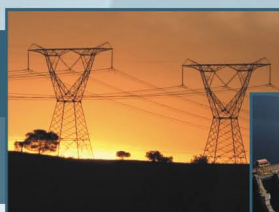




Ministério de Minas e Energia
Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica

2006 - 2015



Ano - 2006



Ministério de Minas e Energia
Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica

2006 - 2015



Ano - 2006



Ministério das Minas e Energia – MME

Ministro

Silas Rondeau Cavalcante Silva

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

José Alcides Santoro Martins

Diretor de Gestão Corporativa

Ibanês César Cássel

Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Sede: SAN – Quadra 1 – Bloco “B” – 1º andar | 70051-903

– 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.

Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica : 2006-2015 / Ministério de Minas e Energia ;
colaboração Empresa de Pesquisa Energética. – Brasília : MME : EPE, 2006.
304 p. : il.

ISSN 1809-9971

1. Energia elétrica – Brasil. 2. Setor elétrico. 3. Plano decenal. I. Empresa de Pesquisa Energética.
II. Título.

CDU 621.3(81)“2006/2015”

**PLANO DECENAL DE
EXPANSÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA - 2006 - 2015**

Participantes da Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético – SPE/MME

Coordenação Geral

Márcio Pereira Zimmermann

Coordenação Executiva

Iran de Oliveira Pinto

Paulo Altaur P. Costa

Estudos de Geração, Mercado, Transmissão e Socioambientais

Adriano Jeronimo da Silva

Andrea Figueiredo

Artur Costa Steiner

Christiany Salgado Faria

Eduardo de Freitas Madeira

Fernando Colli Munhoz

Fernando José Ramos Mello

Gabriela Pires Gomes de Souza Costa

John Denys Cadman

José Luiz Scavassa

Laura Cristina da Fonseca Porto

Osmar Ferreira do Nascimento

Sophia Andonios Spyridakis Pereira

Consultores

Altino Ventura Filho

Leonardo Lins de Albuquerque

Consultores - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL

Albert C. G. Melo

Maria Elvira Piñeiro Maceira

Participantes da Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Coordenação Geral

Maurício Tiomno Tolmasquim

José Carlos de Miranda Farias

Amílcar Gonçalves Guerreiro

Coordenação Executiva

James Bolívar L. de Azevedo

José Marcos Bressane

Paulo César Vaz Esmeraldo

Ricardo Cavalcanti Furtado

Talita de Oliveira Porto

Estudos de Geração

Angela Regina Livino de Carvalho

Danielle Bueno de Andrade

Eduardo Henrique Ferreira França

Gelson B. Serva

Giacomo Chinelli

Leonardo Augusto da F. P. Sant'Anna

Sérgio Henrique Ferreira da Cunha

Estudos de Mercado

Cláudio Gomes Velloso

José Eduardo Rocha Velho

José Manuel Martins David

Juliana de Moraes Marreco

Renato Pinto de Queiroz

Ricardo Gorini de Oliveira

Estudos Socioambientais

Flavia Pompeu Serran

Mírian Regini Nuti

Paulo Nascimento Teixeira

Ronaldo Câmara Cavalcanti

Silvia Helena Menezes Pires

Estudos de Transmissão

Edna Maria de Almeida Araújo

Jurema Baptistella Ludwig

Maria Alzira Noli Silveira

Maria de Fátima Carvalho Gama

Roberto Luiz Magalhães Rocha

Apresentação

O Ministério de Minas e Energia – MME, responsável pela concepção e implementação de políticas para o Setor Energético, em consonância com as diretrizes do Conselho Nacional de Políticas Energéticas – CNPE, retoma, de fato, a prática efetiva do planejamento do setor elétrico, como função de governo, ao tornar público o Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica – PDEE 2006-2015.

Durante o ano de 2005, em conformidade com a estratégia de resgate do planejamento com visão de longo prazo, o MME priorizou a realização de vários estudos, destacando-se, além deste Plano Decenal, a elaboração do Plano Nacional de Energia e da Matriz Energética Nacional com horizonte de planejamento até o ano de 2030.

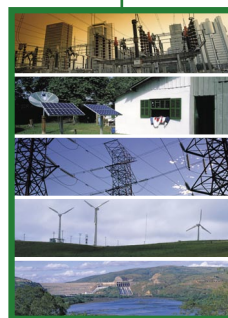
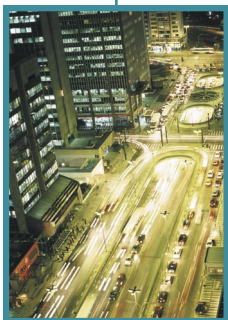
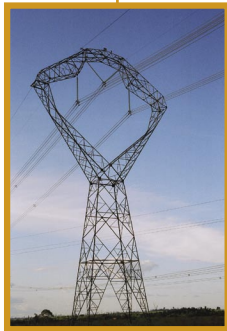
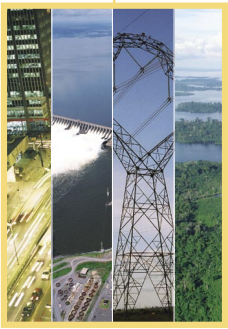
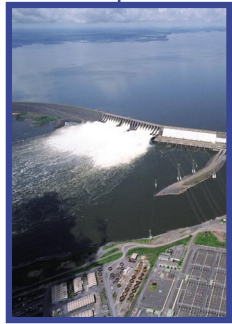
Em consonância com as definições do Novo Modelo Institucional e os contornos técnicos do planejamento setorial, o PDEE proporciona importantes sinalizações para orientar as ações e decisões relacionadas ao equacionamento do equilíbrio entre as projeções de crescimento econômico do país, seus reflexos nos requisitos de energia elétrica e no tocante à necessidade de expansão da oferta, em bases técnica, econômica e ambientalmente sustentável.

De acordo com o modelo vigente, que associa a participação de agentes públicos e privados, com papéis delimitados por um conjunto de normas, 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 elétrica 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 PDEE, aberta no período de 14 de março a 28 de abril de 2006, o Ministério de Minas e Energia agradece publicamente toda a colaboração recebida dos agentes do Setor Elétrico e entidades representativas, para o êxito desta atividade de planejamento, fundamental para definir a expansão de referência dos sistemas elétricos brasileiros no tocante ao próximo decênio.

Brasília, maio de 2006

Silas Rondeau Cavalcante Silva
Ministro de Estado de Minas e Energia



Estrutura do Relatório

O Relatório do Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015 está estruturado em sete capítulos a seguir sintetizados:

O Capítulo 1 – Introdução apresenta uma breve descrição do contexto institucional em que foram realizados os estudos e do papel do planejamento decenal nesse contexto. Adicionalmente, apresenta uma visão geral dos estudos, mostrando a integração das quatro áreas principais focalizadas nas análises da expansão: mercado, geração, transmissão e aspectos socioambientais.

O Capítulo 2 – Mercado de Energia Elétrica apresenta inicialmente a evolução da conjuntura de economia e de mercado e as premissas básicas para as projeções de mercado, incluindo a descrição dos cenários macroeconômicos considerados. São, em seguida, apresentados os resultados das projeções da carga de energia e de demanda decorrentes desses cenários, os quais incluem, dentre outros aspectos, uma projeção do potencial de conservação de energia elétrica. É mostrado um detalhamento da projeção de referência, abrangendo a projeção do consumo, discriminado segundo as grandes classes (residencial, industrial, comercial e outras), bem como as projeções da carga de energia e de demanda do Sistema Interligado Nacional (SIN), desagregadas por subsistema interligado, incluindo também a projeção da carga dos sistemas isolados. Uma comparação internacional de indicadores de consumo de energia elétrica é finalmente apresentada.

O Capítulo 3 – Geração de Energia Elétrica apresenta as premissas, a metodologia e os critérios considerados para a formulação e ajuste das alternativas de expansão da geração. É detalhada a configuração de expansão de referência e são apresentados os principais resultados das análises, contemplando a evolução da capacidade instalada para os diversos tipos de fontes, riscos de déficit, os custos marginais de operação e a estimativa de investimentos na expansão da geração. São, também, apresentados os resultados de ajustes da configuração de referência necessários para o atendimento dos cenários de mercado alto e baixo. São, ainda, apresentadas as análises adicionais referentes ao atendimento da demanda máxima e aos casos de sensibilidade estudados.

O Capítulo 4 – Transmissão de Energia Elétrica apresenta os principais aspectos que nortearam a evolução da configuração de referência do sistema interligado no período decenal. É feita uma descrição dos principais resultados das análises da expansão dos sistemas de transmissão, consolidados por região geoeletrica do SIN e por cada estado dessas regiões. Indica-se o elenco de obras de transmissão previstas em cada região e em cada estado no período decenal, incluindo as constatações principais da análise da rede de distribuição. São ainda apresentadas as estimativas da evolução física do sistema de transmissão em cada região e dos montantes de investimentos associados.

O Capítulo 5 – Análise Socioambiental apresenta a metodologia adotada e os resultados das análises socioambientais efetuadas para os empreendimentos previstos no horizonte decenal. Tais análises têm como escopo os empreendimentos de geração e de transmissão que compõem a configuração de referência da expansão do sistema elétrico. Os resultados da análise socioambiental são apresentados separadamente para os projetos de geração e de transmissão, bem como para o conjunto desses projetos. São destacadas as questões mais relevantes, com o objetivo de fornecer uma perspectiva do conjunto das interferências sobre o território nacional, segundo os temas e critérios definidos na metodologia adotada.

O Capítulo 6 – Indicadores da Expansão do Sistema Elétrico sintetiza os principais indicadores referentes ao período decenal quanto à evolução do mercado, da expansão da geração e da transmissão, incluindo investimentos estimados, bem como os indicadores socioambientais.

Finalmente, no **Capítulo 7** são apresentadas as referências bibliográficas citadas ao longo dos capítulos anteriores.

Sumário

1	INTRODUÇÃO	16
2	MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA	22
2.1	Considerações Iniciais	24
2.2	Economia e Mercado	24
2.3	Evolução do Mercado de Energia Elétrica	25
2.3.1	Consumo Residencial	27
2.3.2	Consumo Industrial	28
2.3.3	Consumo Comercial	29
2.4	Premissas Básicas para as Projeções de Mercado	30
2.4.1	Cenários Macroeconômicos	30
2.4.2	População e Domicílios	31
2.4.3	Autoprodução de Energia Elétrica	32
2.4.4	Grandes Consumidores Industriais de Energia Elétrica	33
2.4.5	Conservação de Energia Elétrica	34
2.5	Projeções do Consumo de Energia Elétrica	35
2.6	Projeções da Carga de Energia e de Demanda	39
2.6.1	Carga de Energia	39
2.6.2	Carga de Demanda	42
2.7	Detalhamento da Projeção de Referência	44
2.7.1	Projeção do Consumo por Classe e por Subsistema	44
2.7.2	Sistemas Isolados	49
2.7.3	Subsistema Norte Interligado	50
2.7.4	Subsistema Nordeste Interligado	51
2.7.5	Subsistema Sudeste/Centro-Oeste Interligado	52
2.7.6	Subsistema Sul Interligado	53
2.7.7	Projeção da Carga de Energia – Sistema Interligado Nacional	54
2.7.8	Projeção da Carga de Demanda – Sistema Interligado Nacional	57
2.7.9	Projeção da Carga de Energia e de Demanda - Sistemas Isolados	57
2.8	Comparações Internacionais	58
3	GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	60
3.1	Metodologia e Critérios	62
3.2	Diretrizes e Premissas	63
3.2.1	Sistema Existente	63

3.2.2	Integração dos Sistemas Isolados	64
3.2.3	Fontes de Geração	68
3.2.4	Diretrizes Gerais para a Expansão da Geração	78
3.3	Expansão da Geração para o Cenário de Mercado de Referência	82
3.4	Expansão da Geração para o Cenário de Mercado Alto	93
3.5	Expansão da Geração para o Cenário de Mercado Baixo	96
3.6	Análises Adicionais	99
3.6.1	Atendimento à Demanda Máxima	99
3.6.2	Análises de Sensibilidade	102
	Anexos – Capítulo 3	119

4 TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA **110**

4.1	Objetivo dos Estudos da Expansão da Transmissão	112
4.2	Configuração de Referência	113
4.2.1	Configuração Inicial	113
4.2.2	Interligações Regionais	114
4.2.3	Integração das Usinas do Rio Madeira e Belo Monte	122
4.2.4	Interligações com Países Vizinhos	123
4.3	Procedimentos dos Estudos	124
4.4	Sistemas de Transmissão Regionais	126
4.4.1	Região Norte	126
4.4.1.1	Estado do Pará	129
4.4.1.2	Estado do Maranhão	132
4.4.1.3	Estado do Tocantins	133
4.4.1.4	Estudos Complementares	135
4.4.2	Região Nordeste	135
4.4.2.1	Estado do Piauí	137
4.4.2.2	Estado do Ceará	138
4.4.2.3	Estado do Rio Grande do Norte	140
4.4.2.4	Estado da Paraíba	142
4.4.2.5	Estado de Pernambuco	143
4.4.2.6	Estado de Alagoas	145
4.4.2.7	Estado do Sergipe	146
4.4.2.8	Estado da Bahia	147

4.4.2.9 Estudos Complementares	150
4.4.3 Regiões Sudeste, Centro-Oeste e Estados do Acre e Rondônia	151
4.4.3.1 Estado de São Paulo	154
4.4.3.2 Estado de Minas Gerais	158
4.4.3.3 Estado do Espírito Santo	162
4.4.3.4 Estado do Rio de Janeiro	164
4.4.3.5 Estado de Goiás e Distrito Federal	167
4.4.3.6 Estado de Mato Grosso	169
4.4.3.7 Estados do Acre e Rondônia	171
4.4.3.8 Estudos Complementares	172
4.4.4 Região Sul	174
4.4.4.1 Estado do Rio Grande do Sul	177
4.4.4.2 Estado de Santa Catarina	179
4.4.4.3 Estado do Paraná	181
4.4.4.4 Estado de Mato Grosso do Sul	183
4.4.4.5 Estudos Complementares	184
4.5 Redes de Distribuição	185
4.5.1 Região Norte	185
4.5.1.1 Estado do Pará	185
4.5.1.2 Estado do Maranhão	187
4.5.1.3 Estado do Tocantins	189
4.5.2 Região Nordeste	190
4.5.2.1 Estado do Piauí	190
4.5.2.2 Estado do Ceará	191
4.5.2.3 Estado do Rio Grande do Norte	193
4.5.2.4 Estado da Paraíba	194
4.5.2.5 Estado de Pernambuco	196
4.5.2.6 Estado de Alagoas	198
4.5.2.7 Estado do Sergipe	199
4.5.2.8 Estado da Bahia	201
4.5.3 Regiões Sudeste, Centro-Oeste	205
4.5.3.1 Estado de São Paulo	205

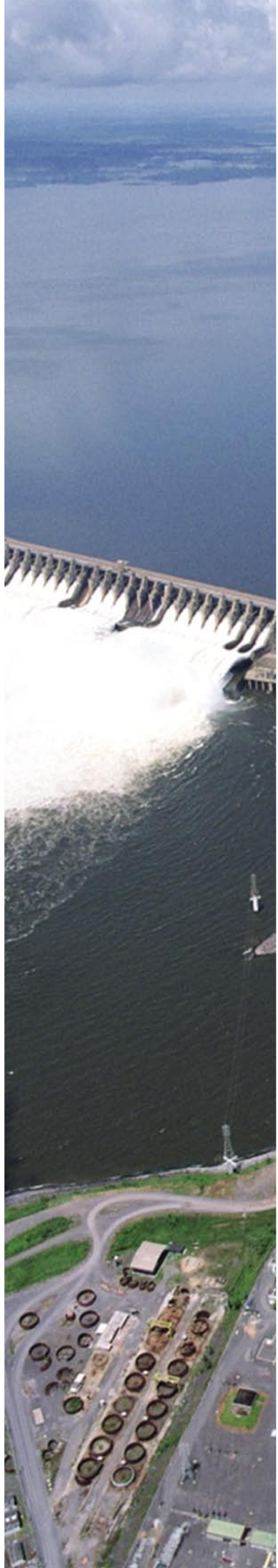
4.5.3.2	Estado de Minas Gerais	214
4.5.3.3	Estado do Espírito Santo	215
4.5.3.4	Estado do Rio de Janeiro	216
4.5.3.5	Estado de Goiás e Distrito Federal	219
4.5.3.6	Estado de Mato Grosso	221
4.5.4	Região Sul	222
4.5.4.1	Estado do Rio Grande do Sul	222
4.5.4.2	Estado de Santa Catarina	225
4.5.4.3	Estado do Paraná	226
4.5.4.4	Estado de Mato Grosso do Sul	227
4.6	Evolução Física e Estimativa de Investimentos	228
4.6.1	Região Norte	228
4.6.2	Região Nordeste	229
4.6.3	Regiões Sudeste e Centro-Oeste	230
4.6.4	Região Sul	231
4.6.5	Sistema Interligado Nacional	232

5 ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL

234

5.1	Introdução	236
5.2	Escopo	237
5.3	Procedimentos Metodológicos	238
5.3.1	Diretrizes Gerais	238
5.3.2	Critérios Básicos	239
5.3.2.1	Avaliação Socioambiental	239
5.3.2.2	Avaliação Processual	240
5.3.2.3	Atribuição de Níveis de Incerteza	241
5.3.2.4	Análise Socioambiental Integrada do Plano	241
5.4	Caracterização Socioambiental do Sistema Elétrico Existente	242
5.4.1	Parque Gerador	246
5.4.2	Sistema de Transmissão	249
5.5	Caracterização Socioambiental do Sistema Elétrico Planejado	253
5.5.1	Alternativa de Referência do Sistema de Geração	253
5.5.2	Configuração de Referência do Sistema de Transmissão	256

5.6	Análise Socioambiental dos Empreendimentos de Geração e Transmissão	259
5.6.1	Síntese das Análises dos Empreendimentos de Geração	259
5.6.1.1	Análise Individualizada dos Projetos de Geração Hidrelétrica	260
5.6.1.2	Análise de Conjunto de Projetos Hidrelétricos	261
5.6.1.3	Análise Processual	266
5.6.1.4	Atribuição dos Níveis de Incerteza aos Projetos Hidrelétricos	267
5.6.2	Síntese das Análises dos Empreendimentos de Transmissão	268
5.6.2.1	Conjunto de Empreendimentos no Horizonte do 1º ao 5º Ano	268
5.6.2.1.1	Empreendimentos já Licitados e em Construção	269
5.6.2.1.2	Empreendimentos Planejados com Avaliação Socioambiental	269
5.6.2.1.3	Empreendimentos Planejados sem Avaliação Socioambiental	272
5.6.2.2	Conjunto de Empreendimentos no Horizonte do 6º ao 10º Ano	272
5.7	Aspectos Socioambientais mais Significativos Associados ao Plano de Expansão	273
5.8	Considerações Finais	277
5.8.1	Processo de Análise e Resultados Alcançados	277
5.8.2	Aprimoramento do Processo de Análise	278
	Anexos – Capítulo 5	280
6	INDICADORES DA EXPANSÃO DO SISTEMA ELÉTRICO	284
6.1	Indicadores de Mercado	286
6.2	Indicadores de Geração	289
6.3	Indicadores de Transmissão	291
6.4	Indicadores Socioambientais	293
7	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	298



Introdução

1

Contexto do Planejamento

Contexto Institucional

Visão Geral dos Estudos

■ 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.

Entre as atribuições da EPE, consta a responsabilidade de elaborar estudos necessários para o desenvolvimento dos planos de expansão da geração e transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazos.

Com a criação da EPE, os estudos associados ao Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica (PDEE), anteriormente conduzidos no âmbito do Comitê Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (CCPE), passaram a se constituir em serviços contratados pelo MME à EPE.

Nesta fase inicial das atividades da EPE, cuja formação da equipe técnica se iniciou no ano de 2005, a elaboração dos estudos associados ao Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica - 2006-2015 se desenvolveu contando com o apoio, além da equipe da Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético – SPE/MME, de técnicos das empresas do setor elétrico, participando 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.

Assim, na conclusão desse processo de planejamento energético, que culminou com a Consulta Pública sobre o PDEE, aberta no período de 14 de março a 28 de abril de 2006, destaca-se o alto nível das contribuições recebidas no processo de Consulta Pública, sendo que, algumas delas por exigirem um maior grau de detalhamento, serão avaliadas durante a realização dos trabalhos do próximo ciclo de planejamento.

■ Contexto Institucional

No processo de expansão do parque gerador e das instalações de transmissão no novo Modelo Institucional do Setor Elétrico, 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 sistemas de transmissão.

De fato, 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 de energia elétrica 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 a implantação dos novos empreendimentos.

Contudo, para expandir o Sistema Interligado Nacional (SIN), por suas características ímpares, é indispensável a existência de um processo de planejamento que possa orientar futuras ações governamentais e fornecer uma correta sinalização a todos os agentes do setor elétrico brasileiro, para induzir uma alocação eficiente dos investimentos, base para a modicidade tarifária futura.

Enquanto o planejamento da expansão fornece sinais para minimizar os custos totais futuros da energia elétrica para a sociedade como um todo, o objetivo de cada um dos agentes, é, principalmente, a maximização de seus resultados. Desta forma, os agentes tomam decisões de investimentos baseados em suas estratégias e aspirações de taxas de retorno. Além disto, como efeito da globalização de muitas empresas, suas decisões também estão muitas vezes subordinadas a estratégias internacionais. Em suma, cada agente privado desenvolve 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, em especial o

hídrico, como previsto na Constituição Brasileira. Isto exige um cuidadoso planejamento da expansão do parque gerador de energia elétrica, 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 sul-americanas, visando o aproveitamento da diversidade hidrológica existente.

O objetivo do planejamento decenal da expansão do SIN consiste então, em se definir um cenário de referência para implementação de novas instalações de geração e transmissão necessárias para 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.

O planejamento decenal irá, portanto, subsidiar: a realização dos futuros leilões de compra de energia de novos empreendimentos de geração e de novas instalações de transmissão; a definição de quais estudos de expansão da transmissão devem ser priorizados; bem como de quais estudos de viabilidade técnica, econômica e socioambiental de novas usinas geradoras realizar e, eventualmente, quais estudos de inventários deverão ser atualizados.

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 elétrica e reavaliações da economicidade e viabilidade dos projetos de geração 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.

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, das políticas de aumento da eficiência energética e do desenvolvimento industrial sustentável.

Os estudos de longo prazo mais recentes, consolidados no “Plano Nacional de Energia Elétrica 1993/2015 – PLANO 2015”, foram elaborados há mais de dez anos pelo extinto Grupo Coordenador do Planejamento do Setor Elétrico – GCPS, no período entre 1992 a 1994. Desta forma, para o presente estudo de planejamento decenal não foi possível utilizar as diretrizes de longo prazo por estarem desatualizadas.

Novos estudos de planejamento de longo prazo estão em elaboração pela EPE/MME, no âmbito do Plano Nacional de Energia – PNE, e suas principais orientações e recomendações serão utilizadas nos próximos ciclos do planejamento decenal.

■ Visão Geral dos Estudos

O diagrama da Figura 1-1 ilustra, de forma esquemática, as principais atividades associadas ao processo do planejamento decenal, indicando os principais estudos e seus produtos, bem como as diretrizes para sua realização e os dados necessários. É evidenciada, em particular, a integração e interdependência das quatro frentes de estudos focalizadas, a saber: mercado de energia elétrica, expansão da geração, expansão da transmissão e os estudos socioambientais.

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

Na etapa inicial, denominada “Concepção de cenários de geração-transmissão”, 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 consideração dos sistemas de geração e transmissão é feita de forma integrada, com base na análise dos balanços energéticos dos subsistemas, dos requisitos de intercâmbios entre esses subsistemas, possibilitando um delineamento inicial das seqüências de usinas e troncos de transmissão.

Nesta etapa, são também antecipados os condicionantes socioambientais que possibilitam 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 infraestrutura de transporte também são contempladas no delineamento dos cenários de geração-transmissão, bem como na etapa sucessiva dos estudos.

Os estudos do Plano Nacional de Energia – PNE constituem um insumo relevante para esta etapa. Pelo fato de estudos de longo prazo mais atualizados não estarem disponíveis à época do início dos trabalhos deste ciclo de planejamento, a concepção das alternativas foi feita com base nas diretrizes estabelecidas no Termo de Referência da SPE/MME e nas interações entre as equipes da EPE e do MME. A inclusão das orientações do PNE, atualmente em andamento (PNE– 2030), é um dos aprimoramentos visualizados para os próximos ciclos.

As alternativas de geração-transmissão pré-selecionadas são avaliadas numa etapa seguinte através de estudos energéticos (ex-

pansão da geração), elétricos (expansão da transmissão) e socioambientais.

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, 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 as regiões, ou submercados, ou subsistemas. Com base na avaliação probabilística dos intercâmbios resultantes dos estudos energéticos, são inicialmente analisadas as necessidades de reforços ou expansões da rede elétrica separadamente para cada subsistema. Uma análise conjunta dos subsistemas do Sistema Interligado Nacional – SIN é também efetuada de modo a complementar o diagnóstico do desempenho da rede elétrica, possibilitando caracterizar a necessidade de reforços adicionais e seus custos, com base em estudos de regime permanente, em condições normais e de contingências.

Conforme ilustrado na Figura 1-1, 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, possibilitando uma análise do plano decenal como um todo, utilizando como critérios básicos a avaliação da complexidade socioambiental e a avaliação processual. Desta forma, os estudos apontam as questões fundamentais que poderão interferir no desenvolvimento dos projetos candidatos, indicando 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, objeto deste documento, 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, incluindo também, em conjunto com os estudos de transmissão, as interligações internacionais.

Conforme se verifica na Figura 1-1, 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.

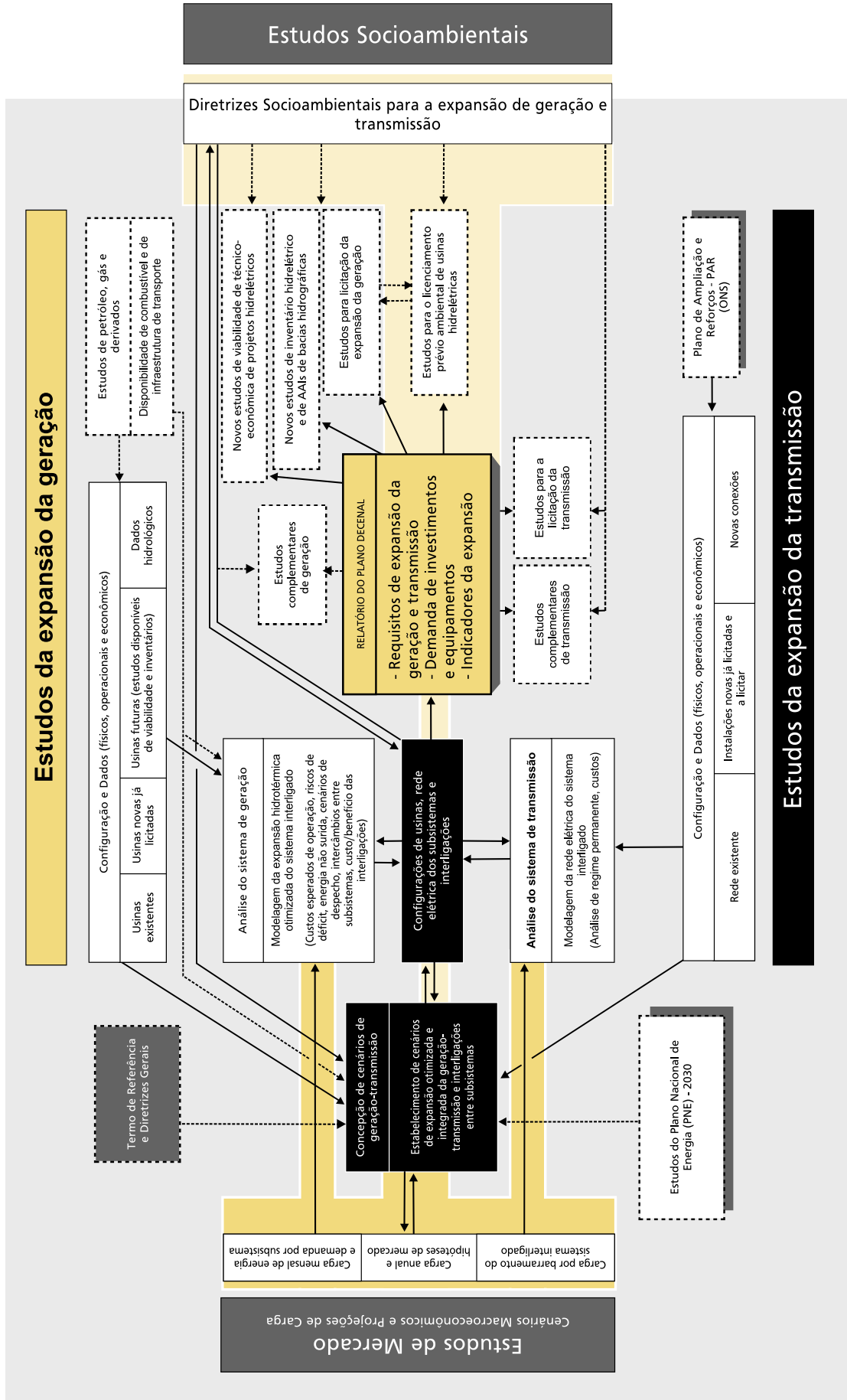


Figura 1-1 – Fluxograma Geral dos Estudos Associados ao Plano Decenal



Mercado de Energia Elétrica

2

Considerações Iniciais

Economia e Mercado

Evolução do Mercado de Energia Elétrica

Premissas Básicas para as Projeções de Mercado

Projeções do Consumo de Energia Elétrica

Projeções da Carga de Energia e de Demanda

Detalhamento da Projeção de Referência

Comparações Internacionais

2.1 Considerações Iniciais

A análise da necessidade futura de energia elétrica demandada pelos agentes econômicos, e pela sociedade em geral, constitui-se em uma das mais importantes atividades técnicas do planejamento do setor elétrico brasileiro. Neste capítulo são apresentados os resultados dos estudos de demanda realizados pela EPE em 2005, contendo as projeções do mercado (consumo e carga) de energia elétrica, para o período 2006-2015, associadas a três trajetórias de crescimento da economia, denominadas de trajetória de referência, trajetória alta e trajetória baixa.

A dinâmica do mercado de energia elétrica é função, não só do crescimento da economia, como também da evolução da estrutura da renda nacional e de inúmeros outros fatores, tais como: população, domicílios, grandes projetos industriais, condições climáticas, etc.; alguns deles também vinculados, direta ou indiretamente, ao crescimento da economia.

Dadas a forte inter-relação entre a evolução da economia e a do consumo de energia elétrica e a dificuldade em prever, com precisão, a estrutura e a magnitude do crescimento econômico, é habitual associar as projeções de mercado a cenários macroeconômicos e correspondentes trajetórias de crescimento da economia.

A trajetória econômica de referência é considerada como a mais provável. Dessa forma, foi adotada como base para os estudos do planejamento decenal da expansão do sistema elétrico. As trajetórias alta e baixa são utilizadas para estudos de sensibilidade.

Na trajetória de referência, a taxa média resultante de crescimento do consumo de energia elétrica, no horizonte decenal, situou-se em 5,1% ao ano, quando se considera a demanda de energia a ser atendida pelo sistema elétrico, e em 5,2% ao ano, quando se considera o consumo total do país¹.

Essa trajetória do mercado mostrou-se compatível com a correspondente trajetória de crescimento da renda nacional (4,2% ao ano, em média), resultando em uma elasticidade-renda do consumo total de energia elétrica de 1,23 no período 2005-2015. Além disso, a elasticidade, na projeção, é declinante ao longo do tempo, como resultado de um processo contínuo de evolução tecnológica, de mudanças estruturais no perfil do consumo e aumento da produtividade, racionalização do uso da energia e tendência de saturação do consumo em alguns usos, sendo a elasticidade média no primeiro e no segundo quinquênios de, respectivamente, 1,32 e 1,14.

2.2 Economia e Mercado

A elasticidade-renda do consumo de energia elétrica, após registrar valores extremamente elevados na década de 80, 3,8 em média, caiu para 1,7 na década de 90, em função de mudanças estruturais no perfil da expansão do mercado. Tais mudanças se referem, principalmente, à indústria nacional, função de sua modernização e do uso mais eficiente da eletricidade e, ainda, da menor participação das indústrias eletrointensivas, que não apresentaram expansões significativas nos anos 90.

A partir da abertura econômica iniciada no início da década passada, e aprofundada a partir da implantação do Plano Real, o país passou por uma fase de ajustamento complexa, exigindo reformas institucionais profundas, modernização dos processos produtivos, busca por maior eficiência e produtividade, e crescente terceirização da economia. Isso se refletiu no perfil de evolução do mercado de energia elétrica, que registrou baixo crescimento na classe industrial e elevado crescimento na classe comercial, em função da expansão e modernização do setor de comércio e serviços.

Entre 1990 e 1995, o mercado de energia elétrica, incluindo autoprodução, cresceu 4,0% ao ano, contra uma variação média anual do PIB de 3,1% no mesmo período. A elasticidade resultante, nesse período, foi de 1,3.

No período 1995-2000, a elasticidade foi superior, atingindo 2,0, função do crescimento de 4,7% ao ano do consumo total de energia elétrica e de 2,3% ao ano do PIB. Esse desempenho foi essencialmente devido aos efeitos do Plano Real. De fato, além da estabilização da moeda e do controle do processo inflacionário, esse plano, em seus primeiros anos de vigência, contribuiu para uma melhoria do nível de renda da população e da distribuição da renda nacional. Os efeitos positivos do Plano Real no mercado de energia elétrica fizeram-se sentir até o ano de 1998, com exceção da classe industrial que, nesse ano, já apresentava crescimento baixo.

¹Basicamente, a diferença entre as duas situações é o consumo atendido por meio da autoprodução de energia.

Entre 2000 e 2005, o consumo total de energia elétrica apresentou crescimento médio abaixo do histórico, sendo que, em 2001, houve uma redução da ordem de 7,0%, por conta dos efeitos do racionamento. Da mesma forma, a economia nacional apresentou crescimento extremamente baixo, com média anual no período pouco acima de 2,0%. A redução do consumo por efeito do racionamento fez com que a elasticidade-renda, nesse período, fosse de apenas 1,02.

Essas estatísticas ratificam a existência de um componente inercial na dinâmica do mercado de energia elétrica que induz seu crescimento mesmo com a economia em crise. Da mesma forma, ajudam a explicar o comportamento da elasticidade-renda do consumo de energia elétrica, que tende a se aproximar da unidade nos ciclos econômicos mais dinâmicos e a apresentar valores mais elevados nos períodos de baixo crescimento da economia.

Na Tabela 2-1, são apresentados indicadores da economia e do mercado de energia elétrica para o período 1980-2005. Os dados referentes ao consumo de energia elétrica incluem a parcela de consumo atendida por autoprodução.

Destaca-se o forte incremento do “conteúdo elétrico do PIB” (ou intensidade elétrica), principalmente na década de 80, impulsionado pela maturação dos projetos industriais previstos no II PND (Plano Nacional de Desenvolvimento), implantados a partir do final dos anos 70, e para o que também contribuiu a trajetória de queda do nível tarifário em termos reais.

Tabela 2-1 - Brasil - Economia e Mercado de Energia Elétrica (1980-2005)

Discriminação	1980	1990	2000	2005 ⁽¹⁾
Produto Interno Bruto				
R\$ bilhões [2004]	1.069	1.249	1.624	1.819
Variação no período (% ao ano)	-	1,6	2,7	2,3
População Total Residente				
mil habitantes	119.844	145.130	170.894	182.508
Variação no período (% ao ano)	-	1,9	1,6	1,3
PIB per Capita				
R\$ [2004]/hab/ano	8.920	8.606	9.503	9.967
Variação no período (% ao ano)	-	-0,4	1,0	1,0
Consumo de Energia Elétrica ⁽²⁾				
TWh	122	219	333	374
Variação no período (% ao ano)	-	6,0	4,3	2,3
Consumo de Energia Elétrica per Capita				
kWh/hab/ano	1.018	1.509	1.949	2.049
Variação no período (% ao ano)	-	4,0	2,6	1,0
Intensidade Elétrica do PIB				
kWh/R\$ [2004]	0,114	0,175	0,205	0,206
Elasticidade-Renda do Consumo de Energia Elétrica				
	-	3,84	1,61	1,02

⁽¹⁾ Valores preliminares

⁽²⁾ Inclui autoprodução

Fonte: EPE.

