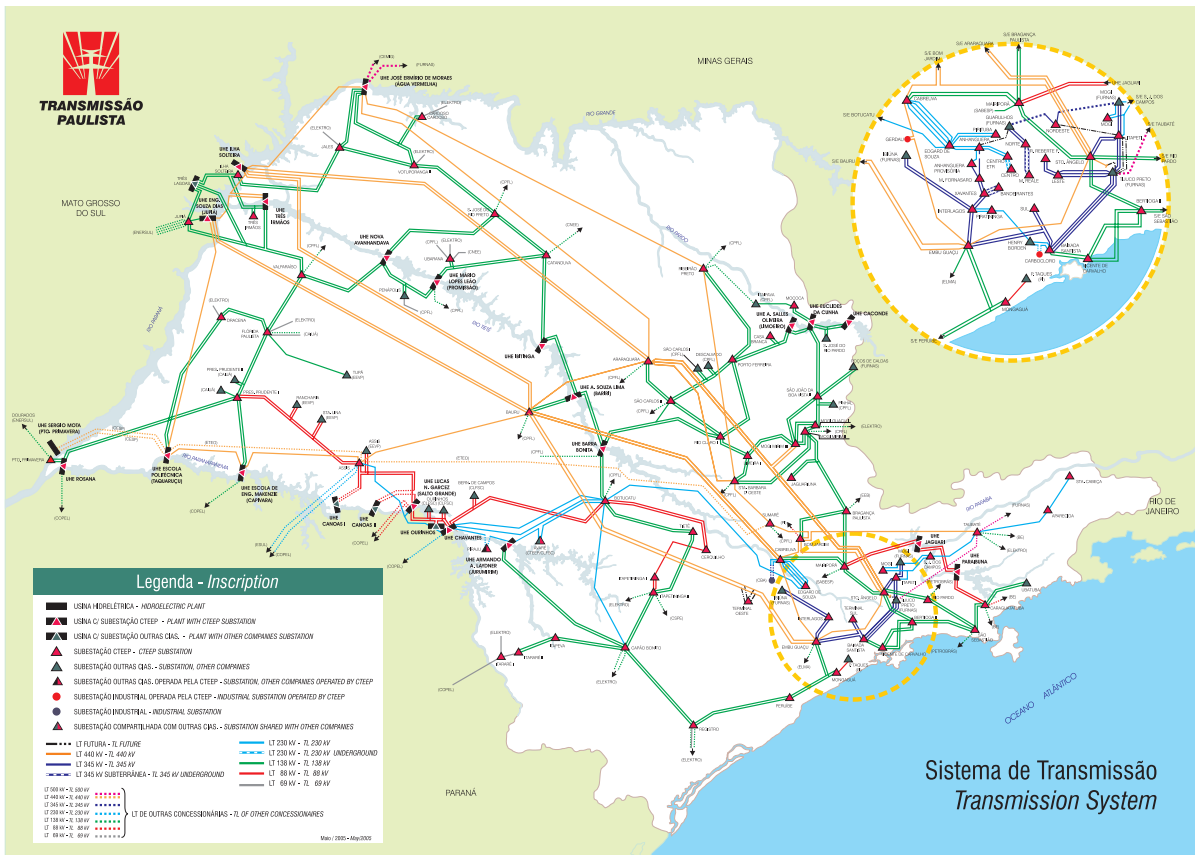
Obs.: Neste valor não está incluída a carga do Paraguai da SE Margem Direita

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 23), 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 23 – Rede Básica – São Paulo (Sem Tronco de Itaipu)



Sistema de Transmissão
Transmission System





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 Cachoeira Paulista – 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 será reavaliada 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 2012.

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, 1.500 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 pólos receptores da energia proveniente da Região Amazônica.

A rede em 440 kV é composta por 6.170 km de linhas de transmissão no Estado de São Paulo, a partir das usinas dos Rios Grande, Paraná e Paranapanema (Água Vermelha, Ilha Solteira, Três Irmãos, Jupia, Porto Primavera, Taquaruçu e Capivara), atendendo a centros consumidores no interior do Estado (Ribeirão Preto, Araraquara, Bauru, Assis, Mogi Mirim III, Oeste, Santa Bárbara, Sumaré e Taubaté) e na região da Grande São Paulo (Bom Jardim, Cabreuva, Embu Guaçu e Santo Ângelo). O sistema em 440 kV também se interliga aos sistemas de 345 kV (SEs Santo Ângelo e Embu Guaçu) e 230 kV (SEs Assis, Taubaté e Cabreuva).

Convém observar que, embora a maioria das linhas seja de propriedade da CTEEP, as linhas em 440 kV Porto Primavera – Taquaruçu (circuitos 1 e 2) são de propriedade da CESP e as 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 45% do total da Região.

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 2.237 MW, distribuídos por oito usinas hidrelétricas, indicadas na Tabela 27, a seguir.





Tabela 27 – Usinas Existentes – Duke Energy

Potência Instalada Atual das Usinas		
Empresa	Usina Hidrelétrica	Potência Instalada (MW)
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)		2.237

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 UHE's localizadas no rio Tietê, três UHE's 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 28.



**Tabela 28 – Usinas Existentes – AES TIETÊ**

Unidade de Negócio	Unidade Geradora	Potência Total (MW)
Usina		
AES Rio Grande		
Água Vermelha	6	1.396,2
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	2.651,26

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 29 estão resumidas algumas características das usinas da CESP.

Tabela 29 – 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	1.949 ¹
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 110MW.

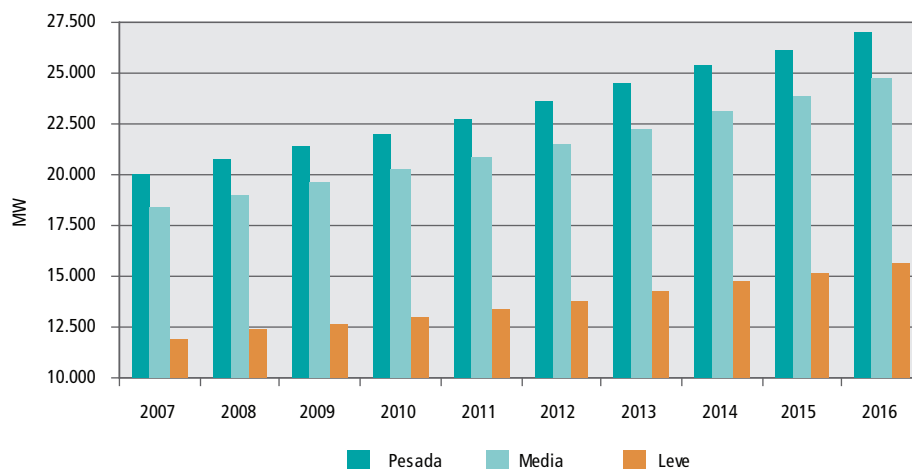
Carga local

O mercado de ponta do estado de São Paulo para o ciclo de planejamento 2006 representa cerca de 55% da região Sudeste em 2007 e 58% em 2016. Este mercado mostra um crescimento de cerca de 3,4% ao ano em média e é reproduzido no Gráfico 38 para os três patamares de carga.





Gráfico 38 – Evolução da Carga do Estado de São Paulo



Programa de obras

As obras previstas para o Estado de São Paulo são listadas na Tabela 30.

Tabela 30 – Programa de Obras – São Paulo

Descrição da Obra	Data Prevista
LT Araraquara – Atibaia 500 kV	2012
LT Atibaia – Nova Iguaçu 500 kV	2012
LT Marimbondo – São Simão 500 kV 190 km 3x954 MCM	2009
LT Marimbondo – 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 Jaguará – Estreito 500 kV 53 km 4x740,8 MCM	2009
LT Santo Ângelo – Taubaté – reconversão para 440 kV	2012
LT Guarulhos – Anhanguera 345 kV circuito 1	2006
LT Guarulhos – Anhanguera 345 kV circuito 1	2007
LT Interlagos – Piratininga II 345 kV CD 1 km 2x954 MCM	2008
Seccionamento da LT Poços – Mogi 345 kV CD 1 km (conexão de Atibaia 345 kV)	2009
LT Alto da Serra – Sul 345 kV CD	2009
LT Alto da Serra – Baixada Santista 345 kV (reconstrução)	2009
LT Embuguauçu - Baixada Santista 345 kV (mudança de configuração)	2009
LT Tijuco Preto – Itapeti 345 kV circuitos 3 e 4	2008
LT Itapeti – Nordeste 345 kV	2008
LT Norte – M.Reale 345 kV circuito 3	2013
LT Jaguariáiva – Itararé II 230 kV	2007
LT Itapeti – Mogi (CTEEP) – Mogi (Furnas) 64 km (recapacitação e recondutoramento)	2007
LT S.José dos Campos – Taubaté 230 kV CS 35 km (reconstrução com torres de CD)	2007
LT Mogi (Furnas) – S.J. Campos CS 50 km (reconstrução em torres de CD, com 1 circuito)	2007





Descrição da Obra	Data Prevista
LT Aparecida – S.Cabeça 230 kV 42 km (reconstrução em torres de CD, com 1 circuito)	2007
LT Taubaté - Aparecida 230 kV 42 km (reconstrução em torres de CD, com 1 circuito)	2007
LT Taubaté Aparecida 230 kV 42 km – lançamento do segundo circuito	2007
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)	2008
LT Interlagos – Piratininga 230 kV 1,5 km (recapacitação)	2008
Seccionamento da LT Henry Borden - Baixada Santista 230 kV (conexão da UTE CCBS)	2009
LT Atibaia – Estreito 500 kV	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
SE Souza 500/138 kV – implantação (seccionando LT Campinas – Ibiúna 500 kV)	2009
SE Souza – 2 transformadores 500/138 kV 300 MVA	2009
SE Araras 440/138 kV – implantação (seccionando LT Araraquara – Santo Ângelo 440 kV)	2008
SE Mirassol 440/138 kV – implantação (seccionando 2 LTs I.Solteira – Araraquara 440 kV)	2008
SE Getulina 440/138 kV – implantação (seccionando 2 LTs Jupia – Bauru 440 kV)	2009
SE Jandira 440/138 kV – implantação (seccionando LT Cabreúva – Embu Guaçu 440 kV)	2012
SE Araras – 2 transformadores 440/138 kV 300 MVA	2008
SE Mirassol – 1 transformador 440/138 kV 300 MVA	2008
SE Getulina – 1 transformador 440/138 kV 300 MVA	2009
SE Jandira - 3 transformadores 440/138 kV 400 MVA	2012
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	2008
SE Ilha Solteira – 1 reator 180 MVAr 440 kV	2009
SE Santa Bárbara – 4º transformador 440/138 kV 300 MVA	2007
SE Cabreúva – 2º transformador 440/238 kV 150 MVA	2007
SE Embu Guaçu – 3º transformador 440/138 kV 300 MVA	2008
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 – 3º transformador 440/138 kV 750 MVA	2008
SE Taubaté – 3º transformador 440/138 kV 300 MVA	2009





Descrição da Obra	Data Prevista
SE Água Vermelha – 2º 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 Taquarçu – 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	2008
SE Guarulhos – capacitor 250 MVar 345 kV	2008
SE Tijuco Preto – reator limitador no barramento de 345 kV	2008
SE Ibiúna – 4 reatores monofásicos 60 Mvar 500 kV	2008
SE Anhanguera – 2 transformadores 345/88 kV 400 MVA	2007
SE Piratininga II – 3 transformadores 345/88 kV 400 MVA	2008
SE Baixada Santista – 2º autotransformador 345/230 kV 500 MVA (proveniente de Itapeti)	2009
SE Itapeti (nova) – 2 transformadores 345/88 kV 400 MVA	2009
SE M.Reale – 3º transformador 345/88 kV 400 MVA	2013
SE Norte – 4º transformador 345/88 kV 400 MVA	2013
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)	2009
SE Atibaia – implantação (seccionando LT Poços – Mogi 345 kV)	2009
SE Atibaia – 1 transformador 345/138 kV 400 MVA	2009
SE Anhanguera seccionamento dos 2 circuitos da LT Edgard de Souza ETR Centro 230 kV	2007
SE Anhanguera – instalação de 2 reatores de 60 Mvar provenientes da SE ETR Centro	2007
SE Jurumirim – substituição dos 2 transformadores 230/138 kV 75 MVA por 2 de 150 MVA	2006
SE Santa Cabeça – 2º transformador 230/88 kV 60 MVA	2008
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	2008
SE Itararé II – 1 transformador 230/138 kV 300 MVA	2008
SE Capão Bonito – 3 transformador 230/138 kV 75 MVA	2009

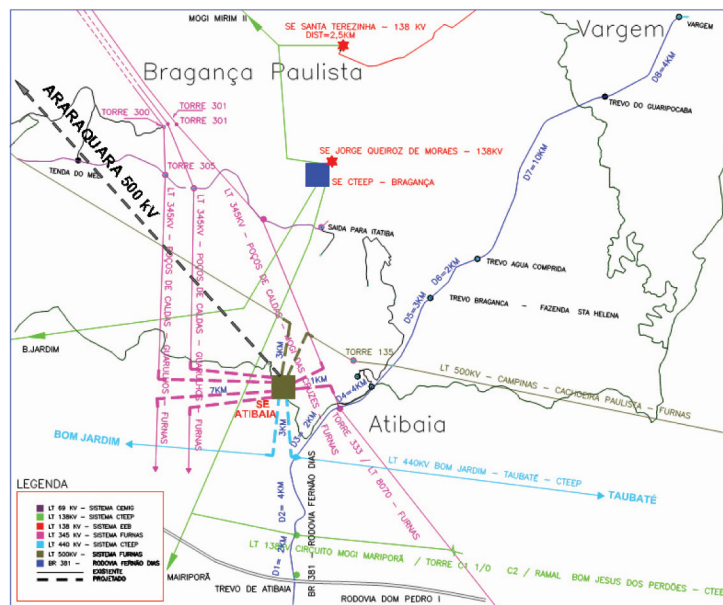
Deste conjunto de obras destaca-se o bloco de linhas de transmissão em 500 kV, previsto para operar em 2009, constituído pelas LTs Marimbondo – Ribeirão Preto, Ribeirão Preto – Poços, Estreito – Ribeirão Preto, o qual, juntamente com a nova SE Ribeirão Preto 500/440 kV, são necessários para atender ao aumento significativo da previsão de crescimento da carga na região Sudeste. Esse conjunto de instalações, o qual está associado à instalação do 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 24 – 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).

4.3.2 Estado de Minas Gerais

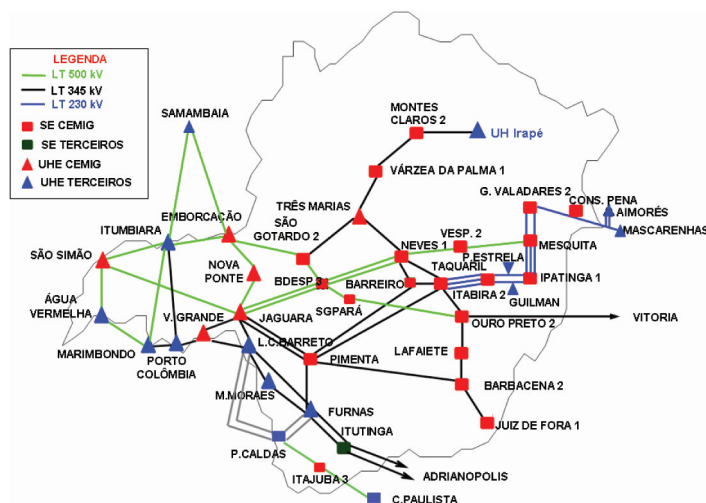
Sistema elétrico

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 25 apresenta a configuração existente da Rede Básica no Estado de Minas Gerais.



Figura 25 – Rede Básica no Estado de Minas Gerais

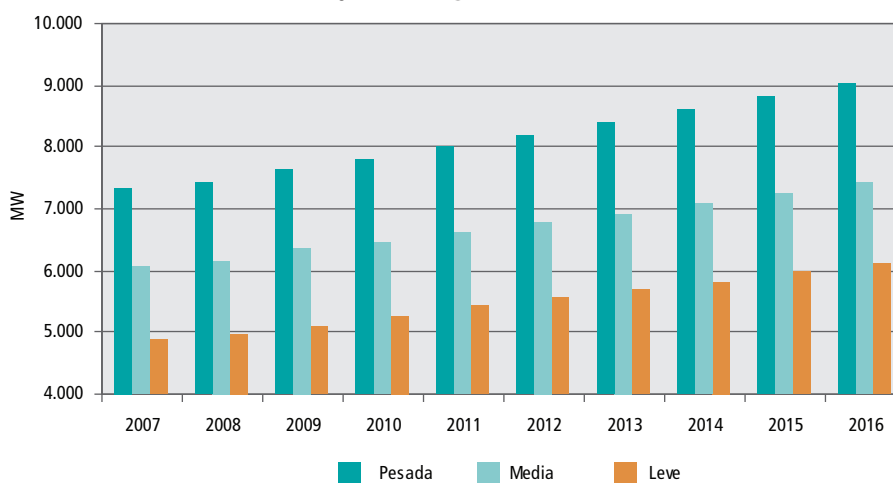


Carga local

O Estado de Minas Gerais tem a segunda maior carga do Brasil. Seu valor de ponta representa, em média, cerca de 21% da carga da região Sudeste no período 2007/2016. 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 39 para os três patamares de carga.

Gráfico 39 – Evolução da Carga do Estado de Minas Gerais



Observa-se no um crescimento pouco expressivo entre os anos de 2007 e 2008, que se deve à entrada de alguns projetos de cogeração, reduzindo as previsões de demandas.

Os patamares de carga média e leve correspondem a aproximadamente 82% e 67% 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 12.000 MW, que representa em torno de 36% do total desta região.

As usinas consideradas no período 2007/2016 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 31 é apresentado o Plano de Obras para o sistema de transmissão no Estado de Minas Gerais.

Tabela 31 – Programa de Obras – Minas Gerais

Descrição da Obra	Data Prevista
LT 345 kV Furnas – Pimenta – 67 km	2007
SE Araçuaí 2 - 230/138 – 225 MVA	2007
LT 230 kV Aimorés – Mascarenhas – C2 -12 km	2007
LT 345 kV Itutinga – Juiz de Fora – 140 km	2007
Recapitação de linhas transmissão de 230 kV	2007
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
SE Pirapora 2 - 500/345kV, 1050 MVA e 345/138kV, 2x300 MVA (reforço Região Norte)	2008
LT 500 kV Jaguará – Estreito – 53 km	2008
LT 500 kV São Simão - Marimondo – 216 km	2008
Ampliação da SE Barbacena 2 - 345/138 kV 150 MVA	2008
Ampliação da SE Barreiro – 345/138 kV – 4 x 225 MVA	2008
SE Jaguará - substituição disjuntores 345 kV	2008
SE São Gonçalo do Pará - 500/138 kV – 300 MVA	2008
Ampliação da SE Lafaiete – 345/138 – 150 MVA	2009
LT 500 kV Bom Despacho 3 – Ouro Preto 2 – 180 km	2009
Introdução da transformação – 345/138 kV – 225 MVA – SE São Gotardo 2	2010
SE Governador Valadares 5 (230- 13,8 kV – 2 x 33,2 MVA)	2010
SE Sete Lagoas 4 – 345/138 kV – 2 x 150 MVA	2012
Ampliação da SE Pimenta – 345/138 -150 MVA	2012
SE Ouro Preto 2 – 500/138 kV – 300 MVA	2013
SE Varginha 3 – 345/138 kV – 2 x 150 MVA	2013
LT 345 kV Poços de Caldas – Varginha 3 – 140 km	2013
SE Poços de Caldas – 345/138 kV 300 MVA	2008
SE Mascarenhas de Morais – 345/138 kV – 400 MVA	2008
SE Mascarenhas de Morais – 345/138 kV – 400 MVA	2009





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, 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 kV 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 o segundo semestre de 2008 está prevista ainda 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 2007, 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 500kV prevista para 2008, conforme acima citado /345 kV e 345/138 kV.
- SE São Gotardo 2 345 kV, prevista para 2010, para atender ao crescimento de mercado da região de Patos de Minas, sendo prevista a instalação da transformação 345/138 kV – 225 MVA.
- SE Sete Lagoas 4 345 kV, prevista para 2012, para atender ao crescimento de mercado da região Central.
- SE Varginha 3 345 kV, prevista para 2013, para atender ao crescimento de mercado da região de Alfenas/Varginha/Três Corações.

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.

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 ESCELSA é a principal empresa responsável pelo fornecimento de energia elétrica ao mercado consumidor do estado, com uma área de concessão que abrange cerca de 90% do total (41.372 km²).

A região indicada na cor branca (centro-norte do Estado) no mapa da Figura 26 representa a área de concessão da Empresa Luz e Força Santa Maria - ELFSM, que é suprida pela ESCELSA por uma conexão em 138 kV, na SD São Gabriel, e duas conexões em 69 kV, nas SDs Duas Vendinhas e São Roque.





Figura 26 – Mapa do Espírito Santo com Divisão em Regiões de Atendimento das Empresas



Outra interligação da ECELISA com a Rede Básica é através do sistema de transmissão em 230 kV que interliga as SEs Mascarenhas (ECELISA), 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.

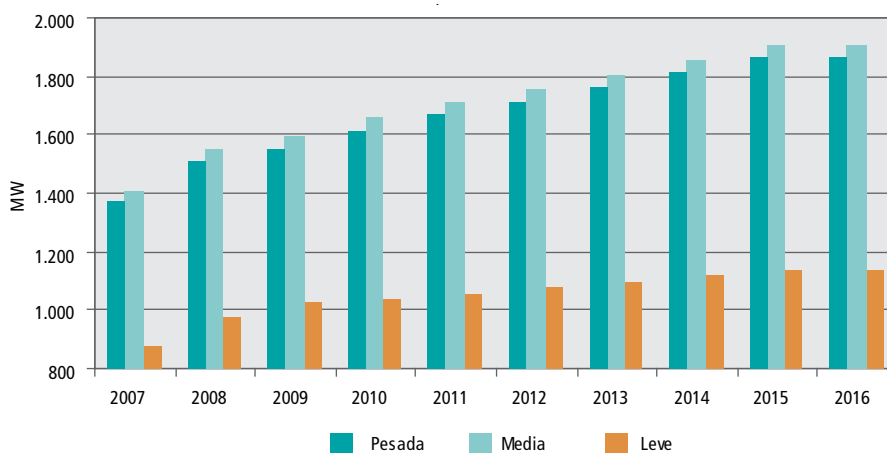
Outro ponto de suprimento ao Estado do Espírito Santo é feito pelo sistema de distribuição em 138 kV, circuito duplo, que interliga as SEs Campos (FURNAS), no norte do Estado do Rio de Janeiro, e Cachoeiro do Itapemirim, na região sul do Estado.

A Figura 27 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 ECELISA 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 ECELISA com a Rede Básica.



**Gráfico 40 – 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 2007/2016 são apresentadas na Tabela 32 a seguir:

Tabela 32 – 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.

4.3.4 Estado do Rio de Janeiro**Sistema Elétrico**

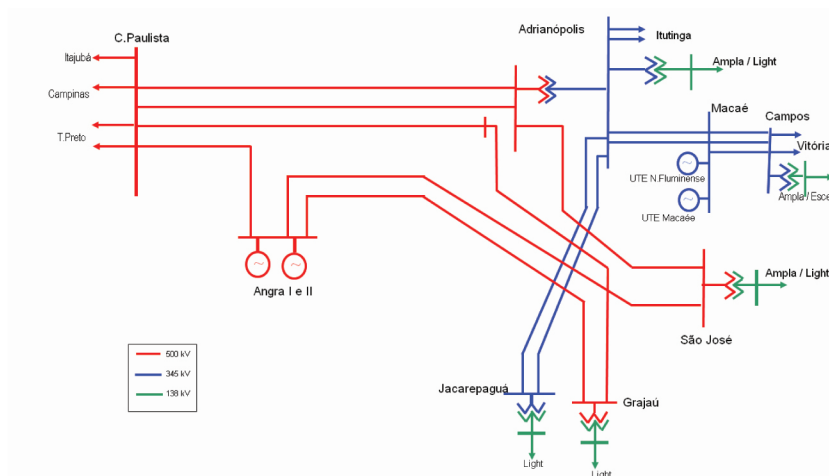
A Figura 28 apresenta a Rede Básica do Estado do Rio de Janeiro e a Figura 29 ilustra os pontos de suprimento da área Rio/Espírito Santo.

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 28 – Rede Básica 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.

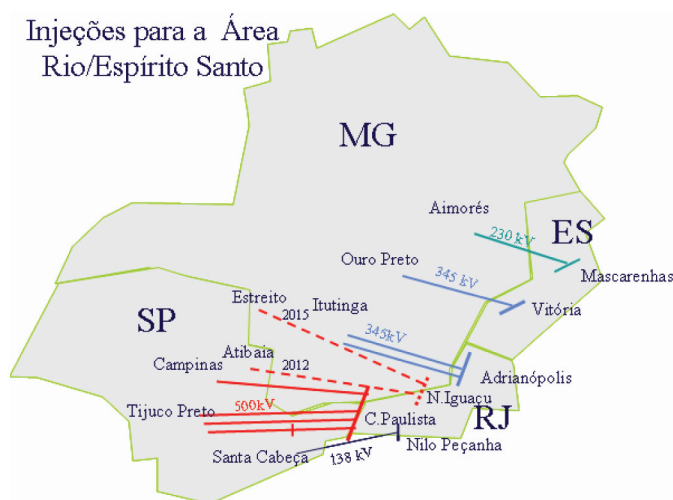
A injeção para o Estado do Rio de Janeiro via Cachoeira Paulista, chega a esta SE através da rede de 500 kV proveniente do sistema de transmissão de Itaipu, a partir do terminal de Tijuco Preto.

O sistema em 500 kV proveniente das SEs Poços de Caldas e Campinas integra os parques geradores do Rio Paraíba 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 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 29 – Sistema Supridor da Área Rio/Espírito Santo





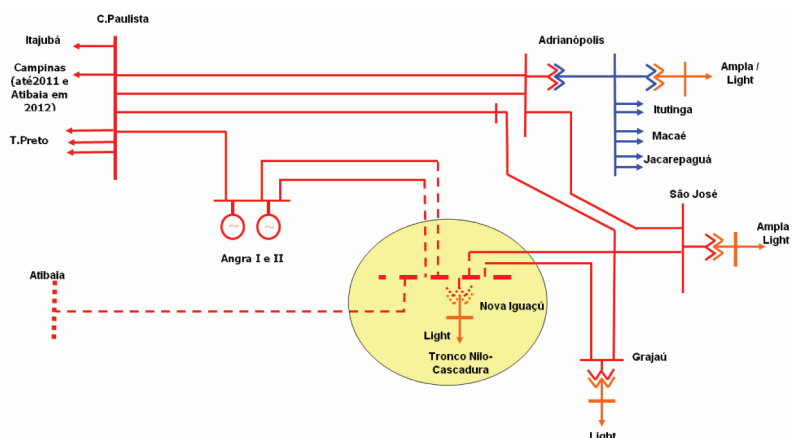
As transformações para atendimento ao Rio de Janeiro apresentam superação da capacidade de atendimento no médio prazo, conforme já constatado nos últimos Planos Decenais. A necessidade de um novo ponto de suprimento para o Rio de Janeiro já havia sido apontada no planejamento de longo prazo de FURNAS, 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 pólo 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).

A Figura 30 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 Angra-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 30 – Rede de 500 kV do Rio de Janeiro com a SE Nova Iguaçu – 2012

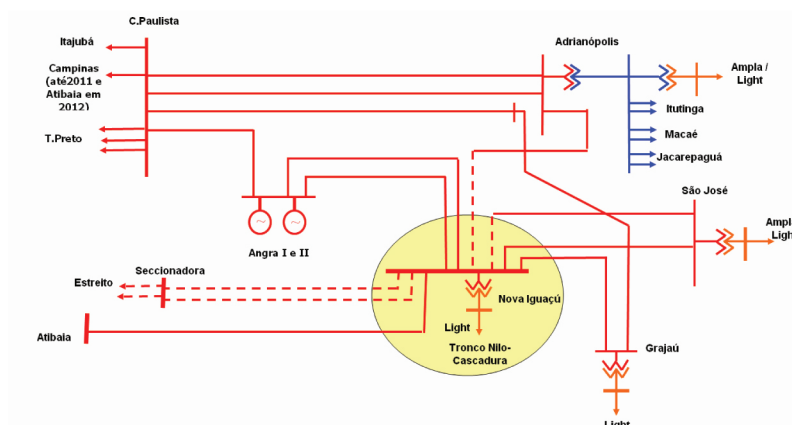


A partir de 2015, com o aumento do fluxo para esta região, a LT Adrianópolis - São José é seccionada em Nova Iguaçu, além de receber mais duas linhas em 500 kV provenientes da SE Estreito 500 kV. Devido à distância desta última (560 km), foi considerada uma subestação seccionadora no meio da linha. A configuração da SE Nova Iguaçu no final do decênio é apresentada na Figura 31.





Figura 31 – Rede de 500 kV do Rio de Janeiro com a SE Nova Iguaçu – 2015 e 2016



Geração local

O Estado do Rio de Janeiro tem uma potência instalada de cerca de 7.400 MW, dos quais 83% são usinas termelétricas (nucleares, gás e óleo).

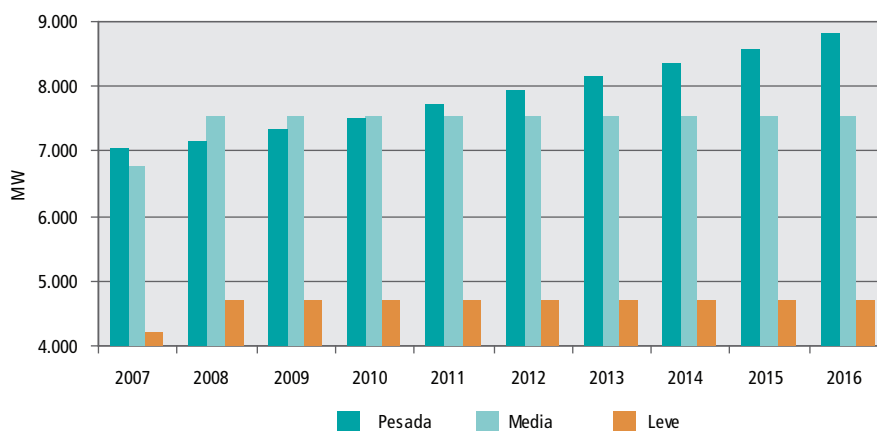
Com relação ao parque gerador da região cabem as seguintes observações:

- 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 1.650 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.
- UNE Angra III - considerada no plano de geração de referência.

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.

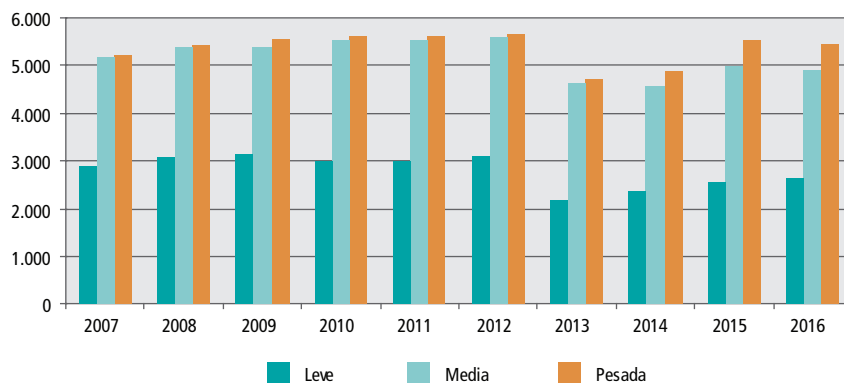
Gráfico 41 – Evolução da Carga do Estado do Rio de Janeiro





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 apresentados 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 serão necessários 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.

4.3.5 Estudos Complementares

Com base nas análises de desempenho elaboradas para a região Sudeste, recomendamos a formação de Grupos de Trabalho para desenvolvimento dos estudos específicos indicados a seguir para propor soluções de transmissão aos problemas encontrados:

Área São Paulo. Recomendam-se estudos específicos, no âmbito do GET/SP, para:

- Avaliar necessidade da instalação do 4º transformador da SE Oeste, devida às características da carga conectada à SE;
- Avaliar soluções para o baixo nível de tensão em regime normal na Região Oeste da Grande São Paulo (SEs Oeste, Gerdau e CBA-TP) e na região de Avaré, Botucatu e Capão Bonito, no final do Decênio;
- Identificar a necessidade de compensação de potência reativa (montante, localização e tipo) de forma a garantir um perfil de tensão adequado e fator de potência dentro dos limites permitidos, substituindo os montantes referenciais adotados nesse ciclo (cerca de 500 Mvar de capacitores na área São Paulo);
- Reavaliar o planejamento de expansão vigente para a região da Grande Campinas, uma vez que tanto a instalação do 5o autotransformador 345/138 kV na SE Campinas como a construção da SE Sosas 500/138 kV não se mostraram eficazes para controlar os carregamentos observados nesses pontos em níveis admissíveis;
- Analisar, em estudo conjunto com as empresas concessionárias das regiões de São José do Rio Preto, Catanduva e Votuporanga (CPFL, Grupo REDE, ELEKTRO e CTEEP), a data de necessidade de ampliação da SE Mirassol (ou a análise de outra alternativa, como a ampliação da SE Água Vermelha 440/138 kV), visto que houve sobrecarga em operação normal nessa transformação em 2013;
- Estudar, em conjunto com a CTEEP e ELETROPAULO, alternativas de expansão para a região de Sorocaba;
- Solucionar problemas de sobrecarga nas transformações de Fronteira de Santa Bárbara, Anhanguera, Mirassol, Santa Bárbara, Oeste, Embu Guaçu, Cabreúva, Jandira, Bom Jardim, Norte, Nordeste, Leste, Sul I, Sul II, Bandeirantes, Milton Fornasaro, Guarulhos, Jurumirim, Aparecida, São José dos Campos e Pirituba;
- Solucionar problemas de sobrecarga nos Transformadores de Fronteira em Ramon Reberte Filho, Baixada Santista, Santa Bárbara, Anhanguera, Mirassol, Cabreúva, Leste, Sul II, Bandeirantes, Milton Fornasaro, Aparecida, Botucatu, Xavantes;





- Reavaliar o sistema em 440 kV da Região do Pontal de Paranapanema, de forma a evitar restrição de geração nas usinas da área, e rever a necessidade de esquemas especiais de proteção em Assis e nas usinas de Porto Primavera, Taquaruçu e Capivara;

- Avaliar alternativas de expansão para a região Oeste da Grande São Paulo, atendida pelas transformações Oeste e Bom Jardim 440/88 kV e Cabreúva 440/138 kV;

- Solucionar problemas de sobrecarga no sistema de 138 kV;

- Reavaliar a necessidade da reconversão para 440 kV da LT Santo Ângelo – Taubaté, atualmente operando em 500 kV, e construção de uma LT em 500 kV para esse trecho.

Área Rio de Janeiro/ Espírito Santo. Recomendam-se estudos conjuntos no âmbito do GET-SE/CO e empresas envolvidas para:

- Equacionar as sobrecargas nos seguintes transformadores que atendem a área Rio:

Adrianópolis 345/138 kV - sobrecarga a partir de 2009;

Jacarepaguá 345/138 kV - sobrecarga a partir de 2009;

São José 500/138 kV - sobrecarga a partir de 2011;

Cachoeira Paulista 500/138 kV – sobrecarga no ano de 2006 e a partir de 2008;

- 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 Eletrobrás;

- 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.

Área Minas Gerais

- Avaliar o seccionamento da LT 345 kV Vitória-Ouro Preto no município de Matipó para atendimento à CFLCL;
- Reavaliar as seguintes obras adotadas referencialmente nesse ciclo:

LT Bom Despacho 3 – Ouro Preto 2 500 kV, em função da redução do fluxo para o Rio de Janeiro e das novas solicitações de aumento de carga na região Mantiqueira;

LT Pirapora – Montes Claros 345 kV, como reforço interno à região norte de Minas;

LT Poços de Caldas – Varginha e SE Varginha 3 345 /138 kV, como reforço ao sul de Minas;

Compensação reativa adicional (150 Mvar de capacitores em Poços de Caldas e 136 Mvar de reatores em São Gotardo).

❖ 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 e a região Centro Oeste.

A Figura 32 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 32 – Diagrama Elétrico da Região Sudeste/Centro-Oeste



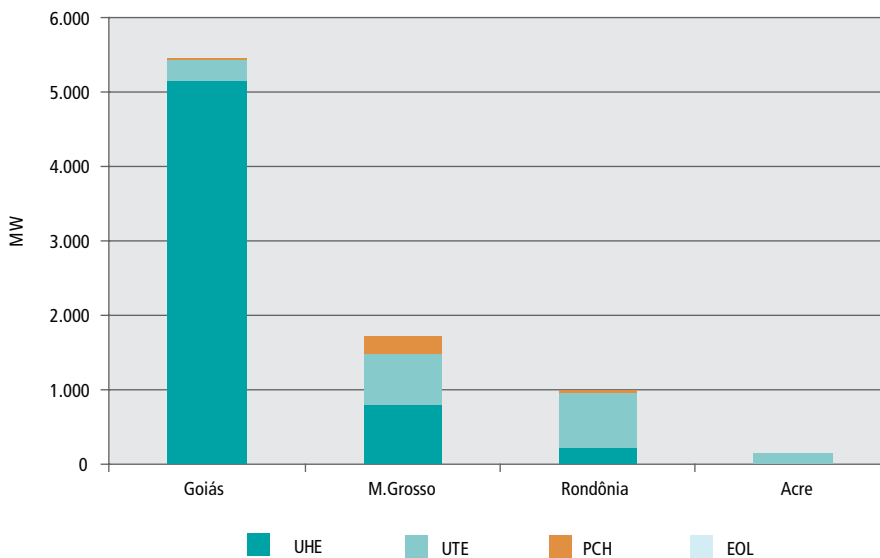
Fonte: ONS

Geração regional

O sistema Centro Oeste possui uma capacidade instalada da ordem de 8.000 MW, distribuídos nos estados da região, sendo 6.500 MW de usinas hidrelétricas (78%) e 1.850 MW de térmicas (22%).

O Gráfico 43 apresenta a composição atual das fontes de geração elétrica de cada estado.

Gráfico 43 – Composição da Geração da Região Centro-Oeste



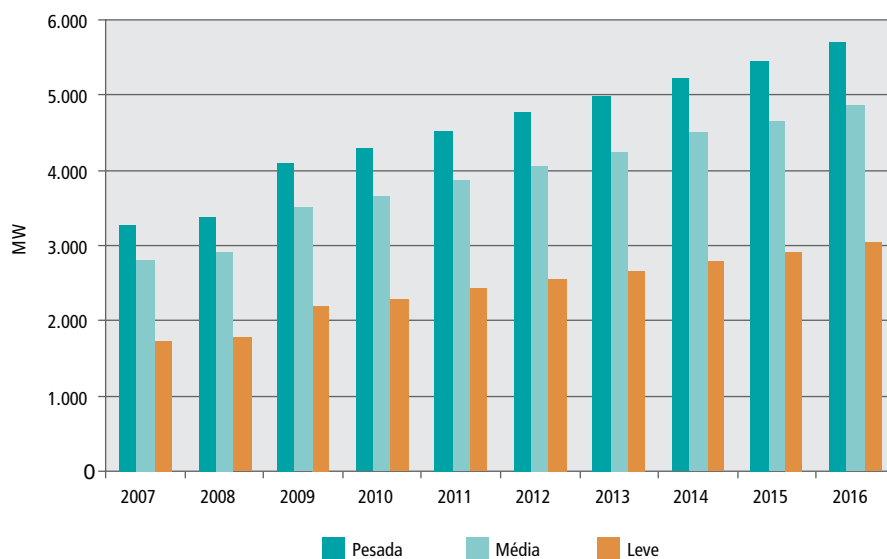
Carga Regional

As projeções dos patamares de carga pesada, média e leve utilizadas neste ciclo de planejamento estão apresentadas no Gráfico 44.



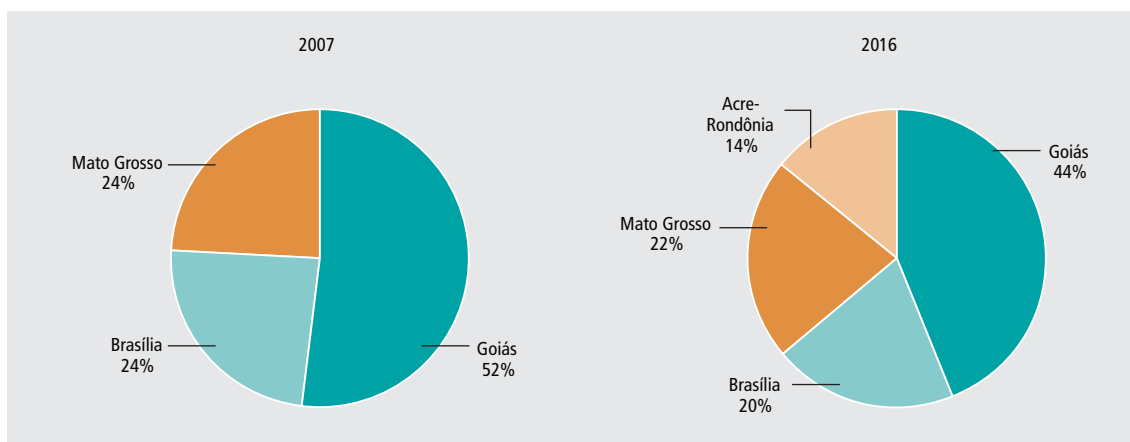


Gráfico 44 – Evolução da Carga da Região Centro Oeste



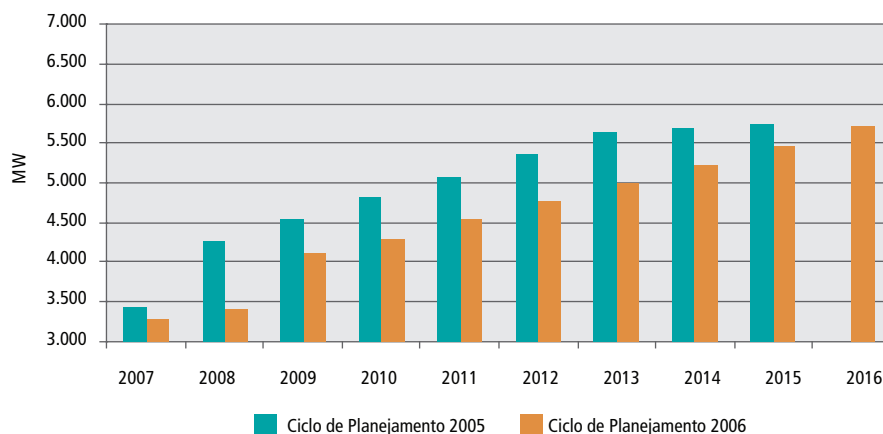
A participação dos estados na carga global da região Centro Oeste confere ao estado de Goiás a maior participação conforme apresentado no Gráfico 45. Essa liderança permanece ao longo do decênio, sendo que a partir de 2009 esta porcentagem é reduzida devido à entrada dos estados do Acre e Rondônia que passam a compor esta região.

Gráfico 45 – Participação dos Estados na Carga da Região Centro Oeste - 2007 e 2016



No Gráfico 46 é apresentada uma comparação entre as cargas totais da região Centro Oeste representadas neste ciclo de planejamento e no ciclo 2006-2015 nos casos de fluxo de potência de carga pesada. Observa-se uma redução acentuada (média de 10%) da previsão da demanda desta região para este ciclo.



**Gráfico 46 – Comparação de Dados de Cargas da Região Centro-Oeste (Carga Pesada)**

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 4.900 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.

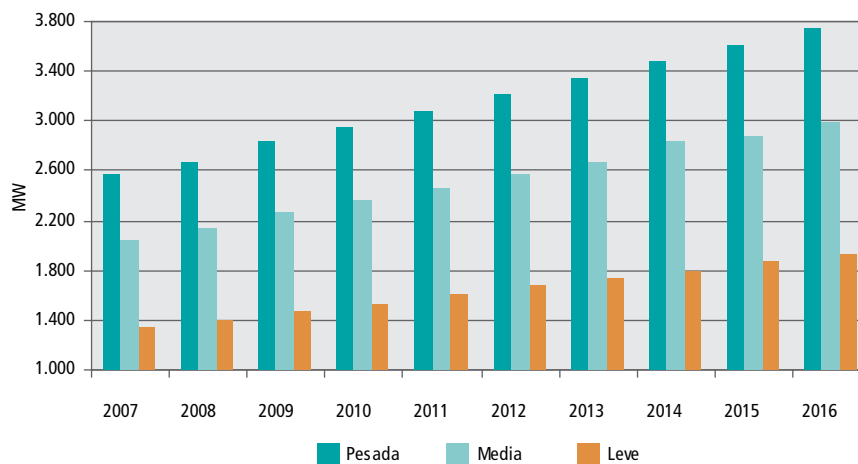
Carga local

A carga do estado de Goiás e do Distrito Federal representa, em média, mais de 65% do total da região Centro Oeste no período 2007/2016. 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 33 é apresentado o plano de obras para o sistema de transmissão nos estados de Goiás e Distrito Federal.

Tabela 33 – Programa de Obras – Goiás e Distrito Federal

Descrição da Obra	Data Prevista
LT 500 kV Serra da Mesa 2 – Luziânia	2008
LT 500 kV Luziânia – Samambaia	2008
LT 500 kV Luziânia – Emborcação	2008
Seccionamento da LT Brasília Geral – Pirineus – Xavantes 230 kV em Brasília Sul resultando nos trechos de LT Brasília Geral – Brasília Sul II e LT Brasília Sul – Pirineus – Xavantes	2009
Seccionamento da LT Brasília Geral – Pirineus – Xavantes 230 kV em Brasília Sul resultando nos trechos de LT Brasília Geral – Brasília Sul II e LT Brasília Sul – Pirineus – Xavantes	2008
Setor de 138 kV e instalação de um banco de transformadores 345/138 kV – 150 MVA na SE Corumbá	2007
3º banco de transformadores de 500/345 kV, 1050 MVA, na SE Samambaia	2008
Banco de capacitores, 150 Mvar, em Samambaia 345 kV	2008
Terceiro banco de autotransformadores 230/138 kV, 100 MVA, na SE Rio Verde – obra referencial	2009

Destacam-se neste conjunto de obras as três linhas de transmissão em 500 kV que compõem o terceiro circuito da interligação Norte – Sudeste/Centro Oeste.



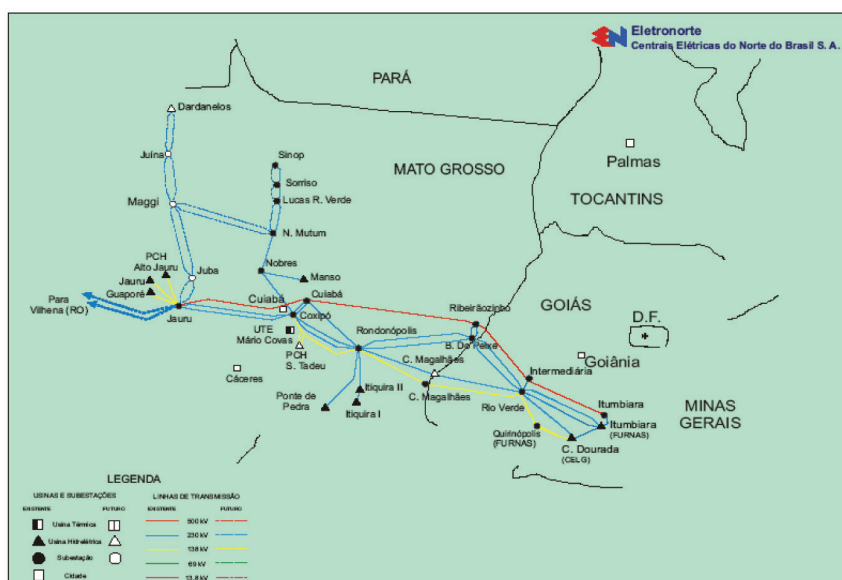


4.4.2 Estado de Mato Grosso

Sistema elétrico

Com mais de 2.000 km de extensão, a rede básica que compõe o sistema do estado de Mato Grosso, mostrada na Figura 33, 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 33 – Rede Básica no Estado do 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 1.700 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.

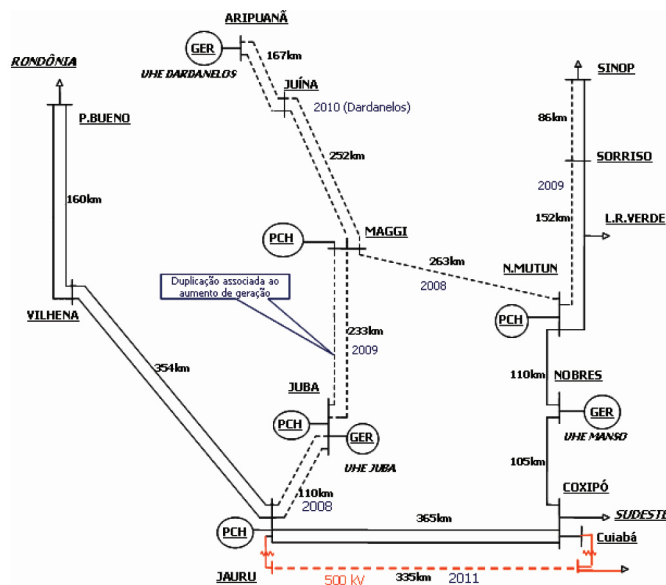
Até 2008 a potência instalada tem um aumento de 440 MW com a entrada de 20 PCHs. Para a integração deste montante foi recomendada a implantação, até o ano de 2008, das linhas de transmissão em 230 kV Jauru-Juba e Nova Mutum-Maggi bem como das novas subestações Maggi, Juba e Nova Mutum e da ampliação da SE Jauru. Este conjunto de obras estará sendo antecipado em função da emergencialidade de agregar esses novos 440 MW ao SIN e, para isto, deverão ter um processo de outorga mais célere.

Nos anos subseqüentes, 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 1.000 MW na oferta é apresentado na Figura 34.





Figura 34 – Sistema de Mato Grosso



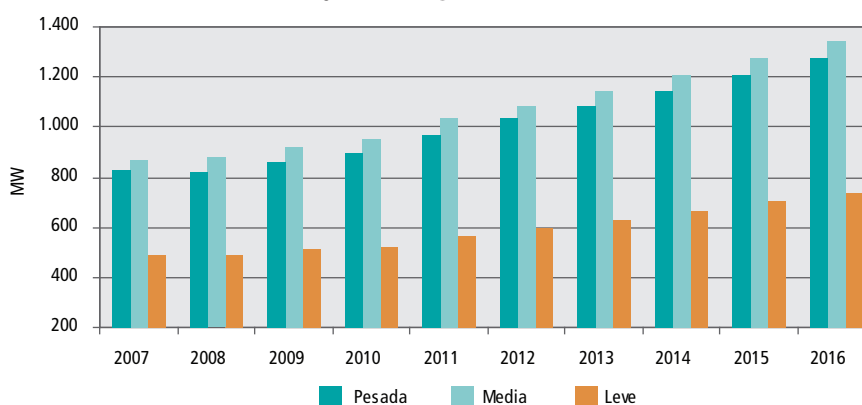
Geração local

O estado do Mato Grosso tem uma potência instalada de cerca de 1.800 MW, que corresponde a 21% da potência da região Centro-Oeste. No período 2007/2016 está previsto um aumento expressivo desta capacidade com a entrada das usinas de Torixoreu, Água Limpa, Toricoejo, Cachoeirão, Juruena, Dardanelos, usinas do rio Teles Pires e diversas PCHs, totalizando um aumento de 3.800 MW.

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 4,9% e sua evolução é mostrada no Gráfico 48 para os três patamares de carga.

Gráfico 48 – Evolução da Carga do Estado do Mato Grosso



Programa de obras

A Tabela 34 apresenta as instalações planejadas para o estado.



**Tabela 34 – Programa de Obras de Transmissão – LTs – Mato Grosso**

Tensão (kV)	Linha	Data Prevista	Empresa
230	Juba/Jauru, C1, CS, AR, 160 km, 2 x 795 MCM	jul/08	A ser licitada
230	Maggi/Nova Mutum, C1, CS, AR, 273km, 2 x 795 MCM	jul/08	A ser licitada
230	Jauru/Vilhena, C1 e C2, CS, AR, 354km, 2 x 795 MCM	jul/08	Elecnor S/A
230	Vilhena/Pimenta Bueno, C2, CS, AR, 160 km, 2 x 795 MCM	jul/08	Elecnor S/A
230	Pimenta Bueno/Ji – Paraná, C2, CS, AR, 118 km, 2 x 795 MCM	jul/08	Elecnor S/A
230	Ji – Paraná/Ariquemes, C2, CS, AR, 165 km, 1 x 795 MCM	jul/08	Elecnor S/A
230	Ariquemes/Samuel, C2, CS, AR, 150km, 1 x 795 MCM	jul/08	Elecnor S/A
230	Maggi/Juba, C1, CS, AR, 210 km, 2 x 795 MCM	jul/09	A ser licitada
230	Sinop/Sorriso, C2, CS, AR, 75 km, 2 x 795 MCM	jul/09	A ser licitada
230	Sorriso/Nova Mutum, C2, CS, AR, 152 km, 2 x 795 MCM	jul/09	A ser licitada
230	Maggi/Nova Mutum, C2, CS, AR, 273km, 2 x 795 MCM.	jul/11	A ser licitada
230	Juína/Maggi, C1 e C2, CD, AR, 252km, 2 x 795 MCM.	jul/11	A ser licitada
500	Jauru/Cuiabá, C1, CS, AR, 380 km, 3 x 954 MCM.	jul/11	A ser licitada
230	Juba/Jauru, C2, CS, AR, 160 km, 2 x 795 MCM	jul/11	A ser licitada
230	Maggi/Juba, C2, CS, AR, 210 km, 2 x 795 MCM.	jul/11	A ser licitada

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 e Rondônia à Rede Básica.

Destacam-se, ainda, as LTs 230 kV, e 500 kV 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 dois circuitos em 500 kV de cerca de 500 km até a SE Cuiabá, descrito no item 2.2.

4.4.3 Estados do Acre e Rondônia

Sistema elétrico

A Figura 35 apresenta 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 35 – 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 Juruá (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 apresentado na tabela a seguir

Tabela 35 – Plano de Obras da Rede Básica dos Estados do Acre e Rondônia

Tensão (kV)	Linha	Data Prevista	Empresa
230	Ji-Paraná/Pimenta Bueno – C1, 2 x 795 MCM, 118,6 km CS - AR	dez/07	Eletronorte
230	Pimenta Bueno /Vilhena – C1, 2 x 795 MCM, 160,3 km CS - AR	dez/07	Eletronorte
230	Seccionamento LT (Porto Velho/Abunã)/ Universidade, CD, AR, 0,5km, 2x795 MCM	mai/10	A ser licitada
230	LT Ji-paraná/Vilhena C2 2 x 795 MCM – CS – 279 km	jul/08	Elecnor
230	LT Samuel/Jiparan C2 1 x 795 MCM – CS – 165 km	jul/08	Elecnor
230	Back to Back - 2 x 500 MW em Porto Velho	2012	A ser licitado

Geração local

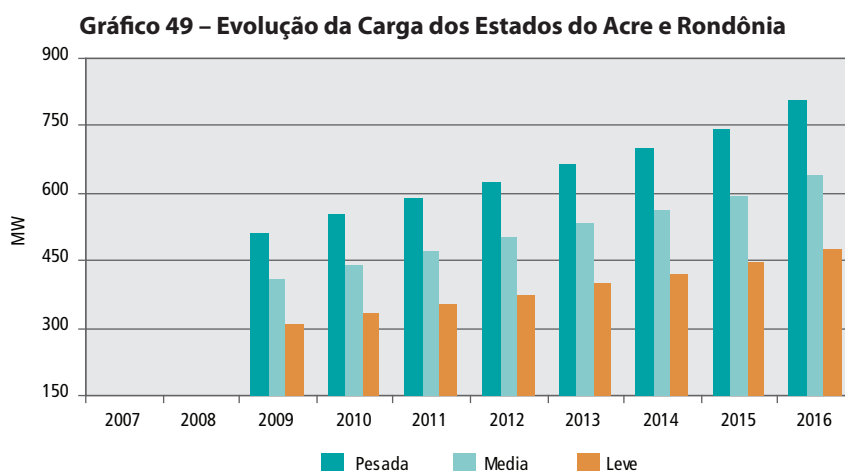
As fontes de geração em Rondônia são a UHE Samuel e as usinas térmicas de Porto Velho, constituídas pela UTE Rio Madeira e pelos PIEs Termo Norte I e Termo Norte II.

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.

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 49, de onde se deduz um crescimento médio anual de 5,6% no citado período.





4.4.4 Estudos Complementares

Os seguintes estudos complementares são sugeridos:

Estado de Goiás:

Solucionar as sobrecargas detectadas nas seguintes transformações: SE Bandeirantes, SE Brasília Sul, SE Rio Verde e SE Barro Alto.

Estudar o atendimento global às regiões de Goiânia e Anápolis;

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

Reavaliar as obras referencialmente previstas para a integração das usinas em 138 kV do sul de Goiás, que contempla uma subestação coletora de 500/138 kV, SE Cachoeira Alta, e uma LT em circuito simples de 55 km 500 kV de Cachoeira Alta-São Simão.

Estado do Mato Grosso:

Deverá ser descartada a implantação das compensações série 230 kV nos circuitos Jauru-Coxipó, tendo em vista a perda da eficácia das mesmas diante da nova configuração do sistema elétrico do estado de Mato Grosso proposto para o expressivo aumento na oferta do estado.

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;

Que seja estudado um novo ponto de conexão em 230 kV devido ao esgotamento da SE Coxipó. Este novo ponto de suprimento, que pode ser a partir da nova SE Cuiabá, 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.





❖ 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 do Mato Grosso do Sul.

Sistema elétrico

Este sistema, além do atendimento ao mercado regional, participa da otimização energética entre as regiões Sul e Sudeste através de conexões com os estados de São Paulo e Mato Grosso do Sul.

A região possui uma extensa malha de Rede Básica em 525 kV que constitui o sistema de conexão entre as usinas hidrelétricas das Bacias dos rios Iguaçu e Uruguai. Os grandes centros de carga são atendidos por subestações de 525/230 kV, a partir das quais se desenvolve a malha em 230 kV.

As interligações internacionais constituem característica marcante da Região Sul, destacando-se as interligações com a Argentina através da Conversora de Garabi (2.100 MW) e da Conversora de Uruguaiana (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.

O sistema interligado da Região Sul, incluindo o estado do Mato Grosso do Sul, é constituído por uma rede de transmissão de 2.745 km em 525 kV e 10.832 km em 230 kV, que forma a Rede Básica, um sistema em 138 kV, 88 kV e 69 kV com 8.145 km, referente às DITs, e uma Rede de Distribuição com 12.566 km nas tensões de 138 kV a 34,5 kV.

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 36 e os elos de intercâmbios entre as regiões Sul e Sudeste/Centro Oeste, na Figura 37.



Figura 36 – Sistema Elétrico da Região Sul, Incluindo o Estado do Mato Grosso do Sul

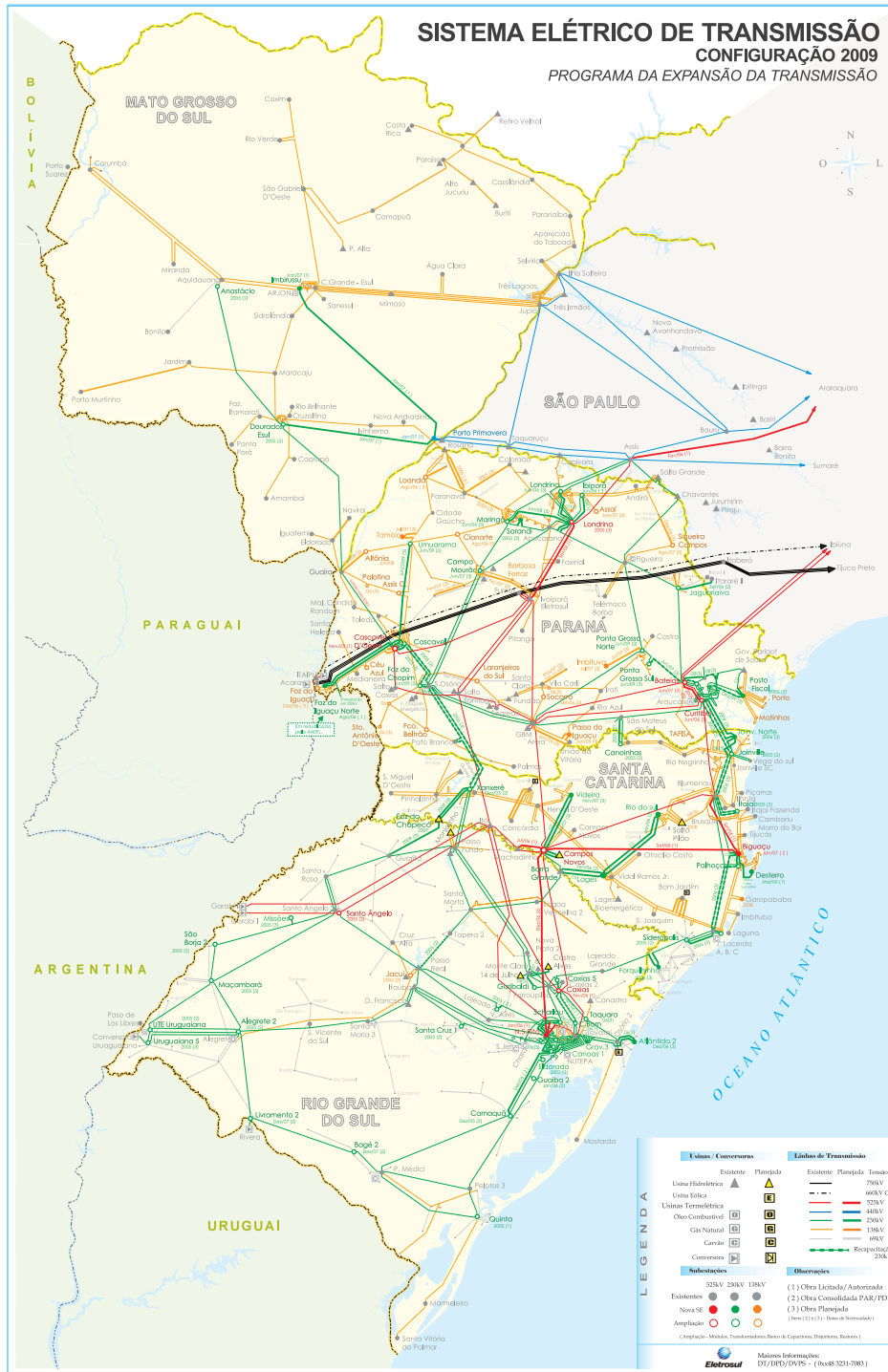
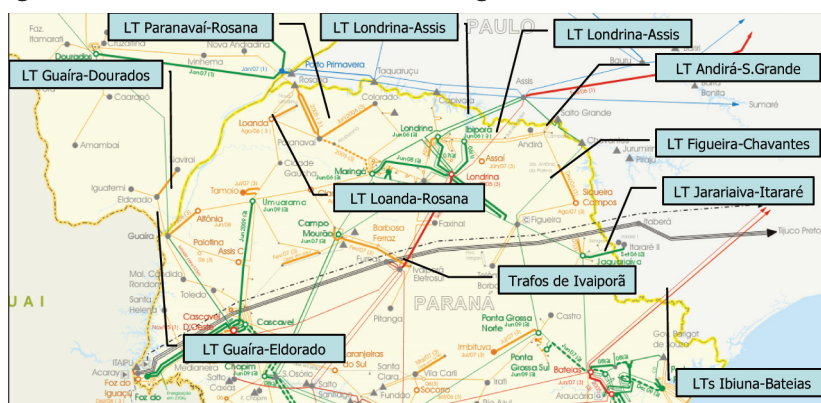




Figura 37 – Elos de Intercâmbio entre as Regiões Sul e Sudeste/Centro Oeste

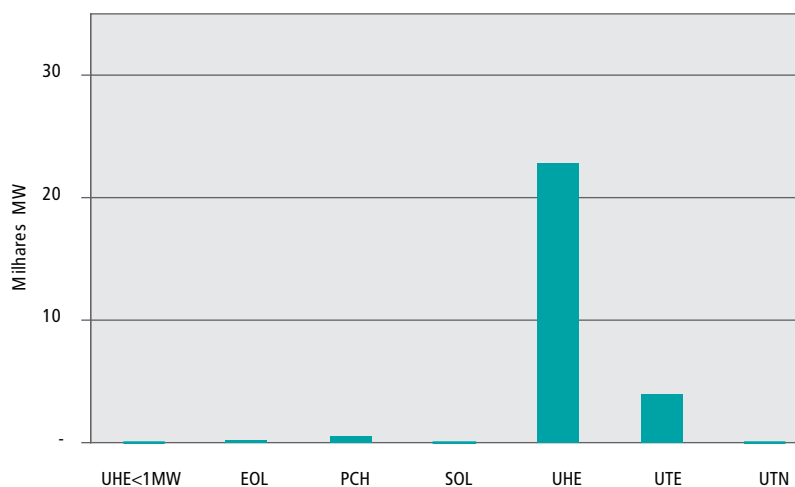


Geração regional

O sistema da região Sul possui uma capacidade instalada da ordem de 27.430 MW, sendo 22.892 MW hidráulicas (84%) e 3.933 MW térmicas (14%), com a maior parte dos aproveitamentos hidráulicos localizados nas bacias dos rios Iguaçu, Uruguai e Paraná.