2.3 Evolução do Mercado de Energia Elétrica

Apresenta-se, a seguir, uma breve análise da evolução do mercado de energia elétrica no período 1980-2005. Geograficamente, observa-se que as regiões menos desenvolvidas apresentaram expansões do consumo em patamares mais elevados o que, todavia, não implicou em reversão das disparidades regionais (Tabela 2-2), sinalizando a existência, ainda, de um potencial de mercado bastante significativo. A região Sudeste registrou a maior perda de participação relativa no mercado nacional no período, passando de 70% em 1980, para 55% em 2005. Espera-se que, devido ao seu maior grau de desenvolvimento socioeconômico, essa região mantenha tal trajetória de perda relativa no mercado nacional.

Tabela 2-2 - Brasil e Regiões - Mercado de Distribuição - Evolução 1980-2005 (TWh)⁽¹⁾

Ano	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	C. Oeste	Brasil
1980	1,9	14,0	79,7	14,2	3,4	113,2
1990	8,8	31,3	123,3	28,1	8,4	199,9
2000	16,0	49,7	176,4	49,6	16,4	308,1
2005 ⁽²⁾	20,8	55,9	190,3	58,9	20,2	346,1
Taxas Médias de Crescimento (% ao ano)						
1980-1990	16,6	8,4	4,5	7,1	9,5	5,9
1990-2000	6,2	4,7	3,6	5,8	6,9	4,4
2000-2005	5,4	2,4	1,5	3,5	4,3	2,4
Participação Regional no Consumo (%)						
1980	1,7	12,4	70,4	12,5	3,0	100,0
1990	4,4	15,7	61,7	14,1	4,2	100,0
2000	5,2	16,1	57,3	16,1	5,3	100,0
2005	6,0	16,2	55,0	17,0	5,8	100,0

⁽¹⁾ Inclui autoprodução transportada.⁽²⁾ Valores preliminares.

Fonte: EPE.

Na Tabela 2-3, são apresentados os resultados do mercado discriminado segundo as principais classes de consumo. Destaca-se a interrupção da tendência de ganho de participação da classe residencial, a partir de 2000, ocasionada pelo racionamento de 2001/2002. De fato, o consumo residencial evoluiu de uma participação de 21% no mercado em 1980 para 27% em 2000. Com o racionamento, essa tendência se reverteu, tendo a participação do consumo da classe, em 2005, praticamente voltado aos níveis registrados em 1990. O consumo comercial destacou-se por apresentar a maior dinâmica de crescimento ao longo do período. Esse resultado se verificou, principalmente, em função de fortes mudanças estruturais, como a modernização do setor serviços. Já o consumo industrial alternou, ao longo do período, crescimentos expressivos com fortes retrações, movimentos que refletiram crises externas que afetaram a economia nacional, notadamente ao longo da década de 1990.

Tabela 2-3 - Brasil - Mercado de Fornecimento por Classe de Consumo - Evolução 1980-2005 (TWh)⁽¹⁾

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outras	Total
1980	23,3	61,5	13,8	14,6	113,2
1990	48,0	99,8	23,8	28,2	199,9
2000	83,6	131,3	47,6	45,6	308,1
2005 ⁽²⁾	82,3	161,1	52,9	49,8	346,1
Taxas Médias de Crescimento (% ao ano)					
1980-1990	7,5	5,0	5,6	6,8	5,9
1990-2000	5,7	2,8	7,2	4,9	4,4
2000-2005	-0,3	4,2	2,1	1,8	2,4
Estrutura de Participação (%)					
1980	20,6	54,3	12,2	12,9	100,0
1990	24,0	49,9	11,9	14,1	100,0
2000	27,1	42,6	15,5	14,8	100,0
2005	23,8	46,5	15,3	14,4	100,0

⁽¹⁾ Inclui autoprodução transportada⁽²⁾ Valores preliminares.

Fonte: EPE.

2.3.1 Consumo Residencial

O consumo da classe residencial, hoje com uma participação da ordem de 23,8% no mercado de distribuição, evoluiu a uma taxa média anual de 5,7% na década de 1990 (Tabela 2-4).

Entre 1994 e 1998, o consumo residencial registrou crescimento expressivo: 9,1% ao ano, em média, como reflexo da estabilização de preços alcançada com a implantação do Plano Real. Nesse contexto, merecem destaque os seguintes pontos:

- Aumento real da renda, notadamente da população de baixa renda, propiciada pela redução drástica da inflação;
- Transferência de parte das reservas do sistema financeiro especulativo para o mercado de consumo de bens duráveis, principalmente por parte dos pequenos e médios poupadores;
- Reativação do sistema de crédito;
- Criação de pequenos negócios nas residências (economia informal);
- Expansão das vendas de aparelhos eletroeletrônicos, função da redução de seus preços, na busca de maior competitividade frente a produtos importados.

Tabela 2-4 - Brasil - Classe Residencial (Evolução 1980-2005)

Ano	Consumo Residencial (TWh)	Consumidores Residenciais (milhões)	Consumo por Consumidor Residencial (kWh/mês)
1980	23,3	18,4	105
1990	48,0	26,4	152
2000	83,6	40,3	173
2005 ⁽¹⁾	82,3	48,4	142
Variação (% ao ano)			
1980-1990	7,5	3,7	3,7
1990-2000	5,7	4,3	1,3
2000-2005	-0,3	3,7	-3,9

⁽¹⁾ Valores preliminares.
Fonte: EPE.

Dessa forma, foram criadas as condições para forte expansão da utilização de energia elétrica nas residências, tendo como consequência, a migração de consumidores de faixas de consumo mais baixas para as mais altas.

Em 1998, as medidas de ajuste econômico implementadas pelo Governo para enfrentamento da crise asiática (final de 1997) e da moratória da Rússia (1998) impactaram fortemente o consumo da classe residencial. Segundo dados da Confederação Nacional da Indústria – CNI, a massa salarial real da indústria de transformação registrou retrações de 4,9% e 9,3% em 1998 e 1999, respectivamente. Como consequência, o consumo residencial apresentou nos anos de 1999 e 2000, crescimentos significativamente abaixo da sua média histórica: 2,5% e 2,9%, respectivamente.

Em 2001, com o racionamento, o consumo residencial registrou uma redução de 11,9%, comparativamente aos resultados de 2000. No ano seguinte, ainda como reflexo do racionamento, que vigorou até o mês de fevereiro de 2002, nova retração: de 1,2%. Para 2005, estima-se um consumo da ordem de 82,3 TWh, valor ainda inferior ao verificado em 2000, conforme pode ser observado na Tabela 2-4.

Entre 1990 e 2000 foram ligados, em média, 1,4 milhões de novos consumidores residenciais por ano, representando um crescimento médio, no período, de 4,3% ao ano. No período 2000-2005, esta média se elevou para 1,6 milhões de novas ligações residenciais por ano, refletindo, em parte, os efeitos dos programas governamentais de universalização do atendimento de energia elétrica nas residências.

O consumo por consumidor residencial registrou expansão de 1,3% ao ano na década de 1990. Entre 1994 e 1998, o crescimento médio anual desse indicador atingiu 4,9%, traduzindo os efeitos da estabilização econômica e da maior penetração de aparelhos eletroeletrônicos nas residências. Como consequência, o consumo por consumidor residencial evoluiu de 148 kWh/mês em 1994 para 179 kWh/mês em 1998.

Entre 2000 e 2005, o consumo por consumidor residencial registrou, na média, uma retração de 3,9% ao ano, atingindo, em 2005, 142 kWh/mês, valor abaixo do verificado em 1994. Influenciaram neste resultado novos hábitos de consumo adquiridos pela população, a partir do racionamento, além do impacto dos programas governamentais de universalização do atendimento de energia elétrica, visto que, parte dos consumidores residenciais ligados nos dois últimos anos são de baixa renda.

2.3.2 Consumo Industrial

O consumo industrial de energia elétrica, incluindo autoprodução transportada², respondeu, em 2005, por cerca de 46% de toda a energia elétrica consumida no país via fornecimento das concessionárias.

Na década de 1980, o consumo da classe industrial apresentou crescimento expressivo, cerca de 5% em média ao ano, em função, principalmente, dos seguintes fatores:

- Intensificação do uso da energia elétrica associada à modernização industrial;
- Atendimento à expansão do parque industrial brasileiro, ocorrida principalmente na década de 70 (com maturação de alguns projetos na década de 80), no âmbito do processo de substituição de importações.
- Desenvolvimento das indústrias eletrointensivas, tais como alumínio, ferroligas, soda-cloro, entre outras, que apesar da crise, elevaram sua produção, voltando seus excedentes para a exportação.

A expansão do consumo dos setores industriais grandes consumidores de energia elétrica foi bastante expressiva, suficiente mesmo para reverter a dependência do país do mercado externo, sendo que, em alguns casos, o Brasil passou de importador a exportador.

O crescimento do consumo industrial, no quinquênio 1985-1990, foi bastante influenciado pelo crescimento da região Norte (28,8% ao ano), onde ocorreu a implantação de grandes cargas de alumínio no período, destacando-se o comissionamento da planta da Albrás, no estado do Pará, cuja primeira fase iniciou operação em julho de 1985, provocando grande aumento de carga ao longo de 1986 e 1987; e a expansão correspondente à segunda fase da planta da Alumar, no estado do Maranhão, ocorrida no segundo trimestre de 1986. A expansão relativa à segunda fase da Albrás, também, ocasionou aumento significativo da carga do Norte nos anos de 1990/1991.

Na década de 1990, o consumo industrial, excluindo autoprodução clássica³ cresceu apenas 2,8% ao ano, em média, com sua participação no mercado total sendo reduzida de 50%, registrados em 1990, para 43% em 2000. Com o racionamento em 2001, o consumo industrial registrou uma retração de 6,7% relativamente a 2000.

Durante o racionamento, muitas indústrias utilizaram substituição da fonte energética para o suprimento de eletricidade de suas unidades, procurando evitar a redução da sua produção, muitas delas adquirindo geradores a óleo. Porém, passado o racionamento, a maioria voltou a adquirir energia do sistema elétrico, uma vez que as fontes de geração alternativas utilizadas se mostraram menos competitivas.

Ressalta-se, ainda, que nos últimos três anos, ocorreu um processo de forte incremento da autoprodução transportada, principalmente, através da participação de grandes grupos industriais em consórcios de geração, muitas vezes, em parceria com concessionários de serviço público. Dessa forma, esses grupos adquiriram o direito de utilização da energia proveniente desses empreendimentos de geração para o consumo de suas unidades industriais, situadas em locais distantes das respectivas usinas de geração, utilizando para o efeito, a rede de serviço público de transmissão/distribuição.

A Tabela 2-5 apresenta um resumo da evolução histórica do consumo industrial, incluindo autoprodução, e do peso dos grandes consumidores industriais, tanto na classe industrial quanto no consumo total do país.

²Autoprodução transportada corresponde ao volume de energia consumida por agentes de consumo a partir de unidades de geração de sua propriedade, que estão interconectadas ao Sistema Interligado Nacional - SIN, utilizando a rede de transmissão, sub-transmissão e, eventualmente, distribuição para seu auto-suprimento, e são despachadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS.

³A autoprodução clássica corresponde à produção de energia elétrica, a partir de instalações próprias de geração do consumidor, localizadas próximas à unidade de consumo, não utilizando para seu auto-suprimento a rede elétrica de concessionários de transmissão ou de distribuição.

Tabela 2-5 - Brasil - Consumo Industrial e Consumo Total - TWh (Evolução 1980-2005)

Ano	Grandes Consumidores (1)	Industrial Total (2)	Consumo Total (3)	Participação (%)		
				(1)/(2)	(1)/(3)	(2)/(3)
1980	28,0	68,2	122,7	41,1	22,8	55,6
1990	50,0	112,3	217,7	44,5	23,0	51,6
2000	73,2	153,4	331,6	47,7	22,1	46,3
2005 ⁽¹⁾	83,7	188,5	373,5	44,4	22,4	50,5
Variação (% ao ano)						
1980-1990	6,0	5,1	5,9	-	-	-
1990-2000	3,9	3,2	4,3	-	-	-
2000-2005	2,7	4,2	2,4	-	-	-

⁽¹⁾ Valores preliminares.

Obs.: Inclui autoprodução.

Fonte: EPE.

2.3.3 Consumo Comercial

O consumo da classe comercial, com uma participação da ordem de 15% no consumo total de energia elétrica, evoluiu a uma taxa média de 7,2% ao ano na década de 90 (Tabela 2-6). Nesse período, especialmente a partir da abertura da economia, verificou-se um processo de modernização acelerado no setor de serviços, especialmente no setor bancário, alterações estruturais no setor do comércio, do que é evidência a expansão da indústria de *shopping centers*, o aumento no horário de funcionamento dos estabelecimentos comerciais e o incremento do turismo.

Entre 1994 e 1998, o consumo comercial registrou o expressivo crescimento de 9,5% ao ano, na média dos quatro anos, como reflexo da estabilidade econômica alcançada com o Plano Real. Nesse contexto, verificou-se um aumento real da renda e a reativação do sistema de crédito, o que, entre outros fatores, contribuiu para a expansão do consumo da classe comercial.

No biênio 1999-2000, o consumo comercial ainda apresentou crescimentos significativos: 4,9% e 9,0%, respectivamente. Com o racionamento em 2001, ocorreu uma queda de 6,5% do consumo da classe. Porém, já em 2003, a classe apresenta uma recuperação em ritmo superior ao das demais classes de consumo, retomando, em 2003, o patamar de consumo verificado em 2000.

O consumo comercial per capita apresentou um forte crescimento na década de 90, de 5,4% ao ano, em média. Este indicador é bastante variável de acordo com as características socioeconômicas de cada região: em 2004, o consumo comercial per capita nos subsistemas interligados Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul foi de, respectivamente, 118, 146, 357 e 312 kWh/hab/ano.

Tabela 2-6 - Brasil - Classe Comercial (Evolução 1980-2005)

Ano	Consumo Comercial (TWh)	População (milhões)	Consumo Comercial per Capita (kWh/hab/ano)
1980	13,7	118,3	116
1990	23,8	145,1	164
2000	47,5	170,9	278
2005 ⁽¹⁾	52,9	182,5	290
Variação (% ao ano)			
1980-1990	5,7	2,1	3,5
1990-2000	7,2	1,6	5,4
2000-2005	2,2	1,3	0,9

⁽¹⁾ Valores preliminares.

Fonte: EPE.

2.4 Premissas Básicas para as Projeções de Mercado

A elaboração das projeções para a evolução do mercado de energia elétrica exige o estabelecimento de premissas que sirvam de base para o processo de projeção da demanda por eletricidade, dando consistência a um trabalho de grande abrangência e complexidade.

Em síntese, o objetivo das premissas básicas é estabelecer referenciais para as projeções de mercado.

Nesse sentido, destacam-se as principais variáveis que influenciam o comportamento do mercado de energia elétrica e que se tornam os elementos de referência para a formulação das premissas básicas:

- O crescimento populacional, pelo seu impacto direto no consumo das residências, do setor comercial, serviços públicos, iluminação pública e, indiretamente, no setor industrial;
- A evolução da economia, pelo seu impacto geral sobre a renda e, conseqüentemente, sobre o consumo de energia elétrica nas diversas classes;
- A perspectiva de expansão e diversificação da produção dos setores industriais selecionados pela sua dimensão, enquanto consumidores de energia elétrica;
- A evolução da autoprodução entendida como a geração de energia elétrica para uso próprio da indústria, em especial a autoprodução clássica, em virtude de seu impacto sobre a parcela da demanda a ser atendida pelo sistema elétrico;
- A evolução da conservação de energia, pelo seu potencial de deslocamento de consumo.

O ponto de partida dos estudos de mercado de energia elétrica, em virtude da forte inter-relação entre a demanda por eletricidade e o desempenho da economia, é a construção de cenários macroeconômicos e a quantificação de correspondentes trajetórias plausíveis para o crescimento da economia. Além disso, são elaboradas projeções de população e domicílios, bem como cenários para os grandes consumidores industriais de energia elétrica, para a autoprodução e para a conservação de energia.

2.4.1 Cenários Macroeconômicos

A demanda por energia elétrica é condicionada por uma ampla gama de fatores macroeconômicos, sociais, institucionais, climáticos, ambientais, tecnológicos e outros, que apresentam uma complexa relação de interdependência entre si, configurando uma extensa rede de influências mútuas.

Nesse contexto, a técnica de cenários constitui-se em importante ferramenta na prospecção da demanda futura por energia elétrica, pois lida com as incertezas e com as inter-relações complexas que determinam as trajetórias das diversas variáveis.

Uma etapa fundamental na formulação dos cenários consiste na identificação das chamadas tendências consolidadas ou invariantes e das incertezas críticas, bem como das influências mútuas entre as variáveis, através da construção de uma matriz de análise estrutural.

Foram definidos quatro cenários para a evolução da economia nacional, denominados de Integração Competitiva, Orientação de Mercado, Modernização Seletiva e Crise Administrada. A partir desses cenários, fazendo uso da chamada investigação morfológica, que é uma técnica de construção de combinações lógicas e consistentes das hipóteses de evolução das incertezas críticas, foram geradas três trajetórias plausíveis para a evolução da economia brasileira, no período 2006-2015, trajetórias essas que percorrem elementos dos quatro cenários considerados inicialmente.

Dessa forma, com base nos cenários macroeconômicos, definiram-se três trajetórias plausíveis para a evolução da economia brasileira, denominadas: trajetória de referência, trajetória de crescimento alto e trajetória de crescimento baixo. A trajetória de referência é considerada a mais provável e foi adotada como base para os estudos do planejamento decenal da expansão do sistema elétrico. As trajetórias de crescimento alto e baixo têm por finalidade a realização de estudos de sensibilidade.

O horizonte decenal foi subdividido em três períodos, para efeito do estudo dos cenários, denominados de Cena de Partida ou Cena 1 (2005-2006), Cena 2 (2007-2010) e Cena 3 (2011-2015), já que o grau de incerteza das variáveis é distinto nos diferentes períodos. A seguir, descrevem-se, muito resumidamente, as principais características de cada uma das trajetórias.

■ Trajetória de Referência

A trajetória de referência admite que há um processo de avanço das mudanças estruturais que leva do quadro atual para um processo de consolidação das regras nos âmbitos macro e microeconômico. Na primeira cena, há crescimento econômico, embora desigual, e com um aumento gradual da taxa de investimento como proporção do Produto Interno Bruto. Nas cenas seguintes, o país continua a melhorar o ritmo de ajustes estruturais e do crescimento econômico. Na Cena 3, o patamar de crescimento da economia é um pouco superior ao da cena anterior, os estrangulamentos internos continuam sendo reduzidos e novas reformas estruturais são implementadas. A taxa de poupança doméstica se eleva gradualmente, da mesma forma que a taxa de investimento. Esse panorama se reflete positivamente nos indicadores de risco e no grau de confiança dos investidores.

■ Trajetória de Crescimento Alto

Na trajetória de crescimento alto há um processo de avanço das mudanças estruturais que leva do quadro atual para um contexto de consolidação das regras no âmbito macro e microeconômico. Na primeira cena, há crescimento econômico desigual, e com um aumento gradual da taxa de investimento como proporção do Produto Interno Bruto. A transição se faz para um ambiente que favorece o crescimento sustentado da economia, a ampliação do comércio e a redução das desigualdades regionais. Na cena seguinte, o país consolida sua trajetória de crescimento sustentado. O país entra na Cena 3 com uma situação econômica mais equilibrada, consolidando seu grande potencial de crescimento, tendo superado os estrangulamentos internos e concluído as reformas estruturais. Há aumento expressivo da taxa de poupança doméstica e dos investimentos, propiciando um ciclo virtuoso da economia brasileira, com aumento da capacidade instalada dos diversos setores da economia e com estabilidade inflacionária. Esse panorama se reflete muito positivamente nos indicadores de risco e no grau de confiança dos investidores.

■ Trajetória de Crescimento Baixo

Na trajetória de baixo crescimento econômico, o processo de ajustes estruturais iniciado na Cena 1 não se concretiza e continua sendo o foco principal na Cena 2. Os esforços para a consolidação macroeconômica ditam as prioridades. Nas duas primeiras cenas, há um pequeno crescimento econômico desigual com um aumento gradual da taxa de investimento como proporção do Produto Interno Bruto. Na Cena 3, há um redirecionamento dos processos de ajustes estruturais para a promoção do crescimento econômico com menor participação do Estado e acentuada liberalização econômica.

Em seguida, tomando-se como base a descrição qualitativa dos cenários e das três trajetórias associadas, procedeu-se à quantificação dessas trajetórias com o apoio de um modelo de consistência macroeconômica.

O crescimento médio anual do Produto Interno Bruto – PIB, considerado em cada uma dessas três trajetórias, é apresentado na Tabela 2-7 para os períodos selecionados.

Tabela 2-7 - Brasil - Taxa de Crescimento do PIB (% ao ano)

Trajetoária	2005	2006	2007-2011	2012-2015
Alta	3,0	4,5	4,5	6,0
Referência	3,0	4,0	4,0	4,5
Baixa	3,0	3,0	3,0	3,5

Fonte: EPE.

2.4.2 População e Domicílios

Para a evolução futura da população e dos domicílios foi considerada uma única projeção, dado que essas variáveis apresentam um grau de incerteza relativamente reduzido, quando comparado, por exemplo, com a evolução da economia. Os valores projetados de população e domicílios estão apresentados, para o Brasil, na Tabela 2-8.

Foram utilizados, como base de informações, os estudos do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE e o trabalho “*Estimativas da População e Domicílios para os Estudos de Previsão do Mercado de Energia Elétrica da Classe Residencial, 2004-2014*”, publicado em 2004 pelo Comitê Técnico para Estudos de Mercado – CTEM do Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos – CCPE.

Tabela 2-8 - Brasil - População e Domicílios (mil)

Ano	População	Domicílio	Hab./Dom.
2005	182.507	52.223	3,5
2010	193.027	59.586	3,2
2015	202.418	67.827	3,0
Variação (% ao ano)			
2005-2010	1,13	2,67	-
2010-2015	0,93	2,62	-
2005-2015	1,04	2,65	-

Fonte: EPE.

2.4.3 Autoprodução de Energia Elétrica

Desde as primeiras alterações introduzidas no arranjo regulatório e institucional do setor elétrico na década de 90, a autoprodução constituiu-se em preocupação relevante na medida em que foi identificada como forma de atrair investimentos para o segmento de geração de energia elétrica.

Tradicionalmente, autoprodutor era o consumidor que dispunha de instalações próprias de geração de energia elétrica, localizadas próximo às suas unidades de consumo, não utilizando para seu auto-suprimento a rede elétrica de concessionários de distribuição/transmissão. Eventualmente, esse autoprodutor poderia comercializar excedente de sua produção com agentes do setor de energia elétrica. Assim, não demandava para o sistema elétrico investimentos adicionais aos naturalmente relacionados aos contratos de back-up que, eventualmente, mantivesse com o concessionário. O caso mais típico desta classe de autoprodutores é o da cogeração. Para efeito de referência, este tipo de autoprodutor será aqui denominado de *autoprodutor clássico*.

Em uma extensão desse conceito, passou-se a admitir a figura da geração própria de energia distante da instalação de consumo, por meio da utilização da rede de transmissão, subtransmissão e, muitas vezes, também, da rede de distribuição, podendo essa geração pertencer a um ou mais grupos de consumidores. Nesse conceito, um autoprodutor disponibiliza a energia no ponto de conexão da usina ao sistema e retira energia equivalente, a título de consumo próprio, no ponto de conexão da sua unidade de consumo.

Em adição, a instituição da figura do produtor independente de energia, também, trouxe novas possibilidades de arranjos comerciais que foram, em grande parte, utilizados na construção de novas usinas. Entre essas possibilidades, incluiu-se a de associação entre consumidores interessados no auto-suprimento e concessionários de serviço público de geração. Dessa forma, foram construídos arranjos societários que viabilizaram empreendimentos de geração hidrelétrica em consórcio, como são os casos de Igarapava, Machadinho e Porto Estrela.

Um autoprodutor assim caracterizado, seja ele efetivamente autorizado como autoprodutor de energia ou como produtor independente de energia, paga somente as perdas elétricas e o uso do sistema de transmissão. Para diferenciar do conceito clássico, esse tipo de autoprodução será aqui denominado por *autoprodução transportada*, nomenclatura que já vem sendo utilizada pelo setor elétrico, uma vez que, tal autoprodução faz uso das instalações de transporte (transmissão e/ou distribuição) da rede elétrica.

Essa distinção é relevante porque traz reflexos para o sistema elétrico. De fato, a autoprodução transportada é usualmente despachada centralizadamente, vale dizer, a usina é despachada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. Isso significa que a energia associada a essas usinas, do ponto de vista da análise energética e elétrica, está considerada na oferta do sistema, o que impõe que, do lado da demanda, a correspondente parcela do consumo do autoprodutor também seja considerada.

O sistema elétrico deverá ser dimensionado para atender a totalidade do mercado, com exceção apenas da parcela de autoprodução clássica. Por isso, é importante conhecer as perspectivas de evolução da autoprodução clássica de energia elétrica, em particular para os setores grandes consumidores industriais de energia, nos quais se concentra grande parte do potencial de autoprodução.

A avaliação das perspectivas de expansão da autoprodução clássica nos setores industriais grandes consumidores de energia elétrica foi feita com base nas informações disponíveis sobre novos projetos de empreendimentos de autoprodução/

cogeração, com entrada em operação prevista no horizonte decenal, bem como em premissas formuladas sobre a evolução da autoprodução clássica associadas às perspectivas de expansão da capacidade instalada de produção dos diferentes segmentos industriais e à avaliação das potencialidades de cogeração que os respectivos processos industriais propiciam.

Os valores de autoprodução clássica considerados, na trajetória de referência, estão apresentados na Tabela 2-9.

Tabela 2-9 - Brasil - Autoprodução Clássica (TWh) - Trajetória de Referência

Discriminação	2005	2010	2015
Grandes Consumidores	17,6	27,5	34,8
Outros	9,8	12,5	16,0
Total	27,4	40,0	50,8

Fonte: EPE.

2.4.4 Grandes Consumidores Industriais de Energia Elétrica

Os setores industriais grandes consumidores de energia, considerados para efeito de estudo específico da demanda por energia elétrica, diferenciado do restante da indústria, são os seguintes: alumínio, siderurgia, ferroligas, pelletização, cobre, soda-cloro, papel e celulose, petroquímica e cimento.

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, levou-se em conta os estudos feitos pelo Comitê Técnico para Estudos de Mercado – CTEM do Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos – CCPE, no ciclo de planejamento 2004, 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.

A descrição da dinâmica dos mercados internos setoriais foi traduzida através das elasticidades-renda da demanda interna dos respectivos produtos. As elasticidades utilizadas foram estabelecidas com base na observação dos valores históricos e em informações dos agentes setoriais.

O comércio externo destes setores levou em conta as perspectivas de expansão do comércio mundial, a participação das exportações brasileiras nesse volume de comércio, bem como a participação das exportações na produção nacional e das importações na demanda interna.

A partir da demanda interna, exportação e importação, estimou-se a produção física de cada um dos setores industriais grandes consumidores de energia. Utilizando consumos específicos para cada um dos setores, determinou-se a correspondente demanda de energia elétrica. Os consumos específicos de energia elétrica utilizados basearam-se no comportamento histórico deste parâmetro e incorporam perspectivas de evolução tecnológica, caso se configurem mudanças plausíveis no horizonte de estudo considerado.

A evolução da autoprodução clássica para os grandes consumidores industriais partiu da premissa geral de que tal autoprodução deverá concentrar-se nos setores cujas características dos respectivos processos produtivos são apropriadas à cogeração de energia, como são casos típicos os setores de papel e celulose, siderurgia e petroquímica.

Para os setores de alumínio, ferroligas, soda-cloro, cimento, pelletização e cobre, admitiu-se que não haverá expansão significativa da sua autoprodução clássica. No entanto, para alguns desses setores, como é o caso do alumínio, as expansões da capacidade instalada de produção deverão, muitas vezes, estar associadas ao aumento da autoprodução no setor; só que deverá ser, geralmente, de autoprodução transportada através, por exemplo, de participação das indústrias de alumínio como autoprodutores ou produtores independentes em consórcios de geração hidrelétrica.

Para o setor de papel e celulose, atendendo às características muito favoráveis para a implementação de cogeração de energia, admitiu-se que o atendimento, em termos de suprimento de energia elétrica, à expansão da capacidade instalada do setor se dará, preferencialmente, via cogeração: cerca de 90% da expansão da celulose e 60% da expansão do papel deverão ser supridos através de cogeração.

No caso dos setores siderúrgico e petroquímico, utilizou-se como premissa de evolução da autoprodução clássica aquela associada à entrada em operação de usinas termelétricas de cogeração já anunciadas pelos agentes setoriais.

A projeção do consumo total de eletricidade dos grandes consumidores industriais foi elaborada com base nas perspectivas de produção física e na evolução dos consumos específicos de energia elétrica de cada setor. Por sua vez, a parcela do consumo de cada setor grande consumidor de energia a ser atendida pelo sistema elétrico, resulta da diferença entre os correspondentes valores do consumo total e da autoprodução clássica.

Os valores projetados para o consumo dos grandes consumidores industriais de energia elétrica, no caso da trajetória de referência, estão resumidamente apresentados na Tabela 2-10 a seguir.

Tabela 2-10 - Brasil - Consumo de Energia Elétrica dos Grandes Consumidores Industriais (TWh)
Trajetória de Referência

Discriminação	2005	2010	2015
Consumo - Sistema Elétrico (*)	66,1	81,2	98,8
Autoprodução Clássica	17,6	27,5	34,8
Total	83,7	108,7	133,6
Autoprodução Clássica/Total (%)	21,1	25,3	26,2

(*) Consumo a ser atendido pelo sistema elétrico.
Fonte: EPE.

2.4.5 Conservação de Energia Elétrica

Na elaboração das projeções do consumo de energia elétrica também é importante analisar o potencial de conservação e as perspectivas de aumento de eficiência energética da economia, bem como as respectivas metas de conservação e eficiência e as políticas propostas para alcançá-las.

Apesar das medidas de conservação já incorporadas pelos agentes de consumo, principalmente após o racionamento de 2001-2002, estudos mostram que ainda existe espaço para um potencial de conservação significativo.

Os percentuais do consumo indicativos do potencial de conservação, para a trajetória de referência, estão apresentados na Tabela 2-11, para o sistema interligado, por classe de consumo. Considerou-se que esse potencial de conservação seria crescentemente perseguido e plenamente alcançado apenas no final do período decenal, admitindo-se, como uma meta efetiva a ser atingida, nos próximos cinco anos, uma parcela de 45%.

O valor total do montante de energia elétrica previsto de ser conservado até o ano 2015, considerando que se efetivem políticas e ações para esse objetivo, corresponde a um consumo de 56.303 GWh, distribuído da seguinte forma: residencial-11.413 GWh, comercial-13.142 GWh, industrial-25.506 GWh, outros-6.242 GWh. Em termos de carga de energia que deixará de ser requerida das fontes de geração, esse total equivale a aproximadamente 7.200 MW médios anuais.

Diversas razões, que vão desde preocupações com o meio ambiente até a segurança no suprimento de energia, motivam o envolvimento de quase todos os países na implementação de políticas de eficiência energética.

Tabela 2-11 - Brasil - Percentuais (do Consumo) Indicativos do Potencial de Conservação (%)
Trajetória de Referência

Sistema Interligado	Setor	Cena 1	Cena 2	Média
		2005-2010	2010-2015	2005-2015
Norte/Nordeste	Residencial	7,0	9,0	8,1
	Comercial	12,0	15,0	13,4
	Industrial	10,0	12,0	10,9
Sul/Sudeste/ Centro-Oeste	Residencial	6,5	8,0	7,2
	Comercial	10,0	12,0	10,9
	Industrial	8,0	10,0	8,9

Fonte: EPE.

O Brasil, apesar da racionalização conseguida no racionamento, ainda apresenta um bom potencial para redução no seu consumo de energia elétrica, que pode ser concretizado por meio de políticas e ações relativamente simples e, muitas vezes, economicamente atrativas. Novas tecnologias mais eficientes como refrigeradores de alta eficiência, ar condicionados, motores e lâmpadas já são produzidas e/ou comercializadas no país. A conservação de eletricidade reduz e/ou posterga a necessidade de investimentos em expansão da capacidade instalada, sem comprometer a qualidade dos serviços prestados aos usuários finais. A eficiência energética é, sem dúvida, a maneira mais efetiva de, ao mesmo tempo, reduzir os custos e os impactos ambientais, tanto na esfera nacional quanto global, diminuindo a necessidade de subsídios governamentais para promoção de tecnologias limpas.

Ações que vão desde políticas públicas, como regulação e mecanismos de financiamento, a programas de gerenciamento pelo lado da demanda e campanhas de *marketing*, contribuem para superação das barreiras existentes à conservação de energia. A regulamentação de equipamentos consumidores de energia, por exemplo, é feita por meio do Programa Brasileiro de Etiquetagem, que hoje abrange 29 linhas de produtos, e pela Lei nº 10.295/2001, por meio da qual se estabelecem índices mínimos de eficiência. No tocante aos mecanismos de financiamento, existem, hoje, linhas de crédito específico para sistemas de aquecimento solar de água, por exemplo.

O Brasil possui três programas específicos para a promoção da conservação da energia e racionalização do seu uso:

- Programa Brasileiro de Etiquetagem: promove a eficiência energética por meio de etiquetas informativas do desempenho de equipamentos;
- Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica: atua nas áreas de educação, etiquetagem, gestão energética municipal, iluminação pública, indústria, edificações e saneamento ambiental;
- Programa Nacional de Racionalização do Uso dos Derivados do Petróleo e do Gás Natural: atua nas áreas de etiquetagem e transporte de cargas e passageiros.

Ademais, na medida em que seguem diretrizes estabelecidas pelo Governo, acrescentam-se a estes, os programas de eficiência energética das concessionárias distribuidoras.

2.5 Projeções do Consumo de Energia Elétrica

A partir dos cenários e premissas formulados, deduziram-se três projeções do mercado de energia elétrica associadas às três trajetórias da economia consideradas: referência, alta e baixa. As correspondentes projeções do consumo total de energia elétrica, incluindo autoprodução para efeito de comparação com a evolução do PIB, estão apresentadas na Tabela 2-12.

Tabela 2-12 - Brasil - Consumo Total de Energia Elétrica (TWh) e Elasticidade-Renda

Período	Trajetória		
	Referência	Alta	Baixa
Consumo (TWh) (*)			
2005	373,5	373,5	373,5
2010	483,5	489,7	462,1
2015	617,7	657,8	563,3
Varição (% ao ano)			
2005-2010	5,3	5,6	4,4
2010-2015	5,0	6,1	4,0
2005-2015	5,2	5,8	4,2
Elasticidade-Renda			
2005-2010	1,32	1,24	1,45
2010-2015	1,14	1,07	1,19
2005-2015	1,23	1,14	1,31

(*) Inclui autoprodução.
Fonte: EPE.

Para a obtenção desses resultados, adotou-se uma metodologia de análise e projeção do mercado, desagregado por classe de consumo e subsistema elétrico, que, tomando por base os cenários macroeconômicos e as premissas formuladas em relação aos parâmetros característicos de determinados segmentos do mercado, permite compor e consolidar as projeções do mercado de energia elétrica.

As elasticidades-renda resultantes são maiores do que a unidade, porém menores do que as verificadas historicamente, refletindo um mercado mais maduro, fazendo uso mais racional da energia elétrica. Como se pode observar, os valores da elasticidade no segundo período são significativamente inferiores aos do primeiro, como resultado do progressivo incremento da conservação de energia e da eficiência elétrica da economia.

Além disso, a elasticidade-renda é função decrescente da taxa de crescimento do PIB, fato este consistente com a comprovação experimental da existência de uma componente inercial que limita o crescimento da demanda por eletricidade no caso de taxas de expansão do PIB elevadas e, por outro lado, sustenta aquele crescimento mesmo em períodos de expansão econômica modesta.

As projeções do consumo de energia a ser demandado do sistema elétrico, isto é, excluída a autoprodução clássica, estão apresentadas na Tabela 2-13.

Tabela 2-13 - Brasil - Consumo de Energia Elétrica Demandado do Setor Elétrico (TWh)

Período	Trajetória		
	Referência	Alta	Baixa
Consumo (TWh) (*)			
2005	346,1	346,1	346,1
2010	443,5	449,1	423,6
2015	566,8	603,5	516,3
Variação (% ao ano)			
2005-2010	5,1	5,4	4,1
2010-2015	5,0	6,1	4,0
2005-2015	5,1	5,7	4,1

(*) Não inclui autoprodução clássica.
Fonte: EPE.

A Tabela 2-14 e a Tabela 2-15 apresentam os resultados agregados das projeções do consumo de energia elétrica a ser atendido pelo sistema elétrico (isto é, excluída a autoprodução clássica), respectivamente por classe e por subsistema elétrico, correspondentes às três trajetórias da economia: referência, alta e baixa.

Importa ressaltar que, nas projeções aqui apresentadas, não se incorporaram, aos subsistemas interligados, as parcelas dos sistemas isolados cuja interligação está prevista ao longo do horizonte decenal, estando as mesmas contempladas nas projeções do mercado para o país. Os sistemas isolados de grande porte que deverão ser interligados são:

- o sistema de Manaus e localidades da margem esquerda do rio Amazonas mais o estado do Amapá, interligados ao subsistema Norte;
- os sistemas isolados do Acre e Rondônia, interligados ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Em montante de consumo, esses sistemas correspondem atualmente a cerca de 85% do conjunto dos sistemas isolados. Ressalta-se que, esses estados são hoje atendidos, exclusivamente, por sistemas elétricos isolados.

Além desses, ainda existem mais dois sistemas isolados de porte relativo, no Pará e no Mato Grosso, estados onde a maior parte do sistema já é interligada. Esses dois sistemas isolados deverão ser progressivamente incorporados aos sistemas interligados das concessionárias de distribuição que atendem à região.

Tabela 2-14 - Brasil - Consumo de Energia Elétrica por Classe (GWh)

Classe	Consumo (GWh) (*)			Variação (% ao ano)	
	2005	2010	2015	2005-2010	2010-2015
Trajectoria de Referência					
Residencial	82.255	109.155	142.489	5,8	5,5
Industrial	161.064	198.404	244.677	4,3	4,3
Comercial	52.947	73.370	101.877	6,7	6,8
Outras	49.803	62.601	77.776	4,7	4,4
Total	346.068	443.530	566.819	5,1	5,0
Trajectoria Alta					
Residencial	82.255	110.625	150.652	6,1	6,4
Industrial	161.064	201.164	261.611	4,5	5,4
Comercial	52.947	74.754	110.471	7,1	8,1
Outras	49.803	62.601	80.786	4,7	5,2
Total	346.068	449.144	603.520	5,4	6,1
Trajectoria Baixa					
Residencial	82.255	104.314	130.474	4,9	4,6
Industrial	161.064	191.385	226.771	3,5	3,5
Comercial	52.947	68.214	88.416	5,2	5,3
Outras	49.803	59.670	70.633	3,7	3,4
Total	346.068	423.584	516.295	4,1	4,0

(*) Não inclui autoprodução clássica.
Fonte: EPE.

Tabela 2-15 - Brasil - Consumo de Energia Elétrica por Subsistema (GWh)

Subsistema	Consumo (GWh) (*)			Variação (% ao ano)	
	2005	2010	2015	2005-2010	2010-2015
Trajectoria de Referência					
Isolado	7.178	10.874	15.988	8,7	8,0
Norte	23.526	30.729	45.460	5,5	8,1
Nordeste	47.541	61.222	78.118	5,2	5,0
Sudeste/Centro-Oeste	209.059	266.841	335.072	5,0	4,7
Sul	58.764	73.864	92.180	4,7	4,5
Total	346.068	443.530	566.819	5,1	5,0
Trajectoria Alta					
Isolado	7.178	11.008	17.019	8,9	9,1
Norte	23.526	30.922	48.770	5,6	9,5
Nordeste	47.541	62.193	84.477	5,5	6,3
Sudeste/Centro-Oeste	209.059	270.186	354.644	5,3	5,6
Sul	58.764	74.835	98.611	5,0	5,7
Total	346.068	449.144	603.520	5,4	6,1
Trajectoria Baixa					
Isolado	7.178	10.341	14.428	7,6	6,9
Norte	23.526	30.005	43.256	5,0	7,6
Nordeste	47.541	58.258	70.513	4,1	3,9
Sudeste/Centro-Oeste	209.059	254.707	304.611	4,0	3,6
Sul	58.764	70.273	83.486	3,6	3,5
Total	346.068	423.584	516.295	4,1	4,0

(*) Não inclui autoprodução clássica.
Fonte: EPE.

A Tabela 2-16 apresenta a evolução da participação do consumo dos estados hoje completamente isolados, no consumo total de energia elétrica dos sistemas isolados.

Tabela 2-16 - Rondônia, Acre, Amazonas, Roraima e Amapá - Participação no Consumo de Energia Elétrica dos Sistemas Isolados (%)

Estado	2005	2010	2015
Rondônia	19,9	20,0	19,2
Acre	6,3	6,2	6,1
Amazonas	52,3	54,9	58,3
Roraima	0,7	0,8	1,0
Amapá	7,7	8,5	8,1

Fonte: EPE.

A Tabela 2-17 e o Gráfico 2-1 mostram a evolução dos principais indicadores e resultados referentes à evolução da economia, população e consumo de energia elétrica, no Brasil, entre 1980 e 2015. Os valores para os anos de 2010 e 2015 são relativos à trajetória de referência. Ressalta-se que a intensidade elétrica, que apresentou um crescimento expressivo na década de 80 por conta da entrada em operação de grandes projetos industriais eletrointensivos, nomeadamente a expansão da indústria de alumínio na região Norte, ainda manteve crescimento significativo na década de 90. No horizonte da projeção (2006-2015), este indicador deverá crescer, porém de forma mais moderada, como resultado de uma maior eficiência energética da economia.

Tabela 2-17 - Brasil - Economia e Mercado de Energia Elétrica (1980-2015)

Discriminação	1980	1990	2000	2005 ⁽¹⁾	2010	2015
Produto Interno Bruto						
R\$ bilhões [2004]	1.069	1.249	1.624	1.819	2.213	2.745
Variação no período (% ao ano)	-	1,6	2,7	2,3	4,0	4,4
População Total Residente						
mil habitantes	119.844	145.130	170.894	182.508	193.027	202.416
Variação no período (% ao ano)	-	1,9	1,6	1,3	1,1	1,0
PIB per Capita						
R\$ [2004]/hab/ano	8.920	8.606	9.503	9.967	11.465	13.560
Variação no período (% ao ano)	-	-0,4	1,0	1,0	2,8	3,4
Consumo de Energia Elétrica⁽²⁾						
TWh	122	219	333	374	484	618
Variação no período (% ao ano)	-	6,0	4,3	2,3	5,3	5,0
Consumo de Energia Elétrica per Capita						
kWh/hab/ano	1.018	1.509	1.949	2.049	2.507	3.053
Variação no período (% ao ano)	-	4,0	2,6	1,0	4,1	4,0
Intensidade Elétrica do PIB						
kWh/R\$ [2004]	0,114	0,175	0,205	0,206	0,219	0,225
Elasticidade-Renda do Consumo de Energia Elétrica						
	-	3,84	1,61	1,02	1,32	1,14

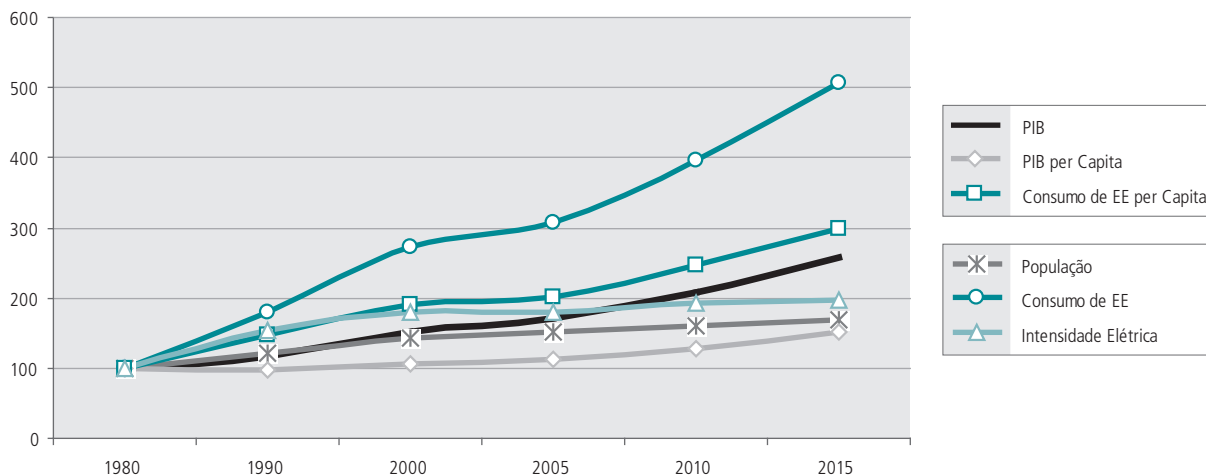
⁽¹⁾ Valores preliminares

⁽²⁾ Inclui autoprodução

Obs.: os valores para os anos de 2010 e 2015 correspondem à trajetória de referência.

Fonte: EPE.

Gráfico 2-1 - Brasil – Economia e Mercado de Energia Elétrica (1980-2015) - Principais Indicadores
Número Índice: base 1980=100



2.6 Projeções da Carga de Energia e de Demanda

2.6.1 Carga de Energia

A partir das projeções do consumo de energia elétrica, por subsistema interligado, e da premissa de que ocorrerá uma gradual redução do índice de perdas técnicas e comerciais nos quatro subsistemas interligados, conforme dados apresentados na Tabela 2-18, foram elaboradas as projeções da carga de energia anual por subsistema, para as três trajetórias econômicas consideradas.

Tabela 2-18 - Brasil - Índice de Perdas (% da Carga de Energia)

Ano	Sistemas Isolados	Subsistemas Interligados				SIN
		Norte	Nordeste	Sudeste/ Centro-Oeste	Sul	
2005	34,0	14,7	19,3	17,1	12,4	16,5
2010	26,0	14,4	18,0	16,4	12,0	15,8
2015	18,0	14,1	16,8	15,6	11,6	15,0

Fonte: EPE.

Na Tabela 2-19 e no Gráfico 2-2 apresenta-se um resumo das projeções da carga de energia do Sistema Interligado Nacional – SIN, expressa em MWmédio, para as três trajetórias consideradas.

A carga de energia situa-se, para a trajetória alta, 1,3% e 6,5% acima da trajetória de referência, respectivamente nos anos de 2010 e 2015. No caso da trajetória baixa, a carga é, respectivamente, 4,5% e 8,9% inferior à carga de referência.

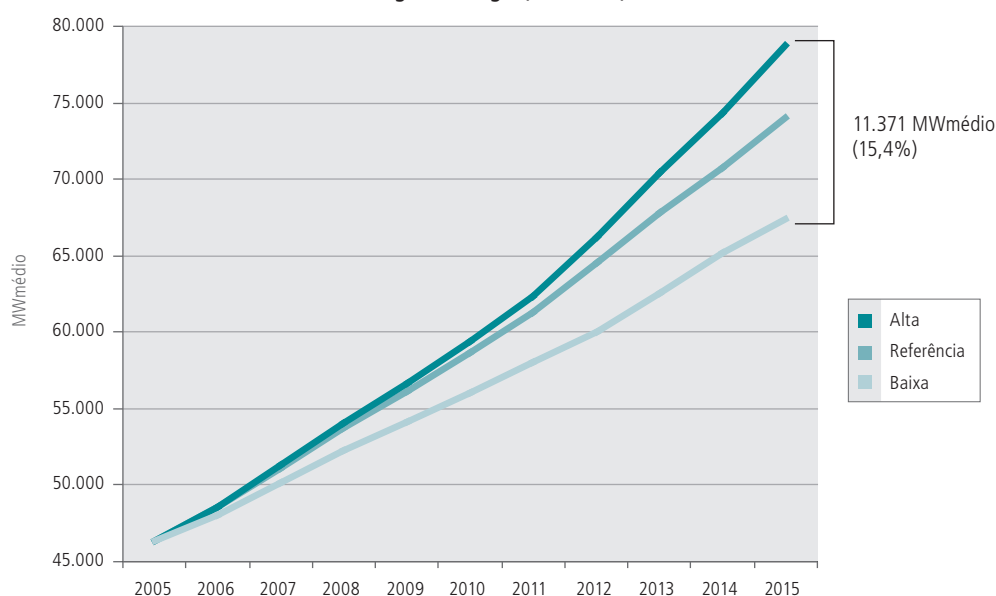
Observa-se que, a carga de energia cresce a taxas um pouco inferiores às do consumo de energia elétrica, devido ao fato de estar ocorrendo uma redução gradual do índice de perdas ao longo do tempo.

Tabela 2-19 - Sistema Interligado Nacional - Carga de Energia (MWmédio)

Período	Trajetória		
	Referência	Alta	Baixa
Carga de Energia (MWmédio)			
2005	46.341	46.341	46.341
2010	58.635	59.378	56.003
2015	73.998	78.789	67.418
Varição (% ao ano)			
2005-2010	4,8	5,1	3,9
2010-2015	4,8	5,8	3,8
2005-2015	4,8	5,5	3,8

Fonte: EPE.

Gráfico 2-2 - Sistema Interligado Nacional – Trajetórias: Alta, Referência e Baixa Carga de Energia (MWmédio)



O Gráfico 2-3 mostra os acréscimos anuais da carga de energia do Sistema Interligado Nacional, correspondentes às três trajetórias consideradas, que dão uma medida das necessidades de expansão do sistema para o atendimento dos respectivos requisitos de energia.

Além das diferenças decorrentes de postergação de entradas de cargas industriais nos cenários de crescimento econômico mais baixo, observa-se ainda que, no período 2012-2015, a taxa de crescimento da economia na trajetória alta é 33% superior à da trajetória de referência e a da trajetória baixa é 22% inferior, resultando em diferenças entre os acréscimos anuais de carga, para as trajetórias de referência e baixa, próximas a 1.000 MWmédios, nos últimos anos, e diferenças mesmo superiores a 1.000 MWmédios anuais entre os correspondentes acréscimos, quando se comparam as trajetórias de referência e alta.

Na Tabela 2-20, apresentam-se as projeções da carga de energia do Sistema Interligado Nacional, expressa em MWmédio, por subsistema interligado, para as três trajetórias.

No que se refere aos Sistemas Isolados, conforme se pode observar na Tabela 2-18, o nível de perdas ainda é muito elevado (34%), havendo espaço, portanto, para uma redução significativa. As projeções da carga de energia incorporam tal redução, levando o índice de perdas a atingir 18% ao final do horizonte. Como consequência, a carga de energia dos Sistemas Isolados cresce a taxas inferiores às do consumo: 6,0% contra 8,3% ao ano, em média no período 2005-2015, no caso da trajetória de referência. A Tabela 2-21 apresenta as projeções da carga de energia para o conjunto dos Sistemas Isolados.

Gráfico 2-3 - Sistema Interligado Nacional - Trajetórias: Alta, Referência e Baixa - Acréscimos Anuais da Carga de Energia (MWmédio)

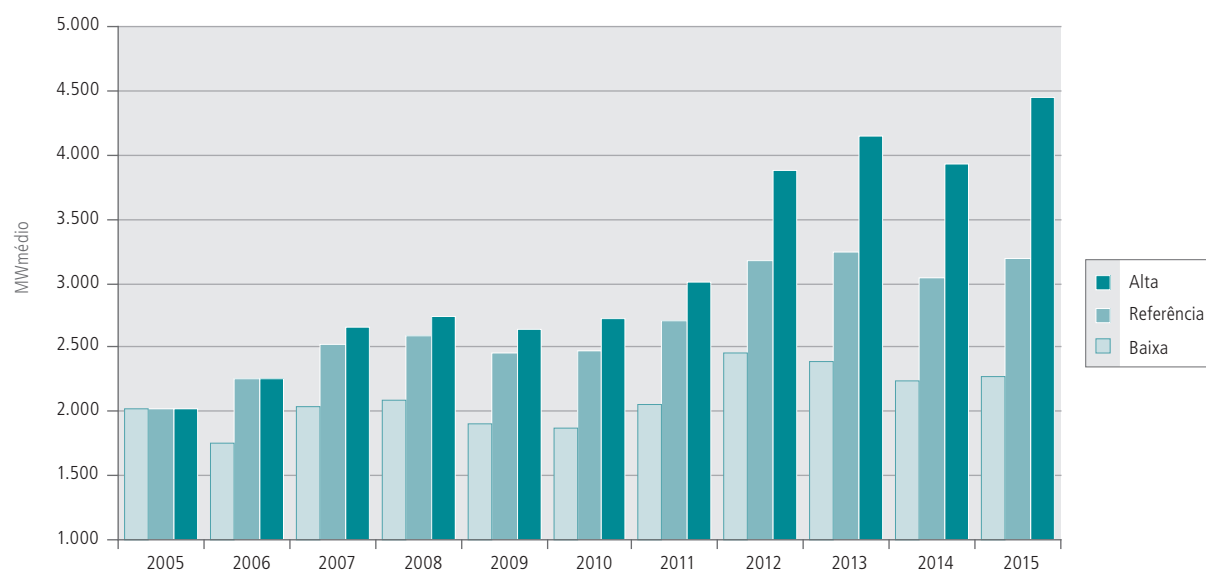


Tabela 2-20 - Sistema Interligado Nacional e Subsistemas - Carga de Energia (MWmédio)

Subsistema	Carga de Energia (MWmédio)			Variação (% ao ano)	
	2005	2010	2015	2005-2010	2010-2015
Trajetoória de Referência					
Norte	3.150	4.098	6.039	5,4	8,1
Nordeste	6.725	8.526	10.712	4,9	4,7
Sudeste/Centro-Oeste	28.812	36.433	45.346	4,8	4,5
Sul	7.654	9.578	11.901	4,6	4,4
SIN	46.341	58.635	73.998	4,8	4,8
Trajetoória Alta					
Norte	3.150	4.124	6.479	5,5	9,5
Nordeste	6.725	8.661	11.584	5,2	6,0
Sudeste/Centro-Oeste	28.812	36.889	47.995	5,1	5,4
Sul	7.654	9.704	12.731	4,9	5,6
SIN	46.341	59.378	78.789	5,1	5,8
Trajetoória Baixa					
Norte	3.150	4.002	5.746	4,9	7,5
Nordeste	6.725	8.113	9.670	3,8	3,6
Sudeste/Centro-Oeste	28.812	34.776	41.224	3,8	3,5
Sul	7.654	9.113	10.778	3,6	3,4
SIN	46.341	56.003	67.418	3,9	3,8

Fonte: EPE

Tabela 2-21 - Sistemas Isolados - Carga de Energia (MWmédio)

Período	Trajetória		
	Referência	Alta	Baixa
Carga de Energia (MWmédio)			
2005	1.242	1.242	1.242
2010	1.678	1.699	1.596
2015	2.226	2.369	2.009
Varição (% ao ano)			
2005-2010	6,2	6,5	5,1
2010-2015	5,8	6,9	4,7
2005-2015	6,0	6,7	4,9

Fonte: EPE.

2.6.2 Carga de Demanda

Com base nas projeções da carga de energia e na hipótese de que os valores dos fatores de carga dos subsistemas interligados Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul, se manterão aproximadamente constantes e iguais aos respectivos valores no ano de 2004, ao longo do horizonte decenal, projeta-se a carga de demanda, para os quatro subsistemas, dividindo a carga de energia, expressa em MWmédio, pelo respectivo fator de carga.

Para ressaltar que o conceito de demanda que está sendo utilizado é o da demanda integralizada em uma hora, é habitual representar a carga de demanda em MWh/h, embora, em termos de unidades físicas, isso seja dimensionalmente equivalente a MW.

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.

A título de exemplo, pode-se dizer que a diferença para a unidade do fator de diversidade entre os subsistemas Norte e Nordeste é uma medida de quanto o valor da demanda máxima anual (integralizada em uma hora) do sistema Norte/Nordeste se afasta da soma dos valores das demandas máximas anuais dos subsistemas Norte e Nordeste, independentemente dos momentos de ocorrência dessas três demandas máximas.

Os fatores de carga utilizados para os quatro subsistemas interligados, considerados constantes ao longo de todo o período 2005-2015, foram os seguintes:

Subsistema Interligado	Fator de Carga (%)
Norte	85,4
Nordeste	75,8
Sudeste/Centro-Oeste	75,3
Sul	72,7

Por sua vez, os fatores de diversidade, estimados com base no histórico dos últimos anos, excluindo-se o período de racionamento, são os seguintes:

Sistema Interligado	Fator de Diversidade
Norte/Nordeste	0,98257
Sul/Sudeste/Centro-Oeste	0,99382
SIN	0,98884

Utilizando os fatores de carga e os fatores de diversidade, chegou-se às projeções da carga de demanda (demanda máxima integralizada em uma hora) para o Sistema Interligado Nacional, conforme apresentado na Tabela 2-22.

Tabela 2-22 - Sistema Interligado Nacional - Carga de Demanda (MWh/h)

Período	Trajetória		
	Referência	Alta	Baixa
Carga de Demanda (MWh/h) (*)			
2005	60.164	60.164	60.164
2010	76.101	77.070	72.669
2015	95.887	102.085	87.319
Variação (% ao ano)			
2005-2010	4,8	5,1	3,8
2010-2015	4,7	5,8	3,7
2005-2015	4,8	5,4	3,8

(*) Demanda máxima integralizada em uma hora.
Fonte: EPE.

A Tabela 2-23 apresenta a projeção da carga de demanda por sistema e subsistema interligado.

No que diz respeito à projeção da carga de demanda para os Sistemas Isolados, admitiu-se que o fator de carga permaneceria, aproximadamente, constante, em torno de 72%, ao longo de todo o período.

As projeções da carga de demanda para os Sistemas Isolados estão apresentadas na Tabela 2-24.

Tabela 2-23 - Sistema Interligado Nacional e Subsistemas - Carga de Demanda (MWh/h)

Subsistema	Carga de Demanda (MWh/h)			Variação (% ao ano)	
	2005	2010	2015	2005-2010	2011-2015
Trajetoária de Referência					
Norte	3.688	4.798	7.071	5,4	8,1
Nordeste	8.869	11.244	14.127	4,9	4,7
Sudeste/Centro-Oeste	38.272	48.395	60.235	4,8	4,5
Sul	10.535	13.184	16.380	4,6	4,4
N/NE	12.338	15.762	20.828	5,0	5,7
S/SE/CO	48.505	61.198	76.142	4,8	4,5
SIN	60.164	76.101	95.887	4,8	4,7
Trajetoária Alta					
Norte	3.688	4.828	7.585	5,5	9,5
Nordeste	8.869	11.422	15.277	5,2	6,0
Sudeste/Centro-Oeste	38.272	49.001	63.753	5,1	5,4
Sul	10.535	13.357	17.523	4,9	5,6
N/NE	12.338	15.967	22.464	5,3	7,1
S/SE	48.505	61.973	80.774	5,0	5,4
SIN	60.164	77.070	102.085	5,1	5,8
Trajetoária Baixa					
Norte	3.688	4.685	6.728	4,9	7,5
Nordeste	8.869	10.699	12.752	3,8	3,6
Sudeste/Centro-Oeste	38.272	46.194	54.759	3,8	3,5
Sul	10.535	12.543	14.835	3,6	3,4
N/NE	12.338	15.116	19.140	4,1	4,8
S/SE/CO	48.505	58.374	69.164	3,8	3,5
SIN	60.164	72.669	87.319	3,8	3,7

Fonte: EPE.

Tabela 2-24 - Sistemas Isolados - Carga de Demanda (MWh/h)

Período	Trajetória		
	Referência	Alta	Baixa
Carga de Demanda (MWh/h)			
2005	1.746	1.746	1.746
2010	2.328	2.357	2.214
2015	3.096	3.295	2.794
Varição (% ao ano)			
2005-2010	5,9	6,2	4,9
2010-2015	5,9	6,9	4,8
2005-2015	5,9	6,6	4,8

Fonte: EPE.

2.7 Detalhamento da Projeção de Referência

Neste item, é apresentada a projeção do mercado de energia elétrica correspondente à trajetória econômica de referência, denominado mercado de referência, que servirá de base para o planejamento decenal da expansão do sistema elétrico. Apresenta-se a projeção do consumo, discriminado segundo as grandes classes (residencial, industrial, comercial e outras) para o Brasil e subsistemas elétricos, bem como as projeções da carga de energia e da carga de demanda do Sistema Interligado Nacional, desagregadas por subsistema interligado, e ainda a projeção da carga dos Sistemas Isolados para o período 2005-2015.

2.7.1 Projeção do Consumo por Classe e por Subsistema

Na Tabela 2-25 e na Tabela 2-26, apresentam-se as projeções do consumo de energia elétrica para o Brasil, ano a ano para o período 2005-2015, por classe e por subsistema elétrico.

Tabela 2-25 - Brasil - Consumo de Energia Elétrica por Classe (GWh) – Trajetória de Referência

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outras Classes	Total
2004(*)	78.469	156.771	49.686	46.552	331.478
2005	82.255	161.064	52.947	49.803	346.068
2006	87.531	167.649	56.457	52.264	363.901
2007	92.622	176.107	60.346	54.734	383.809
2008	97.912	184.553	64.451	57.274	404.190
2009	103.421	191.695	68.788	59.896	423.800
2010	109.155	198.404	73.370	62.601	443.530
2011	115.097	206.508	78.212	65.397	465.214
2012	121.562	216.953	83.653	68.368	490.535
2013	128.289	227.308	89.408	71.427	516.432
2014	135.261	235.677	95.477	74.561	540.976
2015	142.489	244.677	101.877	77.776	566.819
Varição (% ao ano)					
2005-2010	5,8	4,3	6,7	4,7	5,1
2010-2015	5,5	4,3	6,8	4,4	5,0
2005-2015	5,6	4,3	6,8	4,6	5,1
Estrutura de Participação (%)					
2005	23,8	46,5	15,3	14,4	100,0
2010	24,6	44,7	16,5	14,1	100,0
2015	25,1	43,2	18,0	13,7	100,0

(*) Valores verificados.
Fonte: EPE.

Tabela 2-26 - Brasil - Consumo de Energia Elétrica por Subsistema (GWh) – Trajetória de Referência

Ano	Sistemas Isolados	Subsistemas Interligados				SIN	Brasil
		Norte	Nordeste	Sudeste/ Centro-Oeste	Sul		
2004(*)	6.697	22.408	44.859	201.367	56.147	324.781	331.478
2005	7.178	23.526	47.541	209.059	58.764	338.890	346.068
2006	7.831	24.916	49.742	219.956	61.455	356.070	363.901
2007	8.577	26.206	52.737	231.950	64.340	375.233	383.809
2008	9.301	28.415	55.569	243.575	67.329	394.889	404.190
2009	10.067	29.709	58.295	255.092	70.637	413.733	423.800
2010	10.874	30.729	61.222	266.841	73.864	432.656	443.530
2011	11.766	33.624	64.178	278.462	77.184	453.448	465.214
2012	12.723	37.872	67.273	291.923	80.745	477.813	490.535
2013	13.764	42.135	70.452	305.692	84.389	502.668	516.432
2014	14.842	43.682	74.328	319.840	88.283	526.134	540.976
2015	15.988	45.460	78.118	335.072	92.180	550.831	566.819
Período	Variação (% ao ano)						
2005-2010	8,7	5,5	5,2	5,0	4,7	5,0	5,1
2010-2015	8,0	8,1	5,0	4,7	4,5	4,9	5,0
2005-2015	8,3	6,8	5,1	4,8	4,6	5,0	5,1
Período	Estrutura de Participação (%)						
2005	2,1	6,8	13,7	60,4	17,0	97,9	100,0
2010	2,5	6,9	13,8	60,2	16,7	97,5	100,0
2015	2,8	8,0	13,8	59,1	16,3	97,2	100,0

(*) Valores verificados.
Fonte: EPE.

As classes residencial e comercial são as que apresentam maiores crescimentos médios anuais no período 2005-2015: 5,6% e 6,8% ao ano, respectivamente. Dessa forma, a classe comercial é a que mais ganha em termos de participação no consumo total, passando dos atuais 15,3% para cerca de 18,0% em 2015. A classe residencial evolui de uma participação de 23,8% para 25,1% no final do horizonte. Por sua vez, a classe industrial e outras perdem participação, sendo a industrial aquela que vê mais reduzida sua participação: de 46,5% em 2005 para 43,2% em 2015.

No que se refere às projeções do consumo por subsistema elétrico, apresentadas na Tabela 2.26, 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, e, no caso do subsistema Norte, em virtude da entrada de grandes cargas industriais. Enquanto que o consumo no Brasil, para o período 2005-2015, cresce em média 5,1% ao ano, nos sistemas isolados cresce a 8,3% e no subsistema Norte a 6,8%. O subsistema Nordeste apresenta um crescimento de 5,1% ao ano, ligeiramente superior à média nacional, e os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul crescem a taxas inferiores a essa média: 4,8% e 4,6% ao ano, respectivamente.

Assim, a participação do consumo dos Sistemas Isolados no consumo total do Brasil aumenta de 2,1% em 2005 para 2,8% em 2015 e a participação do subsistema Norte interligado evolui de 6,8% para 8,0%. O subsistema Nordeste aumenta ligeiramente a participação, o Sul diminui um pouco, e o subsistema Sudeste/Centro-Oeste apresenta uma perda significativa, passando de 60,4% do mercado para 59,1% em 2015.

Para o consumo residencial, projeta-se um crescimento médio de 5,6% ao ano, no período 2005-2015, com o consumo médio por consumidor residencial crescendo a uma taxa média de 2,8% ao ano, passando de 142 kWh/mês em 2005 para 188 kWh/mês em 2015, e o número de consumidores residenciais crescendo a uma taxa de 2,8% ao ano, correspondendo a um acréscimo médio de cerca de 1,5 milhões de novos consumidores anuais. Na Tabela 2-27, apresenta-se a projeção do consumo por consumidor residencial e do número de consumidores residenciais.

Tabela 2-27 - Brasil - Consumo Residencial e Número de Consumidores - Trajetória de Referência

Ano	Consumo Residencial (GWh)	Número de Consumidores (mil)	Consumo por Consumidor (kWh/mês)
2004(*)	78.469	46.792	140
2005	82.255	48.193	142
2006	87.531	49.678	147
2007	92.622	51.162	151
2008	97.912	52.649	155
2009	103.421	54.145	159
2010	109.155	55.651	163
2011	115.097	57.155	168
2012	121.562	58.662	173
2013	128.289	60.172	178
2014	135.261	61.674	183
2015	142.489	63.172	188
Período	Variação (% ao ano)		
2005-2010	5,8	2,9	2,8
2010-2015	5,5	2,6	2,8
2005-2015	5,6	2,7	2,8

(*) Valores verificados.
Fonte: EPE.

O consumo comercial apresenta a dinâmica de maior crescimento no horizonte de projeção, com crescimento médio, no período 2005-2015, de 6,8% 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.

Para o consumo industrial total, projetou-se um crescimento de 4,3% ao ano, em média, no período 2005-2015. A parcela do consumo industrial tradicional apresenta, para o mesmo período, crescimento médio anual de 4,4%, enquanto que a parcela correspondente aos grandes consumidores industriais cresce 4,1% ao ano. A projeção dessas duas parcelas do consumo industrial está discriminada, anualmente, na Tabela 2-28.

Tabela 2-28 - Brasil - Consumo Industrial – Grandes Consumidores e Industrial Tradicional (GWh) - Trajetória de Referência

Ano	Industrial Total	Grandes Consumidores	Industrial Tradicional
2004(*)	156.771	63.418	93.353
2005	161.064	66.066	94.997
2006	167.649	68.529	99.120
2007	176.107	72.690	103.417
2008	184.553	76.701	107.852
2009	191.695	79.249	112.446
2010	198.404	81.204	117.200
2011	206.508	84.254	122.254
2012	216.953	89.128	127.825
2013	227.308	93.686	133.622
2014	235.677	96.035	139.642
2015	244.677	98.778	145.899
Período	Variação (% ao ano)		
2005-2010	4,3	4,2	4,3
2010-2015	4,3	4,0	4,5
2005-2015	4,3	4,1	4,4
Período	Estrutura de Participação (%)		
2005	100,0	41,0	59,0
2010	100,0	40,9	59,1
2015	100,0	40,4	59,6

(*) Valores verificados.
Fonte: EPE.

De fato, para projetar o consumo dos grandes consumidores, projetou-se, inicialmente, o seu consumo total de eletricidade, incluindo a autoprodução clássica, e, em seguida, retirou-se essa autoprodução para obter o consumo a ser atendido pelo sistema elétrico. Na Tabela 2-29, apresenta-se a projeção do consumo industrial total dos grandes consumidores e da correspondente autoprodução clássica.

Tabela 2-29 - Brasil - Consumo Industrial – Grandes Consumidores Industriais e Autoprodução Clássica (GWh) - Trajetória de Referência

Ano	Consumo Total ⁽¹⁾	Autoprodução ⁽²⁾	Consumo ⁽³⁾
2004(*)	80.469	17.052	63.418
2005	83.700	17.633	66.066
2006	86.815	18.286	68.529
2007	92.648	19.958	72.690
2008	98.924	22.223	76.701
2009	105.520	26.271	79.249
2010	108.702	27.498	81.204
2011	114.246	29.991	84.254
2012	120.121	30.993	89.128
2013	126.199	32.513	93.686
2014	129.672	33.636	96.035
2015	133.604	34.826	98.778
Período	Variação (% ao ano)		
2005-2010	5,4	9,3	4,2
2010-2015	4,2	4,8	4,0
2005-2015	4,8	7,0	4,1
Período	Estrutura de Participação (%)		
2005	100,0	21,1	78,9
2010	100,0	25,3	74,7
2015	100,0	26,1	73,9

⁽¹⁾ Inclui autoprodução clássica

⁽²⁾ Autoprodução clássica

⁽³⁾ Consumo a ser atendido pelo sistema elétrico

(*) Valores verificados.

Fonte: EPE.

2.7.2 Sistemas Isolados

Para os Sistemas Isolados espera-se um crescimento do mercado da ordem de 8,3% ao ano entre 2005 e 2015. O consumo residencial deverá evoluir, no período, a uma taxa média de 9,4%. Para o consumo comercial projetou-se um crescimento médio de 9,5% ao ano, no mesmo período. As classes residencial e comercial, em conjunto, respondem por 54% do mercado total dos Sistemas Isolados. O consumo industrial, por sua vez, deverá crescer, no período, 6,5%. Os resultados da projeção por classe, para os Sistemas Isolados, estão apresentados na Tabela 2-30.

Tabela 2-30 - Sistemas Isolados - Consumo por Classe (GWh) – Trajetória de Referência

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outras Classes	Total
2004(*)	2.290	1.688	1.301	1.418	6.697
2005	2.421	1.791	1.419	1.548	7.178
2006	2.718	1.905	1.542	1.667	7.831
2007	3.006	2.049	1.708	1.814	8.577
2008	3.290	2.183	1.874	1.954	9.301
2009	3.592	2.323	2.052	2.099	10.067
2010	3.913	2.468	2.243	2.251	10.874
2011	4.267	2.627	2.455	2.416	11.766
2012	4.647	2.797	2.690	2.588	12.723
2013	5.062	2.982	2.948	2.773	13.764
2014	5.492	3.170	3.220	2.960	14.842
2015	5.951	3.368	3.514	3.154	15.988
Período	Variação (% ao ano)				
2005-2010	10,1	6,6	9,6	7,8	8,7
2010-2015	8,7	6,4	9,4	7,0	8,0
2005-2015	9,4	6,5	9,5	7,4	8,3
Período	Estrutura de Participação (%)				
2005	33,7	24,9	19,8	21,6	100,0
2010	36,0	22,7	20,6	20,7	100,0
2015	37,2	21,1	22,0	19,7	100,0

(*) Valores verificados.
Fonte: EPE.

2.7.3 Subsistema Norte Interligado

O mercado do Subsistema Norte Interligado cresce, em média, 5,5% ao ano no período 2005-2010 e 8,1% ao ano no período 2010-2015, resultando num crescimento médio anual de 6,8% no período 2005-2015.