O Gráfico 50 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).

Gráfico 50 – Composição da Geração por Tipo de Fonte - Região Sul

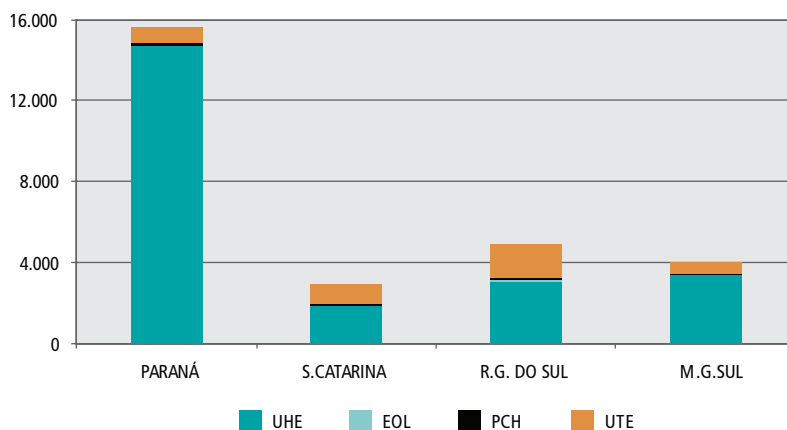


Os aproveitamentos termelétricos a carvão, integrados ao sistema de transmissão através de linhas de transmissão em 138 kV e 230 kV, totalizam montantes de 530 MW no Rio Grande do Sul, 857 MW em Santa Catarina e 20 MW no Paraná.

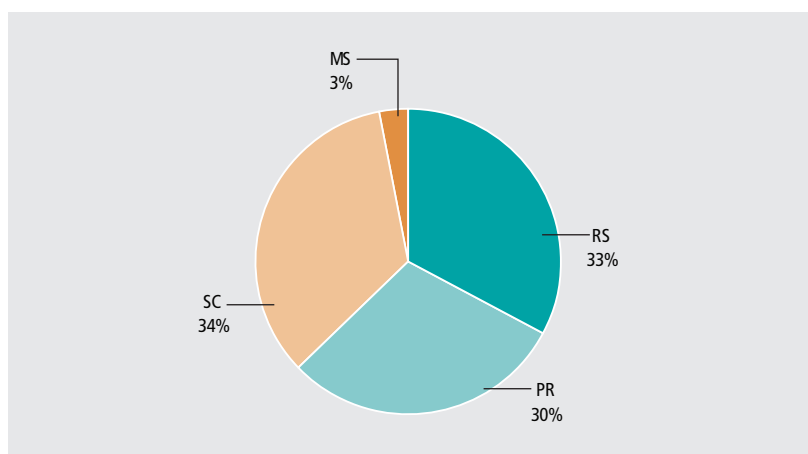
As usinas térmicas a gás totalizam 1.374 MW de capacidade instalada: UTE Uruguiana (RS, 640 MW), UTE Canoas (RS, 90 MW), UTE Araucária (PR, 469 MW) e UTE Willian Arjona (MS, 175 MW).

O Gráfico 51 apresenta a participação dos estados na composição da geração elétrica atual da região.



**Gráfico 51 – Composição da Geração por Tipo de Fonte e por Estado - Região Sul**

O parque gerador da região Sul apresenta um crescimento de 25,5%, neste período de 2007 a 2016, com uma participação de 16% na evolução da capacidade geradora do Brasil. O Gráfico 52 apresenta a participação cada Estado da Região sul e do Estado do Mato Grosso no plano de geração.

Gráfico 52 – Participação dos Estados no Plano de Geração

Carga regional

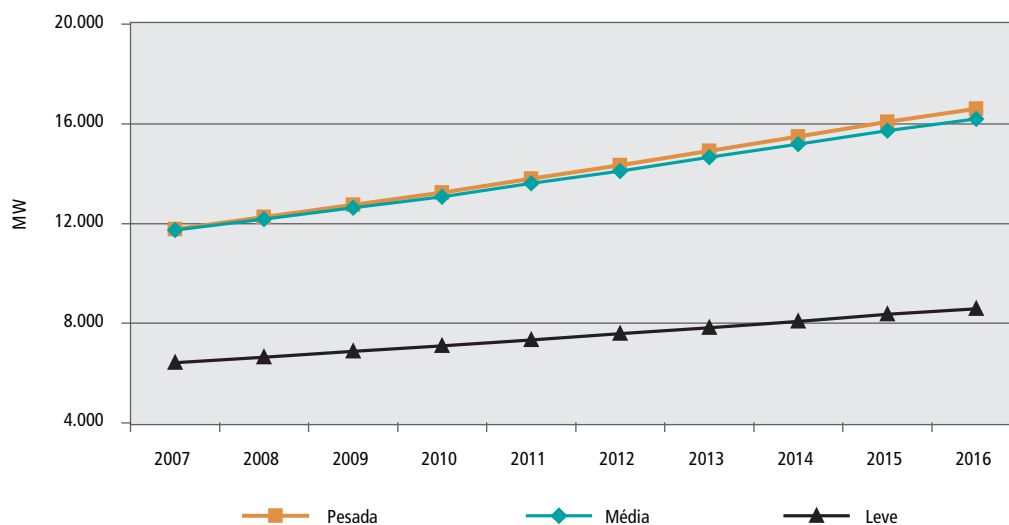
Os maiores centros de consumo da Região Sul estão localizados nas áreas metropolitanas de Porto Alegre e Caxias do Sul no Rio Grande do Sul; na área Metropolitana de Curitiba e região Norte do Paraná e na área Leste de Santa Catarina. Em sua maioria, estes centros de carga estão distantes das fontes de geração, e como tal, são atendidas por extensa rede de transmissão em alta tensão.

O Gráfico 53 apresenta a evolução dos patamares de carga pesada, média e leve utilizadas neste ciclo de planejamento 2006 para a Região Sul e Estado do Mato Grosso do Sul.





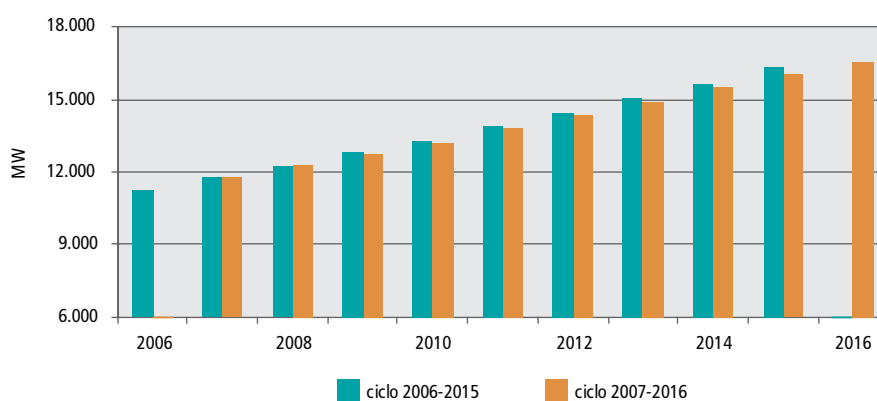
Gráfico 53 – Evolução da Carga na Região Sul e Mato Grosso do Sul



Deduz-se desta figura um crescimento anual médio de 4% no período 2007/2016.

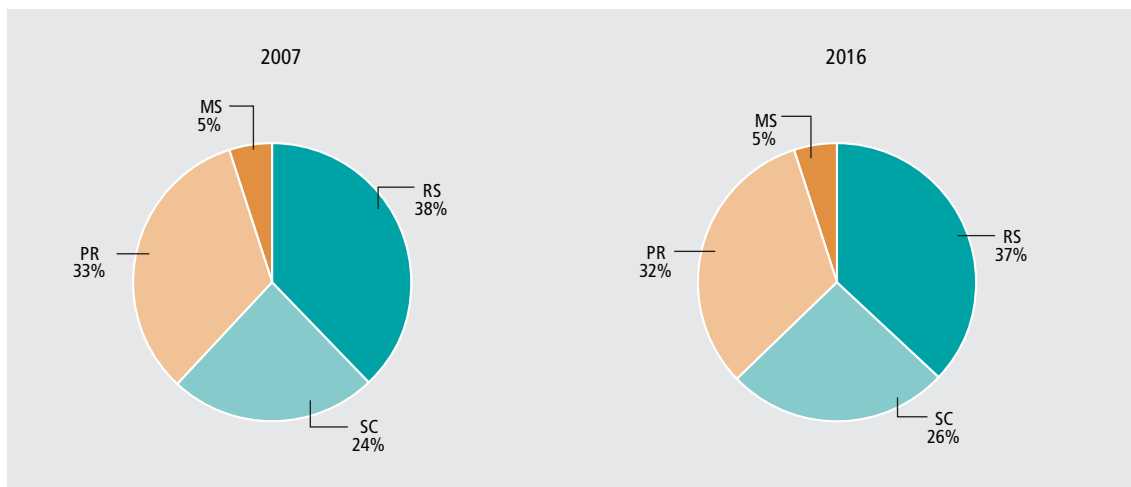
O Gráfico 54 ilustra a comparação entre os dois ciclos de planejamento, 2005 e 2006, para a carga pesada, de onde podemos deduzir que a diferença entre as previsões dois ciclos foi de 0,7%.

Gráfico 54 – Comparação entre os Ciclos de Planejamento 2005 e 2006

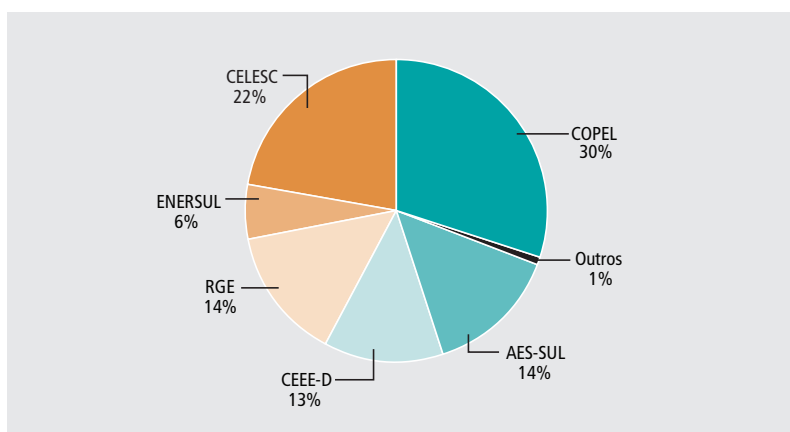


O Gráfico 55 apresenta a participação de cada um dos estados da Região Sul na carga global da região para este ciclo de planejamento 2006.



**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 do Mato Grosso do Sul na carga global da região para este ciclo de planejamento 2006.

Gráfico 56 – Participação das Distribuidoras na Carga Regional – Região Sul

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 Uruguaiiana e Canoas, das Centrais Eólicas dos Parques de Osório, dos Índios e Sangradouro, além das Interligações Internacionais através das conversoras de Garabi, Uruguaiiana 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), onde 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 – Nova Santa Rita prevista para o final de 2007; e a SE 525/230kV Santo Ângelo (2x672 MVA), atendida pelo seccionamento da linha de 525 kV que serve à conexão do primeiro módulo da Conversora de Garabi com a SE Itá.





O sistema de 230 kV do Rio Grande do Sul interliga-se com o Estado de Santa Catarina através de: duas LTs em 230 kV oriundas da SE Xanxerê, que se conectam à UHE Passo Fundo; da LT 230 kV que interliga a SE Siderópolis, em Santa Catarina, à subestação Farroupilha, passando pelas subestações Lajeado Grande e Caxias 5; e também da LT 230 kV Barra Grande – Lagoa Vermelha.

Observa-se que o atendimento ao Estado do Rio Grande do Sul continuará fortemente dependente da integridade e robustez do sistema de 525 kV, bem como dos intercâmbios que venham a ser praticados.

Geração local

A potência instalada no estado, constante da Tabela 36, é da ordem de 4.882 MW, com predominância de fontes hidráulicas e térmicas. No período 2007/2016 o programa de geração, utilizado apresenta um crescimento de cerca de 5,9%, com uma participação média de 29% no montante total da região durante o período.

Tabela 36 – Potência Instalada no Estado do Rio Grande do Sul

Tipo	MW
UHE<1MW	17
EOL	100
PCH	132
SOL	-
UHE	3.029
UTE	1.604
UTN	-
Total	4.882

Carga local

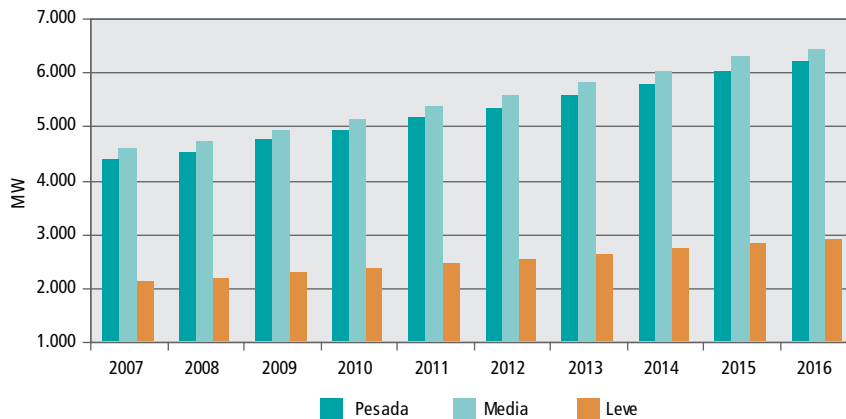
A Tabela 37 apresenta a carga do estado do Rio Grande do Sul prevista para o período 2007/2016 que apresenta uma redução média de 1,8% em relação ao ciclo anterior e um crescimento médio 3,9% ao ano neste ciclo, representando, em média, 37% do total da região.

Tabela 37 – Comparação entre os Ciclos de Planejamento 2005 e 2006 – Rio Grande do Sul (MW)

Ano	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
2006/2015	4.189	4.385	4.598	4.803	4.966	5.187	5.412	5.665	5.910	6.167	
2007/2016	-	4.361	4.514	4.723	4.901	5.134	5.332	5.558	5.780	6.016	6.171
Diferença (%)	-	-0,6	-1,8	-1,7	-1,3	-1,0	-1,5	-1,9	-2,2	-2,4	
Taxa de Crescimento 2007/2016 (%)	-	-	3,5	4,6	3,8	4,7	3,9	4,2	4,0	4,1	2,6

A evolução da carga do estado do Rio Grande Sul para os três patamares de carga pode ser vista no Gráfico 57.



Gráfico 57 – 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 nas Tabelas 38 e 39.

Tabela 38 – Programa de Obras de Linhas de Transmissão - Rio Grande do Sul

Descrição da Obra	Data Prevista
LT 525 kV Campos Novos – Nova Santa Rita	2007*
LT 230 kV Garibaldi - Monte Claro	2008*
LT 230 kV Gravataí 2 - Fibraplac (sec. Gravataí 3) CD	2008*
LT 230 kV Porto Alegre 9 - Porto Alegre 4	2008*
LT 230 kV Porto Alegre 9 - Porto Alegre 8	2008*
LT 230 kV Cidade Industrial - Pelotas 3 (Sec Guaíba 2)	2008
LT 230 kV Dona Francisca - Santa Maria 3 C2	2008
LT 230 kV Farroupilha - Nova Prata 2 (Sec. Monte Claro)	2008
LT 138 kV Cidade Industrial - Cachoeirinha (Sec. Canoas 3)	2009
LT 138 kV Cidade Industrial - Cachoeirinha (Sec. Canoas 4)	2009
LT 138 kV Santa Maria 1 – Santa Maria 3	2009
LT 230 kV Caxias - Caxias 2 (Sec. Caxias 6)	2009
LT 230 kV Caxias 2 - Caxias 6	2009
LT 230 kV Scharlau - Nova Santa Rita D1	2009
LT 230 kV Scharlau - Nova Santa Rita D2	2009
LT 230 kV Charqueadas - Cidade Industrial (Sec. Jacuí)	2010
LT 230 kV Gravataí 2 - Porto Alegre 6 (Sec. Viamão 3)	2010
LT 230 kV Jacuí - Pólo Petroquímico	2010
LT 230 kV Presidente Médici - Santa Cruz 1	2010
LT 230 kV Farroupilha - Garibaldi (Sec. Farroupilha 2)	2011
LT 230 kV Gravataí 2 - Cidade Industrial C1 (Sec. Cachoeirinha)	2011
LT 230kV Presidente Médici - Bagé 2 (Sec. SE Candiota)	2011



Descrição da Obra	Data Prevista
LT 230kV Campo Bom - Taquara	2013
LT 230kV Nova Santa Rita - Itaúba (Sec. Candelária 2)	2013

(*) – obras já autorizadas ou licitadas

Tabela 39 – 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 8 3MVA	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 83MVA	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
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 230/138 kV Presidente Médici - 2º TR 115 MVA	2010





Descrição da Obra	Data Prevista
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

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 525/230kV, a SE Blumenau (3 x 672MVA) 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.

O atendimento às quatro regiões geoeletricas do estado é feito da seguinte forma:

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 40, é da ordem de 2.937 MW com a predominância de fontes hidráulicas e térmicas. No período 2007/2016 o programa de geração, utilizado mostra um crescimento de cerca de 13,3%, com uma participação média de 38% no montante total da região durante o período.

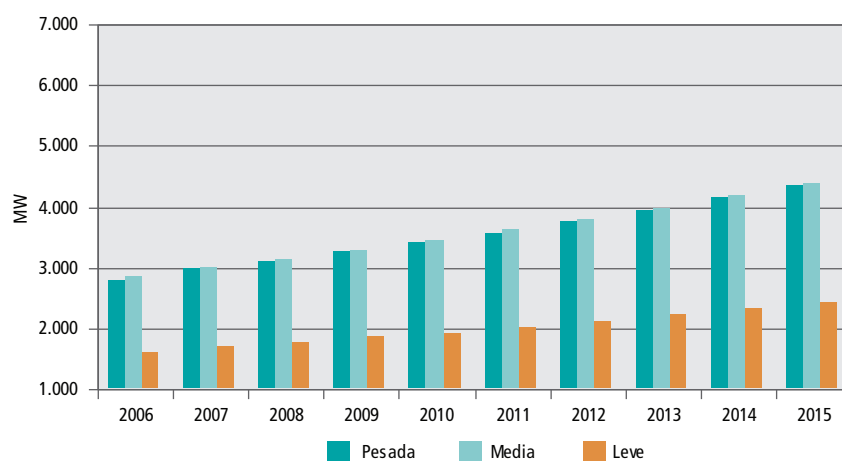
Tabela 40 – Potência Instalada no Estado de Santa Catarina

Tipo	MW
UHE<1MW	19
EOL	14
PCH	77
SOL	-
UHE	1.823
UTE	1.004
UTN	-
Total	2.937

Carga local

A evolução da carga do estado de Santa Catarina para os três patamares de carga pode ser vista no Gráfico 58.

Gráfico 58 – Evolução da Carga do Estado de Santa Catarina



A Tabela 41 apresenta a carga do estado de Santa Catarina prevista para o período 2007/2016, que apresenta um crescimento de 2,8% em relação ao ciclo anterior e um crescimento médio 5% ao ano neste ciclo e representando, em média, 25% do total da região Sul.



**Tabela 41 – Comparação entre os Ciclos de Planejamento 2005 e 2006 – Santa Catarina (MW)**

Ano	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
2006/2015	2.549	2.687	2.826	2.970	3.121	3.287	3.454	3.635	3.826	4.026	
2007/2016	-	2.748	2.913	3.034	3.186	3.347	3.519	3.701	3.889	4.088	4.294
Diferença (%)	-	2,3	3,1	2,1	2,1	1,8	1,9	1,8	1,7	1,5	
Taxa de Crescimento 2007/2016 (%)	-	-	6,0	4,1	5,0	5,0	5,1	5,2	5,1	5,1	5,0

Programa de obras

As principais obras de atendimento ao estado de Santa Catarina previstas nos estudos são apresentadas nas Tabelas 42 e 43.

Tabela 42 – Programa de Obras de Linhas de Transmissão - Santa Catarina

Descrição da Obra	Data Prevista
LT 138 kV Secc.(LT Florianópolis –Tijucas) – Biguaçu I	2007 *
LT 230 kV Barra Grande - Lages CD	2007 *
LT 230 kV Biguaçu – Palhoça	2007 *
LT 230 kV Jorge Lacerda A - Jorge Lacerda B – LT2	2007 *
LT 230 kV Lages – Rio do Sul CD	2007 *
LT 230 kV Palhoça - Desterro	2007 *
LT 230 kV Secc.(LT J.Lacerda B - Blumenau) - Biguaçu	2007 *
LT 525 kV Secc.(LT C.Novos – Blumenau II) - Biguaçu	2007 *
Recapacitação das LTs 230 kV Curitiba -Joinville	2007 *
Recapacitação da LT 230 kV Blumenau – Itajaí C1 e C2	2007
LT 138 kV Secc.(LT Florianópolis –Tijucas) – Biguaçu II	2008
LT 230 kV São Mateus – Canoinhas – LT2	2008
Recapacitação da LT 230 kV Pato Branco – Xanxerê	2008
Recapacitação da LT 230 kV Salto Osório – Pato Branco	2008
Recapacitação da LT 230 kV Salto Osório – Xanxerê	2008
LT 230 kV Campos Novos – Videira CD	2009
LT 230 kV Joinville Norte – Curitiba	2009
LT 230 kV Jorge Lacerda B – Siderópolis – C3	2009
LT 230 kV Secc.(LT Joinville-Curitiba) – Joinville Norte	2009
LT 230 kV Secc.(LT Lageado Grande-Siderópolis) - Forquilha	2009
Recapacitação das LTs 230 kV Blumenau – Joinville	2009
Recapacitação LT 138 kV Itajaí – Itajaí Fazenda	2009
Recapacitação LT 230 kV Jorge Lacerda B – Biguaçu	2009
Recapacitação LT 230 kV Jorge Lacerda B – Palhoça	2009
Reencabeçamento LT 230 kV Joinville – Blumenau na SE Joinville Norte	2009

(*) – obras já autorizadas ou licitadas



**Tabela 43 – Programa de Obras de Subestações – Santa Catarina**

Descrição da Obra	Data Prevista
SE Joinville Norte 230/138 kV – 3º ATF 150 MVA	2013
SE Biguaçu 230/138 kV – 1º ATF 150 MVA	2007 *
SE Biguaçu 525/230 kV – 1º ATF 672 MVA	2007 *
SE Campos Novos 525/230 kV – Subst. ATF 336 por 672 MVA	2007 *
SE Desterro 230/138 kV – 1º ATF 150 MVA	2007 *
SE Lages 230/138 kV – 1º, 2º e 3º ATF 150 MVA	2007 *
SE Rio do Sul 230/138 kV – 1º e 2º ATF 150 MVA	2007 *
SE Itajaí 230/138 kV - 3ºATF150 MVA	2007*
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 autotrafos	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 autotrafos	2009
SE Videira 230/138 kV – 1º e 2º ATF 150 MVA	2009
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

(*) – obras já autorizadas ou licitadas

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 geoeletricas, a saber: região metropolitana de Curitiba e Litoral, região Norte, região Noroeste, região Oeste e região Centro-Sul. Estas regiões apresentam características distintas do ponto de vista de mercado, e têm peculiaridades que as distinguem entre si. Estas regiões são atendidas, principalmente, pela Copel Transmissão e pela ELETROSUL na tensão de 525 kV a 69 kV e pela Copel Distribuição nas tensões de 34,5 kV e 13,8 kV.





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 do 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 44, é da ordem de 15.636 MW com a predominância de fontes hidráulicas. No período 2007/2016 o programa de geração utilizado mostra um crescimento de cerca de 13,3%, com uma participação média de 30% no montante total da região durante o período.

Tabela 44 – Potência Instalada no Estado do Paraná

Tipo	MW
UHE<1MW	8
EOL	3
PCH	188
SOL	-
UHE	14.654
UTE	782
UTN	-
Total	15.636

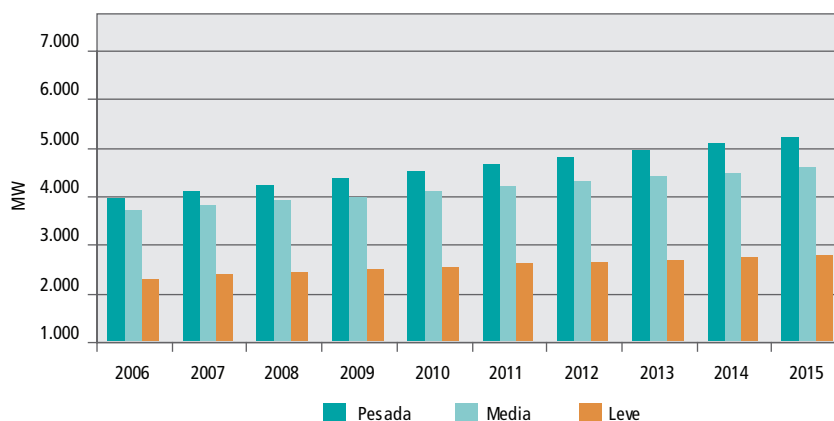
Carga local

A evolução da carga do estado do Paraná para os três patamares de carga pode ser vista no Gráfico 59.





Gráfico 59 – Evolução da Carga do Estado do Paraná



A Tabela 45 apresenta a carga do estado do Paraná prevista para o ciclo de planejamento 2006, que apresenta uma evolução bastante próxima da do ciclo anterior, com um crescimento médio de 3,2% ao ano neste ciclo, representando, em média, 32% do total da região.

Tabela 45 – Evolução da Carga no Estado do Paraná (MW)

Ano	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
2006/2015	3.744	3.904	4.031	4.198	4.347	4.499	4.641	4.809	4.963	5.107	
2007/2016	-	3.913	4.086	4.218	4.352	4.504	4.651	4.792	4.931	5.066	5.198
Diferença (%)	-	0,2	1,4	0,5	0,1	0,1	0,2	-0,4	-0,6	-0,8	
Taxa de Crescimento 2007/2016 (%)	-	-	4,4	3,2	3,2	3,5	3,3	3,0	2,9	2,7	2,6

Programa de obras

As principais obras de atendimento ao estado do Paraná previstas nos estudos são apresentadas nas Tabelas 46 e 47.

Tabela 46 – Programa de Obras de Linhas de Transmissão – Paraná

Linhas de Transmissão	Data Prevista
LT 525 kV Bateias – Curitiba II, CS, 4x636 MCM, 38 km, 2189 MVA + 2 ELs	2008
LT 230 kV Bateias – Pilarz., D1 - 5 km + CS - 21,5 km + D2 - 4,5 km, 795 MCM, 385 MVA + 2 ELs	2008
LT 230 kV Londrina Esul – SECC (APUC - FIG), CD, 636 MCM, 15 km, 288 MVA + 2 ELs	2008
LT 230 kV Londrina Esul – Maringá II, CS, 636 MCM, 83 km, 275 MVA + 2 ELs	2008
LT 230 kV S. Osório – F. Chopim II, CS, 795 MCM, 10 km, 335 MVA + 2 ELs	2008
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
LT 230 kV Cascavel – F. Iguaçu N, CS, 795 MCM, 128 km, 265 MVA + 2 ELs	2009
Recap. LT 230 kV S. Mônica – G. P. Souza, trecho de 46,6 km, 636 MCM, 275 MVA (*)	2011



**Tabela 47 – Programa de Obras de Subestações – Paraná**

Linhas de Subestações	Data Prevista
SE Curitiba, ATF 525/230 kV, 3x224 MVA, TT3 + 2 CTs	2008
SE Distr. Ind. S. J. Pinhais (DJP), TF 230/69 kV, 150 MVA, TT1 + 2 CTs	2008
SE Londrina, ATF 525/230 kV, 3x224 MVA, TT3 + 2 CTs	2008
SE Maringá, TF 230/138 kV, 150 MVA, TT3 + 2 CTs	2008
SE Ibiporã, TF 230/138 kV, 150 MVA, TT3 + 2 CTs	2008
SE Londrina Copel, TF 230/138 kV, 150 MVA, TT3 + 2 CTs	2008
SE Campo Mourão, TF 230/138 kV, 150 MVA, TT3 + 2 CTs	2008
SE Cascavel Oeste, TF 230/138 kV, 150 MVA, TT1 + 2 CTs	2008
SE Bateias, ATF 525/230 kV, 3x200 MVA, TT3 + 2 CTs	2009
SE Umuarama, TF 230/138 kV, 150 MVA, TT1 + 2 CTs	2009
SE Umuarama, 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 F. Chopim, TF 230/138 kV, 150 MVA, TT2 + 2 CTs	2009
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

Deste conjunto de obras podem-se destacar as seguintes:

- a LT 525 kV Bateias – Curitiba II, prevista para 2008, 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 ESUL I – Maringá II, prevista para 2008, 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 Oeste – Umuarama, prevista para 2009, 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; e
- 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.

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 230kV, de propriedade da PPTE - Porto Primavera Transmissora
- Transformação 440/230kV – 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 Jupiá – 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 Jupiá.

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, Buriti, Retiro Velho e Ponte Alta, conforme Tabela 48.

Tabela 48 – Usinas Integrantes do PROINFA – Mato Grosso do Sul

Usinas	MW	Conexão	Operação
PCH Ponte Alta	13	SE São Gabriel d'Oeste	Fev/07
PCH Buriti	30	SE PCH Paraíso	Dez/06
PCH Retiro Velho	18	SE Chapadão do Sul	Dez/07
PCH Alto Sucuriú	29	SE PCH Paraíso	Dez/07

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 SE's da região envolvida.

Esta obra proporcionará a interligação das regiões Norte e Nordeste do Estado de MS com o Estado de SP 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 49 é da ordem de 3.974 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 3% no montante total da região durante o período.

Tabela 49 – Potência Instalada no Estado do Mato Grosso do Sul

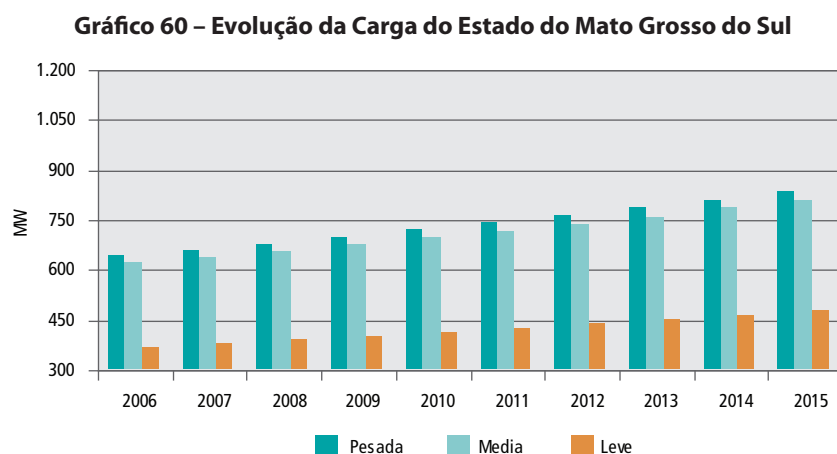
Tipo	MW
UHE<1MW	4
EOL	-
PCH	42
SOL	-
UHE	3.385
UTE	544
UTN	-
Total	3.974





Carga local

A evolução da carga do estado do Mato Grosso do Sul para os três patamares de carga pode ser vista no Gráfico 60.



A Tabela 50 apresenta a carga do estado do Mato Grosso do Sul prevista para o ciclo de planejamento 2006 que apresenta uma redução média de 11% em relação ao ciclo anterior e um crescimento médio de 2,9% ao ano neste ciclo representando, em média, 6% do total da região.

Tabela 50 – Comparação entre os Ciclos de Planejamento 2005 e 2006 – Mato Grosso do Sul (MW)

Ano	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
2006/2015	632	671	700	731	762	795	823	857	889	923	
2007/2016	-	642	655	675	695	716	738	761	784	807	831
Diferença (%)	-	-4,2	-6,5	-7,7	-8,9	-9,8	-10,3	-11,2	-11,9	-12,5	
Taxa de Crescimento 2007/2016 (%)	-	-	2,0	3,0	2,9	3,2	3,1	3,0	3,0	3,0	2,9

Programa de obras

As principais obras de atendimento ao Estado do Mato Grosso do Sul, previstas nos estudos, são apresentadas na Tabela 51.

Tabela 51 – Programa de Obras - Mato Grosso do Sul

Descrição da Obra	Data Prevista
SE 230/138 kV Anastácio – 2º. ATF 75 MVA	nov/06
SE 230/138 kV Dourados – 3º. ATF 75 MVA	fev/07

4.5.5 Estudos Complementares

Considerando as análises de desempenho realizadas neste Plano Decenal para a região Sul e Mato Grosso do Sul, recomendamos a formação de Grupos de Trabalho para o desenvolvimento de estudos específicos para:

- Atendimento elétrico ao estado do Mato Grosso do Sul, decorrente de deterioração do perfil de tensão;
- Suprimento elétrico ao estado do Rio Grande do Sul, em função dos afundamentos de tensão em emergências na malha de 525 kV, verificados a partir do segundo quinquênio;
- Atendimento elétrico às regiões metropolitanas de Porto Alegre e Caxias do Sul, em função de violações dos limites de carregamento nos transformadores de fronteira e linhas de transmissão, no curto prazo;





- Atendimento elétrico à região norte do estado do Rio Grande do Sul, com enfoque nas regiões de Santa Marta e Lagoa Vermelha, devido a sobrecargas 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;
- Estudo complementar na rede de distribuição da alternativa indicada no estudo “Atendimento Elétrico ao Estado de Santa Catarina – Sul e Extremo Sul”, para solucionar os problemas de perfil de tensão e carregamentos observados na rede de 69 kV destas regiões;
- Avaliação do impacto do desbalanço de geração entre as bacias do rio Uruguai e Iguazu no sistema de transmissão da Rede Básica, reproduzindo situações que vem se verificando recentemente.

5. Evolução física e estimativa de investimentos

É a seguir apresentada a estimativa da evolução física dos sistemas de transmissão das diversas regiões no período 2007/2016 relativamente a linhas de transmissão (km) e a capacidade de transformação (MVA).

Adicionalmente, para cada região, são apresentadas as estimativas dos investimentos em linhas de transmissão, novas subestações e capacidade instalada de transformadores.

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 2007/2016.

Quanto aos futuros sistemas de transmissão associados às ampliações das interligações, cabe destacar que, para possibilitar uma primeira estimativa dos investimentos totais no horizonte deste Plano, considerou-se, como referência, um sistema de transmissão DC ± 600 kVcc, para a interligação Acre/Rondônia-Sudeste/Centro Oeste em 2012, alternativa indicada nos estudos coordenados pela EPE. Para a interligação Norte-Sudeste/Centro Oeste em 2015, também foi o indicado um sistema de transmissão DC ± 600 kVcc como referência. Para ambos os sistemas citados, foram também computados os investimentos referentes a reforços em 500 kV e 230 kV na rede receptora.

A interligação Tucuruí – Macapá – Manaus foi considerada na região Norte, com o sistema de transmissão descrito no item 2.2.2.4.

❖ 5.1 Região Norte

Não são vislumbrados reforços significativos na Rede Básica no primeiro quinquênio, visto que o sistema existente é suficiente para atender à região. Os investimentos relevantes são devidos à expansão da interligação Norte-Sudeste/Centro Oeste (2008).

No segundo quinquênio, os maiores investimentos previstos são devido à interligação Tucuruí - Macapá - Manaus e aos reforços para o escoamento da energia oriunda do AHE Belo Monte.





Tabela 52 – Região Norte - Linhas de Transmissão (km)

Tensão	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Total por Nível de Tensão
	km										
34,5	449	0	184	195	0	231	0	0	0	0	1.059
44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
69	522	389	9	93	205	172	53	58	35	61	1.598
88	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
138	1.020	167	1.479	0	0	122	81	0	84	0	2.952
230	55	0	16	0	0	1.017	0	0	0	0	1.088
345	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
440	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
500	0	702	0	0	0	2.944	0	0	300	0	3.946
Total/ano	2.046	1.258	1.686	288	205	4.487	134	58	420	61	10.642
Rede Básica	55	702	16	0	0	3.961	0	0	300	0	5.034

Tabela 53 – Região Norte – Transformação (MVA)

Tensão	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Total por Nível de Tensão
	MVA										
34,5	117	0	26	23	0	16	0	0	0	0	181
44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
69	572	390	163	294	313	321	225	115	119	75	2.586
88	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
138	248	0	81	0	28	0	0	13	60	40	469
230	300	14	0	0	0	0	0	0	0	0	314
345	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
440	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total/ano	1.236	404	270	316	341	337	225	128	179	115	3.550
Rede Básica	300	14	0	0	0	0	0	0	0	0	314





Gráfico 61 – Região Norte - Estimativa dos Investimentos no Sistema de Transmissão

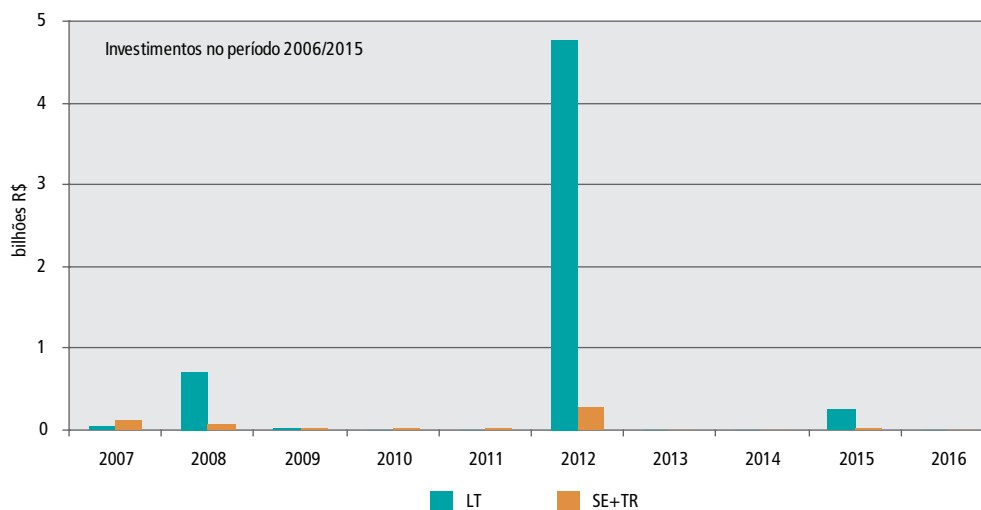
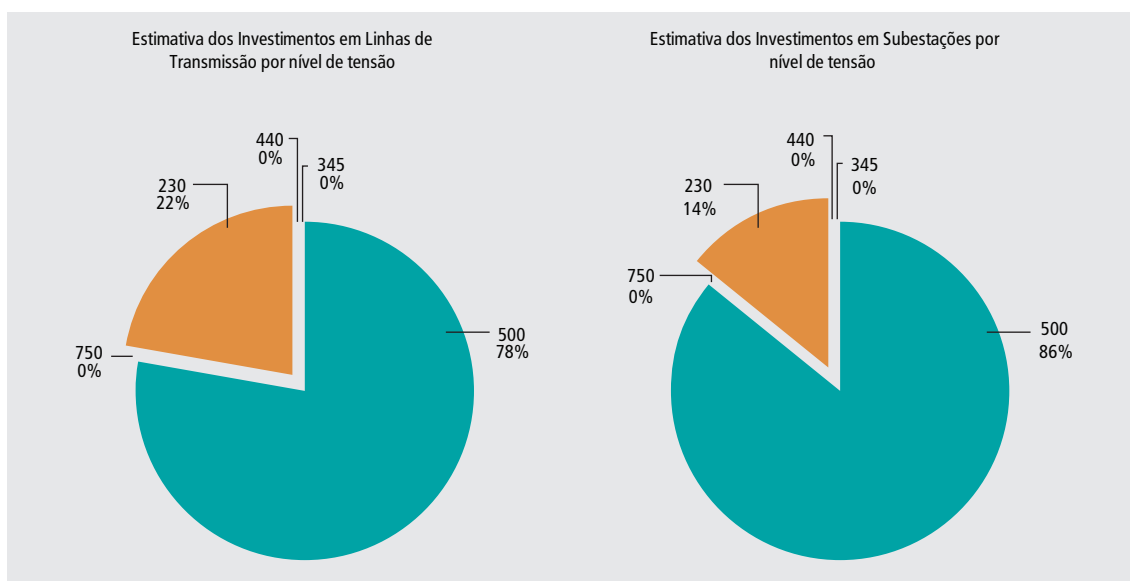


Gráfico 62 – Região Norte - Novos Investimentos Desagregados por Nível de Tensão (2016)



❖ 5.2 Região Nordeste

Os grandes investimentos no primeiro quinquênio são devido à expansão da interligação Norte-Nordeste em 2007 e 2009 (LTs Colinas - Ribeiro Gonçalves - S.J. Piauí - Sobradinho e Colinas - Ribeiro Gonçalves - S.J. Piauí - Milagres, respectivamente).



Tabela 54 – Região Nordeste - Linhas de Transmissão (km)

Tensão	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Total/Nível de Tensão
	km										
34,5	0	0	0	0	0	32	0	0	0	0	32
44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
69	639	884	1.250	1.004	901	721	733	519	373	268	7.292
88	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
138	159	56	26	181	58	182	173	0	65	0	900
230	608	402	439	177	0	194	0	0	0	119	1.939
345	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
440	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
500	942	0	1.063	200	0	0	0	0	0	0	2.205
750	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total/ano	2.349	1.342	2.777	1.562	959	1.129	906	519	438	387	12.368
Rede Básica	1.550	402	1.502	377	0	194	0	0	0	119	4.144

Tabela 55 – Região Nordeste – Transformação (MVA)

Tensão	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Total/Nível de Tensão
	MVA										
34,5	6	0	0	0	0	0	0	0	0	27	33
44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
69	535	594	769	568	477	295	259	266	307	61	4.131
88	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
138	176	0	0	113	0	106	47	0	27	0	469
230	2.488	455	550	300	255	0	255	100	450	133	4.986
345	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
440	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
500	600	0	300	0	0	0	0	0	0	0	900
750	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total/ano	3.805	1.049	1.619	981	732	401	562	366	783	220	10.518
Rede Básica	3.088	455	850	300	255	0	255	100	450	133	5.886



Gráfico 63 – Região Nordeste - Estimativa dos Investimentos no Sistema de Transmissão 2007-2016

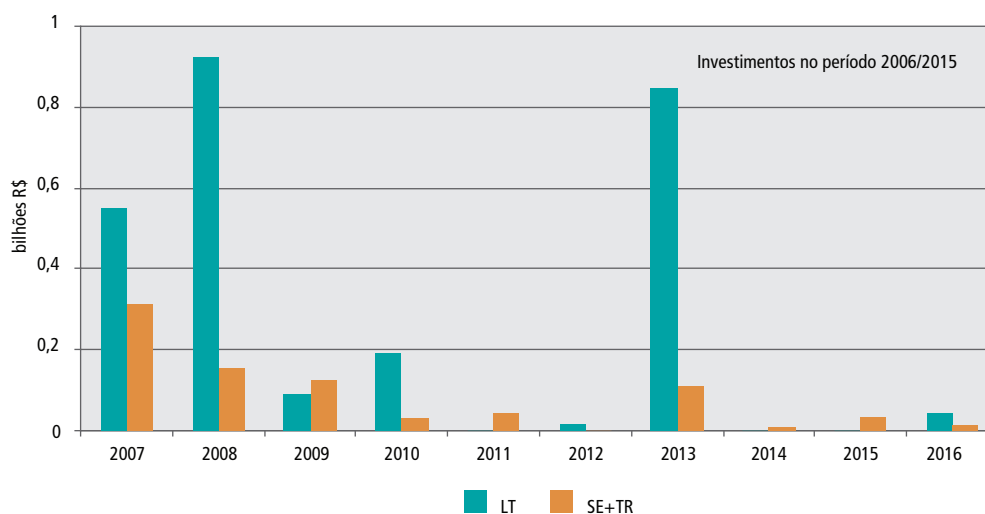
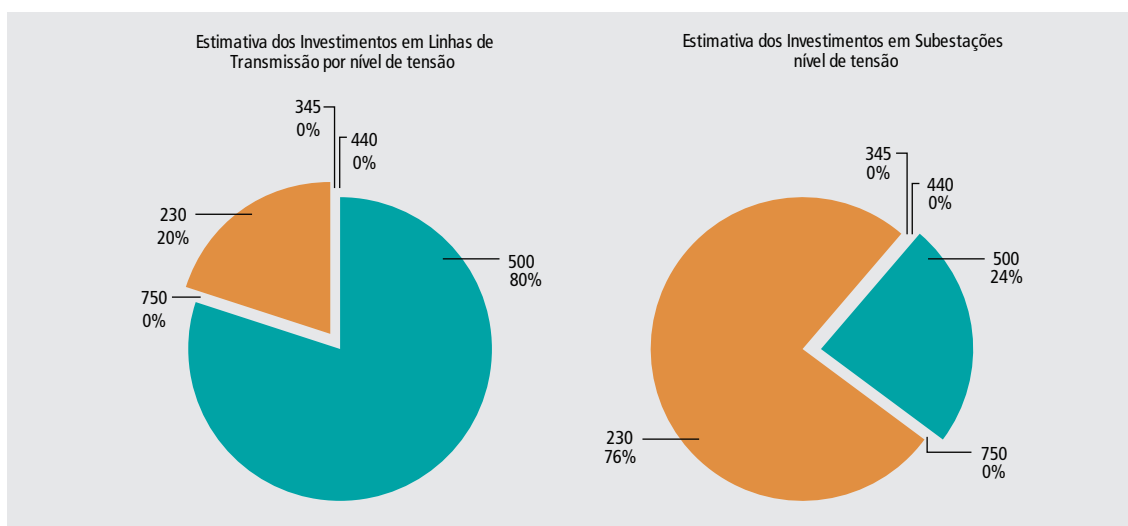


Gráfico 64 – Região Nordeste - Novos Investimentos Desagregados por Nível de Tensão (2016)



❖ 5.3 Regiões Sudeste e Centro-Oeste

Nas regiões Sudeste e Centro-Oeste, os grandes investimentos no primeiro quinquênio são referentes à interligação Acre-Rondônia ao SIN (2008) e também à expansão da Interligação Norte-Sul (2008 e 2009). Não são vislumbrados investimentos significativos no segundo quinquênio, visto que o sistema existente é suficiente para atender à região. Os investimentos relevantes, para a região, são referentes aos reforços necessários associados aos aumentos das interligações com os estados do Acre e Rondônia com a região Norte e com as usinas do rio Teles Pires. Estes investimento, apesar de fazerem parte dos investimentos previstos para a região Sudeste/Centro Oeste, não constam desta tabela, porque estão computados na tabela dos grandes empreendimentos de transmissão associados às grandes interligações para a região Sudeste/Centro Oeste previstas a partir de 2012.



Tabela 56 – Regiões Sudeste e Centro-Oeste - Linhas de Transmissão (km)

Tensão	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Total por Nível de Tensão
	km										
34,5	205	17	25	33	26	0	0	4	0	0	310
44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
69	613	385	84	201	19	1	206	204	163	169	2.044
88	63	140	60	71	32	8	9	20	0	4	407
138	1.183	1.783	1.199	605	534	213	257	158	131	90	6.153
230	936	1.463	488	331	685	0	210	0	0	0	4.113
345	11	52	180	21	0	145	140	0	0	0	549
440	0	1	2	0	0	5	0	0	0	0	8
500	0	1.169	427	0	380	0	0	0	0	0	1.976
Total/ano	3.010	5.010	2.465	1.262	1.676	372	822	386	294	264	15.561
Rede Básica	947	2.685	1.097	352	1.065	150	350	0	0	0	6.646

Tabela 57 – Regiões Sudeste e Centro-Oeste – Transformação (MVA)

Tensão	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Total por Nível de Tensão
	MVA										
34,5	92	38	7	0	13	12	0	13	13	0	187
44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
69	370	403	107	58	43	95	154	25	33	82	1.368
88	165	240	105	390	360	0	40	55	12	25	1.392
138	924	1.377	806	542	684	380	222	313	138	23	5.406
230	905	1.183	725	225	200	225	0	0	0	0	3.463
345	1.558	1.200	3.716	1.658	0	450	1.100	225	400	0	10.307
440	300	2.050	1.865	300	600	933	300	0	0	0	6.348
500	560	2.700	3.750	0	600	0	750	0	0	0	8.360
Total/ano	4.874	9.191	11.080	3.173	2.498	2.095	2.566	631	595	129	36.832
Rede Básica	3.323	7.133	10.056	2.183	1.400	1.608	2.150	225	400	0	28.478



Gráfico 65 – Regiões Sudeste e Centro-Oeste - Estimativa dos Investimentos no Sistema de Transmissão

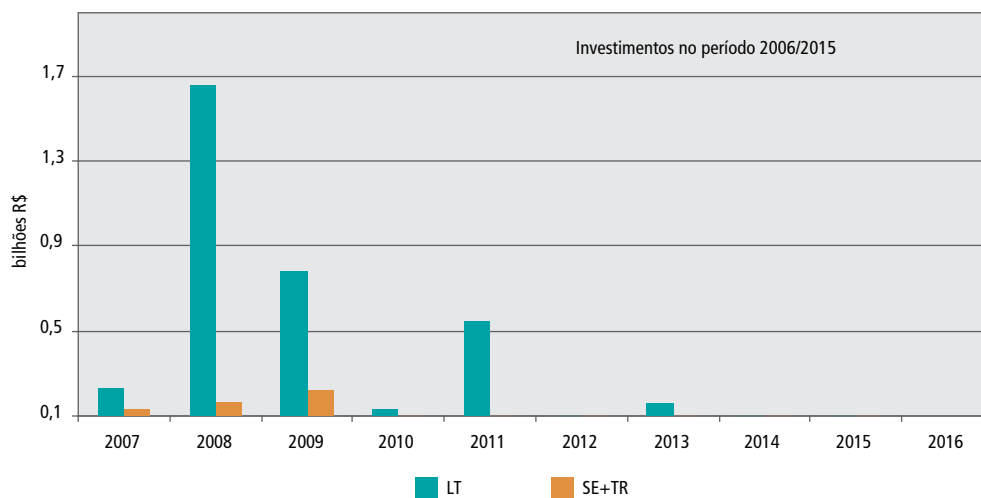
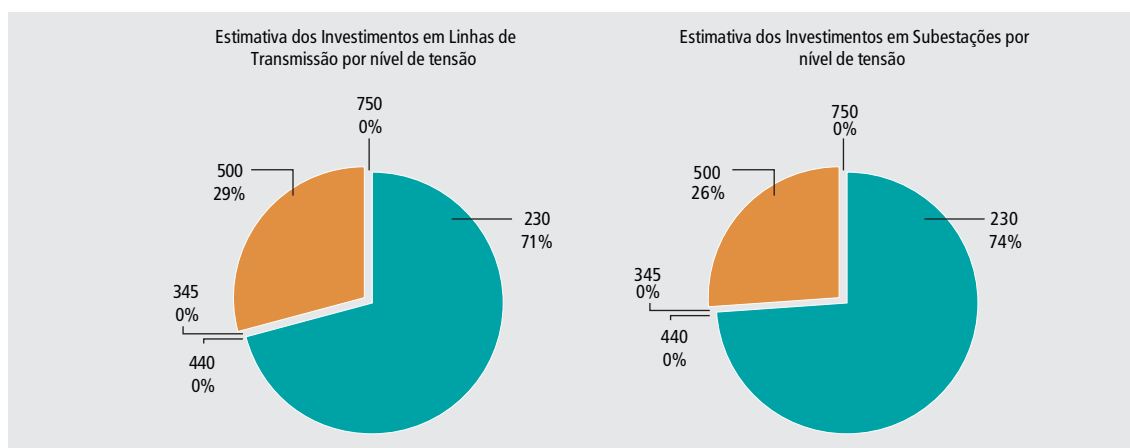


Gráfico 66 – Regiões Sudeste e Centro-Oeste - Novos Investimentos Desagregados por Nível de Tensão (2016)



❖ 5.4 Região Sul

Na região Sul, os investimentos previstos para o primeiro quinquênio são devido a implantação de novos empreendimentos de transmissão necessários ao bom desempenho do sistema regional e, também, da interligação Sul-Sudeste/Centro Oeste.

No segundo quinquênio, os investimentos são devido a integração de novas usinas à carvão (UTE Seival e UTE CTSul) no extremo sul do estado do Rio Grande do Sul.



**Tabela 58 – Região Sul e MS – Linhas de Transmissão (km)**

Tensão	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Total por Nível de Tensão
	km										
34,5	115	79	0	0	0	0	0	0	0	0	194
44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
69	161	203	229	38	149	88	95	3	0	0	966
88	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
138	943	438	270	528	88	124	113	6	33	0	2.542
230	495	468	1.050	286	454	0	41	0	0	0	2.793
345	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
440	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
500	276	0	38	0	0	0	0	0	336	0	650
Total/ano	1.990	1.188	1.587	852	690	212	249	9	369	0	7.144
Rede Básica	771	468	1.088	286	454	0	41	0	336	0	3.442

Tabela 59 – Região Sul e MS – Transformação (MVA)

Tensão	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Total por Nível de Tensão
	MVA										
34,5	169	69	47	22	0	0	0	0	0	0	307
44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
69	509	574	439	148	233	109	62	50	0	0	2.124
88	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
138	1.322	1.340	1.053	397	243	241	183	95	20	0	4.893
230	913	1.181	3.636	907	1.216	100	241	0	50	0	8.244
345	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
440	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
500	672	2.688	0	600	0	0	1.272	0	1.200	0	6.432
Total/ano	3.585	5.851	5.175	2.074	1.693	450	1.757	150	1.270	0	22.000
Rede Básica	1.585	3.869	3.636	1.507	1.216	100	1.513	0	1.250	0	14.676





Gráfico 67 – Região Sul e MS - Estimativa dos Investimentos no Sistema de Transmissão

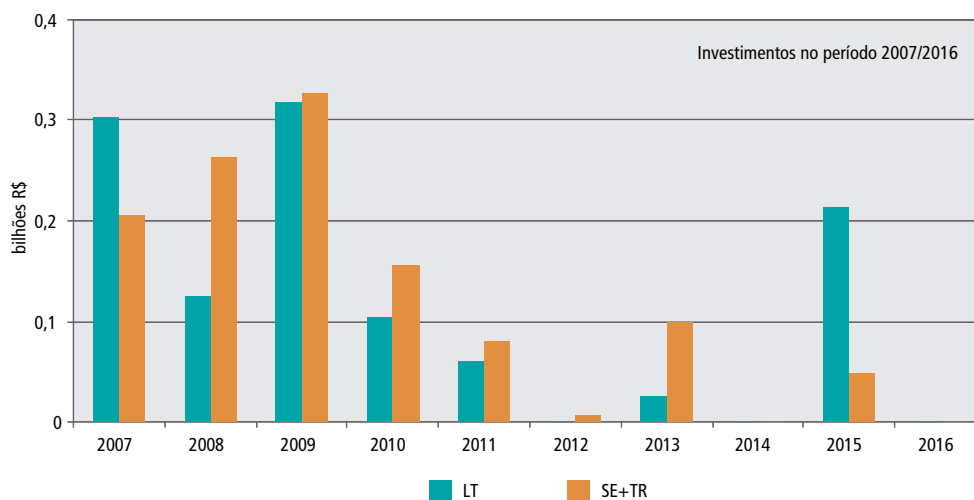
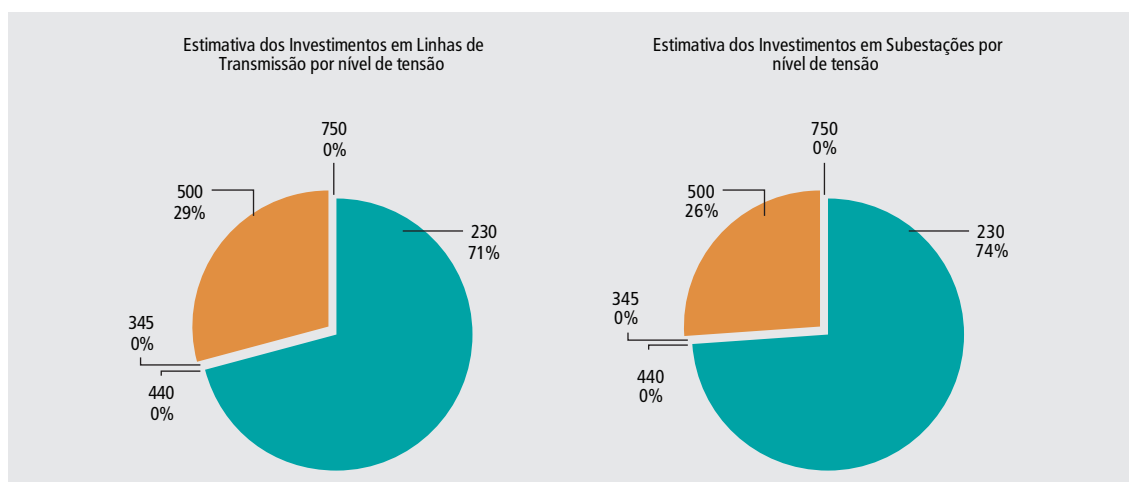


Gráfico 68 – Região Sul e MS - Novos Investimentos Desagregados por Nível de Tensão (2016)



❖ 5.5 Grandes Empreendimentos de Transmissão Associados às Grandes Interligações

Os investimentos em grandes empreendimentos de transmissão associados às grandes interligações estão previstos para o 2º quinquênio do ciclo de planejamento 2006. No ano de 2012 está previsto o início da motorização da usina de Santo Antônio com 3.150 MW na bacia do Rio Madeira, e um reforço na interligação dos estados do Acre/Rondônia com a região Sudeste/Centro Oeste. A partir do início da motorização das usinas de Marabá e Serra Quebrada em 2014 e Belo Monte em 2014, está indicado um reforço na interligação Norte-Sudeste/Centro Oeste para 2015. Está previsto o início da integração das usinas do rio Teles Pires em 2015.

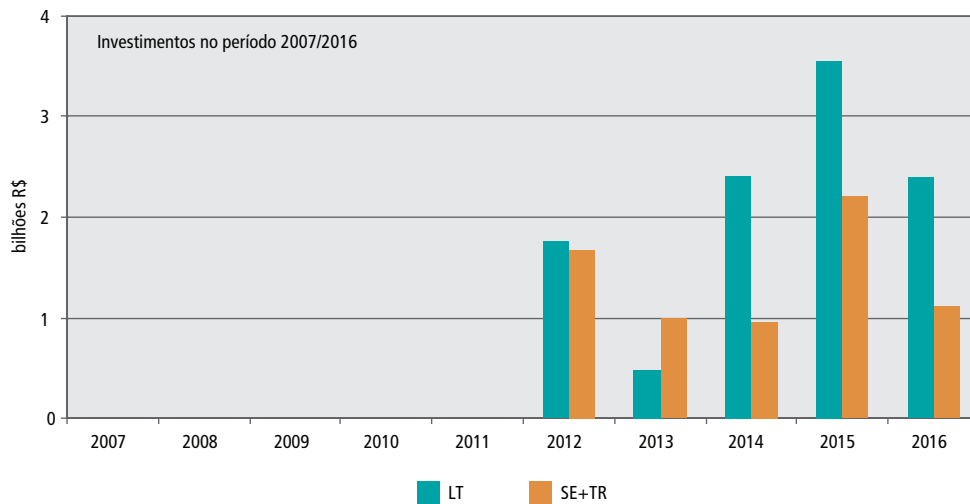


Tabela 60 – Empreendimentos Associados às Interligações – Linhas de transmissão (km)

Tensão	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Total por Nível de Tensão
	km										
500	0	0	0	0	0	0	600	778	2.534	850	4.762
±600	0	0	0	0	0	2.450	0	2.450	2.300	2.300	9.500
Total/ano	0	0	0	0	0	2.450	600	3.228	4.834	3.150	14.262

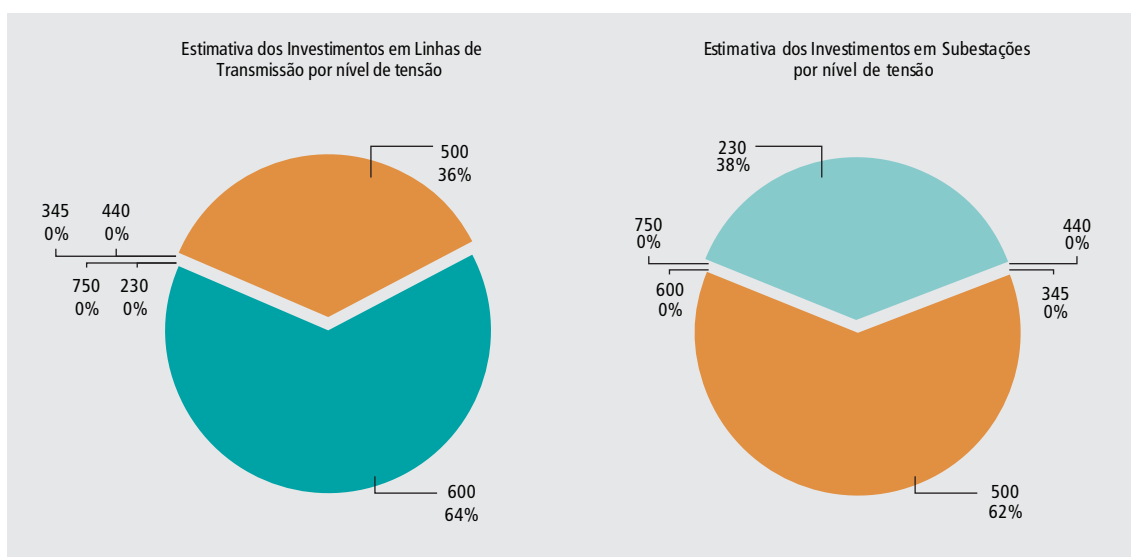
Tabela 61 – Empreendimentos Associados às Interligações – Subestações (MVA)

Tensão	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Total por Nível de Tensão
	MVA										
500	0	0	0	0	0	1.200	5.100	1.200	5.100	0	12.600
Total/ano	0	0	0	0	0	1.200	5.100	1.200	5.100	0	12.600

Gráfico 69 – Empreendimentos Associados às Interligações – Estimativa dos investimentos no Sistema de Transmissão



**Gráfico 70 – Empreendimentos Associados às Interligações -
Novos investimentos Desagregados por Nível de Tensão (2016)**



❖ 5.6 Sistema Interligado Nacional

Tabela 62 – SIN – Linhas de Transmissão (km)

Subsistema (kV)	750	600	500	440	345	230
Norte						
Existente em 2006	-	-	9.302	-	-	2.055
Evolução 2007/2016	-	-	3.946	-	-	1.088
Estimativa 2016	-	-	13.248	-	-	3.143
Nordeste						
Existente em 2006	-	-	6.510	-	-	13.209
Evolução 2007/2016	-	-	2.205	-	-	1.939
Estimativa 2016	-	-	8.715	-	-	15.148
Sudeste/Centro-Oeste						
Existente em 2006	2.698	1.612	8.694	6.791	8.834	9.079
Evolução 2007/2016	-	-	1.976	8	549	4.113
Estimativa 2016	2.698	1.612	10.670	6.799	9.383	13.191
Sul + MS						
Existente em 2006	-	-	4.716	-	139	11.761
Evolução 2007/2016	-	-	650	-	-	2.793
Estimativa 2016	-	-	5.365	-	139	14.554
Grandes Interligações						
Existente em 2006	-	-	-	-	-	-
Evolução 2007/2016	-	9.500	4.762	-	-	-
Estimativa 2016	-	9.500	4.762	-	-	-



Subsistema (kV)	750	600	500	440	345	230
SIN						
Total 2006 Rede Básica	85.399					
Existente em 2006	2.698	1.612	29.222	6.791	8.973	36.104
Evolução 2007/2016	-	9.500	13.538	8	549	9.932
Estimativa 2016	2.698	11.112	42.760	6.799	9.522	46.036
Total 2016 Rede Básica	118.927					

Tabela 63 – SIN – Transformação (MVA)

Subsistema (kV)	750	600	500	440	345	230
Norte						
Existente em 2006	-	-	5.430	-	-	5.030
Evolução 2007/2016	-	-	-	-	-	314
Estimativa 2016	-	-	5.430	-	-	5.344
Nordeste						
Existente em 2006	-	-	19.067	-	-	14.094
Evolução 2007/2016	-	-	900	-	-	4.986
Estimativa 2016	-	-	19.967	-	-	19.080
Sudeste/Centro-Oeste						
Existente em 2006	-	21.000	28.139	16.566	28.137	10.598
Evolução 2007/2016	-	-	8.360	6.348	10.307	3.463
Estimativa 2016	-	21.000	36.499	22.914	38.444	14.061
Sul + MS						
Existente em 2006	-	-	17.404	336	-	17.298
Evolução 2007/2016	-	-	6.432	-	-	8.244
Estimativa 2016	-	-	23.836	336	-	25.542
Grandes Interligações						
Existente em 2006	-	-	-	-	-	-
Evolução 2007/2016	-	-	12.600	-	-	-
Estimativa 2016	-	-	12.600	-	-	-
SIN						
Total 2006 Rede Básica	183.099					
Existente em 2006	-	21.000	70.040	16.902	28.137	47.020
Evolução 2007/2016	-	-	28.292	6.348	10.307	17.007
Estimativa 2016	-	21.000	98.332	23.250	38.444	64.027
Total 2016 Rede Básica	245.053					



Gráfico 71 – SIN – Estimativa dos Investimentos em Linhas de Transmissão

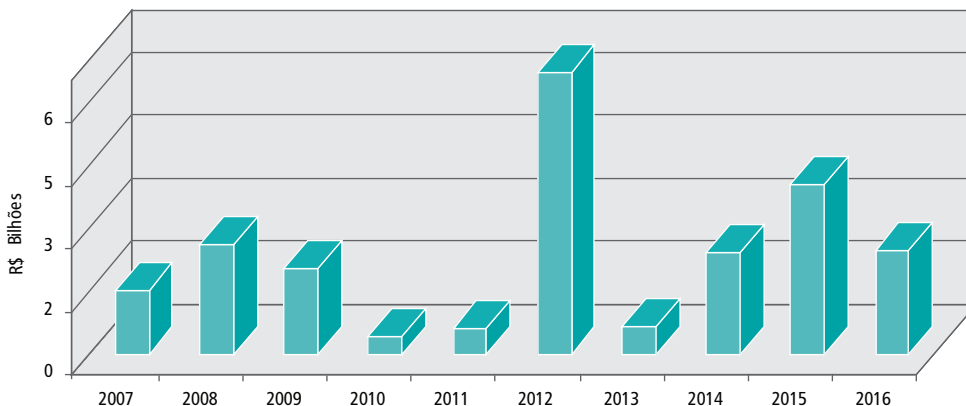


Gráfico 72 – SIN – Estimativa dos Investimentos em Subestações

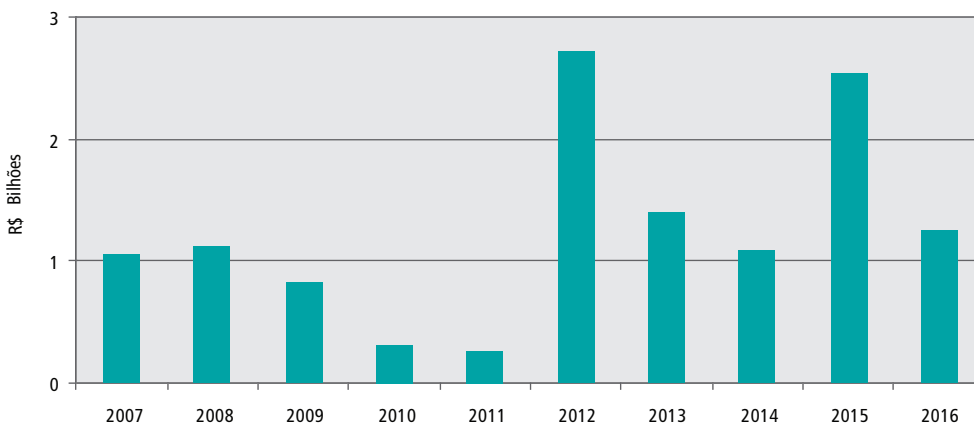
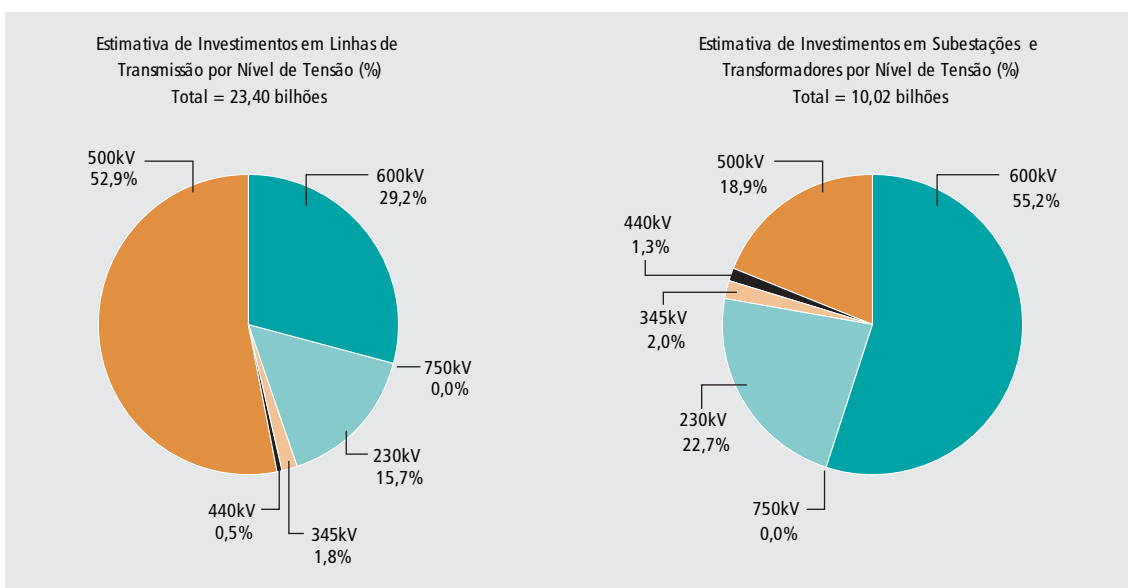


Gráfico 73 – SIN – Novos Investimentos Desagregados por Nível de Tensão (2016)

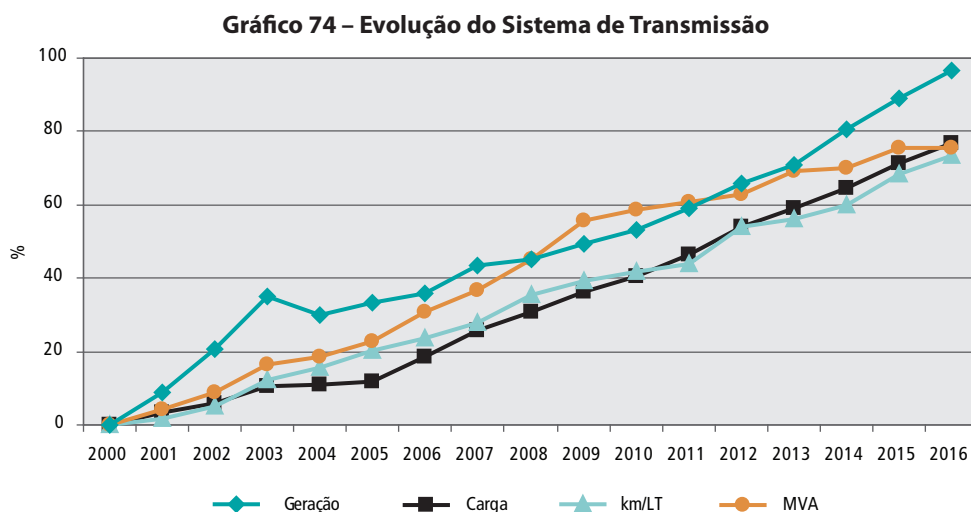




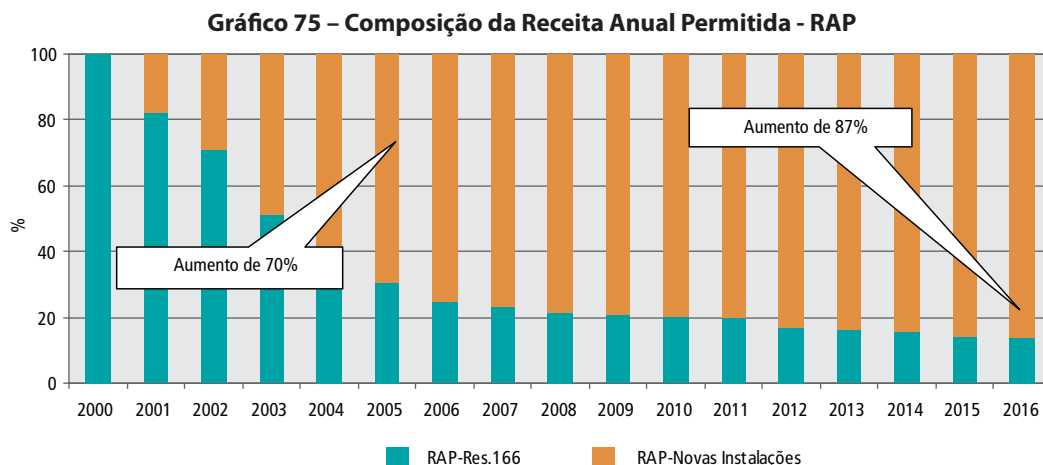
6. Evolução das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão

Este item apresenta a análise da evolução das tarifas de uso do sistema interligado através do Programa Nodal – versão 3.4, considerando as informações constantes do ciclo de planejamento 2006.

O Gráfico 74 apresenta a evolução da demanda máxima dos agentes de consumo - Carga, a potência instalada dos agentes de geração - Geração, a evolução das linhas de transmissão - km/LT e a capacidade instalada em subestações - MVA da Rede Básica para o período 2000 a 2016.



O Gráfico 75 apresenta a evolução/composição da Receita Anual Permitida desde o ano 2000, levando-se em consideração a RAP do sistema existente à época da Resolução Aneel nº 166/2000(RBSE) e a RAP do sistema de transmissão correspondente às novas instalações - autorizadas por Resolução específica (RBNI) ou licitadas pela ANEEL.



Os Gráfico 76 e 77 apresentam a evolução/composição das linhas de transmissão e da transformação, tomando-se como referência as instalações de transmissão existentes, relacionadas à resolução citada anteriormente, e a estimativa do ciclo de planejamento 2006.





Gráfico 76 – Evolução das Linhas de Transmissão por km

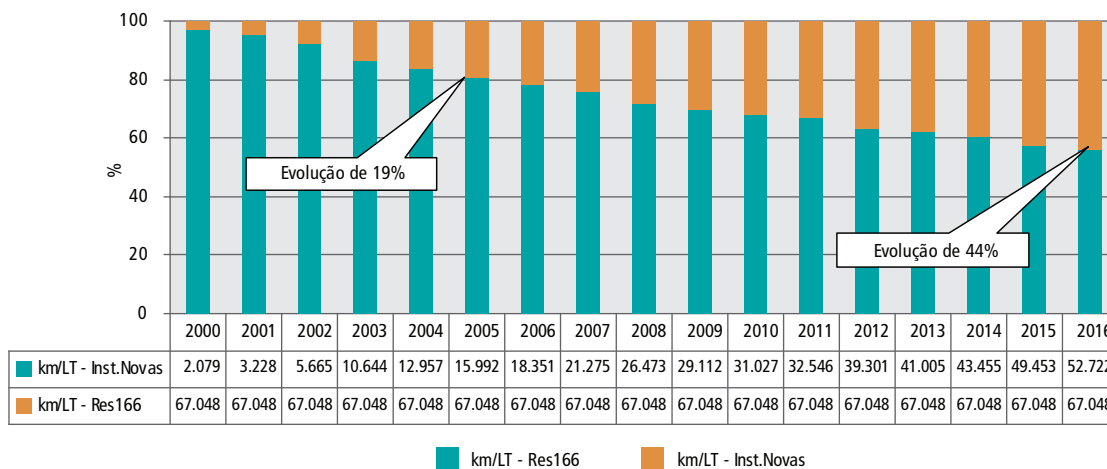
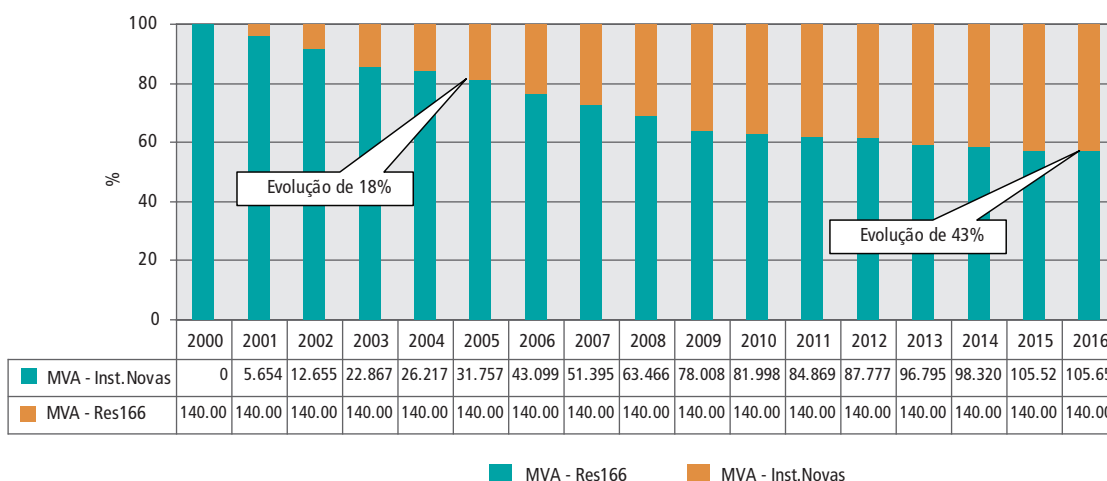


Gráfico 77 – Evolução da Transformação por MVA



Como pode ser visto, a RAP da rede básica vem evoluindo proporcionalmente de forma mais acentuada que a expansão do sistema de transmissão. Por exemplo, em 2016, as linhas e os transformadores novos correspondem a pouco mais de 40 % dos elementos disponíveis. Contudo, a RAP associada às novas instalações corresponde a mais de 80 % do total.

❖ 6.1 Tarifas de Geração

Os gráficos a seguir apresentam a distribuição das tarifas de geração do sistema por submercado, considerando-se apenas os anos pares do período 2007/2016. 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 78 – Distribuição da TUST para o Ano 2008

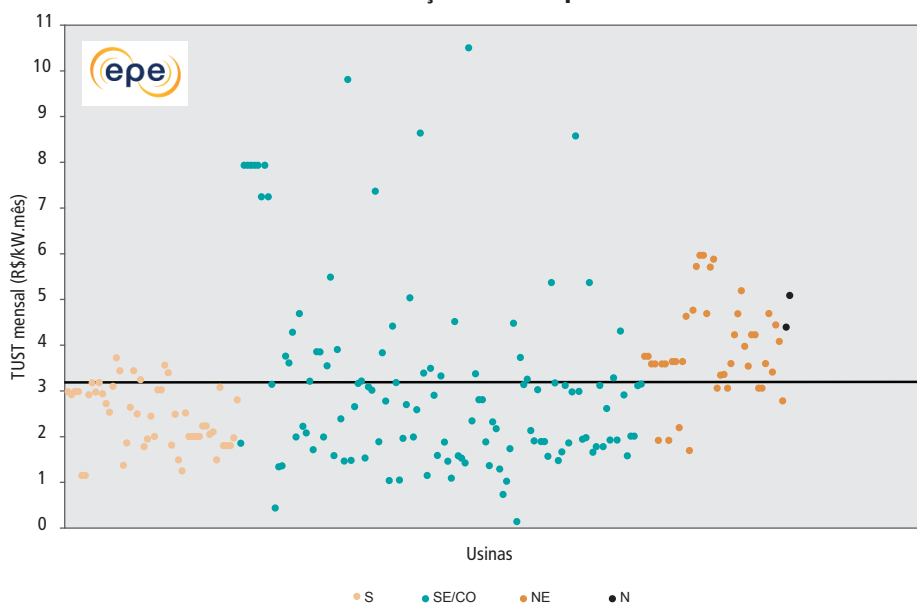
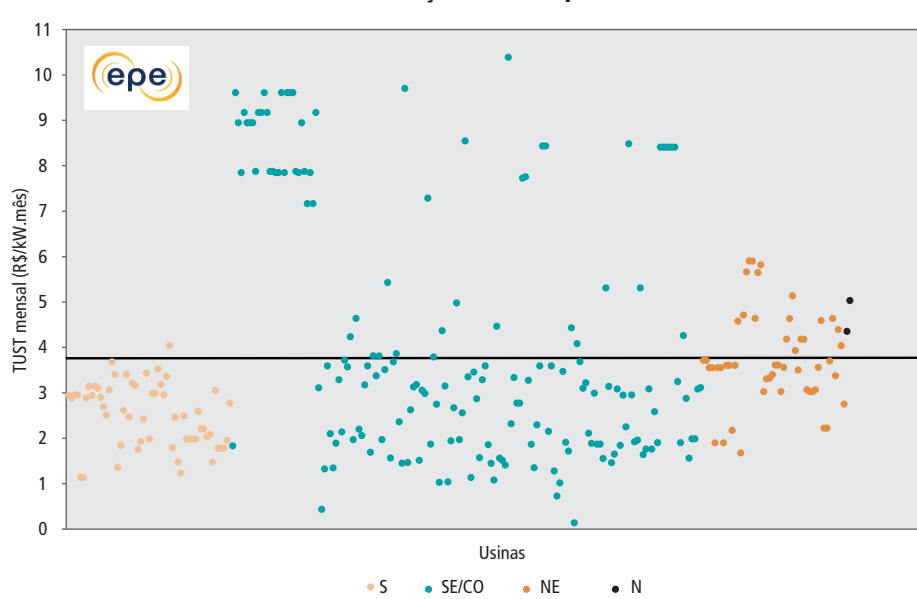


Gráfico 79 – Distribuição da TUST para o Ano 2010



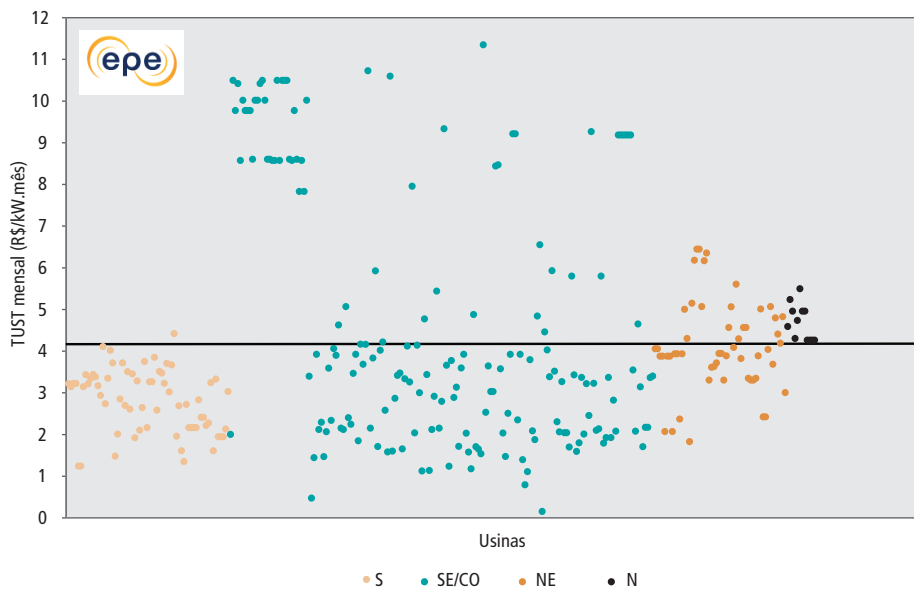
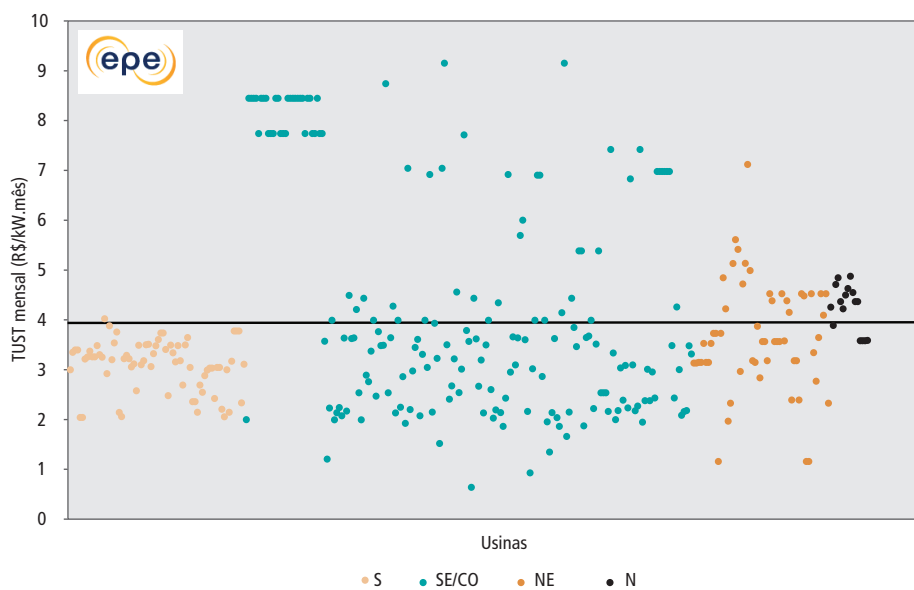
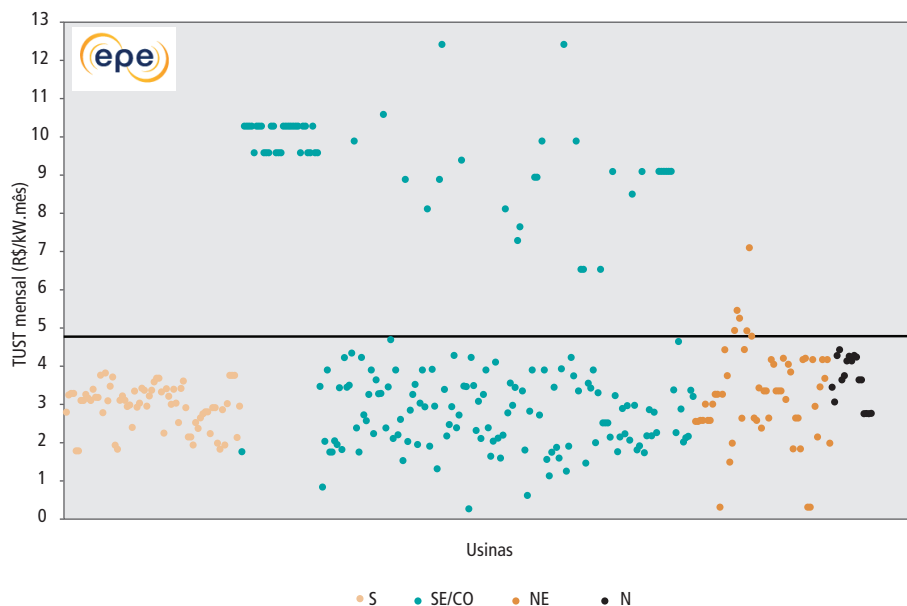
**Gráfico 80 – Distribuição da TUST para o Ano 2012****Gráfico 81 – Distribuição da TUST para o Ciclo 2014**

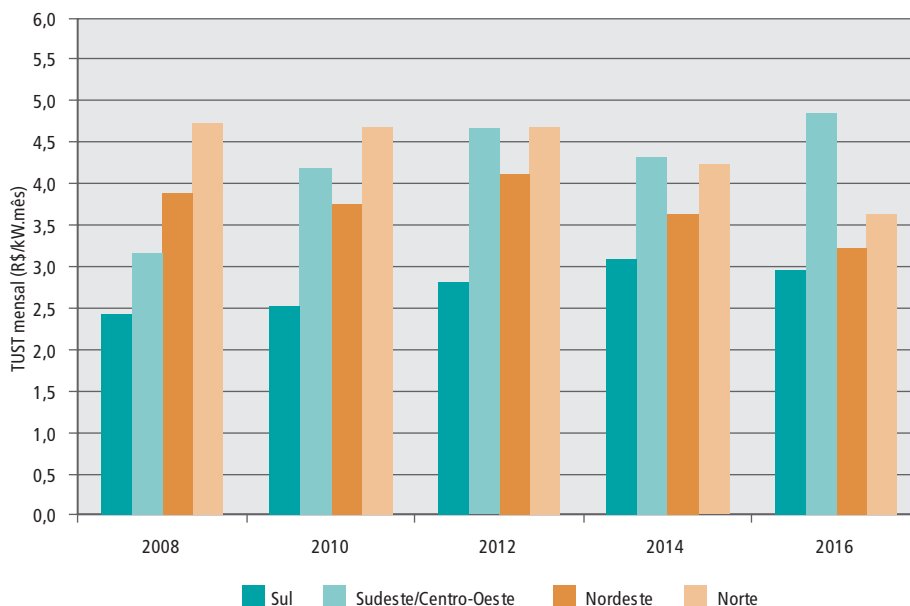


Gráfico 82 – Distribuição da TUST para o Ano 2016



O Gráfico 83 apresenta a evolução da tarifa média de geração dos submercados para os anos pares do ciclo de planejamento 2006.

Gráfico 83 – TUST Média de Geração



❖ 6.2 Tarifas de Carga

As tabelas a seguir apresentam as 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 nº. 117/04 não se aplica ao cálculo das tarifas de carga.



**Tabela 64 – Tarifas de Carga para 2008**

Submercado	Tarifa de Carga (R\$/kW.mês)		
	Mínima	Máxima	Média
Sul	3,514	5,575	4,891
Sudeste/Centro-Oeste	0,000	7,402	5,068
Nordeste	1,774	6,510	4,221
Norte	2,750	4,762	3,670

Tabela 65 – Tarifas de Carga para 2010

Submercado	Tarifa de Carga (R\$/kW.mês)		
	Mínima	Máxima	Média
Sul	3,227	5,764	4,855
Sudeste/Centro-Oeste	0,000	7,242	4,823
Nordeste	1,933	6,148	4,122
Norte	2,741	5,038	3,742

Tabela 66 – Tarifas de Carga para 2012

Submercado	Tarifa de Carga (R\$/kW.mês)		
	Mínima	Máxima	Média
Sul	4,163	6,254	5,384
Sudeste/Centro-Oeste	0,000	7,804	5,273
Nordeste	2,476	7,337	4,748
Norte	3,107	5,200	4,012

Tabela 67 – Tarifas de Carga para 2014

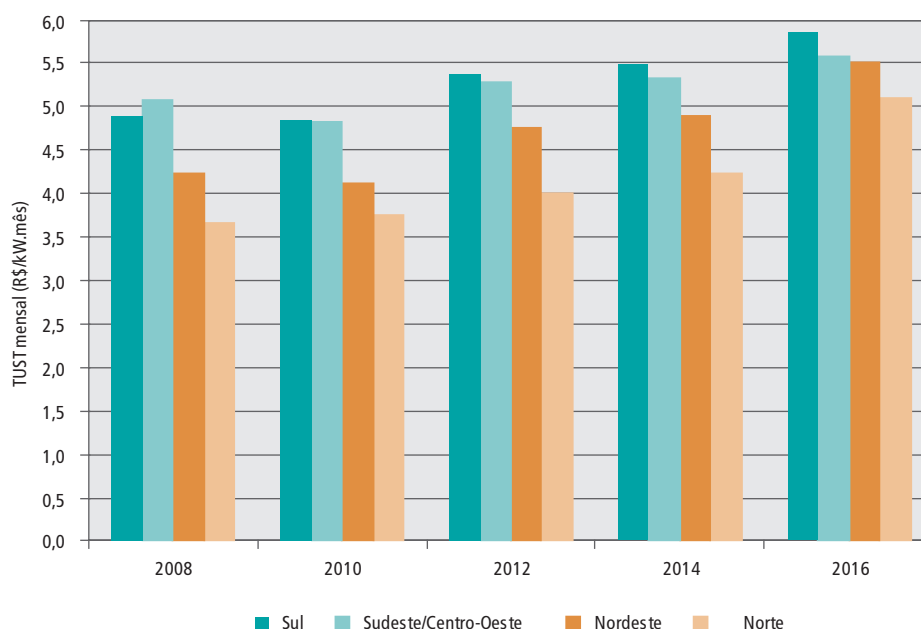
Submercado	Tarifa de Carga (R\$/kW.mês)		
	Mínima	Máxima	Média
Sul	4,281	6,471	5,476
Sudeste/Centro-Oeste	0,000	7,962	5,318
Nordeste	2,460	7,797	4,904
Norte	3,190	5,395	4,241



**Tabela 68 – Tarifas de Carga para 2016**

Submercado	Tarifa de Carga (R\$/kW.mês)		
	Mínima	Máxima	Média
Sul	4,491	6,935	5,863
Sudeste/Centro-Oeste	0,000	8,523	5,576
Nordeste	2,805	8,052	5,504
Norte	3,969	6,200	5,098

O Gráfico 84 apresenta a evolução da tarifa média de carga dos submercados para os anos pares do ciclo de planejamento 2006.

Gráfico 84 – TUST Média de Carga

7. 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.

❖ 7.1 Região Norte

7.1.1 Estado do Pará

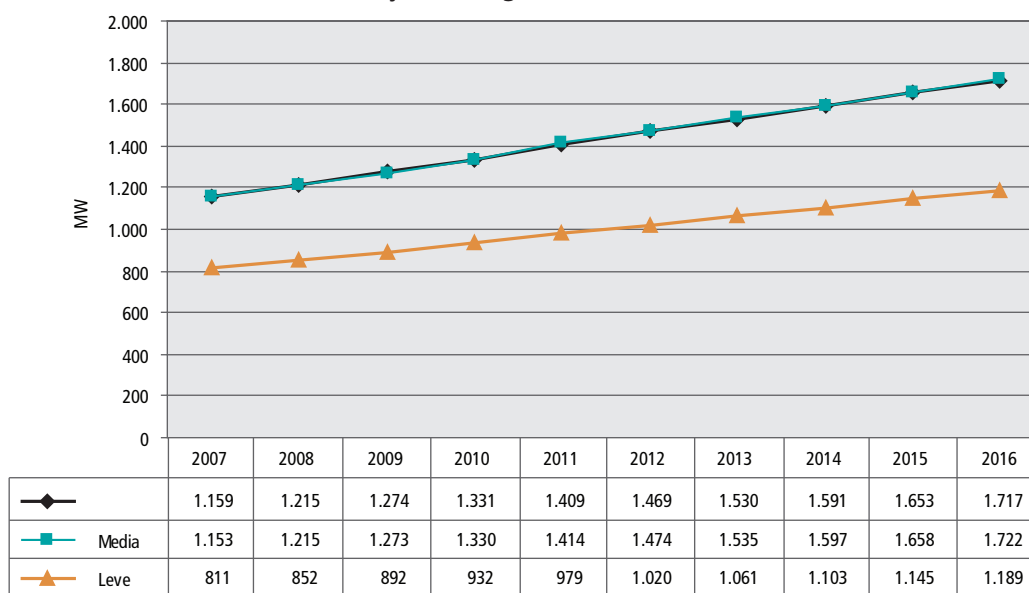
Carga prevista – CELPA

A previsão de cargas para o período de estudos 2007/2016 pode ser observada no Gráfico 85, onde, em média, verifica-se um crescimento da ordem de 5,4% ao ano, ao longo de todo o período.





Gráfico 85 – Evolução da Carga da CELPA – Período 2007-2016



Principais obras – CELPA

As obras mais importantes para o ciclo 2007/2016, em 138 kV, estão sumarizadas nas Tabelas 69 e 70.

Tabela 69 – Linhas de Transmissão Previstas – CELPA– Decênio 2007/2016

Origem	Destino	kV	Data Prevista
Tucuruí	Novo Repartimento	138	2007
Travessia do Rio Tocantins		138	2007
Santa Maria	Capanema	138	2007
Santa Maria	Capanema	138	2007
Tap LT (Moju-Tailândia)	Tomé-Açu	138	2007
Itacaiúnas	Cidade Nova	138	2007
Castelo dos Sonhos	PCH Curuá/Buriti	138	2007
Castelo dos Sonhos	Novo Progresso	138	2007
PCH Curuá/Buriti	PCH Braço Nortelli	138	2007
Canaã	Xinguara	138	2007
Tucuruí	Novo Repartimento	138	2007
Travessia do Rio Tocantins		138	2007
Castanhal	Terra Alta	138	2009
Tapajós	Alenquer (*)	138	2009
Alenquer	Óbidos (*)	138	2009
Alenquer	Monte Alegre (*)	138	2009
Óbidos	Oriximiná (*)	138	2009
Oriximiná	Mina (*)	138	2009
Travessia subfluvial do Rio Amazonas (*)		138	2009



Origem	Destino	kV	Data Prevista
Tucuruí	Cametá	138	2009
Parada do Bento	Portel	138	2009
Portel	Breves	138	2009
Travessias Portel	Breves	138	2009
Travessia subfluvial do Rio Tapajós (*)		138	2009
Travessia Aérea do Rio Arapiuns (*)		138	2009
ALCOA	Vila Amazônia (*)	138	2009
Juruti I	ALCOA (*)	138	2009
Tapajós	Juruti (*)	138	2009
Rurópolis (ELN)	Tapajós (*)	138	2009
Santa Maria	Mãe do Rio	138	2013

Tabela 70 – Subestações previstas – CELPA - Decênio 2007/016

Subestação	kV	Data Prevista
Capanema	138/69/13,8	2007
Tomé-Açu	138/13,8	2007
Canaã dos Carajás	230/138	2007
Castelo dos Sonhos	138/13,8	2007
Cidade Nova	138/13,8	2007
Juruti I	138/34,5 (*)	2009
Vila Amazônia	138/34,5 (*)	2009
Portel -	138/13,8	2009
Breves	138/13,8 (*)	2009
Alenquer	138/13,8 (*)	2009
Óbidos	138/13,8 (*)	2009
Oriximiná	138/13,8 (*)	2009
Monte Alegre	138/13,8 (*)	2009
Mina	138/13,8 (*)	2009

(*) – Estas obras poderão sofrer alterações em função dos estudos atualmente em desenvolvimento

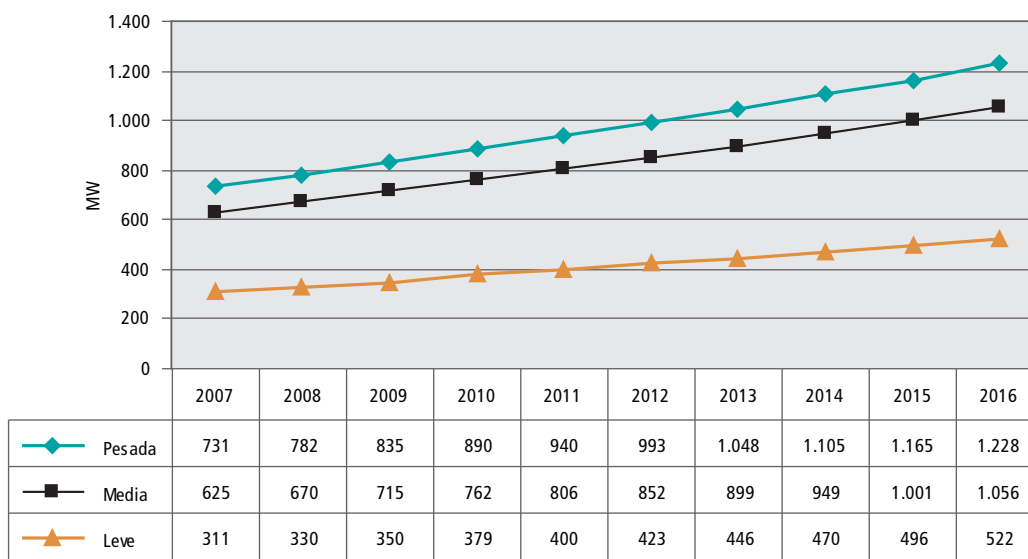
7.1.2 Estado do Maranhão

Carga prevista – CEMAR

A previsão de cargas para o período de estudos 2007/2016 pode ser observada no Gráfico 86 onde, em média, verifica-se um crescimento da ordem de 5,6% ao ano no período decenal.



Gráfico 86 – Evolução da Carga (MW) da CEMAR – Período 2007-2016



Principais obras – CEMAR

As obras mais importantes para o decênio 2007/2016 estão apresentadas nas Tabelas 71 e 72.

Tabela 71 – Linhas de Transmissão Previstas – CEMAR - Decênio 2007/2016

Origem	Destino	kV	Data Prevista
São Luís I	Renascença	69	2007
Miranda	Santa Inês C2	138	2007
Santa Inês	Estaca Trinta	138	2007
Coelho Neto	Anapurús	138	2007
Anapurús	Chapadinha	69	2007
Peritoró	Derivação	69	2007
São Luís III	São Francisco	69	2008
São Luís III	Turu	69	2008
São Luís III	Forquilha	69	2008
LT Balsas (Rede Básica)	Balsas (CEMAR)	69	2008
LT Balsas (Rede Básica)	Balsas II	69	2008
LT Encruzo (Rede Básica)	Encruzo (CEMAR)	69	2010



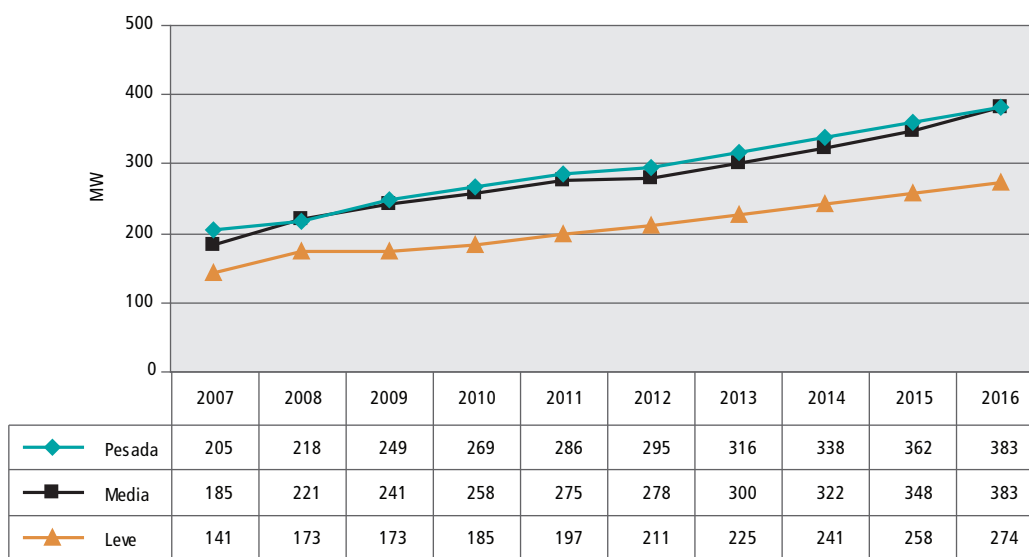
**Tabela 72 – Subestações Previstas – CEMAR - Decênio 2007/2016**

Subestação	Tensão	Data Prevista
Imperatriz Centro	69/13,8 kV - ampliação p/ 50 MVA	2007
Codó	69/13,8 kV - ampliação p/ 25 MVA(LTC)	2007
São Bernardo	69/34,5 kV - implantação 12,5 MVA(LTC)	2007
Três Marias	69/34,5 kV - implantação 12,5 MVA(LTC)	2007
Santa Inês	69/13,8 kV - ampliação p/ 37,5 MVA	2007
Balsas II	69/34,5 kV - implantação 12,5 MVA(LTC)	2008
Buritirana	69/34,5 kV - implantação 12,5 MVA(LTC)	2008

7.1.3 Estado do Tocantins

Carga prevista – CELTINS

A previsão de cargas para o período de estudos 2007/2016 pode ser observada no Gráfico 87 onde, em média, verifica-se um crescimento da ordem de 7,3% ao ano no período decenal.

Gráfico 87 – Evolução da Carga da CELTINS – Período 2007/2016

Principais obras – CELTINS

As obras mais importantes para o decênio 2007/2016 são descritas nas Tabelas 73 e 74.





Tabela 73 – Linhas de Transmissão Previstas – CELTINS – Período 2007/2016

Origem	Destino	kV	Data Prevista
Araguaína I	Araguaína III	138	2007
Araguaína I	Daiara	138	2007
Colinas	Araguaína (Recondutoramento)	138	2008
Palmas IV	Luzimangue	138	2008
Palmas II	Taquaralto (Repotencialização)	138	2008
Taquaralto	Porto Nacional (Repotencialização)	138	2008
Dianópolis	Natividade	138	2008
Colinas	Goiatins	138	2009
Colinas	Arapoema	138	2009
Tocantinópolis	Xambioá	138	2009
Natividade	Porto Nacional	138	2010
Conexão PCHs PROINFA			
PCH Areia	PCH Água Limpa	138	2009
PCH Água Limpa	UHE Agrotrafo-Celtins	138	2009

Tabela 74 – Subestações Previstas – CELTINS – Período 2007/2016

Subestação	kV	Data Prevista
Araguaína III	138/13,8	2007
Daiara	138 / 13,8	2007
Luzimangue	138 / 13,8	2008
Palmas III	138 / 13,8	2008
Taquaralto	138 / 13,8	2008
Porto Nacional	138 / 13,8	2008
Natividade	138 / 13,8	2008
Goiatins	138/34,5	2009
Arapoema	138 / 13,8	2009
Xambioá	138 / 13,8	2009





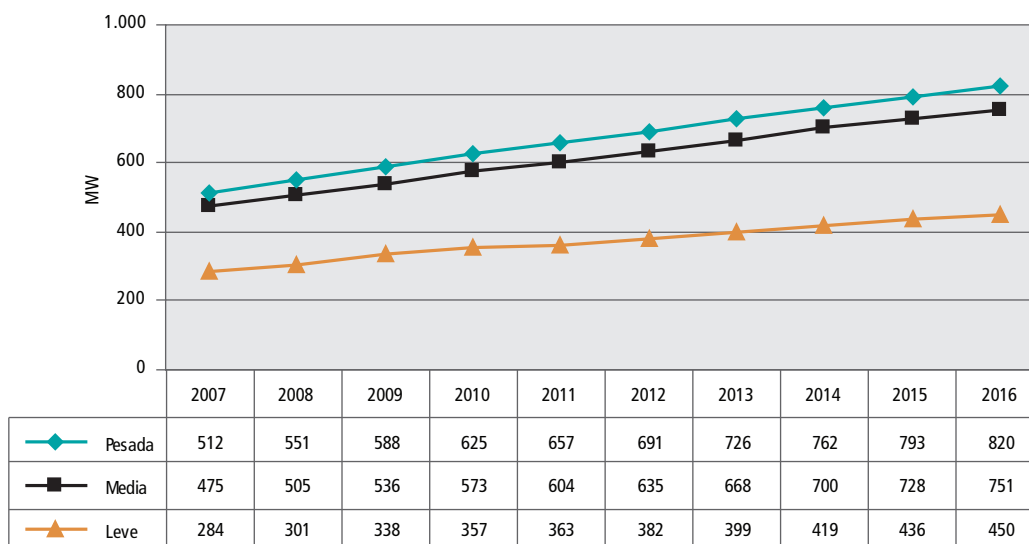
❖ 7.2 Região Nordeste

7.2.1 Estado do Piauí

Carga prevista – CEPISA

A previsão de cargas para o período de estudos 2007/2016 pode ser observada no Gráfico 88 onde, em média, verifica-se um crescimento da ordem de 5,4 % ao ano ao longo de todo o período.

Gráfico 88 – Evolução da Carga (MW) da CEPISA – Período 2007/2016



Principais Obras – CEPISA

As obras mais importantes na rede de distribuição necessárias no ciclo 2007/2016, identificadas na análise de desempenho, são descritas nas Tabelas 75 e 76.

Tabela 75 – Principais Linhas de Transmissão Previstas – Ciclo 2007/2016

Origem	Destino	kV	Data Prevista
Piripiri	Campo Maior	69	2007
Satélite	Poty	69	2007
Parnaíba I	Parnaíba II	69	2008
Piripiri	Esperantina-C2	69	2008
Picos	Itapissuma-C2	69	2008
Nazária	São Pedro-Recond.	69	2008
Oeiras	Novo Oriente-C2	69	2008
Cristino Castro	Curimatá	69	2008
Nazária	São Pedro	69	2008
Campo Maior	Barras	69	2009
Campo Maior	Castelo	69	2009
Gilbués	Corrente	69	2009
Drv. LT Satélite	Renascença	69	2009
Boa Esperança	Floriano – C2	69	2010





Origem	Destino	kV	Data Prevista
Piripiri-C2	Tabuleiro-C2	138	2010
Satélite	Marambaia	69	2010
Marambaia	José de Freitas	69	2010
Teresina	Parque Industrial	69	2011
Bom Jesus	Redenção	69	2011
Redenção	Curimatá	69	2011
Gilbués	Santa Filomena	69	2012

Tabela 76 – Principais Subestações Previstas – Ciclo 2007/2016

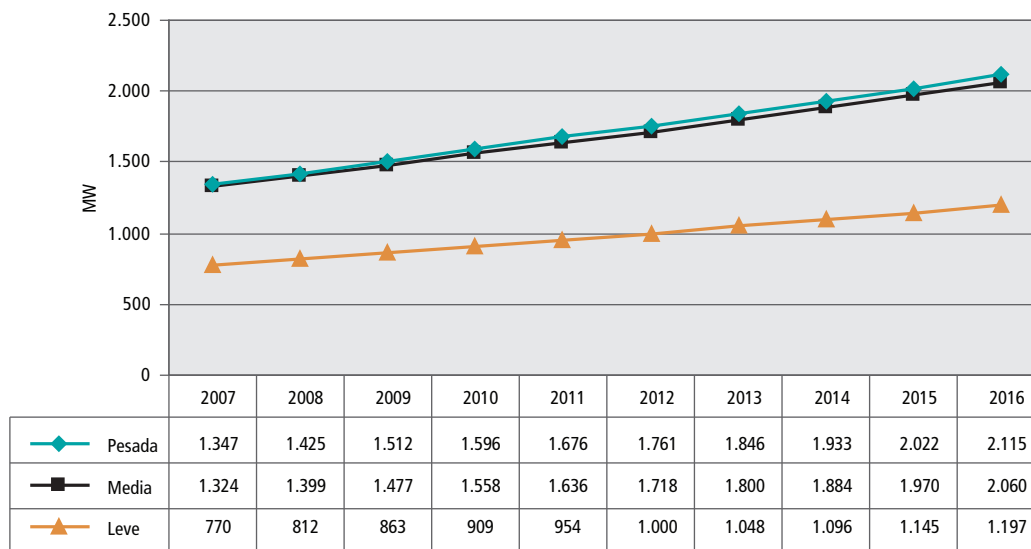
Subestação	kV	Data Prevista
Buriti dos Lopes	69/13,8	2007
Poty	69/13,8	2007
Cristino Castro	69/13,8	2008
São Francisco - Cerrados	69/13,8	2008
Parnaíba II	69/13,8	2008
Barras	69/34,5	2009
Castelo	69/34,5	2009
José de Freitas	69/13,8	2009
Corrente	69/34,5	2009
Renascença	69/13,8	2009
Baixa Grande do Ribeiro	69/34,5	2010
Ribeiro Gonçalves	69/34,5	2010
Parque Industrial	69/13,8	2011
Jaicos	69/34,5	2012
Santa Filomena	69/34,5	2012
Paulistana	69/34,5	2013

7.2.2 Estado do Ceará

Carga prevista – COELCE

A previsão de cargas para o período de estudos 2007/2016 encontra-se no Gráfico 89, para as condições de cargas pesada, média e leve, apresentando um crescimento médio de 5,1% ao ano, ao longo de todo período.



**Gráfico 89 – Evolução da Carga (MW) da COELCE – Período 2007/2016****Principais Obras – COELCE**

As obras mais importantes planejadas para o ciclo 2007/2016 são descritas nas Tabelas 77 e 78.

Tabela 77 – Principais Linhas de Transmissão Previstas – Ciclo 2007/2016

Origem	Destino	kV	Data Prevista
Tauá	Antonina do Norte	69	2007
Cariré	Ibiapina C2	69	2008
Tauá	Independência	69	2008
Delmiro Gouveia	Papicu	69	2009
Independência	Crateús	69	2009
Pacajús	Ocara	69	2009
Sobral	Caracará C2	69	2009
Icó (Chesf)	Icó (Coelce)	69	2009
Icó	Iguatú C2	69	2009
Araras	Ipú	69	2009
Russas	Boqueirão do Cesário	69	2009
Canindé	Inhuporanga	69	2010
Água Fria	Porto das Dunas	69	2010
Juatama	Quixeramobim C2	69	2010
Jaguaribe	Iracema	69	2010
Tauá	Catarina	69	2010
Araras	Santa Quitéria	69	2010
Antonina do Norte	Campo Sales	69	2011
Milagres	Crato	69	2011
Pici II	José de Alencar	69	2011
P. Kennedy	José de Alencar	69	2011
Jaguaribe	Solonópole	69	2012
Boa Viagem	Pedra Branca	69	2012





Origem	Destino	kV	Data Prevista
Aquiraz	Porto das Dunas	69	2012
Juatama	Quixadá C2	69	2012
Aracati	Beberibe	69	2012
Itapipoca	Trairi	69	2013
Inhuçu	Ipú	69	2013
Macaoca	Boa Viagem	69	2013
Monsenhor Tabosa	Santa Quitéria	69	2014
Itapipoca	Amontada	69	2014
Sobral II	Araras	69	2014
Jijoca de Jericoacoara	Camocim	69	2015
Juazeiro do Norte	Barbalha C2	69	2015
Jaguaruana	Icapuí	69	2015
Acopiara	Catarina	69	2016
Itapajé	Apuiarés	69	2016
Juazeiro do Norte	Várzea Alegre	69	2016
Antonina do Norte	Jucás	69	2016

Tabela 78 – Principais Subestações Previstas – Ciclo 2007/2015

Subestação	kV	Data Prevista
Monsenhor Tabosa	69/13,8	2007
Independência	69/13,8	2008
Bom Jardim	69/13,8	2009
Macaóca	69/13,8	2009
Trairi	69/13,8	2009
Jucás	69/13,8	2010
Parambú	69/13,8	2010
Porto das Dunas	69/13,8	2010
José de Alencar	69/13,8	2011
Jijoca de Jericoacoara	69/13,8	2011
Iracema	69/13,8	2012
Pedra Branca	69/13,8	2012
Santa Quitéria	69/13,8	2012
Boqueirão do Cesário	69/13,8	2013
Ipú	69/13,8	2013
Novo Oriente	69/13,8	2014
Ocara	69/13,8	2014
Ararendá	69/13,8	2014
Catarina	69/13,8	2015

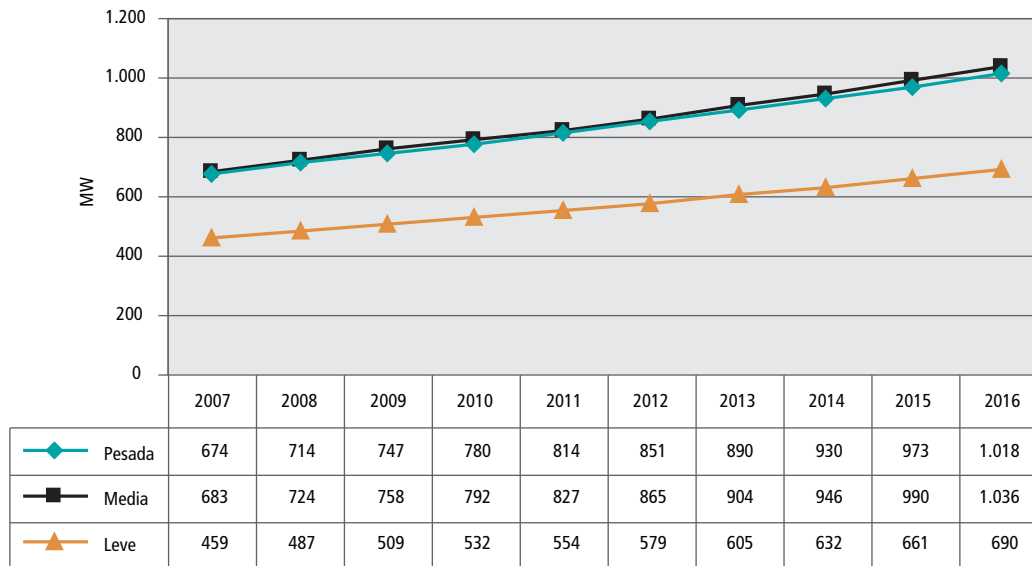


7.2.3 Estado do Rio Grande do Norte

Carga prevista – COSERN

Na elaboração deste Plano foram utilizadas as projeções de carga apresentadas no Gráfico 90 onde, em média, o crescimento estimado é de 4,7% ao ano, ao longo do período decenal.

Gráfico 90 – Evolução da Carga da COSERN – Período 2007-2016



Plano de obras – COSERN

As obras mais importantes para o sistema de distribuição para o ciclo 2007/2016 são descritas nas Tabelas 79 e 80.

Tabela 79 – Principais Linhas de Transmissão Previstas – Ciclo 2007/2016

Origem	Destino	kV	Data Prevista
Extremoz	Pajuçara	69	2007
Natal II	Pajuçara	69	2008
Tangará	Eloy de Souza	69	2008
Tangará	São José do Campestre	69	2008
Acari	Caicó	69	2009
Mossoró II	Barrocas	69	2009
Natal Sul	Centro Industrial de Macaíba	69	2009
Mossoró III	Dix-sept Rosado	69	2010
Natal II	Alecrim	69	2010
Santa Cruz II	Tangará	69	2010
Serra Vermelha	Areia Branca	69	2010
Apodi	Riacho da Cruz	69	2011
Neópolis	Capim Macio	69	2012
Açu II	Estreito	69	2013
Alecrim	Centro	69	2013
Igapó	Ceará-Mirim	69	2013



Origem	Destino	kV	Data Prevista
Caicó	São João do Sabugi	69	2014
Dix-sept Rosado	Apodi	69	2014
São José do Mipibu	Goianinha	69	2015
Eloy de Souza	São paulo do Potengi	69	2016
São Miguel do Oeste	Pau dos ferros	69	2016

Tabela 80 – Principais Subestações Previstas – Ciclo 2007/2016

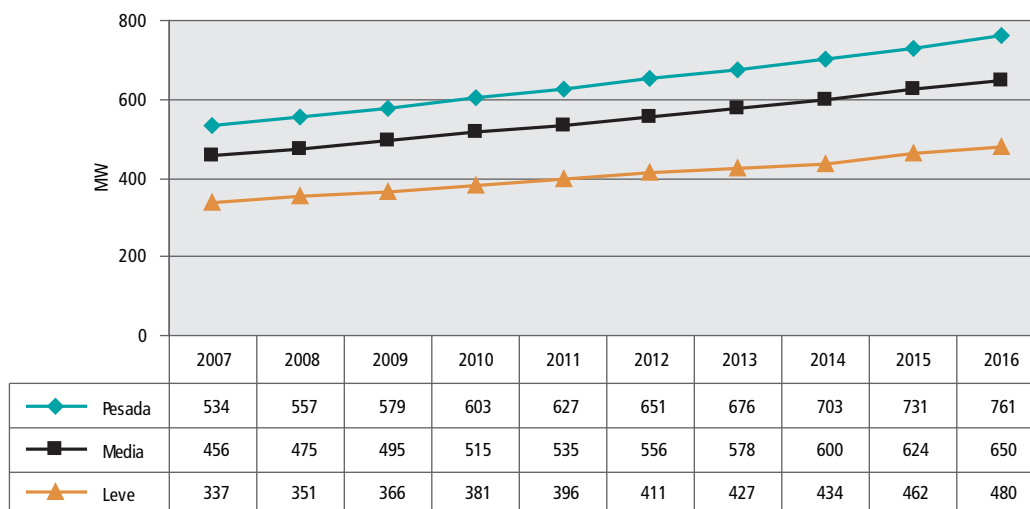
Subestação	kV	Data Prevista
Pajuçara	69/13,8	2007
Guamaré	69/13,8	2007
Vera Cruz	69/13,8	2007
Eloy de Souza	69/13,8	2008
São José do Campestre	69/13,8	2008
Upanema	69/13,8	2008
Barrocas	69/13,8	2009
Centro Industrial de Macaíba	69/13,8	2009
Umburana	69/13,8	2010
Areia Branca	69/13,8	2010
Alecrim	69/13,8	2010
Riacho da Cruz	69/13,8	2011
Santo Antonio	69/13,8	2011
Capim Macio	69/13,8	2012
São João do Sabugi	69/13,8	2014
Guarapes	69/13,8	2014
Jandaíra	69/13,8	2015

7.2.4 Estado da Paraíba

Carga prevista – SAELPA

A previsão de cargas da SAELPA para o período de estudos 2007/2016 pode ser observada no Gráfico 91 onde, em média, verifica-se um crescimento da ordem de 4% nos patamares ao longo de todo o período.



**Gráfico 91 – Evolução da Carga (MW) da SAELPA – Período 2007/2016****Plano de obras – SAELPA**

As obras para o decênio 2007/2016 estão descritas nas Tabelas 81 e 82.

Tabela 81 – Principais linhas de Transmissão Previstas – SAELPA - Ciclo 2007/2016

Origem	Destino	kV	Data Prevista
Coremas	Malta	69	2007
Jatobá	Teixeira	69	2007
Pombal	São Bento	69	2008
Santa Rita II – C1	Bayeux – C1	69	2009
Santa Rita II – C2	Bayeux – C2	69	2009
Santa Rita II	Derivação Indaiá	69	2009
Santa Rita II	Derivação Texnor	69	2009
Campina Grande II	Aroreiras	69	2009
Malta	Jatobá	69	2009
Valentina	Mangabeira	69	2010
Mussuré II	Valentina	69	2010
Campina Grande II	Soledade	69	2010
Soledade	Juazeirinho	69	2011
Juazeirinho	Taperoá	69	2011
Bessa – C2	Cabedelo – C2	69	2012
Santa Rita II	Sapé	69	2012
Santa Rita II	Bessa	69	2012
Brejo do Cruz	São Bento	69	2012
Bayeux	Santa Rita	69	2013
Cajazeiras	São José de Piranhas	69	2013
Pilões	Dona Inês	69	2014





Origem	Destino	kV	Data Prevista
Jericó	Catolé do Rocha	69	2014
São Gonçalo	Cajazeiras	69	2014
Itaporanga	São José de Caiana	69	2015
Catolé do Rocha	Brejo do Cruz	69	2016
Souza	Uiraúna	69	2016

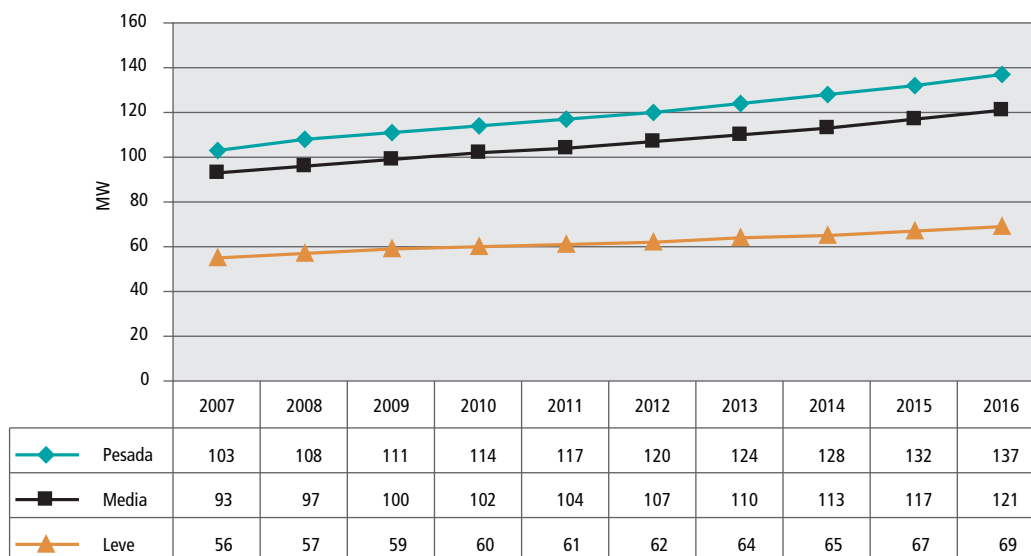
Tabela 82 – Principais Subestações Previstas – SAELPA - Ciclo 2007/2016

Subestação	kV	Data Prevista
Teixeira	69/13,8	2007
Caaporã	69/13,8	2007
São Bento	69/13,8	2008
Pilões	138/69	2008
Bayeux	69/13,8	2009
Aroeiras	69/13,8	2009
Valentina	69/13,8	2010
Soledade	69/13,8	2010
Cristo	69/13,8	2011
Taperoá	69/13,8	2011
Serra Branca	69/13,8	2012
São José de Piranhas	69/13,8	2013
São José de Caiana	69/13,8	2015

Carga prevista – CELB

A previsão de cargas para o período de estudos 2007/2016 pode ser observada no Gráfico 92 onde, em média, verifica-se um crescimento da ordem de 3% nos patamares ao longo de todo o período.



**Gráfico 92 – Evolução da Carga (MW) da CELB – Período 2007/2016****Plano de Obras – CELB**

As Tabelas 83 e 84 indicam as principais obras planejadas.

Tabela 83 – Principais Subestações Previstas – CELB - Ciclo 2007/2016

Origem	Destino	kV	Data Prevista
Derivação Catolé	Católé	69	2009

Tabela 84 – Principais Subestações Previstas – CELB - Ciclo 2007/2016

Subestação	kV	Data Prevista
Alto Branco	69/13,8	2008
Queimadas	69/13,8	2010

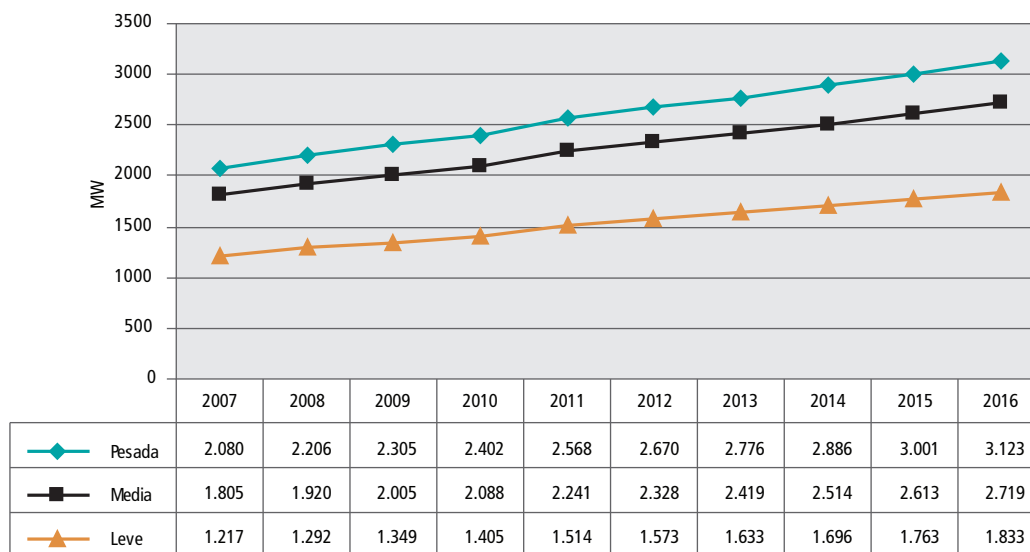
7.2.5 Estado de Pernambuco**Carga prevista – CELPE**

A previsão de cargas para o período de estudos 2007/2016 pode ser observada no Gráfico 93. O crescimento previsto é, em média, de 4,6% ao ano, no período considerado.





Gráfico 93 – Evolução da Carga (MW) da CELPE – Período 2007/2016



Plano de obras – CELPE

As principais obras do ciclo 2007/2016 estão descritas nas Tabelas 85 e 86.

Tabela 85 – Principais Linhas de Transmissão Previstas – CELPE - Ciclo 2007/2016

Origem	Destino	kV	Data Prevista
Cajueiro	Passira	69	2007
Pirapama	SEC. Suape C2	69	2007
SEC Petrolina	Dom Malan	69	2007
SEC Suape	Enseada dos Corais	69	2007
Deriv. Afogados	Afogados	69	2007
Rajada	Afrânio	69	2008
Bom Nome	SEC Salgueiro	138	2008
Ribeirão	Gravatá C2	69	2008
Pau Ferro	Monjope C1 e C2	69	2008
Heliópolis	Caétes	69	2008
Tacaimbó	São Caetano	69	2009
Campus	Salgado	69	2009
Breão Fic.	Breão	69	2009
Joairam	Tejipió	69	2009
Agrestina	Cupira	69	2009
Juazeiro II	Petrolina 1	69	2010
Flores	Afogados da Ingazeira	138	2010
SEC Garanhuns	SEC Pesqueira	69	2011
Tejucupapo	Ponta de Pedra	69	2011
Toritama	Vertentes	69	2012





Origem	Destino	kV	Data Prevista
Goianinha	Vicência	69	2012
Belo Jardim	Bitury	69	2012
Pirapama	Prazeres	69	2013
Tacaimbó	Belo Jardim C2	69	2013
Inaja	Itaíba	69	2014
Angelin	Brejão FIC.	69	2014
Rio Jordão	Domingos Ferreira	69	2014
Prazeres	Comporta	69	2015
Salgueiro	Cedro	69	2016
São Caetano	Campus	69	2016

Tabela 86 – Principais Subestações Previstas – CELPE - Ciclo 2007/2016

Subestação	kV	Data Prevista
Dom Malan	69/13,8	2007
Afogados	69/13,8	2007
SEC Suape	69	2007
Riacho das Almas	69/13,8	2007
Passira	69/13,8	2007
Enseada dos Corais	69/13,8	2008
São José da Coroa Grande	69/13,8	2008
Setubal	69/13,8	2008
Inaja	69/13,8	2008
Afrânio	69/13,8	2008
Tejipió	69/13,8	2009
Casa Forte	69/13,8	2009
Salgado	69/13,8	2009
Ouricuri	138/69	2009
Caetés	69/13,8	2010
Venturosa	69/13,8	2010
Cupira	69/13,8	2010
Pontas de Pedra	69/13,8	2011
Maria Farinha	69/13,8	2011
Vertentes	69/13,8	2012
Afogados da Ingazeira	138/69	2012
Bitury	69/13,8	2013
Macaparana	69/13,8	2013
Domingos Ferreira	69/13,8	2014





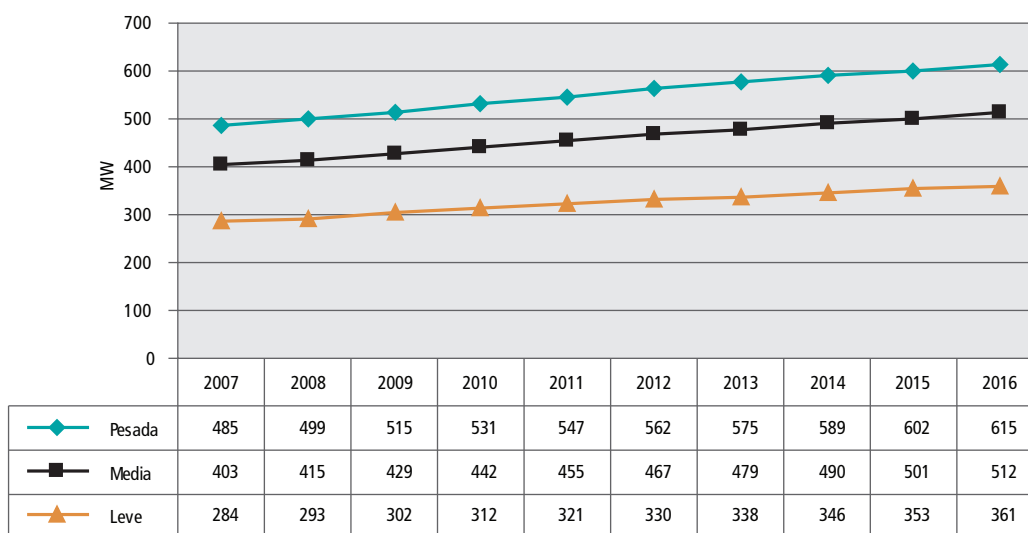
Subestação	kV	Data Prevista
Varadouro	69/13,8	2014
Comportas	69/13,8	2015
Águas Compridas	69/13,8	2015
Itaiba	69/13,8	2016
Sanharó	69/13,8	2016
Cedro	69/13,8	2016

7.2.6 – Estado de Alagoas

Carga prevista – CEAL

A evolução da carga da CEAL para o período de estudos 2007/016 pode ser observada no Gráfico 94. O crescimento médio verificado é da ordem de 2,7% ao ano no período decenal.