A grande aceleração do crescimento do consumo, no segundo período, está fortemente influenciada pelo incremento do consumo industrial (8,9% ao ano) devido, principalmente, à hipótese de implantação de uma planta de alumínio na região, com capacidade instalada de 400 mil toneladas por ano de alumínio primário (equivalente à duplicação da Albrás). Admitiu-se que essa unidade industrial entraria em operação entre 2012 e 2013, no caso da trajetória de referência.

O consumo comercial também apresenta um forte ritmo de crescimento na região: cerca de 7,1% ao ano em todo o horizonte decenal.

O consumo residencial crescerá a taxas médias anuais de 7,0% e 6,5%, respectivamente, nos dois períodos, 2005-2010 e 2010-2015, resultado de uma desaceleração progressiva na incorporação de novos consumidores, que crescem a uma taxa de 3,8% ao ano no primeiro período contra 3,3% no segundo. Por sua vez, o consumo médio por consumidor residencial apresenta crescimentos de 3,1% ao ano e 3,2% ao ano, respectivamente, nos mesmos períodos. Os resultados das projeções do Subsistema Norte Interligado estão apresentados na Tabela 2-31.

Tabela 2-31 - Subsistema Norte Interligado - Consumo por Classe (GWh) – Trajetória de Referência

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outras Classes	Total
2004(*)	2.946	16.077	1.618	1.767	22.408
2005	3.129	16.767	1.737	1.893	23.526
2006	3.364	17.715	1.848	1.989	24.916
2007	3.600	18.536	1.982	2.088	26.206
2008	3.848	20.252	2.125	2.191	28.415
2009	4.108	21.027	2.276	2.298	29.709
2010	4.382	21.503	2.436	2.408	30.729
2011	4.669	23.827	2.606	2.522	33.624
2012	4.983	27.447	2.798	2.643	37.872
2013	5.312	31.052	3.002	2.768	42.135
2014	5.657	31.911	3.218	2.896	43.682
2015	6.017	32.969	3.446	3.028	45.460
Período	Variação (% ao ano)				
2005-2010	7,0	5,1	7,0	4,9	5,5
2010-2015	6,5	8,9	7,2	4,7	8,1
2005-2015	6,8	7,0	7,1	4,8	6,8
Período	Estrutura de Participação (%)				
2005	13,3	71,3	7,4	8,0	100,0
2010	14,3	70,0	7,9	7,8	100,0
2015	13,2	72,5	7,6	6,7	100,0

(*) Valores verificados.
Fonte: EPE.

2.7.4 Subsistema Nordeste Interligado

O mercado do Subsistema Nordeste cresce, em média, 5,1% ao ano no período 2005-2015 (Tabela 2-32). As classes residencial e comercial crescem a taxas relativamente elevadas, de 6,1% e 7,3% ao ano, respectivamente, no mesmo período. O número de novas ligações residenciais cresce a um ritmo um pouco inferior ao do subsistema Norte: 3,3% ao ano, no período 2005-2010, e 3,0% ao ano no segundo período.

O menor ritmo de crescimento do consumo industrial da região Nordeste, no segundo período, deve-se especialmente ao baixo desempenho dos grandes consumidores industriais, cujo consumo cresce apenas 2,2% ao ano nesse período contra 4,4% ao ano no primeiro período. De fato, na trajetória de referência, admitiram-se expansões não muito significativas dos grandes consumidores na região Nordeste e, quase todas elas, concentradas no período 2005-2010. Tais expansões ocorrem prioritariamente nos setores de soda-cloro, petroquímica e siderurgia.

Tabela 2-32 - Subsistema Nordeste Interligado - Consumo por Classe (GWh) – Trajetória de Referência

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outras Classes	Total
2004(*)	11.441	18.763	6.444	8.211	44.859
2005	12.092	19.680	6.934	8.835	47.541
2006	12.857	20.247	7.418	9.220	49.742
2007	13.649	21.530	7.938	9.621	52.737
2008	14.485	22.552	8.495	10.037	55.569
2009	15.365	23.368	9.094	10.469	58.295
2010	16.293	24.276	9.736	10.917	61.222
2011	17.270	25.100	10.426	11.383	64.178
2012	18.346	25.825	11.219	11.883	67.273
2013	19.481	26.496	12.073	12.401	70.452
2014	20.677	27.720	12.994	12.938	74.328
2015	21.937	28.705	13.985	13.492	78.118
Período	Variação (% ao ano)				
2005-2010	6,1	4,3	7,0	4,3	5,2
2010-2015	6,1	3,4	7,5	4,3	5,0
2005-2015	6,1	3,8	7,3	4,3	5,1
Período	Estrutura de Participação (%)				
2005	25,4	41,4	14,6	18,6	100,0
2010	26,6	39,7	15,9	17,8	100,0
2015	28,1	36,7	17,9	17,3	100,0

(*) Valores verificados.
Fonte: EPE.

2.7.5 Subsistema Sudeste/Centro-Oeste Interligado

O mercado do Subsistema Interligado Sudeste/Centro-Oeste cresce, em média, 5,0% ao ano no período 2005-2010 e 4,7% ao ano no período 2010-2015, resultando num crescimento médio anual de 4,8% no período 2005-2015. A classe comercial cresce em ritmo acelerado, com uma taxa média de 6,6% ao ano em todo o período 2005-2015.

Por sua vez, o consumo residencial crescerá a taxas inferiores às das regiões Norte e Nordeste, com um crescimento médio de 5,3% ao ano no período 2005-2015, resultado de um crescimento de 2,9% ao ano do consumo médio por consumidor residencial e de um incremento no número de novas ligações residenciais crescendo em torno de 2,3% ao ano, isto é, a um ritmo significativamente inferior ao das outras duas regiões mencionadas.

O consumo industrial tradicional cresce a um ritmo aproximadamente constante em todo o período 2005-2015, com uma taxa média de 4,3% ao ano. Por sua vez, os grandes consumidores industriais, que hoje respondem por cerca de 35% do consumo industrial da região, apresentam um crescimento de 4,3% ao ano no período 2005-2010, contra 2,6% ao ano no segundo período. As principais expansões consideradas no primeiro período, que acarretam aumento significativo de consumo de energia elétrica, concentram-se nos setores de siderurgia, alumínio e petroquímica. As projeções do mercado do Subsistema Sudeste/Centro-Oeste, por classe de consumo, estão apresentadas na Tabela 2-33.

Tabela 2-33 - Subsistema Sudeste/Centro-Oeste Interligado - Consumo por Classe (GWh) – Trajetória de Referência

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outras Classes	Total
2004(*)	48.680	94.978	32.066	25.643	201.367
2005	50.856	96.788	34.073	27.342	209.059
2006	53.918	100.964	36.334	28.741	219.956
2007	56.827	106.241	38.795	30.086	231.950
2008	59.848	110.859	41.393	31.476	243.575
2009	62.977	115.077	44.129	32.908	255.092
2010	66.218	119.230	47.009	34.383	266.841
2011	69.570	122.953	50.038	35.900	278.462
2012	73.211	127.772	53.430	37.511	291.923
2013	76.971	132.561	56.998	39.163	305.692
2014	80.846	137.395	60.745	40.854	319.840
2015	84.837	142.975	64.676	42.583	335.072
Período	Variação (% ao ano)				
2005-2010	5,4	4,3	6,6	4,7	5,0
2010-2015	5,1	3,7	6,6	4,4	4,7
2005-2015	5,3	4,0	6,6	4,5	4,8
Período	Estrutura de Participação (%)				
2005	24,3	46,3	16,3	13,1	100,0
2010	24,8	44,7	17,6	12,9	100,0
2015	25,3	42,7	19,3	12,7	100,0

(*) Valores verificados.
Fonte: EPE.

2.7.6 Subsistema Sul Interligado

O mercado do Subsistema Interligado Sul cresce, em média, 4,7% ao ano no período 2005-2010 e 4,5% ao ano no período 2010-2015, resultando num crescimento médio anual de 4,6% no período 2005-2015 (Tabela 2-34). A classe comercial cresce em ritmo acelerado, com uma taxa média de 6,3% ao ano no período 2005-2015.

No que se refere aos grandes consumidores industriais, ao contrário das outras regiões, no caso da região Sul, admitiu-se que eles apresentam pequena expansão do consumo, com uma taxa média de crescimento em torno de 1,7% ao ano no período 2005-2015.

Tabela 2-34 - Subsistema Sul Interligado - Consumo por Classe (GWh) – Trajetória de Referência

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outras Classes	Total
2004(*)	13.112	25.265	8.257	9.513	56.147
2005	13.757	26.038	8.784	10.185	58.764
2006	14.674	26.819	9.314	10.648	61.455
2007	15.540	27.751	9.923	11.125	64.340
2008	16.442	28.707	10.564	11.617	67.329
2009	17.378	29.899	11.237	12.123	70.637
2010	18.349	30.928	11.945	12.642	73.864
2011	19.321	32.000	12.687	13.176	77.184
2012	20.375	33.112	13.516	13.742	80.745
2013	21.464	34.217	14.387	14.321	84.389
2014	22.588	35.482	15.300	14.913	88.283
2015	23.747	36.660	16.255	15.518	92.180
Período	Variação (% ao ano)				
2005-2010	5,9	3,5	6,3	4,4	4,7
2010-2015	5,3	3,5	6,4	4,2	4,5
2005-2015	5,6	3,5	6,3	4,3	4,6
Período	Estrutura de Participação (%)				
2005	23,4	44,3	14,9	17,3	100,0
2010	24,8	41,9	16,2	17,1	100,0
2015	25,8	39,8	17,6	16,8	100,0

(*) Valores verificados.
Fonte: EPE.

2.7.7 Projeção da Carga de Energia – Sistema Interligado Nacional

A projeção da carga de energia do Sistema Interligado Nacional – SIN, correspondente à projeção do mercado (consumo) de referência apresentada anteriormente, foi elaborada, por subsistema elétrico interligado, utilizando como premissa básica um cenário de redução gradual das perdas totais (técnicas e comerciais) ao longo do período 2005-2015, conforme Tabela 2-35.

Os resultados obtidos estão resumidos na Tabela 2-36, onde se apresenta a projeção da carga de energia, expressa em MWmédio, para os quatro subsistemas interligados (Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul) e para o Sistema Interligado Nacional - SIN, e no Gráfico 2-4 que mostra os acréscimos anuais da carga de energia. Destacam-se os elevados incrementos da carga nos anos de 2012 e 2013, função, principalmente, da previsão de entrada em operação de uma grande carga de alumínio na Região Norte, equivalente a cerca de 700 MWmédios.

Tabela 2-35 - Sistema Interligado Nacional e Subsistemas Interligados - Índice de Perdas (% da Carga de Energia) Trajetória de Referência

Ano	Subsistemas Interligados				SIN
	Norte	Nordeste	Sudeste/ Centro-Oeste	Sul	
2004(*)	15,8	18,7	17,2	12,5	16,6
2005	14,7	19,3	17,1	12,4	16,5
2006	14,7	19,0	17,0	12,3	16,3
2007	14,6	18,8	16,8	12,2	16,2
2008	14,5	18,5	16,7	12,1	16,1
2009	14,5	18,3	16,5	12,0	15,9
2010	14,4	18,0	16,4	12,0	15,8
2011	14,3	17,8	16,2	11,9	15,6
2012	14,3	17,5	16,1	11,8	15,5
2013	14,2	17,3	15,9	11,7	15,3
2014	14,1	17,0	15,8	11,7	15,1
2015	14,1	16,8	15,6	11,6	15,0

(*) Valores verificados.
Fonte: EPE.

Tabela 2-36 - Sistema Interligado Nacional e Subsistemas Interligados - Carga de Energia (MWmédio) – Trajetória de Referência

Ano	Subsistemas Interligados				SIN
	Norte	Nordeste	Sudeste/ Centro-Oeste	Sul	
2004(*)	3.031	6.283	27.702	7.301	44.316
2005	3.150	6.725	28.812	7.654	46.341
2006	3.334	7.014	30.246	7.997	48.591
2007	3.503	7.413	31.838	8.365	51.120
2008	3.796	7.787	33.375	8.746	53.703
2009	3.965	8.144	34.890	9.168	56.167
2010	4.098	8.526	36.433	9.578	58.635
2011	4.481	8.910	37.952	10.000	61.342
2012	5.043	9.311	39.716	10.452	64.522
2013	5.606	9.721	41.516	10.914	67.757
2014	5.807	10.224	43.361	11.408	70.800
2015	6.039	10.712	45.346	11.901	73.998
Período	Variação (% ao ano)				
2005-2010	5,4	4,9	4,8	4,6	4,8
2010-2015	8,1	4,7	4,5	4,4	4,8
2005-2015	6,7	4,8	4,6	4,5	4,8
Período	Estrutura de Participação (%)				
2005	6,8	14,5	62,2	16,5	100,0
2010	7,0	14,5	62,1	16,3	100,0
2015	8,2	14,5	61,3	16,1	100,0

(*) Valores verificados.
Fonte: EPE.

Gráfico 2-4 - Sistema Interligado Nacional e Subsistemas - Acréscimos Anuais de Carga 2005- 2015 (MWmédio)



2.7.8 Projeção da Carga de Demanda – Sistema Interligado Nacional

Utilizando os fatores de carga, para cada um dos quatro subsistemas interligados (Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul), bem como os fatores de diversidade que traduzem a não simultaneidade da ponta dos diversos subsistemas, conforme indicado no item 2.6.2, obteve-se a projeção da carga de demanda (demanda máxima integralizada em uma hora) para os subsistemas e sistemas interligados, apresentada na Tabela 2-37.

Tabela 2-37 - Sistema Interligado Nacional e Subsistemas Interligados - Carga de Demanda (MWh/h) – Trajetória de Referência

Ano	Subsistema				Sistema		
	N	NE	SE/CO	S	N/NE	S/SE/CO	SIN
2004(*)	3.481	8.268	36.200	9.962	11.595	45.599	56.795
2005	3.688	8.869	38.272	10.535	12.338	48.505	60.164
2006	3.903	9.250	40.177	11.008	12.924	50.868	63.080
2007	4.102	9.776	42.292	11.514	13.636	53.473	66.360
2008	4.444	10.269	44.333	12.039	14.457	56.023	69.692
2009	4.643	10.739	46.346	12.619	15.114	58.600	72.891
2010	4.798	11.244	48.395	13.184	15.762	61.198	76.101
2011	5.246	11.750	50.413	13.764	16.700	63.780	79.582
2012	5.904	12.278	52.757	14.386	17.866	66.728	83.649
2013	6.564	12.819	55.147	15.022	19.045	69.736	87.790
2014	6.799	13.483	57.598	15.702	19.929	72.847	91.740
2015	7.071	14.127	60.235	16.380	20.828	76.142	95.887
Período	Variação (% ao ano)						
2005-2010	5,4	4,9	4,8	4,6	5,0	4,8	4,8
2010-2015	8,1	4,7	4,5	4,4	5,7	4,5	4,7
2005-2015	6,7	4,8	4,6	4,5	5,4	4,6	4,8

(*) Valores verificados.
Fonte: EPE

2.7.9 Projeção da Carga de Energia e de Demanda - Sistemas Isolados

A partir da projeção do consumo de energia elétrica para os Sistemas Isolados, apresentada no início deste capítulo, e de uma premissa sobre a redução do índice de perdas ao longo do horizonte decenal, obtém-se a projeção anual da carga de energia para o conjunto dos Sistemas Isolados. Utilizando um fator de carga baseado em valores históricos, obtém-se a correspondente projeção da carga de demanda.

As premissas adotadas para a evolução do índice de perdas e do fator de carga, assim como os valores resultantes para a carga de energia e para a carga de demanda dos Sistemas Isolados, estão apresentados na Tabela 2-38.

Tabela 2-38 - Sistemas Isolados - Carga de Energia (MWmédio) e Demanda (MWh/h) – Trajetória de Referência

Discriminação	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Perdas (%)	34,0	32,4	30,8	29,2	27,6	26,0	24,4	22,8	21,2	19,6	18,0
Carga de Energia	1.242	1.323	1.415	1.500	1.588	1.678	1.777	1.882	1.994	2.107	2.226
Fator de Carga (%)	71,2	72,0	72,0	72,2	72,0	72,1	72,0	72,1	71,9	71,9	71,9
Carga de Demanda	1.746	1.837	1.965	2.078	2.205	2.328	2.469	2.610	2.774	2.931	3.096

Fonte: EPE.

2.8 Comparações Internacionais

O consumo de energia elétrica de um país é função de uma série de variáveis, tais como o seu nível de desenvolvimento, o número de habitantes, a estrutura da sua matriz energética, a sua estrutura econômica, os hábitos de consumo de sua população, entre outras.

Algumas comparações acerca do consumo entre vários países, relativas ao ano de 2002, podem ser destacadas com base na Tabela 2-39.

Tabela 2-39 - Comparações Internacionais - Dados Relativos ao Ano de 2002

Pais	População (milhões)	PIB (US\$ bilhões) (*)	% do PIB Mundial	Consumo de En. Elétrica (TWh)	% Consumo Mundial	Consumo per Capita (kWh/hab)	Intensidade Elétrica (kWh/US\$) (*)
Mundo	6.195,66	35.317,65		14.701,27		2.373	0,416
Alemanha	82,48	2.715,40	7,7	556,09	3,8	6.742	0,205
Argentina	36,48	249,60	0,7	75,96	0,5	2.082	0,304
Brasil	174,49	809,93	2,3	321,55	2,2	1.843	0,397
Brasil 2015	202,42	1.327,66	-	617,67	-	3.051	0,465
Canadá	31,41	751,04	2,1	532,11	3,6	16.941	0,708
China	1.287,15	1.381,62	3,9	1.554,37	10,6	1.208	1,125
EUA	287,46	9.196,40	26,0	3.802,38	25,9	13.228	0,413
França	61,23	1.831,52	5,2	451,05	3,1	7.366	0,246
Índia	1.048,64	517,26	1,5	441,52	3,0	421	0,854
Japão	127,44	5.715,29	16,2	1.047,56	7,1	8.220	0,183
Reino Unido	59,21	1.375,93	3,9	364,62	2,5	6.158	0,265
Rússia	144,07	469,30	1,3	770,77	5,2	5.350	1,642

Obs.: Os dados referem-se ao ano de 2002; para o Brasil, apresenta-se, também, os dados para 2015 associados à trajetória de referência.

(*) Os valores de PIB e Intensidade Elétrica são expressos em US\$ constante de 1995

Fonte: Key World Energy Statistics 2004 - Agência Internacional de Energia.

Nota-se, claramente, que países em desenvolvimento, tais como China e Índia, apresentam elevados patamares de consumo de energia elétrica que, comparados ao seu PIB, caracterizam economias bastante eletrointensivas.

Analisando o consumo de energia elétrica dos países desenvolvidos, que apresentam bons indicadores de desenvolvimento humano, nota-se que elevados padrões de consumo energético, tais como o dos EUA, não representa condição indispensável ao desenvolvimento de uma nação. A trajetória para o desenvolvimento sustentável deve assimilar tecnologias mais eficientes e novas estratégias de oferta e consumo que sejam capazes de alavancar o crescimento econômico e a melhoria das condições de vida da população através do uso racionalizado dos recursos energéticos.

Com respeito às projeções para os próximos anos, de acordo com o *International Energy Outlook 2005 do U.S. Department of Energy* - DOE, a expectativa é que o PIB brasileiro cresça em média 3,9% ao ano entre 2005 e 2015. O valor é ligeiramente superior ao da trajetória de crescimento baixo considerada neste trabalho. Tomando a trajetória de referência, onde a média de crescimento do PIB no período é de 4,2% ao ano, a economia nacional estaria crescendo alinhada à média das economias de transição⁴ no relatório do DOE. Na trajetória alta, o país estaria crescendo alinhando ao crescimento das economias emergentes.⁵

Avaliando as projeções do DOE e de acordo com a trajetória de referência, a participação do Brasil no consumo mundial de eletricidade deverá crescer de 2,2% em 2002 para 2,9% em 2015. Na trajetória de crescimento baixo, as projeções seguem o comportamento médio mundial estimado pelo DOE para o período.

⁴Economias de transição são consideradas aquelas que estão migrando de um planejamento econômico centralizado para uma economia de mercado.

⁵Essas incluem países em desenvolvimento, mas caminham para padrões de consumo de energia tais como os das economias maduras nas próximas duas décadas. Em geral, essas economias têm apresentado rápido crescimento econômico tais como China e Índia.

Mesmo na hipótese de se realizar o consumo previsto na trajetória baixa, o consumo de energia elétrica no Brasil em 2015 ultrapassará o consumo da Alemanha em 2002.

Em todas as trajetórias apresentadas, destaca-se o forte crescimento do consumo de energia elétrica do Subsistema Interligado Norte que chega a crescer a uma taxa média de 9,5% ao ano, no segundo quinquênio, na trajetória alta. Para se ter uma idéia do elevado crescimento projetado para essa região, o seu consumo em 2002 é ligeiramente inferior ao consumo da Argélia e, em 2015, na trajetória de referência, seria equivalente ao consumo de Portugal ou do Chile em 2002. Para melhor comparação, vale lembrar que o PIB per capita da Argélia, em 2002, era de US\$ 1.665 (em US\$ [1995]) e o seu IDH⁶ igual a 0,704, enquanto que, em Portugal e no Chile, no mesmo ano, o PIB per capita situava-se, respectivamente, em US\$ 12.790 e US\$ 5.432, e o IDH em 0,897 e 0,839.

Nas três trajetórias, o consumo do Subsistema Interligado Sudeste/Centro-Oeste, em 2015, será maior do que o da Itália em 2002. No Subsistema Interligado Nordeste, o consumo projetado, na trajetória de referência para 2015, seria comparável ao consumo da Bélgica em 2002 e superior ao consumo da Argentina, nesse mesmo ano. Por sua vez, para o Subsistema Interligado Sul, o consumo correspondente à trajetória de referência seria comparável ao de países como Holanda ou Noruega em 2002.

O consumo per capita nacional deverá atingir, em 2015, níveis próximos aos atuais da Polônia (3.217 kWh anuais per capita em 2002) que tem um PIB per capita 35% superior ao brasileiro e IDH igual a 0,85 enquanto que, no Brasil, este índice é de 0,775 (valores referentes ao ano de 2002).

A economia do país torna-se mais intensiva em energia elétrica, chegando ao final do horizonte com uma intensidade elétrica da ordem de 0,465 kWh/US\$ (referida a US\$ constante de 1995), superior, portanto, às atuais intensidades elétricas da economia americana e da economia mundial.

A apresentação dessas comparações corrobora com a hipótese de que o aumento do consumo de energia está intimamente ligado ao desenvolvimento do país.

Portanto, a expansão do consumo de energia elétrica representada nas três trajetórias certamente virá acompanhada de crescimento econômico e desenvolvimento regional. Notadamente, esse processo será mais intenso na região Norte, reduzindo as disparidades regionais existentes hoje no país.

⁶IDH – Índice de Desenvolvimento Humano. Os valores de IDH foram extraídos do Human Development Report 2004 – United Nations Development Programme – UNDP.



Geração de Energia Elétrica

3

Metodologia e Critérios

Diretrizes e Premissas

Expansão da Geração para o Cenário de Mercado de Referência

Expansão da Geração para o Cenário de Mercado Alto

Expansão da Geração para o Cenário de Mercado Baixo

Análises Adicionais

O objetivo do presente estudo de planejamento da expansão da geração é apresentar uma configuração de referência para a expansão da geração do Sistema Interligado Nacional (SIN) e das principais interligações entre os subsistemas no horizonte 2006/2015, atendendo às projeções do mercado previsto, segundo 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 descritos os procedimentos metodológicos adotados para a formulação dos cenários de expansão da geração.

Em seguida, são apresentadas as premissas e diretrizes formuladas para a elaboração da expansão da geração, a descrição detalhada da configuração de referência de usinas, associada ao atendimento do cenário de mercado de referência, bem como os correspondentes resultados de riscos de déficit de energia e custos marginais de operação⁷.

Na seqüência, são apresentadas as configurações de expansão da geração considerando cenários de crescimento do consumo de energia elétrica para duas outras hipóteses de crescimento da economia: mercados alto e baixo, conforme tratado no Capítulo 2.

Finalmente, são apresentadas as avaliações adicionais efetuadas, contemplando o atendimento à demanda máxima do sistema e análises de sensibilidade, considerando, em função de condicionantes estratégicas e socioambientais, o efeito de hipóteses de postergações de projetos componentes da configuração de referência, de modo a sinalizar suas conseqüências sobre as condições de atendimento às projeções de consumo.

3.1 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, em pelo menos um mês do ano, 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 de obras mais econômica, em termos de seus custos de geração e das ampliações das capacidades de intercâmbio entre os subsistemas. Foram selecionadas como candidatas, obras julgadas como socioambientalmente viáveis e com datas previstas de início de operação compatíveis com os prazos necessários ao desenvolvimento de suas etapas de projeto, licenciamento ambiental e construção. Desta forma, ao simular a operação futura do referido parque gerador, para um determinado cenário de mercado, a probabilidade de haver déficit de energia de cada ano do horizonte decenal 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 expansão para cada ano no período 2009 a 2015. A metodologia consiste em agregar fontes de geração de energia, segundo um critério de ordenação dos índices custo/benefício⁸ dos projetos candidatos no período 2009/2015, de tal forma que o custo marginal de operação em cada subsistema seja igual ao custo marginal de expansão, pré-fixado em R\$ 118/MWh.

⁷ Representa a média anual dos custos marginais de operação para cada hipótese hidrológica da simulação energética probabilística.

⁸ O custo marginal de expansão é o custo 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 2005 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 uma estimativa para o custo marginal de expansão do sistema naquele momento.

Este valor foi estimado com base em uma média ponderada de preços finais relativos ao conjunto de novos empreendimentos hidrelétricos e termelétricos que venderam energia a ser entregue às distribuidoras do SIN a partir de janeiro de 2010, no leilão de compra de energia realizado em dezembro de 2005. Adotou-se como tolerância superior no processo de convergência o valor de R\$130/MWh para o custo marginal de expansão, correspondente ao valor de preço máximo obtido na mesma amostra. O Anexo VI apresenta a tabela com o cálculo da estimativa para o custo marginal de expansão.

Resumidamente, dado um determinado custo do déficit⁹, o planejamento da expansão da geração deve atender ao critério de segurança estabelecido pelo CNPE em que o risco anual de déficit não deve superar 5% em cada subsistema e, simultaneamente, ao critério da expansão econômica com a igualdade do custo marginal de operação e do custo marginal de expansão.

O fato de o 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.

3.2 Diretrizes e Premissas

3.2.1 Sistema Existente

A capacidade instalada do Brasil em 31/12/2005, considerando todo o parque gerador existente, as interligações internacionais já em operação e também a parcela de Itaipu importada do Paraguai, é da ordem de 100.000 MW, conforme detalhado na Tabela 3-1

Tabela 3-1 - Parque Gerador Existente em Dezembro/2005 no Brasil (MW)

Fonte	Capacidade Instalada (MW)
Hidrelétrica	69.631
Termelétrica	19.770
Nuclear	2.007
PCH	1.330
Subtotal	92.738
Interligação com a Argentina	2.178
Parcela de Itaipu da ANDE	5.600
Total	100.516

Fonte: BIG – Banco de Informações da ANEEL, 30/01/2006. Valores fiscalizados pela ANEEL, considerando as potências a partir da operação comercial da primeira unidade geradora.

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 Sudeste/ Centro-Oeste a partir de janeiro/2008, e Manaus-Macapá a partir de janeiro/2012.

Os valores acima apresentados se referem à capacidade instalada do Brasil. Observa-se que os valores para o SIN são inferiores, conforme mostrado na Tabela 3.2.

⁹ O custo do déficit utilizado neste ciclo de planejamento foi de R\$ 2.261/MWh, conforme Nota Técnica MME/SPD/DPE – “Estimativa de Valor para Patamar Único de Custo de Déficit”, de março/2005. Este valor também foi utilizado para o cálculo da garantia física de novos projetos no leilão de energia de dezembro/ 2005.

Tabela 3-2 - Parque Gerador Existente no Sistema Interligado Nacional em Dezembro/2005 no Brasil

Fonte	Capacidade Instalada (MW)
Hidrelétrica ^a	68.637
Termelétrica ^b	12.407
Nuclear	2.007
Outras Fontes ^c	2.899
Subtotal	85.950
Interligação com a Argentina	2.178
Parcela de Itaipu da ANDE	5.600
Total	93.728

^a Considera inclusive as UHÉs existentes nos atuais sistemas isolados (Acre-Rondônia e Manaus) e contém apenas a parcela brasileira da UHE Itaipu.

^b Considera inclusive o parque térmico atualmente instalado nos sistemas isolados Acre-Rondônia, Amapá e Manaus.

^c Somatório de pequenas centrais hidrelétricas e termelétricas que são consideradas como abatimento de carga para efeito da simulação. Foi considerado um fator de capacidade igual a 0,6 para obtenção do montante de potência.

3.2.2 Integração dos Sistemas Isolados

Com o objetivo de alcançar expressiva redução da Conta Conjunta de Combustível - CCC Sistemas Isolados, este Plano Decenal contempla a integração dos sistemas isolados do Acre, Rondônia, Macapá e Manaus ao SIN, por intermédio das linhas de transmissão Jauru/Vilhena, em 230 kV, e Tucuruí/Manaus (Cariiri), em 500 kV e Jurupari/Macapá, em 230 kV, em datas as mais cedo possível, haja vista as análises econômicas efetuadas.

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 Capítulo 4 – Transmissão de Energia Elétrica.

■ Sistema Isolado Acre-Rondônia

Este sistema será integrado ao SIN através da construção da LT Jauru/Vilhena, em 230 kV e com aproximadamente 350 km de extensão, cuja entrada em operação, bem como dos reforços associados à interligação no eixo Vilhena – Samuel, foi considerada a partir de janeiro/2008.¹⁰ É previsto que esta linha e os reforços associados sejam objeto de licitação até o final do primeiro semestre de 2006.

É prevista, também, para esse sistema a entrada em operação comercial do gasoduto Urucu – Porto Velho em dezembro/2007, juntamente com sua integração ao SIN. Este gasoduto terá capacidade para transportar cerca de 2,3 milhões de m³/dia de gás natural. Neste Plano, considerou-se a conversão de 360 MW do atual parque térmico para geração com gás natural.

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

¹⁰ Os estudos de integração deste sistema foram realizados pelo CCPE, e, em anos anteriores, pela Eletrobrás e Eletronorte, sendo que o grupo formado pela portaria MME 413/2005, que consolidou e reavaliou os estudos anteriores, recomenda, em seus relatórios finais, setembro/2008 como a data mais tarde para sua integração.

Tabela 3-3 - Parque Gerador Atual Instalado do Sistema Rondônia - Eletronorte

Usina	Localização	Nº Unidades	Tipo	Combustível	Potência (MW)	
					Nominal	Efetiva
UTE Rio Madeira	Porto Velho	4	TG	Óleo Diesel	3 x 21,3	3 x 18,0
					1 x 40,0	1 x 36,0
Total		4			103,9	90,0
PIE TNE (*)	Porto Velho	4	GD	Óleo Diesel	4 x 16,5	4 x 16,5
PIE TNE II	Porto Velho	3	TG	Óleo Diesel	3 x 80,0	3 x 80,0
		1	TV	Óleo Diesel	1 x 140,0	1 x 120,0
Total		8			446,0	426,0
UHE Samuel	Porto Velho	5	Kaplan		5 x 43,2	5 x 43,2
	(Rio Jamari)					
Total		5			216,0	216,0
Total Geral		17			765,9	732,0

Fonte: Eletronorte - Informativo Operacional (Dezembro/2005)
 TG - Turbina a Gás GD - Grupo Diesel TV - Turbina a Vapor
 (*) Desativada a partir de julho/2010 por encerramento de contrato

Tabela 3-4 - Parque Gerador Atual Instalado do Sistema Acre - Eletronorte

Usina	Localização	Nº Unidades	Tipo	Combustível	Potência (MW)	
					Nominal	Efetiva
UTE Rio Acre	Rio Branco	2	TG	Óleo Diesel	2 x 21,5	2 x 18,0
Total		2			43,0	36,0
UTE Rio Branco I	Rio Branco	2	GD	Óleo Diesel	2 x 1,50	2 x 1,20
		2	GD	Óleo Diesel	2 x 2,50	2 x 2,20
		3	GD	Óleo Diesel	3 x 3,47	3 x 3,00
Total		7			18,41	15,8
UTE Rio Branco II	Rio Branco	1	GD	Óleo Diesel	1 x 1,50	1 x 1,20
		4	GD	Óleo Diesel	4 x 1,75	4 x 1,20
		1	GD	Óleo Diesel	1 x 1,75	1 x 1,35
		9	GD	Óleo Diesel	9 x 2,50	9 x 2,20
Total		15			32,75	27,15
Total Geral		24			94,16	78,95

Fonte: Eletronorte - Informativo Operacional (Dezembro/2005)
 TG - Turbina a Gás GD - Grupo Diesel

O programa de expansão a partir de janeiro/2008, data prevista para a interligação do sistema Acre-Rondônia ao SIN, é apresentado na Tabela 3-5, e consta de uma única usina¹¹.

Tabela 3-5 - Programa de Expansão da Geração do Sistema de Rondônia

Data	Usina	Localização	Nº Unidades	Tipo	Potência Nominal (MW)
Jan/2008	UHE Rondon II	Pimenta Bueno	3	Kaplan	3 x 24,5
Total					73,5

¹¹ A data de entrada em operação para o projeto consta do Caderno de Acompanhamento das Usinas Hidrelétricas da Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração – SFG/ANEEL – versão de 15.12.2005

■ Sistemas Isolados de Manaus e Macapá

Análises preliminares indicaram que os sistemas isolados, de Manaus-Macapá¹² devem ser integrados ao SIN por meio da construção da LT Tucuruí/Manaus(Cariri) em 500 kV, com aproximadamente 1.470 km de extensão, e da LT Jurupari/Macapá, em 230 kV, com 340 km de extensão, que devem iniciar a operação a partir de janeiro/2012, e incorporará também, o atendimento a algumas localidades na margem esquerda do rio Amazonas.

Devido à competitividade do empreendimento, em face da CCC evitada, os estudos indicaram que a data mais cedo para a entrada em operação da interligação Tucuruí-Macapá-Manaus deve ficar restrita às questões do cronograma físico de sua implantação, e a mais tarde, o ano de 2012, vinculada ao balanço de atendimento à demanda máxima da carga elétrica de Manaus.

Deve ser destacado que estas linhas de transmissão, em especial a LT Tucuruí/Manaus, deverão ser licitadas somente após a obtenção de sua licença ambiental prévia, em prol da atenuação dos riscos do empreendedor e da conseqüente modicidade tarifária.

Por outro lado, face aos prazos físicos necessários para o desenvolvimento e implementação desse projeto, a data mais cedo de sua entrada em operação seria meados de 2011.

Destaca-se, também, neste sistema, a entrada em operação comercial do gasoduto Coari-Manaus em julho/2008, antes, portanto, de sua integração ao SIN. Este gasoduto disponibilizará 5 milhões de m³/dia de gás natural para geração de energia elétrica em Manaus, o que permitirá operar um parque termelétrico de cerca de 1.000 MW. Este montante de geração será obtido por meio de conversão de algumas usinas do atual parque gerador e de suas expansões previstas para o atendimento ao sistema até 2012.

Os parques geradores atuais instalados para os sistemas de Manaus e do Amapá são apresentados nas tabelas a seguir.

Tabela 3-6 - Parque Gerador Atual instalado do Sistema Manaus - Manaus Energia

Usina	Localização	Nº Unidades	Tipo	Combustível	Potência (MW)	
					Nominal	Efetiva
UTE Aparecida	Manaus	3	TG	Óleo Diesel	1 x 26,0	1 x 20,0
					2 x 42,0	2 x 36,0
Total		3			110,0	92,0
UTE Mauá	Manaus	4	TV	Óleo Combustível	2 x 18,6	2 x 18,0
					2 x 50,0	2 x 50,0
Total		4			137,2	136,0
UTE Eléctron	Manaus	6	TG	Óleo Diesel	6 x 20,0	6 x 17,0
Total		6			120,0	102,0
UHE Balbina	P. Figueiredo	5			5 x 50,0	5 x 50,0
	(Rio Uatumã)					
Total		5			250,0	250,0
Total Geral		18			617,2	580,0

Fonte: Eletronorte - Informativo Operacional (Dezembro/2005)

TG - Turbina a Gás TV - Turbina a Vapor

Obs: Após a integração ao SIN, a UTE Mauá será desativada, bem como a unidade 1, de 20 MW, da UTE Aparecida.