Gráfico 94 – Evolução da Carga (MW) da CEAL – Período 2006/2015



Plano de obras – CEAL

As principais obras necessárias no período de 2007/2016 encontram-se listadas nas Tabelas 87 e 88.



**Tabela 87 – Principais Linhas de Transmissão Previstas – Período 2007/2016**

Origem	Destino	kV	Data Prevista
Cruz das Almas	Stella Maris	69	2007
Trapiche da Barra	Centro	69	2007
Secc. São Sebastião	São Brás	69	2007
Delmiro Gouveia	Inhapi	69	2007
Tabuleiro dos Martins	Benedito Bentes	69	2008
Tabuleiro dos Martins	PCA	69	2008
Secc. São Sebastião	Penedo	69	2008
Coruripe	Parú	69	2008
Penedo	Coruripe	69	2008
Rio Largo 1	São Luiz do Quitunde	69	2008
Abaixadora	Delmiro Gouveia	69	2008
Inhapi	Santana	69	2008
Tabuleiro dos Martins	Jardim Petrópolis	69	2009
Benedito Bentes	Sauachuy	69	2009
Palmeira dos Índios	Viçosa	69	2009
Secc. São Sebastião	Arapiraca 2	69	2009
Secc. São Sebastião	São Sebastião	69	2009
São Luiz do Quitunde	Costa Dourada	69	2009
Olho Dagua das Flores	Santana	69	2009
Rio Largo 1	Cidade Universitária	69	2010
São Luiz do Quitunde	Matriz do Camaragibe	69	2010
Delmiro	Olho Dagua das Flores	69	2010
São Miguel dos Campos	Boca da Mata	69	2011
Olho Dagua das Flores	Jacaré dos Homens	69	2011
Jardim Petrópolis	Pinheiro	69	2012
Benedito Bentes	Serraria	69	2013
Matriz do Camaragibe	Porto Calvo	69	2013
Angelim	Viçosa	69	2015
PCA	Trapiche da Barra	69	2015





Tabela 88 – Principais Linhas de Subestações Previstas – Período 2007/2016

Subestação	kV	Data Prevista
Secc. Zebu	69	2007
Centro	69/13,8	2007
Stella Maris	69/13,8	2007
Inhapi	69/13,8	2007
Jardim Petrópolis	69/13,8	2009
Sauachuy	69/13,8	2009
Secc. São Sebastião	69	2009
Costa Dourada	69/13,8	2009
Cidade Universitária	69/13,8	2010
Boca da Mata	69/13,8	2010
Secc. Pilar	69	2011
Serraria	69/13,8	2013

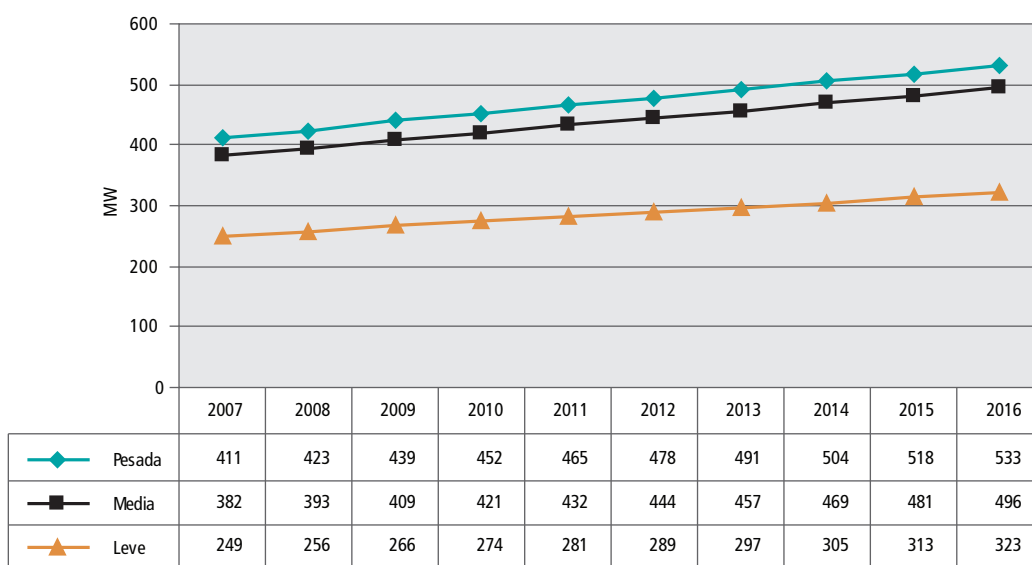
7.2.7 Estado do Sergipe

Carga prevista – ENERGIPE e SULGIPE

No Gráfico 95 está mostrada a evolução das cargas da ENERGIPE, nos patamares de Carga Pesada, Média e Leve, para o período de estudo 2007/2016. Observa-se que o crescimento é, em média, de 2,9% ao ano, ao longo desse período.

As cargas referentes à SULGIPE foram incluídas no mercado da ENERGIPE, incorporadas nos Regionais Jardim e Itabaianinha.

Gráfico 95 – Evolução da Carga (MW) da ENERGIPE – Período 2007/2016





Plano de obras – ENERGIPE

As obras mais importantes para o ciclo 2007/2016 são descritas nas Tabelas 89 e 90, abaixo:

Tabela 89 – Principais Linhas de Transmissão Previstas – Ciclo 2007/2016

Origem	Destino	kV	Data Prevista
Riachuelo	Maruim	69	2007
Maruim	Carmópolis	69	2007
Itaporanga	Caueira	69	2007
Itaporanga	Salgado	69	2007
Jardim	Contorno	69	2008
Contorno	Consumidor da ENERGIPE	69	2008
Xingó	Poço Redondo	69	2009

Tabela 90 – Principais Subestações Previstas – Ciclo 2007/2016

Subestação	kV	Data Prevista
Carmópolis (construção)	69/13,8	2007
Caueira (construção)	69/13,8	2007
Porto (ampliação)	69/13,8	2007
N S das Dores (ampliação)	69/13,8	2007
Cajaíba (ampliação)	69/13,8	2009
Contorno (construção)	69/13,8	2008
Riachuelo (ampliação)	69/13,8	2009
Poço Redondo (ampliação)	69/13,8	2009
São Cristóvão (ampliação)	69/13,8	2010
Propriá (ampliação)	69/13,8	2010
Graccho Cardoso (ampliação)	69/13,8	2010
Porto da Folha (ampliação)	69/13,8	2011
Simão Dias (ampliação)	69/13,8	2011

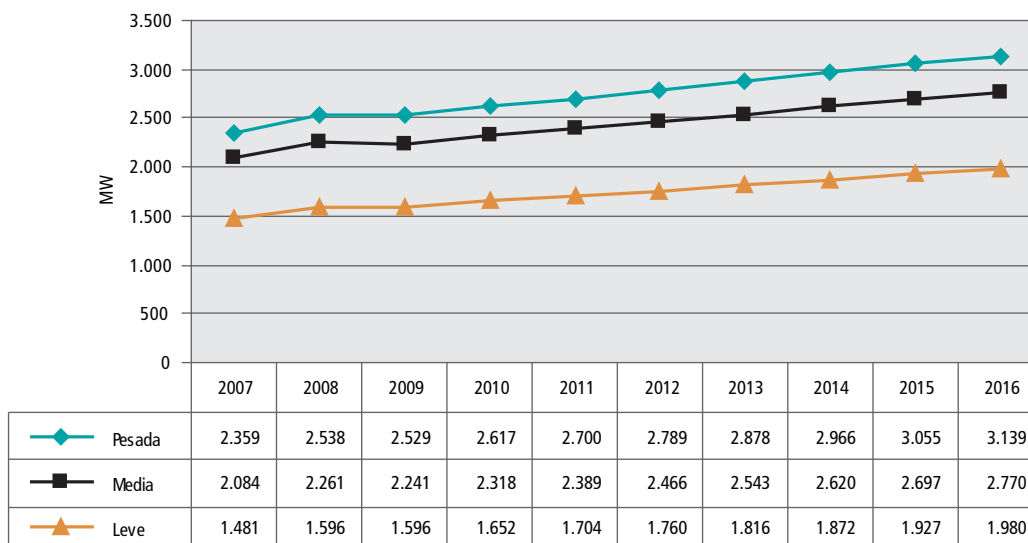
7.2.8 Estado da Bahia

Carga prevista – COELBA

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 3,2 % nos patamares ao longo de todo o período.

Durante a elaboração do ciclo de planejamento 2006 do plano decenal foram revistas algumas premissas para a projeção de mercado que causaram uma elevação no mercado quando comparado ao do ciclo anterior. Dentre essas premissas pode-se citar a entrada de grandes consumidores a partir de 2007, que não havia sido prevista no ciclo anterior e revisões das tendências de crescimentos em diversos pontos de suprimento da COELBA.




Gráfico 96 – Evolução da Carga (MW) da COELBA – Período 2007/2016

Plano de obras – COELBA

As obras em 138 kV para o ciclo 2007/2016 são descritas nas Tabelas 91 e 92.

Tabela 91 – Principais Linhas de Transmissão Previstas – Ciclo 2007/2016

Origem	Destino	kV	Data Prevista
Funil	Maraú	138	2007
Itaguarana	Cucugê	138	2007
Itabuna II	Entr. Ighéus (área)	138	2009
Eunápolis (CHESF)	Porto Seguro	138	2011
Águas Belas	Itaberaba (Op. 69 kV)	138	2012
Rio Branco	São Marcelo	138	2012
Ent.Rio Das Éguas/Rio Formoso	Pratudão	138	2012
Ent.Porto Alegre/Carranca	Correntina II (Op. 69 kV)	138	2013
Paratinga	Ibotirama (Op. 69 kV)	138	2013
Ribeira do Pombal	Euclides da Cunha	69	2013
Rio das Éguas (TSN)	Rio das Éguas	138	2015



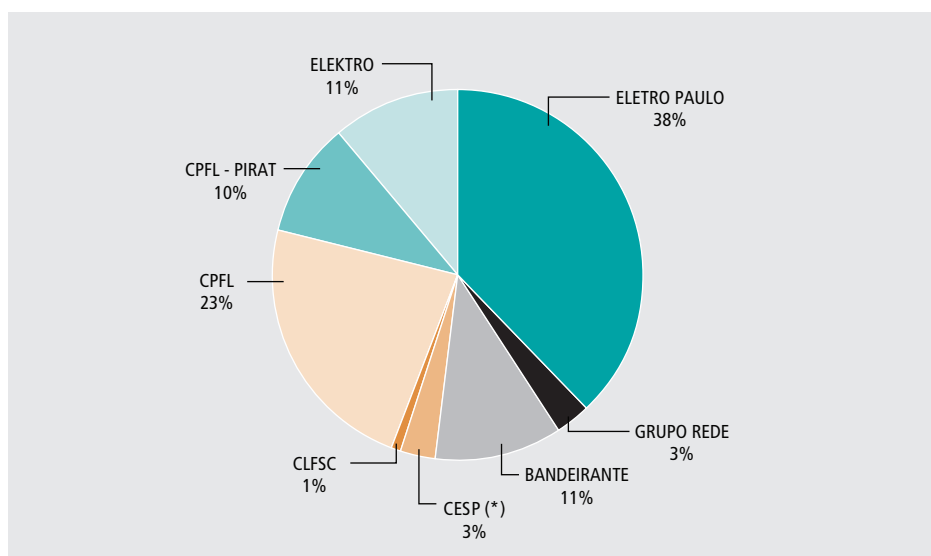
**Tabela 92 – Principais Subestações Previstas – Ciclo 2007/2016**

Subestação	kV	Data Prevista
SE Maraú - Construção	138/34,5	2007
SE Ponto do Astério - Introdução do pátio de 34,5 kV	138/34,5	2007
SE Trancoso - Construção	138/13,8	2007
SE Rio do Meio - Construção	138/34,5	2007
SE Mundo Verde - Construção	138/34,5	2010
SE Jacobina II - Construção	138/69	2010
SE São Marcelo - Construção	138/34,5	2012
SE Igaporã - Introdução 138 kV	138/69	2012
SE Pratudão - Construção	138/34,5	2012
SE Correntina II - Introdução 138 kV	138/69	2013

❖ 7.3 Região Sudeste

7.3.1 Estado de São Paulo

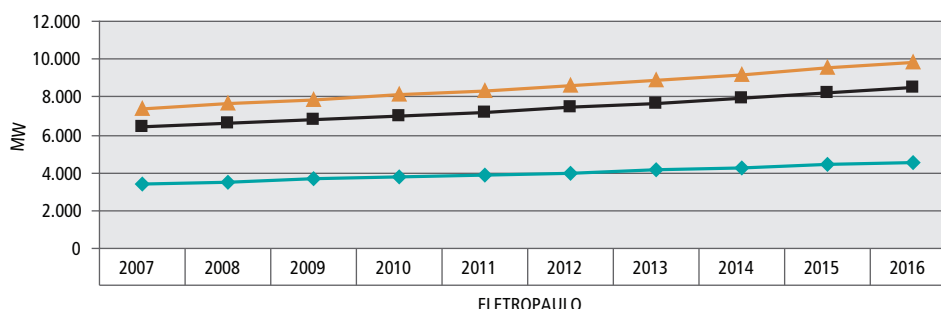
Atuam no Estado de São Paulo sete Distribuidoras cuja participação no mercado total do Estado é apresentada no Gráfico 97.

Gráfico 97 – Participação das Distribuidoras no Mercado Total do Estado de São Paulo

AES ELETROPAULO – Carga Prevista

A previsão de cargas para o período 2007/2016 pode ser observada no Gráfico 98. O crescimento previsto é, em média, de 3,2 % ao ano no citado período.




Gráfico 98 – Evolução da Carga da AES ELETROPAULO – Período 2007/2016


		ELETROPAULO									
		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
◆	Leve	3.443	3.536	3.646	3.758	3.875	3.995	4.133	4.276	4.424	4.575
■	Media	6.405	6.580	6.783	6.992	7.209	7.433	7.691	7.957	8.232	8.513
▲	Pesada	7.410	7.612	7.847	8.089	8.340	8.599	8.897	9.205	9.523	9.848

AES ELETROPAULO – Programa de obras

Para atender ao crescimento da demanda do seu mercado a AES ELETROPAULO planeja para o quinquênio 2007-2011 um acréscimo de 1.080 MVA em subestações de distribuição, a construção de 34,9 km de circuitos de subtransmissão aéreo e subterrâneo e a reconstrução de 95,5 km de circuitos de subtransmissão aéreo.

São as seguintes as principais obras planejadas de linhas de transmissão:

Ano	Nome	kV	km
2007	LTA Anhanguera - Pirituba 1-2	88	0,030
	LTA Anhanguera - Edgard de Souza 1-2	88	1,230
	LTA Edgard de Souza - Mutinga 1-2	88	2,900
	LTA Milton Fornasaro - Remédios 1-2	88	0,500
	LTA Leste - Norte 1-2	88	5,500
	RAE Buenos Aires 1-2	88	0,025
	LTA Sul - Piratininga 1-2	88	7,800
2008	LTA Edgard de Souza - Mutinga 1-2	88	2,800
	LTA Milton Fornasaro - Remédios 1-2	88	4,300
	RAE Tenente Marques 1-2	88	1,000
	RAE Tiradentes 1-2	88	3,200
	RAE Mateus 1-2	88	0,150
2009	RAE Carapicuíba 1-2	88	0,019
	RAE Germânia 1-2	88	0,020
	RSE Germânia 1-2	88	2,500
	LTA Piratininga - Henry Borden 1-2	88	0,500
	LTA Piratininga - Bandeirantes 1-2 e 3-4	88	0,300
	LTA Piratininga - Sul 1-2	88	0,200





Ano	Nome	kV	km
2010	LTA Piratininga - Sul 1-2	88	3,100
	RAC Conforja 1-2	88	0,250
	RAE Diadema 1-2	88	0,600
	RAE Eldorado 1-2	88	0,050
	RSE Eldorado 1-2	88	3,000
	LTA Bandeirantes - Itaim 1-2	88	1,600
	LTA Bandeirantes - Pirituba 1-2	88	4,300
	LTA Piratininga - Henry Borden 1-2	88	2,200
	LTA Bandeirantes - Piratininga 1-2	88	2,300
	LTA Ramon Reberte Filho - Carrão 1-2	88	0,300
	RAE Guaianazes 1-2	88	3,500
	RAE Peri 1-2	88	10,150
	2011	RAE Ermelino Matarazzo 1-2	88
LTA Leste - Norte 1-2		88	0,250
RAE Vila Andrade 1-2		88	0,500

As obras planejadas de subestações são as seguintes:

Ano	Nome	kV
2007	ETD Itaim	88
	ETD Tenente Marques	88
2008	ETD Morumbi	88
	ETD Tiradentes	88
2009	ETD Morumbi	88
	ETD Tiradentes	88
2010	ETD Vila Mariana	88
	ETD Eldorado	88
	ETD Ibirapuera	88
	ETD Eemelino Matarazzo	88
2011	ETD Esplanada	88
	ETD Vila Andrade	88
	ETD Canindé	88
	ETD Santo Amaro	88

BANDEIRANTE ENERGIA – Carga Prevista

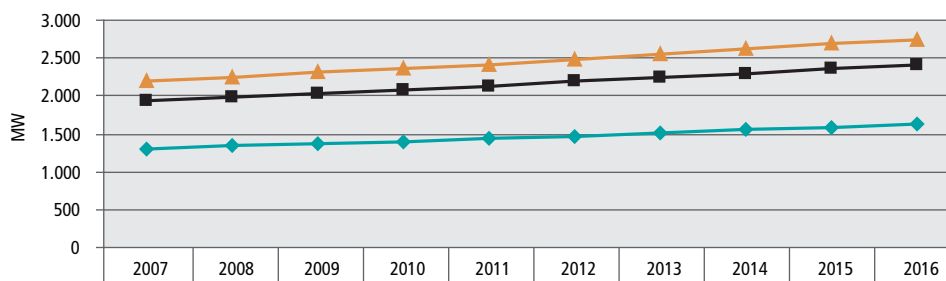
No ano de 2005, na sua área de concessão, a BANDEIRANTE forneceu ao seu mercado cativo 8,009 milhões de MWh a cerca de 1,4 milhões de clientes.





A previsão de cargas para o período 2007-2016 pode ser observada no Gráfico 99. O crescimento previsto é, em média, de 2,5 % ao ano no citado período.

Gráfico 99 – Evolução da Carga da Bandeirante Energia – Período 2007/2016



		BANDEIRANTE									
	Leve	1.303	1.336	1.369	1.404	1.439	1.469	1.512	1.549	1.588	1.628
	Média	1.932	1.980	2.030	2.080	2.128	2.186	2.240	2.296	2.354	2.413
	Pesada	2.201	2.256	2.312	2.370	2.419	2.491	2.552	2.616	2.682	2.749

Estão previstos, no decorrer do decênio, os seguintes reforços de suprimento para a área de concessão da BANDEIRANTE:

Tabela 93 – BANDEIRANTE - Principais Obras de Transmissão Previstas – Período 2007/2016

Obra	Ano
Reconstrução da LT Mogi (FURNAS) – São José dos Campos 230 kV C1, em torre de circuito duplo, 50 km	2007
Reconstrução da LT São José dos Campos – Taubaté 230 kV, para circuito simples, 35 km	2007
Reconstrução da LT Taubaté – Aparecida 230 kV, para circuito duplo, 42 km	2007
Reconstruir a LT Aparecida – Santa Cabeça 230 kV, para circuito simples, 42 km	2007
Reconstrução da LT Itapeti – Mogi (CTEEP) – Mogi (FURNAS) 230 kV, para circuito simples, 6 km	2007
Desativação da SE Mogi 230/88 kV (CTEEP), em junho de 2008, transferindo-se sua carga, para a SE Itapeti 345/88 kV (CTEEP)	2007
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
Instalação do 4º banco de transformadores de 3 x 133MVA e bays associados na SE Norte (Bandeirante e Eletropaulo)	2010





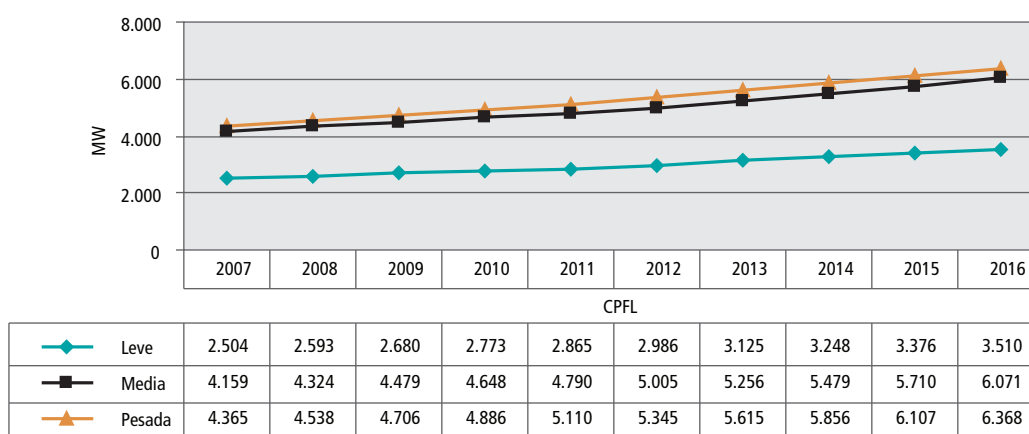
CPFL – Carga Prevista

A previsão para a demanda máxima anual coincidente no sistema da CPFL é de 4.364 MW em 2007, evoluindo para 6.368 MW em 2016.

A participação no mercado por classe de consumo atendida pela CPFL é a seguinte: industrial – 40%, residencial – 25 %, comercial – 15 % e outros – 20 %. O setor residencial é responsável por cerca de 40% do faturamento da CPFL, enquanto que o setor industrial responde por pouco mais de 30% do faturamento.

A previsão de cargas para o período 2007/2016 pode ser observada no Gráfico 100. O crescimento previsto é, em média, de 4,3 % ao ano no citado período.

Gráfico 100 – Evolução da Carga da CPFL – Período 2007/2016



CPFL – Programa de obras

Para o ano 2009, está prevista a construção da SE Sosas II 500/138 kV, como expansão referencial do sistema supridor à região de Campinas em virtude do esgotamento da capacidade de ampliação das SEs Santa Bárbara e Campinas. A SE Sosas II foi projetada para seccionar a LT 500 kV Campinas - Ibiúna, com a instalação inicial de 2 autotransformadores de 300 MVA. O programa de obras no sistema de 138 kV da CPFL Sudeste associado à SE Sosas II é apresentado a seguir, a partir do seccionamento dos dois circuitos da LT 138 kV Tanquinho - Viracopos; destaca-se que muitas das construções de linhas propostas ocorrem sobre as instalações existentes, aproveitando-se, portanto, as faixas de servidão disponíveis:

LT 138 kV Sosas II - Tanquinho, circuito simples, em cabo 1x795 MCM a 75 graus, com 19 km de extensão.

LT 138 kV Sosas II - Valinhos, circuito simples, em cabo 1x795 MCM a 75 graus, com 17 km de extensão.

LT 138 kV Sosas II - Viracopos, circuito simples, em cabo 1x795 MCM a 75 graus, com 37 km de extensão.

Reconstrução da LT 138 kV Valinhos - Viracopos, circuito simples, de 23 km de extensão, para cabo 1x795 MCM a 75 graus.

LT 138 kV Sosas II - Trevo, circuito simples, de 22 km de extensão, utilizando a faixa de servidão ocupada pelo sistema de 69 kV; para tanto, a SE Figueira deve ser convertida para a tensão de 138 kV e a atual LT 138 kV Tanquinho - Valinhos será desviada para a SE Paineiras, criando o terceiro circuito da LT 138 kV Tanquinho - Paineiras.

Está prevista para 2008 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):

Lançamento do segundo circuito no trecho de LT 138 kV São José do Rio Preto (CPFL) - Tap Mirassol, com 20 km de extensão, em cabo 336.4 MCM.

Construção da LT 138 kV Mirassol II - São José do Rio Preto (CTEEP), circuito duplo, sendo o trecho novo em cabo 1x795 MCM a 75°C, com 9 km de extensão.





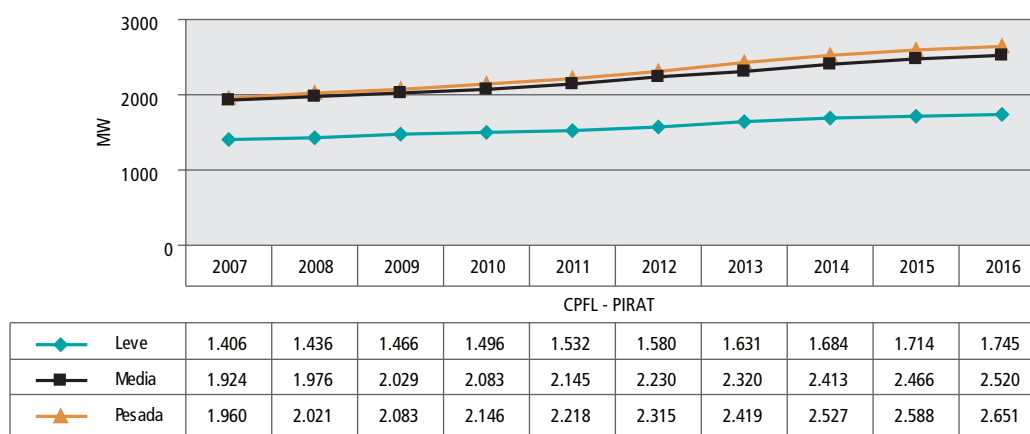
Construção da LT 138 kV Mirassol II - São José do Rio Preto (CPFL), circuito duplo, sendo o trecho novo em cabo 1x795 MCM a 75°C, com 13 km de extensão.

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 2007, evoluindo para 2.651 MW em 2016, sendo a previsão de cargas para o período 2007/2016 mostrada no Gráfico 101. O crescimento previsto é, em média, de 3,4 % ao ano no citado período.

Gráfico 101 – Evolução da Carga da CPFL Piratininga – Período 2007/2016



CPFL PIRATININGA – Plano de Obras

O Programa de Obras da CPFL Piratininga é resumido a seguir:

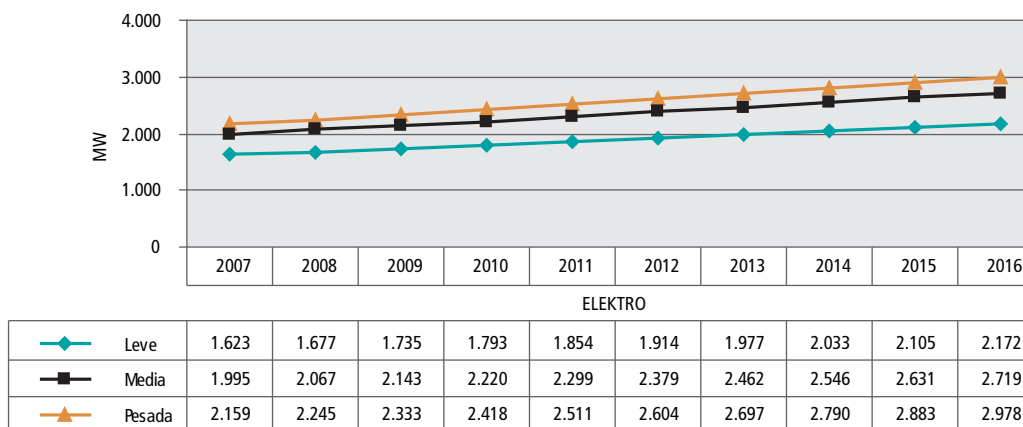
Instalação de módulos de Manobra de 88 kV nas SEs Oeste, Bom Jardim, Henry Borden e Baixada Santista;

Instalação de 50 Mvar de Compensação Reativa na SE Bom Jardim (dez/08).

ELEKTRO – Carga Prevista

A previsão de cargas para o período 2007/2016 pode ser observada no Gráfico 102. O crescimento previsto é, em média, de 3,6 % ao ano no citado período.

Gráfico 102 – Evolução da Carga da ELEKTRO – Período 2007/2016





A ELEKTRO prevê a realização das seguintes obras:

Linha de Transmissão			
Ano	Nome	kV	km
2007	Ramal de Derivação S/E Cerquillo, CD	138	3,0
2008	Ramal de Derivação S/E Eng Coelho	138	1,0
2008	LT S/E Pariquera-açu - S/E Iguape	138	12,0
2009	Ramal de derivação da S/E Atibaia II	138	1,0
2009	LT S/E Pariquera-açu - S/E Iguape	138	15,0
2009	Recondutoramento da LT Jales - Sta Fé do Sul	69	14,0
2010	Ramal de derivação da S/E Santa Gertrudes	138	3,0
2010	LT S/E Pariquera-açu - S/E Iguape	138	15,0
2010	Recondutoramento da LT Jales - Sta Fé do Sul	69	14,0

Subestação		
Ano	Nome	kV
2007	S/E Cerquillo II	138
2008	S/E Eng. Coelho	138
2008	S/E Atibaia II	138
2010	S/E Santa Gertrudes	138

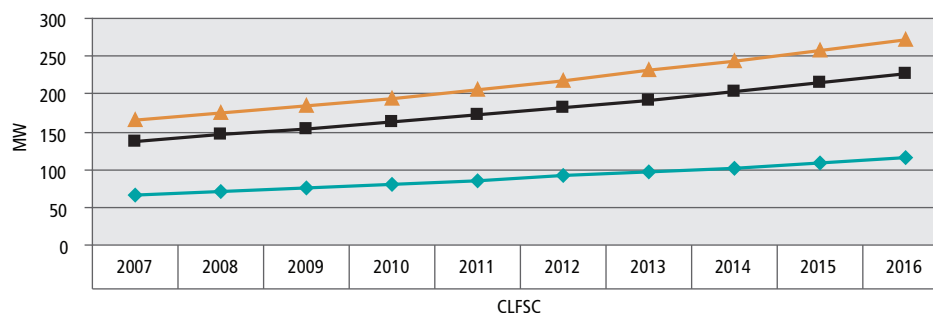
CLFSC – carga prevista

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 verificada em 2005 foi de 169,1 MW (outubro/2005) e, considerando o crescimento histórico, espera-se em 2016 uma ponta máxima próxima a 300 MW.

A previsão de cargas para o período 2007/2016 pode ser observada no Gráfico 103. O crescimento previsto é, em média, de 5,8 % ao ano no citado período.




Gráfico 103 – Evolução da Carga da CLFSC – Período 2007/2016


	CLFSC									
Leve	67	71	76	81	86	91	97	103	109	116
Média	137	145	154	163	172	182	192	203	215	226
Pesada	164	174	184	195	206	218	231	244	258	272

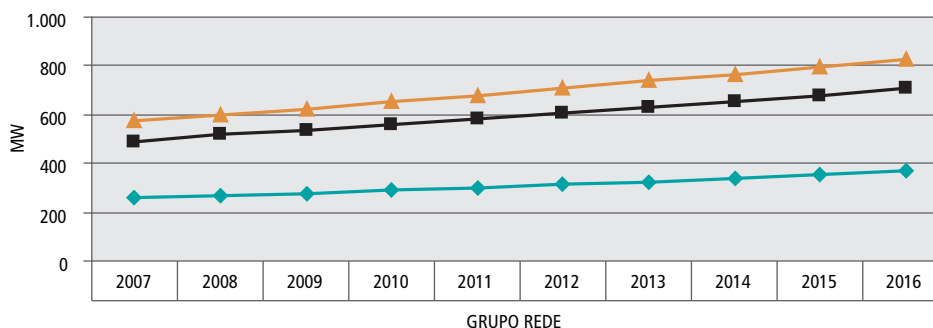
CLFSC – Plano de Obras

A CLFSC tem previsto a execução das seguintes obras:

Obra de Subestação	Ano
SE Santa Cruz do Rio Pardo 66/11 kV - Ampliação de 20,0 MVA	2007
SE Bernardino de Campos 88/66 kV - Ampliação de 20,0 MVA	2007
Obras de Linhas	
LT 66 kV Piraju - Jacarezinho, recondução 20 km	2007
LT 66 kV Ourinhos - Santa Cruz do Rio Pardo, recondução 31 km	2007
LT 33 kV Manduri - Águas de Santa Bárbara, recondução 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 2007/2016 pode ser observada no Gráfico 104. O crescimento previsto é, em média, de 4,1 % ao ano no citado período.

Gráfico 104 – Evolução da Carga do Grupo REDE – Período 2007/2016


	GRUPO REDE									
Leve	260	271	277	289	301	313	326	339	353	367
Média	492	520	537	558	581	604	629	654	681	708
Pesada	572	600	624	650	677	710	736	764	794	824





São previstas as seguintes obras nas instalações do Grupo REDE no Estado de São Paulo:

Linha de Transmissão 138 kV	Circ.	Comp.	Cabo	Energ.
		km	MCM	Ano
Caiuá				
Ramal P5/P3	CD	10	336,4	2.005
Recondutoramento – P5-P3	CS	1,4	4/0	2.006
LT P.Venc.-P.Epitácio – fase 1	D1	30	336,4	2.007
Total 2007		41,4		
LT P.Venc.-Sto Anastácio – fase 1	D1	11,6	266,8	2.011
Total 2011		11,6		
LT P.Venc.-Sto Anastácio – fase 2	D1	11,6	266,8	2.012
Repotenciação da LT Sto Anastácio – P1 para 138 kV	CS	34	266,8	2.012
Total 2012		45,6		
Lanc. 2º circ.LT P.Venc.-P.Epitácio	D2	30	266,8	2.013
Total 2013		30		
CNEE				
Ramal CG Cerradinho - Catanduva II	CS	2,5	336,4	2.005
Total 2006		2,5		
Ramal SE Novo Horizonte	CD	15	336,4	2.011
Total 2011		15		
EEB				
LT SE Bragança(CTEEP)-TAPE.LT	CD	5	336,4	2.007
Total 2007		5		
LT ATIBAIA(RB) - BRAGANÇA - CD	D1	15	336,4	2.010
Total 2010		15		
LT BRAGANÇA - EXTREMA - CIRC.2	CD	30	336,4	2.011
Total 2011		30		

Subestação 138 kV	Tensão	Potência	Energ.
	kV	MVA	Ano
Caiuá			
SE P3 (REISOLAMENTO 88 kV para 138 kV)	138		2007
SE P5 (REISOLAMENTO 88 kV para 138 kV)	138		2007
Total 2007		0,0	
SE MARTINÓPOLIS (SUBST. TRAF0)	138-88/13,8	25	2008
SE P3 (IMPLANTAÇÃO TRAF0)	138/13,8	25	2008
SE P.EPITÁCIO (REISOLAMENTO 138 kV)	138		2008
SE PVENCESLAU - BAY138 kV	138		2008
Total 2008		50	
SE ADAMANTINA (BAY 138 kV)	138		2009
SE P1 (SUBST. TRAF0 - 2X25 MVA)	138	50	2009
Total 2009		0	





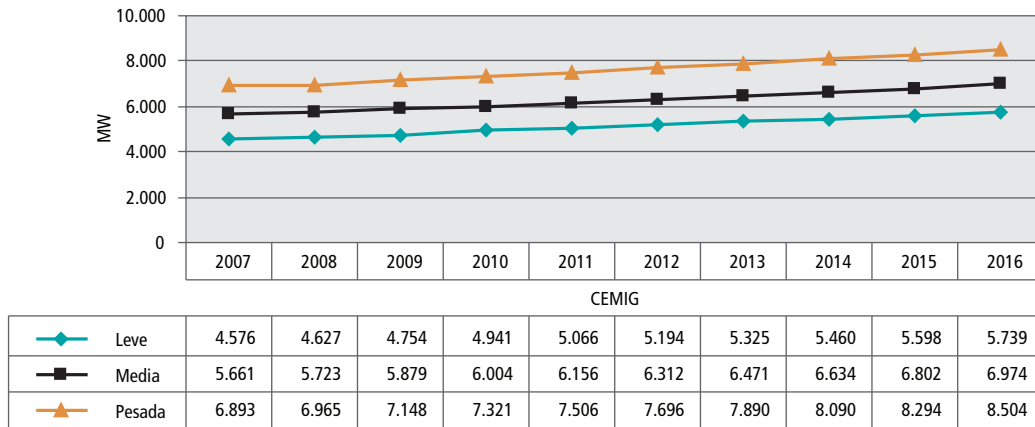
Subestação 138 kV	Tensão	Potência	Energ.
	kV	MVA	Ano
SE STO ANASTÁCIO (REISOLAMENTO 88kV para 138kV - SUBST. TRAFÓ - 25MVA)	138 /13,8	25	2012
Total 2012		25	
EEVP			
SE ASSIS II (RECONSTRUÇÃO em 88 kV)	88		2007
Total 2007		0	
SE TUPÃ (BC-15 Mvar)	138	15 MVA _r	2008
Bay de transf. para a conexão do 2º cir. Flórida-Tupã	138		2008
SE CANDIDO MOTA (SUBST. TRAFÓ)	138-88/13,8	25	2008
Total 2008		25	
CNEE			
CTEEP-CATANDUVA (2º BAY 138 kV)	138		2007
Total 2007		0	
SE CATANDUVA I - TR4 (SUBST. TRAFÓ)	138	25	2008
Total 2008		25	
SE NOVO HORIZONTE (CONSTRUÇÃO)	138/13,8	25	2011
Total 2011		25	
EEB - SUBESTAÇÃO - 138 kV			
SE CTEEP-BRAGANÇA (2 BAYS DE LINHA)	138		2007
SE CAMBUÍ 2 (FASE 2)	138/34,5	25	2007
Total 2007		25	
SE CAMBUÍ 2 (FASE 3)	138/13,8	25	2008
Total 2008		25	
SE STA TEREZINHA (IMPLANT. TRAFÓ)	138 /13,8	25	2009
Total 2010		25	
SE BRAGANÇA II (CONSTRUÇÃO)	138 /13,8	25	2010
Total 2010		25	
EEB- SUBESTAÇÃO - 34,5 kV			
SE SÃO FRANCISCO (IMPLANTAÇÃO TRAFÓ TR2)	34,5/13,8	12,5	2008
SE MONTE VERDE (SUBST. TRAFÓ)	34,5/13,8	9,25	2008
Total 2008		21,8	
SE TUIUTI (CONSTRUÇÃO)	34,5/13,8	6,25	2009
Total 2009		6,3	

7.3.2 Estado de Minas Gerais

CEMIG Distribuição – Carga Prevista

O Gráfico 105 apresenta a evolução do requisito da CEMIG, para o decênio, nos três patamares de carga.



Gráfico 105 – 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	11/08
Introdução DE 69 kV NA SE São Francisco	07/07
Reforço Para Região Serra Geral - FASE 3	11/08
Reforço Para Região Serra Geral - FASE 4	10/07
Ampliação da SE Espinosa	05/08
Serra Geral - Construção DA SE Porteirinha 2	12/07
Introdução do 138/69 kV NA SE CURVELO 2	06/07
Instalação de BCO Capacitores 138 kV - SE Unai 2	05/07
Ampliação da SE Mirabela	05/09
Construção da SE Pirapora 2	04/09
Construção da SE Paracatu 4	03/09
Ampliação da SE Mirabela	05/09
Ampliação da SE Diamantina	05/14
Ampliação da SE Coração De Jesus	05/16
Ampliação da SE Mirabela	05/09
Ampliação da SE Arinos	05/13
Ampliação da SE Couto Magalhães	05/15
Ampliação da SE Paracatu 5	05/12
Ampliação da SE Paracatu 7	05/13
Instalação de Bco Capacitores 138 kV - SE Buritis	05/11



Planos de Expansão - Região Norte	Data
Ampliação da SE Unai 3	05/11
Ampliação da SE Unai 5	05/11
Ampliação da SE Paracatu 1	05/12
Ampliação da SE Riachinho	05/13
Ampliação da SE Manga 1	
Ampliação da SE Mato Verde	05/13
Construção da SE Montes Claros 3	05/11
Ampliação da SE Vazante	05/15
Planos de Expansão - Região Centro	
Ampliação da SE Nova Lima 1	09/07
Implantação da SE Betim 5	11/08
Ampliação da SE Betim 4 (P/ 2 x 25 MVA)	06/07
Construção da SE Igarapé 2	05/07
Construção das Linhas Subterrâneas	08/08
Construção da SE Jabuticatubas	05/08
Ampliação da SE BH Gutierrez	05/08
Ampliação da SE Cordisburgo	05/10
Construção da SE Esmeraldas	05/08
Ampliação da SE Mateus Leme	05/09
Ampliação da SE Lagoa Santa	05/15
Ampliação da SE Barão de Cocais 1	05/14
Construção da SE BH Gameleira	05/09
Ampliação da SE BH Barro Preto	05/12
Construção da SE Contagem 4 (Eldorado)	05/14
Construção da SE Sete Lagoas 4	05/11
Ampliação da SE BETIM 3	05/11
Ampliação da SE CI Santa Luzia	05/10
Construção da SE BH Serra Verde	06/10
Ampliação da SE Pedro Leopoldo 3	05/14
Ampliação da SE Sete Lagoas 2	05/14
Ampliação da SE BH Atalaia	05/12
Ampliação da SE Maracanã	05/10
Construção da SE Neves 4	05/11
Ampliação da SE Santa Luzia 1	05/12
Ampliação da SE BH São Marcos	05/13
Ampliação da SE Paraopeba	05/11



Planos de Expansão - Região Centro

Ampliação da SE BH Pampulha	05/10
Ampliação da SE Nova Lima 1	05/13
Ampliação da SE Contagem 3	05/13
Construção da SE Ribeiro de Abreu	05/10
SE Betim 4 (2x25 p/ 3x25 MVA - 138-13,8 kV)	05/14
SE NEVES 3 (2x25 p/ 3x25 MVA - 138-13,8 kV)	05/16
SE Nova Granja (15+25 p/ 1x15+2x25 MVA - 138-13,8 kV)	05/16
SE Santa Luzia 2 (2x25 p/ 3x25 MVA - 138-13,8 kV)	05/16
SE UHE Peti (7,5+9 p/ 2x12,5 MVA - 69-13,8 kV)	05/15

Planos de Expansão - Região Oeste

Ampliação da SE Conceição Aparecida	06/08
Ampliação da SE Nova Serrana	05/07
Ampliação da SE Carmópolis de Minas	05/07
Ampliação da SE Carmo da Mata	07/07
Construção da SE Claudio 2	07/07
Ampliação da SE Arcos	06/07
Construção da SE Itatiaiuçu	05/08
Construção da SE Nova Serrana 2	05/14
Ampliação da SE Divinópolis 2	05/11
Introdução de 138 kV na SE Formiga	05/15

Planos de Expansão - Região Leste

Ampliação da SE Pedra Azul	08/07
Ampliação da SE Resplendor	05/07
Construção da Se Araçuaí 2	03/07
Reforço para a Região de Pedra Azul	07/07
Reforço para Engenheiro Caldas	09/07
Reforço para a Região de Central De Minas	12/07
Ampliação da Se Peçanha 2	02/07
Reforço P/ A Região de Guanhães e Sabinópolis	05/07
Ampliação da Se Capelinha	05/07
Construção da Se Lajinha	08/07
Reforço para Coronel Fabriciano	05/08
Integração da Se Aracuai 2 - Fase 2	05/09
Introdução do 138 kV Em Central De Minas	05/09
Ampliação Da Se Poté	05/10
Construção da Se Novo Cruzeiro	05/09


Planos de Expansão - Região Leste

Construção da SE Rio do Prado	05/08
Ampliação da SE Jequitinhonha	05/09
Ampliação da SE Jequitinhonha	05/09
Reforço para a Região de Berilo	05/08
Ampliação da SE Minas Novas	05/08
Ampliação da SE Águas Formosas	05/08
Ampliação da SE Uh. Tronqueiras	05/12
Ampliação da SE Coronel Fabriciano	05/11
Transmissão da UHE Murta	08/10
Construção da SE Guanhães 2 - Fase 1	05/11
Construção da SE Guanhães 2 - Fase 2	05/15
Ampliação da SE Caratinga	05/15
Construção da Se Governador Valadares 5	05/10
Ampliação da SE Santa Maria Do Suaçui	05/11
Reforço P/ Região de Manhuaçu/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	05/14
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)	05/16

Planos de Expansão - Região Triângulo

Transmissão da UHE Capim Branco 2	12/06
Construção da SE Perdizes	05/08
Ampliação da SE Carneirinho	05/07
Ampliação da SE Campina Verde 2	04/07
Construção da SE Prata 2	05/08
Ampliação da SE Tupaciguara	05/07
Introdução de 138 kV na SE Prata	05/08
Ampliação da SE Araporã	05/08
Ampliação da SE Coqueiros	04/07
Ampliação da SE Uberlândia 2	05/09
Ampliação da SE Uberaba 6	05/08
Reforço para a Região de Patos de Minas - Fase 1	05/10



**Planos de Expansão - Região Triângulo**

Reforço para a Região de São Gotardo	05/10
Ampliação da SE Uberaba 1	05/10
Ampliação da SE Uberlândia 7	05/08
Ampliação da SE Uberlândia 6	05/14
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	05/13
Construção da SE Comendador Gomes	10/08

Planos de Expansão - Região Sul

Introdução de 138 kV na SE São G. do Sapucaí	07/08
LT 138 kV Poços - Alfenas	04/06
Construção da SE Nova Resende	05/09
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	05/12
Ampliação da SE Bom Sucesso	05/13
Ampliação da SE Três Corações 1	05/13
Introdução 138-13,8 kV na SE Paraisópolis	05/11
SE Guaxupé 2 (1x25 P/ 2x25 MVA - 138-13,8 Kv)	05/14

Planos de Expansão - Região Mantiqueira

Ampliação da SE São João Del Rei 2	01/07
Compensação Reativa na SE Itabirito	10/06
Construção da SE Juiz de Fora 8	05/09
Introdução de 138 kV na SE Itabirito	05/10
Transmissão da UHE Bau	02/10
Construção da SE Lafaiete 2	05/13
Introdução de 138 kV - 13,8 kV em Congonhas	05/13
Construção da SE Barbacena 3	05/18
Construção da SE Pequeri - Fase 2	05/23
Construção da SE Pequeri - Fase 1	05/20
Construção da SE Lima Duarte 2	05/22
Ampliação da SE Murtinho	05/13



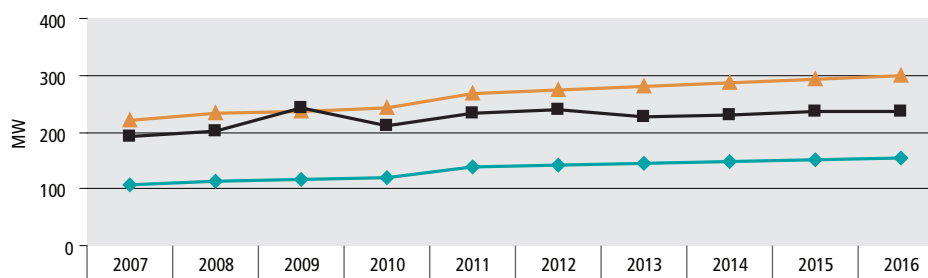


Planos de Expansão - Região Mantiqueira	
Ampliação dos Autos da SE Ponte Nova	05/13
Construção da SE Urucania	05/11
Introdução de 138-23 kV na SE Juiz de Fora 7	05/25
Aumento de Capacidade de Transformação	
SE Carandal 3 (Senta-Levanta 1x5 P/ 1x12,5 MVA - 13,8-69 kV)	05/16
SE Rio Espera (1x5 P/ 2x5 MVA - 69-13,8 kV)	05/16
SE Viçosa (1x25 P/ 2x25 MVA - 138-13,8 kV)	05/16

CFLCL - carga prevista

A previsão de cargas para o período 2007/2016 pode ser observada no Gráfico 106. O crescimento previsto é, em média, de 3,4 % ao ano no citado período.

Gráfico 106 – Evolução da Carga da CFLCL – Período 2007/2016



	CFLCL									
◆ Leve	106	113	116	120	139	142	145	148	151	154
■ Média	192	201	243	211	233	239	226	230	235	235
▲ Pesada	221	232	238	244	266	273	279	285	292	299

CFLCL – Plano de Obras

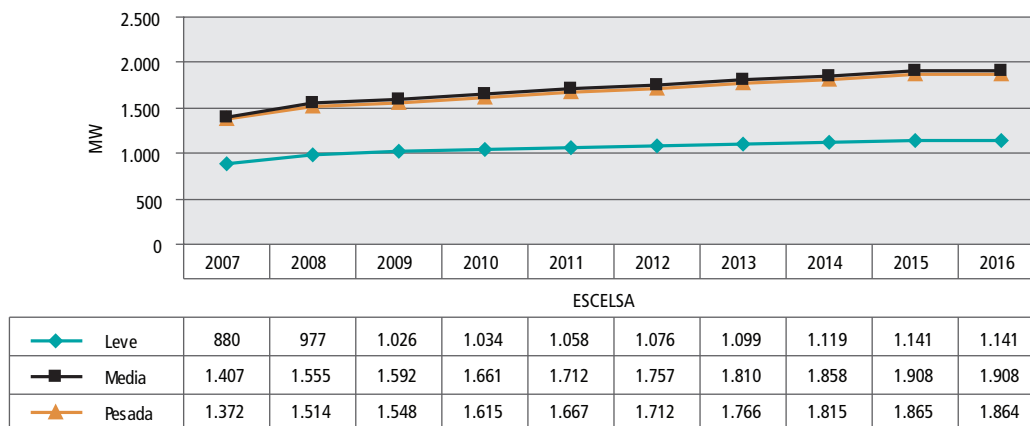
No horizonte decenal, a CFLCL terá a sua geração interna reforçada através de 130 MW de PCHs a serem implantadas pelo Produtor Independente de Energia CAT-LEO Energia S/A. Está também prevista para 2010 a construção de UHE Baú I (110 MW), que será conectada ao sistema CEMIG.

7.3.3 Estado do Espírito Santo

ESCELSA - Carga Prevista

A previsão de cargas para o período 2007/2016 pode ser observada no Gráfico 107. O crescimento previsto é, em média, de 3,5 % ao ano no citado período.



**Gráfico 107 – Evolução da Carga da ESCELSA – Período 2007/2016****ESCELSA – plano de obras**

As principais obras previstas para a área da ESCELSA são apresentadas a seguir:

SE Lameirão 24,0 MVA – 34,5/13,8 kV (2007);

LT 138 kV Pitanga - Civit, 5 km, cabo 556,5 MCM, circuito duplo (2007);

Banco de capacitor de 26,7 Mvar, 138 kV, na SE Linhares (2007).

LT 138 kV Verona – Nova Venécia, 3 km, cabo 556,5 MCM, circuito duplo (2008);

SE Manguinhos 41,5 MVA – 138/13,8 kV (2008);

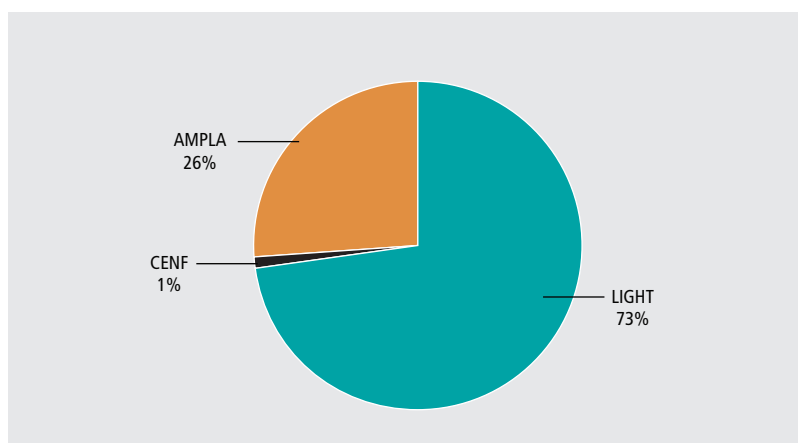
LT 138 kV Civit - Manguinhos, 10 km, cabo 556,5 MCM, circuito simples (2008);

SE Goiabeiras 41,5 MVA – 138/13,8 kV (2008);

Ramal 138 kV Goiabeiras, 0,3 km, cabo 556,5 MCM, circuito duplo (2008);

7.3.4 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 apresentada no Gráfico 108.

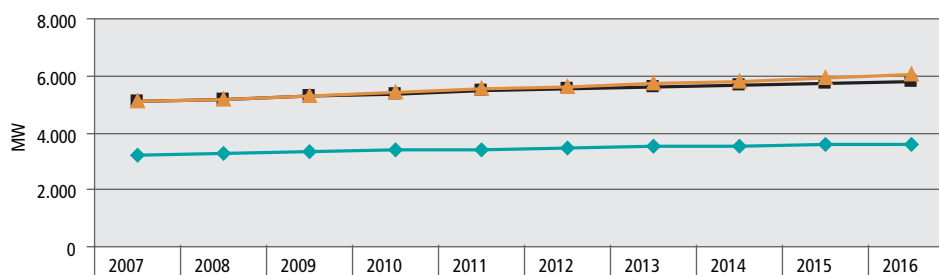
Gráfico 108 – Participação das Distribuidoras no Mercado do Estado do Rio de Janeiro



LIGHT – carga prevista

A previsão de cargas para o período 2007/2016 pode ser observada no Gráfico 109. O crescimento previsto é, em média, de 2,0 % ao ano no citado período.

Gráfico 109 – Evolução da Carga da LIGHT – Período 2007/2016



LIGHT

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
◆ Leve	3.229	3.280	3.333	3.383	3.426	3.463	3.499	3.537	3.575	3.613
■ Media	5.072	5.168	5.270	5.368	5.451	5.523	5.593	5.667	5.740	5.814
▲ Pesada	5.086	5.184	5.288	5.396	5.513	5.613	5.714	5.818	5.923	6.030

LIGHT – Plano de Obras

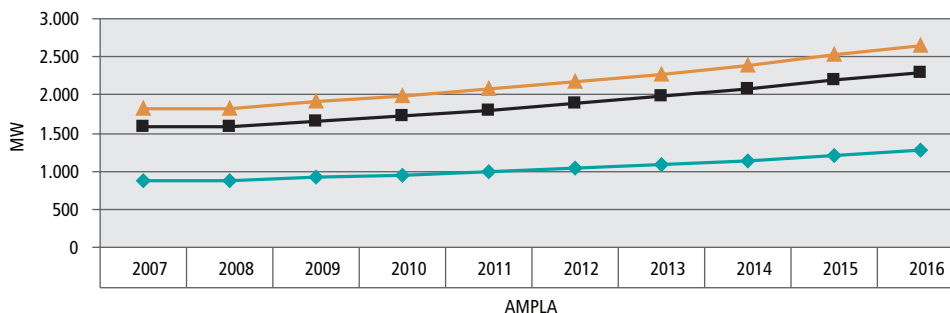
As principais obras da LIGHT são listadas a seguir:

Data	Obra	Tipo de Obra	Detalhe
abr/07	SE Mato Alto	Ampliação	58 MVA
ago/07	Recreio	Nova	40 MVA
dez/08	LT Funil - Retiro Saudo	Recondutoramento	1113 MCM
dez/08	LT Grajaú - Leopoldo	Recondutoramento	1113 MCM
ago/07	SE Marapicu	Nova	40 MVA
ago/09	LT Ilha dos Pombos -Além Paraíba	Recondutoramento	795 MCM
ago/09	SE Carmarí	Nova	60 MVA
ago/09	SE Irajá	Nova	60 MVA
ago/10	LT Pedro Ernesto - Fundão	Nova - subterrânea	1000 mm ²
ago/10	SE Itaguaí Nova	Nova	40 MVA
ago/10	SE Barra 2	Nova	80 MVA
ago/11	LT São José - LT 81 e 82	Nova	1113 MCM
ago/12	SE São João	Nova	60 MVA
ago/12	SE Tomás Coelho	Nova	60 MVA
ago/14	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 2007/2016 pode ser observada no Gráfico 110. O crescimento previsto é, em média, de 4,2 % ao ano no citado período.

Gráfico 110 – Evolução da Carga da AMPLA – Período 2007/2016

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Leve	871	878	919	949	997	1.042	1.096	1.145	1.210	1.265
Média	1.584	1.590	1.664	1.718	1.802	1.888	1.985	2.083	2.192	2.295
Pesada	1.821	1.827	1.910	1.973	2.070	2.170	2.278	2.391	2.517	2.635

São previstas as seguintes obras pela AMPLA:

Linha de Transmissão

Ano	Nome	kV	km
2008	LT S. José - REDUC	138	16
2008	Construção da LT Venda das Pedras (FCE) - Venda das Pedras	138	2
2008	Recapacitação da LT V. Pedras – Tap V. Pedras	138	7,5
2009	Lançamento 2º circ. Rocha Leão / Porto do Carro	138	52
2010	Construção da LT ERC/Itamaraty	69	

Subestação

Ano	Nome	kV
2008	REDUC	138
2008	Nova SE Gradim 138/11,9 kV - 33,3 MVA	138
2008	SE Macabu - Substituição dos TRs 138/69 kV - 15 e 20 MVA por 2 x 33 MVA	138
2008	Nova SE Cruzamento 69 kV (69/34,5 kV - 15 MVA (de Itaperuna); 34,5/13,8 kV - 5,0 MVA	69
2010	SE ENTR. RIO DA CIDADE - Substituição/adequação dos TRs 138/69 kv - 2 x 25 MVA por 2 x 83 MVA	138

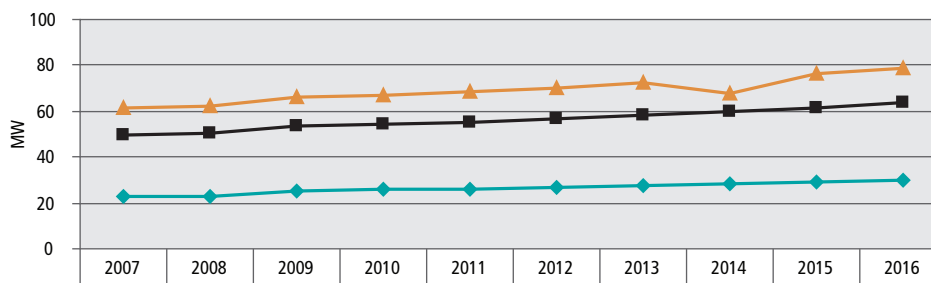




CENF – Carga Prevista

A previsão de cargas para o período 2007-2016 pode ser observada no Gráfico 111. O crescimento previsto é, em média, de 2,9 % ao ano no citado período.

Gráfico 111 – Evolução da Carga da CENF – Período 2007/2016



	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Leve	23	23	25	26	26	27	28	28	29	30
Média	50	50	54	54	55	57	59	60	62	64
Pesada	61	62	66	67	68	70	73	68	77	79

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

❖ 7.4 Região Centro-Oeste

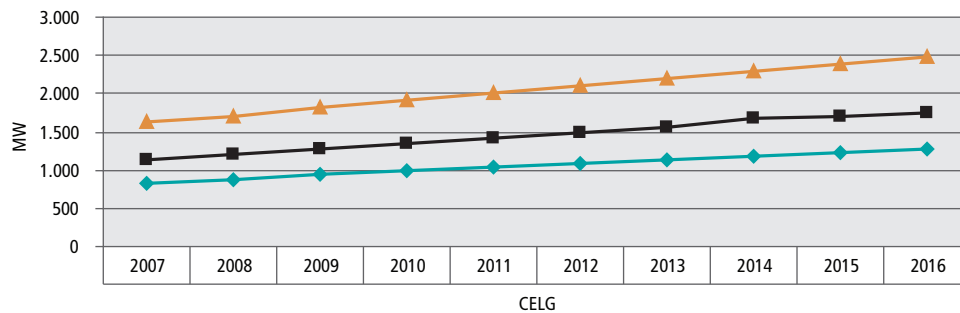
7.4.1 Estado de Goiás e Distrito Federal

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 2007/2016 pode ser observada no Gráfico 112. O crescimento previsto é, em média, de 4,8 % ao ano no citado período.



Gráfico 112 – Evolução da Carga da CELG – Período 2007/2016

CELG	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Leve	832	873	939	983	1.032	1.086	1.133	1.179	1.227	1.276
Média	1.134	1.202	1.287	1.348	1.417	1.493	1.558	1.684	1.690	1.758
Pesada	1.627	1.710	1.825	1.912	2.007	2.114	2.206	2.298	2.394	2.489

São previstas as seguintes obras pela CELG:

Linha de Transmissão			
Ano	Nome	kV	km
2007	Carajas-Atlântico	138	6
2007	Carajas-Independencia/Goya	138	6
2007	Emborcação-Catalao II	138	43
2007	Cezarina-Indiara	69	20
2007	Itapaci T-Serra do Ouro II	138	65
2007	Jaragua-Rio dos Patos (Rural)	35	25
2007	Arturlandia-Malhador (Placa)	35	20
2007	Serra do Ouro-Nova Crixas	69	70
2007	Santa Maria-Pacaembu	138	8
2007	Parque das Nacoes-Asa Branca	35	11
2007	Bela Vista-Piracanjuba	69	35
2007	Cristalina-São Marcos	138	47
2007	Jatai/Cabriuva-Serra Azul	69	8
2008	Alexania T-Abadiania	69	24
2008	Usina São Domingos - Campos Belos	69	79
2008	Catalao-Goiandira	69	15
2008	Rio Vermelho-Cristalina	138	90
2008	Pacaembu/Marajoara-Estrela D'alva	138	8
2008	Iaciara-Posse	69	28
2008	Inhumas-Itaberaí	138	50
2008	Ipora-Montes Claros	69	60
2008	Itiquira-Cabeceiras	138	50
2008	Silvania/Vianopolis-Leopoldo de Bulhoes	69	18
2008	Morrinhos/S. de Caldas-Rio Quente	69	7



Linha de Transmissão			
Ano	Nome	kV	km
2008	Rio Verde Furnas-Santa Helena	138	33
2008	Samambaia-Sto. Ant. Descoberto	138	10
2008	Xavantes/Daia-Santa Genoveva	138	3
2008	UHE Corumba-Serra de Caldas	138	30
2009	Bela Vista-Hidrolandia	69	30
2009	Flores de Goias-Itiquira	138	120
2009	Pirineus-Silvania	138	40
2010	Mozarlandia-Aruana T	69	55
2010	Cachoeira Alta-Cacu	69	32
2010	Cezarina-Varjao	69	15
2010	Corumba III-Cristalina	138	35
2010	Serra de Caldas-Marzagao	69	30
2010	Xavantes-Neropolis	138	20
2010	Neropolis-Rodrigues Nascimento	69	15
2010	Vianopolis-Orizona	69	40
2011	Serra da Mesa-Alto Paraiso	138	85
2011	Guapo-Aragoiania	69	13
2011	Atlantico/Campinas-Bueno	138	6
2011	Ananguera/Daia-Goianapolis	138	29
2011	Xavantes/Ferrovuario-Goiania 2	138	2
2011	Serra de Caldas-Ipameri	138	45
2011	Parque das Emas-Mineiros	138	25

Subestação		
Ano	Nome	kV
2007	Pires do Rio-Imp	138
2007	Cezarina-Comp V	69
2007	Serra do Ouroamp. IV	138
2007	Riviera-Imp.	138
2007	Serra Azul-Imp	69
2008	Abdiania T-Imp.	69
2008	Campos Belos-Imp	69
2008	Dimic-Imp	138
2008	Estrela D'alva-Imp.	138
2008	Itaberai-Imp	138
2008	Itaucu-Imp	69





Subestação		
2008	Jussara	69
2008	Parauna-Imp	69
2008	Rio Quente-Imp	69
2008	Sto. Ant. Descoberto-Imp.	138
2008	Santa Genoveva-Imp.	138
2009	Silvania-Imp	138
2011	Alto Paraiso-Imp	138
2011	Bueno-Imp.	138
2011	Pirenopolis-Imp	69
2011	Dist Ind Senador Canedo	138
2011	Goianapolis-Imp.	138
2011	Goiania 2-Imp.	138
2014	Doverlandia-Imp.	69

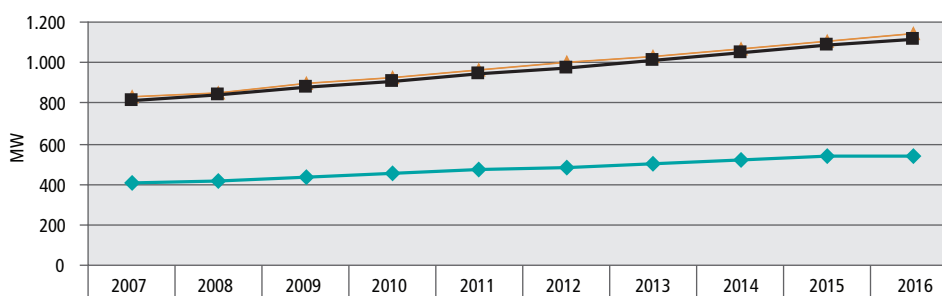
Carga prevista - CEB

O mercado consumidor da CEB apresentou um consumo de energia em 2005 de 3.803.319 MWh e para o ano de 2016 é previsto um consumo de 7.681.056 MWh, apresentando taxas de crescimento em torno de 6,5% ao ano.