¹²A integração destes sistemas isolados ao SIN foi objeto de estudos tanto pelo CCPE, como pela Eletronorte e Eletrobrás, nas duas últimas décadas, sendo que o grupo formado pela portaria MME 413/2005, que consolidou e reavaliou os estudos anteriores, recomenda em seus relatórios finais a data de dezembro/2009 para sua integração

Tabela 3-7 - Parque Gerador Atual Instalado do Sistema Manaus - Manaus PIE

PIE	Localização	Tipo	Potência (MW)	
			Nominal	Efetiva
Usina A	UTE Mauá	TG	44,0	40,0
Usina B	UTE Mauá	TG	110,0	110,0
Usina D	UTE Aparecida	TG	88,0	80,0
Usina W	UTE Mauá	GDL	157,5	157,5
CGE Usina São José	SE São José	GDR	41,6	41,6
CGE Usina Cidade Nova	SE Cidade Nova	GDR	17,6	17,6
CGE Usina Flores	SE Flores	GDR	77,0	77,0
AGGREKO	UTE Mauá II	GDR	40,0	40,0
Total			575,7	563,7

Fonte: Eletronorte - Informativo Operacional (Dezembro/2005)

TG - Turbina a Gás GDL - Grupo Diesel Lento GDR - Grupo Diesel Rápido

OBS: Os PIEs CGE e AGGREKO serão desativados após a integração ao SIN e as Usinas A, B, D, W permanecerão com a Manaus Energia

Tabela 3-8 - Parque Gerador Atual Instalado do Sistema Amapá – Eletronorte

Usina	Localização	Nº Unidades	Tipo	Combustível	Potência (MW)	
					Nominal	Efetiva
UTE Santana	Santana	3	TG	Óleo Diesel	3 x 20,0	3 x 18,0
		4	GD	Óleo Diesel	4 x 15,7	4 x 15,7
Total		7			122,8	116,8
GEBRA	Santana	32	TG	Óleo Diesel	40,0	40,0
Total		32			40,0	40,0
UHE Coaracy Nunes	F. Gomes	3	Kaplan		2 x 24,0	2 x 24,0
	(Rio Araguari)				1 x 30,0	1 x 30,0
Total		3			78,0	78,0
Total Geral		42			240,8	234,8

Fonte: Eletronorte - Informativo Operacional (Dezembro/2005)

Nota: TG - Turbina a Gás GD - Grupo Diesel

OBS: Em 2007, a UTE GEBRA terá seu contrato encerrado, quando serão adquiridos 60 MW pela Eletronorte (40 MW para substituição da UTE GEBRA e 20 MW para expansão da oferta), conforme descrito na Tabela 3.10.

O programa de expansão necessário até a interligação ao SIN, prevista para janeiro/2012, é apresentado nas tabelas a seguir.

Tabela 3-9 - Programa de Expansão da Geração do Sistema Manaus

Data	Empreendimento	Tipo	Combustível	Potência (MW)
2006	PIEs	-	Óleo Diesel	305
2008	Expansão 1	GD		165
2009	Expansão 2	GD	Gás Natural	65
2010	Expansão 3	GD		130
2011	Expansão 4	GD		140
Total				805

Nota: GD - Grupo Diesel

Tabela 3-10 - Programa de Expansão da Geração do Sistema Amapá

Data	Empreendimento	Tipo	Combustível	Potência (MW)
Out/07	Expansão 1	GD	Óleo Diesel	60 ⁽¹⁾
Nov/08	Expansão 2	GD	Óleo Diesel	30
Nov/10	Expansão 3	GD	Óleo Diesel	10
Nov/11	Expansão 4	GD	Óleo Diesel	10
Total				110

OBS: ⁽¹⁾ Retirada dos 40 MW contratados junto a GEBRA e aquisição de 60 MW
 Nota: GD - Grupo Diesel

3.2.3 Fontes de Geração

Neste item, são apresentadas informações sobre as fontes de geração consideradas neste Plano, ou que poderão assumir papel relevante no desenvolvimento do parque gerador até 2015, como, por exemplo, a geração de energia elétrica a partir de hidrelétricas de médio e grande portes, do carvão mineral, da biomassa, do gás natural e de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs). Outras fontes não detalhadas neste item também poderão vir a participar da expansão do sistema, na medida em que se mostrem competitivas.

■ Hidreletricidade

A fonte hidrelétrica se constitui numa das maiores vantagens competitivas do país, por se tratar de um recurso renovável e com possibilidade de ser implementado pelo parque industrial brasileiro com mais de 90% (noventa por cento) de bens e serviços nacionais. Além do mais, 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 no momento para se estabelecer cenários mais robustos para a expansão com usinas hidrelétricas é a falta de informações sobre o potencial ainda a explorar 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. Por outro lado, os estudos recém desenvolvidos nem sempre observaram a otimização do uso dos recursos naturais nacionais.

Estes fatos levaram a decisão de se realizar novos estudos de inventário para melhor avaliar o potencial hidrelétrico nacional. Ao mesmo tempo, também, se demarrou a realização de estudos de viabilidade técnica, econômica e socioambiental para estabelecer novos paradigmas para os projetos apresentarem 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 3-11 apresenta os 8(oito) empreendimentos que possuem os estudos de viabilidade aprovados pela ANEEL e que representam o total de 1.466MW de capacidade instalada que ainda não foram licitados

Tabela 3-11 - Hidrelétricas com Estudos de Viabilidade Aprovados pela ANEEL e Não Licitados

Empreendimento	Rio	UF	Potência (MW)	Agente Interessado	Ato	Nº	Data
Ipueiras	Tocantins	TO	480,0	Ipueiras Energia	Despacho	1.687	27/10/2005
Sacos	Formoso	BA	50,0	Workinvest + Queiroz Galvão	Despacho	269	09/05/2002
Itaguaçu	Claro	GO	130,0	Consórcio Itaguaçu	Despacho	156	21/03/2002
Dardanelos	Aripuanã	MT	261,0	Eletronorte + CNO	Despacho	1.691	27/10/2005
Barra do Pomba	Paraíba do Sul	RJ	80,0	Santa Gisele	Despacho	1.689	27/10/2005
Cambuci	Paraíba do Sul	RJ	50,0	Santa Gisele	Despacho	1.690	27/10/2005
Mauá	Tibagi	PR	362,0	CNEC	Despacho	2.124	15/12/2005
Salto Grande	Chopim	PR	53,3	Foz do Chopim Energética	Despacho	138	18/03/2002
Total			1.466,3				

Fonte: ANEEL/SGH (Dezembro/2005)

Deve-se registrar que o IBAMA emitiu o ofício número 758/2005, datado de 09/12/2005, concluindo que o projeto submetido ao 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 e, portanto, esse projeto deverá ser revisto e um novo estudo de viabilidade deverá ser desenvolvido.

A Tabela 3-12 relaciona os 8 (oito) empreendimentos que apresentaram os estudos de viabilidades à ANEEL e que totalizam cerca de 20.130 MW de capacidade instalada. Estes projetos estão em análise pela referida entidade.

Tabela 3-12 - Hidrelétricas com Estudos de Viabilidade em Análise pela ANEEL

Empreendimento	Rio	UF	Potência (MW)	Agente Interessado
Belo Monte	Xingu	PA	11.182,0	Eletrobrás
Jirau	Madeira	RO	3.300,0	Furnas + CNO
Santo Antônio	Madeira	RO	3.150,4	Furnas + CNO
Tupiratis	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
Baixo Iguaçu (*)	Iguaçu	PR	350,0	Desenvix S/A
Telêmaco Borba (*)	Tibagi	PR	120,0	Promon Engenharia Ltda.
Total			20.130,40	

(*) Em vias de aprovação
Fonte: ANEEL/SGH (Dezembro/2005)

A Tabela 3-13 relaciona os 18 (dezoito) empreendimentos que estão sendo estudados e para os quais se está desenvolvendo projetos de viabilidade. Estes projetos totalizam cerca de 3.650 MW de capacidade instalada e deverão ser concluídos ao longo do ano de 2006. Observe-se que os mesmos localizam-se nas diversas regiões do país.

Tabela 3-13 - Hidrelétricas com Estudo de Viabilidade em Elaboração com Previsão de Entrega em 2006

Empreendimento	Rio	UF	Potência (MW)	Agente Interessado	Data de Apresentação dos Estudos de Viabilidade
Cachoeira	Parnaíba	PI/MA	96,0	CHESF + Queiroz Galvão + CNEC	30/01/2006
Castelhano	Parnaíba	PI/MA	96,0	CHESF + Queiroz Galvão + CNEC	30/01/2006
Estreito	Parnaíba	PI/MA	88,0	CHESF + Queiroz Galvão + CNEC	30/01/2006
Ribeiro Gonçalves	Parnaíba	PI/MA	173,0	CHESF + Queiroz Galvão + CNEC	30/01/2006
Uruçuí	Parnaíba	PI/MA	164,0	CHESF + Queiroz Galvão + CNEC	30/01/2006
Porto Galeano	Sucuriú	MS	139,2	Desenvix	02/05/2006
Cachoeirão (*)	Juruena	MT	64,0	Linear + Maggi Energia + MCA	07/06/2006
Juruena (*)	Juruena	MT	46,0	Linear + Maggi Energia + MCA	07/06/2006
Buriti Queimado	das Almas	GO	142,0	Furnas + Rialma	30/06/2006
Maranhão	Maranhão	GO	125,0	Furnas + Energética-Tech + JP Eng + PCE + Rialma	30/06/2006
São Miguel	Grande	MG	64,5	Leme Engenharia	30/06/2006
Itapiranga (**)	Uruguai	SC / RS	724,6	Desenvix	30/06/2006
Paiaçuá	do Sangue	MT	35,2	Poente + Arcadis Logos + Orteng	04/08/2006
Pedra Branca	São Francisco	PE/BA	320,0	Desenvix + CHESF + CNO	15/10/2006
Riacho Seco	São Francisco	PE/BA	240,0	Desenvix + CHESF + CNO	15/10/2006
Itapiranga (**)	Uruguai	SC / RS	---	CNEC	30/11/2006
Água Limpa	das Mortes	MT	320,0	Furnas + PCE + Enercamp + Energética-Tech	15/12/2006
Porteiras	Maranhão	GO	86,0	Furnas	30/12/2006
Total			2.923,51		

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

Na Tabela 3-14, estão relacionados os aproveitamentos hidrelétricos que estão sendo estudados por diversos empreendedores e cujo prazo de conclusão dos respectivos projetos prevê-se ocorrer em 2007. São 9 (nove) projetos que juntos totalizam da ordem de 2.900 MW de capacidade instalada.

Tabela 3-14 - Hidrelétricas com Estudo de Viabilidade em Elaboração com Previsão de Entrega em 2007

Empreendimento	Rio	UF	Potência (MW)	Agente Interessado	Data de Apresentação dos Estudos de Viabilidade
Trindade	Chopim	PR	36,5	Brascan	07/04/2007
Garibaldi	Canoas	SC	150,0	Desenvix	15/04/2007
São Roque	Canoas	SC	214,0	Desenvix	15/04/2007
Toricoejo	Das Mortes	MT	76,0	Eletronorte	30/04/2007
Arraias	Palma	TO	93,0	Eletronorte	31/05/2007
Barra do Palma	Palma	TO	58,0	Eletronorte	31/05/2007
Cachoeirão (*)	Juruena	MT	---	Eletronorte	22/07/2007
Juruena (*)	Juruena	MT	---	Eletronorte	22/07/2007
Marabá	Tocantins	PA/MA	2.160,0	Eletronorte + Camargo Córrea + CNEC	31/12/2007
Total			2.787,5		

(*) Empreendimentos que apresentam mais de um agente interessado e desenvolvendo o estudo de viabilidade. Portanto, suas potências já estão consideradas na Tabela 3-13.

Observa-se que existem dois empreendedores distintos desenvolvendo projetos para os aproveitamentos de Itapiranga, Cachoeirão e Juruena, o que explica o fato de os mesmos constarem das tabelas de 2006 e 2007.

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 leilões foi definida a realização pela EPE dos estudos de viabilidade técnica, econômica e socioambiental dos seguintes empreendimentos, conforme identificados nos estudos de inventário recém-concluídos:

- No curso principal do rio Teles Pires:
 - TPR 287 – 730 MW
 - TPR 1230 – 53 MW
 - TPR 680 – 322 MW
 - TPR 775 – 410 MW
 - TPR 329 – 1.450 MW
- No rio Apicás: aproveitamento do API 006 de 271 MW.

No conjunto, estes empreendimentos totalizam uma capacidade instalada de 3.236 MW.

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 novos estudos de bacias hidrográficas com o fim de quantificar, mais detalhadamente, o seu potencial de geração de energia elétrica.

Neste sentido, foram priorizadas as seis seguintes bacias hidrográficas, relacionadas na Tabela 3-15, cujos estudos serão iniciados em 2006.

Tabela 3-15 - Bacias Hidrográficas Priorizadas para Estudos de Inventário

Bacia	Potência (MW)
Rio Branco	2.000
Trombetas	3.000
Aripuanã	3.000
Jarí	1.100
Sucunduri	650
Juruena	5.000
Total	14.750

Estes estudos de inventários fornecerão, quando concluídos, dentro de 24 meses, indicação de novos empreendimentos a serem contemplados no final do horizonte dos futuros planos decenais de expansão do sistema elétrico nacional.

Neste mesmo sentido, destacam-se os estudos a serem realizados em conjunto pelo Brasil e a Argentina para a identificação do melhor conjunto de aproveitamentos hidrelétricos binacionais a serem desenvolvidos no trecho do rio Uruguai que delimita a fronteira dos dois países. Estes empreendimentos também serão considerados nos futuros planos decenais.

■ Termelétricidade a Biomassa

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

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

Embora a oferta desta biomassa seja sazonal, como o período natural de safra da cana-de-açúcar (maio – novembro no Sudeste) coincide com o período de estiagem na região Centro-Sul, esta geração termelétrica pode complementar adequadamente a geração do parque hidrelétrico existente no país. 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).

Ademais, o setor sucroalcooleiro vem atravessando uma fase muito peculiar, pois os sistemas de vapor de muitas usinas construídas para o Programa do Álcool Combustível Brasileiro (PRÓALCOOL) estão no fim de sua vida útil. Assim, nos próximos anos muitas irão se reequipar optando entre manter a tecnologia atual e operar a longo prazo com baixa eficiência ou instalar sistemas mais eficientes e expandir para um novo ramo de negócios, o de geração de energia elétrica, aproveitando parte da energia contida na cana-de-açúcar e que excede em grande quantidade o seu consumo próprio. Esta decisão em muito dependerá das condições disponíveis para a comercialização desta energia elétrica nos ambientes regulado e livre (ACR e ACL).

O potencial de oferta identificado que poderia ser viabilizado a partir da utilização da biomassa de cana-de-açúcar abrangeu os principais estados das regiões Centro-Sul e Norte-Nordeste no período decenal 2006-2015¹³.

Atualmente, o parque da agroindústria canavieira nacional possui 304 usinas em atividade, sendo 227 na região Centro-Sul e 77 na região Norte-Nordeste, e ainda conta com cerca de 80 projetos em fase de implantação e desenvolvimento. A agroindústria canavieira encontra-se em franco desenvolvimento, em função do crescimento dos mercados interno e externo do açúcar e do álcool. A produção de cana da safra 2005-2006 foi de 380 milhões de toneladas. Estima-se atingir cerca de 520 milhões de toneladas na safra 2010-2011, devendo ultrapassar os 710 milhões de toneladas na safra de 2015-2016, ou seja, um crescimento médio nacional de 6,4% a.a no horizonte decenal.

Em resumo, os resultados mostram que existe disponível no país um potencial de oferta superior a 500 MW por ano, 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 3.300 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 fim do período.

Para fins deste Plano Decenal, considerou-se, conservadoramente, que a geração com biomassa a partir do bagaço de cana 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 potenciais: São Paulo, Minas Gerais e Goiás para o sistema interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste/Rondônia, Alagoas e Pernambuco para o sistema interligado Norte/Nordeste; e
- Utilizou-se 90% do potencial anual estimado no estudo¹⁴ que corresponde ao montante das ofertas agregadas de novas usinas, descontando as usinas renovadas (retrofit).

A Tabela 3-16 apresenta uma estimativa para a máxima capacidade em energia e potência a ser considerada como opção de oferta anual no período 2006 a 2015, com base nas premissas descritas anteriormente.

Tabela 3-16 - Limites Acumulados do Potencial de Biomassa a Serem Considerados como Oferta

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
S/SE/Rondônia										
Energia (MWmédio)	133	275	427	588	761	946	1.144	1.356	1.584	1.829
Capacidade Instalada (MW)	267	550	853	1.177	1.522	1.892	2.288	2.713	3.169	3.659
NE/N/Manaus										
Energia (MWmédio)	36	49	76	105	137	170	206	244	285	329
Capacidade Instalada (MW)	73	98	152	211	273	340	411	488	570	658
Brasil										
Energia (MWmédio)	170	324	503	694	898	1.116	1.350	1.600	1.869	2.158
Capacidade Instalada (MW)	339	649	1.006	1.387	1.795	2.232	2.699	3.201	3.739	4.317

¹³ Fonte: ÚNICA/ COGEN-SP

¹⁴ Fonte: ÚNICA/ COGEN-SP

Observa-se que, as projeções para o final do horizonte de estudo totalizam, aproximadamente, 4.300 MW e, portanto, mais conservadoras quando comparados aos 6.000 MW estimados pelo citado estudo como disponíveis para o suprimento ao SIN.

■ Termelétricidade a Carvão Mineral

O Brasil possui importantes reservas de carvão mineral, de cerca de 32 bilhões de toneladas¹⁵, localizadas em sua maior parte (89%) no Rio Grande do Sul, nas regiões de Candiota, Baixo Jacuí e litoral.

Tais reservas, se utilizadas apenas em 50% para geração de energia elétrica e se a sua extração for efetuada com rendimento mínimo de 50%, seriam suficientes para suprir termelétricas que totalizem 20.000 MW durante 100 anos.

Na região Sul do Brasil, também já existe em operação um importante parque de usinas termelétricas a carvão mineral, conforme mostrado na Tabela 3-17 a seguir¹⁶.

Tabela 3-17 - Usinas Termelétricas a Carvão Mineral em Operação

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

Além destas usinas, encontram-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 dois empreendimentos na região Sul do país, totalizando 700 MW, conforme apresentado na Tabela 3-18.

Tabela 3-18 - Usinas Termelétricas a Carvão Mineral em Construção já Contratadas

Usina	Empresa	Município	UF	Potência (MW)
Jacuí	ELEJA	Charqueadas	RS	350
Candiota III	CGTEE	Candiota	RS	350
Total				700

¹⁵ Fonte: MME/EPE - Balanço Energético Nacional 2005.

¹⁶ Fonte: ANEEL, 2003

Encontram-se ainda em fase de estudos para viabilização técnica, econômica e socioambiental os novos empreendimentos indicados na Tabela 3-19.

Tabela 3-19 - Novos Projetos de Usinas Termelétricas a Carvão Mineral 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
Sepetiba	ITAGUAÍ Energia	Itaguaí	RJ	1.370
Total				3.148

Estas usinas totalizam uma potência instalada de 3.148 MW, correspondendo a uma oferta líquida de energia de cerca de 2.565 MW médios, que poderiam ser disponibilizados a médio prazo para expansão do sistema.

■ Pequenas Centrais Hidrelétricas

As Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), caracterizadas por possuírem potência instalada entre 1.000 kW e 30.000 kW, com reservatórios de área não superior a 3 km² para a cheia centenária, representam um tipo de expansão hidráulica amplamente utilizado.

A atratividade destas usinas fundamenta-se, principalmente, por suas características de menor impacto ambiental, menor volume de investimentos, prazo de maturação mais curto e tratamento diferenciado por parte da regulamentação vigente. Nesse sentido, uma característica das PCHs é a dispensa de licitação para obtenção da concessão, bastando o empreendedor obter autorização da ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Outras características atrativas são: a isenção de pagamento de Uso de Bem Público (UBP), taxa de compensação financeira aos Estados e Municípios; a isenção da obrigação de aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, 1% (um por cento) de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico; a isenção relativa à compensação financeira pela utilização de recursos hídricos; a possibilidade de comercializar de imediato a energia elétrica produzida com consumidores cuja carga seja maior ou igual a 500 kW e a redução de no mínimo 50% no pagamento dos encargos por uso das redes de transmissão e distribuição.

Atualmente, existem no Brasil 253 PCHs em operação, somando 1.277 MW ao 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 usinas em operação, construção e outorga, há cerca de 2.450 MW de potência instalada apenas com pequenas centrais hidrelétricas.¹⁷

Estudos para reforços estruturais na transmissão na região do Mato Grosso, apontam uma previsão de entrada até 2015 de 968 MW, além de 627 MW ainda sem previsão de entrada, totalizando mais de 1.500 MW apenas naquela região. Para todo o Brasil, tem-se identificado¹⁸ um potencial da ordem de 14.865 MW em 2.989 aproveitamentos. No entanto, estima-se que o potencial nacional seja bem superior a este, pelo simples fato de não se ter investido em estudos de identificação de PCHs.

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

Com base nestas informações, para fins deste Plano Decenal, considerou-se, conservadoramente, que a energia agregada ao sistema interligado seria estimada respeitando o valor máximo de acréscimo de potência instalada de 700 MW em todo o Brasil até o final do horizonte, além da expansão prevista no PROINFA. Para efeito de simulação, a energia agregada pelas PCHs foi considerada como abatimento de carga, sendo que para cálculo da energia foi aplicado um fator de carga de 0,6 na potência.

¹⁷ Fonte: Centro Nacional de Desenvolvimento de PCH, março de 2006

¹⁸ Fonte: SIPO – ELETROBRÁS (2002)

■ Termeletricidade a Gás Natural

Entre as fontes de recursos para produção de energia primária que compõem a matriz energética brasileira, o gás natural foi a de maior crescimento percentual, passando de 5,5 % em 1989 para 8,9 % em 2004.

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 ou nos centros de carga, onde podem atuar na estabilização dos níveis de tensão.

Entretanto, apesar do grande crescimento de oferta e demanda de gás natural no país nos últimos anos, com taxa média de 16,7 % ao ano (de 1999 a 2004), a indústria de gás natural enfrenta, atualmente, um período de escassez de oferta deste combustível que pode ser definido como transitório. No entanto, as grandes empresas do setor estão atuando para aumentar a oferta de gás natural, a exemplo da Petrobras que projeta em seu planejamento estratégico de 2005 a manutenção desta mesma taxa de crescimento (17% ao ano) para o mercado deste combustível.

Esta transitoriedade deverá ser superada, tão logo algumas questões sejam resolvidas, como por exemplo, a conclusão da construção de gasodutos, em curso ou em projeto, e a confirmação de importantes projetos de produção de gás natural nas bacias marítimas de Santos, Campos e Espírito Santo.

Quanto aos gasodutos, alguns se encontram em construção, como os de Urucu-Coari-Manaus, Campinas-Rio de Janeiro, Sergipe-Alagoas, GASENE (trecho Macaé-Vitória-Cacimbas), ou em ampliação, como o gasoduto Rio-Belo Horizonte. O trecho Espírito Santo-Bahia (ES-BA) do GASENE deverá ser iniciado ainda no segundo semestre de 2006, totalizando investimentos da Petrobras da ordem de US\$ 3 bilhões.

Quanto à perspectiva de maior oferta de gás natural no médio e longo prazos, não se pode ignorar o grande volume comprovado das reservas existentes na América do Sul, totalizando mais de seis trilhões de metros cúbicos de gás natural, suficientes para suprir o consumo atual do continente por mais de 50 anos. A Bolívia, país fornecedor de gás natural para o Brasil desde 1999, tende a ser um agente propulsor de "gás novo", tanto para a Argentina, quanto para o Brasil.

No longo prazo, a oferta incremental de gás natural no país poderá vir da Venezuela, país que detém as maiores reservas comprovadas deste combustível da 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 poderia utilizar como fonte deste recurso, projetos de importação de gás natural liquefeito - GNL, pois os mercados de gás natural, bem como seus gasodutos, estão concentrados próximos à costa marítima. O recurso de importação de GNL, também pode ser uma opção para projetos temporários, viabilizando a antecipação de mercados a serem futuramente supridos por gasodutos em construção, ou como estratégias a serem utilizadas nas crises de abastecimento de gás natural e em sistemas com grandes variações de consumo, reduzindo os investimentos em gasodutos.

■ Cogeração a Gás Natural

A cogeração 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 (calor e/ou frio) a partir do uso de gás natural, biomassa ou outro 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 são, geralmente, instaladas nos locais de uso final da energia pelo próprio cliente ou através de empresas/investidores que operam em regime de outsourcing, para produzirem nas suas instalações a energia térmica necessária (vapor, calor, frio).

Por se tratar de um combustível de queima total e constante, o gás natural também acarreta uma maior eficiência do processo produtivo industrial, gerando economia e resultando em produtos melhor acabados. Sua queima isenta de resíduos ainda ocasiona o aumento da vida útil dos equipamentos, evitando gastos com manutenção. Outro benefício advindo do uso do gás natural é a colaboração ambiental, pois não emite 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.

Além disso, o sistema de fornecimento contínuo de gás natural, por meio de canalização, dispensa seu armazenamento local, com trocas e o manuseio de recipientes pesados. Isto confere aos clientes maior segurança e confiabilidade com relação aos combustíveis tradicionais.

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

- 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 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 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 e a 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 2005, havia 46 centrais de cogeração em operação, totalizando 958 MW, sendo 22 a gás natural com capacidade instalada total de 285 MW. Deste total, estão localizadas no estado de São Paulo, 31 centrais de cogeração, totalizando 715 MW, sendo 13 a gás natural, totalizando 240 MW, suprindo energia a diversos segmentos industriais (papel e celulose, alimentos e bebidas, química, etc.), hotéis, edifícios comerciais e supermercados.

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.

Na elaboração deste estudo, para o horizonte decenal, foi adotada, dentre outras, a premissa básica de que existe restrição de oferta de gás natural para fomentar novos projetos de cogeração até a entrada do gás da Bacia de Santos, previsto para o 2º semestre de 2008.

A Tabela 3-20 apresenta uma estimativa¹⁹ do potencial de cogeração a ser desenvolvido no período 2006-2015 no estado de São Paulo.

¹⁹ Fonte: COGEN - SP

Tabela 3-20 - Evolução do Potencial de Cogeração a Gás Natural no Estado de São Paulo

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Estimativa da Evolução da Capacidade Instalada - MWe											
Comércio & Serviços	10	15	21	29	40	52	69	90	118	149	190
Indústria	241	254	271	292	345	449	582	756	982	1.237	1.557
Total	251	269	292	321	385	501	651	846	1.100	1.386	1.747
Estimativa dos Acréscimos Anuais na Capacidade Instalada - MWe											
Comércio & Serviços		5	6	8	11	12	17	21	28	31	41
Indústria		13	17	21	53	104	133	174	226	255	320
Total		18	23	29	64	116	150	195	254	286	361
Total Acumulado		18	41	70	134	250	400	595	849	1.135	1.496

Estima-se, portanto, que a implementação deste Plano Decenal de Cogeração a Gás Natural 2006-2015, que está sendo sugerido para o estado de São Paulo, possibilitará agregar ao SIN uma potência instalada de cerca de 1.500 MW até 2015. 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 estudos²⁰ 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 conservadoras²¹, 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 3-21 sumariza estas estimativas, incluindo também valores para a região Sudeste e para o Brasil.

Tabela 3-21 - 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, Papel & Celulose, Hotéis e Hospitais	1,3-1,4
Brasil	Indústrias Química, Papel & Celulose, Hotéis e Hospitais	2,5-2,7

Nota⁽¹⁾: Excluindo-se o setor sucro-alcooleiro.

■ Energia Eólica

O desenvolvimento da energia eólica, no Brasil, tem ocorrido de forma gradual e consistente e está em consonância com a diretriz do Governo Federal de diversificação da Matriz Energética, bem como valorizando as características e potencialidades regionais na formulação e implementação 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 Brasileiro²². 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), Sul e Sudeste do país (96 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, a qual representa um marco no arcabouço regulatório do setor elétrico, por ter criado o PROINFA (1ª Etapa) cujo objetivo é aumentar a participação de energia elétrica produzida a partir das fontes de geração eólica, pequena central hidrelétrica (PCH) e biomassa.

²⁰ 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.

²¹ Tolmasquim, M.T.; Szklo, A.; Soares, J.B. Mercado de gás natural na indústria química e no setor hospitalar do Brasil. Editora E-papers. Rio de Janeiro, 2003; 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. CO-PPE/UFRJ. Rio de Janeiro, 2004.

²² 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

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 (1ª Etapa) que incentiva além da energia eólica, a biomassa e as Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs, foram contratados pelas Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobrás), 144 empreendimentos que permitirão o acréscimo de 3.300 MW de capacidade de produção com início de funcionamento previsto até 30 de dezembro de 2008.

No tocante à consideração de empreendimentos de geração eólica na configuração de referência deste Plano Decenal, foram incluídos todos os projetos constantes na primeira fase do PROINFA, os quais deverão entrar em operação no período 2006 a 2008.

■ Repotenciação e Modernização de Usinas Existentes

A repotenciação²³ e a modernização²⁴ das usinas existentes, embora possam agregar relativamente pouco em termos de energia assegurada ao sistema, muito pode contribuir para o atendimento do crescimento da demanda máxima de energia.

Considerando que o parque de geração brasileiro possui 149 empreendimentos hidrelétricos, totalizando 69.631 MW, e 870 empreendimentos termelétricos, totalizando 19.770 MW²⁵, e que muitas dessas usinas já estão em operação há mais de 25 anos, é fundamental implementar ações que busquem a extensão da vida útil, melhoria do desempenho, diminuição da manutenção, aumento da confiabilidade, melhoria e simplificação da operação das mesmas.

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

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

Desse modo, no desafio de atender ao crescimento da demanda em contraposição à paulatina exaustão dos recursos instalados, a repotenciação 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 quando, a partir de 2009, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica passará a penalizar os geradores que não disponham de capacidades de geração, em MW, suficientes para atender aos requisitos de potência estabelecidos nos contratos de venda de energia negociados a partir dos leilões de 2004.

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

Dessa forma, há de se considerar 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 quando utilizado para equacionar o atendimento à ponta.

²³ Repotenciação de uma usina é um conjunto de obras que visam gerar ganhos 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.

²⁴ Modernização de uma usina é um conjunto de obras que visam melhorar a eficiência da geração de energia, a confiabilidade e segurança operacional.

²⁵ Fonte: BIG – Banco de Informações da ANEEL. Valores fiscalizados pela ANEEL, considerando as potências a partir da operação comercial da primeira unidade geradora. Consulta realizada em 30/01/2006.

3.2.4 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 2006-2015, apresentadas no capítulo anterior, considerando um único patamar da curva de carga. As informações referentes às cargas de energia para os sistemas isolados de Manaus-Macapá e Acre-Rondônia, com previsão de se interligarem ao SIN, também foram consideradas.

A Tabela 3-22 apresenta as projeções de referência dos valores anuais de carga de energia para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Rondônia, Sul, Nordeste, Norte e Manaus.

Tabela 3-22- Projeção de Carga de Energia (MWmédio) – Cenário de Mercado de Referência

Ano	Sul	Sudeste / C. Oeste		Norte		Nordeste	Brasil Interligado	Taxa Cresc. (%)
		SE/CO	Rondônia Acre	N	Manaus Amapá			
2005	7.654	28.812	-	3.150	-	6.725	46.341	---
2006	7.997	30.246		3.334	-	7.014	48.591	4,9
2007	8.365	31.838	-	3.503	-	7.413	51.120	5,2
2008	8.746	33.375	418	3.796	-	7.787	54.122	5,9 (*)
2009	9.168	34.890	443	3.965	-	8.144	56.610	4,6
2010	9.578	36.433	469	4.098	-	8.526	59.104	4,4
2011	10.000	37.952	496	4.481	-	8.910	61.839	4,6
2012	10.452	39.716	525	5.043	1.249	9.311	66.296	7,2 (*)
2013	10.914	41.516	557	5.606	1.325	9.721	69.639	5,0
2014	11.408	43.361	593	5.807	1.402	10.224	72.796	4,5
2015	11.901	45.346	629	6.039	1.488	10.712	76.116	4,6
Crescimento Médio do SIN (2006-2015)								5,1

(*) 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.

Para efeito de simulação energética, a usina hidrelétrica binacional de Itaipu foi considerada integralmente como um subsistema a parte. Assim, a geração destinada ao atendimento do Paraguai (carga da ANDE) foi acrescida a esse subsistema. Os valores considerados para a carga da ANDE encontram-se na Tabela 3-23.

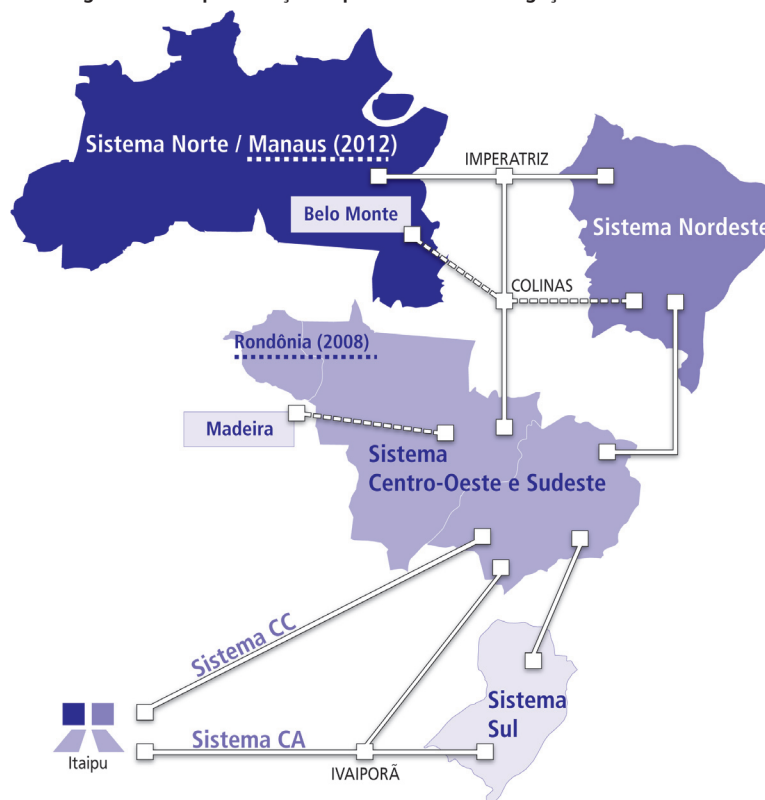
Tabela 3-23 - Projeção de Carga de Energia da ANDE (MWmédio)

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
MWmédio	670	689	709	730	751	773	795	818	842	865

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 3-1, a seguir, mostra a representação esquemática considerada para as interligações entre os subsistemas nacionais, mostrando a forma como estão sendo previstas no final do horizonte - 2015, 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 analisado (2006-2015).

Figura 3-1 – 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 janeiro/2008 e o sistema Manaus-Macapá se integrando ao subsistema Norte a partir de janeiro/2012, o que se justifica pela economia proporcionada pela redução da CCC (Conta Consumo de Combustível), em montantes superiores aos custos correspondentes à implantação do sistema de transmissão.

Os limites de intercâmbio entre os subsistemas considerados estão apresentados no Anexo I, deste capítulo, e foram estabelecidos pelos estudos de transmissão utilizando o critério de contingência simples (n-1), considerando as necessidades dos fluxos de energia estabelecidos pelos estudos energéticos. A expansão ou antecipação de troncos de transmissão (vide Tabela 3-28) foi utilizada como recurso de ajuste nas simulações, entendendo-se que os resultados servirão como sinalização de 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%.

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.

Foram, também, considerados os montantes de desvios de águas dos rios para usos consuntivos segundo recomendação da ANA (Agência Nacional de Águas)²⁶.