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 2007-2016 pode ser observada no Gráfico 113. O crescimento previsto é, em média, de 3,6% ao ano no citado período.

Gráfico 113 – Evolução da Carga da CEB – Período 2007/2016



	CEB									
◆ Leve	404	417	436	452	470	486	503	522	540	540
■ Media	811	838	876	908	942	975	1.008	1.047	1.084	1.116
▲ Pesada	830	853	896	928	964	999	1.031	1.071	1.109	1.142





CEB – Plano de Obras

As principais obras da CEB são listadas a seguir:

Linha	km	Ano
LT 138 kV Samambaia-Brasília Norte	42	2007
LT 138 kV Samambaia-Núcleo Bandeirante	26	2007
LT 138 kV Santa Maria - Brasília Centro	61	2008
LT 69 kV Tap Sobradinho - São José	32	2008
LT 138 kV Núcleo Bandeirante - SE 05	6,5	2009
LT 138 kV Samambaia - Samambaia Oeste	6	2010
LT 138 kV Samambaia Oeste Tap Rio Descoberto	16,5	2011

Subestação	kV	MVA	Ano
SE Sudoeste	138/13,8	64	2007
SE Mangueiral (São Sebastião)	138 / 34,5 / 13,8	72	2008
SE Núcleo Bandeirante	138/13,8	64	2008
SE Vale do Amanhecer	69 / 13,8	12,5	2008
SE São José	69 / 13,8	6,25	2008
SE 05	138 / 13,8	32	2009
SE Guará II	138 / 13,8	32	2010
SE Samambaia Oeste	138 / 13,8	32	2010
SE Taguatinga Norte	138 / 13,8	32	2011

7.4.2 Estado do Mato Grosso

Carga prevista – CEMAT

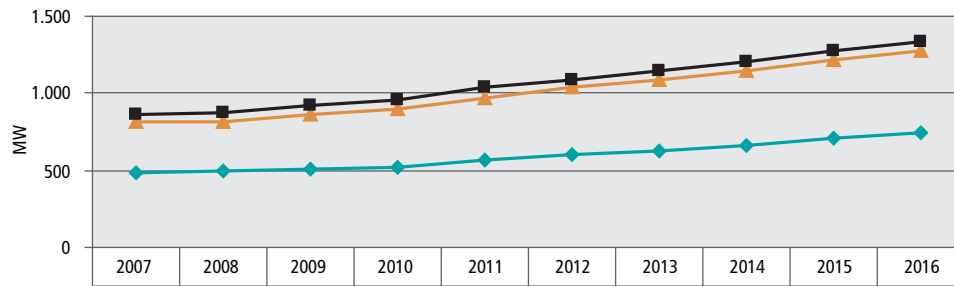
A participação no mercado por classe de consumo é a seguinte: Residencial (35,4%), Industrial (19,2%), Comercial (22,7%), Rural (8,7%), Poder Público (5,80%), Iluminação Pública (4,5%), Serviço Público (3,5%) e Consumo Próprio (0,3%). Essa estrutura de consumo, referente a 2006, manteve praticamente 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 agronegócios 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 2007/2016 pode ser observada no Gráfico 114. O crescimento previsto é, em média, de 5,0 % ao ano no citado período.



Gráfico 114 – Evolução da Carga da CEMAT – Período 2007/2016

CEMAT

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
◆ Leve	487	493	512	519	567	600	631	667	705	740
■ Media	866	879	924	954	1.038	1.089	1.146	1.208	1.276	1.340
▲ Pesada	820	820	866	892	972	1.035	1.088	1.148	1.212	1.273

Plano de obras – CEMAT

A Tabela a seguir apresenta o plano de obras da CEMAT para o ciclo de planejamento 2006.

Descrição	Circ.	Comp.	Cabo	Energ.
		km	MCM	Ano
São José do Rio Claro / Nova Mutum	CS	90	336,4	2007
N. Mutum / Sta Rita	CS	95	336,4	2007
Sta Rita / Boa Esperança	CS	80	336,4	2007
Rondonópolis / Primavera	CS	110	556,5	2008
Primavera / Paranatinga	CS	140	336,4	2008
Nova Monte Verde/Juruena	CS	140	336,4	2008
PCH Nhandú-Rochedo/ Alta Floresta (5)	CS	66	336,4	2008
Alta Floresta / Nova Monte Verde - BID	CS	160	336,4	2008
Querência / Alto Boa Vista	CS	165	556,5	2008
Alto Boa Vista / Confresa	CS	135	556,5	2008
Confresa / Vila Rica	CS	97	556,5	2008
Sinop / Colider	D2	148	477	2009
Colider / Alta Floresta	D2	129	477	2009
Sorriso/ Ipiranga/ Itanhangá	CS	139	336,4	2009
Santana do Araguaia / Vila Rica	CS	160	556,5	2010
Colider / Matupá	C2	98	336,4	2010
Matupá / Braço Norte III	C2	67	336,4	2010
Tangará / Deciolândia	CS	65	336,4	2011
Ferronorte / Taquari	CS	75	336,4	2012



❖ 7.5 Região Sul

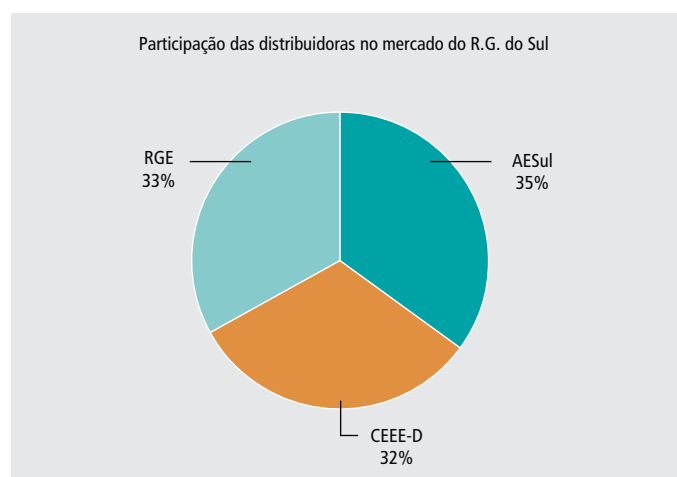
7.5.1 Estado do Rio Grande do Sul

A distribuição de energia no estado do Rio Grande do Sul é realizada por três empresas distribuidoras:

- a 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;
- a CEEE Distribuição, responsável pelo suprimento à parte da região metropolitana de Porto Alegre, à região Sul e ao Litoral Norte do Estado;
- a RGE, responsável pelo suprimento desde Gravataí, na região Metropolitana, estendendo-se às regiões da Serra e a todo Norte do Estado.

O Gráfico 115 apresenta a participação das empresas distribuidoras do estado do Rio Grande do Sul no mercado global do estado.

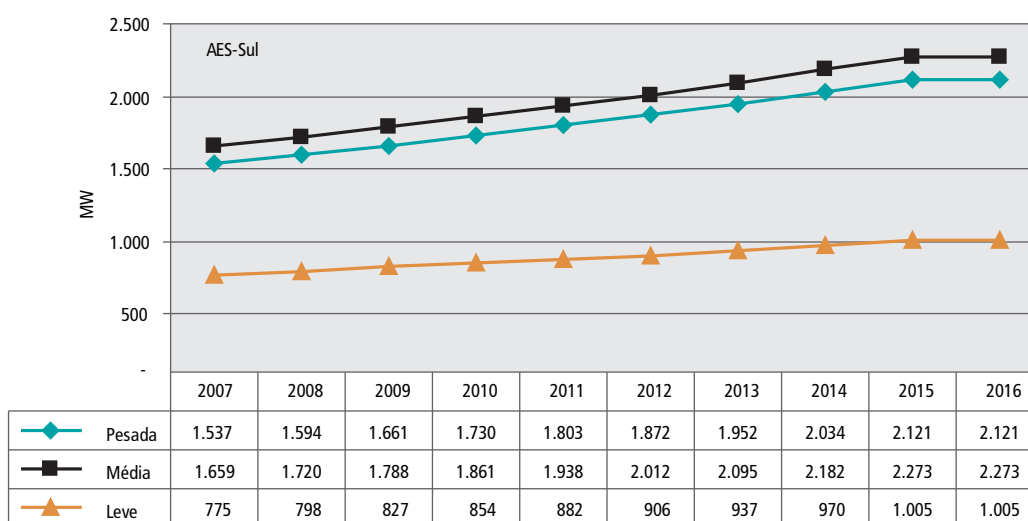
Gráfico 115 – Participação das Empresas no Mercado Global



AES Sul – Carga prevista

A previsão de mercado da AES Sul para o ciclo de estudos do Plano Decenal 2007/2016 pode ser observado no Gráfico 116 a seguir, onde o crescimento verificado situa-se na ordem de 4,0% ao ano.

Gráfico 116 – Evolução da Carga da AES-Sul





Na composição desta carga há uma expectativa de um maior crescimento na região Metropolitana, onde se estima que possa chegar a 6% ao ano em algumas subestações e um menor crescimento na região Central o qual poderá ficar em torno de 3% ao ano.

Programa de Obras – AES-Sul

No âmbito do sistema de subtransmissão da AES Sul, as obras de maior importância são apresentadas nas Tabelas 94 e 95.

Tabela 94 – Programa de obras de linhas de transmissão - AES-Sul

Descrição de Obra	Ano
LT Ramal Sapucaia	2015
LT Santa Cruz 2 - Sinimbu	2015
LT Ramal Canoas 3	2009
LT Scharlau – Novo Hamburgo 2	2011
LT Scharlau - Portão	2011
LT Campo Bom Sapiranga 2	2012
LT Uruguaiana 5 – Uruguaiana 6	2012
LT Lajeado 2 - Encantado	2012
LT Maçambará – Alegrete 5	2013
LT Ramal Canoas 4	2014
LT Santa Cruz 1 – Santa Cruz 3	2014
LT Ramal São Leopoldo 2	2014

Tabela 95 – Programa de Obras de Subestações - AES-Sul

Descrição da Obra	Ano
SE Sinimbu	2008
SE Sapucaia 1	2008
SE São Borja 3	2009
SE Canoas 3	2009
SE Centro Serra	2011
SE Cerro do Jarau	2011
SE Novo Hamburgo 2	2011
SE Portão	2011
SE Sairanga 2	2012
SE Uruguaiana 6	2012
SE Alegrete 5	2013
SE Arroio do Meio	2014
SE Canoas 4	2014
SE Santa Cruz 3	2014
São Leopoldo 2	2014

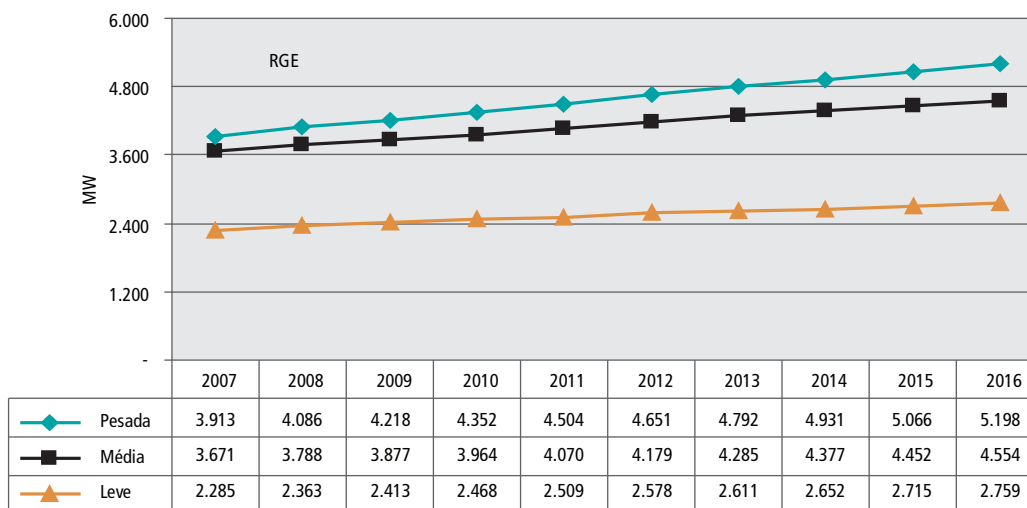




RGE - Carga prevista

A previsão de mercado da RGE para o ciclo de estudos do Plano Decenal 2006 pode ser observado no Gráfico 117 a seguir, onde o crescimento verificado situa-se na ordem de 4,3 % ao ano (em média).

Gráfico 117 – 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 96** abaixo.

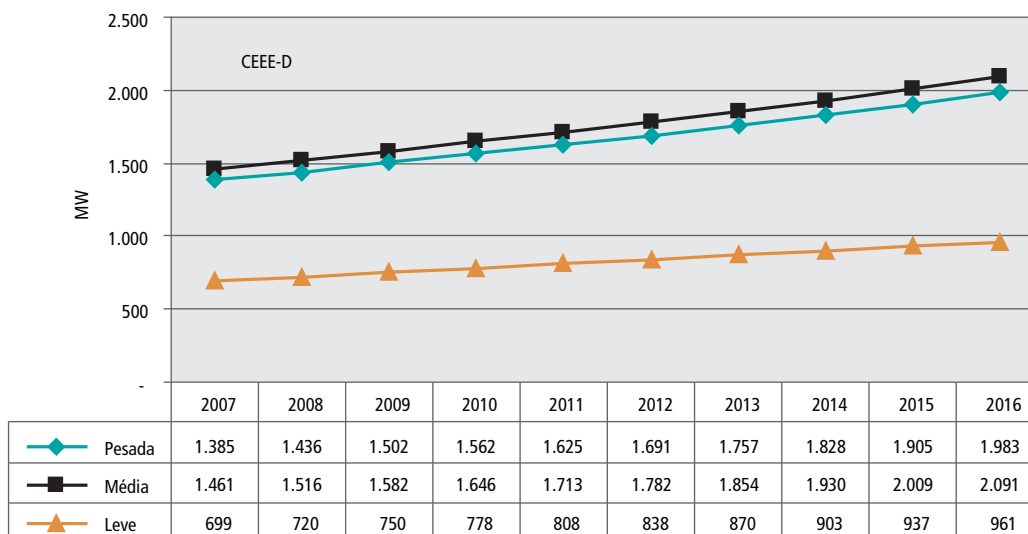
Tabela 96 – Programa de Obras - RGE

Descrição da Obra	Ano
LT Gravataí 3 – Derivação 1 Pirelli 69kV	2007
LT Gravataí 3 – Derivação 2 Pirelli 69kV	2007
Garibaldi 1 – Garibaldi 3 69kV	2009
Caxias 6 – Caxias 4 69kV	2009
Caxias 6 – Caxias 3 69kV	2009
Erechim 2 – Tapejara 2 138kV	2009
Garibaldi 1 – B.Gonçalves 2 Circ. 2 69kV	2011
C.Barbosa – Farroupilha 2 69kV	2011
Farroupilha 1 – Farroupilha 2 69kV	2011

CEEE-D - carga prevista

A previsão de carga da CEEE-D para o período 2007/2016 pode ser observada no Gráfico 118, onde o crescimento médio verificado resulta da ordem de 4,3% ao ano.



**Gráfico 118 – 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 nas Tabelas 97 e 98.

Tabela 97 – Programa de Obras de Linhas de Transmissão - CEEE-D

Descrição da Obra (69 kV)	Ano
LT Porto Alegre 1 – Porto Alegre 8	2007 (2º semestre)
LT Porto Alegre 6 – Viamão 2	2007 (1º semestre)
LT Porto Alegre 9 – Porto Alegre 7 C2	2008 (1º semestre)
LT Porto Alegre 14 – Porto Alegre 15	2008 (2º semestre)
LT Porto Alegre 8 – Porto Alegre 17	2008 (2º semestre)
LT Porto Alegre 5 – Porto Alegre 1	2009 (1º semestre)

Tabela 98 – Programa de Obras de Subestações - CEEE-D

Descrição da Obra	Ano
SE Porto Alegre 7	2008 (1º semestre)
SE São Jerônimo	2008 (1º semestre)
SE Porto Alegre 15	2008 (2º semestre)
SE Porto Alegre 17	2008 (2º semestre)

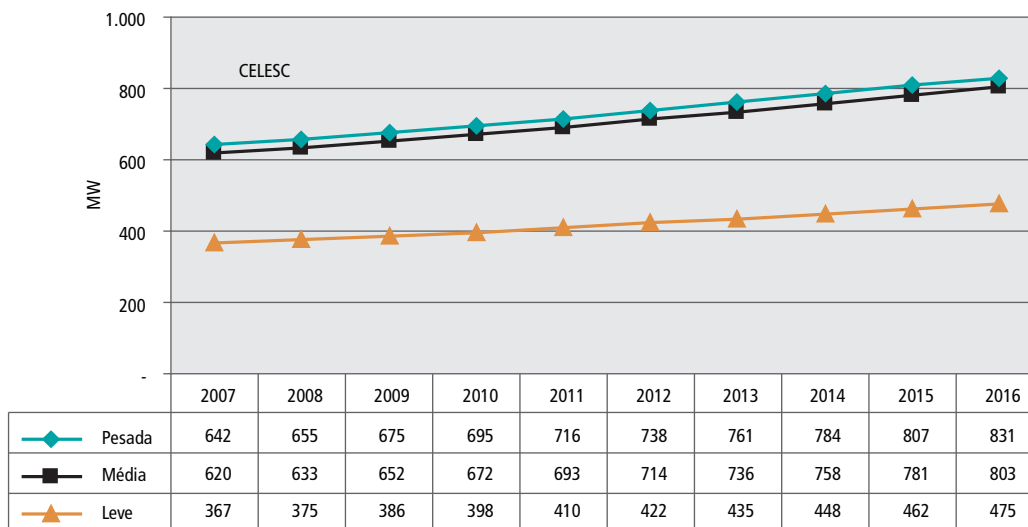
7.5.2 Estado de Santa Catarina**CELESC – Carga Prevista**

A previsão de carga da CELESC para o período 2007/2016 é apresentada no Gráfico 119, a seguir.





Gráfico 119 – Evolução da carga da CELESC

**CELESC – Programa de Obras**

As principais obras de distribuição de Santa Catarina, previstas, são apresentadas nas Tabelas 99 e 100.

Tabela 99 – Programa de Obras de Linhas de Transmissão - CELESC

Linha de Transmissão	kV	km	Data Prevista
LT Ilha Centro - Fpolis M. Morro da Cruz	138	3	2007
LT Arabutã - Concórdia II	69	22	2007
LT Araranguá - Turvo (CERSUL)	69	15,2	2007
LT Biguaçu RB – Derivação Biguaçu Quintino Bocaiúva	138	7,8	2007
LT Catanduvás - Concórdia II	138	45	2007
LT Desterro ESUL - secc (Trindade - Ilha Sul)	138	1	2007
LT Desterro ESUL - Trindade	138	11	2007
LT entr. (Fpolis – Ilhota) - Tijucas	138	0,4	2007
LT entr. (Indaial -Rio do Sul II) - Rio do Sul RB	138	2	2007
LT Itajaí ESUL - Brusque	138	16,1	2007
LT Itajaí Itaipava – Itajapi Salseiros – Portonave	138	19,2	2007
LT Joinville SC - Joinville Jarivatuba	138	6,3	2007
LT Joinville SC - São Francisco do Sul II	138	38	2007
LT Lages RB - Vidal Ramos Jr	138	7	2007
LT M. Morro da Cruz - Trindade	138	6,6	2007
LT Palhoça ESUL – São José Sertão	138	6,5	2007
LT Pinhalzinho - São Miguel do Oeste	138	48,1	2007
LT Ponte Alta - São Cristóvão	138	27	2007
LT Presidente Getúlio - Rio do Sul RB	138	19,5	2007
LT Rio do Sul II - Rio do Sul RB	138	5,6	2007





Linha de Transmissão	kV	km	Data Prevista
LT secc.(Brusque – Blumenau Garcia) – Brusque Rio Branco	138	6,3	2007
LT Trindade - Ilha Norte	138	19,6	2007
LT1 entr. (Seara – Concórdia) – Concórdia II	69	8	2007
LT2 entr. (Seara – Concórdia) – Concórdia II	69	4	2007
LT Biguaçu RB - Tijucas	138	28	2008
LT Catanduvas - Concórdia II	138	45	2008
LT entr. (Jorge Lacerda – Palhoça ESUL) – Garopaba	138	2	2008
LT Joinville ESUL - Joinville I	69	0,1	2008
LT Forquilha RB – sec. (Forquilha- Araranguá)	69	2	2009
LT Forquilha RB – Turvo (Cersul)	69	22	2009
LT Joinville Norte RB - Compartilhada	138	5,5	2009
LT Joinville Norte RB - Pirabeiraba	138	6,5	2009
LT sec. (Jorge Lacerda – Cebrasc) – Capivari de Baixo	138	7	2009
LT sec. (Pinhalzinho – São Miguel do Oeste II) - Maravilha	138	2	2009
LT Videira - Fraiburgo	138	23	2009
LT Videira RB – entr. (Videira – Caçador)	138	2	2009
LT Videira RB - Videira	138	7	2009
LT Ibirama - Presidente Getúlio	138	15	2011
LT Joinville IV - Joinville Norte RB	138	1	2011
LT Xanxerê - Chapecó III	138	40	2012
LT Joinville Norte - Joinville VI	138	1	2013
LT Joinville SC – São Francisco do Sul II (segundo circuito)	138	38	2013
LT São Francisco do Sul II – sec (São Francisco do Sul – Araquari)	69	1	2013

Tabela 100 – Programa de Obras de Subestações - CELESC

Subestações	kV	MVA	Data Prevista
SE Blumenau Fortaleza	138	26,67	2007
SE Joinville Jarivatuba	138	26,67	2007
SE M. Morro da Cruz	138	80	2007
SE Navegantes	138	53,34	2007
SE São José Sertão	138	26,67	2007
SE Garopaba	138	26,67	2008
SE Itajaí Salseiros II	138	26,67	2008
SE Presidente Getúlio	138	26,67	2008
SE Capinzal II	138	26,67	2009
SE Gravatal II	69	10	2009
SE Maravilha	138	16,67	2009
SE Tubarão III	138	26,67	2009





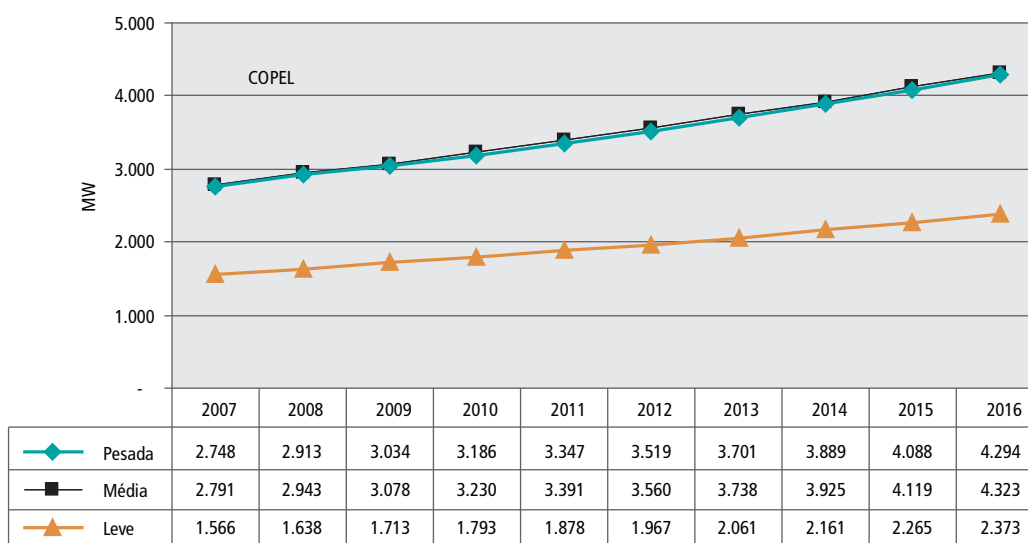
Subestações	kV	MVA	Data Prevista
SE Joinville VI	138	26,67	2013
SE São Francisco do Sul II	138	66	2013

7.5.3 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 120 verificando-se que, em média, o mercado apresenta um crescimento da ordem de 2 a 3,5 % ao ano nos patamares leve, médio e pesado ao longo de todo o período.

Gráfico 120 – Evolução da Carga da COPEL-D



COPEL-D – programa de obras

As principais obras de distribuição previstas para o estado do Paraná são apresentadas nas Tabelas 101 e 102.



**Tabela 101 – Programa de Obras de Linhas de Transmissão - COPEL-D**

Linhas de Transmissão	Extensão km	Ano
LT 138 kV Posto Fiscal - GBA,GPS,PGA,PLE	10,0	2007
LT 138 kV Paranaguá - Porto	3,7	2007
LT 138 kV Alto Paraná - Paranavaí	22,7	2007
LT 138 kV Maringá - Alto Paraná	53,4	2007
LT 138 kV Campo Mourão - Santos Dumont	6,0	2007
LT 138 kV Foz do Chopim - Dois Vizinhos	26,5	2007
LT 138 kV Horizonte - Sarandi	13,1	2007
LT 138 kV Jaguariaíva - Sengés	28,0	2007
LT 69 kV Quatro Barras - Piraquara	3,5	2007
LT 69 kV Quatro Barras - Piraquara	8,0	2007
LT 138 kV Rio Azul - União da Vitória	65,0	2007
LT 138 kV Araongas - Rolândia	17,1	2007
LT 138 kV Ponta Grossa Norte - Sabará	9,2	2007
LT 138 kV Uvaranas - Secc. Ponta Grossa - Belém	6,0	2007
LT 138 kV Campo Mourão - Ivaiporã	80,0	2007
LT 138 kV Araongas - Tangará	5,9	2008
LT Bairro Alto - Secc(LT Uberaba-Atuba)	5,0	2008
LT 138 kV Marialva - Secc. Sarandi - Mandaguari	1,5	2008
LT 138 kV Tamoio - Secc. Umuarama - Cidade Gaúcha	16,0	2008
LT 69 kV Santa Felicidade - Pilarzinho	10,5	2008
LT 69 kV Pilarzinho - Santa Mônica	19,3	2008
LT 69 kV Cidade Industrial de Curitiba - Xaxim	16,0	2008
LT 138 kV Rosana - Paranavaí	75,0	2008
LT 138 kV Semíramis - Secc. Londrina - Vera Cruz	0,2	2008
LT 138 kV Posto Fiscal - Secc. Matinhos - Praia de Leste	4,8	2008
LT 138 kV Colorado - Paranavaí	71,0	2008
LT 138 kV Jaguariaíva - Arapoti	18,8	2008
LT 138 kV Igapó - Secc. Vera Cruz - Apucarana	0,3	2008
LT 138 kV Jardim Bandeirantes 2 - RAMAL(LT Lond. – J. Band.)	2,0	2008
LT 138 kV Ponta Grossa Norte - Imbituva	50,0	2008
LT 69 kV Santa Mônica - Pinhais	6,0	2008
LT 69 kV Santa Mônica - Quatro Barras	7,0	2008
LT 69 kV Campina do Siqueira - Santa Quitéria	4,0	2008
LT 138 kV São Cristovão - Secc Foz do Chopim - Pinheiros	5,2	2008
LT 69 kV Tarumã - Secc. Uberaba - Atuba	0,2	2008
LT 138 kV Vila Carli - Prudentópolis Op. 34,5kV	65,0	2008





Tabela 102 – Programa de Obras de Subestações – COPEL-D

Transformação	Tensões kV (PRIM-SEC)		Potência MVA	Ano
SE 138 kV Cianorte	138	34,5	41,67	2007
SE 138 kV Assaí	138	34,5	41,67	2007
SE 138 kV Loanda	138	34,5	41,67	2007
SE 69 kV Piraquara	69	13,8	20,00	2007
SE 69 kV Quatro Barras	69	34,5	41,67	2007
SE 138 kV Guarapuava	69	34,5	12,50	2007
SE 138 kV S. Antônio do Sudoeste	138	34,5	41,67	2007
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 69 kV Campina do Siqueira	69	13,8	41,67	2008
SE 230 kV Cascavel	138	34,5	41,67	2008
SE 138kV Fazenda Iguaçu	138	34,5	41,67	2008
SE 138 kV Foz do Iguaçu	138	13,8	41,67	2008
SE 69 kV Guatupê	69	13,8	41,67	2008
SE 138kV Igapó	138	13,8	41,67	2008
SE 138 kV Imbituva	138	34,5	41,67	2008
SE 138 kV Jardim Bandeirantes 2	138	13,8	41,67	2008
SE 138 kV Matinhos	138	34,5	41,67	2008
SE 138 kV Morretes	138	69	20,83	2008
SE 138 kV Olímpico	138	13,8	41,67	2008
SE 138 kV Palmas	138	34,5	20,83	2008
SE 138kV Prudentópolis	138	34,5	41,67	2008
SE 138 kV Rolândia	138	34,5	41,67	2008
SE 69 kV Santa Felicidade	69	13,8	41,67	2008
SE 138 kV São Cristóvão	138	13,8	41,67	2008
SE 138 kV Semíramis	138	13,8	41,67	2008
SE 138 kV Sengés	138	34,5	41,67	2008
SE 138 kV Tamoio	138	34,5	41,67	2008
SE 138 kV Uvaranas	138	13,8	41,67	2008
SE 69 kV Xaxim	69	13,8	41,67	2008
SE 138 kV Barbosa Ferraz	138	34,5	41,67	2008



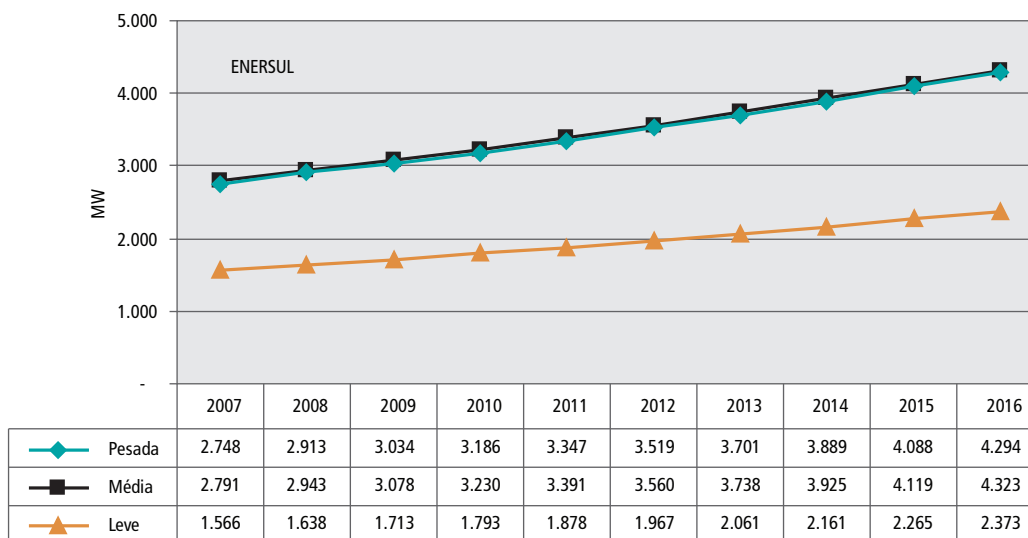


7.5.4 Estado do Mato Grosso do Sul

ENERSUL - Carga prevista

A previsão de cargas para período 2007/2016 é mostrada no Gráfico 121, verificando-se um crescimento médio da ordem de 3% ao ano no citado período.

Gráfico 121 – Evolução da Carga da ENERSUL



ENERSUL - Programa de Obras

As principais obras do período 2007/2016 são apresentadas nas Tabelas 103 e 104.

Tabela 103 – Programa de Obras de Linhas de Transmissão - ENERSUL

Descrição da Obra	Data Prevista
Implantação LT Eldorado - Naviraí 138kV	jan/08
LT Camapuã - Paraíso 138kV	dez/07
LT Dourados Santa Cruz - Dourados Maxwell 138kV	dez/09
LT Campo Grande José Abrão - CG ELETROSUL 138kV	dez/10
LT Mimoso - Ribas do Rio Pardo 138kV	dez/11
LT Aquidauana - Bonito 138kV	dez/13
LT Jardim - Bela Vista 138kV	dez/14
LT Pres.Epitácio - Bataguassu 138kV	dez/15



**Tabela 104 – Programa de Obras de Subestações - ENERSUL**

Descrição da Obra	Data Prevista
SE São Gabriel D'Oeste 138 /34,5/13,8 kV	dez/07
SE Camapuã 138 kV	dez/07
SE Paraíso 138 kV	dez/07
SE Aparecida do Taboado 138 kV	dez/07
SE Campo Grande Lajeado 138/13,8 kV	dez/09
SE Campo Grande Miguel Couto 138/13,8 kV	dez/08
SE Nova Andradina 138/34,5 kV	dez/09
SE Iguatemi 138 kV	dez/10
SE Ribas do Rio Pardo 138 kV	dez/11
SE Campo Grande Leste 138/13,8 kV	dez/12
SE Bonito 138 kV	dez/13
SE Bela Vista 138 kV	dez/14





Referências Bibliográficas

Título
[1] Atendimento Elétrico ao Estado de Santa Catarina – Regiões Sul e Extremo Sul - EPE/GET-S-R1-001.2006, março/2006;
[2] Atendimento Elétrico ao Estado de Santa Catarina – Regiões Norte e Vale do Itajaí - EPE/GET-S-R1-002.2006, março/2006;
[3] Atendimento Elétrico ao Estado do Rio Grande do Sul – Regiões Central e Oeste - EPE_GET_S_R1_003_2006, maio/2006;
[4] Atendimento Elétrico ao Estado do Rio Grande do Sul – Regiões Guaíba, Camaquã e Sul - Integração UTEs à Carvão - EPE/GET-S-R1-011.2006, outubro/2006;
[5] Planejamento da Expansão do Sistema de Transmissão do Mato Grosso - Análise de Regime Permanente e Econômica - EPE-DEE-RE-052/2006-r0, outubro/2006;
[6] Planejamento da Expansão do Sistema de Transmissão do Mato Grosso - Análise de Desempenho Dinâmico - EPE-DEE-RE-134/2006-r0, outubro/2006;
[7] Reavaliação da Data de Necessidade da Entrada em Operação da SE Natal Sul 230/69 kV - EPE-GET-NE-R1 003.2005, setembro/2005;
[8] Análise da Expansão da Rede Básica no Estado do Rio Grande do Norte considerando a Integração de Geração Eólica - EPE-GET-NE-R1 002.2005, março/2006;
[9] Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de São Luís - EPE-GET-NE-R1 001.2006, maio/2006;
[10] Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de João Pessoa - EPE-GET-NE-R1 002.2006, maio/2006;
[11] Estudo de Suprimento ao Sistema Regional de Penedo - EPE-GET-NE-R1 003.2006, agosto/2006;
[12] Estudo de Expansão da Interligação N-NE / LT 500 kV Ribeirão Gonçalves – São João do Piauí – Milagres - EPE-GET-NE-R1 004.2006, outubro/2006;
[13] Estudo de Suprimento às Regiões Norte e Nordeste do Estado do Maranhão - ELN/EPE 1.002/2006, fevereiro/2006;
[14] Estudo de Integração dos AHEs Jirau e Santo Antônio no Rio Madeira - EPE-DEE-RE 047/2006, maio/2006;
[15] Reforço à Rede Básica do Norte de Minas Gerais - RT/EPE/GET-SE/CO-R1-001.2005, dezembro/2005;
[16] Reavaliação do Sistema 138 kV da Região de Presidente Prudente - Período 2006/2013 - RT/EPE/GET-SP/001.2006, janeiro/2006;
[17] Estudo da Região da SE Poços de Caldas - Período 2007/2013 - RT/EPE/GET-SP/003.2006, fevereiro/2006;
[18] Atendimento à Área Centro - Norte do Estado do Rio de Janeiro - RT/EPE/GET-SE/CO-1-001.2006, fevereiro/2006;
[19] Estudo da SE Piratininga II - Período 2007/2014 - RT/EPE/GET-SP-002.2006, fevereiro/2006;
[20] Estudo dos Sistemas 138 kV das Regiões de Marília e Tupã - Período 2006/2015 - RT/EPE/GET-SP/007.2005, maio/2006;
[21] Reavaliação do Estudo de Reforço no Suprimento à Região do Pardo - Período 2006/2013 - RT/EPE/GET-SP/005/2005, setembro/2006;
[22] Planejamento da Expansão do Sistema do Mato Grosso - EPE-DEE-RE-052/2006, outubro/2006;
[23] Atendimento Elétrico ao Estado de Santa Catarina - Regiões Sul e Extremo Sul - EPE/GET-S-R1-001.2006, março/2006;
[24] Atendimento Elétrico ao Estado de Santa Catarina – Regiões Norte e Vale do Itajaí - EPE/GET-S-R1-002.2006, março/2006;
[25] Atendimento Elétrico ao Estado do Rio Grande do Sul – Regiões Central e Oeste - EPE/GET-S-R1-003.2006, maio/2006;
[26] Atendimento Elétrico ao Estado do Rio Grande do Sul – Regiões Guaíba, Camaquã e Sul – Integração UTEs à Carvão – EPE/GET-S-R1-011.2006, outubro/2006;
[27] Estudo das LTs 345 kV da Grande São Paulo conectadas às SEs Ibiúna e Tijuco Preto - RT/EPE/GET-SP-004/2006, outubro/2006;
[28] Análise de Expansão da Transmissão Norte – Nordeste No. EPE-DEE-RE-138 /2006-r0, novembro 2006;
[29] Análise do sistema de integração dos aproveitamentos hidrelétricos do rio Madeira e reforços no SIN, EPE-DEE-RE-148/2006-r0, dezembro de 2006.





LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Critério de Despacho	214
Tabela 2 – Composição da Geração Atual - Região Norte – Sistema Interligado	217
Tabela 3 – Composição da Geração Atual - Região Norte – Sistema Interligado + Sistemas Isolados.....	218
Tabela 4 – Empreendimentos de Geração em Operação no Estado do Pará	223
Tabela 5 – Linhas de Transmissão Previstas – Rede Básica - 2007/2016	224
Tabela 6 – Subestações Previstas – Rede Básica - 2007/2016	225
Tabela 7 – Subestações Previstas – Rede Básica de Fronteira - 2007/2016	226
Tabela 8 – Empreendimentos de Geração em Operação no Estado do Maranhão.....	227
Tabela 9 – Linhas de Transmissão Previstas - Rede Básica	229
Tabela 10 – Subestações - Rede Básica.....	229
Tabela 11 – Subestações – Rede Básica de Fronteira	230
Tabela 12 – Empreendimentos de Geração em Operação no Estado do Tocantins.....	231
Tabela 13 – Linhas de Transmissão Previstas – Rede Básica – Decênio 2007-2016	232
Tabela 14 – Subestações Previstas – Rede Básica – Decênio 2007 - 2016.....	232
Tabela 15 – Subestações – Rede Básica de Fronteira– Decênio 2007-2016.....	233
Tabela 16 – Composição da Geração Atual - Região Nordeste	234
Tabela 17 – Usinas Hidrelétricas em Operação – Região Nordeste.....	236
Tabela 18 – Usinas Térmicas em Operação – Região Nordeste.....	236
Tabela 19 – Programa de Obras - Piauí.....	239
Tabela 20 – Programa de Obras - Ceará	241
Tabela 21 – Programa de Obras - Rio Grande do Norte.....	242
Tabela 22 – Programa de Obras – Paraíba	244
Tabela 23 – Programa de Obras - Pernambuco	246
Tabela 24 – Programa de Obras – Alagoas	247
Tabela 25 – Programa de Obras – Sergipe	248
Tabela 26 – Programa de Obras – Bahia.....	250
Tabela 27 – Usinas Existentes – Duke Energy.....	258
Tabela 28 – Usinas Existentes – AES TIETÊ.....	259
Tabela 29 – Parque Gerador da CESP	259
Tabela 30 – Programa de Obras – São Paulo	260
Tabela 31 – Programa de Obras – Minas Gerais	265
Tabela 32 – Programa de Obras – Espírito Santo	269
Tabela 34 – Programa de Obras de Transmissão – LTs – Mato Grosso	278
Tabela 33 – Programa de Obras – Goiás e Distrito Federal.....	281
Tabela 35 – Plano de Obras da Rede Básica dos Estados do Acre e Rondônia.....	282
Tabela 36 – Potência Instalada no Estado do Rio Grande do Sul	290
Tabela 37 – Comparação entre os Ciclos de Planejamento 2005 e 2006 – Rio Grande do Sul.....	290
Tabela 38 – Programa de Obras de Linhas de Transmissão - Rio Grande do Sul	291
Tabela 39 – Programa de Obras de Subestações - Rio Grande do Sul	292
Tabela 40 – Potência Instalada no Estado de Santa Catarina	294
Tabela 41 – Comparação entre os Ciclos de Planejamento 2005 e 2006 – Santa Catarina	295
Tabela 42 – Programa de Obras de Linhas de Transmissão - Santa Catarina	295
Tabela 43 – Programa de Obras de Subestações – Santa Catarina	296
Tabela 44 – Potência Instalada no Estado do Paraná	297
Tabela 45 – Evolução da Carga no Estado do Paraná.....	298
Tabela 46 – Programa de Obras de Linhas de Transmissão – Paraná	298
Tabela 47 – Programa de Obras de Subestações – Paraná	299





Tabela 48 – Usinas Integrantes do PROINFA – Mato Grosso do Sul	300
Tabela 49 – Potência Instalada no Estado do Mato Grosso do Sul	300
Tabela 50 – Comparação entre os Ciclos de Planejamento 2005 e 2006 – Mato Grosso do Sul	301
Tabela 51 – Programa de Obras - Mato Grosso do Sul	301
Tabela 52 – Região Norte - Linhas de Transmissão (km)	303
Tabela 53 – Região Norte – Transformação (MVA).....	303
Tabela 54 – Região Nordeste - Linhas de Transmissão (km)	305
Tabela 55 – Região Nordeste – Transformação (MVA).....	305
Tabela 56 – Regiões Sudeste e Centro-Oeste - Linhas de Transmissão (km)	307
Tabela 57 – Regiões Sudeste e Centro-Oeste – Transformação (MVA).....	307
Tabela 58 – Região Sul e MS – Linhas de Transmissão (km)	309
Tabela 59 – Região Sul e MS – Transformação (MVA)	309
Tabela 60 – Empreendimentos Associados às Interligações – Linhas de transmissão (km)	311
Tabela 61 – Empreendimentos Associados às Interligações – Subestações (MVA).....	311
Tabela 62 – SIN – Linhas de Transmissão (km)	312
Tabela 63 – SIN – Transformação (MVA)	313
Tabela 64 – Tarifas de Carga para 2008.....	320
Tabela 65 – Tarifas de Carga para 2010.....	320
Tabela 66 – Tarifas de Carga para 2012.....	320
Tabela 67 – Tarifas de Carga para 2014.....	320
Tabela 68 – Tarifas de Carga para 2016.....	321
Tabela 69 – Linhas de Transmissão Previstas – CELPA– Decênio 2007-2016	322
Tabela 70 – Subestações previstas – CELPA - Decênio 2007-2016	323
Tabela 71 – Linhas de Transmissão Previstas – CEMAR - Decênio 2007-2016	324
Tabela 72 – Subestações Previstas – CEMAR - Decênio 2007-2016.....	325
Tabela 73 – Linhas de Transmissão Previstas – CELTINS – Período 2007-2016	326
Tabela 74 – Subestações Previstas – CELTINS – Período 2007 - 2016.....	326
Tabela 75 – Principais Linhas de Transmissão Previstas – Ciclo 2007/2016.....	327
Tabela 76 – Principais Subestações Previstas – Ciclo 2007/2016.....	328
Tabela 77 – Principais Linhas de Transmissão Previstas – Ciclo 2007/2016.....	329
Tabela 78 – Principais Subestações Previstas – Ciclo 2007/2015	330
Tabela 79 – Principais Linhas de Transmissão Previstas – Ciclo 2007/2016	331
Tabela 80 – Principais Subestações Previstas – Ciclo 2007/2016	332
Tabela 81 – Principais linhas de Transmissão Previstas – SAELPA - Ciclo 2007/2016.....	333
Tabela 82 – Principais Subestações Previstas – SAELPA - Ciclo 2007/2016	334
Tabela 83 – Principais Subestações Previstas – CELB - Ciclo 2007/2016	335
Tabela 84 – Principais Subestações Previstas – CELB - Ciclo 2007/2016	335
Tabela 85 – Principais Linhas de Transmissão Previstas – CELPE - Ciclo 2007/2016	336
Tabela 86 – Principais Subestações Previstas – CELPE - Ciclo 2007/2016	337
Tabela 87 – Principais Linhas de Transmissão Previstas – Período 2007-2016.....	339
Tabela 88 – Principais Linhas de Subestações Previstas – Período 2007-2016.....	340
Tabela 89 – Principais Linhas de Transmissão Previstas – Ciclo 2007/2016.....	341
Tabela 90 – Principais Subestações Previstas – Ciclo 2007/2016	341
Tabela 91 – Principais Linhas de Transmissão Previstas – Ciclo 2007/2016	342
Tabela 92 – Principais Subestações Previstas – Ciclo 2007/2016	343
Tabela 93 – BANDEIRANTE - Principais Obras de Transmissão Previstas – Período 2007/2016	346
Tabela 94 – Programa de obras de linhas de transmissão - AES-Sul	369
Tabela 95 – Programa de Obras de Subestações - AES-Sul.....	369





Tabela 96 – Programa de Obras - RGE	370
Tabela 97 – Programa de Obras de Linhas de Transmissão - CEEE-D	371
Tabela 98 – Programa de Obras de Subestações - CEEE-D	371
Tabela 99 – Programa de Obras de Linhas de Transmissão - CELESC	372
Tabela 100 – Programa de Obras de Subestações - CELESC.....	373
Tabela 101 – Programa de Obras de Linhas de Transmissão - COPEL-D.....	375
Tabela 102 – Programa de Obras de Subestações – COPEL-D	376
Tabela 103 – Programa de Obras de Linhas de Transmissão - ENERSUL	377
Tabela 104 – Programa de Obras de Subestações - ENERSUL.....	378

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Intercâmbios Norte – Sudeste/Centro-Oeste	208
Gráfico 2 – Intercâmbios Sudeste/Centro Oeste - Nordeste.....	209
Gráfico 3 – Intercâmbios Sudeste/Centro Oeste - Sul	211
Gráfico 4 – Intercâmbios entre Acre/Rondônia e Sudeste/Centro Oeste.....	212
Gráfico 5 – Despacho da UHE Tucuruí (MW)	215
Gráfico 6 – Despacho Adotado para as Usinas da Região Amazônica (MW).....	215
Gráfico 7 – Composição da Geração Atual - Região Norte – Sistema Interligado.....	218
Gráfico 8 – Composição da Geração Atual - Região Norte – Sistema Interligado + Sistemas Isolados	218
Gráfico 9 – Composição da Geração Atual por Estado - Região Norte	219
Gráfico 10 – Evolução da Carga da Região Norte – Ciclo 2007/2016	219
Gráfico 11 – Participação, por Estado, na Carga Total da Região Norte – Carga Pesada.....	220
Gráfico 12 – Evolução da Carga do Amazonas e Amapá Incorporada ao SIN	220
Gráfico 13 – Participação, por Região, no Mercado do Brasil – Carga Pesada.....	221
Gráfico 14 – Comparação entre a Expectativa de Evolução da Carga dos Ciclos de Planejamento 2006 e 2007	221
Gráfico 15 – Empreendimentos de Geração em Operação no Estado do Pará.....	223
Gráfico 16 – Evolução da Carga do Estado do Pará.....	223
Gráfico 17 – Empreendimentos de Geração em Operação no Estado do Maranhão.....	228
Gráfico 18 – Evolução da Carga do Estado do Maranhão.....	228
Gráfico 19 – Empreendimentos de Geração em Operação no Estado do Tocantins	231
Gráfico 20 – Evolução da Carga do Estado do Tocantins	231
Gráfico 21 – Composição da Geração Atual – Região Nordeste.....	235
Gráfico 22 – Composição da Geração Atual por Estado (MW) – Região Nordeste.....	235
Gráfico 23 – Evolução da Carga da Região Nordeste – Ciclo 2007/2016.....	237
Gráfico 24 – Participação, por Estado, na Carga da Região Nordeste – Carga Pesada	237
Gráfico 25 – Comparação entre a Expectativa de Evolução da Carga dos Ciclos 2006/2015 e 2007/2016	238
Gráfico 26 – Evolução da Carga do Estado do Piauí.....	239
Gráfico 27 – Evolução da Carga do Estado do Ceará.....	241
Gráfico 28 – Evolução da Carga do Estado do Rio Grande do Norte	242
Gráfico 29 – Evolução da Carga do Estado da Paraíba.....	244
Gráfico 30 – Evolução da Carga do Estado de Pernambuco	245
Gráfico 31 – Evolução da Carga do Estado de Alagoas	247
Gráfico 32 – Evolução da Carga do Estado de Sergipe	248
Gráfico 33 – Evolução da Carga do Estado da Bahia.....	250
Gráfico 34 – Composição da Geração da Região Sudeste.....	254
Gráfico 35 – Evolução do Mercado da Região Sudeste	255





Gráfico 36 – Participação dos Estados no Mercado da Região Sudeste -2007.....	255
Gráfico 37 – Comparação de Dados de Cargas da Região Sudeste (Carga Pesada).....	256
Gráfico 38 – Evolução da Carga do Estado de São Paulo.....	260
Gráfico 39 – Evolução da Carga do Estado de Minas Gerais.....	264
Gráfico 40 – Evolução da Carga do Estado do Espírito Santo.....	269
Gráfico 41 – Evolução da Carga do Estado do Rio de Janeiro.....	272
Gráfico 42 – Fluxo para a Área Rio de Janeiro/Espírito Santo.....	273
Gráfico 43 – Composição da Geração da Região Centro Oeste.....	275
Gráfico 44 – Evolução da Carga da Região Centro Oeste.....	276
Gráfico 45 – Participação dos Estados na Carga da Região Centro Oeste - 2007 e 2016.....	276
Gráfico 46 – Comparação de Dados de Cargas da Região Centro Oeste (Carga Pesada).....	277
Gráfico 47 – Evolução da Carga do Estado de Goiás e do Distrito Federal.....	278
Gráfico 48 – Evolução da Carga do Estado do Mato Grosso.....	280
Gráfico 49 – Evolução da Carga dos Estados do Acre e Rondônia.....	283
Gráfico 50 – Composição da Geração por Tipo de Fonte - Região Sul.....	286
Gráfico 51 – Composição da Geração por Tipo de Fonte e por Estado - Região Sul.....	287
Gráfico 52 – Participação dos Estados no Plano de Geração.....	287
Gráfico 53 – Evolução da Carga na Região Sul.....	288
Gráfico 54 – Comparação entre os Ciclos de Planejamento 2005 e 2006.....	288
Gráfico 55 – Participação dos Estados na Carga Regional – Região Sul.....	289
Gráfico 56 – Participação das Distribuidoras na Carga Regional – Região Sul.....	289
Gráfico 57 – Evolução da Carga do Estado do Rio Grande do Sul.....	291
Gráfico 58 – Evolução da Carga do Estado de Santa Catarina.....	294
Gráfico 59 – Evolução da Carga do Estado do Paraná.....	298
Gráfico 60 – Evolução da Carga do Estado do Mato Grosso do Sul.....	301
Gráfico 61 – Região Norte - Estimativa dos Investimentos no Sistema de Transmissão.....	304
Gráfico 62 – Região Norte - Novos Investimentos Desagregados por Nível de Tensão (2016).....	304
Gráfico 63 – Região Nordeste - Estimativa dos Investimentos no Sistema de Transmissão 2007-2016.....	306
Gráfico 64 – Região Nordeste - Novos Investimentos Desagregados por Nível de Tensão (2016).....	306
Gráfico 65 – Regiões Sudeste e Centro-Oeste - Estimativa dos Investimentos no Sistema de Transmissão.....	308
Gráfico 66 – Regiões Sudeste e Centro-Oeste - Novos Investimentos Desagregados por Nível de Tensão (2016).....	308
Gráfico 67 – Região Sul e MS - Estimativa dos Investimentos no Sistema de Transmissão.....	310
Gráfico 68 – Região Sul e MS - Novos Investimentos Desagregados por Nível de Tensão (2016).....	310
Gráfico 69 – Empreendimentos Associados às Interligações – Estimativa dos investimentos no Sistema de Transmissão.....	311
Gráfico 70 – Empreendimentos Associados às Interligações - Novos investimentos Desagregados por Nível de Tensão (2016).....	312
Gráfico 71 – SIN – Estimativa dos Investimentos em Linhas de Transmissão.....	314
Gráfico 72 – SIN – Estimativa dos Investimentos em Subestações.....	314
Gráfico 73 – SIN – Novos Investimentos Desagregados por Nível de Tensão (2016).....	314
Gráfico 74 – Evolução do Sistema de Transmissão.....	315
Gráfico 75 – Composição da Receita Anual Permitida - RAP.....	315
Gráfico 76 – Evolução das Linhas de Transmissão por km.....	316
Gráfico 77 – Evolução da Transformação por MVA.....	316
Gráfico 78 – Distribuição da TUST para o Ano 2008.....	317
Gráfico 79 – Distribuição da TUST para o Ano 2010.....	317
Gráfico 80 – Distribuição da TUST para o Ano 2012.....	318
Gráfico 81 – Distribuição da TUST para o Ciclo 2014.....	318





Gráfico 82 – Distribuição da TUST para o Ano 2016	319
Gráfico 83 – TUST Média de Geração	319
Gráfico 84 – TUST Média de Carga	321
Gráfico 85 – Evolução da Carga da CELPA – Período 2007-2016.....	322
Gráfico 86 – Evolução da Carga (MW) da CEMAR – Período 2007-2016.....	324
Gráfico 87 – Evolução da Carga da CELTINS – Período 2007-2016	325
Gráfico 88 – Evolução da Carga (MW) da CEPISA – Período 2007-2016.....	327
Gráfico 89 – Evolução da Carga (MW) da COELCE – Período 2007-2016.....	329
Gráfico 90 – Evolução da Carga da COSERN – Período 2007-2016.....	331
Gráfico 91 – Evolução da Carga (MW) da SAELPA – Período 2007-2016.....	333
Gráfico 92 – Evolução da Carga (MW) da CELB – Período 2007-2016	335
Gráfico 93 – Evolução da Carga (MW) da CELPE – Período 2007-2016.....	336
Gráfico 94 – Evolução da Carga (MW) da CEAL – Período 2006-2015.....	338
Gráfico 95 – Evolução da Carga (MW) da ENERGIPE – Período 2007-2016	340
Gráfico 96 – Evolução da Carga (MW) da COELBA– Período 2007-2016.....	342
Gráfico 97 – Participação das Distribuidoras no Mercado Total do Estado de São Paulo	343
Gráfico 98 – Evolução da Carga da AES ELETROPAULO – Período 2007-2016	344
Gráfico 99 – Evolução da Carga da Bandeirante Energia – Período 2007-2016.....	346
Gráfico 100 – Evolução da Carga da CPFL – Período 2007-2016.....	347
Gráfico 101 – Evolução da Carga da CPFL Piratininga – Período 2007-2016.....	348
Gráfico 102 – Evolução da Carga da ELEKTRO – Período 2007-2016.....	348
Gráfico 103 – Evolução da Carga da CLFSC – Período 2007-2016	350
Gráfico 104 – Evolução da Carga do Grupo REDE – Período 2007-2016.....	350
Gráfico 105 – Evolução da Carga da CEMIG.....	353
Gráfico 106 – Evolução da Carga da CFLCL – Período 2007-2016	358
Gráfico 107 – Evolução da Carga da ESCELSA – Período 2007-2016	359
Gráfico 108 – Participação das Distribuidoras no Mercado do Estado do Rio de Janeiro	359
Gráfico 109 – Evolução da Carga da LIGHT – Período 2007-2016.....	360
Gráfico 110 – Evolução da Carga da AMPLA – Período 2007-2016.....	361
Gráfico 111 – Evolução da Carga da CENF – Período 2007-2016	362
Gráfico 112 – Evolução da Carga da CELG – Período 2007-2016	363
Gráfico 113 – Evolução da Carga da CEB – Período 2007-2016.....	365
Gráfico 114 – Evolução da Carga da CEMAT – Período 2007-2016.....	367
Gráfico 115 – Participação das Empresas no Mercado Global	368
Gráfico 116 – Evolução da Carga da AES-Sul.....	368
Gráfico 117 – Evolução da Carga da RGE	370
Gráfico 118 – Evolução da Carga da CEEE-D	371
Gráfico 119 – Evolução da carga da CELESC.....	372
Gráfico 120 – Evolução da Carga da COPEL-D	374
Gráfico 121 – Evolução da Carga da ENERSUL.....	377

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Conexão das Usinas do Madeira, em Corrente Contínua ± 600 kV	199
Figura 2 – Conexão das Usinas do Madeira, em Corrente Alternada 765 kV	200
Figura 3 – Conexão das Usinas do Madeira, em Corrente Alternada 500 kV	200
Figura 4 – Conexão das Usinas do Madeira, em Corrente Alternada 500 kV e Corrente Contínua ± 600 kV.....	201
Figura 5 – Conexão Referencial do AHE Belo Monte em 500 kV	202





Figura 6 – Conexão Preliminar das Usinas do Rio Teles Pires	202
Figura 7 – Diagrama do Sistema Interligado Nacional	203
Figura 8 – Interligações Regionais.....	204
Figura 9 – Cenários para os Intercâmbios.....	205
Figura 10– Diagrama Elétrico da Interligação Norte-Sudeste/Centro Oeste com o Terceiro Circuito e Reforços na Região Sudeste	206
Figura 11 – Interligação Norte-SE/CO – Reforços Complementares na Região Sudeste.....	207
Figura 12 – Interligação Norte-Sudeste/Centro-Oeste e Reforços – Referencial 2015	208
Figura 13 – Diagrama Esquemático da Interligação Norte – Nordeste.....	209
Figura 14 – Elos da Interligação Sul-Sudeste.....	210
Figura 15 – Interligação Acre-Rondônia / Sudeste Centro Oeste	211
Figura 16 – Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus	213
Figura 17 – Diagrama Unifilar Simplificado da Rede Básica do Estado do Pará	222
Figura 18 – Diagrama Unifilar Simplificado da Rede Básica do Estado do Maranhão.....	227
Figura 19 – Diagrama Unifilar Simplificado da Rede Básica do Estado do Tocantins	230
Figura 20 – Sistema Interligado da Região Nordeste	234
Figura 21 – Diagrama Elétrico das Regiões Sudeste e Centro-Oeste	253
Figura 22 – Sistema de Itaipu.....	254
Figura 23 – Rede Básica – São Paulo (Sem Tronco de Itaipu).....	256
Figura 24 – Localização da Futura SE Atibaia	263
Figura 25 – Rede Básica no Estado de Minas Gerais	264
Figura 26 – Mapa do Espírito Santo com Divisão em Regiões de Atendimento das Empresas.....	267
Figura 27 – Sistema de Suprimento ao Estado do Espírito Santo.....	268
Figura 28 – Rede Básica no Estado do Rio de Janeiro	270
Figura 29 – Sistema Supridor da Área Rio/Espírito Santo.....	270
Figura 30 – Rede de 500 kV do Rio de Janeiro com a SE Nova Iguaçu – 2012.....	271
Figura 31 – Rede de 500 kV do Rio de Janeiro com a SE Nova Iguaçu – 2015 e 2016	272
Figura 32 – Diagrama Elétrico da Região Sudeste/Centro-Oeste.....	275
Figura 33 – Rede Básica no Estado do Mato Grosso	279
Figura 34 – Sistema de Mato Grosso	280
Figura 35 – Sistema Elétrico dos Estados do Acre e Rondônia	282
Figura 36 – Sistema Elétrico da Região Sul, Incluindo o Estado do Mato Grosso do Sul.....	285
Figura 37 – Elos de Intercâmbio entre as Regiões Sul e Sudeste/Centro Oeste	286



3

Oferta de Energia Elétrica (parte 3) Análise Socioambiental do Sistema Elétrico

1. Introdução	389
2. Escopo	390
3. Procedimentos Metodológicos	391
3.1. Diretrizes Gerais	391
3.2. Critérios Básicos	392
3.3. Análise Socioambiental Integrada do Plano	395
4. Caracterização Socioambiental do Sistema Elétrico Existente	396
4.1. Parque Gerador	400
4.2. Sistema de Transmissão	403
5. Caracterização Socioambiental do Sistema Elétrico Planejado	406
5.1. Alternativa de Referência do Sistema de Geração	406
5.2. Configuração de Referência do Sistema de Transmissão	409
6. Análise Socioambiental dos Empreendimentos de Geração e Transmissão	411
6.1. Síntese das Análises dos Empreendimentos de Geração	411
6.2. Análise Individualizada dos Projetos de Geração Hidrelétrica	412
6.3. Análise Processual	413
6.4. Atribuição dos Níveis de Ação aos Projetos Hidrelétricos	414
6.5. Análise de Conjunto de Projetos Hidrelétricos	420
6.6. Síntese das Análises dos Empreendimentos de Transmissão	427
6.6.1 Conjunto de Empreendimentos no Horizonte do 1º ao 5º Ano	428
6.6.2 Conjunto de Empreendimentos no Horizonte do 6º ao 10º Ano	432
7. Aspectos Socioambientais mais Significativos Associados ao Plano de Expansão	433
8. Considerações Finais	441
8.1. Processo de Análise e Resultados Alcançados	441
8.2. Aprimoramento do Processo de Análise	442
Referências bibliográficas	444
ANEXO I – Avaliação Socioambiental dos Projetos Hidrelétricos	446
ANEXO II – Análise Processual dos Projetos Termelétricos	451
ANEXO III – Análise Socioambiental dos Projetos de Transmissão	452
LISTA DE TABELAS	454
LISTA DE GRÁFICOS	455
LISTA DE FIGURAS	455



As atividades relativas aos estudos e avaliações socioambientais do sistema elétrico, similarmente às do ciclo de planejamento anterior, foram realizadas em 2006 no âmbito de um Comitê de Meio Ambiente - CMA e de dois Grupos de Trabalho, um voltado para os projetos de geração e o outro para os projetos de transmissão.

O CMA tem a finalidade de discutir as diretrizes propostas e coordenar os trabalhos desenvolvidos. Os Grupos de Trabalho tiveram a responsabilidade de elaborar os critérios e procedimentos, bem como realizar as avaliações socioambientais. Ao todo, 11 empresas participaram do processo envolvendo cerca de 45 profissionais.

Assim, o levantamento de informações sobre os empreendimentos, o desenvolvimento metodológico e as posteriores avaliações pertinentes foram desenvolvidas no âmbito do Comitê e dos Grupos de Trabalho, sob a coordenação da EPE. As concessionárias e agentes com participação no CMA e nos Grupos de Trabalho, para este ciclo, foram os seguintes:

Grupos de Estudos	Empresas Participantes
Comitê de Meio Ambiente	MME, CEPEL, COPEL, ELETROBRÁS, CESP, FURNAS
Grupo de Trabalho de Geração	COPEL, CEPEL, FURNAS, CESP, MME, ELETRONORTE, ELETROBRÁS, CPFL, CHESF
Grupo de Trabalho de Transmissão	COPEL, CESP, CEPEL, CHESF, MME, ELETROBRÁS, CTEEP, ELETRONORTE, CEMIG, FURNAS

Neste capítulo é apresentado um panorama das questões socioambientais referentes aos sistema elétrico e são descritos, inicialmente, os procedimentos metodológicos adotados para a análise socioambiental dos empreendimentos de geração e transmissão. Em seguida, são apresentadas as análises realizadas, iniciando-se com a caracterização dos aspectos socioambientais no território abrangido pelo atual sistema elétrico e finalizando com a análise das configurações propostas para a expansão da geração e da transmissão.

Os resultados das análises possibilitam uma visão abrangente das questões socioambientais associadas à implantação do conjunto dos projetos de geração e transmissão no território nacional. Esta visão trouxe subsídios para uma nova classificação dos empreendimentos, não mais focada no nível de incerteza associado à perspectiva de viabilização de cada um deles, segundo os prazos propostos no Plano Decenal, mas voltada para a identificação das ações necessárias para assegurar sua viabilização nas datas estabelecidas no respectivo cronograma. É oportuno esclarecer que essas datas foram previamente compatibilizadas entre os prazos requeridos pela engenharia e pelos estudos e proposições socioambientais.

Ao final, são feitas considerações relativas aos empreendimentos e conjuntos de empreendimentos, com base na classificação resultante das avaliações socioambientais realizadas. Outras considerações são também feitas sobre temas referentes a inovações na metodologia, nos procedimentos e nos instrumentos, visando aprimoramentos no processo de planejamento.

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 conseqüente 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 e defasadas.