²⁶ Resoluções ANA nº 209 a 216 de 2004 e Resoluções ANA nº 306, 354 a 357, 361, 362 e 364 de 2005

As simulações foram realizadas com o programa NEWAVE, versão 12.3. Para o cálculo da política de operação foram utilizadas 200 simulações forward e 20 aberturas para a simulação backward. Os resultados apresentados, a seguir, foram obtidos a partir de simulações da operação do sistema com 2000 cenários hidrológicos.

As simulações realizadas abrangeram o período de janeiro/2006 a dezembro/2015. Os armazenamentos iniciais dos reservatórios equivalentes verificados em 31/12/2005, e considerados nas simulações, eram de 67,8% para Sudeste/Centro-Oeste, 78,8% para o Sul, 67,1% para o Nordeste e 48,1% para o Norte.

As energias naturais afluentes passadas não foram utilizadas e, portanto, as simulações não consideram o uso da tendência hidrológica para os subsistemas, já que se trata de informação conjuntural, podendo alterar-se de um mês para o outro.

Para fins de elaboração dos estudos de geração deste PDEE, considerou-se como sistema existente do SIN o conjunto de aproveitamentos que formavam o parque gerador hidrelétrico e termelétrico em operação em 31/12/2005, conforme os dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. 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 3.2.1.

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 Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE²⁷. As usinas vencedoras do 1º Leilão de Energia Nova de 2005, também, foram incluídas como oferta inicial, com o cronograma constante do Edital do Leilão nº002/2005-ANEEL – Adendo nº 06.

Os empreendimentos contratados no PROINFA (1ª Etapa) foram inseridos de acordo com cronograma do CMSE de janeiro/2006, totalizando um acréscimo de 3.150 MW de potência instalada até dezembro/2007, distribuído em 139 empreendimentos de PCHs, usinas termelétricas a biomassa e usinas eólicas. A Tabela 3-24, a seguir, detalha o número de empreendimentos e o acréscimo de potência e energia por subsistema, por tipo de fonte e por ano deste Programa.

Tabela 3-24 - Dados do PROINFA (1ª Etapa)

		PCH			Biomassa			Eólica			PROINFA – 1ª. Etapa		
		2006	2007	Total	2006	2007	Total	2006	2007	Total	2006	2007	Total
SE/CO	Qtd.	6	34	40	10	4	14	-	2	2	16	40	56
	MW	116	668	784	290	121	412	-	163	163	406	952	1.359
	MWmédio	72	414	486	113	47	161	-	47	47	185	509	694
S	Qtd.	4	10	14	3	-	3	5	10	15	12	20	32
	MW	63	200	263	75	-	75	167	218	384	304	418	722
	MWmédio	39	124	163	29	-	29	48	63	111	116	187	304
NE	Qtd.	-	3	3	4	2	6	5	31	36	9	36	45
	MW	-	42	42	99	20	119	105	701	806	204	763	967
	MWmédio	-	26	26	39	8	46	30	203	234	69	237	306
N	Qtd.	-	6	6	-	-	-	-	-	-	-	6	6
	MW	-	102	102	-	-	-	-	-	-	-	102	102
	MWmédio	-	63	63	-	-	-	-	-	-	-	63	63
Brasil	Qtd.	10	53	63	17	6	23	10	43	53	37	102	139
	MW	179	1.012	1.191	464	141	606	272	1.082	1.353	914	2.235	3.150
	MWmédio	111	627	738	181	55	236	78	313	392	370	996	1.367

Foi considerada, no período até 2007, a restrição conjuntural da oferta de gás natural para as usinas termelétricas da região Nordeste, determinada pela Resolução Normativa ANEEL nº 40/ 2004. Também foi considerado, no horizonte até dezembro/2006, o cronograma de conversão e operação das usinas termelétricas em bi-combustível com óleo diesel, com base nas informações do CMSE de dezembro/2005.

²⁷ Atualizado conforme reunião de janeiro/2006

As reduções de disponibilidade da importação de energia da Argentina, através da conversora de Garabi e da usina termelétrica de Uruguaiana, conforme estabelecido na Portaria MME nº 153/2005 e Resolução ANEEL nº 155/2005, foram mantidas até dezembro/2008, na medida em que um acordo entre o Brasil e a Argentina estabelece a suspensão das restrições de importação para o ano de 2009.

Outra diretriz para elaboração do cenário de referência da geração foi considerar a UTE Araucária disponível para entrada em operação comercial a partir de 2009.

3.3 Expansão da Geração para o Cenário de Mercado de Referência

Considerando as condições iniciais do SIN, a projeção de mercado de referência, as premissas conjunturais estabelecidas pelo CMSE, a expansão da geração hidrotérmica e dos intercâmbios regionais, a configuração de referência de geração foi obtida tendo em conta os seguintes aspectos:

- 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 e de usinas com projetos em estágio de viabilidade e de inventário.
- 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.
- O desenvolvimento do parque térmico foi realizado com base nas premissas para oferta de energia descritas nos itens 3.2.3 e 3.2.4.
- A expansão da oferta considerou o desenvolvimento do potencial de PCHs na região Sudeste/Centro-Oeste/Rondônia.
- 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. Restrições conjunturais nas trocas de energia entre os sistemas não foram consideradas.

Os aproveitamentos hidrelétricos Salto Pilão, Estreito (Tocantins), Serra do Facão, Corumbá III, Cachoeirinha e São João tiveram suas datas postergadas em relação àquelas indicadas pelo CMSE, dado que esses projetos ainda não iniciaram a construção e/ou não apresentam contratos de venda de energia firmados com terceiros. Por outro lado, as usinas de Murta, São Domingos, Rondon II e Santo Antônio do Jarí que, segundo o CMSE, não têm previsão de entrada em operação, foram consideradas nos estudos em função das necessidades energéticas, respeitando os prazos de implantação.

A expansão de geração hidrelétrica resultante para o cenário de referência do mercado, ordenada por data de entrada em operação no período 2006-2015, é apresentada na Tabela 3-25.

Tabela 3-25 - Expansão Hidrelétrica - Configuração de Referência

Aproveitamento	Rio	UF	Subsistema	Potência (MW)	Data	Classificação
Itaipu Binacional	Iguaçu	-	SE/CO/RO	1.400	jan-06	Em Construção / Motorização
Tucuruí	Tocantins	PA	N/Man	1.500	jan-06	Em Construção / Motorização
Capim Branco I	Araguari	MG	SE/CO/RO	240	fev-06	Em Construção / Motorização
Picada	Peixe	MG	SE/CO/RO	50	mar-06	Em Construção / Motorização
Corumbá IV	Corumbá	GO	SE/CO/RO	127	mar-06	Em Construção / Motorização
Irapé	Jequitinhonha	MG	SE/CO/RO	360	abr-06	Em Construção / Motorização
Barra Grande	Pelotas	RS/SC	S	460	mai-06	Em Construção / Motorização
Peixe Angical	Tocantins	TO	SE/CO/RO	452	mai-06	Em Construção / Motorização
Fundão	Jordão	PR	S	120	mai-06	Em Construção / Motorização
Espora	Correntes	GO	SE/CO/RO	32	jun-06	Em Construção / Motorização
Mascarenhas	Doce	MG	SE/CO/RO	49,5	jul-06	Em Construção / Motorização
Campos Novos	Canoas	SC	S	880	jul-06	Em Construção / Motorização

Tabela 3-25 - Expansão Hidrelétrica - Configuração de Referência

Aproveitamento	Rio	UF	Subsistema	Potência (MW)	Data	Classificação
Monte Claro	Das Antas	RS	S	65	set-06	Em Construção / Motorização
Capim Branco II	Araguari	MG	SE/CO/RO	210	dez-06	Em Construção / Motorização
Castro Alves	Das Antas	RS	S	130	dez-07	Em Construção / Motorização
Rondon II	Comemoração	RO	SE/CO/RO	73,5	jan-08	Em Construção / Motorização
14 de Julho	Das Antas	RS	S	100	jul-08	Em Construção / Motorização
Salto	Verde	GO	SE/CO/RO	108	jan-09	Com Concessão
Salto do Rio Verdinho	Verde	GO	SE/CO/RO	93	jan-09	Com Concessão
Barra do Braúna	Pomba	MG	SE/CO/RO	39	fev-09	Com Concessão
Barra dos Coqueiros	Claro	GO	SE/CO/RO	90	abr-09	Com Concessão
Retiro Baixo	Paraopeba	MG	SE/CO/RO	82	abr-09	Leilão 2005
Caçu	Claro	GO	SE/CO/RO	65	abr-09	Com Concessão
São José	Ijuí	RS	S	51	abr-09	Leilão 2005
Paulistas	São Marcos	GO/MG	SE/CO/RO	53,6	jun-09	Leilão 2005
Olho D'Água	Correntes	GO	SE/CO/RO	33	jun-09	Com Concessão
Baguari	Doce	MG	SE/CO/RO	140	set-09	Leilão 2005
Passo de São João	Ijuí	RS	S	77,1	set-09	Leilão 2005
Monjolinho	Passo Fundo	RS	S	67	jan-10	Com Concessão
Baú I	Doce	MG	SE/CO/RO	110,1	fev-10	Com Concessão
Foz do Rio Claro	Claro	GO	SE/CO/RO	67	jun-10	Leilão 2005
Simplicio + PCH	Paraíba do Sul	MG/RJ	SE/CO/RO	333,7	set-10	Leilão 2005
Cambuci	Paraíba do Sul	RJ	SE/CO/RO	50	dez-10	Leilão 2006
Serra do Facão	São Marcos	GO/MG	SE/CO/RO	212,6	dez-10	Com Concessão
Dardanelos	Aripuanã	MT	SE/CO/RO	261	dez-10	Leilão 2006
Barra do Pomba	Paraíba do Sul	RJ	SE/CO/RO	80	dez-10	Leilão 2006
Corumbá III	Corumbá	GO	SE/CO/RO	93,6	dez-10	Com Concessão
São João	Chopim	PR	S	60	dez-10	Com Concessão
Salto Pilão	Itajaí	SC	S	182,3	dez-10	Com Concessão
Salto Grande	Chopim	PR	S	53,4	dez-10	Leilão 2006
Foz do Chapecó	Uruguai	RS/SC	S	855,2	dez-10	Com Concessão
Cachoeirinha	Chopim	PR	S	45	dez-10	Com Concessão
Estreito Tocantins	Tocantins	TO/MA	N/Man	1.087,2	dez-10	Com Concessão
Mauá + PCH	Tibagi	PR	S	387,9	jan-11	Leilão 2006
Jirau	Madeira	RO	MD	3.300	jan-11	Leilão 2006
São Salvador	Tocantins	TO/GO	SE/CO/RO	243,2	mar-11	Com Concessão
Itaguaçu	Claro	GO	SE/CO/RO	130	jul-11	Leilão 2006
São Miguel	Grande	MG	SE/CO/RO	61	dez-11	Indicativa
Telêmaco Borba	Tibagi	PR	S	120	dez-11	Indicativa
Cachoeira	Parnaíba	PI/MA	NE	93	dez-11	Indicativa
Santo Antônio do Jari	Jari	AM/PA	N/Man	99,9	dez-11	Com Concessão
Santo Antônio	Madeira	RO	MD	3.150	jan-12	Indicativa
Mirador	Tocantinzinho	GO	SE/CO/RO	80	fev-12	Indicativa
Buriti Queimado	Das Almas	GO	SE/CO/RO	142	mar-12	Indicativa
Murta	Jequitinhonha	MG	SE/CO/RO	120	mar-12	Com Concessão
Maranhão Baixo	Maranhão	GO	SE/CO/RO	125	mar-12	Indicativa
Ribeiro Gonçalves	Parnaíba	PI/MA	NE	173	mar-12	Indicativa

Tabela 3-25 - Expansão Hidrelétrica - Configuração de Referência

Aproveitamento	Rio	UF	Subsistema	Potência (MW)	Data	Classificação
Uruçuí	Parnaíba	PI/MA	NE	164	mar-12	Indicativa
Riacho Seco	São Francisco	BA/PE	NE	240	abr-12	Indicativa
Traira II	Suaçuí Grande	MG	SE/CO/RO	60	mai-12	Indicativa
Água Limpa	Das Mortes	MT	SE/CO/RO	320	mai-12	Indicativa
Baixo Iguaçu	Iguaçu	PR	S	340	set-12	Indicativa
Porto Galeano	Sucuriú	MS	SE/CO/RO	139	nov-12	Indicativa
Pai Querê	Pelotas	RS/SC	S	291,9	nov-12	Indicativa
São Roque	Canoas	SC	S	214	nov-12	Indicativa
Belo Monte Complementar	Xingu	PA	N/Man	181,3	dez-12	Indicativa
Tocantins	Tocantins	TO	SE/CO/RO	480	dez-12	Indicativa
São Domingos	Verde	MS	SE/CO/RO	48	dez-12	Com Concessão
Serra Quebrada	Tocantins	TO/MA	N/Man	1.328	dez-12	Indicativa
Itapiranga	Uruguai	SC/RS	S	580	mar-13	Indicativa
Estreito Parn.	Parnaíba	PI/MA	NE	86	mar-13	Indicativa
Pedra Branca	São Francisco	BA/PE	NE	320	abr-13	Indicativa
Novo Acordo	Sono / Médio Tocantins	TO	SE/CO/RO	160	mai-13	Indicativa
Cachoeirão	Juruena	MT	SE/CO/RO	64	mai-13	Indicativa
Torixoréu	Araguaia	GO/MT	SE/CO/RO	408	mai-13	Indicativa
Tucano	Verde	GO	SE/CO/RO	157	mai-13	Indicativa
Tupiratins	Tocantins	TO	N/Man	619,8	nov-13	Indicativa
Cebolão	Tibagi	PR	S	152	dez-13	Indicativa
Volta Grande	Chopim	PR	S	54,7	dez-13	Indicativa
Belo Monte (1ª etapa)	Xingu	PA	BM	5.500	dez-13	Indicativa
Toricoejo	Das Mortes	MT	SE/CO/RO	76	jan-14	Indicativa
Castelhano	Parnaíba	PI/MA	NE	96	mar-14	Indicativa
Juruena	Juruena	MT	SE/CO/RO	46	mai-14	Indicativa
Jataizinho	Tibagi	PR	S	155	ago-15	Indicativa
Total				31.144,5		

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

Os projetos hidrelétricos foram agrupados conforme a seguinte classificação: usinas hidrelétricas em construção, motORIZAÇÃO ou ampliação; usinas com concessão outorgada até dezembro/2005; usinas novas vencedoras do 1º Leilão de Energia Nova (Leilão 2005); usinas candidatas para participar do 2º Leilão de Energia Nova (Leilão 2006) e as demais que têm projetos no mínimo de inventário.

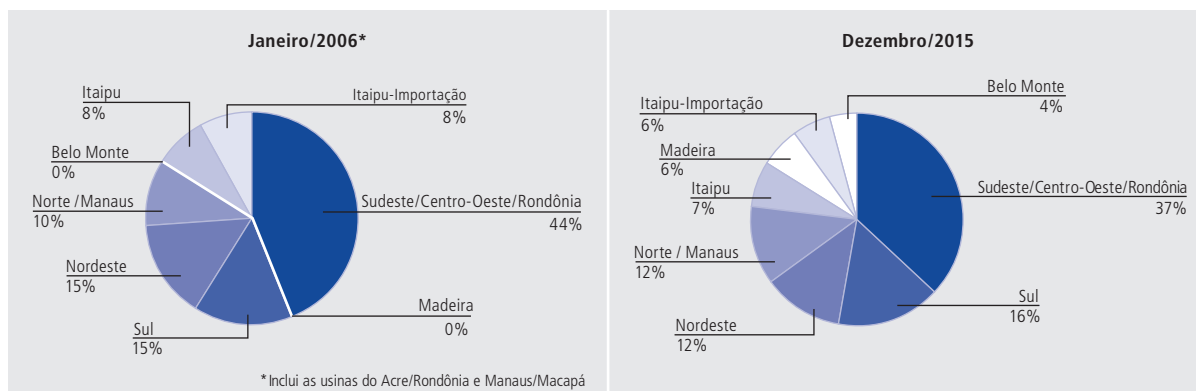
Registre-se que a classificação “Leilão 2005” coube apenas para as usinas vencedoras do 1º Leilão de Energia Nova de 2005 que ofertaram energia nova e não contemplam aquelas usinas que atendem ao artigo 22 do Decreto nº 5.163 de julho de 2004.

Cabe observar que foram utilizados para as simulações energéticas os dados referentes à 1ª etapa do aproveitamento Belo Monte com 5.500 MW.

O Anexo II apresenta os mesmos projetos hidrelétricos da Tabela 3-25, porém contemplando outros dados dos empreendimentos, tais como: aproveitamento de jusante, cotas máxima e mínima, canal de fuga médio, volume 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 (janeiro/2006) e no final (dezembro/2015) do horizonte decenal são apresentados no Gráfico 3-1. Observe-se que para a referida análise foi considerada a importação de Itaipu proveniente da potência contratada ao Paraguai.

Gráfico 3-1 - Participação da Capacidade Instalada Hidrelétrica por Subsistema - Configuração de Referência

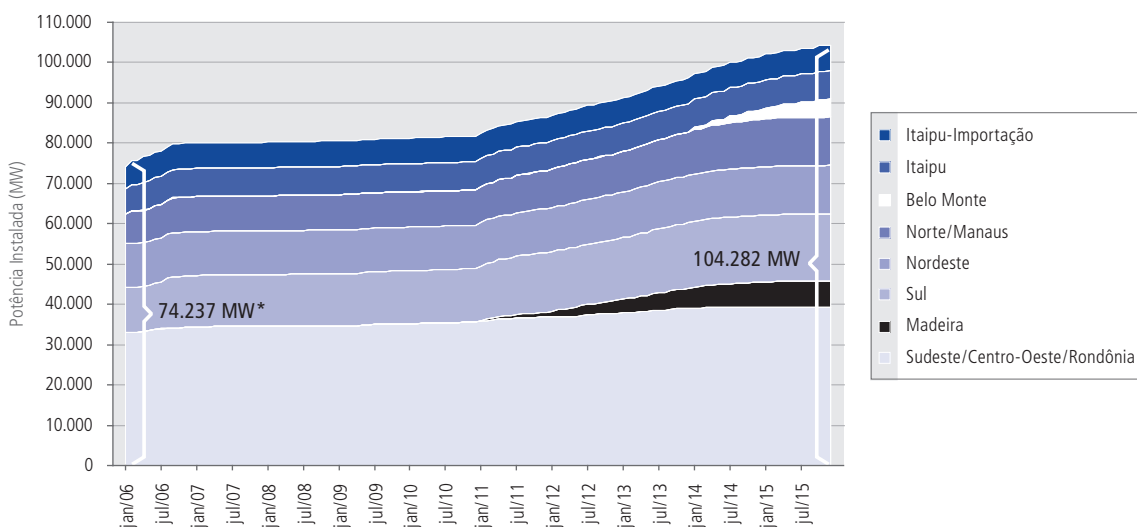


Note-se que a capacidade instalada do SIN em janeiro/2006 inclui a potência dos empreendimentos que já se encontram em operação comercial nos sistemas isolados Acre-Rondônia e Manaus-Macapá.

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 10% da capacidade total instalada do SIN no final do horizonte decenal.

O Gráfico 3-2 apresenta a evolução da capacidade instalada hidrelétrica do SIN. Pode-se verificar que para a Configuração de Referência tem-se um acréscimo de 40% na oferta de geração hidrelétrica no período 2006-2015, totalizando 104 GW no final desse período.

Gráfico 3-2 - Evolução da Capacidade Instalada Hidrelétrica do SIN - Configuração de Referência



* Inclui as Usinas do Acre/Rondônia e Manaus/Macapá

Os projetos de geração termelétrica, ordenados por subsistema para o cenário de expansão de referência no período 2006-2015, são apresentados na Tabela 3-26.

Esses projetos foram agrupados conforme a seguinte classificação: usinas em construção ou ampliação; usinas novas vencedoras do 1º Leilão de Energia Nova (Leilão 2005) 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 3-26 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 que utilizam biomassa como combustível estão detalhados no Anexo IV.

É importante ressaltar que a Tabela 3-26 não apresenta os empreendimentos que já estão sendo considerados atualmente disponíveis para a operação do sistema interligado e que venderam suas energias no Leilão 2005 (p. ex. termelétricas “emergenciais”), uma vez que estes já compõem o parque atual existente.

Tabela 3-26 - Expansão Termelétrica - Configuração de Referência

Usina	Subsistema	Combustível	Potência(MW)	Data	Classificação
			670		
Termorio	SE/CO/RO	Gás Natural	123	mar-06	Em Construção / Ampliação
			370	ago-06	
Camaçari (D/G)	NE	Óleo Diesel	347		Em Construção / Ampliação
		Gás Natural	3	dez-06	
Santa Cruz Nova (D)	SE/CO/RO	Óleo Diesel	166		Em Construção / Ampliação
			316	fev-07	
Vale do Açu	NE	Gás Natural	340	mar-07	Em Construção / Ampliação
Três Lagoas	SE/CO/RO	Gás Natural	240		Em Construção / Ampliação
			110	jan-08	
Canoas	S	Gás Natural	160		Em Construção / Ampliação
			90	jan-08	
Cubatão	SE/CO/RO	Gás Natural	216	jul-08	Em Construção / Ampliação
Goiânia II – BR	SE/CO/RO	Óleo Diesel	140	nov-08	Leilão 2005
Biomassa - LEN 2005	SE/CO/RO	Biomassa	267	nov-08	Leilão 2005
Araucária	S	Gás Natural	469	dez-08	Em Construção / Ampliação
Jacuí	S	Carvão Mineral	350	dez-08	Leilão 2005
Candiota III	S	Carvão Mineral	350	dez-09	Leilão 2005
Carvão Indic. S	S	Carvão Mineral	350	dez-10	Indicativa
			450	dez-10	
Biomassa Indic. SE	SE/CO/RO	Biomassa	400	dez-11	Indicativa
			450	dez-12	
Biomassa Indic. NE	NE	Biomassa	250	dez-10	Indicativa
Gás NE	NE	Gás Natural	2.450	dez-10	Indicativa
			100	dez-11	
Angra III	SE/CO/RO	Urânio	1.309	dez-12	Indicativa
Total			10.486		

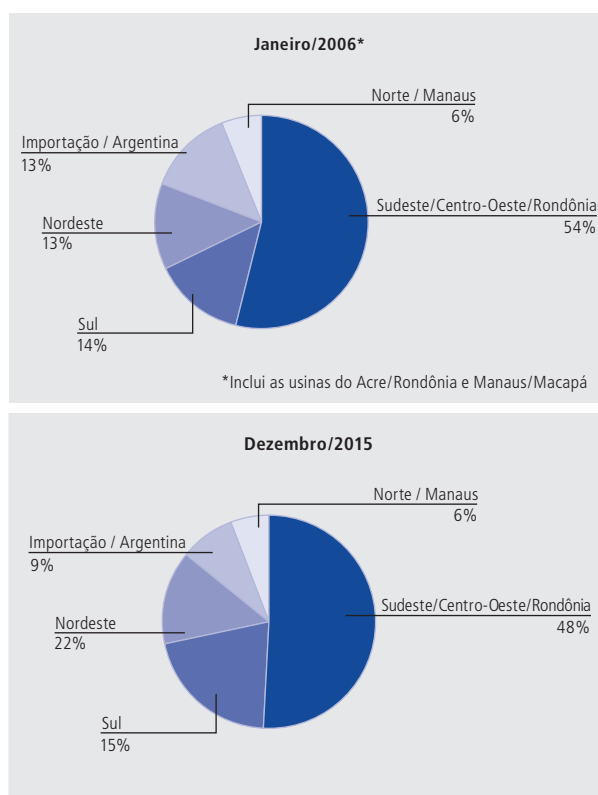
SE/CO/RO – subsistema Sudeste/C.Oeste/Rondônia S – subsistema Sul NE – subsistema Nordeste
No caso de ampliações e motorizações, a potência corresponde ao valor incremental do ano.

O montante indicado de expansão termelétrica para o Nordeste utilizando gás natural como combustível representa apenas a necessidade de energia complementar para o atendimento da região. Foi analisada, também, a alternativa de atendimento ao Nordeste através da expansão das interligações Norte-Nordeste e Sudeste-Nordeste em 2011. Entretanto, pelos estudos realizados, a ampliação da capacidade das referidas interligações não permite atender plenamente aos critérios técnicos e econômicos adotados neste Plano.

Estudos complementares, a serem realizados pela EPE, avaliarão a melhor composição do mix de combustíveis (gás natural/bi-combustível e/ou carvão) para geração térmica indicativa de 2.450 MW, bem como a viabilidade de redução deste montante com adoção de novos projetos de geração eólica.

Os percentuais de participação de cada subsistema na capacidade instalada termelétrica no início (janeiro/2006) e no final (dezembro/2015) do horizonte decenal são apresentados no Gráfico 3-3.

Gráfico 3-3 - Participação da Capacidade Instalada Termelétrica por Subsistema – Configuração de Referência

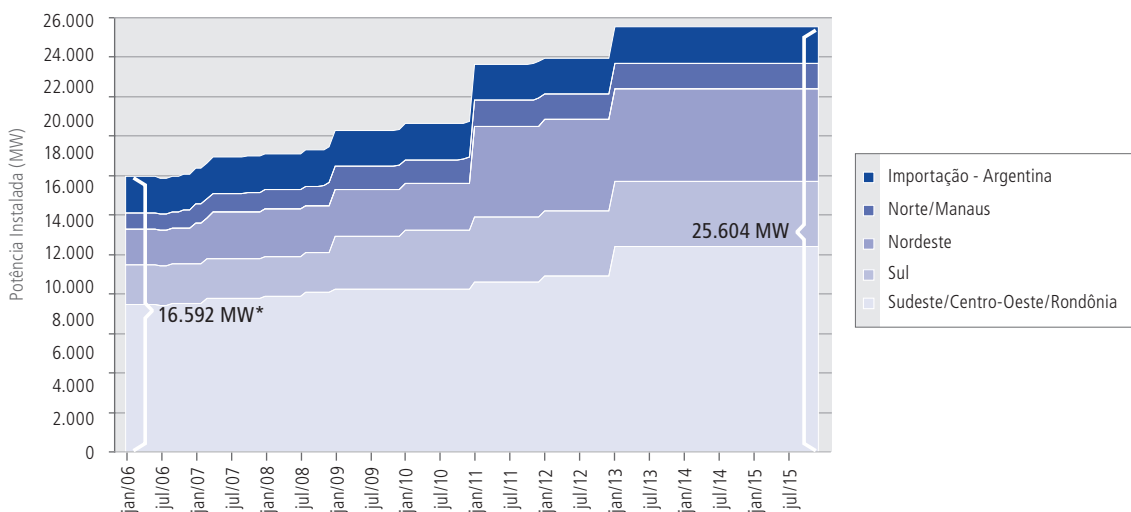


Analogamente à análise das participações dos subsistemas na capacidade instalada hidrelétrica, a capacidade termelétrica do SIN em janeiro/2006 inclui a potência dos empreendimentos que já se encontram em operação comercial nos sistemas isolados de Acre-Rondônia e Manaus-Macapá.

Observe-se que a participação do subsistema Nordeste na capacidade instalada termelétrica do SIN aumenta de 13% para 22% e a do Sudeste reduz em 6% ao longo do horizonte de análise.

O Gráfico 3-4 apresenta a evolução da capacidade instalada termelétrica do SIN. Pode-se verificar que para a Configuração de Referência tem-se um acréscimo de 69% na oferta de geração termelétrica no período 2006-2015, totalizando, aproximadamente, 26 GW de capacidade instalada no SIN no final desse período.

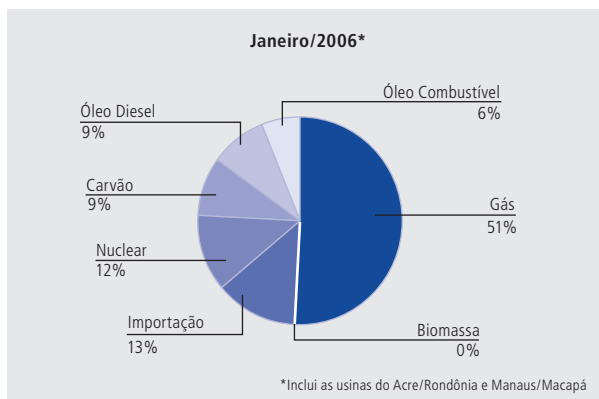
Gráfico 3-4 - Evolução da Capacidade Instalada Termelétrica do SIN - Configuração de Referência



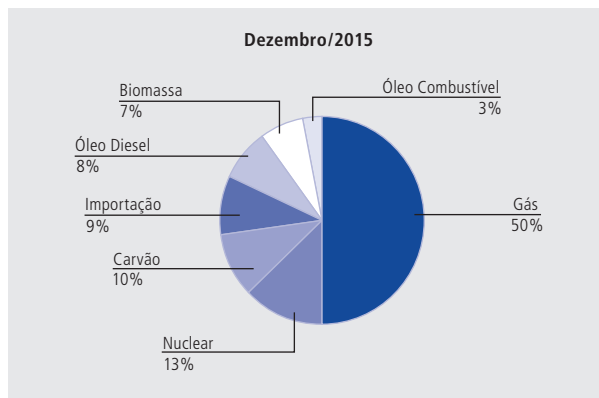
*Inclui as Usinas do Acre/Rondônia e Manaus/Macapá

Os percentuais de participação dos diversos tipos de fontes termelétricas no início (janeiro/2006)²⁸ e no final (dezembro/2015) do horizonte decenal são apresentados no Gráfico 3-5.

Gráfico 3-5 - Participação das Diversas Fontes Termelétricas (% de Capacidade Instalada) – Configuração de Referência



*Inclui as usinas do Acre/Rondônia e Manaus/Macapá

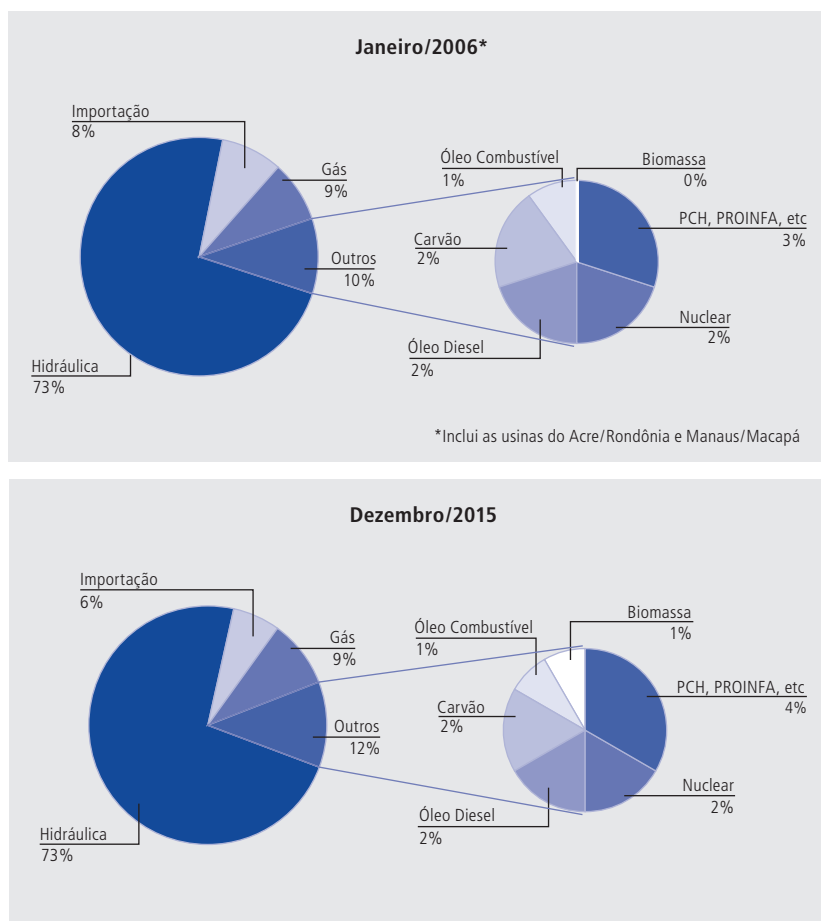


²⁸ Computadas as usinas térmicas em operação dos sistemas isolados Acre-Rondônia e Manaus-Macapá em 2006.

O Gráfico 3-5 indica o crescimento de 7% 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 no leilão de energia nova realizado em dezembro/2005.

O Gráfico 3-6 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 3-6 - Evolução da Participação dos Diversos Tipos de Fonte (% de Capacidade Instalada) – Configuração de Referência



O programa de referência de geração no horizonte decenal contempla, portanto, uma expansão hidrelétrica de aproximadamente 31 GW e uma expansão térmica de cerca de 10 GW, mantendo-se a participação de capacidade hidrelétrica no valor atual de 73% até 2015.

Deve-se ressaltar que as ofertas de geração termelétrica com base em gás natural/bicombustível, consideradas na configuração de referência para complementar o balanço energético, poderão vir a se concretizar a partir dos níveis de competitividade de outros potenciais, tais como: termelétricas a carvão mineral, a biomassa, cogeração, geração eólica, etc. Observa-se que haverá tempo hábil para tomada de decisão e implementação da solução.

Para ajuste da configuração de referência da geração foi também considerada no período 2006-2015, a oferta de energia proveniente de PCHs com base no potencial descrito no item 3.2.3. Os montantes considerados estão apresentados na Tabela 3-27.

Tabela 3-27 - Montantes Adicionais de PCHs na Região Sudeste – Configuração de Referência

Ano	Energia (MWh médio)	Potência (MW)
2011	80	133
2012	40	67
2013	40	67
Total	160	267

O recurso de expansão ou antecipação de ampliações previstas das interligações entre os subsistemas, conforme diagrama da Figura 3.1, foi considerado para o ajuste e definição da configuração de referência da geração. 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 na Tabela 3-28 a seguir.

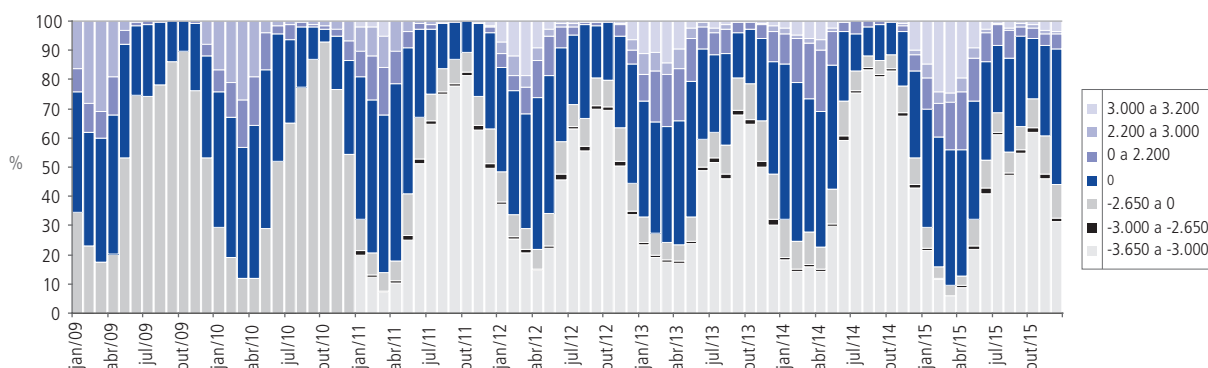
Tabela 3-28 - Principais Expansões ou Antecipações das Interligações Regionais

Ano/ Mês	Trecho	Montante (MW)	Motivação
2008/ jan	Jauru <--> Vilhena	300	Integração ao SIN dos Sistemas Isolados de Acre/Rondônia
2009/ dez	Imperatriz <--> Nordeste(*)	1.500	Necessidade energética de ampliação da capacidade de recebimento da região Nordeste
2010/ dez	Colinas <--> Sudeste	1.100	Ampliação da interligação Norte-Sul em função da entrada de novas usinas no alto Tocantins
2010/ dez	Sul <--> Sudeste	1.000	Necessidade energética de ampliação da capacidade de exportação da região Sul para a região Sudeste.
2011/ jan	Madeira <--> Sudeste	3.000	Início da motorização da primeira usina do rio Madeira
2012/ jan	Tucuruí <--> Manaus	2.500	Integração ao SIN dos Sistemas Isolados de Manaus-Macapá
2012/ jan	Jurupari <--> Macapá	400	Integração ao SIN dos Sistemas Isolados de Manaus-Macapá
2012/ dez	Madeira <--> Sudeste	3.000	Início da motorização da segunda usina do rio Madeira
2013/ dez	Belo Monte <--> Colinas	3.000	Início da motorização de Belo Monte (1ª etapa)
2013/ dez	Colinas <--> Sudeste	1.100	Escoamento da geração de Belo Monte
2014/ dez	Belo Monte <--> Colinas	3.000	Exportação de Belo Monte considerando a motorização completa da 1ª etapa.