Os estudos relativos ao período 2007/2016 foram realizados tomando como base o conjunto de diretrizes gerais apresentadas no relatório “Procedimentos e Critérios para os Estudos Socioambientais (EPE, maio de 2006), as quais visam possibilitar a integração dos estudos socioambientais aos estudos de expansão da geração e da transmissão.

Análises socioambientais específicas e separadas entre si foram desenvolvidas para a geração e para a transmissão. Em seguida, foi elaborada uma análise integrada geração/transmissão consolidando uma visão analítica global do Plano Decenal.

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.

2. Escopo

A seguir é apresentado o conjunto de projetos objeto das análises dos sistemas de geração e de transmissão.

Análise da Geração

Os estudos socioambientais para a geração abrangeram as usinas previstas na alternativa de referência dos estudos de expansão da geração.

Do total de 90 usinas hidrelétricas consideradas, 19 encontram-se na etapa de construção ou motorização. Do conjunto de 71 usinas que se encontram nas outras etapas (projeto básico, viabilidade e inventário), foram analisadas 57 (cerca de 80%), que correspondem àquelas para as quais foram obtidas informações junto aos agentes do setor elétrico responsáveis pelos estudos e projetos.

Análise da Transmissão

O escopo inicial para a realização desta análise foi o conjunto de projetos indicados pelos estudos da transmissão, referentes à configuração de referência considerada. Dadas às características das análises socioambientais e da configuração de referência que abrange obras de diferentes categorias, no que se refere à extensão, tensão e recapitação, optou-se por restringir a análise aos empreendimentos acima de 230 kV, com mais de 10 km de extensão, excluindo-se os seccionamentos e os projetos de recapitação.

Por diversos motivos, relacionados à obtenção de dados, bem como ao estágio de desenvolvimento metodológico, dentre outros, as subestações não foram objeto de análise. Dessa forma, para este ciclo de planejamento foi analisado um conjunto composto por 113 projetos. Deste total, 14 encontram-se em construção, 45 já foram licitados, dos quais 20 durante o ano de 2006, 21 poderão ser licitados nos próximos três anos e 33 projetos são indicativos.

Os projetos de transmissão foram divididos em dois conjuntos: i) projetos com entrada em operação previstas para o período entre 2007 e 2011, ou seja, do 1º ao 5º ano (96 projetos); e, ii) projetos indicativos com entrada em operação prevista para o período entre 2012 e 2016, ou seja, do 6º ao 10º ano (17 projetos). Para o primeiro conjunto, foram obtidas informações sistematizadas por meio de instrumentos especiais de coleta (fichas preenchidas pelos agentes ou membros do GT de Transmissão) para 45 projetos, os quais foram objeto da aplicação dos procedimentos metodológicos propostos: a avaliação processual e a avaliação socioambiental. Os demais projetos do primeiro conjunto e os projetos do segundo conjunto foram objeto, somente, da avaliação processual. Para todos os projetos são indicadas ações necessárias para a sua viabilização, visando o atendimento aos objetivos do Plano. Adicionalmente, foi realizada uma avaliação dos potenciais impactos do conjunto de projetos de transmissão, utilizando ferramentas de geoprocessamento.

Análise do Conjunto Geração-Transmissão

As análises socioambientais para o Plano consideram o conjunto de projetos de geração e transmissão previstos pelos estudos de expansão do sistema elétrico, destacando as questões mais relevantes, com o objetivo de fornecer uma perspectiva do conjunto das possíveis interferências sobre o território nacional.



3. Procedimentos Metodológicos

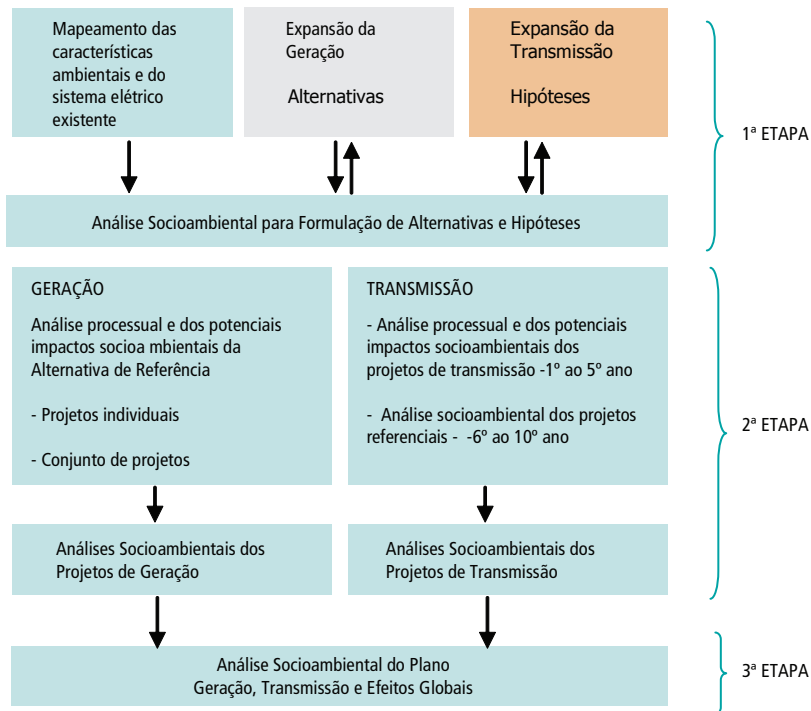
❖ 3.1. Diretrizes Gerais

As seguintes diretrizes gerais orientaram o desenvolvimento dos estudos socioambientais:

- integração com as demais áreas de planejamento desde as etapas iniciais;
- participação dos agentes do setor na realização dos estudos, formalizada pela constituição do CTMA (discussão dos critérios, fornecimento de informações, consolidação das avaliações e análise e validação dos resultados);
- adoção, como referência básica, dos procedimentos metodológicos, das informações e das análises realizadas para o ciclo 2006/2015;
- 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 pelas avaliações específicas e por análises mais abrangentes que envolvem as interferências do conjunto de projetos de geração e transmissão sobre o território nacional. Estas atividades e respectivas etapas 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 foi a mesma, com algumas adaptações requeridas devido às especificidades do tipo de projeto e seus impactos associados. Os relatórios específicos das análises socioambientais da geração e da transmissão mostram essas adaptações. Foi importante manter a mesma base de referência para que as avaliações tivessem critérios equivalentes e seqüência lógica coerente.

As análises dos projetos foram realizadas em três etapas, segundo conteúdos e objetivos específicos, a saber:

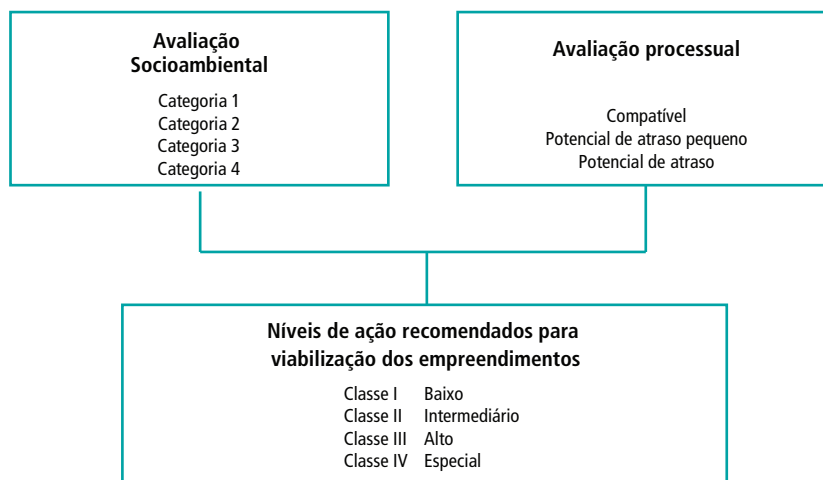
- avaliação socioambiental por projeto e para conjuntos de projetos hidrelétricos;
- análise processual e
- classificação por níveis de ação necessárias.

A Figura 2 indica as três etapas de análise. Nos itens que se seguem, são descritos os critérios e parâmetros apresentados nesta figura.





Figura 2 – Esquema da Análise Socioambiental



Cumpre esclarecer que a análise socioambiental por conjuntos de projetos hidrelétricos foi elaborada para aquelas bacias onde há maior incidência de empreendimentos planejados. Esta análise é apresentada no item 3.6.5.

Por diversos motivos relacionados à obtenção de dados, restrições de prazo, bem como ao estágio de desenvolvimento metodológico, os projetos de geração termelétrica não foram objeto de avaliação socioambiental, tendo sido realizada a avaliação processual e estimadas as emissões totais de gases de efeito estufa originada por estes projetos.

❖ 3.2. Critérios Básicos

Avaliação Socioambiental

A avaliação socioambiental, elaborada por projeto, foi direcionada para captar o grau de impacto potencial de cada um deles, por meio de critérios previamente estabelecidos. Esses critérios foram consistidos por meio da sistematização de um conjunto de indicadores para as dimensões físico-biótica e socioeconômica, indicados na Tabela 1 seguir, sendo-lhes atribuídos graus de impacto específicos.



**Tabela 1 – Sumário dos Critérios utilizados para Avaliação Socioambiental**

Dimensão	Geração Hidrelétrica	Transmissão
Físico-Biótica	Interferência nos ecossistemas terrestres (área da cobertura vegetal diretamente atingida; presença de áreas prioritárias para conservação da biodiversidade e em macro- corredores de biodiversidade)	Interferência em áreas prioritárias para conservação da biodiversidade e em macro- corredores de biodiversidade
		Interferência em áreas de florestas
		Extensão sem o apoio de estradas
	Interferência nos ecossistemas aquáticos (extensão do ambiente aquático modificado; comprometimento de rotas migratórias, ambientes específicos, espécies endêmicas e ameaçadas de extinção; efeitos a jusante)	Interferência em áreas alagadas
	Travessia de corpos d'água	
	Interferência em unidades de conservação	Interferência em unidades de conservação
Socioeconômica	Interferência na Organização do Território (rede urbana e circulação e comunicação)	Interferência em núcleos urbanos, povoados e em regiões metropolitanas
	Interferência em conflitos sobre o uso dos recursos hídricos	Interferência em plantação de cana-de-açúcar, áreas de reflorestamento, bambu, plantações de mamona, etc.)
	Pressão sobre as condições de vida no núcleo populacional de apoio	Interferência em Terras Indígenas e remanescentes de quilombos
	Processo de remanejamento (população urbana e rural atingida)	
	Interferência em terras indígenas e terras remanescentes de quilombos	

A avaliação foi feita com base em informações obtidas junto aos agentes interessados que responderam, por solicitação da EPE, a um questionário detalhado sobre os aspectos socioambientais abordados nos estudos de inventário, de viabilidade e nos EIA/RIMA de cada empreendimento. Após a atribuição de pontos, de acordo com faixas de pontuação correspondentes a cada critério, a classificação obtida foi transferida para uma escala de impactos, conforme explicitado a seguir:

Escala:

- A** – impacto muito pouco significativo;
- B** – impacto pouco significativo;
- C** – impacto significativo;
- D** – impacto muito significativo;
- E** – impacto extremamente significativo.

A avaliação dos impactos é representada por duas letras, sendo que a primeira designa o meio físico-biótico e a segunda o meio socioeconômico e cultural. Outro nível de agregação, por categorias, foi desenvolvido para sintetizar os resultados da avaliação socioambiental, conforme explicitado seguir:

Categoria:

- 1** – projetos classificados como: AA; AB; BB; BA;
- 2** – projetos classificados como: AC; BC; CA; CB; CC;
- 3** – projetos classificados como: CD; DC; AD; BD; DA; DB;
- 4** – projetos classificados como: DD; DE; ED; EE; AE; BE; CE; EA; EB; EC.

A passagem das letras para as categorias variou ligeiramente nas análises da transmissão e da geração e são referentes à magnitude e abrangência dos impactos em cada tipo de empreendimento. A análise da transmissão, apesar de considerar as quatro categorias, não alcança a gradação máxima da letra E, ficando com classificação dos impactos potenciais entre A e D.





Avaliação Processual

Esta análise teve como objetivo avaliar a possibilidade de atendimento às datas previstas para entrada em operação dos projetos, considerando a compatibilidade com os prazos necessários para obtenção de licenças ambientais e outras autorizações e outorgas e para a articulação com os órgãos responsáveis.

A metodologia para dar suporte à análise processual consistiu na avaliação dos prazos necessários para a realização dos estudos socioambientais e para o atendimento a todas as exigências legais inerentes ao processo de licenciamento, além do prazo para implantação dos empreendimentos, comparando-se esses prazos com aqueles previstos nos ciclos anuais de planejamento, referentes às datas de entrada em operação de cada empreendimento.

Os prazos adotados no ciclo 2006/2015 foram revistos, durante discussões realizadas em 2006 nos grupos de trabalho de geração e de transmissão. Os novos prazos utilizados no presente ciclo para a Avaliação Processual são diferenciados para os empreendimentos de geração e de transmissão e estão detalhados nas respectivas análises.

Para os empreendimentos situados na etapa de estudos e projeto foram estimados os prazos necessários para a elaboração dos estudos (EIA/RIMA e PBA), para a análise desses estudos, por parte dos órgãos de licenciamento e para a emissão das respectivas licenças ambientais. Esses prazos, somados, foram adotados como referência para se comparar e verificar a compatibilidade com as datas de entrada em operação previstas no PDE, permitindo indicar os empreendimentos em situação normal e aqueles com potenciais atrasos e diferentes condições para superá-los.

Para os empreendimentos que já se encontram em construção ou com concessão, foram adotadas como referência básica, as informações produzidas pelo Departamento de Monitoramento de Empreendimentos do Setor Elétrico - DMSE/MME.

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 atraso pequeno** – projetos cuja análise processual indicou um potencial de atraso menor do que seis meses nas datas previstas para entrada em operação, que já tenham sido concedidos e que se encontram sob o acompanhamento do DMSE; e, projetos com data de entrada em operação prevista para o período 2013/2016
- **Potencial de atraso** – projetos cuja análise processual indicou um potencial de atraso superior a seis meses relativos a projetos com data de entrada em operação prevista para período 2010/2012. 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.

Atribuição de Níveis de Ação

O resultado dos estudos ambientais realizados para o ciclo correspondente ao decênio 2006/2015 classificou os projetos quanto ao nível de incerteza em relação ao atendimento aos objetivos do Plano Decenal. Cumpre esclarecer que, para este ciclo, foram realizadas, durante todo o ano de 2006, diversas interações entre a área de meio ambiente e a área de planejamento da expansão da geração, resultando na incorporação dos prazos necessários para a viabilização socioambiental dos projetos, o que permitiu, em muitos casos, o ajuste das datas de entrada em operação dos projetos. Este esforço de compatibilização entre os prazos do planejamento da expansão da geração e os prazos do planejamento socioambiental possibilitou, de imediato, reduzir o número de projetos que apresentariam indicação de níveis de incerteza, de acordo com o critério de classificação anterior.

Optou-se por propor, a partir desse ciclo de planejamento, a substituição da classificação em níveis de incerteza por uma classificação em níveis de ação. Considera-se que, apesar das datas de entrada em operação indicadas no Plano incorporarem os prazos necessários para os estudos e a viabilização dos empreendimentos, alguns projetos, devido a suas características, podem requerer diferentes níveis de ação por parte do setor elétrico.

A atribuição dos níveis de ação é feita a partir da análise conjunta dos resultados da análise socioambiental, que indica a significância dos impactos por projeto, e da análise processual, que explicita as condições de atendimento às datas previstas para a licitação e para a entrada em operação. Desta análise conjunta resultaram quatro classes de projetos a serem objeto de **Níveis de Ações** diferenciados: baixo, intermediário, alto e especial, conforme indicado na Tabela 2.



Tabela 2 – Critérios para Classificação dos Níveis de Ação

Avaliação socio-ambiental	Avaliação Processual		
	Compatível	Potencial de atraso pequeno	Potencial de atraso
Categoria 1	Baixo	Baixo	Intermediário
Categoria 2	Baixo	Intermediário	Intermediário
Categoria 3	Intermediário	Intermediário	Alto
Categoria 4	Alto	Alto	Alto

Nível de Ação Especial – todos os projetos selecionados que apresentem alguma condição que os habilite a participar dos leilões de venda de energia

A conceituação de cada classe variou para a análise da geração e da transmissão, devido aos prazos diferenciados estimados para desenvolvimentos dos projetos e para o licenciamento ambiental.

É importante esclarecer que a simples adoção desta tabela não foi considerada suficiente para uma conceituação segura das classes de projetos. Por esta razão, adotou-se uma avaliação adicional, subsidiada pelas informações e experiência do sistema de acompanhamento socioambiental da EPE que detém informações sobre as particularidades de cada projeto. Os resultados dessa avaliação adicional permitiram que se chegasse à proposição de conjunto de projetos correspondentes aos quatro níveis de ação, como será visto a seguir.

Resta finalmente esclarecer que definidos os perfis de projetos, foram explicitadas as ações correspondentes a cada nível, que se diferenciam: pela abrangência institucional, pela natureza da ação (técnica, jurídica ou política) e pela indicação do órgão responsável por sua implementação. A frequência e a intensidade das ações variam segundo a etapa em que se encontra o projeto ou com o grau de urgência que lhe é imputado.

Cabe destacar que, independente da classificação do projeto em Níveis de Ação, todos os projetos incluídos no Plano de Aceleração do Crescimento – PAC, lançado pelo Governo Federal em janeiro de 2007, serão objeto das ações previstas para os projetos do Nível de Ação Especial.

❖ 3.3 Análise Socioambiental Integrada do Plano

As análises socioambientais para o Plano Decenal, tratando de forma integrada os empreendimentos de geração e transmissão, tiveram como finalidade fornecer um panorama geral das implicações ambientais do conjunto de projetos de geração e de transmissão previstos sobre o território nacional, de modo a verificar sua compatibilidade com os objetivos e pressupostos do desenvolvimento sustentável.

Para tanto, foram selecionados indicadores para a análise do Plano, organizados segundo as dimensões social, ambiental, econômica e institucional, como será visto a seguir.

- Dimensão social:

- Nº de postos de trabalho criados por MW;
- Recursos da compensação financeira;
- População atingida por MW (hab/MW) – urbana, rural e total.

- Dimensão ambiental:

- Área mobilizada (km²/MW);
- Área de floresta (ou formação primária) (km² floresta/MW)
- Área mobilizada por bioma (km²/ bioma)
- Nº de projetos que interferem com unidades de conservação ou terras indígenas;
- Recursos aplicados na compensação ambiental;
- Emissões de CO₂ equivalente;
- Relação entre fontes renováveis e não renováveis.

As análises no âmbito do Plano visam enfatizar os aspectos relativos à sustentabilidade da base de recursos na-



turais e à sustentabilidade social, bem como as possíveis implicações deste plano setorial com o Plano Nacional de Recursos Hídricos e com outros planos de desenvolvimento.

São enfatizados, também, os aspectos relacionados com a sustentabilidade global e as implicações com as convenções e acordos internacionais, tal como a Convenção do Clima.

Desta forma, as providências indicadas neste capítulo, orientadas especialmente para a explicitação dos níveis de ação que permitam a viabilização dos projetos de forma a atender aos objetivos do Plano, carregam em seu bojo preocupações e ações específicas associadas à sustentabilidade global, em especial à Convenção do Clima, considerando o conjunto dos empreendimentos. Com relação à sustentabilidade social e ambiental, as ações a serem empreendidas sobre conjuntos de projetos são apresentadas segundo as especificidades de cada região hidrográfica, considerando especialmente as classes de empreendimentos e cada empreendimento individualmente.

4. Caracterização Socioambiental do Sistema Elétrico Existente

A caracterização apresentada a seguir foi baseada no conteúdo correspondente, apresentado para o ciclo anterior, acrescentadas as usinas e linhas de transmissão que entraram em operação em 2006.

O Sistema Interligado Nacional – SIN caracteriza-se pela predominância da geração hidrelétrica e por uma extensa malha de transmissão interligando as usinas hidrelétricas distribuídas nas diversas bacias hidrográficas do país. O sistema de transmissão possibilita otimizar a produção de energia nas diferentes regiões, levando em conta a diversidade hidrológica entre as bacias eletricamente interligadas.

A análise socioambiental tomou como referência o mapeamento do sistema elétrico existente, parque gerador e linhas de transmissão, destacando aquelas áreas onde ocorrem uma maior concentração de projetos.

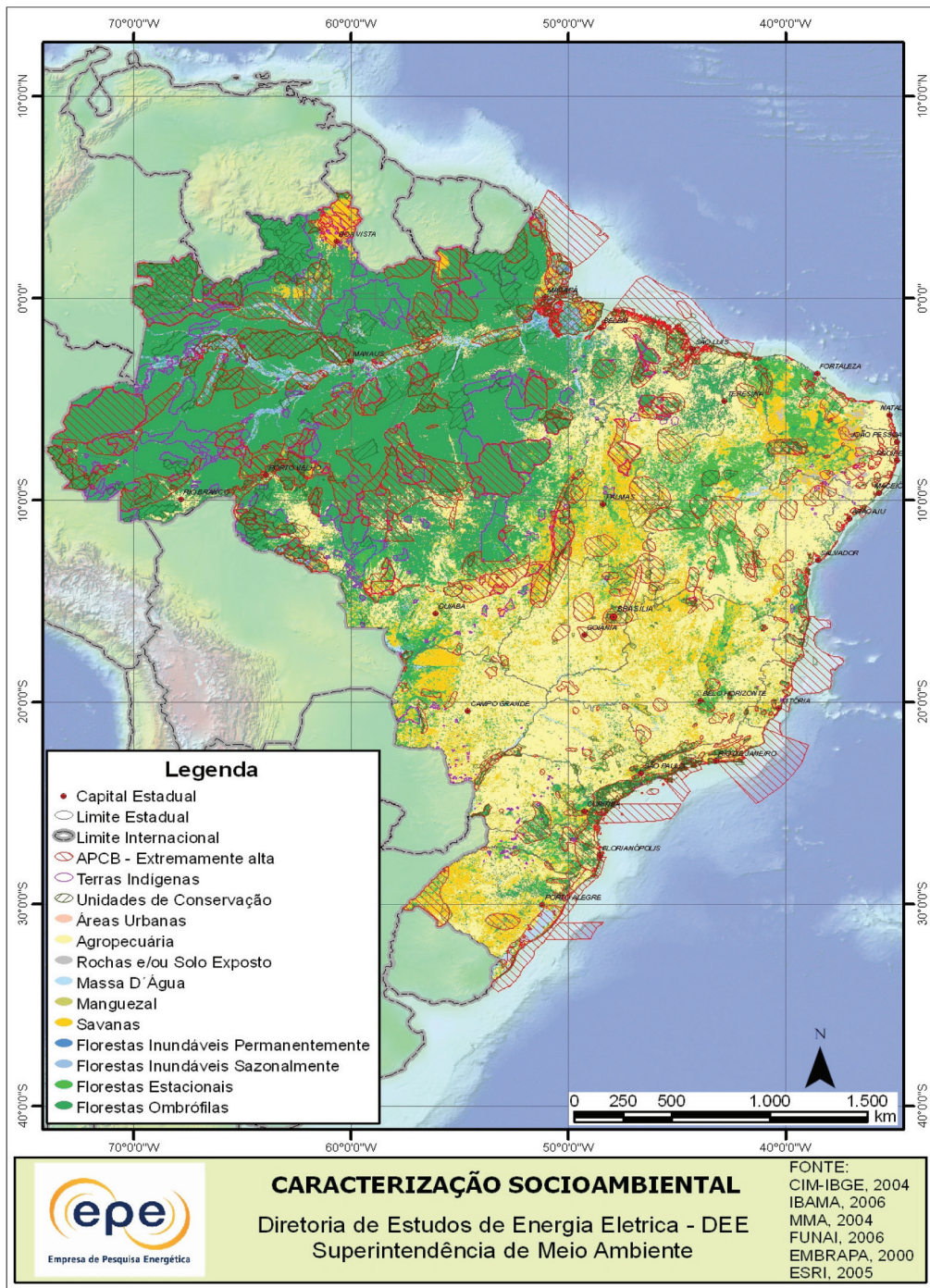
Dentre as características socioambientais, foram destacados:

- 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.



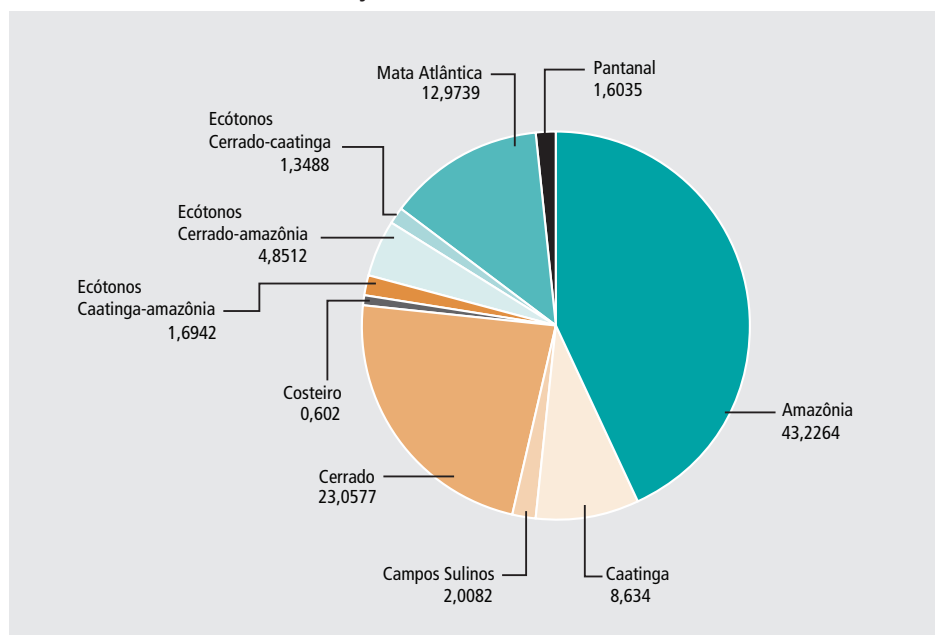
Figura 3 – Caracterização Socioambiental do Território Brasileiro



Os principais biomas brasileiros, classificados segundo o IBGE, estão distribuídos no território nacional conforme indicado no Gráfico 1. O Bioma Amazônico corresponde a 43% de todo o nosso território.



Gráfico 1 – Distribuição dos Biomas no Território Nacional (%)

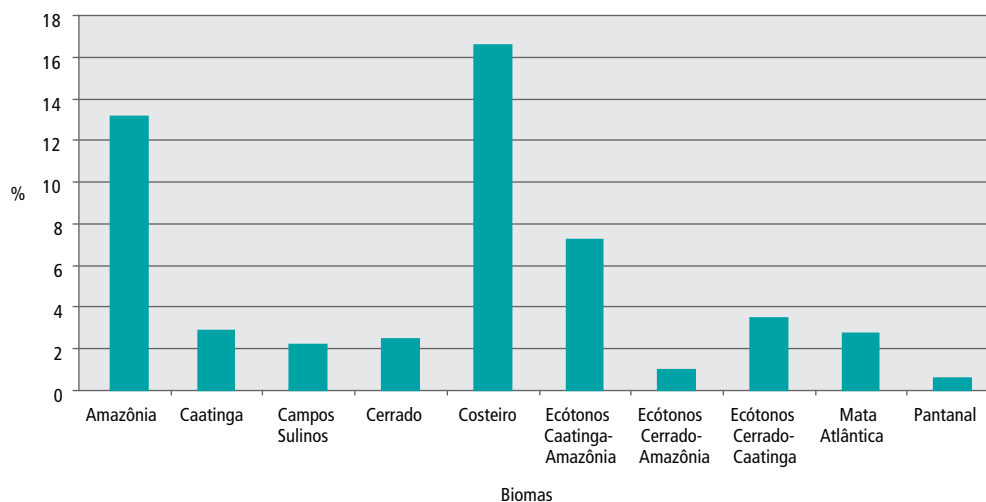


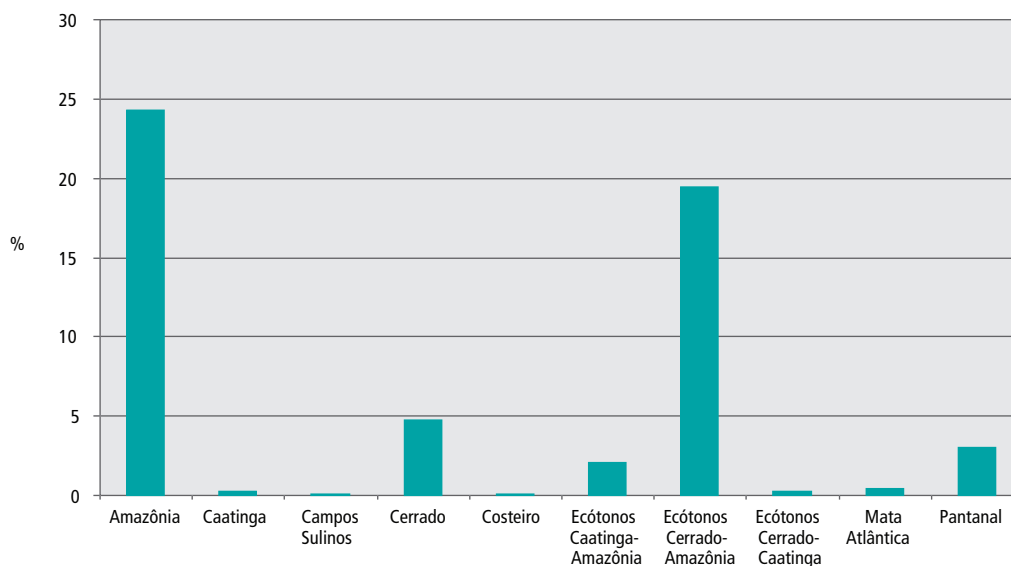
Com relação às áreas protegidas pela legislação que apresentam graus diferenciados de restrição à implantação dos empreendimentos do setor elétrico, observa-se que as Unidades de Conservação, sob responsabilidade federal, representam cerca de 7% de todo o território nacional. A Figura 3 e o Gráfico 2 permitem observar que, no Bioma Amazônico, cerca de 13% são ocupados por essas áreas, e, no bioma Ecótonos Caatinga-Amazônia, cerca de 15%.

É importante registrar a tendência de ampliação, sobretudo na Amazônia Legal, das áreas ocupadas por unidades de conservação (UC). No início de 2006, decretos do Governo Federal aumentaram em 6,4 milhões de hectares as UCs no Oeste do Estado do Pará, com o propósito de encontrar uma solução para o grave quadro de conflitos fundiários e degradação ambiental nessa região. Com isto, a Amazônia Legal que, em 2003, contava com 30,7 milhões de hectares, passa a ter 51,7 milhões de hectares de UCs, o que significa um aumento de cerca de 70%, todas em áreas de conflito de uso e ocupação de terras.

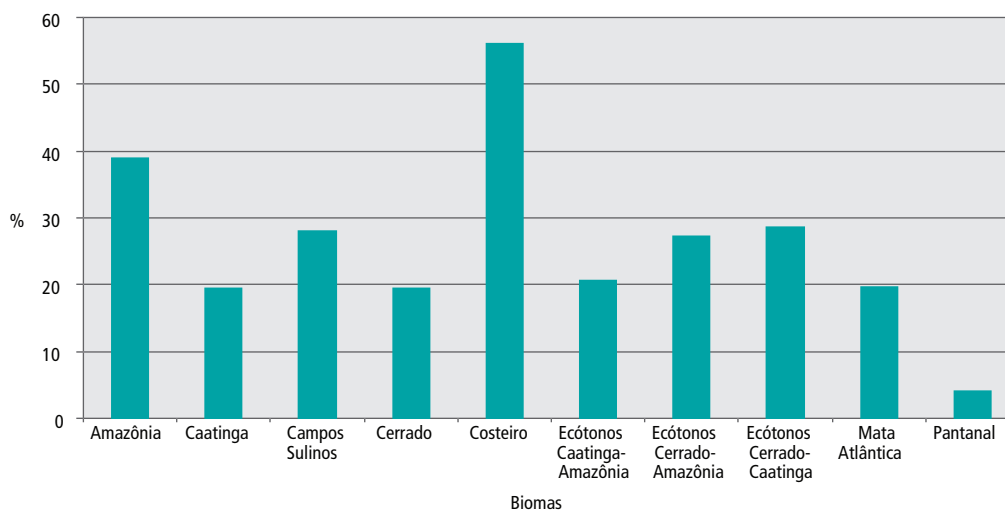
As terras indígenas, também incluídas entre as áreas sob proteção legal, ocupam aproximadamente 13% do território nacional, abrangendo cerca de 25% da área do Bioma Amazônico e de 20% da área dos Ecótonos Cerrado-Amazônia, como pode ser verificado no Gráfico 3.

Gráfico 2 – Percentual das Áreas dos Biomas Ocupadas por Unidades de Conservação federais



**Gráfico 3 – Percentual das Áreas dos Biomas Ocupadas por Terras Indígenas**

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, 2000). As áreas classificadas como de importância extremamente alta sinalizam que, possivelmente, serão transformadas em unidades de conservação, configurando-se como espaços que deveriam sempre que possível ser evitados. O Gráfico 4 aponta que cerca de 39% do Bioma Amazônico recebe esta classificação e que, nos Campos Sulinos e nos Ecótonos Cerrado-Amazonia e Cerrado-Caatinga, tais áreas representam uma parcela do território bastante significativa (cerca de 28%).

Gráfico 4 – Percentual das Áreas dos Biomas Ocupadas por APCBs

Ressalta-se que o sistema elétrico existente se caracteriza pela grande concentração de linhas de transmissão e de usinas hidrelétricas nas regiões Sul e Sudeste do país, como será mostrado nos itens que se seguem. Essas regiões, que demandam maior quantidade de energia, seja pela maior ocupação demográfica, seja pela grande concentração de atividades industriais e de serviços, caracterizam-se pelo predomínio dos Biomas Mata Atlântica e Cerrado nos quais, grande parte de suas áreas, encontram-se degradadas, tanto em função da ocupação humana mais intensa, quanto da expansão da atividade agropecuária.





❖ 4.1. Parque Gerador

O parque gerador brasileiro conta com 156 usinas hidrelétricas (considerando somente as UHEs, excetuando as PCHs) em operação (Banco de Informações de Geração, ANEEL: dez/2006), que somam cerca de 71.820 MW de potência instalada e cerca de 945 usinas termelétricas, correspondendo a 20.372 MW de potência instalada. (ANEEL, dezembro de 2006).

As usinas hidrelétricas localizam-se nas diversas bacias 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 bacias. A distribuição espacial das UHEs nas bacias hidrográficas brasileiras é detalhada na Tabela 3 e ilustrada na Figura 4.

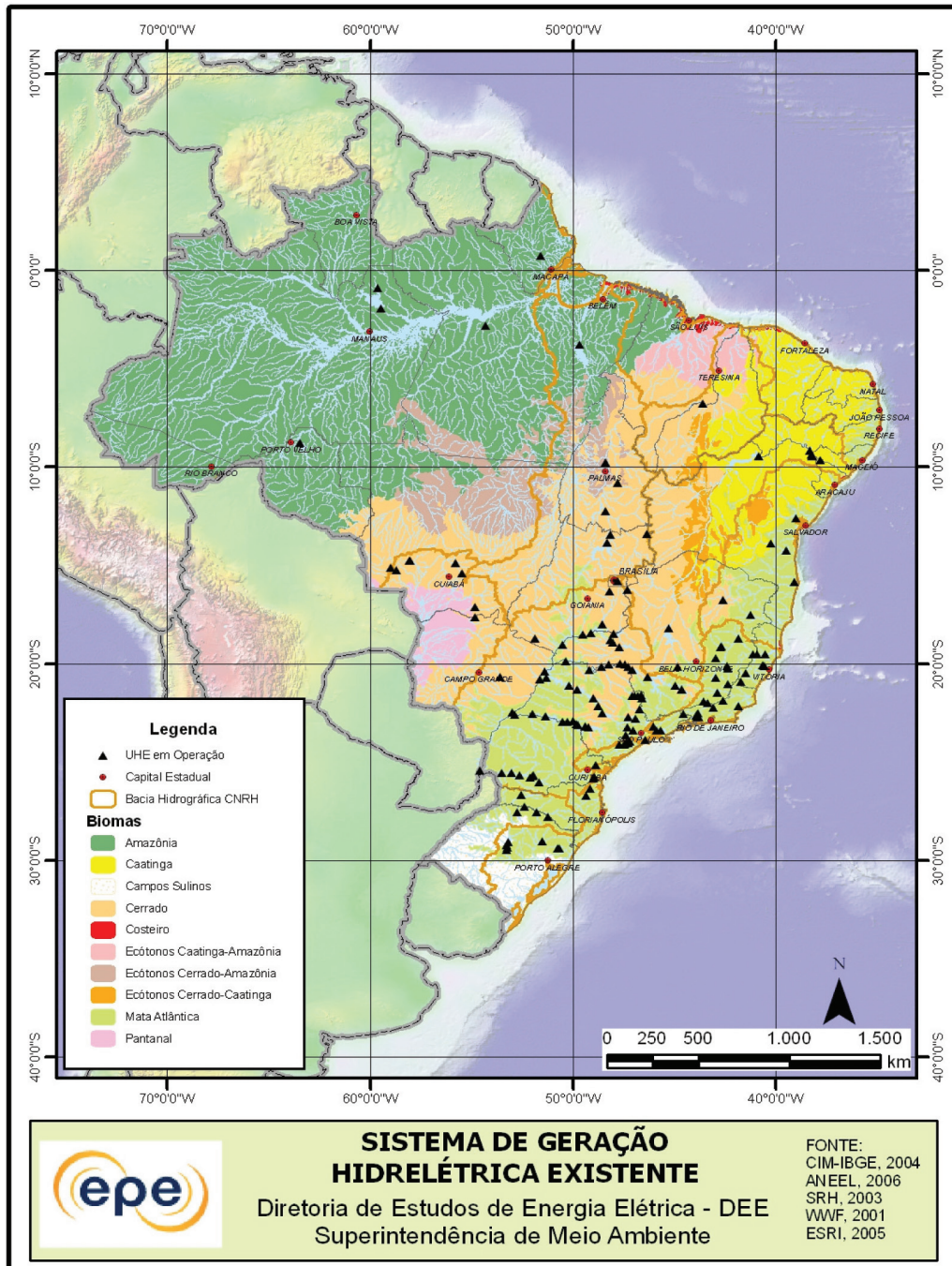
Tabela 3 – Distribuição por Bacia Hidrográfica das Usinas Hidrelétricas em Operação

Região Hidrográfica (CNRH 32)	UHEs em Operação	Potência Instalada (MW)	Área dos reservatórios (km²)
Amazônica	6	723	5.240,25
Atlântico Norte-Nordeste	0	0	0
Tocantins-Araguaia	7	10.415	5.755,62
Parnaíba	1	237	376,38
São Francisco	11	10.486	6543,4
Atlântico Leste	6	1.148	535,81
Atlântico Sudeste	39	3.970	475,17
Paraná	63	39.257	16.569,95
Paraguai	7	760	291,07
Atlântico Sul	11	1.188	285,45
Uruguai	5	3.636	467,06
Total	156	71.820	36.540,16

Fonte: Banco de Informações de Geração, ANEEL, dez/2006



Figura 4 – Sistema de Geração Hidrelétrica Existente



As usinas hidrelétricas em operação apresentam uma relação média de área alagada por potência instalada de 0,51 km²/MW. A área ocupada pelos reservatórios das usinas em operação representa cerca de 0,4% do território nacional, sendo que 54% 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 63 usinas, totalizando 39.257 MW, que correspondem a 54% da potência instalada total.

A região hidrográfica Atlântico Sudeste também se destaca pelo número de usinas implantadas, ou seja, 39 usinas hidrelétricas em operação sendo, entretanto, usinas de menor porte, que somam 3.970 MW (5,5% da potência total instalada) e ocupam 475 km² (1% da área total dos reservatórios).



Considerando a potência instalada, ganham destaque, ainda, as bacias do Tocantins – Araguaia (10.415 MW) e do São Francisco (10.486 MW).

A localização das hidrelétricas nos diversos biomas brasileiros pode ser observada na Figura 4. Na Tabela 4 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, em que pese a 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 4 – 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	10.463,16	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	10.962	0,94
Pantanal	1,60	-	-

O conjunto de hidrelétricas existentes proporcionou um aporte de recursos de cerca de R\$ 440 milhões a 626 municípios brasileiros, durante o ano de 2006. Esses recursos são provenientes do pagamento da compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos aos municípios com áreas alagadas pelos reservatórios desses empreendimentos. Os recursos também beneficiam 21 estados e o Distrito Federal. A compensação financeira corresponde a 6,75% dos recursos obtidos com a geração de energia, sendo que 6% são rateados entre os municípios, estados, os Ministérios de Minas e Energia (MME) e Meio Ambiente (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 2006, 338 prefeituras receberam R\$ 190,80 milhões, sendo igual montante distribuído entre seis estados. Do rateio dos royalties participam todos os municípios e estados localizados na bacia de contribuição para formação do reservatório.

A composição do parque termelétrico instalado, integrante do Sistema Interligado e despachado centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), é apresentada na Tabela 5 a seguir. 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 (49%), devendo ainda ser considerada a parcela de importação de energia da Argentina (15%), proveniente da geração com a utilização desse combustível. No subsistema SE/CO, a participação do gás natural é de cerca de 60%.



Tabela 5 – Composição do Parque Termelétrico Instalado por Combustível

	Diesel	Carvão	Gás	Óleo	Import. (Gás)	Nuclear	Total
S	-	9 [1.415]	1 [798]	2 [90]	[2.178]	-	12 [4.481]
SE/CO	2 [828] *	-	10 [4.703]	4 [221]	-	2 [2.007]	18 [7.759]
NE	12 [598]	-	5 [1.545]		-	-	17 [2.143]
Total	14 [1.426]	9 [1.415]	16 [7.046]	6 [311]	[2.178]	2 [2.007]	47 [14.383]
Participação (%)	9,9	9,8	49,0	2,2	15,1	14,0	100,0

(*) Valores expressos em: quantidade de usinas [MW]

❖ 4.2. Sistema de Transmissão

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 a 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. O SIN pode ser dividido em 4 subsistemas, de acordo com as regiões geoeletricas, 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, o Acre e Rondônia passarão a fazer parte do submercado sudeste;
- Norte (N), abrangendo os estados de Pará, Tocantins e Maranhão;
- Nordeste (NE), composto pelos estados do Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe e Bahia.

A Tabela 6 apresenta a evolução dos sistemas de transmissão, no período de 2000 a 2006, 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 2005, segundo dados do ONS, uma extensão de aproximadamente 83.050 km, englobando 905 circuitos de transmissão e 353 subestações.

Tabela 6 – Evolução do Sistema de Transmissão 2000/2006 (km)

Tensão (kV)	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006*
230	32.451,4	32.537,3	32.997,4	33.999,7	35.073,8	35.736,5	36.103,7
345	9.023,5	9.023,5	9.021,0	9.021,0	9.047,0	9.579,1	8.973
440	6.162,5	6.667,5	6.667,5	6.667,5	6.667,5	6.667,5	6.791
500 e 525	17.405,8	17.510,1	19.525,2	23.659,0	24.924,4	26.771,1	29.222
± 600 CC	1.612,0	1.612,0	1.612,0	1.612,0	1.612,0	1.612,0	1.612
750	2.379,0	2.683,0	2.683,0	2.683,0	2.683,0	2.683,0	2.698
Total	69.034,2	70.033,4	72.506,1	77.642,2	80.007,7	83.049,2	85.399

Nota: *estimado EPE, 2007.

Fonte: ONS, 2006

A observação da distribuição das extensões das linhas de transmissão por tensão demonstra que, nos últimos anos, as linhas com tensão em 500 kV foram as que tiveram maiores aumentos, em extensão, da ordem de 75%. À exceção das linhas de 230 kV e 400 kV, onde houve aumento de cerca de 10%, nas demais tensões, os acréscimos nos últimos anos têm sido pouco significativos.



Quanto à concentração das linhas de transmissão no território nacional, ao observar a Figura 5, é possível verificar a grande concentração nas regiões Sul e Sudeste do país. As linhas de transmissão atravessam aproximadamente 2.100 municípios e os estados com maior número são: São Paulo e Minas Gerais, Rio Grande do Sul e Paraná, todos com mais de 100 linhas de transmissão em seu território. Na região Nordeste, destaca-se o estado da Bahia com cerca de 80 linhas de transmissão, sendo o quinto estado brasileiro com maior concentração de linhas.

Com relação às subestações, a concentração é também verificada nas regiões Sul e Sudeste destacando-se, de modo especial, a forte concentração 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. Os impactos da chegada de linhas de transmissão em áreas urbanas vão desde o deslocamento de pessoas, até as questões relacionadas ao impacto visual, alteração e restrição do uso do solo, riscos de descargas elétricas, níveis de campos eletromagnéticos, dentre outros.

Figura 5 – Sistema de Transmissão Existente





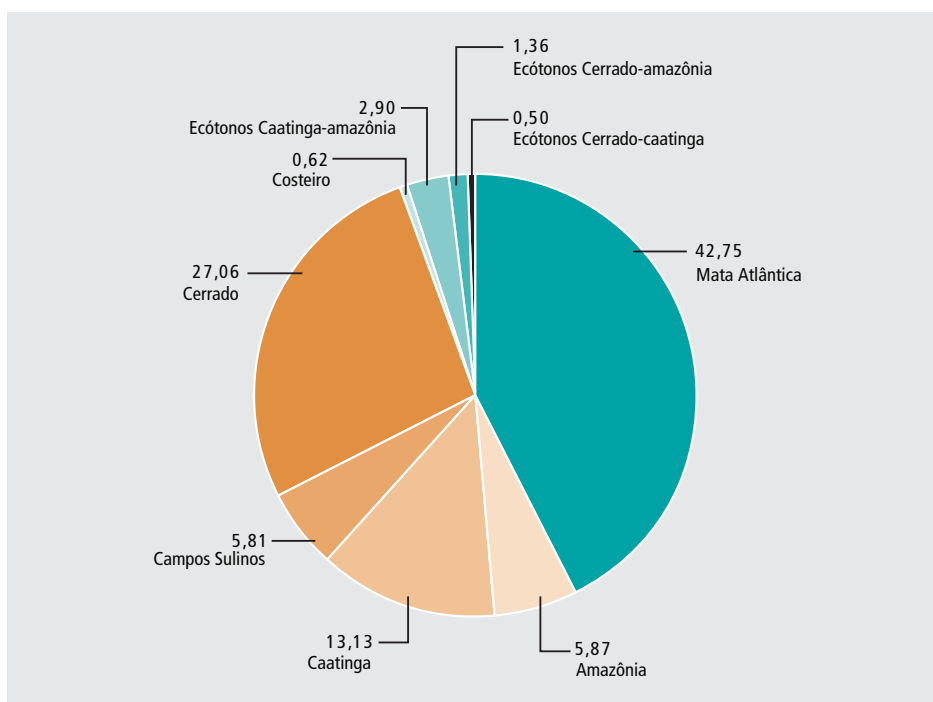
A concentração das linhas de transmissão em determinadas áreas do país pode gerar pressões sobre os biomas que essas linhas atravessam. A Tabela 7 apresenta a extensão e a distribuição do percentual referente às linhas de transmissão implantadas em cada bioma brasileiro. O mesmo tipo de informação é ilustrado pelo Gráfico 5.

Tabela 7 – Extensão de Linhas de Transmissão Existentes por Bioma (%)

Bioma	Percentual de km de LTs (%)
Amazônia	5,9
Caatinga	13,1
Campos Sulinos	5,8
Cerrado	27,0
Costeiro	0,6
Ecótonos Caatinga-Amazônia	2,9
Ecótonos Cerrado-Amazônia	1,4
Ecótonos Cerrado-Caatinga	0,5
Mata Atlântica	42,8
Pantanal	0,0
Total Brasil	100

Fonte: EPE, 2005, baseado em dados obtidos junto ao ONS – Sindat e IBGE – Mapa dos biomas brasileiros

Gráfico 5 – Extensão das Linhas de Transmissão Existentes por Bioma (%)



As leituras da Tabela 7, Gráfico 5 e da Figura 5 permitem concluir que os biomas com maior concentração de linhas de transmissão são a Mata Atlântica e o Cerrado, áreas bastante degradadas, com ocupação humana intensa e concentrada no litoral do país, no caso da Mata Atlântica, e pela expansão das áreas de exploração agrícola ou agropecuária, no caso da região do Cerrado. A implantação desses empreendimentos vem contribuindo para uma maior pressão sobre esses biomas, em virtude da necessidade de desmatamento para realização das obras, da manutenção das faixas de servidão e da abertura de novos eixos de ocupação do território.





Cabe o registro que, para o Bioma Amazônico, o percentual apresentado refere-se apenas ao Sistema Interligado Nacional - SIN, situado em suas bordas, 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 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. Essas restrições ocorrem nas faixas de servidão das linhas de transmissão que, de acordo com a tensão, podem variar de 40 a 100 metros de largura.

5. Caracterização Socioambiental do Sistema Elétrico Planejado

É apresentada a seguir a caracterização socioambiental do conjunto de projetos considerados pelos estudos de expansão da geração e da transmissão.

❖ 5.1. Alternativa de Referência do Sistema de Geração

Os estudos de expansão da geração apontam a necessidade da entrada em operação de um conjunto de 90 empreendimentos hidrelétricos que totalizam aproximadamente 36.834 MW. As usinas termelétricas consideradas para a expansão totalizam 13.833 MW. Para este ciclo foi considerado, ainda, um conjunto de PCHs que totaliza aproximadamente 1.598 MW. A relação entre a potência instalada gerada por hidrelétricas e termelétricas para este ciclo é 2,67 sem a consideração das pequenas centrais. Ou seja, para cada MW gerado por usinas termelétricas são gerados 2,67 MW por usinas hidrelétricas. Esta relação é um pouco menor que a ciclo anterior (2,82), indicado uma tendência de ligeiro aumento da participação termelétrica, apesar da ainda significativa predominância da geração hidrelétrica. Levando-se em conta as PCHs previstas no Plano essa relação aumenta para 2,77.

As Tabelas 8 e 9 mostram a distribuição do conjunto de usinas hidrelétricas em termos quantitativos e em potência instalada, pelos subsistemas e pelas bacias hidrográficas, respectivamente, enquanto que a Figura 6 ilustra sua distribuição pelos biomas nacionais.

Constata-se, como no sistema existente, uma maior concentração de novas usinas no subsistema Sudeste/Centro-Oeste (43), seguido pelo subsistema Sul (26), acompanhando o constante crescimento de demanda nessas regiões.

Tabela 8 – Distribuição dos Empreendimentos Hidrelétricos Planejados pelos Subsistemas Elétricos

Subsistema	Motorização e Construção	Concessão	Licitadas 2005 e 2006	A Licitar em 2007	Indicativas	Total Planejadas
Sul	8 [2.799]*	5 [593]	3 [489]	2 [173]	8 [1.866]	26 [5.920]
Sudeste/Centro-Oeste	10 [2.970]	10 [919]	6 [909]	3 [210]	14 [2.371]	43 [7.379]
Nordeste	-	-	-	4 [453]-	3 [934]	7 [1.387]
Norte	1 [1.125]	1 [1.087]	-	-	3 [4.108]	5 [6.320]
Madeira	-	-	-	2 [6.450]	-	2 [6.450]
Belo Monte	-	-	-	-	1 [5.681]	1 [5.681]
Teles Pires	-	-	-	-	6 [3.697]	6 [3.697]
Total	19 [6.893]	16 [2.599]	9 [1.398]	11 [7.286]	35 [18.657]	90 [36.834]

Nota: (*) Valores expressos em quantidade de usinas [MW]



**Tabela 9 – Distribuição dos Empreendimentos Hidrelétricos Planejados pelas Bacias Hidrográficas**

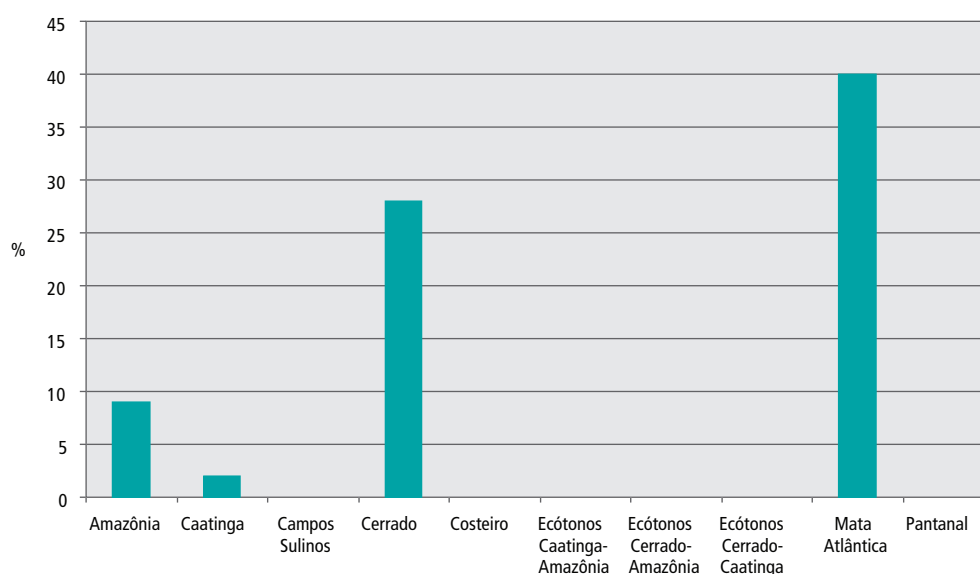
Região Hidrográfica	Motorização e Construção	Concessão	Licitadas em 2005 e 2006	A Licitar em 2007	Indicativas	Total Planejadas
Amazônica	-	-	1 [261]	2 [6.450]	9 [9.488]	12 [16.199] *
Tocantins-Araguaia	3 [1.820]	1 [1.087]	-	1 [80]	10 [5.819]	15 [8.806]
Parnaíba	-	-	-	4 [453]	1 [164]	5 [617]
São Francisco	-	-	1 [82]	-	2 [770]	3 [852]
Atlântico Leste	2 [410]	[120]	-	-	-	3 [530]
Atlântico Sudeste	1 [50]	3 [278]	2 [445]	2 [130]	1 [60]	8 [963]
Paraná	6 [1.936]	9 [755]	3 [482]	2 [173]	9 [1.268]	29 [4.614]
Atlântico Sul	4 [477]	-	-	-	-	4 [477]
Uruguai	3 [2.200]	2 [359]	2 [128]	-	3 [1.087]	10 [3.774]
Total	19 [6.893]	16 [2.599]	9 [1.398]	11 [7.286]	35 [18.657]	90 [36.834]

Nota: (*) Valores expressos em quantidade de usinas [MW]

Destaca-se o aumento do aproveitamento do potencial hidrelétrico da bacia Amazônica, para onde estão indicados 12 empreendimentos no horizonte decenal, totalizando 16.199 MW, 2 dos quais estão previstos para participar do leilão a ser realizado em 2007. Registra-se também um intenso aproveitamento na bacia do Tocantins, com 15 UHEs planejadas, que somam 8.806 MW, sendo que 3 já estão em construção e 1 já têm concessão.

Para a Bacia do Paraná, estão planejadas 29 UHEs, 6 das quais em construção, totalizando 1.936 MW. Outra bacia hidrográfica com a previsão de implantação de diversos projetos (10 UHEs planejadas, sendo 3 em construção, somando 3.774 MW) é a bacia do Uruguai.

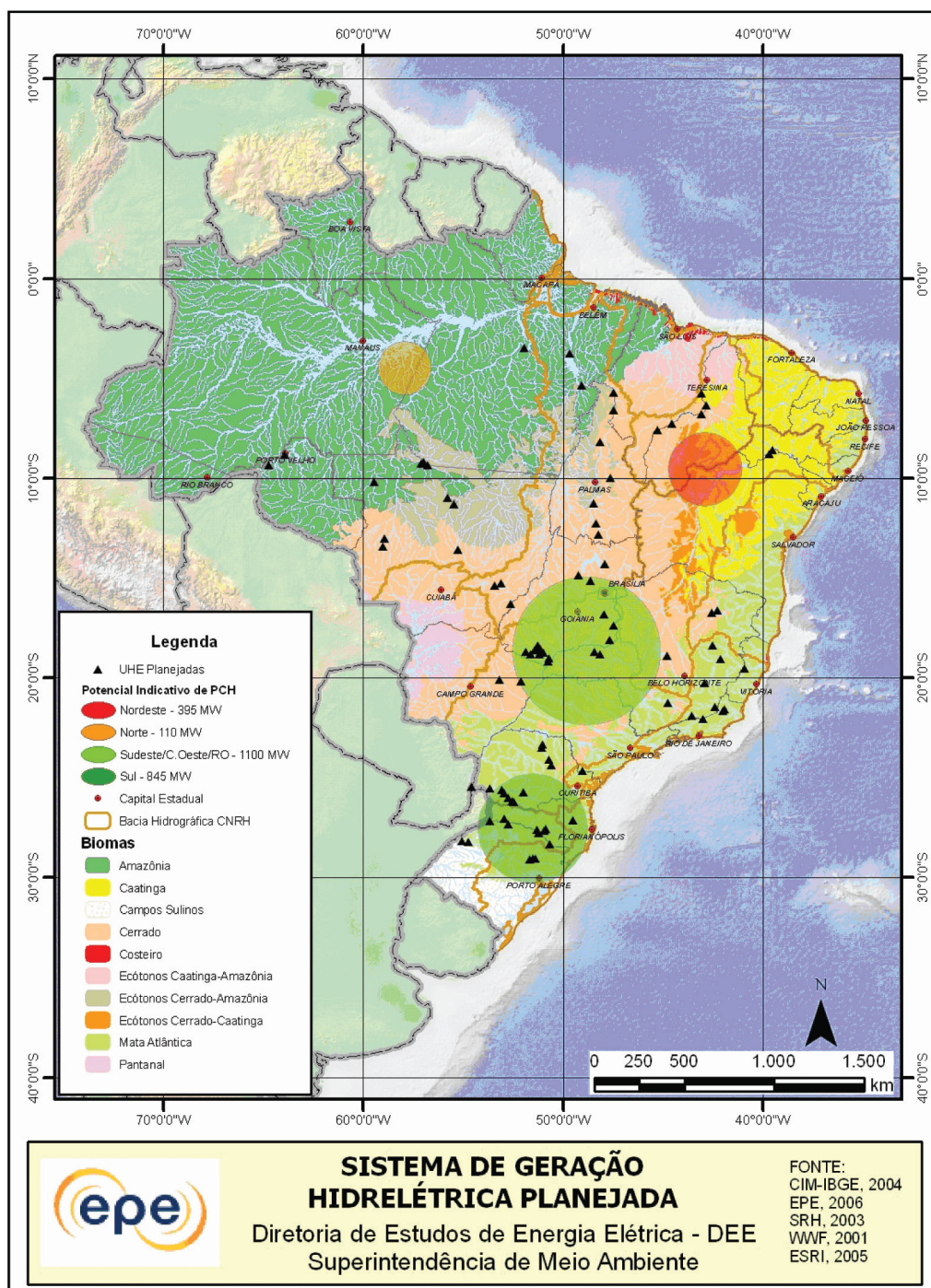
Grande parte dos projetos planejados se concentra nos biomas Cerrado e Mata Atlântica, como pode ser observado no Gráfico 6, em decorrência do grande número de projetos planejados para as bacias do Paraná e do Tocantins, onde predominam esses biomas.

Gráfico 6 – Distribuição dos Empreendimentos Hidrelétricos Planejados pelos Biomas



Os estudos relativos a expansão do Sistema Interligado (SIN) apontam para um aumento da participação termelétrica, sendo bastante significativa a participação da biomassa (2.930 MW), principalmente no subsistema SE/CO. Destaca-se, ainda, a previsão de construção de Angra III (1.350 MW), que aumentará a capacidade nuclear instalada no país em cerca de 65%. Com relação aos demais combustíveis a efetiva composição entre as fontes potenciais para a geração termelétrica, gás natural, carvão mineral e óleo diesel, somente é definida nos consecutivos leilões de energia, sendo estimada somente a necessidade de geração termelétrica indicativa.

Figura 6 – Distribuição dos Empreendimentos Hidrelétricos Planejados pelos Biomas



❖ 5.2. Configuração de Referência do Sistema de Transmissão

A configuração de referência do sistema de transmissão nacional em planejamento abrange linhas de transmissão situadas nos diversos subsistemas regionais e as importantes interligações regionais. Dadas as características das análises socioambientais e da configuração de referência, que abrange obras de diferentes categorias, no que se refere à extensão, tensão e recapitação, optou-se por restringir a análise aos empreendimentos acima de 230 kV, com mais de 10 km de extensão, excluindo-se os seccionamentos e os projetos de recapitação.

As análises consideraram também as interligações regionais necessárias para a complementariedade hidrológica entre regiões e a otimização do SIN.

Para o período 2007/2016, os estudos de transmissão indicaram o conjunto de obras referenciais que perfazem um total de 19.810 km de extensão, indicado na Tabela 10, organizada por tensão e subsistema regional. Não estão contabilizadas neste total as potenciais expansões necessárias para as grandes interligações (13.662 km), que envolvem as linhas de ± 600 kV e necessários reforços regionais, visto que estes estudos estão em andamento e não permitem, no momento, uma avaliação socioambiental no âmbito do Plano Decenal. Adicionalmente, estes projetos estão previstos para o 6º ao 10º ano, para os quais não é feita a avaliação socioambiental, segundo os critérios estabelecidos

A Tabela 10, organizada por tensão e subsistema regional, indica os montantes (km) de linhas de transmissão consideradas nesta análise.

Tabela 10 – Linhas de Transmissão por Subsistema (km)

Subsistema	230 kV	345 kV	440 kV	500 kV	Total
Sul	2.793	0	0	650	3.443
Sudeste Centro-oeste	4.113	549	8	1.975	6.645
Norte	1.088	0	0	3.946	5.034
Nordeste	1.939	0	0	2.749	4.688
Total	9.933	549	8	9.320	19.810

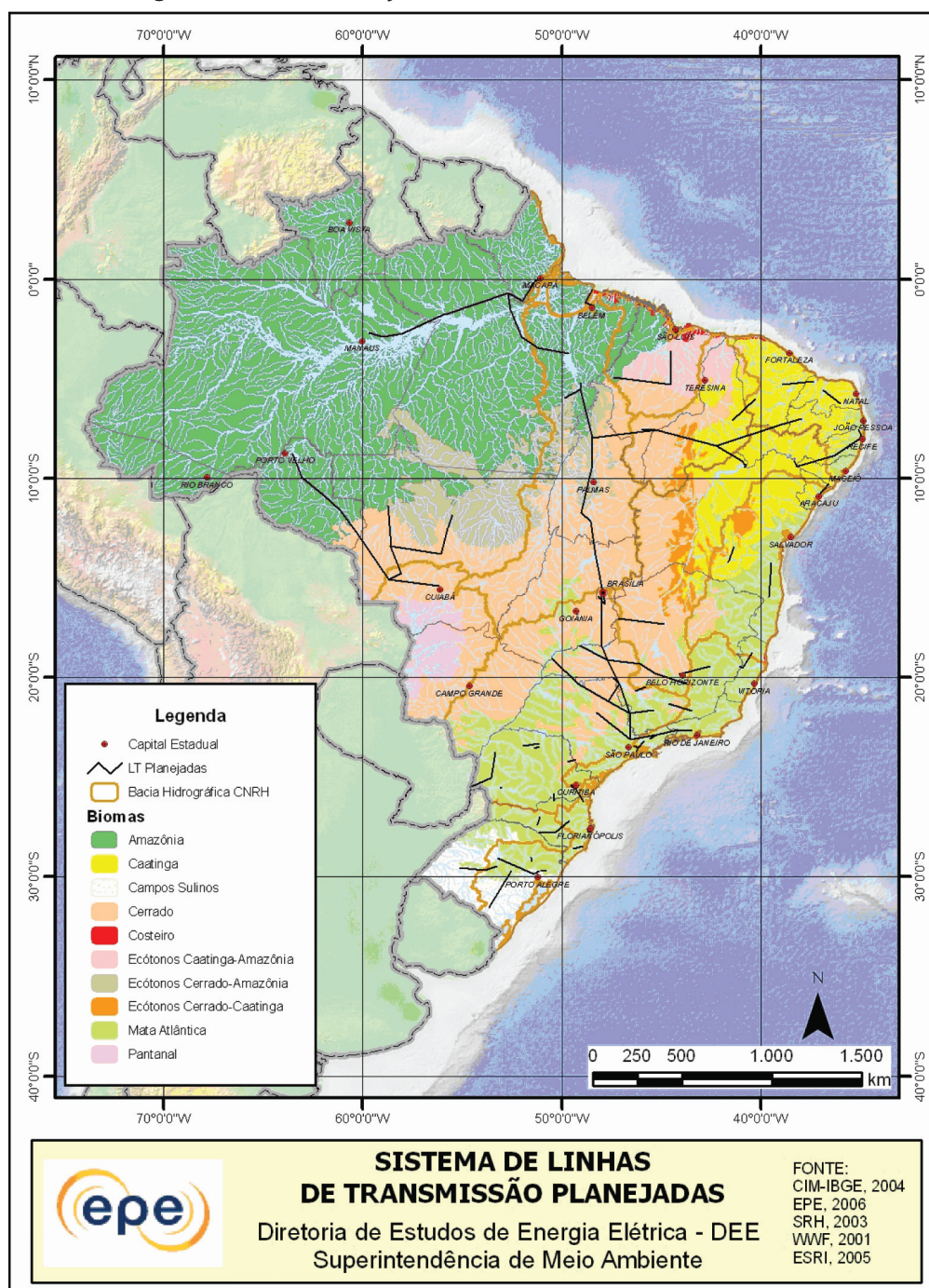
O conjunto de projetos referenciais contempla os possíveis corredores de transmissão correspondentes às interligações entre subsistemas regionais, aos futuros sistemas de integração ao SIN das novas fontes de geração e às linhas de transmissão de reforço ao suprimento aos estados. Destaca-se nesse conjunto, pela sua extensão, a linha de transmissão Tucuruí – Macapá – Manaus.

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 cerca de 19.810 km (aproximadamente 846 km² em faixas de passagem), atravessa os principais biomas brasileiros, com uma tendência da expansão do sistema apontando para uma crescente concentração de atendimento da carga nas regiões Sudeste e Centro-oeste. A configuração de referência representa, com relação ao sistema existente (ano 2006), um acréscimo de 20% em extensão das linhas e, aproximadamente, 60% em áreas de solos com restrição de uso. Em se contabilizando a extensão das grandes interligações (13.662 km) este percentual de acréscimo sobe para cerca de 40% em extensão de linhas.

Apesar de toda a infra-estrutura já existente nessas regiões, encontram-se ali as maiores dificuldades relacionadas à chegada das linhas nos grandes centros urbanos e à passagem nas áreas rurais. Essas dificuldades referem-se, principalmente, à possibilidade de ocorrência de conflitos pelo uso do solo, devido à concentração de corredores de passagem em algumas áreas em urbanização e outras com intensificação do uso agrícola.

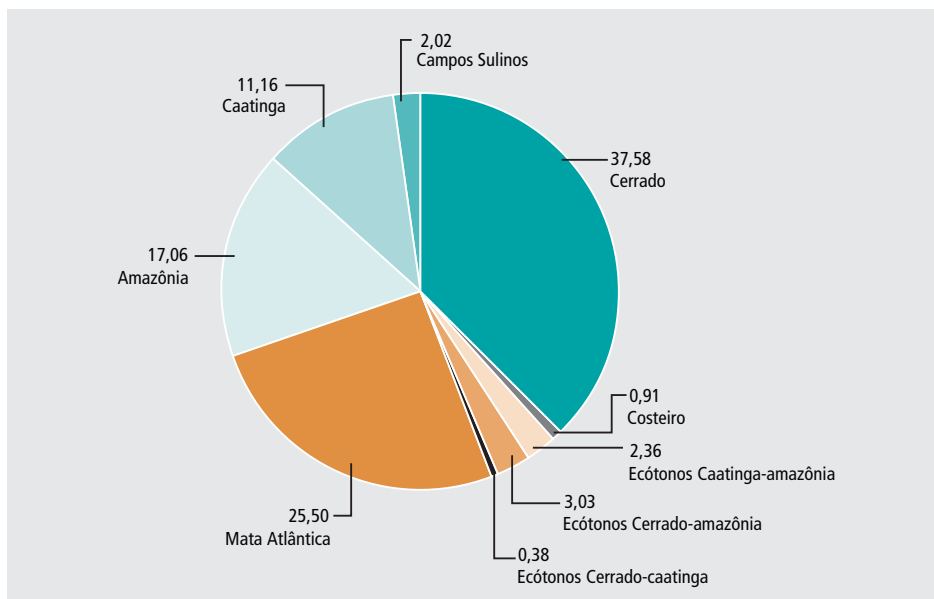


Figura 7 – Sistema Planejado de Transmissão e Biomas Brasileiros



Do ponto de vista da distribuição das linhas planejadas com relação aos biomas, destaca-se a presença dos sistemas de transmissão no Bioma Amazônico que, neste ciclo de planejamento, apresenta percentuais de ocupação maiores do que nos demais biomas, conforme pode ser observado no Gráfico 7. Não estão contabilizadas no gráfico a seguir as interligações, visto que seus estudos ainda encontram-se em andamento.



**Gráfico 7 – Presença de Linhas de Transmissão Planejadas nos Biomas (%)**

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, do sexto ao décimo ano do período 2007/2016, está planejada a instalação de sistemas de transmissão robustos associados aos projetos de geração de grande porte que demandarão reforços significativos na Rede Básica. Ainda que esses sistemas de transmissão não estejam contemplados nesta análise, os estudos de planejamento desses projetos estão avaliando os corredores de escoamento da energia, conjuntamente com os estudos de viabilidade das usinas, o que garante a incorporação da dimensão socioambiental para a escolha das alternativas de corredor do sistema de transmissão associado.

6. Análise Socioambiental dos Empreendimentos de Geração e Transmissão

As análises socioambientais tiveram início com uma discussão, no âmbito do Comitê de Meio Ambiente e dos Grupos de Trabalho de Geração e de Transmissão sobre os prazos e os critérios de avaliação utilizados no ciclo anterior, seguida do levantamento dos dados necessários e da elaboração do mapeamento, realizado com as informações disponíveis e de estudos realizados pelos agentes do setor de energia elétrica. Os levantamentos foram organizados em fichas de informação sobre os projetos, enviadas aos empreendedores ou responsáveis pelos estudos para preenchimento. Foram consideradas também bases de dados específicas criadas na EPE.

❖ 6.1. Síntese das Análises dos Empreendimentos de Geração

As análises socioambientais dos empreendimentos de geração hidrelétrica focalizam dois níveis:

- projetos individuais; e
- conjunto de projetos.

Busca-se, desta forma, indicar as questões mais relevantes associadas a cada projeto, bem como os efeitos cumulativos e sinérgicos relacionados à co-localização de diversos projetos.

Como explicitado no item 3.3.2, a análise dos projetos de geração envolve a avaliação dos aspectos socioambientais e a análise processual. O resultado dessas análises contribui para que se construa uma visão geral das questões socioambientais mais significativas associadas à expansão da oferta de energia elétrica no território nacional e indique uma série de ações necessárias para sua viabilização.

As análises dos projetos individuais e dos conjuntos de projetos fornecem 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/regional 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 no Programa de Licitações;
- 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;
- a indicação da necessidade de AAls (Avaliações Ambientais Integradas) ou de estudos de inventário para determinadas bacias.

❖ 6.2. Análise Individualizada dos Projetos de Geração Hidrelétrica

O universo de análise compreendeu um conjunto de 90 projetos. Salienta-se que os projetos em construção ou em motorização, num total de 19, não foram considerados nesta análise, visto já se encontrarem em estágio avançado de desenvolvimento, não sendo necessária avaliação para a sua classificação no nível de ação. A análise dos projetos em motorização e construção será realizada no próximo ciclo, visando possibilitar uma comparação com os projetos em etapas de planejamento.

Para o conjunto de 71 usinas que se encontram nas demais etapas, foram solicitadas informações, tendo sido recebidas respostas para 57, o que representa 80% do universo considerado para análise. A Tabela 11 resume a situação das respostas à solicitação de informações.

Tabela 11 – Projetos Hidrelétricos - Resumo da Coleta de Informação

Etapa	UHEs	Fichas recebidas	%
Com Concessão	16	13	82
UHEs Licitadas em 2005 e 2006	9	9	100
UHEs a licitar em 2007	11	11	100
UHEs Indicativas	35	24	69
Total	71	57	80

Os resultados das análises socioambientais individualizadas dos 57 projetos são indicados no Anexo I. Na Tabela 12 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.

Tabela 12 – Projetos Hidrelétricos - Resumo da Avaliação Socioambiental

Categoria	Concessão	Licitadas em 2005 e 2006	A licitar em 2007	Indicativas	Total
1	6	3	7	11	27 (47%)
2	2	5	2	3	12 (21%)
3	4	1	2	7	14 (25%)
4	1	0	0	3	4 (7%)
Total	13	9	11	24	57 (100%)





Do conjunto de projetos analisados, 47% foram incluídos na categoria 1, ou seja, considerados como de impacto pouco significativo. Os projetos indicativos que se encontram na etapa de inventário (2) foram classificados nessa categoria, devendo ser observado, entretanto, que as informações disponíveis para os projetos nessa etapa muitas vezes são incipientes, favorecendo, temporariamente, sua inclusão nesta categoria.

Na categoria 2, que corresponde aos projetos com impactos significativos, encontram-se 12 projetos, cinco licitados em 2005 e 2006, dois previstos para licitação em 2007 e três 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 dois projetos restantes possuem concessões anteriores a 2005 e estão sendo acompanhados pelo DMSE.

Foram classificados 14 projetos na categoria 3, considerados de impacto muito significativo, dos quais 2 estão previstos para licitação em 2007, indicando urgência na gestão institucional para atender à data do leilão. Neste grupo de 14 projetos, destacam-se 9 que apresentam impacto muito significativo na dimensão socioeconômica e 5 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. Dois projetos de grande porte localizados na região Amazônica (Belo Monte e Jirau) foram classificados 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 4 projetos, sendo 3 indicativos e 1 já com concessão. O desenvolvimento de seus estudos deve ser cuidadosamente acompanhado e, em alguns casos, deve ser analisada a necessidade de revisão da sua concepção, além das ações específicas de gestão ambiental. Alguns desses projetos vêm sendo objeto, há algum tempo, de gestões institucionais por parte do MME.

❖ 6.3. Análise Processual

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, é realizada nessa etapa. Foram considerados os prazos médios indicados na Tabela 13 a seguir.

Tabela 13 – Prazos Mínimos e Máximos Adotados para os Projetos Hidrelétricos

Atividade	Etapas	Prazos Mínimos (meses)	Prazos Máximos (meses)
Realização de Estudos	Viabilidade e EIA/RIMA	14	24
	Projeto Básico	8	8
Obtenção de Licenças	Licença Prévia	6	20
	Licença de Instalação	6	10
Construção	UHE < 100 MW	30	36
	UHE > 100	40	48

Nota: Os prazos de obtenção da Licença de Operação foram incorporados aos prazos de construção dos empreendimentos.

Nessa avaliação, foram considerados ainda os prazos necessários para a realização dos estudos de Avaliação Ambiental Integrada (AAIs). A Tabela 14 apresenta em resumo os resultados da avaliação processual.





Tabela 14 – Projetos Hidrelétricos - Resumo da Avaliação Processual

Etapa	Compatíveis	Potencial de atraso pequeno	Potencial de atraso	Nº de projetos Avaliados
Em Construção/Motorização	19	-	-	19
Com concessão	11	3	2	16
Licitadas em 2005 e 2006	3	3	3	9
Leilão em 2007	8	2	1	11
Indicativas	30	3	2	35
Total	71	11	8	90

O resultado da avaliação processual indicou que a maior parte dos projetos (91%) têm seus prazos compatíveis ou apresentam potencial de atrasos pequenos (ou seja, com atrasos menores que seis meses). Somente oito 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 deste ciclo, incorporar os prazos necessários para a viabilização dos projetos aos estudos de alternativas para a expansão.

Com relação aos seis projetos que, apesar da interação entre os estudos de planejamento da expansão da geração e dos estudos socioambientais durante a formulação das alternativas de geração, continuam apresentando possibilidade de atrasos em relação à data prevista atualmente no plano, isso não significa impossibilidade de atendimento a estas datas, mas sim que serão necessários esforços e ações mais intensas para a sua viabilização.

❖ 6.4. Atribuição dos Níveis de Ação aos Projetos Hidrelétricos

A análise socioambiental, em conjunto com a avaliação processual, permitiu agrupar os projetos em classes que traduzem os níveis de ação necessários para a viabilização dos projetos e o atendimento aos objetivos do Plano.

Para sistematizar a avaliação final dos projetos, foram também considerados, no caso da avaliação das usinas hidrelétricas, os resultados da avaliação de conjunto de projetos numa mesma região, de modo a considerar os efeitos cumulativos e sinérgicos.

A Tabela 15 apresenta um resumo da classificação dos projetos pelos Níveis de Ação.

Tabela 15 – Projetos Hidrelétricos - Classificação por Nível de Ação

UHEs	Nível de Ação				Número de projetos Avaliados
	Baixo	Intermediário	Alto	Especial	
Em Construção	19	0	0	0	19
Com concessão	8	4	1	0	13
Licitadas em 2005 e 2006	2	6	1	0	9
Leilão em 2007	0	0	0	11	11
Indicativas	11	7	6	0	24
Total	40	17	8	11	76
PAC	19	14	4	9	46

Destaca-se que, os 19 projetos em motorização ou construção, não foram objeto de avaliação socioambiental durante este ciclo, tendo sido a sua classificação final em níveis de ação baseada somente na etapa na qual se encontram. Dos 57 projetos submetidos à análise completa (socioambiental e processual), 37% foram classificados no Nível de Ação Baixo. Entre os projetos analisados, cerca de 14% (oito projetos) foram classificados no Nível de Ação Alto, indicando a necessidade de gestões intensas para atender aos objetivos do Plano.



Cumpra-se também que, cerca de 33% do total da potência instalada prevista para este ciclo de planejamento, é relativa a projetos classificados no Nível de Ação Alto ou Especial, indicando que serão necessários esforços intensos por parte do Setor Elétrico para a viabilização dos projetos, de forma a atender aos objetivos do Plano, ou seja, as datas de entrada em operação indicadas.

Com relação aos empreendimentos do PAC, observa-se que 71% estão no Nível de Ação Baixo ou Intermediário. Do total de projetos incluídos, 29% (13 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) projetos que se encontram em etapa de motorização e construção que, por estarem mais avançados no processo de implantação, demandam menores esforços de gestão (institucional ou de decisão em nível de planejamento) e de elaboração de outros estudos socioambientais. Seus estudos de viabilidade e projeto básico estão aprovados pela ANEEL e os respectivos estudos e projetos ambientais concluídos, 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, sendo acompanhadas pelo Departamento de Monitoramento do Setor Elétrico – DMSE da Secretaria de Energia do Ministério de Minas e Energia – MME;

ii) projetos classificados na Categoria 1, ou seja, com impactos muito pouco significativos que, segundo a avaliação processual, estão com datas de entrada em operação compatíveis ou com atrasos pouco significativos (i.e. menores do que seis meses), e projetos classificados na Categoria 2 (impactos pouco significativos) que estão com as datas de entrada em operação compatíveis com os objetivos do Plano. Eventuais questionamentos socioambientais com relação a estes projetos podem ser reduzidos ao longo do processo de licenciamento e estão relacionados, principalmente, a questões que dependem de negociação com as comunidades e seus representantes. O que antes poderia ser considerado como incerteza para o planejamento pode, neste caso, ser estimado como risco do empreendedor (risco do negócio)

Este conjunto de projetos é indicado na Tabela 16 a seguir.

Tabela 16 – Projetos Hidrelétricos Classificados como Nível de Ação Baixo

Nº	Projeto	Rio	Bacia	Potência Instalada (MW)	Etapa	Data de entrada em operação
1	14 de julho	das Antas	Atlântico Sul	100,0	Construção	2008
2	Baguari	Doce	Atlântico Sudeste	140,0	Viabilidade	2009
3	Barra do Braúna	Pomba	Atlântico Sudeste	39,0	Proj. Básico	2009
4	Barra dos Coqueiros	Claro	Paraná	90,0	Proj. Básico	2009
5	Barra Grande	Pelotas	Uruguai	465,6	Motorização	2006
6	Baú I	Doce	Atlântico Sudeste	110,1	Proj. Básico	2010
7	Cachoeirão	Juruena	Amazonas	64,0	Viabilidade	2013
8	Caçu	Claro	Paraná	65,1	Proj. Básico	2009
9	Campos Novos	Canoas	Uruguai	880,0	Construção	2007
10	Capim Branco I	Araguari	Paraná	80,0	Motorização	2006
11	Capim Branco II	Araguari	Paraná	210,0	Construção	2007
12	Castro Alves	das Antas	Atlântico Sul	130,0	Construção	2008
13	Corumbá III	Corumbá	Paraná	93,6	Construção	2009



Nº	Projeto	Rio	Bacia	Potência Instalada (MW)	Etapa	Data de entrada em operação
14	Espora	Correntes	Paraná	32,1	Motorização	2006
15	Foz do Chapecó	Uruguai	Uruguai	855,0	Construção	2010
16	Fundão	Jordão	Paraná	120,0	Motorização	2006
17	Garibaldi	Canoas	Uruguai	150,0	Viabilidade	2013
18	Irapé	Jequitinhonha	Atlântico Leste	360,0	Motorização	2006
19	Itaguaçu	Claro	Paraná	130,0	Viabilidade	2013
20	Itaipu Binacional	Iguaçu	Paraná	1400,0	Motorização	2007
21	Juruena	Juruena	Amazonas	46,0	Viabilidade	2013
22	Mascarenhas	Doce	Atlântico Sudeste	49,5	Motorização	2006
23	Monte Claro	das Antas	Atlântico Sul	65,0	Motorização	2006
24	Novo Acordo	Sono / Medio Tocantins	Tocantins	160,0	Viabilidade	2014
25	Olho D'Água	Correntes	Paraná	33,0	Proj. Básico	2009
26	Pai Querê	Pelotas	Uruguai	291,9	Proj. Básico	2012
27	Peixe Angical	Tocantins	Tocantins	452,0	Motorização	2006
28	Picada	Peixe	Atlântico Leste	50,0	Motorização	2006
29	Porto Galeano	Sucuriú	Paraná	139,0	Viabilidade	2014
30	Salto do Rio Verdinho	Verde	Paraná	93,0	Proj. Básico	2009
31	Salto Pilão	Itajaí	Atlântico Sul	182,3	Construção	2010
32	São João	Chopim	Paraná	62,5	Proj. Básico	2012
33	São Roque	Canoas	Uruguai	214,0	Viabilidade	2013
34	São Salvador	Tocantins	Tocantins	243,2	Construção	2010
35	Simplício	Paraíba do Sul	Atlântico Sudeste	305,7	Viabilidade	2010
36	Toricoejo	Das Mortes	Tocantins	76,0	Viabilidade	2013
37	Torixoréu	Araguaia	Tocantins	408,0	Viabilidade	2013
38	Tucano	Verde	Paraná	157,0	Inventário	2015
39	Tucuruí	Tocantins	Tocantins	1125,0	Motorização	2007
40	Volta Grande	Chopim	Paraná	54,7	Inventário	2014
Total		40 projetos		9722,3		

Para esses projetos, os empreendedores devem:

- 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 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 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); e,



• 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 dos estudos de viabilidade técnica e do 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 dois tipos de projetos:

- i) projetos classificados nas Categorias 1 e 2, com impactos pouco significativos e significativos que se encontram com a etapa de desenvolvimento com atraso pequeno (Categoria 2) ou com potencial de atraso maior do que seis meses, requerendo agilização na contratação dos estudos ou recuperação de estudos em atraso;
- ii) projetos classificados nas Categorias 2 e 3, ou seja, com impactos significativos ou muito significativos, que apresentem, segundo a avaliação processual, possibilidades de atender às datas de licitação e de entrada em operação sugerida pelo Plano.

Este conjunto de projetos é apresentado na Tabela 17 a seguir:

Tabela 17 – Projetos Hidrelétricos Classificados como Nível de Ação Intermediário

Nº	Projeto	Rio	Bacia	Potência Instalada (MW)	Etapas	Data de entrada em operação
1	Água Limpa	Das Mortes	Tocantins	320,0	Viabilidade	2013
2	Batalha	São Marcos	Paraná	53,6	Viabilidade	2009
3	Cachoeirinha	Chopim	Paraná	42,5	Proj. Básico	2012
4	Cebolão	Tibagi	Paraná	155,0	Viabilidade	2016
5	Dardanelos	Aripuanã	Amazonas	261,0	Proj. Básico	2011
6	Foz do Rio Claro	Claro	Paraná	67,0	Viabilidade	2010
7	Itapiranga	Uruguai	Uruguai	724,6	Viabilidade	2014
8	Jataizinho	Tibagi	Paraná	155	Viabilidade	2016
9	Monjolinho	Passo Fundo	Uruguai	67,0	Proj. Básico	2010
10	Murta	Jequitinhonha	Atlântico Leste	120,0	Proj. Básico	2015
11	Passo São João	Ijuí	Uruguai	77,0	Viabilidade	2009
12	Pedra Branca	São Francisco	São Francisco	440,0	Viabilidade	2016
13	Retiro Baixo	Paraopeba	São Francisco	82,0	Viabilidade	2009
14	Riacho Seco	São Francisco	São Francisco	330,0	Viabilidade	2016
15	São José	Ijuí	Uruguai	51,0	Viabilidade	2009
16	Uruçuí	Parnaíba	Parnaíba	164	Viabilidade	2016
17	Serra do Facão	São Marcos	Paraná	212,6	Proj. Básico	2010
Total		17 projetos		3.401,5		



Para este conjunto de projetos, classificados como Nível de Ação Intermediário, caberá aos empreendedores:

- contratar e agilizar a elaboração dos estudos e projetos socioambientais correspondentes a cada projeto em atraso, seja com relação aos objetivos do Plano, como ao processo de licenciamento;
- 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; e,
- promover e valorizar os processos de relacionamento com as comunidades, tanto no sentido de informá-las sobre o empreendimento, como para facilitar os processos de negociação que poderão levar à celebração de acordos sociais que beneficiem todas as partes interessadas.

Caberá à EPE:

- contratar a elaboração de AAI para as bacias cujos inventários estão concluídos e aprovados pela ANEEL; e,
- monitorar e orientar, de perto, por meio de seu sistema de acompanhamento, a evolução desses estudos e projetos.

Caberá ao MME:

- 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;
- 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, requerendo dos concessionários a agilização na elaboração e complementação dos estudos; e,
- monitorar e orientar a atuação dos concessionários para o cumprimento dos acordos sociais celebrados com as comunidades locais.

Nível de Ação Alto

Situam-se neste grupo o conjunto formado pelos seguintes projetos:

- i) projetos classificados na Categoria 3, com impactos muito significativos que, de acordo com a avaliação processual, apresentam um potencial de atraso com relação às datas de entrada em operação previstas no Plano;
- ii) todos os projetos classificados na Categoria 4 (impactos extremamente significativos), independente do resultado de sua análise processual.

Observa-se que os projetos, objeto deste nível de ação alto são, de modo geral, de maior porte, estruturantes e de interesse estratégico para a expansão setorial. Sua viabilização requer uma forte participação governamental na gestão dos estudos, programas e ações complementares, envolvendo a participação de outros setores de Governo na obtenção das licenças ambientais, na estruturação financeira e nos prazos de implantação.

De modo geral, por serem empreendimentos de grande porte e visibilidade, capazes de ocasionar interferências nas mais diversas regiões onde se inserem, requerem estudos que permitam indicar medidas e ações preparatórias para sua adequada inserção regional e permanência da dinâmica socioeconômica na região após a entrada em operação, e para o melhor aproveitamento de eventuais benefícios que poderão oferecer. A gestão desses empreendimentos, por se inserir no âmbito das políticas públicas, exige intensa articulação institucional com órgãos governamentais e representações da sociedade.

Este conjunto de projetos é apresentado na Tabela 18 a seguir:



Tabela 18 – Projetos Hidrelétricos Classificados como Nível de Ação Alto

Nº	Projeto	Rio	Bacia	Potência Instalada (MW)	Etapa	Data de entrada em operação
1	Baixo Iguaçu	Iguaçu	Paraná	350,1	Viabilidade	2014
2	Belo Monte	Xingu	Amazonas	11181,3	Viabilidade	2014
3	Estreito	Tocantins	Tocantins	1087	Projeto Básico	2010
4	Marabá	Tocantins	Tocantins	2160,0	Viabilidade	2014
5	Mauá	Tibagi	Paraná	361,0	Viabilidade	2011
6	Serra Quebrada	Tocantins	Tocantins	1328,0	Viabilidade	2013
7	Tocantins	Tocantins	Tocantins	480	Viabilidade	2016
8	Tupiratins	Tocantins	Tocantins	620,0	Viabilidade	2014
Total		8 projetos		17.567,4		

Para este grupo de projetos, classificados como Nível de Ação Alto, caberá aos empreendedores:

- 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 em prazos adequados;
- realizar intensas gestões junto aos órgãos/entidades envolvidos com as questões e pendências para, com base nos resultados da revisão, propor um Termo de Ajuste de Conduta – TAC que atenda os interesses das partes envolvidas e garanta a continuidade do projeto/empreendimento; ou,
- estudar alternativas para a substituição dos projetos, mostrando as vantagens e desvantagens de tal opção.

Para esse tipo de projeto/empreendimento, caberá ao MME apresentar exposição de motivos justificando sua importância estratégica, seguido de diretrizes e recomendações que assegurem não apenas sua continuidade, mas que garantam sua viabilização como projetos de interesse nacional. A implantação desses empreendimentos poderia, inclusive, ser assegurada por algum dispositivo legal como, por exemplo, Resolução do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE.

As ações a serem empreendidas cabem especialmente ao Ministério de Minas e Energia e à Empresa de Pesquisa Energética, destacando-se:

MME

- realizar gestões junto ao CNPE e aos Poderes Legislativo e Judiciário para apresentar o projeto e demonstrar sua importância setorial, regional e nacional;
- buscar junto a essas entidades a aprovação do projeto e promover gestões institucionais entre os órgãos de Governo e representações da sociedade, no âmbito das políticas públicas, para sua implementação;
- realizar gestões junto ao MMA para estabelecer as bases estratégicas para a realização dos estudos e ações socioambientais para a inserção regional do empreendimento, segundo os princípios do desenvolvimento sustentável.

EPE

- realizar gestões junto aos órgãos ambientais para a definição dos termos de referência para a elaboração dos estudos, bem como, dos procedimentos e prazos referentes ao processo de licenciamento;
- promover a realização dos estudos e ações socioambientais necessários para subsidiar o 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 aspirações e expectativas, 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 (2007 e 2008), ou seja, que estejam, pelo menos, finalizando os estudos de viabilidade e os estudos de impacto ambiental e, conseqüentemente, apresentem prazos suficientes 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 que devem ser do nível de ação especial:

Tabela 19 – Projetos Hidrelétricos Classificados como Nível de Ação Especial

Nº	Projeto	Rio	Bacia	Potência Instalada (MW)	Etapa	Data de entrada em operação
1	Barra do Pomba	Paraíba do Sul	Atlântico Sudeste	80,0	Viabilidade	2013
2	Cachoeira	Parnaíba	Parnaíba	96,0	Viabilidade	2016
3	Cambuci	Paraíba do Sul	Atlântico Sudeste	50,0	Viabilidade	2014
4	Castelhano	Parnaíba	Parnaíba	96,0	Viabilidade	2016
5	Estreito	Parnaíba	Parnaíba	88,0	Viabilidade	2013
6	Jirau	Madeira	Amazonas	3300,0	Viabilidade	2013
7	Mirador	Tocantinzinho	Tocantins	80,0	Viabilidade	2014
8	Ribeiro Gonçalves	Parnaíba	Parnaíba	173,0	Viabilidade	2013
9	Salto Grande	Chopim	Paraná	53,3	Viabilidade	2013
10	Santo Antônio	Madeira	Amazonas	3150,4	Viabilidade	2012
11	Telêmaco Borba	Tibagi	Paraná	120,0	Viabilidade	2013
Total		11 projetos		7286,7		

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, as ações previstas para esse nível de ação.

Para este grupo de projetos, classificados como Nível de Ação Especial, caberá aos agentes interessados:

- realizar ações conjuntas de gestão junto aos órgãos ambientais, poder executivo municipal, entidades representantes das comunidades atingidas e, eventualmente, a organizações não governamentais, com vistas a equacionar as questões e pendências existentes.

Caberá ao MME, em conjunto com a 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 e outros órgãos diretamente envolvidos com o processo de licenciamento, com vistas a equacionar as questões e pendências existentes.

❖ 6.5. Análise de Conjunto de Projetos Hidrelétricos

Para a análise de conjunto de projetos, foram observadas as bacias, sub-bacias e os rios que apresentam uma 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 grande contingente populacional, são algumas questões que devem ser estudadas integradamente.

A ocorrência de efeitos indutores do desenvolvimento regional deve também ser analisada 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 uma articulação 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. Nesses casos, estudos mais abrangentes poderão ser necessários, como a realização de Avaliações Ambientais Integradas (AAI) que estão sendo conduzidas pela EPE. Dos 90 aproveitamentos hidrelétricos contemplados pelo Plano, quarenta e seis (51%) estão situados em bacias hidrográficas para as quais já existe processo de AAI em andamento ou em licitação, quais sejam:

- Uruguai (10);
- Parnaíba (5);
- Tocantins e seus formadores (9);
- Paranaíba (para a porção Sudoeste dessa bacia foram realizados recentemente Estudos Integrados de Bacia Hidrográfica, que serão contemplados pelo estudos de AAI para toda esta bacia) (14);
- Doce (3);
- Paraíba do Sul (5).

Existem ainda três bacias hidrográficas com concentração de projetos para as quais o estágio atual dos estudos de AAI pode ser resumido como se segue:

- Rio Madeira – para este rio, foram realizados, recentemente, estudos de Avaliação Ambiental Estratégica, não havendo previsão de realização de AAI;
- Rio Chopim – para este rio foram realizados, recentemente, estudos de Avaliação Ambiental Integrada, atendendo à solicitação do órgão ambiental responsável pelo licenciamento dos aproveitamentos previstos nesta bacia;
- Rios Claro e Verde – para estes rios, foram realizados, recentemente, Estudos Integrados de Bacia Hidrográfica para a porção Sudoeste da Bacia do Paranaíba, na qual ambos estão inseridos. Adicionalmente, estão sendo realizados, no momento, pela EPE, estudos de AAI para a bacia do Paranaíba como um todo.

A maior concentração de projetos em algumas dessas bacias, e o fato deles se encontrarem nas etapas de inventário e de viabilidade, foram os fatores que permitiram selecionar para análise os conjuntos de projetos, indicados a seguir:

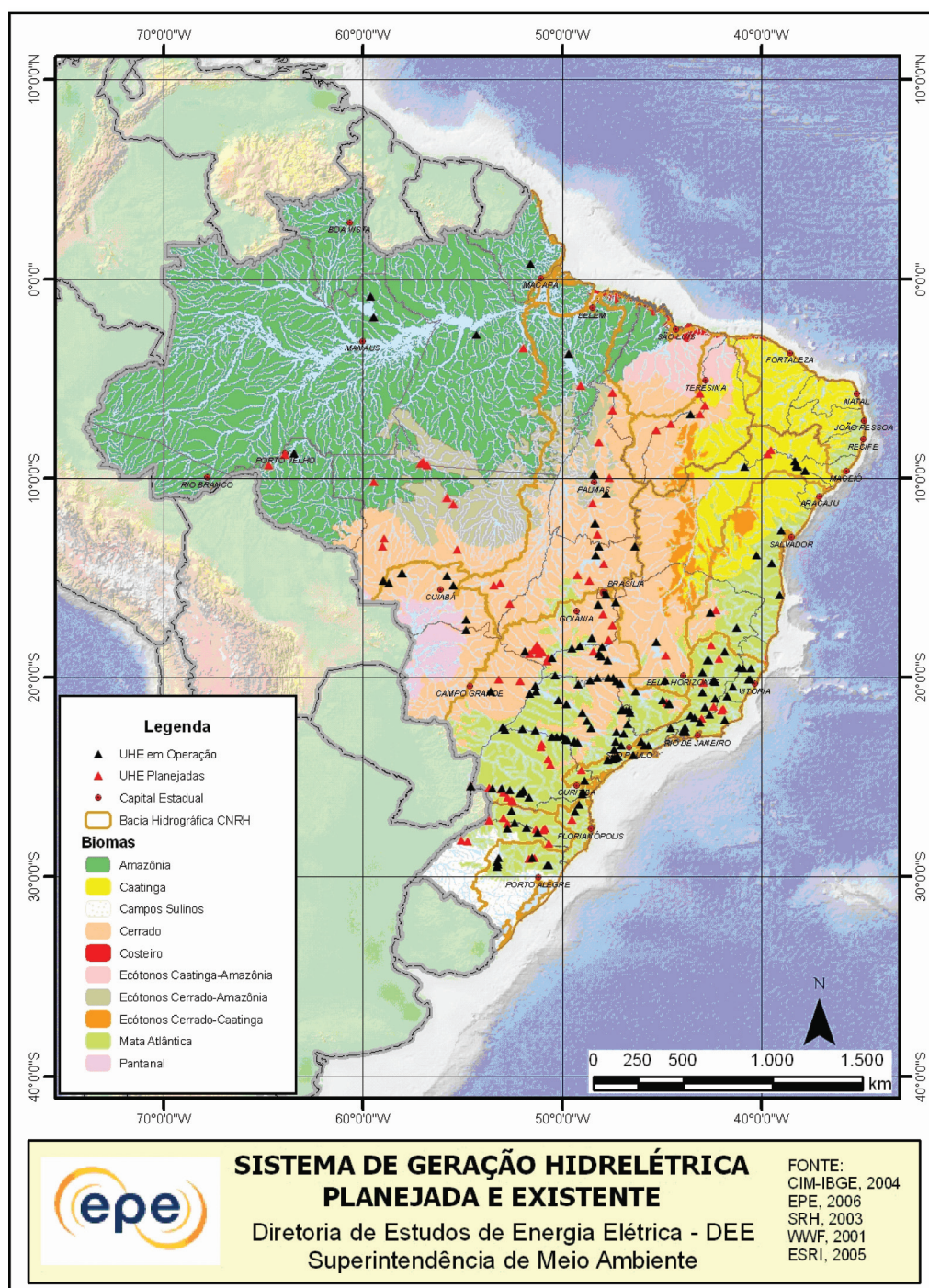
- Conjunto de nove projetos situado na bacia do rio Tocantins;
- Conjunto de cinco projetos situado na bacia hidrográfica do Parnaíba; todos no rio Parnaíba;
- Conjunto de cinco projetos situado na sub-bacia do rio Chopim (bacia do Paraná);
- Conjunto de 14 projetos situado na sub-bacia do Paranaíba (bacia do Paraná);
- Conjunto de 10 projetos situado na bacia do rio Uruguai.

A seguir, é apresentada uma síntese das avaliações socioambientais realizadas para as bacias selecionadas.





Figura 8 – Sistema de Geração Hidrelétrica – Existente e Planejado



No que diz respeito aos impactos, foram utilizados, na medida em que existiam informações para os empreendimentos analisados, os indicadores de impactos cumulativos e sinérgicos indicados a seguir, relativos aos principais processos decorrentes da co-localização de empreendimentos do setor elétrico, bem como que permitissem inferir os benefícios potenciais:

- extensão de rio inundada (absoluta e %);
- interferência com áreas prioritárias para conservação da biodiversidade e unidades de conservação;
- número total de população remanejada (rural e urbana);
- número total de empregos gerados;





- perspectiva de afluxo populacional;
- interferência sobre a base territorial (área dos municípios atingidos; número de UHEs que atingem um mesmo município);
- conflitos sociais intensificados;
- interferência em terras indígenas (número de TI atingidas, se alguma é atingida por mais de uma UHE);
- bacias com problemas já existentes de qualidade da água.

Os resultados dessas análises permitem apontar os projetos que poderão ter seu grau de impacto aumentado pela presença em determinado conjunto ou que necessitarão de prazos maiores para o desenvolvimento de seus processos de licenciamento, indicando a necessidade de ações para sua viabilização. Da mesma forma, essas análises permitem indicar as bacias que deverão ser objeto de estudos específicos.

Bacia Hidrográfica do Tocantins

A bacia hidrográfica Tocantins (excluindo-se a bacia hidrográfica do Araguaia) 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 12 usinas hidrelétricas nessa bacia, com cerca de 7.882 MW. Esta situação sinaliza que, no horizonte do Plano Decenal, o potencial hidrelétrico existente ao longo do curso principal do rio Tocantins deverá estar esgotado.

O aporte de energia das usinas hidrelétricas dessa bacia hidrográfica para o SIN é de extrema importância, em especial para o suprimento à região Nordeste. Assim, é necessário não apenas minimizar os impactos ambientais decorrentes da implantação dos empreendimentos, mas também potencializar seus benefícios para toda a região, buscando-se a articulação entre os diversos atores atuantes na bacia e as comunidades locais.

Visando avaliar a situação ambiental da bacia hidrográfica considerando os efeitos cumulativos e sinérgicos dos empreendimentos hidrelétricos sobre os recursos naturais, as populações humanas e os usos dos recursos hídricos, está sendo elaborada pelo Ministério de Minas e Energia e a Empresa de Pesquisa Energética a Avaliação Ambiental Integrada da Bacia Hidrográfica do rio Tocantins e seus Formadores.

Além do fato do pioneirismo desse tipo de estudo, o desafio é ampliado pelas próprias características da bacia hidrográfica (porte, abundância de recursos hídricos e o notável potencial hidrelétrico, posição espacial relativa no centro do País, território rico do ponto de vista da biodiversidade com cerrado e floresta amazônica e áreas de transição, rede urbana fragmentada e concentrada ao longo da BR-153 e em diversos estágios de desenvolvimento).

O estudo encontra-se em elaboração com conclusão prevista para meados de 2007.

Bacia do Parnaíba

Nesta bacia hidrográfica, encontra-se em operação a Barragem de Boa Esperança, situada no Alto Parnaíba, limite dos estados do Piauí e do Maranhão, com potência instalada de 237,3 MW. No Plano Decenal, está prevista a construção de cinco UHEs no rio Parnaíba, que perfazem um total de 617 MW de potência instalada, distribuídos entre os seguintes empreendimentos: Ribeiro Gonçalves (173 MW), Uruçuí (164 MW), Cachoeira (96 MW), Estreito (88 MW) e Castelhana (96 MW).

O cronograma de implantação dos projetos, com base nas datas de entrada em operação previstas pelo Plano, indica que haverá uma concentração de obras entre os anos de 2013 e 2016, com a construção simultânea dos cinco empreendimentos constantes no Plano. Os empreendimentos terão sobreposição dos seus cronogramas de obra, entre os anos 2009 e 2011.

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 melhorados por meio de medidas articuladas com





outros agentes que atuam na região, visando a melhor utilização dos recursos provenientes da compensação financeira. Por outro lado, o significativo contingente populacional a ser atingido pelos projetos de Ribeiro Gonçalves e Uruçuí irá requerer estratégias integradas e definidas regionalmente.

Para o conjunto da bacia hidrográfica, no âmbito dos estudos de Avaliação Ambiental Integrada - AAI da bacia do rio Parnaíba na etapa de Caracterização, foram identificadas as principais características socioambientais da bacia, com destaque para:

- a tendência natural à ocorrência de processos erosivos do leito e calha de escoamento do rio Parnaíba e de seu tributário, o rio Balsas, em função das características geomorfológicas e do regime de vazões;
- a grande diversidade da ictiofauna no Alto Parnaíba, em particular nos seus tributários, os rios Balsas e Uruçuí Preto;
- a natureza ecotonal dos ecossistemas terrestres, com influência da vegetação pré-amazônica, dos cerrados do centro do Brasil e do semi-árido. Dentre essas áreas, as áreas do Alto Parnaíba são as mais conservadas de cerrado, sendo apontadas como áreas prioritárias para a conservação da biodiversidade;
- a grande desigualdade no desenvolvimento das atividades econômicas e sociais, notadamente no Estado do Piauí, evidenciado por um sistema de cidades desarticulado, contendo apenas três categorias – Teresina como centro regional, e três centros sub-regionais - Parnaíba, Picos e Caxias;
- a expansão da soja na porção maranhense da bacia incrementa as atividades urbanas, reforçando a importância de Balsas como centro de apoio às atividades agrícolas.

Os seminários para consulta pública realizados em diferentes localidades situadas na bacia, para apresentação e discussão dos resultados preliminares da etapa de Avaliação Ambiental Distribuída – AAD e potenciais conflitos, apontaram que as principais questões referentes ao conjunto da bacia estão relacionadas aos seguintes aspectos: impactos sobre a fauna aquática e na atividade pesqueira; a navegabilidade do rio Parnaíba; alterações no regime hidrológico do rio Parnaíba; a revitalização do rio Parnaíba.

Nas localidades situadas mais próximas ao Delta do rio Parnaíba, a principal questão levantada pela população está relacionada às possíveis alterações decorrentes da implantação das barragens no rio Parnaíba nesse ecossistema. Na porção mais a montante da bacia, por sua vez, as preocupações da população estão voltadas para os impactos decorrentes da expansão da soja sobre o rio Balsas.

Em linhas gerais, essas questões apontam para os principais conflitos na bacia que colocam em posições diferenciadas o empreendedor, os pescadores e ambientalistas: o conflito entre navegação e geração de energia elétrica, o processo de assoreamento do rio Parnaíba, e as possíveis alterações na fauna aquática.

Bacia do Paraíba do Sul

Dentre os aproveitamentos hidrelétricos em operação nessa bacia hidrográfica, com mais de 30 MW, somam 814 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 cinco empreendimentos com mais de 30 MW, localizados a jusante da UHE Ilha dos Pombos, totalizando um acréscimo no potencial de geração da ordem de 542,7 MW. Dos empreendimentos previstos, três estão no rio Paraíba do Sul (Simplício, Barra do Pomba e Cambuci), localizados nos trechos correspondentes ao médio vale inferior e baixo vale. Estes três projetos dispõem de Licença Prévia – LP, sendo que Simplício, entrou no primeiro leilão de energia, realizado em dezembro de 2005, e tem Furnas como concessionário. Já o AHE Barra do Pomba e o AHE Cambuci participaram do Leilão de Energia de outubro de 2006, porém não houve lance por parte de nenhum agente para os dois empreendimentos. No final de 2006, as Licenças Prévias concedidas pela FEEMA-RJ foram revogadas. Aguarda-se, portanto, a revalidação das licenças para que esses aproveitamentos possam integrar novamente a oferta de energia no próximo leilão.

Além destes, dois empreendimentos situam-se em afluentes do rio Paraíba: Picada (50 MW), em construção, no Rio do Peixe e outro, Barra do Braúna (39 MW) no rio Pomba. O cronograma de implantação dos projetos, com base nas datas previstas de entrada em operação pelo Plano, aponta uma simultaneidade nos processos construtivos durante o período de 2007 a 2010.





Dentre os aproveitamentos planejados e analisados, dois são classificados como de impacto pouco significativo (categoria 1). Somente um foi classificado como de impacto significativo (categoria 2). As maiores sinergias devem ocorrer na dimensão físico-biótica, e considerando a preocupação com a recuperação ambiental existente nessa bacia, em virtude da grande pressão sobre os recursos hídricos, devem ser observados cuidados específicos nos estudos.

Ressalta-se, ainda, que a Avaliação Ambiental Integrada será concluída em julho de 2007, possibilitando uma análise dos efeitos sinérgicos e cumulativos decorrentes da implantação do conjunto de aproveitamentos hidrelétricos na Bacia Hidrográfica do rio Paraíba do Sul.

Bacia do Paranaíba

A sub-bacia do rio Paranaíba encontra-se integralmente inserida no bioma do Cerrado, mas com áreas extremamente reduzidas de remanescentes de sua formação original, em particular, de matas ciliares.

Suas características climáticas associadas ao predomínio de solos de baixa fertilidade fizeram com que a pecuária extensiva em pastagens naturais se mantivesse, por longos anos, como a forma predominante de uso do solo na região, em paralelo com a exploração de recursos minerais, promovendo ampla degradação do cerrado, com a destruição das feições originais de sua flora e sua fauna. Esse passado minerador e a economia pecuarista permitiram uma importante acumulação de capital na região, tendo como foco irradiador o Triângulo Mineiro.

Uma agricultura modernizada e de grande escala, associada a um parque industrial, comercial e de serviços deu origem, na região, ao que se convencionou denominar de agronegócio. Essas condições vieram intensificar a degradação do cerrado, introduzindo novas variáveis: o uso intensivo da água para irrigação e o risco de contaminação do solo, das águas e do lençol freático pela utilização de agrotóxicos.

O aumento crescente das perspectivas de uso da água para irrigação, para o atendimento às necessidades de uma indústria crescente e para o abastecimento de cidades que assistem a uma ampliação progressiva de seus contingentes populacionais se confronta, inevitavelmente, com o uso das águas para geração de energia elétrica, existente e planejado para a bacia do rio Paranaíba.

A sub-bacia do rio Paranaíba apresenta o segundo maior potencial da bacia do Paraná. Dos 12.600 MW de potência total inventariados para a sub-bacia, cerca de 7.100 MW encontram-se em operação, dos quais aproximadamente 3.800 MW gerados por quatro hidrelétricas situadas no rio principal e 3.300 MW em dois de seus principais afluentes.

Além de 2 hidrelétricas que entraram em operação em 2006 (Capim Branco I, com 80 MW e Espora, com 32 MW), está prevista a implantação de 11 novos empreendimentos no horizonte do Plano Decenal, que somam uma potência instalada de 1.170 MW.

Cumprir observar que o empreendimento Itumirim, com potência prevista de 50 MW, considerado na versão 2006/2015 do PDEE, foi retirado do horizonte da versão atual do PDE até que sejam equacionadas pendências ambientais existentes.

Os estudos referentes à Avaliação Ambiental Integrada da bacia do rio Paranaíba foram iniciados em maio de 2006, encontrando-se na etapa de Avaliação Ambiental Distribuída, momento no qual são identificadas as áreas de maior sensibilidade relativamente aos impactos que poderão ser ocasionados pelos aproveitamentos hidrelétricos em operação, em construção e para ali previstos, bem como construídos os indicadores que permitirão avaliar os efeitos sinérgicos e cumulativos resultantes dos impactos ocasionados por este conjunto de empreendimentos. Estão, igualmente, sendo estudados os conflitos de interesse relativos ao uso da água e do solo que poderão influir na avaliação ambiental integrada e subsidiar as diretrizes e recomendações. A AAI da bacia do rio Paranaíba tem prevista sua conclusão para março de 2007.

A análise individual dos empreendimentos planejados foi realizada para oito dos 11 empreendimentos incluídos no Plano, já que três estão em construção e não foram recebidas as informações para um dos projetos. Dentre os oito analisados, somente um foi considerado na categoria 2 (impactos significativos) e os seis restantes na categoria 1 (impacto pouco significativo). Com relação aos níveis de ação, sete projetos estão classificados no nível de ação baixo e um no nível intermediário. Medidas mitigadoras e estratégias de gestão articuladas são recomendadas para o melhor desempenho ambiental desses projetos.





Bacia do 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 que se encontram em planejamento. Os aproveitamentos hidrelétricos constantes do Plano Decenal estão localizados nas sub-bacias dos rios Canoas, Passo Fundo, Pelotas, Chapecó, e Ijuí. Estão previstos dez empreendimentos (um em motorização: Barra Grande, e dois já em construção: Campos Novos e Foz do Chapecó), que somarão 3.776 MW de potência instalada. Poderá haver simultaneidade de processos construtivos em todas as sub-bacias mencionadas.

Com o objetivo de avaliar a situação socioambiental da região hidrográfica do rio Uruguai, está sendo elaborado pelo Ministério de Minas e Energia - MME e a Empresa de Pesquisa Energética - EPE a Avaliação Ambiental Integrada - AAI - da Região Hidrográfica do rio Uruguai, que tem como premissa básica avaliar os efeitos sinérgicos e cumulativos dos impactos socioambientais do conjunto dos empreendimentos hidrelétricos instalados na bacia, considerando na abordagem temática, os aspectos dos ecossistemas aquáticos, ecossistemas terrestres e da socioeconomia.

A AAI da Região Hidrográfica do rio Uruguai tem como objetivo embasar futuras tomadas de decisão sobre a implantação de novos empreendimentos hidrelétricos, que possam gerar interferência na qualidade ambiental da bacia hidrográfica, de modo a não comprometer a sustentabilidade da região. Nesse sentido, tem seu foco voltado para os temas relevantes para a gestão integrada da bacia, considerando a grande extensão territorial, a diversidade das características socioambientais, bem como os aproveitamentos hidrelétricos em operação e planejados, e seus impactos socioambientais.

De acordo com o Programa de Trabalho, “como um dos resultados do trabalho, serão elaboradas diretrizes para licenciamento e implantação dos empreendimentos previstos, indicando necessidades de aprofundamentos nos estudos a serem realizados para esses licenciamentos ambientais e apontando os aspectos críticos a serem considerados em cada empreendimento proposto.”

A seguir, são apresentadas algumas das diretrizes e recomendações resultantes do trabalho realizado:

- Realizar levantamento de informações ecológicas, com ênfase nas dimensões da área de vida e densidade populacional, na área de influência dos empreendimentos;
- Os monitoramentos futuros, na medida do possível, deverão adotar procedimentos metodológicos similares entre si, para que os resultados sejam comparáveis;
- Realizar o mapeamento detalhado e distribuição, em toda a 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.
- 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);
- Os programas de educação ambiental dos futuros empreendimentos hidrelétricos deverão ser concebidos de modo a focar, entre outros aspectos, a minimização dos efeitos da caça e captura ilegal;
- Promover a implantação de corredores de fauna entre os empreendimentos previstos, através da recuperação das matas da calha do rio Ijuí e seus tributários.

Além disso, para melhorar os resultados dos programas socioambientais, visando à mitigação dos impactos e procurando uma melhoria no modo de vida das famílias afetadas propõe-se que, no planejamento e no licenciamento ambiental dos próximos empreendimentos, sejam levados em conta os resultados das avaliações dos programas ambientais implantados para os empreendimentos em operação ou em fase de construção.

Pela avaliação dos 7 projetos para os quais foram obtidas informações, verifica-se que três foram classificados na categoria 1, dois estão na categoria 2 e dois foram classificados na categoria 3 (impacto muito significativo). No caso deste último, esta classificação é devida à dimensão social, sendo que ambos estão localizados próximos a Terras Indígenas e apresentam necessidade de remanejamento de população. Como na bacia do Uruguai são intensos os movimentos sociais contra barragens, estratégias específicas devem ser definidas para o melhor equacionamento de tais questões.





Bacia do Doce

A bacia do rio Doce conta atualmente com sete empreendimentos hidrelétricos em operação, com potência superior a 30 MW, totalizando 1032 MW: Salto Grande, no rio Santo Antônio, com 102 MW, localizada no município de Braúnas – MG; Porto Estrela, no rio Santo Antônio, com 112 MW, nos municípios de Açucena, Joanésia e Braúnas – MG; Guilman-Amorim, no rio Piracicaba, com 140 MW, nos municípios de Antônio Dias e Nova Era – MG; Sá Carvalho, no rio Piracicaba, com 78 MW, localizada no município de Antônio Dias – MG; Aimorés, no rio Doce, com 330 MW, nos municípios de Aimorés – MG e Baixo Guandu – ES; Mascarenhas, no rio Doce, com 130 MW, nos municípios de Aimorés – MG e Baixo Guandu – ES; Risoleta Neves (Ex-Candongá), no rio Doce, com 140 MW, nos municípios de Rio Doce e Santa Cruz do Escalvado – MG.

No PDE 2007-2016 está previsto um aumento de aproximadamente 300 MW, com a entrada das usinas de Mascarenhas (49,5 MW); Baguari (140 MW) e Baú I (110,1 MW). O total de potencial inventariado em UHE para a bacia é de 1145 MW, divididos entre 10 empreendimentos.

Em relação a empreendimentos com potência inferior a 30 MW, existem aproximadamente 120 MW, divididos entre os 13 aproveitamentos existentes. Ainda para PCHs, a bacia conta com um potencial inventariado de aproximadamente 272 MW. Em projetos básicos em análise ou em fase de outorga de autorização condicionada totalizam-se cerca de 300 MW.

Os principais problemas relacionados aos recursos hídricos da bacia estão ligados à degradação da cobertura vegetal e a poluição. As águas na bacia do rio Doce apresentam uma situação de grave degradação ambiental decorrente de efluentes sanitários despejados diretamente na bacia, sendo praticamente nula a presença de sistemas de tratamento de esgotos em toda a área. Contudo, a bacia ainda exibe relativa riqueza biótica, que se encontra cada vez mais ameaçada devido a diversos tipos de pressão antropogênica sobre grande parte da bacia do rio Doce, tais como atividades de mineração (concentrada principalmente na bacia do rio Piracicaba, no Quadrilátero Ferrífero), presença de complexos industriais-siderúrgicos (região do Vale do Aço), descarte de efluentes domésticos in natura (concentração de núcleos urbanos principalmente nas bacias dos rios Piracicaba, Caratinga, e Médio Rio Doce), desmatamento e exploração agrícola, principalmente silvicultura e empreendimentos hidrelétricos. A degradação dos recursos hídricos tem representado um problema grave para os aproveitamentos hidrelétricos da bacia, provocando o assoreamento dos reservatórios, transportando um volume considerável de resíduos sólidos para suas tomadas d'água e gerando a proliferação de macrófitas nos reservatórios.

A análise individual dos empreendimentos planejados foi realizada para dois dos três empreendimentos incluídos no Plano, já que um deles se encontra em etapa de motorização. Estes dois empreendimentos foram classificados na categoria 1 (impacto pouco significativo). Com relação aos níveis de ação, um dos projetos foi indicado como nível de ação baixo (UHE Baú I) e o outro no nível intermediário (UHE Baguari).

❖ 6.6. Síntese das Análises dos Empreendimentos 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 bacias hidrográficas;
- 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.





6.6.1. Conjunto de Empreendimentos 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 três grupos, procurando-se identificar as características a seguir descritas:

- para os empreendimentos em construção (total de 15):
 - compatibilidade com a data prevista;
 - adequação ao processo de licenciamento;
- para os empreendimentos já licitados (total de 44) e a licitar (40), para os quais foram obtidas informações e realizada a avaliação socioambiental (33):
 - análise do potencial impacto socioambiental;
 - compatibilização dos estudos e processos institucionais com a data prevista;
 - indicação de data para início do licenciamento (quando aplicável);
 - indicação de eventuais restrições legais para os estudos de corredor;
 - indicação do nível de ação para atendimento dos objetivos do Plano;
- para os demais empreendimentos para os quais não foi possível obter informações que permitissem a avaliação socioambiental de cada projeto (51),
 - indicação de data para início dos estudos e do processo de licenciamento.

Para a análise da compatibilidade dos prazos (avaliação processual) dos empreendimentos de transmissão, foram estabelecidos os prazos mínimos e máximos indicativos necessários para a viabilização do projeto a partir da observação do monitoramento realizado pela ANEEL e pelo DMSE e calibrado com as discussões realizadas durante o ano de 2006 no âmbito do Comitê e dos grupos de trabalho de meio ambiente. A Tabela 20 apresenta os prazos considerados nesta análise.

Tabela 20 – Prazos Necessários para a Viabilização de LTs

Atividade	Prazos Mínimos	Prazos Máximos
Elaboração dos Relatórios R1 e R3	7 meses	9 meses
Licitação e contrato de concessão:	7 meses	7 meses
Elaboração de Estudos de Impacto Ambiental	6 meses	8 meses
Obtenção da Licença Prévia	5 meses	10 meses
Elaboração de Projeto Básico Ambiental (Plano de Controle Ambiental)	4 meses	4 meses
Obtenção de Licença de Instalação	1 meses	5 meses
Construção e implementação dos Programas Socioambientais	9 meses	12 meses
Obtenção de Licença de Operação	1 mês	2 mês
Total	45 meses	56 meses

Empreendimentos em Construção

O conjunto analisado abrange 15 linhas de transmissão em construção acompanhadas pelo Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico – DMSE/MME (novembro/2006).

Para este grupo de empreendimentos com prazo mais próximo de entrada em operação (2007 e 2008), a sinalização mais importante é dada pelo acompanhamento dos processos de licenciamento ambiental e desenvolvimento da construção.

Observa-se que, neste grupo, segundo a avaliação do DMSE, há previsão de atraso em nove empreendimentos, localizados nos subsistemas Sul (2), Sudeste (4), Centro-Oeste (2) e Nordeste (1). A situação destes empreendimentos, segundo o DMSE, é resumida na Tabela 21.



**Tabela 21 – Quantificação das Linhas de Transmissão em Construção Quanto ao Andamento**

	2007	2008	Total
Adiantado	3	-	3
Atrasado	6	-	6
Normal	3	3	6
Total	12	3	15

Fonte: DMSE – Reunião de Monitoramento de Linhas de Transmissão e Subestações, 27.11.2006.

Dos empreendimentos considerados atrasados, três encontram-se ainda em etapa preliminar do licenciamento ambiental, sem a Licença Prévia – LP. Dentre os empreendimentos considerados adiantados, três possuem LI e um está dispensado do licenciamento ambiental. Com relação aos empreendimentos considerados com andamento normal pelo DMSE, dois possuem LI e um não necessita de licenciamento ambiental.

Empreendimentos com Avaliação Socioambiental

Este conjunto abrange todas as linhas de transmissão previstas para entrada em operação de 2007 a 2011 licitadas ou a licitar (total de 96 projetos). A maior parte (88%) está prevista para os anos de 2007 a 2009.

De acordo com os critérios sugeridos, um subconjunto deste grupo de projetos foi objeto de uma avaliação socioambiental completa, com base nas informações fornecidas pelos agentes e oriundas dos R3 (Relatórios de Caracterização Ambiental de Corredores).

Essa análise contemplou a avaliação dos potenciais impactos socioambientais, a análise processual (prazos necessários para o adequado desenvolvimento das etapas do projeto e do licenciamento ambiental pertinente) e a posterior compatibilização dos resultados de ambas as análises. O resultado indica o nível de ação dos projetos com relação ao atendimento aos objetivos do Plano.

A análise socioambiental foi realizada para 45 projetos, em diferentes estágios de desenvolvimento, conforme apresentado na Tabela 22.

Tabela 22 – Empreendimentos de Transmissão - Avaliação Socioambiental Quantificada por Subsistema

Subsistema	Projetos em construção	Projetos já licitados	Projetos a Licitar	Total
Sul	1	6	5	12
Sudeste	2	4	0	6
Centro-Oeste	3	4	4	11
Norte	0	6	1	7
Nordeste	0	4	5	9
Total	6	24	15	45

Dos 45 projetos avaliados, a maior parte (39) revela grau de potencial impacto socioambiental muito pouco significativos (25) ou pouco significativos (14), conforme apresentado no Anexo II. Aplicando 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 do traçado a ser implantado, 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;





• quatorze (40%) merecem atenção especial devido à proximidade ou interferências com áreas legalmente protegidas.

Os resultados alcançados na avaliação socioambiental para os empreendimentos planejados do primeiro ao quinto ano do horizonte decenal indicam um total de vinte e cinco projetos que apresentam potencial impacto socioambiental pouco significativo (categoria 1), catorze projetos com impacto significativo (categoria 2) e seis projetos com impacto ambiental muito significativo (categoria 3). A Tabela 23 resume os resultados obtidos por categoria e por subsistema.

Tabela 23 – Empreendimentos de Transmissão - Resultado da Avaliação Socioambiental por Categorias

Subsistema	Categoria 1	Categoria 2	Categoria 3	Total
Sul	6	3	2	11
Sudeste	4	3	2	9
Centro-Oeste	6	2	1	9
Norte	4	1	1	6
Nordeste	5	5	0	10
Total	25	14	6	45

A análise processual deste grupo de empreendimentos foi efetivada para os anos de 2007, 2008, 2009, 2010 e 2011 com os seguintes critérios de classificação:

Compatíveis – Empreendimentos que, de acordo com a avaliação processual, dispõe de tempo para o desenvolvimento dos estudos e instauração do processo de licenciamento. Foram incluídos nesta categoria, também, os empreendimentos em construção com andamento normal, segundo o DMSE;

Potencial de atraso pequeno – Empreendimentos com entrada em operação prevista para o período 2007-2011 que apresentem um potencial de atraso no processo de licenciamento ou na elaboração de estudos, estimado em menos de um ano, ou empreendimentos com entrada em operação prevista para o período 2012-2016 com atrasos estimados em menos de dois anos;

Potencial de atraso – Empreendimentos com entrada em operação prevista para o período 2007-2011 que apresentem um potencial de atraso no processo de licenciamento ou na elaboração de estudos, estimado em mais de um ano, ou empreendimentos com entrada em operação prevista para o período 2012-2016 com atrasos estimados em mais de dois anos.

A compatibilidade entre o desenvolvimento da implantação do projeto com a data prevista pelo Plano é fundamental nesta análise, tendo em vista o curto prazo para o desenvolvimento e licenciamento dos projetos. Do conjunto de projetos com avaliação socioambiental, 23 projetos foram considerados compatíveis, com horizonte suficiente para o desenvolvimento de seus estudos ou processos de licenciamento, ou ainda, por serem empreendimentos em construção, avaliados como adequados.

A Tabela 24 apresenta os resultados da análise, agrupando os empreendimentos nos subsistemas.



Tabela 24 – Empreendimentos de Transmissão – Resultado da Análise Processual por Subsistema

Subsistema	Compatíveis	Potencial de atraso pequeno	Potencial de atraso	Total
Sul	10	2		12
Sudeste	7	2		9
Centro Oeste	2	3		5
Norte	3	2		5
Nordeste	1	1	2	4
Total	23	10	2	35

A interação entre a análise socioambiental e a análise processual permitiu agrupar os projetos em quatro classes, que traduzem os níveis de ação necessários para o atendimento as datas de entrada em operação indicadas no Plano Decenal, no âmbito do horizonte de curto prazo (5 anos). A Tabela 25 apresenta o resultado dessa interação, sendo explicitado em seguida o significado de cada classe. Cabe destacar que, apesar da análise processual ter sido realizada para o total de projetos previsto, 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 (36 projetos). Desta forma, a análise conjunta e o enquadramento nos níveis de ação, foi realizada exclusivamente para este grupo de projetos.

Tabela 25 – Empreendimentos de Transmissão - Critério para Avaliação Conjunta e Atribuição de Níveis de Ação

	Compatíveis	Potencial de atraso pequeno	Potencial de atraso
Categoria 1	Baixo	Baixo	Baixo
Categoria 2	Baixo	Intermediário	Intermediário
Categoria 3	Intermediário	Alto	Alto

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 (compatíveis). Os projetos com impactos muito pouco significativos (categoria 1) que apresentam potencial de atraso pequeno ou potencial de atraso maior que seis meses, também foram classificados como Nível de Ação Baixo dada a baixa probabilidade que atrasos levem a inviabilização de atendimento a data prevista para a entrada em operação, requerendo níveis de ação baixos em relação aos demais projetos.

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 se incluem os empreendimentos a serem licitados nos próximos dois anos (2007 e 2008) e os empreendimentos considerados estratégicos para a expansão do sistema de transmissão. Para alguns destes projetos, que apresentaram como resultado da análise socioambiental, impactos muito significativos, sugere-se que o Termo de Referência para o licenciamento ambiental seja obtido antes do processo de licitação.

Os empreendimentos sob acompanhamento do DMSE e considerados normais ou adiantados tiveram seu nível de ação definido como baixo.



A Tabela 26 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 26 – Empreendimentos de Transmissão - Avaliação por Níveis de Ação

Subsistema	Nível de Ação				Total
	Baixo	Intermediário	Alto	Especial	
Sul	8	3	1	4	16
Sudeste	6	3	0	1	10
Centro Oeste	2	3	0	10	15
Norte	3	2	0	2	7
Nordeste	2	3		4	4
Total	21	14	1	21	57
PAC	12	12	1	16	41

Empreendimentos sem Avaliação Socioambiental

Foram analisados 61 projetos de linhas de transmissão sem avaliação socioambiental. Para esses empreendimentos planejados no horizonte de cinco anos, que deverão participar dos próximos processos de licitação, foi estimada a data considerada adequada para o início dos estudos. Essa estimativa computou os prazos correspondentes à elaboração dos estudos de alternativas (Relatórios R1 a R4), do processo de licenciamento e da construção da linha, chegando a um prazo total de variável entre 45 e 56 meses.

Nesta perspectiva, a maior parte dos projetos deste grupo, quer do ponto de vista da análise socioambiental ou processual, 39 foram considerados compatíveis e 22 projetos apresentaram potencial de atraso, indicando que devem começar imediatamente os estudos, para que haja tempo suficiente para o desenvolvimento de suas etapas de planejamento e construção. Dessa forma, os projetos foram distribuídos nas categorias indicadas na Tabela 27 para sinalização de sua adequação em relação ao tempo disponível para seu desenvolvimento.

Tabela 27 – Empreendimentos de Transmissão - Compatibilidade dos Projetos Planejados com o Início dos Estudos

Desenvolvimento dos estudos	2007	2008	2009	2010	2011	Total
Potencial de pequeno atraso	6	5	3	0	1	15
Potencial de atraso	0	5	2	0	0	7
Total	6	10	5	0	1	22

6.6.2. Conjunto de Empreendimentos 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 ao 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 2012/2016 considerando todos os circuitos de cada sistema, 17 linhas de transmissão, numa extensão total de 3.879 km. Isto acarretará restrições de uso do solo correspondente a uma área de aproximadamente 221,1 km². Em se considerando as interligações, ainda em estudo, este valor subiria para cerca de 17.541 km com restrições de uso do solo em 1587 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, a óleo combustível, diesel ou gás natural. Estudos preliminares para avaliar esses benefícios foram desenvolvidos para a proposta de interligação Tucuruí – Macapá – Manaus, 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 45 a 56 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.

7. Aspectos Socioambientais mais Significativos Associados ao Plano de Expansão

O Plano Decenal aponta para um aumento de aproximadamente 36.834 MW na capacidade de geração hidrelétrica instalada, com a implantação de 90 novas usinas hidrelétricas no período de 2007 a 2016, acompanhadas pela expansão do sistema de transmissão em cerca de 33.509 km.

A evolução da distribuição das usinas hidrelétricas nas diversas regiões hidrográficas pode ser observada na Tabela 28 e a evolução física do sistema de transmissão planejado, organizado por classes de tensão, encontra-se na Tabela 29.