(*) O aumento de 1.500 MW no limite de recebimento do NE, representado nas simulações, do Newave, no elo entre o subsistema Imperatriz e o subsistema NE, poderia também se dar no elo entre o subsistema Colinas e o Nordeste, o que corresponde à configuração física anteriormente visualizada nos estudos de transmissão do CCPE. Uma revisão desses estudos será realizada para definir a melhor topologia da ampliação da capacidade de recebimento do Nordeste.

No Gráfico 3-7, apresenta-se, como exemplo ilustrativo, as frequências de ocorrência dos intercâmbios entre os subsistemas Sudeste/C. Oeste e Sul no período 2009-2015. Os valores negativos referem-se aos intercâmbios entre os subsistemas Sul e Sudeste/C. Oeste, já os valores positivos referem-se aos intercâmbios entre os subsistemas Sudeste/C. Oeste e Sul. Observa-se a significativa utilização desta interligação no sentido S-SE até dezembro de 2010 (valores negativos do gráfico, até 2.650 MW, que atingem 90% em alguns meses) e permanece com intensa utilização mesmo após 2010, já com a sugerida ampliação (de 2.650MW para 3.650MW). Tais resultados demonstram a necessidade energética de aumentar a capacidade de exportação da região Sul, enfatizada pela entrada de novas usinas naquela região, especialmente térmicas a carvão mineral.

Gráfico 3-7 - Freqüência dos Intercâmbios Sul – Sudeste



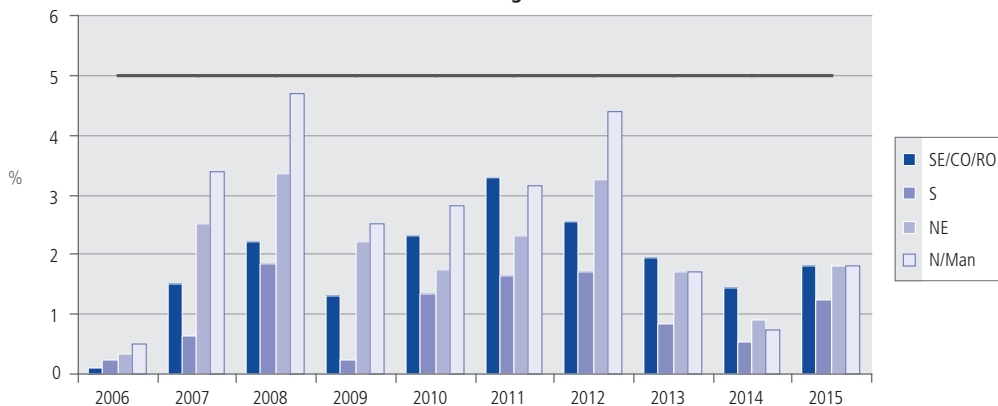
A seguir, são apresentados os seguintes parâmetros energéticos associados à expansão da geração para o cenário de mercado de referência: probabilidade de ocorrência de déficits e os custos marginais de operação.

A Tabela 3-29 apresenta os riscos de ocorrência de déficits de energia de qualquer valor para cada um dos quatro sub-sistemas que têm carga representada. Esses mesmos resultados estão ilustrados no Gráfico 3-8.

Tabela 3-29 - Riscos de Qualquer Déficit – Cenário de Referência

Ano	Risco Anual de Déficit (%)			
	SE/CO/RO	S	NE	N/Man
2006	0,1	0,3	0,4	0,5
2007	1,5	0,7	2,5	3,4
2008	2,2	1,9	3,4	4,7
2009	1,3	0,3	2,2	2,5
2010	2,3	1,4	1,8	2,8
2011	3,3	1,7	2,3	3,2
2012	2,6	1,7	3,3	4,4
2013	2,0	0,9	1,7	1,7
2014	1,5	0,6	0,9	0,8
2015	1,8	1,3	1,8	1,8

Gráfico 3-8 - Riscos de Déficit de Energia - Cenário de Referência



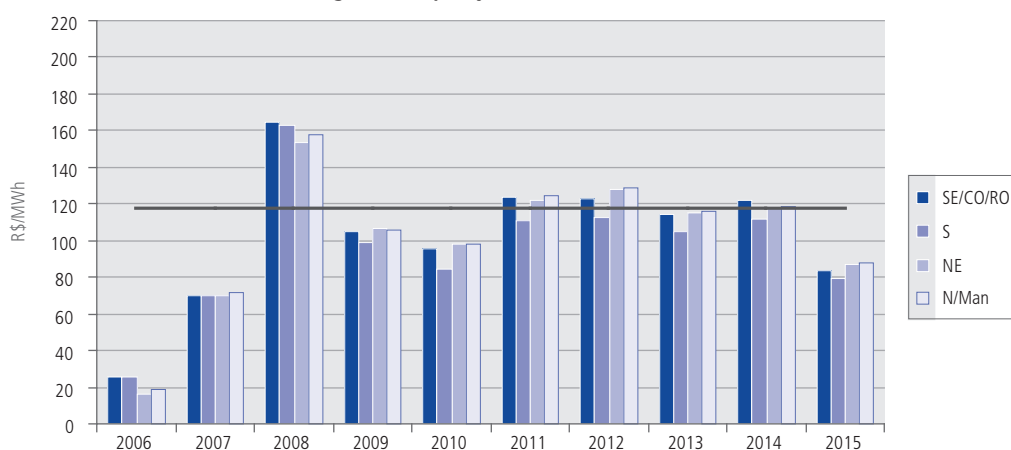
Pelos resultados apresentados, verifica-se que os riscos de déficit resultantes para a configuração de referência atendem ao critério de garantia de suprimento do CNPE (riscos não superiores a 5%) ao longo do período de expansão, 2009 a 2015.

A Tabela 3-30 apresenta os correspondentes valores dos custos marginais de operação médios anuais. Estes valores são ilustrados no Gráfico 3-9, o qual facilita a visualização da convergência do custo marginal de operação ao custo marginal de expansão, considerando a tolerância de até 130 R\$/MWh, a partir de 2009

Tabela 3-30 - Custos Marginais de Operação Médios Anuais - Cenário de Referência

Ano	R\$/MWh			
	SE/CO/RO	S	NE	N/Man
2006	25	26	17	19
2007	70	70	70	72
2008	164	163	153	157
2009	105	99	106	106
2010	96	85	98	98
2011	124	111	122	124
2012	122	113	128	128
2013	115	105	115	116
2014	122	111	119	119
2015	84	79	87	88

Gráfico 3-9 - Custos Marginais de Operação Médios Anuais – Cenário de Referência



Observa-se que a expansão da geração para o cenário de mercado de referência 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 130 R\$/MWh) e riscos de déficit não superiores a 5% em qualquer subsistema ao longo de todo o período de expansão da geração (2009 a 2015).

Ao analisar os montantes dos custos marginais de operação, destacam-se os valores elevados para o ano de 2008, que é anterior ao período de expansão da geração, que tem início em 2009. 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 2008, com valores atendendo ao critério de garantia de suprimento (entre 1,9% e 3,4% para os subsistemas SE, NE e S); o fato de a ocorrência se dar em apenas um ano isolado no horizonte da operação; além de que as condições de atendimento de 2008 estarem sujeitas à influência conjuntural das condições de armazenamento e de tendência hidrológica.

■ Estimativa de Investimentos na Geração

O total de investimentos associados às novas usinas que compõem a configuração de referência de geração para o período 2009 a 2015 resultou da ordem de R\$ 75 bilhões, sendo: R\$ 60 bilhões referentes a usinas hidrelétricas e R\$ 15 bilhões em usinas termelétricas.

3.4 Expansão da Geração para o Cenário de Mercado Alto

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 as projeções de crescimento alto e baixo da carga de energia elétrica, em conformidade com o tratado no Capítulo 2.

Neste item é abordado o cenário de mercado alto, o qual apresenta um crescimento anual médio da carga de energia no período 2006-2015 de 5,8%, ante um crescimento de 5,1% do cenário de referência para o mesmo período.

A Tabela 3-31 apresenta os valores da carga de energia dos diversos subsistemas para esta hipótese de maior crescimento.

Tabela 3-31 - Projeção de Carga de Energia (MWmédio) - Cenário de Mercado Alto

Ano	Sul	Sudeste / C. Oeste		Norte		Nordeste	Brasil Interligado	Taxa Cresc. (%)
		SE/CO	Rondônia Acre	N	Manaus Amapá			
2005	7.654	28.812	-	3.150	-	6.725	46.341	---
2006	7.999	30.251	-	3.334	-	7.015	48.599	4,9
2007	8.391	31.932	-	3.509	-	7.432	51.264	5,5
2008	8.801	33.571	421	3.807	-	7.824	54.423	6,2
2009	9.256	35.207	447	3.983	-	8.203	57.096	4,9
2010	9.704	36.889	475	4.124	-	8.661	59.853	4,8
2011	10.158	38.595	504	4.523	-	9.109	62.888	5,1
2012	10.714	40.818	539	5.109	1.283	9.615	68.078	8,3
2013	11.326	43.137	578	5.706	1.377	10.229	72.353	6,3
2014	12.035	45.442	624	5.947	1.474	10.909	76.432	5,6
2015	12.731	47.995	670	6.479	1.584	11.584	81.043	6,0
Crescimento Médio do SIN (2006-2015)								5,8

A adoção do cenário de mercado alto cria a necessidade de expansão adicional da geração, além daquela considerada no cenário de referência. Dessa forma, foram acrescentadas, apenas para efeito de ajuste do programa de usinas de referência, fontes de geração térmica indicativas a gás natural/bicombustível nos subsistemas Sudeste e Nordeste. O Anexo III apresenta as principais características para essas fontes. Os montantes de novas usinas necessárias para o atendimento a esta projeção de mercado alto, segundo os critérios de garantia adotados, bem como seu cronograma de entrada, são explicitados na Tabela 3-32. O monitoramento da evolução do mercado, através dos próximos planos decenais, indicará a efetiva necessidade ou não dessas novas fontes, dispondo-se de tempo hábil para a tomada de decisão e implementação da solução.

Tabela 3-32 - Expansão Térmica Adicional para Atendimento ao Cenário de Mercado Alto

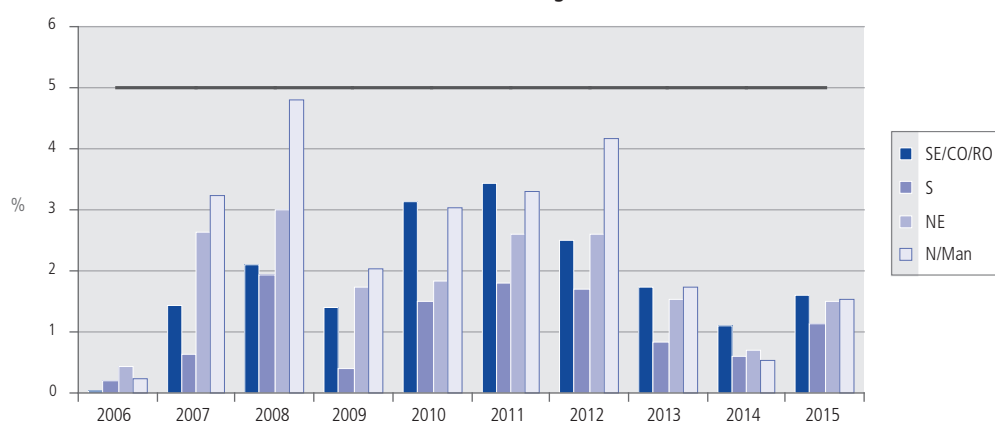
Ano	Subsistema	Potência (MW)	Combustível
2011	SE	1.100	Gás natural ²⁹
	NE	600	
2012	NE	200	
2013	SE	2.000	
2014	NE	800	
Total		4.700	

A Tabela 3-33 e o Gráfico 3-10 mostram os resultados obtidos para o risco anual de déficit. Observa-se que foi mantido o critério de garantia de suprimento, com probabilidade de riscos 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 de referência tratado anteriormente.

Tabela 3-33 - Riscos de Qualquer Déficit - Cenário de Mercado Alto

Ano	Risco Anual de Déficit (%)			
	SE/CO/RO	S	NE	N/Man
2006	0,1	0,2	0,5	0,3
2007	1,5	0,7	2,7	3,3
2008	2,1	2,0	3,0	4,8
2009	1,4	0,4	1,8	2,1
2010	3,2	1,5	1,9	3,1
2011	3,5	1,8	2,6	3,3
2012	2,5	1,7	2,6	4,2
2013	1,8	0,9	1,6	1,8
2014	1,1	0,6	0,7	0,6
2015	1,6	1,2	1,5	1,6

Gráfico 3-10 - Riscos de Déficit de Energia – Cenário de Mercado Alto



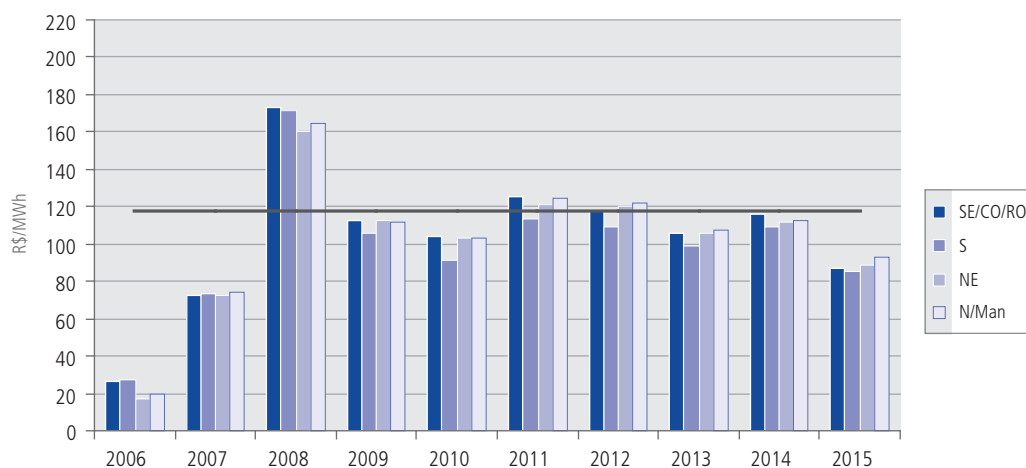
²⁹Estudos complementares, a serem realizados pela EPE, avaliarão a melhor composição do mix de combustíveis (gás natural/bicombustível e/ou carvão), bem como a viabilidade de redução do montante com adoção de novos projetos de geração eólica e/ou ampliação de interligações regionais.

A Tabela 3-34 e o Gráfico 3-11 apresentam os resultados relativos aos custos marginais de operação. Consta-se que os valores encontrados, também, se assemelham aos do caso de referência.

Tabela 3-34 - Custo Marginal da Operação Médios Anuais- Cenário de Mercado Alto

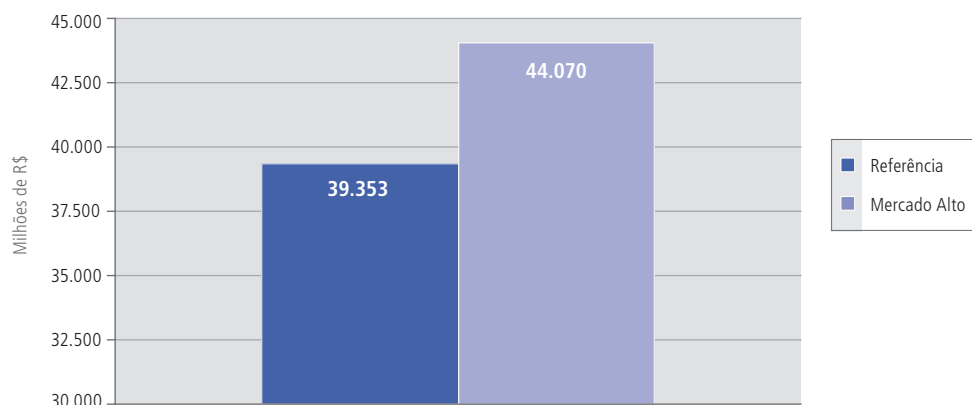
Ano	R\$/MWh			
	SE/CO/RO	S	NE	N/Man
2006	27	27	17	20
2007	73	73	72	74
2008	173	172	160	165
2009	113	106	112	112
2010	104	92	103	103
2011	125	114	121	125
2012	117	109	120	122
2013	106	99	106	107
2014	116	109	112	113
2015	87	85	88	93

Gráfico 3-11 - Custos Marginais de Operação Médios Anuais – Cenário de Mercado Alto



Cabe ressaltar que a semelhança encontrada entre os resultados do risco de déficit e do custo marginal de operação dos casos de Mercado de Referência e de Mercado Alto é fruto 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 Alto. Tal elevação, ilustrada no Gráfico 3-12, resultou da ordem de 12%, sendo devida ao aumento da carga de energia atendida a um custo operacional mais alto das fontes de geração.

Gráfico 3-12 - Custos Totais de Operação – Cenário de Mercado Alto x Cenário de Referência



3.5 Expansão da Geração para o Cenário de Mercado Baixo

O cenário de mercado baixo apresenta um crescimento anual médio da carga de energia no período 2006-2015 de 4,1%, ante um crescimento de 5,1% do cenário de referência para o mesmo período.

A Tabela 3-35 apresenta os valores da carga de energia dos diversos subsistemas para esta hipótese de menor crescimento.

Tabela 3-35 - Projeção de Carga de Energia (MWmédio) - Cenário de Mercado Baixo

Ano	Sul	Sudeste / C. Oeste		Norte		Nordeste	Brasil Interligado	Taxa Cresc. (%)
		SE/CO	Rondônia Acre	N	Manaus Amapá			
2005	7.654	28.812	-	3.150	-	6.725	46.341	-
2006	7.908	29.928	-	3.315	-	6.942	48.093	3,8
2007	8.192	31.219	-	3.460	-	7.265	50.136	4,2
2008	8.482	32.441	406	3.742	-	7.558	52.629	5,0
2009	8.806	33.608	426	3.891	-	7.826	54.558	3,7
2010	9.113	34.776	446	4.002	-	8.113	56.449	3,5
2011	9.447	35.833	467	4.348	-	8.427	58.522	3,7
2012	9.780	37.152	489	4.452	1.164	8.696	61.733	5,5
2013	10.082	38.495	513	4.977	1.222	8.969	64.258	4,1
2014	10.433	39.815	541	5.562	1.279	9.329	66.959	4,2
2015	10.778	41.224	568	5.746	1.343	9.670	69.329	3,5
Crescimento Médio do SIN (2006-2015)								4,1

O plano de obras de geração do cenário de referência foi ajustado para o atendimento a este cenário de mercado baixo, respeitando-se os critérios estabelecidos de garantia de suprimento e de igualdade dos custos marginais de operação e de expansão.

Para tanto, considerando a manutenção da implantação de grandes projetos hidrelétricos a partir de 2011 (os do rio Madeira e Belo Monte), foram necessárias as seguintes alterações na Configuração de Referência descrita no item 3.3:

- retirada das novas usinas termelétricas a gás na região Nordeste, totalizando 2.550 MW;
- retirada da usina de Angra 3, com 1.309 MW, do sistema Sudeste;
- retirada da usina indicativa a carvão no Sul, com 350 MW, em 2011;
- retirada de 9 usinas hidrelétricas do horizonte de estudo, totalizando 3.517 MW;
- retirada das usinas térmicas a biomassa indicativas: 1.300 MW no Sudeste e 250 MW no Nordeste;

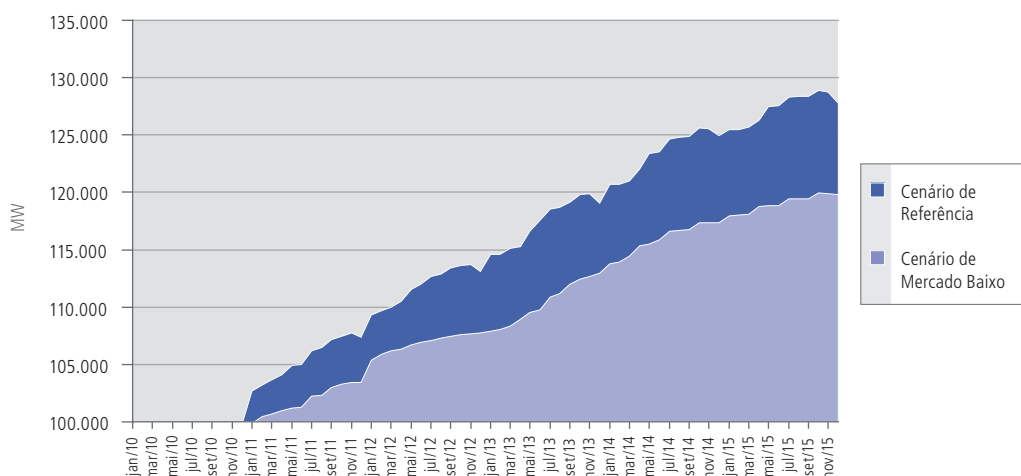
- atraso de 1 ano na implantação das usinas hidrelétricas que estavam previstas para entrar em operação de dezembro/2011 a novembro/2012, sendo, ao todo, 12 usinas correspondentes a 1.851 MW de capacidade instalada;
- atraso de 2 anos para entrada em operação das 6 usinas indicadas a participar do Leilão de Energia Nova de 2006.

As datas das usinas vencedoras do Leilão de Energia de 2005, bem como das usinas hidrelétricas com concessão foram mantidas.

Resumindo, no final do horizonte, para o atendimento deste cenário de mercado baixo resulta necessária uma oferta de energia inferior em, aproximadamente, 9.000 MW à do cenário de referência, conforme mostrado no Gráfico 3-13.

Ressalta-se, desta análise, que a decisão de se iniciar a construção das usinas de Jirau e Santo Antônio, no rio Madeira, e de Belo Monte, no rio Xingu, é robusta na medida em que mesmo no cenário de mercado baixo a contratação da energia destas usinas é absorvida pela carga do SIN para a alternativa de ajuste adotada.

Gráfico 3-13 - Evolução da Potência Instalada – Cenário de Mercado Baixo x Cenário de Referência

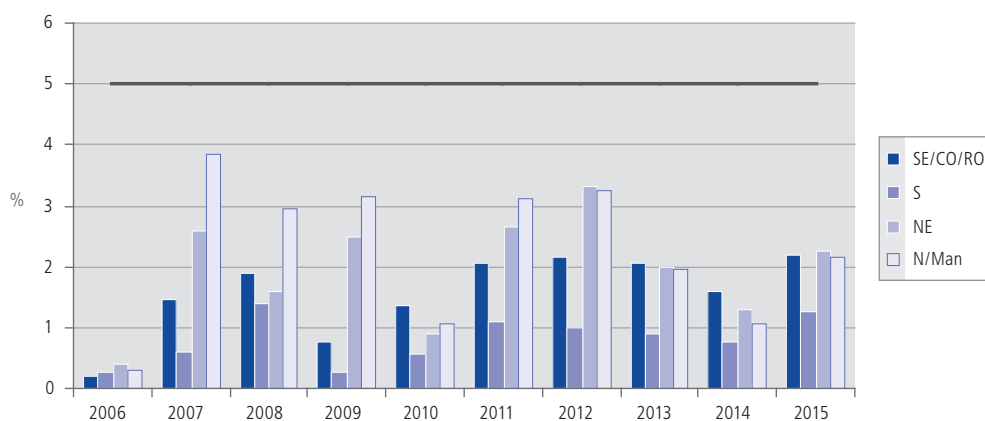


A Tabela 3-36 e o Gráfico 3-14 mostram os resultados de riscos de déficit, evidenciando que foi mantido o critério de garantia de suprimento estabelecido, com valores de probabilidade de riscos de qualquer déficit abaixo de 5% em todos os subsistemas. Consta-se, ainda, que a ordem de grandeza dos riscos de déficit resultou equivalente à do cenário de referência.

Tabela 3-36 - Riscos de Qualquer Déficit - Cenário de Mercado Baixo

Ano	Risco Anual de Déficit (%)			
	SE/CO/RO	S	NE	N/Man
2006	0,2	0,3	0,4	0,3
2007	1,5	0,6	2,6	3,9
2008	1,9	1,4	1,6	3,0
2009	0,8	0,3	2,5	3,2
2010	1,4	0,6	0,9	1,1
2011	2,1	1,1	2,7	3,1
2012	2,2	1,0	3,3	3,3
2013	2,1	0,9	2,0	2,0
2014	1,6	0,8	1,3	1,1
2015	2,2	1,3	2,3	2,2

Gráfico 3-14 - Riscos de Déficits de Energia – Cenário de Mercado Baixo

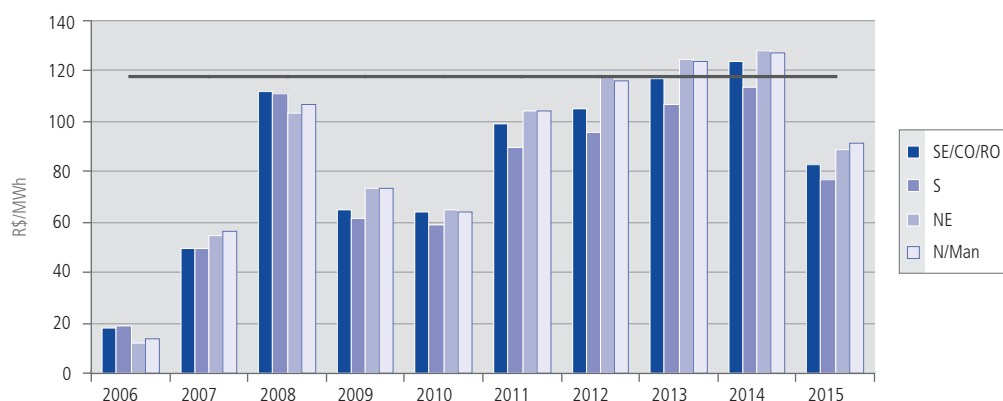


A Tabela 3-37 e o Gráfico 3-15 apresentam os valores dos custos marginais de operação. Consta-se que os valores encontrados assemelham-se aos do caso de referência no final do horizonte. Verificam-se, por outro lado, no período 2009 – 2012, valores do custo marginal de operação sensivelmente abaixo do custo marginal de expansão. O adequado ajuste nesse período não foi possível tendo em vista a premissa de não alterar o cronograma de expansão das usinas vencedoras do Leilão 2005 e das usinas com concessão.

Tabela 3-37 - Custo Marginal da Operação Médios Anuais - Cenário de Mercado Baixo

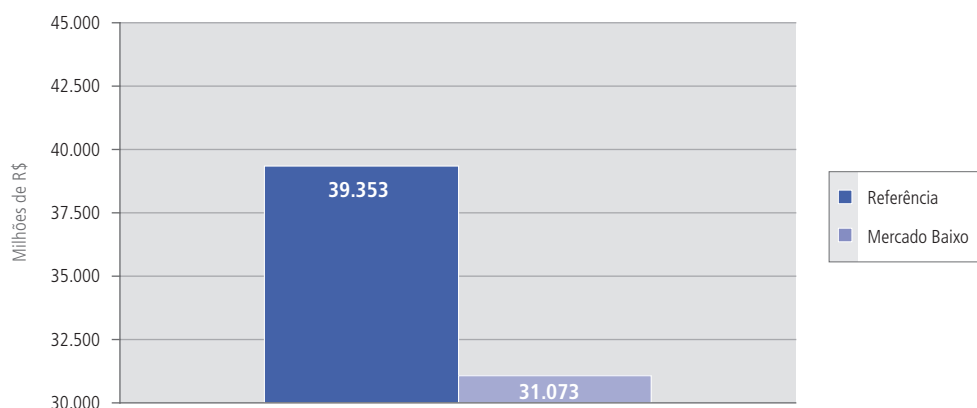
Ano	R\$/MWh			
	SE/CO/RO	S	NE	N/Man
2006	18	18	12	14
2007	49	50	55	56
2008	112	111	103	107
2009	65	61	73	74
2010	64	59	65	64
2011	99	89	104	104
2012	105	95	117	116
2013	117	107	124	123
2014	124	113	128	127
2015	83	77	89	91

Gráfico 3-15 - Custos Marginais de Operação Médios Anuais – Cenário de Mercado Baixo



Apresenta-se, finalmente, no Gráfico 3-16, os resultados referentes ao custo total de operação. Consta-se, conforme esperado, um valor de custo para o cenário de mercado baixo inferior ao correspondente ao cenário de referência (da ordem de 20% abaixo).

Gráfico 3-16 - Custos Totais de Operação - Cenário de Mercado Baixo x Cenário de Referência



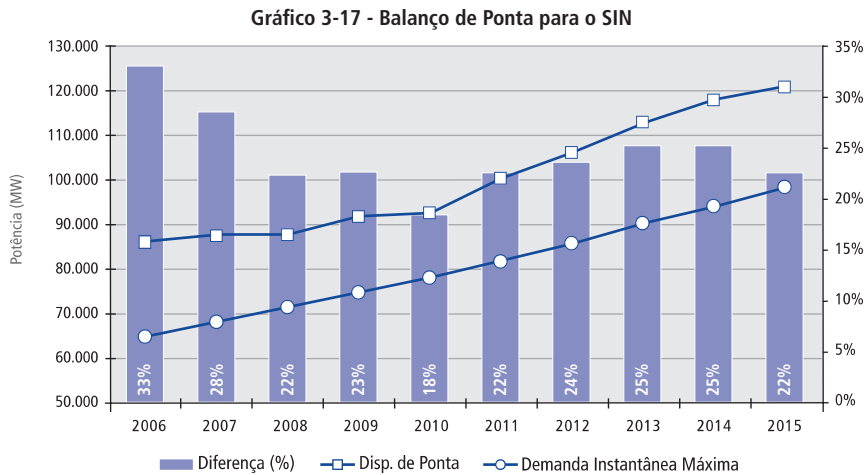
3.6 Análises Adicionais

3.6.1 Atendimento à Demanda Máxima

Uma primeira análise das condições de atendimento à demanda máxima (MWh/h) do Sistema Interligado Nacional e dos subsistemas, ao longo do período 2006-2015, foi feita por meio de um balanço anual simplificado de ponta para a configuração de geração de referência sem considerar hidrologias críticas e nem condicionantes de alocação de reserva girante. As premissas básicas deste balanço foram as seguintes:

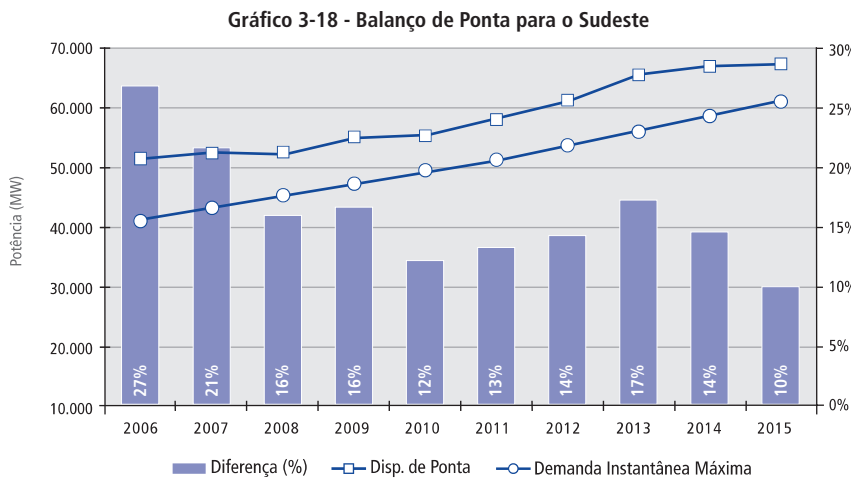
- a disponibilidade máxima foi obtida a partir da potência instalada, abatidas as indisponibilidades (forçada e programada), tanto para as usinas termelétricas, quanto para as hidrelétricas;
- a demanda máxima instantânea em cada um dos subsistemas foi obtida para cada ano a partir do máximo valor mensal no ano;

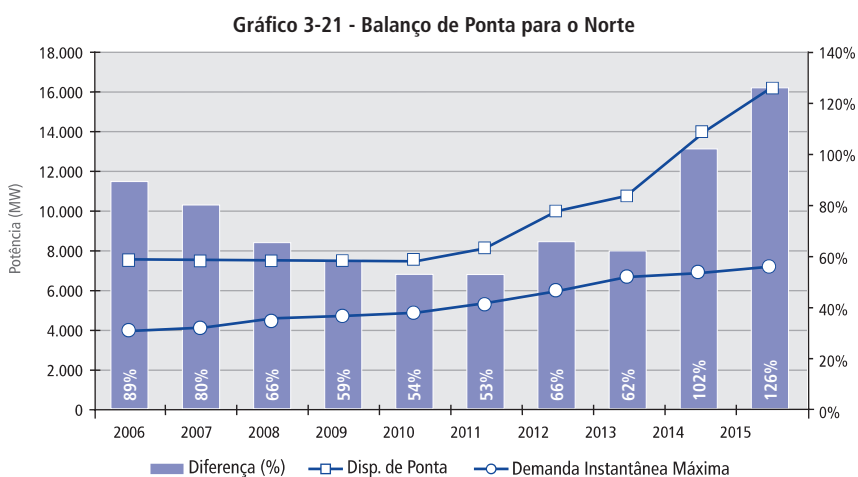
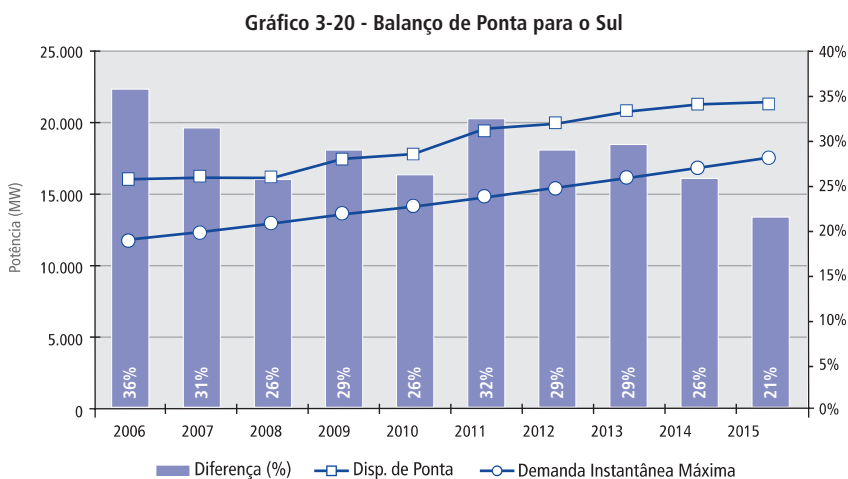
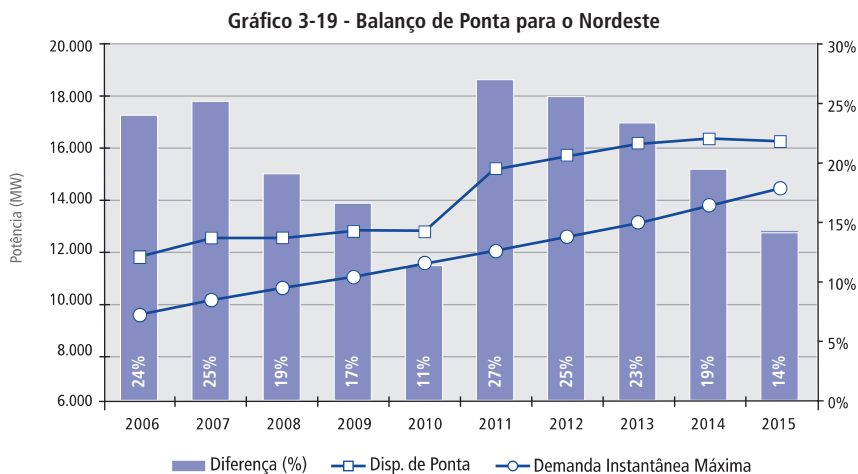
- os índices de indisponibilidade forçada e programada para as usinas hidrelétricas são os indicados pelo BRACIER (por faixa de potência). Para as usinas termelétricas foram considerados os valores utilizados na operação (quando usina existente), e valores informados pelos empreendedores, no leilão de 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 3-17 apresenta o balanço de ponta para o SIN.