Tabela 28 – 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	723	12	16200	18	16932
Atlântico Norte	0	0	0	0	0	0
Tocantins-Araguaia	7	10.415	15	8806	22	19221
Parnaíba	1	237	5	617	6	854
São Francisco	11	10.486	3	852	14	11338
Atlântico Leste	6	1.148	3	530	9	1.678
Atlântico Sudeste	39	3.970	9	963	48	4933
Paraná	63	39.257	29	4613	92	43870
Paraguai	7	760	0	0	7	760
Atlântico Sul	11	1.188	4	477	15	1665
Uruguai	5	3.636	10	3.776	15	7412
Total	156	71.820	90	36.834	246	108.663

Uma observação importante é o expressivo aumento, neste período, de cerca de 20 vezes, da potência instalada na bacia Amazônica. Na bacia do Tocantins-Araguaia, o aumento previsto é da ordem de 80%, enquanto na bacia do Uruguai, os acréscimos, tanto no número de usinas quanto na potência instalada, são de aproximadamente 100%.

Na bacia do Paraná, apesar de se verificar um acréscimo significativo no número de usinas a serem implantadas, cerca de 46%, o acréscimo do ponto de vista de potência instalada será de apenas 12%.

A relação média “área alagada por potência instalada” para as usinas planejadas, quando se considera somente as usinas hidrelétricas para as quais foram obtidas informações para as avaliações socioambientais, é igual a 0,29 km²/MW, apontando uma tendência para um maior número de usinas a fio d’água. Desse conjunto de usinas, 55 têm a área de reservatório menor do que 100 km² (70%) e somente três apresentam reservatórios que ocupam áreas superiores a 500 km².

Tabela 29 – 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	36.103	1454	9.932	397	46.035	1,851
345	8.973	472	549	28	9.522	500
440	6.791	404	8	0,4	6.799	404,4
500		1524	13.482	809		2.333
525	29.222	18	38	2,3	42.742	20,3
± 600 CC	1.612	161	9.500	950	11.112	1111
750	2.698	268	0	0	2.698	268
Total/ano	85.399	4.301	33.509	2.187	118.908	6.488

(*) área referente à restrição de uso pelas faixas de passagem.
Fonte: EPE, 2006





Os estudos sinalizam um aumento de 19% na extensão total das linhas de transmissão. Cerca de 40% do total planejado se referem a linhas de transmissão em 500 kV, que deverão crescer 46%. As linhas de transmissão em 750 kV que, no plano anterior teriam um acréscimo de 200% em extensão, foram substituídas neste plano por outras linhas, de ± 600 kVcc. Visto que estas linhas envolvem estudos que ainda estão em andamento, apesar de terem sido contabilizados na tabela acima, não foram alvo, neste ciclo, de análises socioambientais.

Ressalta-se, por outro lado, que tais resultados deverão ser, oportunamente, atualizados, pois estão diretamente vinculados ao sistema referencial de transmissão e deverão subsidiar a estimativa inicial dos investimentos a serem canalizados para a integração dos aproveitamentos hidrelétricos na região amazônica e para a aplicação da metodologia de análise socioambiental. Essa hipótese leva a um significativo aumento da extensão das linhas de transmissão em 500 kV na região Norte (5.034 km). Por sua relevância e visando subsidiar os próximos leilões de energia, os estudos para a definição dos sistemas de transmissão associados aos citados aproveitamentos estão sendo atualizados pela EPE.

A maior concentração de linhas é observada no subsistema Sudeste/Centro-Oeste (6.645 km) para atender à concentração de cargas na região Sudeste.

Os empreendimentos de geração e de transmissão se situam nos diversos biomas brasileiros, com maior concentração nos biomas Mata Atlântica e Cerrado. 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 Jirau e Santo Antônio, no rio Madeira, constituindo um complexo de 6.480 MW, e a UHE Belo Monte – com 11.181,3 MW. Sendo sua potência instalada - 11.000 MW na casa de força principal e 181,3 MW na casa de força complementar. Essas usinas representam 47% de toda a potência instalada prevista para o período e apresentam uma relação média área alagada por potência instalada de 0,08 km²/MW. O projeto de transmissão de maior porte integralmente localizado na região amazônica, com uma extensão aproximada de 1.700 km, interliga a UHE Tucuruí a Macapá e a Manaus e os sistemas isolados da margem esquerda do Rio Amazonas.

A presença de linhas de transmissão nos biomas Mata Atlântica e Caatinga, com referência aos demais biomas, diminui em relação ao sistema existente, de 43% para 25%, no primeiro caso e de 13% para 11 %, no segundo. Já a ocupação prevista para o bioma Amazônico aumenta de 6% no sistema existente para cerca de 17% no final do horizonte, considerando-se as LTs nos demais biomas. A evolução dessa ocupação no bioma Cerrado aumenta de 27% para 37% no sistema planejado.

Como já mencionado, os principais impactos potenciais associados à implantação dos projetos de transmissão analisados incidem sobre o meio biótico, apontando para cuidados especiais na determinação do traçado das linhas de transmissão, visando a minimização desses impactos identificados nos estudos de corredor.

Com relação aos empreendimentos de geração, são verificados impactos potenciais muito significativos tanto na dimensão físico-biótica quanto na socioeconômica.

Os impactos potenciais mais significativos relacionados à dimensão físico-biótica, de um modo geral, referem-se a interferências diretas em Unidades de Conservação, e/ou na zona de amortecimento dessas unidades, para os dois tipos de empreendimento. Nesse sentido, destacam-se:

- dos 31 projetos de transmissão analisados, 6 têm seus corredores passando a menos de 10 km e outros dois interferem diretamente sobre essas áreas protegidas;
- dos 46 projetos hidrelétricos analisados, 12 interferem diretamente sobre essas unidades (25%).

Na dimensão socioeconômica, as interferências principais são: proximidade com Terras Indígenas, ou com outros grupos étnicos, e processos de remanejamento de população. Com relação às Terras Indígenas, destaca-se que, para o total de projetos de transmissão e geração analisados (78 projetos), 17 situam-se nas proximidades dessas áreas e 5 poderão ocasionar interferência direta, conforme destacado a seguir:

- 6 projetos de transmissão têm seus corredores passando nas proximidades de Terras Indígenas (20 %);
- um projeto está localizado nas proximidades de terras de comunidades remanescentes de quilombos;
- 5 projetos de geração apontam interferências diretas em Terras Indígenas e outros 11, situam-se nas proximidades dessas reservas (33%).





Quanto ao potencial de remanejamento de população do total de projetos de geração, foi estimado um contingente de população urbana de cerca de 28.047 pessoas e de 59.243 pessoas na área rural, totalizando cerca de 97.304 pessoas. Grande parte da população atingida está situada na bacia do Tocantins (29%), Uruguai (20%), Amazonas (14%) e Parnaíba (13%).

Quanto aos projetos de transmissão, em nove projetos foi indicada a interferência em pelo menos um núcleo urbano.

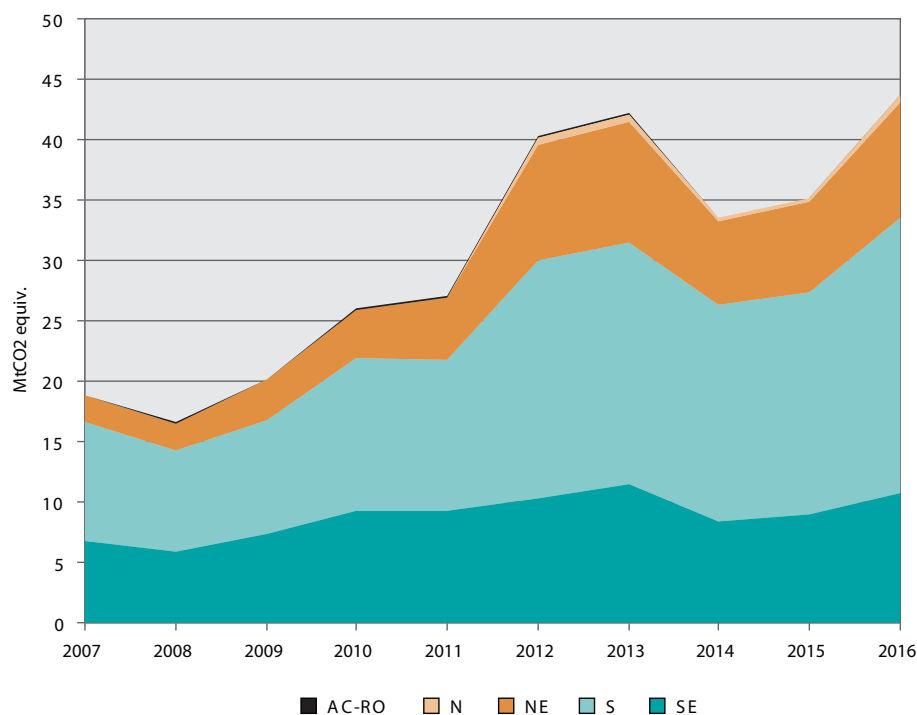
A implantação dos empreendimentos de geração e transmissão irá propiciar a geração de mais de 50.000 postos de trabalho nas diversas regiões do país, considerando somente empregos diretos gerados pela construção de usinas hidrelétricas. Em função do porte dos empreendimentos, o benefício da geração de empregos será maior nos projetos da região Norte e nos da bacia do Tocantins.

No que tange à expansão de geração termelétrica, ressalta-se que, dos 13.833 MW previstos para entrar em operação no horizonte do Plano, 63% são provenientes de combustíveis fósseis (gás natural, carvão, óleo combustível e diesel), sendo os 37% restantes oriundos de geração nuclear (10%) e de biomassa (27%).

As emissões de gases de efeito estufa estimadas, oriundas das termelétricas, alcançam um patamar de 44 Mt de CO₂ equivalente em 2016, ou seja, um aumento de cerca de 2 vezes em relação ao valor das emissões estimadas para 2007, (19 Mt de CO₂ equivalente) conforme ilustrado no Gráfico 8.

Pode ser observado um significativo aumento das emissões provenientes do subsistema Sul, a partir de 2011, com a entrada em operação da térmica de Candiota 3. No Nordeste, registra-se o aumento da geração utilizando gás natural, a partir de 2011.

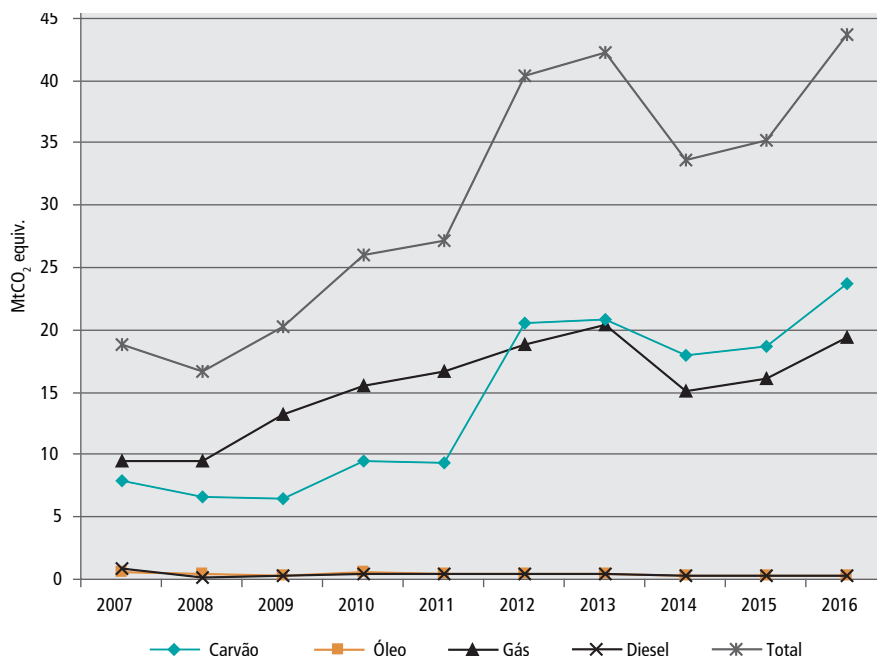
Gráfico 8 – Emissões de CO₂ Equivalente (Mt) por Subsistema do SIN





A contribuição das diversas fontes para o total de emissões é apresentada no Gráfico 9.

Gráfico 9 – Contribuição das Diversas Fontes para as Emissões de CO₂ no SIN



A Tabela 30 apresenta o quantitativo acumulado de gases de efeito estufa a serem emitidos durante o período 2007 – 2016 por fontes termelétricas, expressos em Mt de CO₂ equivalente.

Tabela 30 – Total de Emissões de Gases de Efeito Estufa por Termelétricas (2007 – 2016)

Emissões	Total (Mt CO ₂ Equiv.)
CO ₂	303,06
CH ₄	0,36
N ₂ O	0,38

Com relação às emissões de usinas hidrelétricas, a alteração antropogênica de ecossistemas naturais devido à formação de reservatórios hidrelétricos, altera o ambiente aquático de lótico para lântico, além de mudar a dinâmica de armazenamento de nutrientes e suas taxas de reciclagem. Essas mudanças têm influência no balanço de carbono, nos fluxos de gases-traço e na química da água de superfície e sub-superfície (DOS SANTOS, 2006).

Pesquisas recentes realizadas pela COPPE/UFRJ e outras instituições internacionais sobre a produção e emissão de gases de efeito estufa (GEE) em reservatórios hidrelétricos tem demonstrado que estes sistemas apresentam emissões, particularmente de metano (CH₄), dióxido de carbono (CO₂), óxido nitroso (N₂O), nitrogênio e oxigênio.

A intensidade de emissão dos gases de um reservatório varia com o tempo, porém com comportamento de flutuações com períodos de duração irregular. Os principais parâmetros que influenciam essa intensidade são temperatura, intensidade dos ventos, insolação, parâmetros físico-químicos da água, composição da biomassa, etc. (ELETROBRAS, 2000).

A ELETROBRAS (2000) comparou as emissões equivalentes de algumas hidrelétricas pesquisadas com diferentes tecnologias de geração termelétrica (30 a 35% de eficiência no caso de ciclo simples movido a óleo diesel, carvão mineral e óleo combustível e 45% no caso de ciclo combinado a gás natural) de potência equivalente pelo período de 1 ano. Esses estudos mostraram que, na maioria dos casos analisados, as hidrelétricas apresentaram resultados melhores, demonstrando que em termos comparativos são uma solução viável para o abatimento das emissões na geração de energia elétrica.





A COPPE e o MCT (2006) publicaram um estudo chamado “Emissões de Dióxido de Carbono e de Metano pelos Reservatórios Hidrelétricos Brasileiros”, que faz parte do “Primeiro Inventário Brasileiro de Emissões Antrópicas de Gases de Efeito Estufa”. Nesse documento foi constatada uma grande variabilidade na intensidade das emissões (CO_2 e CH_4), tendo sido identificadas a influência de vários fatores entre os quais a temperatura, a profundidade no ponto de medição, o regime dos ventos, a insolação, os parâmetros físico-químicos da água, a composição da biosfera e o regime de operação do reservatório. Ressalta-se que os valores estimados para as hidrelétricas incluem emissões não totalmente antrópicas e que esse problema só será resolvido quando um estudo de avaliação das emissões for realizado previamente à construção de um reservatório, visando permitir a comparação com as emissões a serem medidas após sua construção. Compararam-se também as emissões das hidrelétricas com as de termelétricas equivalentes. As hidrelétricas estudadas, de um modo geral, apresentaram emissões associadas menores que termelétricas equivalentes e as hidrelétricas com maiores densidades de potência (W/m^2) apresentaram os melhores desempenhos, bem superiores do que termelétricas com a tecnologia mais moderna, a gás natural com ciclo combinado e eficiência de 50%.

Em termos gerais, pode-se dizer que as emissões de gases de efeito estufa por hidrelétricas podem ser reduzidas da seguinte forma (ELETROBRAS, 2000):

- evitando a baixa densidade de potência na escolha dos reservatórios (W/m^2);
- desmatando o reservatório antes da inundação.

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.

Para estimar as emissões de gases de efeito estufa (CO_2 e CH_4) proveniente dos reservatórios das hidrelétricas, foi utilizada a metodologia apresentada por IPCC (2006).

As equações abaixo foram utilizadas para o cálculo das emissões de CO_2 e CH_4 :

$$\text{CO}_{2 \text{ emissões}} = P \cdot E(\text{CO}_2)_{\text{diff}} \cdot A_{\text{total}} \cdot f_A \cdot 10^{-6} \quad (1)$$

onde:

$\text{CO}_{2 \text{ emissões}}$ = emissões de CO_2 totais da área convertida à área alagada, Gg CO_2 .ano-1

P = número de dias sem gelo durante o ano, dias.ano-1

$E(\text{CO}_2)_{\text{diff}}$ = coeficiente de emissões difusivas diárias, kg CO_2 .ha-1.dia-1

A_{total} = área total do reservatório, ha

f_A = fração da área total do reservatório que foi alagada nos últimos 10 anos

$$\text{CH}_{4 \text{ emissões}} = P \cdot E(\text{CH}_4)_{\text{diff}} \cdot A_{\text{total}} \cdot 10^{-6} \quad (2)$$

onde:

$\text{CH}_{4 \text{ emissões}}$ = emissões de CH_4 totais da área alagada, Gg CH_4 .ano-1

$E(\text{CH}_4)_{\text{diff}}$ = fator de emissão difusiva diária, kg CH_4 .ha-1.dia-1

O valor de P utilizado foi de 365 dias e f_A foi considerado igual a 1.

As emissões de CO_2 estimadas pela equação 1 são altamente incertas, pois o fator de emissão não leva em consideração as diferenças de condições locais e o tempo desde o alagamento (IPCC, 2006).

A metodologia para o cálculo das emissões de CO_2 considera somente os primeiros 10 anos após o enchimento do reservatório, pois estas seriam as emissões oriundas da decomposição da matéria orgânica presente na área antes do alagamento da mesma.

Tanto a equação 1 como a 2 estimam somente as emissões devido à difusão molecular entre a interface ar-água. Porém, salienta-se que esse mecanismo é o maior contribuinte na emissão de CO_2 . As emissões por bolhas são muito importantes no que diz respeito às emissões de CH_4 , especialmente em regiões temperadas e tropicais (IPCC, 2006). As emissões do “degassing” também são uma importante fonte de emissão de CH_4 , especialmente em reservatórios tropicais jovens. Sendo assim, espera-se que as emissões de CH_4 sejam sub-estimadas.





A Tabela 31 apresenta os fatores de emissão sugeridos por IPCC (2006) e utilizados nesta estimativa. Os valores variam segundo o clima da região.

Tabela 31 – Fatores de Emissão Utilizados na Estimativa das Emissões de Gases de Efeito Estufa

Emissões de CO ₂ medidas para áreas alagadas						
Clima	Emissões difusivas E(CO ₂) _{diff} (kg CO ₂ ha ⁻¹ dia ⁻¹)					Referências
	Média	Mínimo	Máximo	N _m	N _{res}	
Tropical úmido	44,9	11,5	90,9	642	7	Keller e Stallard, 1994; Galy-Lacaux <i>et al.</i> , 1997; Galy-Lacaux, 1996 ; Duchemin <i>et al.</i> , 2000 ; Pinguelli Rosa <i>et al.</i> , 2002 ; Tavares de Lima <i>et al.</i> , 2002 ; Tavares de Lima, 2005
Tropical seco	39,1	11,7	58,7	197	5	Pinguelli Rosa <i>et al.</i> , 2002; Dos Santos, 2000

Emissões de CH ₄ medidas para áreas alagadas						
Clima	Emissões difusivas E(CH ₄) _{diff} (kg CH ₄ ha ⁻¹ dia ⁻¹)					Referências
	Média	Mínimo	Máximo	N _m	N _{res}	
Tropical úmido	0,630	0,067	1,3	303	6	Tavares de Lima, 2005; Abril <i>et al.</i> , 2005; Therrien, 2004; Rosa <i>et al.</i> , 2002; Tavares de Lima <i>et al.</i> , 2002; Duchemin <i>et al.</i> , 2000; Galy-Lacaux <i>et al.</i> , 1997; Galy-Lacaux, 1996; Keller and Stallard, 1994
Tropical seco	0,295	0,070	1,1	230	5	Rosa <i>et al.</i> , 2002; Dos Santos, 2000

N_m = número de medidas

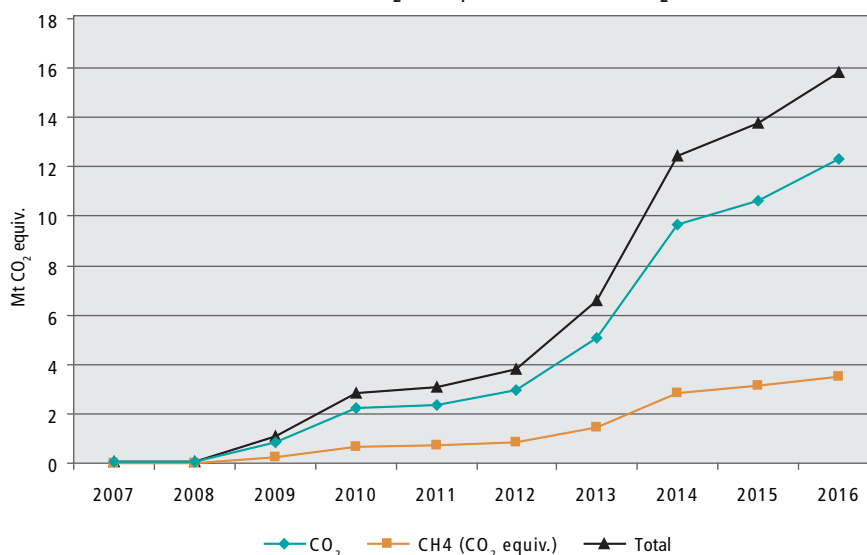
N_{res} = número de reservatórios amostrados

Fonte: adaptado de IPCC, 2006

O Gráfico 10 apresenta as emissões oriundas de 74 hidrelétricas que fazem parte deste Plano. Algumas usinas não foram contabilizadas devido à ausência de informações sobre as áreas de seus reservatórios. Como pode ser visualizado, as emissões de gases de efeito estufa estimadas alcançam um patamar de 15,8 Mt de CO₂ equivalente em 2016. Este valor é significativamente menor do que as estimativas de emissões das usinas termelétricas (44 Mt de CO₂ equivalente) apresentadas anteriormente.

Pode ser observado um significativo aumento das emissões a partir do ano de 2013, devido à entrada em operação de 14 usinas.

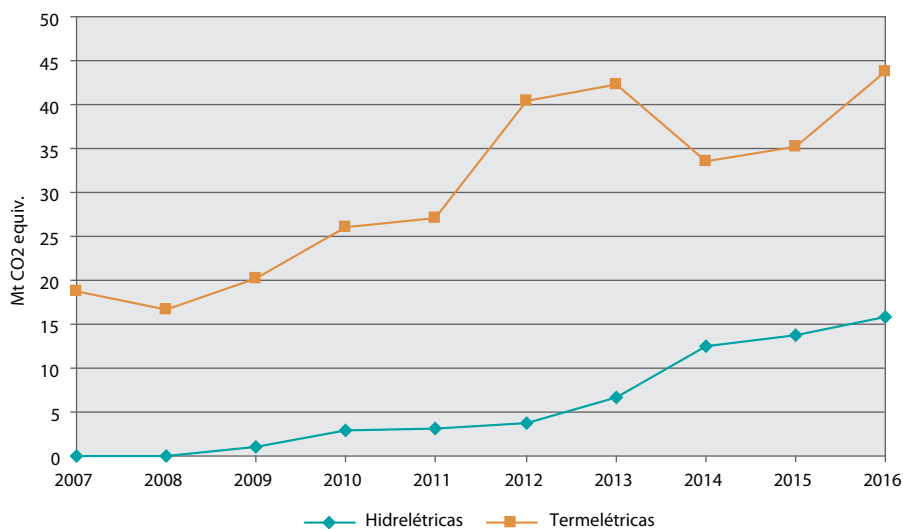
Gráfico 10 – Emissões de CO₂ e CH₄ Expressas em CO₂ Equivalente





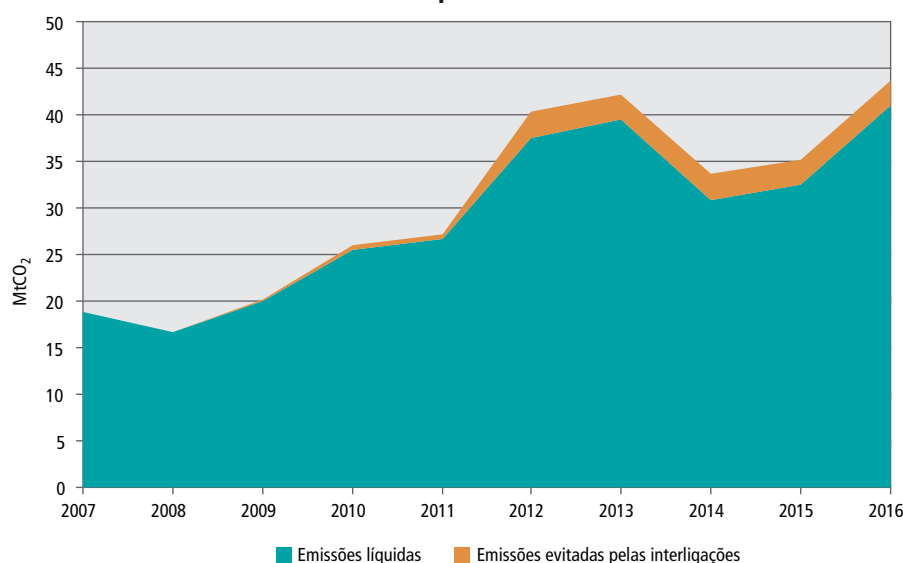
O Gráfico 11 apresenta as emissões oriundas tanto das termelétricas como das hidrelétricas, no período deste Plano.

Gráfico 11 – Emissões das termelétricas e das hidrelétricas, no período 2007- 2016



Adicionalmente, não pode deixar de ser destacado 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 de geração termelétrica local a óleo combustível ou diesel, por energia proveniente de outras regiões, onde a base é predominantemente hídrica. O Gráfico 12 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), a substituição do óleo pelo gás natural e as emissões relativas à mudança de estoque de carbono causada pela implantação das linhas de transmissão.

Gráfico 12 – Emissões Líquidas no Período 2007- 2016



Com relação aos aspectos sociais, foram selecionados, para este ciclo, alguns indicadores, conforme apresentado no item 3.3.3. Desta forma, para o conjunto de hidrelétricas planejadas para o período 2007-2016, foram estimados os seguintes valores:





Indicadores Sociais	
Nº de postos de trabalho criados por MW	
Relação Postos de Trabalho por MW	6,81
Total de empregos gerados no período	50.784
População afetada por MW (hab/MW)	
Urbana	0,76 hab/MW
Rural	1,61 hab/MW
Total	2,64 hab/MW 97.304 habitantes
Recursos totais da compensação financeira no período 2007-2016	
Estados (total até 2016)	R\$ 6 bilhões
Municípios (total até 2016)	R\$ 6 bilhões
Média por município	R\$ 28 milhões
Média por município por mês	R\$ 240 mil
Recursos da geração de impostos durante a construção de usinas hidrelétricas	
ISS (total)	R\$1,3 bilhões
ISS (por município)	R\$ 9,7 milhões

8. Considerações Finais

❖ 8.1. Processo de Análise e Resultados Alcançados

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 planejados e avaliar o nível de ação necessário para a viabilização dos projetos e para o atendimento aos objetivos do Plano. Nesse sentido, foram realizadas intensas interações com os estudos do planejamento da expansão da geração e da transmissão, sugerindo elementos para a formulação de alternativas.

É importante registrar a intensa participação dos agentes setoriais na elaboração dos estudos em todas as etapas, desde a redefinição de alguns critérios de avaliação socioambiental, a adoção de prazos de realização de estudos, obtenção de licenças ambientais e construção de empreendimentos mais adequados ao que vem sendo observado nos últimos anos, o levantamento das informações, até a consolidação das análises. O processo participativo se deu no âmbito do CMA e dois grupos de trabalho.

Constata-se que, apesar de ainda existirem dificuldades com a obtenção de informações e sistematização de um banco de dados para o planejamento, o universo de empreendimentos trabalhados para este ciclo foi maior do que o do ciclo anterior, totalizando 84% do total de UHEs previstas na alternativa de referência de expansão da geração (56% analisadas no ciclo anterior).

No entanto, não foi possível o mesmo avanço com relação aos projetos de transmissão, tendo sido analisados somente cerca de 40% dos projetos que compõem a configuração de referência da expansão da transmissão, cerca de 10% menos do que no ciclo anterior. Ressalta-se que, a principal fonte de informação para os projetos de transmissão são os relatórios R1 e R3, elaborados para a realização das licitações dos projetos de transmissão. Do conjunto total de 99 linhas de transmissão previstas, para este ciclo, para o período do 1º ao 5º ano, 15 se encontram em construção e não foram objeto de análise. Para as 84 restantes, já licitadas ou a licitar, 65 já tiveram seus relatórios R1 e R3 desenvolvidos. Desta forma, se considerado este subgrupo de projetos, foram analisados cerca de 60% das linhas de transmissão.

Ressalta-se que, as avaliações devem ser entendidas como um sinalizador do nível de ação necessário para o





atendimento dos 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 para a sua viabilização em tempo hábil. Por outro lado, para os projetos programados para licitação ou para os projetos indicativos, ainda em etapas iniciais do seu desenvolvimento, os níveis de ação indicam, adicionalmente 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 não contemplados, de forma integrada no planejamento setorial em seus ciclos anteriores, como por exemplo:

- a contínua necessidade de aumento do SIN atual, que, nos próximos 10 anos deverá acrescentar aproximadamente 45% na extensão em quilômetros de linhas de transmissão, ocasionando, nos próximos 10 anos, um adensamento nas faixas de passagem existentes e o surgimento de novas faixas;
- a redução da extensão total das linhas de transmissão em cerca de 50% com relação ao ciclo anterior, principalmente devido a substituição dos projetos em 750 kV em corrente alternada, por projetos de 500 kV em corrente contínua;
- a manutenção da concentração do atendimento das cargas na região Sudeste – Centro-Oeste;
- 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 a 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 46 projetos de geração analisados igual a 0,27 km²/MW;
- a estimativa da ordem de 73.000 pessoas correspondente ao contingente populacional passível de ser atingido pelos 46 projetos de geração analisados 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. No caso dos sistemas de transmissão, sugere-se avaliar a conveniência de se iniciar logo o processo de licenciamento para a obtenção da licença prévia antes da licitação dos empreendimentos..

❖ 8.2. Aprimoramento do Processo de Análise

Bases de dados Socioambientais

A consolidação das avaliações ambientais 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 2006 foram adquiridos os instrumentos necessários (software e hardware) e iniciado o projeto de desenvolvimento de um sistema de informações georreferenciadas, com uma arquitetura adequada ao planejamento decenal do sistema elétrico brasileiro. As informações a serem sistematizadas deverão subsidiar 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 permitirá 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 caminho crítico para a alimentação do banco de dados, será buscada a consolidação do processo de acompanhamento e gestão de todos os estudos socioambientais sob responsabilidade da EPE, assim como da evolução dos empreendimentos em suas etapas anteriores aos leilões.



Procedimentos Metodológicos

Apesar dos aprimoramentos realizados durante o ano de 2006, relativos à avaliação processual, aos critérios de avaliação e a introdução de novos indicadores para o plano como um todo, ainda se observa necessário o aprimoramento de metodologias, visando a 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 de transmissão do Plano Decenal não reúnem a experiência acumulada dos estudos de geração, demandando ainda debates e uma base de dados mais ampla. A utilização de metodologia similar àquela dos empreendimentos de geração mostrou-se extremamente consistente, com resultados úteis para a avaliação socioambiental dos empreendimentos de transmissão. Será dada continuidade ao desenvolvimento e à consolidação dessa metodologia nos próximos ciclos do Plano Decenal.

Um aspecto importante da implantação das usinas hidrelétricas é tornar explícitos os benefícios locais e regionais 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, os 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 explicando 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.

Pretende-se, para o próximo ciclo, incluir os resultados dos estudos de avaliação ambiental integrada, visando apresentar as potencialidades identificadas para aquelas bacias hidrográficas para as quais prevê-se um maior número de projetos no horizonte decenal.

Expansão da Geração

A partir da base de dados organizada para os empreendimentos analisados nesse ciclo, será possível aprimorar a aplicação dos indicadores para os empreendimentos de geração. Além disso, serão também desenvolvidos indicadores visando considerar os benéficos potenciais nas análises. Essas informações também serão utilizadas na construção dos indicadores de sustentabilidade para usinas hidrelétricas.

A inclusão de um conjunto de projetos no nível de ação alto (12 projetos, respectivamente) assim como a separação daqueles projetos candidatos aos leilões de energia nova de 2007 e 2008 (11 projetos) deve ser interpretada como um indutor de ações de gestão institucional a serem executadas, tanto no sentido de acompanhar a elaboração de estudos e identificar junto aos empreendedores as principais questões que estão provocando atrasos, seja nos projetos, seja na construção, quanto promover a articulação com os órgãos ambientais e outros órgãos responsáveis por autorizações pertinentes, visando equacionar os problemas existentes.

Expansão da Transmissão

Similarmente, os indicadores de atraso dos empreendimentos de transmissão, em construção ou daqueles já licitados cuja implantação não foi iniciada, devem induzir a uma intensificação das gestões dos órgãos competentes junto aos concessionários, com a finalidade de identificar as causas dos atrasos nos estudos ambientais ou as pendências associadas aos processos de licenciamento. Ações de mesma natureza poderão ser realizadas junto ao Ministério Público, FUNAI e IPHAN, órgãos que interferem diretamente neste processo.

Com relação aos empreendimentos planejados ainda não licitados que integram o horizonte 2007-2011 e ainda não dispõem dos relatórios R1 e R3, é recomendável iniciar os estudos socioambientais de corredor com a análise de sensibilidade, visando assegurar o cumprimento dos programas de licitação, evitando a ocorrência de eventuais atrasos desde as etapas iniciais dos estudos.

A análise dos empreendimentos referenciais, que integram o horizonte de 2012 a 2016, recomenda-se a avaliação de possíveis alternativas ou a otimização dos corredores de passagem a serem estudados e futuramente implantados. Outro aspecto a considerar para os empreendimentos deste grupo refere-se ao estudo de alternativas de construção adequadas às condições da região amazônica, visando a diminuição dos impactos ambientais associados à implantação das obras civis e a otimização dos custos envolvidos.



Referências Bibliográficas

Nº.	TÍTULO
[1]	LT Neves 11 – Mesquita 500 kV. Relatório R3: Caracterização e Análise Socioambiental. CEMIG – Dezembro/2005.
[2]	Empreendimento LT São Simão – Marimbondo 500 kV. Relatório R3: Caracterização e Análise Socioambiental. CEMIG – Dezembro/2005.
[3]	Empreendimento LT Jaguará – Estreito 500 kV. Relatório R3: Caracterização e Análise Socioambiental. CEMIG – Dezembro/2005.
[4]	Empreendimento LT Paracatu 4 – Pirapora 2 500 kV. Relatório R3: Caracterização e Análise Socioambiental. CEMIG – Maio/2006.
[5]	Estudo de Caracterização Ambiental da Linha de Transmissão 230 kV Funil - Itapebi. CHESF/BrasilEncorp – Dezembro/2005.
[6]	LT 500 kV Curitiba - Bateias. Relatório de Estudo de Diretriz de Traçado para o MME. CCPE/ELETROSUL – Fevereiro/2006.
[7]	LT 500 kV Londrina – Maringá II. Relatório de Estudo de Diretriz de Traçado para o MME. CCPE/ELETROSUL – Março/2006.
[8]	LT 230 kV Itararé – Jaguaçu II. Relatório de Estudo de Diretriz de Traçado para o MME. CCPE/ELETROSUL – Março/2006.
[9]	LT 230 kV Dona Francisca – Santa Maria. Relatório de Estudo de Diretriz de Traçado para o MME. CCPE/ELETROSUL – Abril/2006.
[10]	LT 230 kV Campos Novos - Videira. Relatório de Estudo de Diretriz de Traçado para o MME. CCPE/ELETROSUL – Fevereiro/2006.
[11]	LT 230 kV Canoinhas – São Mateus. Relatório de Estudo de Diretriz de Traçado para o MME. CCPE/ELETROSUL – Abril/2006.
[12]	R3 – Diretriz preliminar do traçado e relatório de caracterização ambiental da linha de transmissão 230 kV Samuel – Arique- mes – Jauru – Ji-Paraná – Pimenta Bueno – Vilhena C2 - Estado de Rondônia. Eletronorte – Fevereiro/2006.
[13]	LT 230 kV Mascarenhas – Verona. Caracterização e análise socioambiental (Relatório R3). Escelsa – Agosto/2006.
[14]	Caracterização sócio-ambiental. Estudo de corredor. LT 500 kV Ribeirão Preto – Poços de Caldas. Furnas/EPE – 2005
[15]	Caracterização sócio-ambiental. Estudo de corredor. LT 500 kV Marimbondo - Ribeirão Preto. Furnas/EPE – 2005
[16]	Estudo de Corredor. LT 500 kV Ribeirão Preto – Estreito. Caracterização socioambiental. Volumes I e II- Texto. Furnas/EPE – 2005
[17]	Caracterização sócio-ambiental. Estudo de corredor. LT 500 kV Ribeirão Preto – Poços de Caldas. Furnas/EPE – 2005
[18]	Estudos de caracterização e análise sócio-ambiental do sistema de transmissão de energia elétrica da LT 230 kV Paraíso – Açu. Ingá – Julho/2006
[19]	Estudos de caracterização e análise sócio-ambiental do sistema de transmissão de energia elétrica da LT 230 kV Paraíso – Picos - Tauá – Julho/2006
[20]	Caracterização e análise sócio-ambiental da LT 230 kV Ibiocara – Brumado II. Relatório R3. EPE/COELBA – Março/2006.
[21]	Relatório EPE-DEE-RE-059/2005-R0, “Programa de Expansão da Transmissão – PET 2007-2011”, Novembro/2006
[22]	EPE, 2005. Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica.
[23]	EPE, 2005. Estudos de Expansão de Geração – Formulação de alternativas e Resultados Iniciais
[24]	Eletrobrás, 1990. Plano Diretor de Meio Ambiente: 1991-1993. Rio de Janeiro, 278p (volumes 1 e 2).
[25]	CEPEL, 2000. Modelo para Análise Ambiental no Plano Indicativo da Expansão – Proposta Preliminar, Relatório Técnico CEPEL DPP/PEN 717/2000.
[26]	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.
[27]	CCPE, 2002. Plano Decenal de Expansão 2001-2010.
[28]	MMA/SQA, 2002. Avaliação Ambiental Estratégica.
[29]	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.
[30]	MME/ELETOBRÁS, 1999. Plano Decenal de Expansão 2000/2009. Capítulo 7 – Aspectos Socioambientais





-
- [31] CEPEL, 2004. Metodologia de Avaliação Ambiental do Plano Decenal de Expansão – Projetos Hidrelétricos – Relatório Técnico DP/DEA – 27049/04
-
- [32] 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.
-
- [33] AAI dos Aproveitamentos Hidrelétricos da Bacia Hidrográfica do Rio Paranaíba. Caracterização da Bacia. Sumário Executivo. EPE/Sondotécnica (EPE-1-40-0003 RE R0). Dezembro 2006
-
- [34] Avaliação Ambiental Integrada. Bacia do rio Parnaíba. EPE/CNEC-Projetec, junho de 2006.
-
- [35] Avaliação Ambiental Integrada. Bacia do rio Parnaíba. Avaliação ambiental distribuída e principais conflitos. EPE/CNEC-Projetec. 2006.
-
- [36] Estudos de Inventário Hidrelétrico da Bacia Hidrográfica do Rio Doce (ANEEL/FUMEC, 2001).
-
- [37] Caracterização da Bacia Hidrográfica do Rio Doce (EPE/Sondotécnica, 2006).
-
- [38] 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.
-
- [39] Avaliação ambiental integrada (AAI) dos aproveitamentos hidrelétricos da bacia do rio Uruguai. Relatório de avaliação ambiental distribuída (AAD) revisão 2 – Setembro de 2005. Consórcio Themag, Andrade & Canelas – Bourscheid. EPE
-
- [40] 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.
-
- [41] 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.
-
- [42] ELETROBRAS – Centrais Elétricas Brasileiras. Efeito Estufa – Emissões de Dióxido de Carbono e de Metano pelos Reservatórios Hidrelétricos Brasileiros, 2000.
-
- [43] IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change. 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Vol. 4 – Agriculture, Forestry and Other Land Use. Disponível em www.ipcc-nggip.iges.or.jp
-



Anexo I – Avaliação Socioambiental dos Projetos Hidrelétricos

Tabela I.1 – Projetos Com Concessão

UHEs	RIO	Bacia	UF	Sistema	Potência	Etapa Projeto	Data Plano	Avaliação Processual	Avaliação Socioambiental		Nível de Ação
									Impactos	Categoria	
Barra do Braúna	Pomba	Atlântico Sudeste	MG	SE/CO	39	Projeto Básico	2009	Compatível	BA	1	Baixo
Barra dos Coqueiros	Claro	Paraná	GO	SE/CO	90	Projeto Básico	2009	Atraso	BB	1	Baixo
Baú I	Doce	Atlântico Sudeste	MG	SE/CO	110,1	Projeto Básico	2010	Atraso	AA	1	Baixo
Cachoeirinha	Chopim	Paraná	PR	S	42,5	Projeto Básico	2012	Compatível	CD	3	Intermediário
Caçu	Claro	Paraná	GO	SE/CO	65,1	Projeto Básico	2009	Atraso	BB	1	Baixo
Estreito	Tocantins	Tocantins	TO/MA	N	1087	Projeto Básico	2010	Compatível	DD	4	Alto
Monjolinho	Passo Fundo	Uruguai	RS	S	67	Projeto Básico	2010	Atraso	BD	3	Intermediário
Murta	Jequitinhonha	Atlântico Leste	MG	SE/CO	120	Projeto Básico	2015	Compatível	BD	3	Intermediário
Olho D'Água	Correntes	Paraná	GO	SE/CO	33	Projeto Básico	2009	Atraso	AA	1	Baixo
Pai Querê	Pelotas	Uruguai	RS/SC	S	291,9	Projeto Básico	2012	Compatível	CB	2	Baixo
Salto	Verde	Paraná	GO	SE/CO	108	Projeto Básico	2009	Compatível	-	-	-
Salto do Rio Verdinho	Verde	Paraná	GO	SE/CO	93	Projeto Básico	2009	Compatível	AA	1	Baixo
São Domingos	Verde	Paraná	MS	SE/CO	48	Projeto Básico	2012	Compatível	-	-	-
São João	Chopim	Paraná	PR	S	62,5	Projeto Básico	2012	Compatível	BC	2	Baixo
Tijuco Alto	Ribeira do Iguape	Atlântico Sudeste	PR/SP	S	128,7	Viabilidade	2013	Compatível	-	-	-
Serra do Fação	São Marcos	Paraná	GO/MG	SE/CO	212,6	Projeto Básico	2010	Compatível	CD	3	Intermediário

Projetos constantes do PAC

**Tabela I.2 – Usinas Licitadas em 2005 e 2006
(Todos os Projetos estão Incluídos no PAC)**

UHEs	RIO	Bacia	UF	Sistema	Potência	Etapa Projeto	Data Plano	Avaliação Processual	Avaliação Socioambiental		Nível de Ação
									Impactos	Categoria	
Baguari	Doce	Atlântico Leste	MG	SE/CO	140	Viabilidade	2009	Compatível	AB	1	Baixo
Batalha	São Marcos	Paraná	GO/MG	SE/CO	53,6	Viabilidade	2009	Atraso	BC	2	Intermediário
Foz do Rio Claro	Claro	Paraná	GO	SE/CO	67	Viabilidade	2010	Atraso	AC	2	Intermediário
Passo de São João	Ijuí	Uruguai	RS	S	77	Viabilidade	2009	Atraso	BC	2	Intermediário
Retiro Baixo	Paraopeba	São Francisco	MG	SE/CO	82	Viabilidade	2009	Compatível	CA	2	Intermediário
São José	Ijuí	Uruguai	RS	S	51	Viabilidade	2009	Atraso	BB	1	Intermediário
Simplicio	Paraíba do Sul	Atlântico Sudeste	MG/RJ	SE/CO	305,7	Viabilidade	2010	Compatível	BC	2	Baixo
Dardanelos	Aripuanã	Amazonas	MT	SE/CO	261	Projeto Básico	2011	Atraso	AB	1	Intermediário
Mauá	Tibagi	Paraná	PR	S	361	Viabilidade	2011	Atraso	DC	3	Alto



**Tabela I.3 – Usinas a serem Licitadas em 2007
(Todos os Projetos Estão Incluídos no PAC, com Exceção da UHE Salto Grande)**

UHEs	RIO	Bacia	UF	Sistema	Potência	Etapa Projeto	Data Plano	Avaliação Processual	Avaliação Socioambiental		Nível de Ação
									Impactos	Categoria	
Barra do Pombo	Paraíba do Sul	Atlântico Sudeste	RJ	SE/CO/RO	80,0	Viabilidade	2013	Compatível	BA	1	Especial
Cachoeira	Parnaíba	Parnaíba	PI/MA	NE	96,0	Viabilidade	2016	Compatível	AA	1	Especial
Cambuci	Paraíba do Sul	Atlântico Sudeste	RJ	SE/CO/RO	50,0	Viabilidade	2014	Compatível	BB	1	Especial
Castelhano	Parnaíba	Parnaíba	PI/MA	NE	96,0	Viabilidade	2016	Compatível	AB	1	Especial
Estreito	Parnaíba	Parnaíba	PI/MA	NE	88,0	Viabilidade	2013	Compatível	BA	1	Especial
Jirau	Madeira	Amazonas	RO	MD	3300,0	Viabilidade	2013	Atraso	DC	3	Especial
Mirador	Tocantinzinho	Tocantins	GO	SE/CO/RO	80,0	Viabilidade	2014	Compatível	DC	3	Especial
Ribeiro Gonçalves	Parnaíba	Parnaíba	PI/MA	NE	173,0	Viabilidade	2013	Atraso	AC	2	Especial
Salto Grande (*)	Chopim	Paraná	PR	S	53,3	Viabilidade	2013	Compatível	BB	1	Especial
Santo Antônio	Madeira	Amazonas	RO	MD	3150,4	Viabilidade	2012	Atraso	CC	2	Especial
Telémaco Borba	Tibagi	Paraná	PR	S	120,0	Viabilidade	2013	Compatível	BB	1	Especial

(*) Projeto não incluído no PAC



**Tabela I.4 – Usinas Indicativas
(Todos os Projetos Estão Incluídos no PAC com Exceção da UHE Garibaldi e da UHE Paranhos)**

UHEs	RIO	Bacia	UF	Sistema	Potência	Etapa Projeto	Data Plano	Avaliação Processual		Avaliação Socioambiental		Nível de Ação	
								Impactos	Categoria	Impactos	Categoria		
Água Limpa	Das Mortes	Tocantins	MT	SE/CO	320	Viabilidade	2013	Atraso	BC	2	BC	2	Intermediário
Baixo Iguaçu	Iguaçu	Paraná	PR	S	350	Viabilidade	2014	Compatível	DC	3	DC	3	Alto
Belo Monte	Xingu	Amazonas	PA	BM	11181,3	Viabilidade	2014	Atraso	CD	3	CD	3	Alto
Buriti Queimado	das Almas	Tocantins	GO	SE/CO	142	Viabilidade	2016	Compatível	-	-	-	-	-
Cachoeirão	Juruena	Amazonas	MT	SE/CO	64	Viabilidade	2013	Compatível	AA	1	AA	1	Baixo
Cebolão	Tibagi	Paraná	PR	S	152	Viabilidade	2016	Compatível	BD	3	BD	3	Intermediário
Colider	Teles Pires	Amazonas	MT	TP	342	Viabilidade	2015	Compatível	-	-	-	-	-
Foz do Apiacás	Teles Pires	Amazonas	MT	TP	275	Viabilidade	2015	Compatível	-	-	-	-	-
Garibaldi (*)	Canoas	Uruguai	SC	S	150	Viabilidade	2013	Compatível	BB	1	BB	1	Baixo
Itaguaçu	Claro	Paraná	GO	SE/CO	130	Viabilidade	2013	Compatível	BB	1	BB	1	Baixo
Itapiranga	Uruguai	Uruguai	SC/RS	S	724,6	Viabilidade	2014	Atraso	AD	3	AD	3	Intermediário
Jataizinho	Tibagi	Paraná	PR	S	155	Viabilidade	2016	Compatível	BC	2	BC	2	Intermediário
Juruena	Juruena	Amazonas	MT	SE/CO	46	Viabilidade	2013	Compatível	AA	1	AA	1	Baixo
Magessi	Teles Pires	Amazonas	MT	TP	53	Viabilidade	2015	Compatível	-	-	-	-	-
Marabá	Tocantins	Tocantins	PA/MA	N	2160	Viabilidade	2014	Atraso	ED	4	ED	4	Alto
Maranhão	Maranhão	Tocantins	GO	SE/CO	124,8	Viabilidade	2016	Compatível	-	-	-	-	-
Novo Acordo	Sono	Tocantins	TO	SE/CO	160	Viabilidade	2014	Compatível	BA	1	BA	1	Baixo
Paranhos (*)	Chopim	Paraná	PR	S	62,6	Inventário	2016	Compatível	-	-	-	-	-
Pedra Branca	São Francisco	São Francisco	BA/PE	NE	440	Viabilidade	2016	Compatível	AD	3	AD	3	Intermediário
Porto Galeano	Sucuriú	Paraná	MS	SE/CO	139	Viabilidade	2014	Compatível	AA	1	AA	1	Baixo



UHES	RIO	Bacia	UF	Sistema	Potência	Etapa Projeto	Data Plano	Avaliação Processual	Avaliação Socioambiental		Nível de Ação
									Impactos	Categoria	
Riacho Seco	São Francisco	São Francisco	BA/PE	NE	330	Viabilidade	2016	Compatível	AC	2	Intermediário
São Manoel	Teles Pires	Amazonas	MT	TP	746	Viabilidade	2015	Compatível	-	-	-
São Miguel	Grande	Paraná	MG	SE/CO	64,5	Inventário	2016	Compatível	-	-	-
São Roque	Canoas	Uruguai	SC	S	214	Viabilidade	2013	Compatível	BA	1	Baixo
Serra Quebrada	Tocantins	Tocantins	TO/MA	N	1328	Viabilidade	2013	Atraso	CD	3	Alto
Sinop	Teles Pires	Amazonas	MT	TP	461	Viabilidade	2014	Compatível	-	-	-
Teles Pires	Teles Pires	Amazonas	MT	TP	1820	Viabilidade	2015	Compatível	-	-	-
Tocantins	Tocantins	Tocantins	TO	SE/CO	480	Viabilidade	2016	Compatível	DD	4	Alto
Torricoejo	Das Mortes	Tocantins	MT	SE/CO	76	Viabilidade	2013	Compatível	BB	1	Baixo
Torixoréu	Araguaia	Tocantins	GO/MT	SE/CO	408	Viabilidade	2013	Compatível	AA	1	Baixo
Traíra II	Suaçuí Grande	Atlântico Leste	MG	SE/CO	60	Viabilidade	2016	Compatível	-	-	-
Tucano	Verde	Paraná	GO	SE/CO	157	inventário	2015	compatível	AA	1	Baixo
Tupiratins	Tocantins	Tocantins	TO	N	620	Viabilidade	2014	compatível	DD	4	Alto
Uruçuí	Parnaíba	Parnaíba	PI/MA	NE	164	Viabilidade	2016	compatível	BD	3	Intermediário
Volta Grande	Chopim	Paraná	PR	S	54,7	Inventário	2014	compatível	AB	1	Baixo

(*) Projeto não incluído no PAC



**Anexo II – Análise Processual dos Projetos Termelétricos**

Usina Termelétrica	Etapa	Sistema	Data entrada operação	Avaliação Processual
Angra III	Indicativa	SE-CO	2013	Compatível
Araucária	Operação	S	2007	Compatível
Bahia 1	Operação	NE	2011	Compatível
Bahia Formosa	Projeto Básico	NE	2011	Compatível
Biomassa Ind SE	Indicativa	SE-CO	2010	Compatível
Biomassa Ind SE	Indicativa	SE-CO	2011	Compatível
Biomassa Ind SE	Indicativa	SE-CO	2012	Compatível
Biomassa Ind NE	Indicativa	NE	2010	Compatível
Biomassa Ind N	Indicativa	N	2010	Compatível
Boa Vista	Viabilidade	SE-CO	2011	Compatível
Bonfim-Bio	Projeto Básico	SE-CO	2011	Compatível
Camaçari Muricy I	Projeto Básico	NE	2009	Potencial de atraso
Camaçari Polo de Apoio	Projeto Básico	NE	2009	Potencial de atraso
Candiota III	Projeto Básico	S	2010	Potencial de atraso
Carvão Indic SUL	Indicativa	S	2012	Potencial de atraso
Carvão Indic NE	Indicativa	S	2012	Potencial de atraso
Cisframa	Operação	S	2009	Compatível
Colorado	Projeto Básico	SE-CO	2009	Compatível
Costa Pinto	Projeto Básico	SE-CO	2009	Compatível
Cubatão	Ampliação	SE-CO	2008	Compatível
Do Atlântico	Viabilidade	SE-CO	2011	Compatível
Ferrari	Ampliação	SE-CO	2011	Compatível
GN - Ind. NE	Indicativa	NE	2010	Potencial de atraso
GN - Ind. NE	Indicativa	NE	2011	Potencial de atraso
GN - Ind. SE	Indicativa	SE-CO	2012	Compatível
GN - Ind. SE	Indicativa	SE-CO	2011	Potencial de atraso
Goiânia II - BR	Projeto Básico	SE-CO	2009	Potencial de atraso
Interlagos	Construção	SE-CO	2008	Potencial de atraso
Jacuí	Projeto Básico	S	2009	Compatível
Palmeira de Goiás		SE-CO	2011	Compatível
Pau Ferro I	Projeto Básico	NE	2009	Potencial de atraso
Petrolina	Operação	NE	2009	Compatível
Potiguar	Operação	NE	2009	Compatível
Potiguar III	Projeto Básico	NE	2009	Potencial de atraso
Quatar-Bio		SE-CO	2011	Compatível
Quirinópolis	Construção	SE-CO	2008	Potencial de atraso





Usina Termelétrica	Etapa	Sistema	Data entrada operação	Avaliação Processual
Quirinópolis Exp	Projeto Básico	SE-CO	2009	Compatível
Rafard	Projeto Básico	SE-CO	2009	Compatível
Santa Izabel	Ampliação	SE-CO	2009	Compatível
São João	Projeto Básico	SE-CO	2009	Compatível
São José	Operação	SE-CO	2009	Compatível
Termomanaus	Construção	NE	2009	Compatível
Vale do Açu	Construção	NE	2007	Potencial de atraso
Uruguiana		S	2009	Potencial de atraso

Anexo III – Análise Socioambiental dos Projetos de Transmissão

Tabela III.1 – Classificação Quanto ao Nível de Ação para os Empreendimentos Avaliados

Linha de Transmissão	Sistema	Etapa	Resultado da Avaliação Socioambiental	Categorias	Data entrada operação	Nível de Ação
Barra Grande - Lages CD	Sul	Construção	B*A	2	2007	Baixo
Bateias - Curitiba LT2, CS	Sul	Já licitados	C***A	3	2008	Intermediário
Bateias - Pilarzinho	Sul	A licitar	BA	1	2008	Baixo
Biguaçu - Palhoça	Sul	Já licitados	C**C*	3	2007	Alto
Campos Novos - Videira	Sul	A licitar	AA	1	2009	Baixo
Canoinhas - São Mateus	Sul	Já licitados	AA	1	2008	Baixo
Cascavel Oeste - Umuarama	Sul	A licitar	AA	1	2009	Baixo
Curitiba - Uberaba CS	Sul	A licitar	AA	1	2009	Baixo
Estreito - Ribeirão Preto	Sudeste	Já licitados	A*A	2	2009	Baixo
Funil - Itapebi C3	Nordeste	Já licitados	B**A	2	2007	Baixo
Furnas - Pimenta	Sudeste	Já licitados	B*A	2	2007	Baixo
Interligação Acre/Rondônia Pimenta Bueno - Ji-Paraná C1	Centro-Oeste	Construção	BA	1	2007	Baixo
Interligação Acre/Rondônia Pimenta Bueno - Ji-Paraná C2	Centro-Oeste	Construção	BA	1	2008	Intermediário
Interligação Acre/Rondônia Vilneha - Pimenta Bueno C1	Centro-Oeste	Construção	BB*	3	2007	Baixo
Interligação S-SE Jaguarai - Itararé II	Sudeste	Já licitados	C***A	3	2007	Intermediário
Jaguara - Estreito	Centro-Oeste	A licitar	B*A	2	2009	Baixo
Jardim - Penedo	Nordeste	A licitar	BA	1	2007	Baixo
Lages - Rio do Sul, CD	Sul	Já licitados	B*A	2	2007	Intermediário





Linha de Transmissão	Sistema	Etapa	Resultado da Avaliação Socioambiental	Categorias	Data entrada operação	Nível de Ação
Londrina (ESUL) - Maringá LT, CS	Centro-Oeste	Já licitados	BA	1	2008	Intermediário
Maggi – Nova Mutum	Centro-Oeste	Indicativa	BB	2	2007	Intermediário
Marimbondo - Ribeirão Preto	Sudeste	A licitar	AA	1	2009	Baixo
Marimbondo - São Simão	Nordeste	A licitar	AA	1	2009	Baixo
Mascarenhas - Verona	Nordeste	Já licitados	B**A	2	2008	Baixo
Milagres - Coremas C2	Sudeste	Construção	AA	1	2007	Baixo
Neves - Mesquita	Norte	Já licitados	C***A	3	2008	Intermediário
NS III LOTE A Itacaíunas - Carajás C2	Norte	Já licitados	AA	1	2008	Baixo
NS III LOTE A Itacaíunas - Carajás C3	Norte	Já licitados	AA	1	2010	Baixo
NS III LOTE A Itacaíunas - Colinas C1	Norte	Já licitados	BA	1	2008	Baixo
NS III LOTE A Marabá - Itacaíunas CD	Norte	Já licitados	BA	1	2008	Baixo
NS III LOTE B Peixe 2 - Serra da Mesa C1	Centro-Oeste	Já licitados	AA	1	2008	Baixo
NS III LOTE C Luziânia - Samambaia	Sudeste	Já licitados	AA	1	2008	Baixo
NS III LOTE C Serra da Mesa - Luziânia	Sudeste	Já licitados	AA	1	2008	Baixo
Paracatu 4 - Pirapora 2	Nordeste	Já licitados	AB*	2	2008	Baixo
Paraíso - Açu C2	Nordeste	Já licitados	AA	1	2007	Baixo
Pau Ferro – Der. Mirueira, C2 e C3	Nordeste	Indicativa	B**A	2	2007	Intermediário
Picos - Tauá	Sul	Já licitados	BA	1	2007	Intermediário
Ribeirão Preto - Poços de Caldas	Sul	Já licitados	B**A	2	2009	Baixo
Ribeiro Gonçalves – Balsas	Nordeste	Indicativa	AB*	2	2007	Intermediário
Santa Maria 3 - Dona Francisca	Norte	Já licitados	B*A	2	2008	Baixo
São Luis I – São Luís II. CD	Nordeste	A licitar	BA	1	2008	Baixo
Sinop – Sorriso C2	Centro-Oeste	A licitar	BA	1	2007	Baixo
Sorriso – Nova Mutum	Centro-Oeste	A licitar	BA	1	2007	Baixo
Taubaté – Aparecida	Sudeste	Licitada	C***A	3	2008	Intermediário
Tijuco Preto – Itapeti	Sudeste	Construção	B*A	2	2007	Intermediário
Utinga – Miramar	Norte	Indicativa	BA	1	2008	Baixo

Fonte: EPE 2006, informações sobre empreendimentos em construção obtidas junto ao DMSE (11/06/2007)

Notas: (*) empreendimentos que estão localizados nas proximidades (<10 km) de Unidades de Conservação (primeira letra) ou Terras Indígenas (segunda letra)

(**) empreendimentos que interferem com (atravessam) Unidades de Conservação ou Terras Indígenas.

(***) empreendimentos que envolvem interferências com mais de uma Unidade de Conservação e/ou Terra Indígena





LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Sumário dos Critérios utilizados para Avaliação Socioambiental.....	393
Tabela 2 – Critérios para Classificação dos Níveis de Ação.....	395
Tabela 3 – Distribuição por Bacia Hidrográfica das Usinas Hidrelétricas em Operação.....	400
Tabela 4 – Ocupação dos Biomas pelos Reservatórios das UHEs em Operação.....	402
Tabela 5 – Composição do Parque Termelétrico Instalado por Combustível.....	403
Tabela 6 – Evolução do Sistema de Transmissão 2000/2006 (km).....	403
Tabela 7 – Extensão de Linhas de Transmissão Existentes por Bioma (%).....	405
Tabela 8 – Distribuição dos Empreendimentos Hidrelétricos Planejados pelos Subsistemas Elétricos.....	406
Tabela 9 – Distribuição dos Empreendimentos Hidrelétricos Planejados pelas Bacias Hidrográficas.....	407
Tabela 10 – Linhas de Transmissão por Subsistema (km).....	409
Tabela 11 – Projetos Hidrelétricos - Resumo da Coleta de Informação.....	412
Tabela 12 – Projetos Hidrelétricos - Resumo da Avaliação Socioambiental.....	412
Tabela 13 – Prazos Mínimos e Máximos Adotados para os Projetos Hidrelétricos.....	413
Tabela 14 – Projetos Hidrelétricos - Resumo da Avaliação Processual.....	414
Tabela 15 – Projetos Hidrelétricos - Classificação por Nível de Ação.....	414
Tabela 16 – Projetos Hidrelétricos Classificados como Nível de Ação Baixo.....	415
Tabela 17 – Projetos Hidrelétricos Classificados como Nível de Ação Intermediário.....	417
Tabela 18 – Projetos Hidrelétricos Classificados como Nível de Ação Alto.....	419
Tabela 19 – Projetos Hidrelétricos Classificados como Nível de Ação Especial.....	420
Tabela 20 – Prazos Necessários para a Viabilização de LTs.....	428
Tabela 21 – Quantificação das Linhas de Transmissão em Construção Quanto ao Andamento.....	429
Tabela 22 – Empreendimentos de Transmissão - Avaliação Socioambiental Quantificada por Subsistema.....	429
Tabela 23 – Empreendimentos de Transmissão - Resultado da Avaliação Socioambiental por Categorias.....	430
Tabela 24 – Empreendimentos de Transmissão – Resultado da Análise Processual por Subsistema.....	431
Tabela 25 – Empreendimentos de Transmissão - Critério para Avaliação Conjunta e Atribuição de Níveis de Ação.....	431
Tabela 26 – Empreendimentos de Transmissão - Avaliação por Níveis de Ação.....	432
Tabela 27 – Empreendimentos de Transmissão - Compatibilidade dos Projetos Planejados com o Início dos Estudos.....	432
Tabela 28 – Evolução da Distribuição das UHEs nas Regiões Hidrográficas.....	434
Tabela 29 – Estimativa da Evolução Física das Linhas de Transmissão.....	434
Tabela 30 – Total de Emissões de Gases de Efeito Estufa por Termelétricas (2007 – 2016).....	437
Tabela 31 – Fatores de Emissão Utilizados na Estimativa das Emissões de Gases de Efeito Estufa.....	439
Anexo I	
Tabela I.1 – Projetos Com Concessão.....	446
Tabela I.2 – Usinas Licitadas em 2005 e 2006 (Todos os Projetos estão Incluídos no PAC).....	447
Tabela I.3 – Usinas a serem Licitadas em 2007 (Todos os Projetos Estão Incluídos no PAC, com Exceção da UHE Salto Grande).....	448
Tabela I.4 – Usinas Indicativas (Todos os Projetos Estão Incluídos no PAC com Exceção da UHE Garibaldi e da UHE Paranhos).....	449
Anexo II	
Anexo II – Análise Processual dos Projetos Termelétricos.....	451
Anexo III	
Tabela III.1 – Classificação Quanto ao Nível de Ação para os Empreendimentos Avaliados.....	452





LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Distribuição dos Biomas no Território Nacional (%).....	398
Gráfico 2 – Percentual das Áreas dos Biomas Ocupadas por Unidades de Conservação federais.....	398
Gráfico 3 – Percentual das Áreas dos Biomas Ocupadas por Terras Indígenas.....	399
Gráfico 4 – Percentual das Áreas dos Biomas Ocupadas por APCBs.....	399
Gráfico 5 – Extensão das Linhas de Transmissão Existentes por Bioma (%).....	405
Gráfico 6 – Distribuição dos Empreendimentos Hidrelétricos Planejados pelos Biomas.....	407
Gráfico 7 – Presença de Linhas de Transmissão Planejadas nos Biomas (%).....	411
Gráfico 8 – Emissões de CO ₂ Equivalente (Mt) por Subsistema do SIN.....	436
Gráfico 9 – Contribuição das Diversas Fontes para as Emissões de CO ₂ no SIN.....	437
Gráfico 10 – Emissões de CO ₂ e CH ₄ Expressas em CO ₂ Equivalente.....	439
Gráfico 11 – Emissões das termelétricas e das hidrelétricas, no período 2007- 2016.....	440
Gráfico 12 – Emissões Líquidas no Período 2007- 2016.....	440

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Fluxograma de Atividades Associadas às Análises Socioambientais.....	391
Figura 2 – Esquema da Análise Socioambiental.....	392
Figura 3 – Caracterização Socioambiental do Território Brasileiro.....	397
Figura 4 – Sistema de Geração Hidrelétrica Existente.....	401
Figura 5 – Sistema de Transmissão Existente.....	404
Figura 6 – Distribuição dos Empreendimentos Hidrelétricos Planejados pelos Biomas.....	408
Figura 7 – Sistema Planejado de Transmissão e Biomas Brasileiros.....	410
Figura 8 – Sistema de Geração Hidrelétrica – Existente e Planejado.....	422