O balanço apresentado acima demonstra que a menor folga existente entre a demanda máxima instantânea e a disponibilidade de capacidade de potência do parque gerador é de 18% no ano 2010.

Os Gráficos 3-18 a 3-21 apresentam os balanços para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste/ Rondônia, Nordeste, Sul e Norte/Manaus.





Os balanços por região, também, indicam que as folgas são sempre superiores a 10%. As menores folgas ocorreram na região Nordeste, 11% em 2010, e região Sudeste, 10% em 2015.

Análises mais detalhadas serão desenvolvidas em complementação aos estudos aqui apresentados.

3.6.2 Análises de Sensibilidade

São, a seguir, apresentadas as análises de sensibilidade efetuadas, pelas quais se procurou avaliar o efeito de antecipações e/ou postergações de projetos componentes da configuração de referência da geração, definida no item 3.3, em função de condicionantes estratégicos e socioambientais, visando sinalizar suas conseqüências sobre as condições de atendimento às projeções de consumo.

■ Postergação no Início da Operação Comercial da UTE Araucária

A UTE a gás natural de Araucária, com 469 MW de capacidade instalada, poderá estar disponível ao SIN a partir de 2009, podendo vir a vender no leilão de energia nova a se realizar em 2006. Essa hipótese, entretanto, ainda está sujeita a incerteza, por conta do processo de negociação em curso entre seus investidores. Dessa forma, aventou-se a possibilidade de a entrada em operação comercial dessa termelétrica se dar em janeiro/2011, na hipótese da venda de sua energia ocorrer só no leilão de A-3 em 2008, admitindo-se que não haja novas compras para entrega de energia em 2010.

Os resultados da análise, apresentados no Anexo V, indicam que essa postergação, por si só, não afeta de modo significativo a garantia de suprimento e o custo marginal de operação.

Para todos os subsistemas observou-se que foi atendido o critério de probabilidade de riscos de qualquer déficit não superiores a 5%, tendo-se mantido o custo marginal de operação convergido ao custo marginal de expansão, considerando uma tolerância de até 130 R\$/MWh, a partir de 2009. Ademais, a variação em relação ao caso de referência não foi relevante para nenhum dos subsistemas tanto para a garantia de suprimento, como para o custo marginal de operação.

■ Redução no Programa PROINFA – 1ª Etapa

Como apresentado no item 3.2.3, existe no Brasil um potencial expressivo para geração de energia elétrica a partir de biomassa, de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e de energia eólica. A exploração deste potencial traz benefícios para a matriz energética brasileira ao lhe conferir robustez através da diversidade de fontes de geração. Estas fontes de geração complementares estão agrupadas no PROINFA.

Apesar das conhecidas vantagens do PROINFA, alguns desafios ainda estão por ser superados, destacando-se, dentre outros, a possibilidade de um aumento explosivo do número de novos Agentes. Sendo assim, foi efetuada a análise de sensibilidade em relação ao total do potencial disponibilizado nesse programa, avaliando-se o efeito de uma redução de 20% em relação ao previsto, ou seja, uma redução da capacidade instalada de 3.150 MW para um valor em torno de 2.500 MW.

Ao se analisarem os resultados dessa hipótese, apresentados no Anexo V, constata-se que o impacto dessa redução no PROINFA, isoladamente, não tem efeito significativo. Os subsistemas mantêm-se atendendo ao critério de garantia de suprimento, com riscos de qualquer déficit não superiores a 5%, e a variação do custo marginal de operação em relação ao caso de referência foi relativamente pequena.

■ Redução da Importação da Argentina e da Geração da UTE Uruguaiana

A interligação para importação de energia da Argentina, que perfaz 2.178 MW em seu máximo, e a UTE a gás natural de Uruguaiana, com 638 MW de capacidade instalada, enfrentam, atualmente, restrições no fornecimento de gás natural argentino. Acredita-se que tais impedimentos estarão equacionados a partir de 2009, estando disponíveis para a venda de energia para este ano no leilão de energia nova de 2006. Cabe lembrar, todavia, que o equacionamento das limitações desses empreendimentos depende da conjuntura de outro país. Desse modo, procurou-se avaliar o impacto da manutenção das restrições, hoje existentes, durante todo o período 2009-2015, com a interconexão de Garabi disponibilizando pouco mais de 400 MW e a UTE Uruguaiana em torno de 200 MW.

Os resultados na análise, apresentados no Anexo V, indicam que, dado que os preços para os despachos da interligação Argentina e da UTE Uruguaiana são bastante competitivos e a inflexibilidade da UTE Uruguaiana é alta, o impacto da manutenção das restrições hoje existentes é bastante relevante para o Sistema Interligado Nacional, principalmente, em termos de custos marginais de operação.

Ao se analisar o custo marginal de operação, constatou-se um acentuado aumento em relação ao caso de referência, atingindo valores da ordem de R\$ 190/MWh. Porém, os valores de probabilidade de riscos de qualquer déficit ficam abaixo de 5% em todos os subsistemas.

■ Hipótese de Ocorrência Simultânea dos Atrasos

Procurou-se analisar o efeito da manutenção da redução do lastro da interligação com a Argentina e da UTE Uruguaiana acima descrito, conjugado à postergação da operação comercial da UTE Araucária e da redução da disponibilidade do PROINFA em 20%.

Os resultados dessa análise, também apresentados no Anexo V, indicam que o problema de restrição da importação da Argentina e da geração da UTE Uruguaiana, cujo efeito isolado já se mostrou ser significativo, torna-se bastante severo quando combinado com os efeitos dos demais eventos citados, os quais, individualmente, são contornáveis.

Os riscos de déficit atingem valores da ordem de 5% no período 2010-2012, enquanto o custo marginal de operação fica no patamar de R\$ 200/MWh no período 2011-2014.

Nesse cenário pessimista, embora a operação do SIN possa se realizar a custos de operação elevados, os riscos de déficit de energia se manteriam dentro do critério de segurança (aceitando-se uma tolerância de riscos de 5,5% no Sul em 2010 e no Norte em 2012).

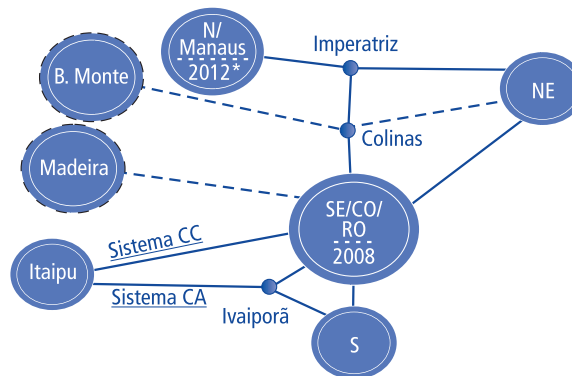
Anexos – Capítulo 3

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/06	dez/10	2.200	2.650	7.000	0	5.550	0	3.630	3.630	6.300	0
jan/11	dez/15	3.200	3.650	7.000	0	5.550	0	3.630	3.630	6.300	0
		IMP-NE	NE-IMP	SE-NE	NE-SE	COL-NE	NE-COL				
jan/06	fev/07	2.250	1.200	850	0	0	0				
mar/07	abr/08	2.250	1.200	850	850	1.100	1.100				
mai/08	dez/09	2.250	1.200	1.000	1.000	1.100	1.100				
jan/10	dez/12	3.750 (*)	2.700 (*)	1.000	1.000	1.100 (*)	1.100 (*)				
jan/13	dez/15	3.750 (*)	2.700 (*)	1.000	1.000	1.100 (*)	1.100 (*)				
		SE-COL	COL-SE	COL-IMP	IMP-COL	IMP-N	N-IMP				
jan/06	abr/08	2.200	1.550	2.200	2.200	5.500	5.500				
mai/08	dez/10	3.600	2.800	3.600	3.600	5.500	5.500				
jan/11	dez/13	4.700	4.000	4.800	4.800	5.500	5.500				
jan/14	dez/14	5.800	5.800	5.100	5.100	5.500	5.500				
jan/15	dez/15	5.800	8.800	5.100	5.100	5.500	5.500				
		BM-COL	COL-BM	MD-SE	SE-MD						
jan/06	jan/11	0	0	0	0						
fev/11	dez/11	0	0	3.000	0						
jan/12	dez/12	0	0	3.000	0						
jan/13	dez/13	0	0	6.000	0						
jan/14	dez/14	3.000	0	6.000	0						
jan/15	dez/15	6.000	0	6.000	0						

(*) O aumento de 1.500 MWmed nos limites de importação e exportação do NE foi representado, nas simulações energéticas, no elo entre os subsistemas Impetratriz e Nordeste. Este aumento poderia se dar no elo entre Colinas e Nordeste, o que corresponde à configuração física visualizada pelos estudos de transmissão anteriores, reportados no Capítulo 4

Legenda
 SE=Sudeste/Centro-Oeste/Rondônia
 IT=Itaipu
 S=Sul
 COL=Colinas
 NE=Nordeste
 IMP=Impetratriz
 N=Norte/Manaus
 BM=Belo Monte
 IV=Itaiporã
 MD=Madeira



ANEXO II – Usinas Hidrelétricas da Expansão

Aproveitamento	Rio	Aproveitamento de Jusante	UF	Subsistema	Potência (MW)	Cota Mínima (m)	Cota Máxima (m)	Canal de Fuga Médio (m)	Volume Mínimo (hm³)	Volume Útil (hm³)	Produtibilidade Associada a 65% do V.U.
14 de Julho	Das Antas	Não Há	RS	S	100	103	104	70,5	49,31	5,69	0,3061
Água Limpa	Das Mortes	Toricoejo	MT	SE/CO/RO	320	467	467	360	86,2	0	0,9342
Baguari	Doce	Aimorés	MG	SE/CO/RO	140	184,5	185	167	31,42	6,65	0,1623
Baixo Iguaçu	Iguaçu	Não Há	PR	S	340	259	259	241,84	163,92	0	0,1489
Barra do Braúna	Pomba	Não Há	MG	SE/CO/RO	39	149,94	150	125,63	33	1	0,2094
Barra do Pomba	Paraíba do Sul	Cambuci	RJ	SE/CO/RO	80	54,5	56,2	41,8	58,46	18,32	0,1173
Barra dos Coqueiros	Claro	Itaguaçu	GO	SE/CO/RO	90	446	448	411,71	302	47,84	0,3147
Barra Grande	Pelotas	Machadinho	RS/SC	S	460	617	647	480,63	2669	2302	1,3849
Baú I	Doce	Candongá	MG	SE/CO/RO	110,1	366,7	367	328	147	3	0,3381
Belo Monte	Xingu	Não Há	PA	BM	5.500	96,97	97	6,54	3949	11	0,8053
Belo Monte Comp.	Xingu	Não Há	PA	N/Man	181,3	97,00	97,00	83,58	3.960,0	0,00	0,1191
Buriti Queimado	Das Almas	Serra da Mesa	GO	SE/CO/RO	142	499,6	516	460	498,35	1982,5	0,4807
Cachoeira	Parnaíba	Estreito	PI/MA	NE	93	116,42	116,42	101,95	218	0	0,1251
Cachoeirão	Juruena	Não Há	MT	SE/CO/RO	64	337	337	296,5	9,23	0	0,3359
Cachoeirinha	Chopim	S.Gde.Chopim	PR	S	45	603	603	539	76,21	0	0,5483
Caçu	Claro	B.Coqueiros	GO	SE/CO/RO	65	475	477	448,73	197,27	34,5	0,2433
Cambuci	Paraíba do Sul	Não Há	RJ	SE/CO/RO	50	39,2	39,2	29,58	26,97	0	0,0786
Campos Novos	Canoas	Machadinho	SC	S	880	655	660	472,7	1320	157	1,6244
Capim Branco I	Araguari	Capim Branco II	MG	SE/CO/RO	240	623,99	624	565	239	1	0,5053
Capim Branco II	Araguari	Itumbiara	MG	SE/CO/RO	210	564,99	565	518,4	878	1	0,4018
Castelhano	Parnaíba	Não Há	PI/MA	NE	96	86	86	72,32	439,01	0	0,1184
Castro Alves	Das Antas	Monte Claro	RS	S	130	239	240	148	87	5	0,7585
Cebolão	Tibagi	Não Há	PR	S	152	425	425	383	315	0	0,2059
Corumbá III	Corumbá	Corumbá I	GO	SE/CO/RO	93,6	768	772	729,7	709	263	0,3621
Corumbá IV	Corumbá	Corumbá III	GO	SE/CO/RO	127	837	842	771,2	2.936,6	687,8	0,619
Dardanelos	Aripuanã	Não Há	MT	SE/CO/RO	261	231,5	213,5	114,56	0,12	0	0,8688
Espora	Correntes	Olho d'água	GO	SE/CO/RO	32	576,5	583,5	531,2	71	138	0,404
Estreito Pam.	Parnaíba	Castelhano	PI/MA	NE	86	101	101	87,72	310	0	0,1149
Estreito Toc.	Tocantins	S.Quebrada	TO/MA	N/Man	1.087,2	156	156	135,3	5.400	0	0,1789
Foz do Chapecó	Uruguai	Itapiranga	RS/SC	S	855,2	264,99	265	213,2	1512	1	0,4635
Foz do Rio Claro	Claro	I.Solt.Eqv	GO	SE/CO/RO	67	354	354	325,71	95,33	0	0,2506
Fundão	Jordão	Jordão	PR	S	120	705,5	705,5	609	35	0	0,8299
Irapé	Jequitinhonha	Murta	MG	SE/CO/RO	360	470,8	510	328	2.268	3.696	1,4906
Itaguaçu	Claro	Foz do Rio Claro	GO	SE/CO/RO	130	411,5	411,5	352,83	1.793,9	0	0,5206
Itaipu Binacional	Iguaçu	Não Há	-	SE/CO/RO	1.400	220	220	100	29.000	0	1,0647
Itapiranga	Uruguai	Não Há	SC/RS	S	580	193	193	164,6	721,6	0	0,2459
Jataizinho	Tibagi	Não Há	PR	S	155	383	383	343,3	404,5	0	0,7001
Jirau	Madeira	Sto. Antônio	RO	MD	3.300	90	90	74	1.985,55	0	0,143
Juruena	Juruena	Cachoeirão	MT	SE/CO/RO	46	452	452	416,5	6,5	0	0,2953
Maranhão Baixo	Maranhão	Porteiras	GO	SE/CO/RO	125	570,2	595	520	852,83	2.773,36	0,5885
Mascarenhas	Doce	Não Há	MG	SE/CO/RO	49,5	60,75	60,75	39,42	18,84	0	0,1828
Mauá + PCH	Tibagi	São Jerônimo	PR	S	387,9	626	635	514,7	1471	666	1,0262
Mirador	Tocantinzinho	Serra da Mesa	GO	SE/CO/RO	80	610	640	493,47	412,89	1.091,92	1,1918

Aproveitamento	Rio	Aproveitamento de Jusante	UF	Subsistema	Potência (MW)	Cota Mínima (m)	Cota Máxima (m)	Canal de Fuga Médio (m)	Volume Mínimo (hm³)	Volume Útil (hm³)	Produtibilidade Associada a 65% do V.U.
Monjolinho	Passo Fundo	Foz do Chapecó	RS	S	67	328,5	328,5	265,25	150,48	0	0,5584
Monte Claro	Das Antas	14 de Julho	RS	S	65	147	148	104	10,1	1,18	0,3601
Murta	Jequitinhonha	Não Há	MG	SE/CO/RO	120	329,8	329,85	288	339	1	0,3618
Novo Acordo	Sono / Médio Tocantins	Não Há	TO	SE/CO/RO	160	239	239	201,1	1.003,5	0	0,3408
Olho D'Água	Correntes	I.Solt.Eqv	GO	SE/CO/RO	33	490	490	439,03	480	0	0,4354
Pai Querê	Pelotas	Barra Grande	RS/SC	S	291,9	762	797	647,27	1.044	1.544	1,21117
Passo de São João	Ijuí	Não Há	RS	S	77,1	126,8	126,8	97,53	102,4	0	0,2425
Paulistas	São Marcos	Serra do Facão	GO/MG	SE/CO/RO	53,6	785	800	755,84	430,05	1.351,56	0,3502
Pedra Branca	São Francisco	Itaparica	BA/PE	NE	320	343	343	331,83	766,7	0	0,0988
Peixe Angical	Tocantins	Ipueiras	TO	SE/CO/RO	452	261	263	234,83	2210	530	0,2425
Picada	Peixe	Sobragi	MG	SE/CO/RO	50	658,76	659,22	525,71	6	1	1,1054
Porto Galeano	Sucuriú	Jupia	MS	SE/CO/RO	139	326,5	326,5	289,5	823,24	0	0,2601
Retiro Baixo	Paraopeba	Três Marias	MG	SE/CO/RO	82	614	616	577	200,72	40,87	0,3261
Riacho Seco	São Francisco	Pedra Branca	BA/PE	NE	240	352,5	352,5	345,78	605,3	0	0,0591
Ribeiro Gonçalves	Parnaíba	Uruçui	PI/MA	NE	173	226	243	192,99	759,21	2572,13	0,3951
Rondon II	Comemoração	Não Há	RO	SE/CO/RO	73,5	260,00	260,00	203,90	52,84	0,00	0,5008
Salto	Verde	Sít Verdinho	GO	SE/CO/RO	108	446,5	446,5	400	1187,4	0	0,4113
Salto do Rio Verdinho	Verde	I.Solt.Eqv	GO	SE/CO/RO	93	370,5	370,5	328,73	264,48	0	0,3657
Salto Grande	Chopim	P.Estrela	PR	S	53,4	356	356	255,1	78	0	0,7829
Salto Pilão	Itajaí	Não Há	SC	S	182,3	319	319	110,9	0,28	0	1,8132
Santo Antônio	Madeira	Não Há	RO	MD	3150	70	70	53,9	2049,46	0	0,1542
Santo Antônio do Jari	Jari	Não Há	AM/PA	N/Man	99,9	27,1	28	0,2	79,33	22	0,2433
São Domingos	Verde	P.Primavera	MS	SE/CO/RO	48	344	345	310	116,45	14,85	0,3068
São João	Chopim	Cachoeirinha	PR	S	60	692	692	603	82,29	0	0,7619
São José	Ijuí	Passo São João	RS	S	51	153	153	131,35	186,33	0	0,184
São Miguel	Grande	Funil Grande	MG	SE/CO/RO	61	825,5	825,5	808	153	0	0,1312
São Roque	Canoas	Garibaldi	SC	S	214	756	780	706,03	732	1663,27	0,5874
São Salvador	Tocantins	Peixe Ang.	TO/GO	SE/CO/RO	243,2	287	287	263,56	952	0	0,2008
Serra do Facão	São Marcos	Emborcação	GO/MG	SE/CO/RO	212,6	732,5	756	675,81	1752	3447	0,6429
Serra Quebrada	Tocantins	Marabá	TO/MA	N/Man	1328	134	134	106	4130	0	0,2464
Simplicio + PCH	Paraíba do Sul	Ilha dos Pombos	MG/RJ	SE/CO/RO	333,7	251,5	251,5	140	126,5	0	0,9539
Telêmaco Borba	Tibagi	Mauá	PR	S	120	689	689	641,33	251,87	0	0,4262
Tocantins	Tocantins	Castelhano	TO	SE/CO/RO	480	229	236	212,97	2021	4926	0,1782
Toricoejo	Das Mortes	Não Há	MT	SE/CO/RO	76	360	360	338,8	274	0	0,1851
Torixoréu	Araguaia	Não Há	GO/MT	SE/CO/RO	408	410	410	299	1836	0	0,941
Traíra II	Suaçuí Grande	Aimorés	MG	SE/CO/RO	60	433,2	435	297,5	16,76	2,31	1,1902
Tucano	Verde	Salto	GO	SE/CO/RO	157	487,6	508	446,7	822,7	2960,5	0,4182
Tucuruí	Tocantins	Não Há	PA	N/Man	1500	51,6	74	8,6	11293	38982	0,5455
Tupiratins	Tocantins	Estreito Toc.	TO	N/Man	619,8	178	178	158,2	3877,86	0	0,1704
Uruçuí	Parnaíba	B.Esperança	PI/MA	NE	164	190	190	161,88	3052,74	0	0,2432
Volta Grande	Chopim	Paranhos	PR	S	54,7	414,5	414,5	385	19,5	0	0,2525

ANEXO III – Usinas Termelétricas da Configuração de Referência

Nome	Status	Sistema	UF	Município	Combustível	Potência (MW)	Custo (R\$/MWh)	Inflex. (MW)	FCmáx (%)	TEIF (%)	IP (%)	Data Expansão	Ano
Santa Cruz Nova (D)	EE	SE/CO/RO	RJ	Rio de Janeiro	Óleo Diesel	166	441,04	0	100	0	10		2006
						316	442,04	0	100	0	10	fev-07	2007
Termorio	EE	SE/CO/RO	RJ	Duque de Caxias	Gás Natural	670	124,76	0	100	1	2,7		2006
						123	124,76	0	100	1	2,7	mar-06	2006
						370	124,76	100,5	100	1	2,7	ago-06	2006
Camaçari (D/G)	EE	NE	BA	Camaçari	Óleo Diesel	347	130,50	0,7	100	1,2	10,4		2006
						3	130,50	0,7	97	0,9	8,2	dez-06	2007
Vale do Açu	NE	NE	RN	Alto Rodrigues	Gás Natural	340	135,00	0	100	3	5,2	mar-07	2007
Canoas	EE	S	RS	Canoas	Gás Natural	160	110,47	0	99	3,5	1,5		2006
						90	110,47	0	99	3,5	1,5	jan-08	2008
Três Lagoas	EE	SE/CO/RO	MS	Três Lagoas	Gás Natural	240	108,80	0	100	1,2	2,88		2006
						110	109,80	0	100	1,2	2,88	jan-08	2008
Cubatão	NE	SE/CO/RO	SP	Cubatão	Gás Natural	216	159,31	86,4	100	2,26	2	jul-08	2008
Goiânia II - BR	NE	SE/CO/RO	GO	Goiânia	Óleo Diesel	140	662,09	0	97	3	2	nov-08	2008
Biomassa - LEN 2005	NE	SE/CO/RO			Biomassa	267	0,00					nov-08	2008
Biomassa Indic. SE	NE	SE/CO/RO	-	-	Biomassa	450	0,00					dez-10	2011
						400	0,00					dez-11	2012
						450	0,00					dez-12	2013
Angra III	NE	SE/CO/RO	RJ	Angra dos Reis	Urânio	1309	15,51	1.080	100	3	0	dez-12	2013
Araucária	NE	S	PR	Araucária	Gás Natural	469	63,83	0	100	1	7	dez-08	2009
Jacuí	NE	S	RS	Charqueadas	Carvão Mineral	350	97,00	130,4	93	7	9,4	dez-08	2009
Candiota III	NE	S	RS	Candiota	Carvão Mineral	350	41,28	210	100	5,5	4,1	dez-09	2010
Carvão Indic. S	NE	S			Carvão Mineral	350	65,00	175	93	7	9,4	dez-10	2011
Biomassa Indic. NE	NE	NE			Biomassa	250	0,00					dez-10	2011
Gás Natural NE	NE	NE	-	-	Gás Natural	2450	94	1.715	100	5	5	dez-10	2011
						100	94	1.785	100	5	5	dez-11	2012

STATUS: EE = Usina Existente com Expansão, NE = Usina Não Existente, LEN 2005 = Leilão de Energia Nova 2005.

ANEXO IV – Dados de Usinas Termelétricas Novas a Biomassa

Dados das Usinas Termelétricas a Biomassa Vencedoras do Leilão de Energia Nova de 2005

Nome	UF	Município	Custo Variável (R\$/MWh)	Potência Instalada (MW)	Energia Disponível (MWméd)	Energia Vendida (MWméd)	Energia Vendida 2008 (MWméd)	Energia Vendida 2009 (MWméd)	Inflexibilidade (MWmédio)														
									JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ			
Cocal	SP	Paraguape Paulista	115,00	28,2	19,6	19,0	10,0	9,0	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	-	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			
Interlagos	SP	Pereira Barreto	0,00	40,0	20,6	8,0	6,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	32,8	34,7	37,0	37,0	36,2	35,4	34,7	0,0			
PIE - RP	SP	Ribeirão Preto	125,00	27,8	20,1	19,0	9,0	10,0	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	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			
Rafard	SP	Rafard	0,00	43,0	14,5	12,0	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			
Lasa	ES	Linhares	10 / 219,83(*)	22,6	17,7	14,0	-	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			
Total				267,1	126,3	97,0	43,0	54,0															

Nota: Os valores de energia disponível e inflexibilidade consideram o fator de capacidade máximo e as taxas de indisponibilidade forçada e programada declarados pelos empreendedores.

(*) Valores referentes à operação com biomassa/óleo combustível

Dados das Usinas Termelétricas a Biomassa Indicativas

Nome	Subsistema	Custo Variável (R\$/MWh)	Potência Instalada (MW)	Energia Disponível (Mwméd)	Inflexibilidade (MWmédio)											
					JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Biomassa Indicativa SE	SE/CO/RO	0,00	650	335,5	0	0	0	0	532	563	601	601	589	576	563	0
			1.050	541,9	0	0	0	0	860	910	971	971	951	930	910	0
			1.500	774,2	0	0	0	0	1.228	1.300	1.387	1.387	1.358	1.329	1.300	0
Biomassa Indicativa NE	NE	0,00	250	104,2	125	0	0	0	0	125	200	200	200	200	200	200
Total			3.450	1.755,7												

Nota: Os valores de energia disponível e inflexibilidade consideram fator de capacidade máximo e taxas de indisponibilidade forçada e programada típicos.

ANEXO V – Resultados das Análises de Sensibilidade

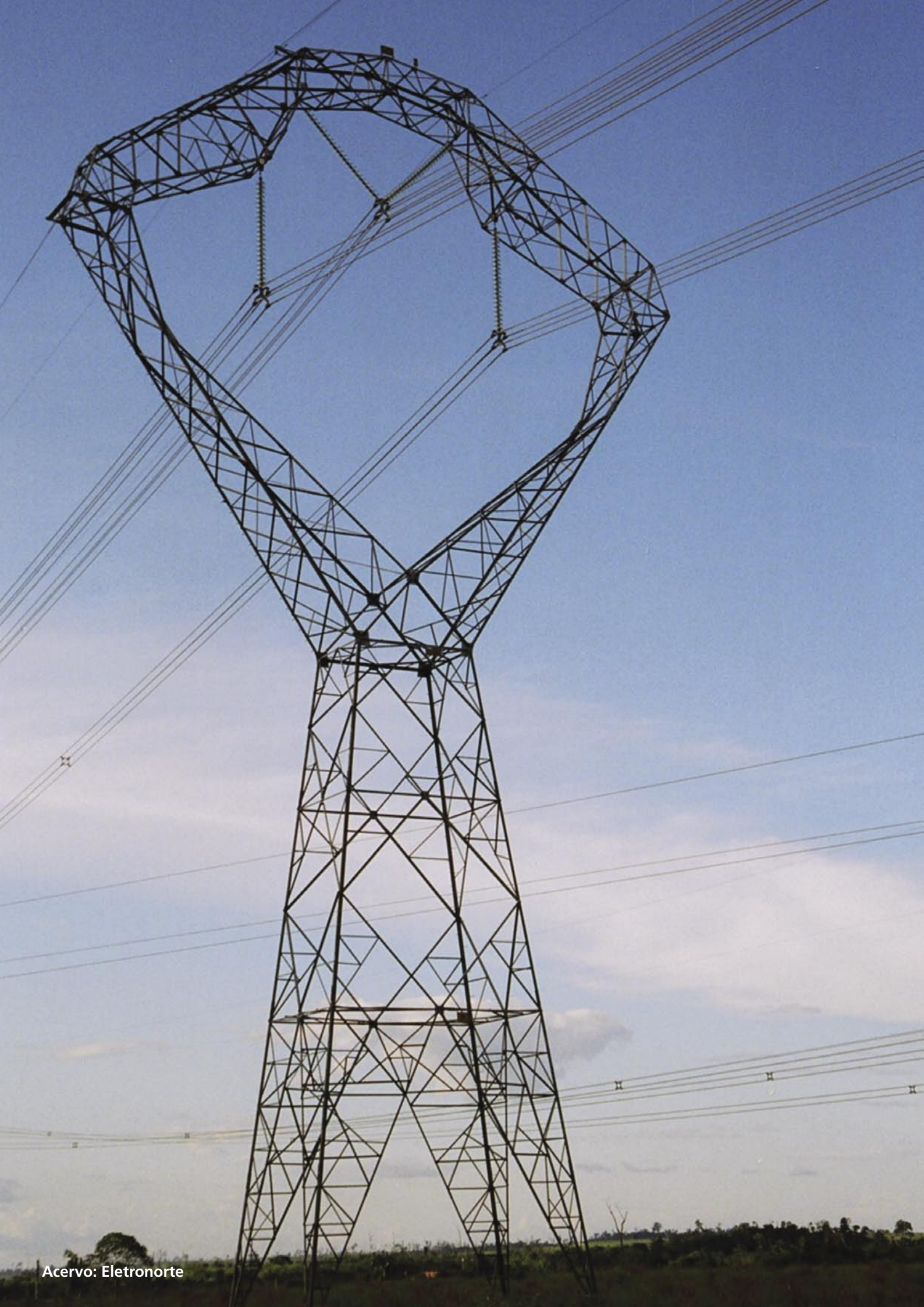
Ano	Hipóteses	SE		S		NE		N	
		Risco	CMO	Risco	CMO	Risco	CMO	Risco	CMO
		(%)	R\$/MWh	(%)	R\$/MWh	(%)	R\$/MWh	(%)	R\$/MWh
2006	I	0,1	25	0,3	26	0,4	17	0,5	19
	II	0,1	26	0,3	26	0,3	17	0,4	19
	III	0,1	26	0,3	27	0,3	17	0,4	19
	IV	0,1	27	0,2	28	0,4	18	0,4	20
	V	0,1	28	0,2	28	0,4	18	0,3	21
2007	I	1,5	70	0,7	70	2,5	70	3,4	72
	II	1,5	71	0,6	71	2,5	71	3,6	73
	III	1,5	72	0,7	72	2,5	73	3,8	75
	IV	1,5	76	0,6	76	2,5	74	3,3	76
	V	1,5	80	0,7	81	2,6	77	3,1	78
2008	I	2,2	164	1,9	163	3,4	153	4,7	157
	II	2,1	170	1,9	169	3,2	157	4,8	162
	III	2,2	173	2,1	171	2,8	159	4,6	163
	IV	2,0	194	1,7	193	2,9	177	4,1	182
	V	1,9	210	1,8	208	3,5	191	4,6	197
2009	I	1,3	105	0,3	99	2,2	106	2,5	106
	II	1,4	111	0,7	106	1,7	112	2,6	111
	III	1,4	111	0,4	105	1,7	110	1,8	110
	IV	1,8	146	1,0	147	2,4	141	2,5	142
	V	2,0	164	1,6	168	2,8	160	3,4	161
2010	I	2,3	96	1,4	85	1,8	98	2,8	98
	II	2,7	102	1,4	91	2,0	102	2,9	101
	III	2,7	103	1,4	91	1,8	102	2,9	101
	IV	3,5	142	2,6	142	2,6	139	4,0	139
	V	4,3	161	5,5	166	3,2	157	4,9	157
2011	I	3,3	124	1,7	111	2,3	122	3,2	124
	II	3,6	128	1,8	114	2,6	126	3,4	128
	III	3,5	131	1,8	118	2,5	129	3,5	132
	IV	4,4	180	3,9	178	3,0	173	4,2	176
	V	5,0	199	4,4	197	3,6	189	4,8	193

Ano	Hipóteses	SE		S		NE		N	
		Risco	CMO	Risco	CMO	Risco	CMO	Risco	CMO
		(%)	R\$/MWh	(%)	R\$/MWh	(%)	R\$/MWh	(%)	R\$/MWh
2012	I	2,6	122	1,7	113	3,3	128	4,4	128
	II	2,5	124	1,7	114	3,7	130	4,6	130
	III	2,7	128	1,9	118	3,5	131	3,9	132
	IV	3,5	176	3,0	175	3,9	173	4,9	175
	V	4,0	191	3,9	190	4,6	188	5,5	189
2013	I	2,0	115	0,9	105	1,7	115	1,7	116
	II	2,2	116	1,0	106	1,8	116	1,8	117
	III	2,2	121	1,0	111	1,8	121	1,8	122
	IV	2,8	170	2,1	169	2,2	166	2,7	168
	V	3,1	181	2,4	180	2,8	177	3,0	179
2014	I	1,5	122	0,6	111	0,9	119	0,8	119
	II	1,5	122	0,7	112	0,9	119	0,8	119
	III	1,4	128	0,8	117	1,1	124	0,9	124
	IV	2,0	177	1,4	176	1,5	172	1,5	172
	V	2,1	190	1,4	188	1,7	183	1,8	184
2015	I	1,8	84	1,3	79	1,8	87	1,8	88
	II	1,9	84	1,3	79	1,5	87	1,8	88
	III	1,9	87	1,4	82	1,8	90	1,8	91
	IV	2,3	123	3,1	126	2,5	126	2,7	126
	V	2,4	131	3,3	135	2,4	133	2,7	133

Hipóteses: I – Referência II – UTE Araucária em 2011 III – Redução de 20% do PROINFA
 IV – Restrição da importação da Argentina e da geração da UTE Uruguiana por todo o período decenal
 V – Combinação das hipóteses II, III e IV acima

ANEXO VI – Estimativa do Custo Marginal de Expansão

Vendedor	Empreendimento	Subsistema	Lotes de 1 MWméd	ICB (R\$/MWh)
Bloco Termelétrico			2010-T15	
CGTEE	Candiota III	S	292	124,67
PETROBRAS PIE	Cubatão	SE	141	118,90
Total			433	122,79
Bloco Hidrelétrico			2010-H30	
ALUSA – EMP	UHE Foz do Rio Claro	SE	41	108,20
	UHE São José	S	30	115,80
BAGUARI	UHE Baguari	SE	77	115,10
CERAN	14 de Julho	S	10	129,67
	Castro Alves	S	13	129,44
Eletrosul	UHE Passo São João	S	37	112,55
FURNAS – EMP	UHE Paulistas	SE	47	114,37
	UHE Simplício	SE	185	115,38
PERFORMANCE	Goiandira	SE	16	99,95
	Nova Aurora	SE	12	99,95
Total			468	114,18
Média Ponderada dos Preços				118,32



Transmissão de Energia Elétrica

4

Objetivo dos Estudos da Expansão da Transmissão

Configuração de Referência

Procedimentos dos Estudos

Sistemas de Transmissão Regionais

Redes de Distribuição

Evolução Física e Estimativa de Investimentos

Com a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE, os estudos associados ao Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica, anteriormente, conduzidos no âmbito do CCPE (Comitê Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos), passaram a se constituir em serviços contratados pelo MME à EPE.

Anteriormente, as atividades relativas ao planejamento da transmissão em caráter regional eram conduzidas pelos Núcleos de Articulação Regional – NAR do CCPE, com a colaboração das concessionárias de transmissão e de distribuição na sua área de atuação.

No contexto atual, a responsabilidade pelo planejamento é do Ministério de Minas e Energia, tendo a EPE a atribuição de subsidiar o planejamento através da realização dos estudos necessários. Para atendimento de suas atribuições, a EPE contou com a colaboração das empresas que, no modelo anterior, participavam dos NARs, através de Grupos de Estudos de Transmissão Regionais (GET), conforme a seguir elencados, todos sob a coordenação da EPE.

Tabela 4-1 - Grupos de Estudos de Transmissões Regionais (GET)

Grupo de Estudos		Empresas Participantes
Sul	GET-SUL	Eletrosul, CEEE-T, COPEL-T, CELESC, RGE, AES SUL, CEEE-D, COPEL-D, ENERSUL e CPFL-G
Nordeste	GET-NE	CHESF, CEPISA, COELCE, COSERN, SAELPA, CELB, CELPE, CEAL, ENERGIPE, COELBA
Norte	GET-N	Eletronorte, CELPA, CEMAR, CELTINS
São Paulo	GET-SP	AES-TIETÊ, BANDEIRANTE, CESP, CLFSC, CPFL PAULISTA, CPFL PIRATININGA, CTEEP, DUKE-GP, ELEKTRO, ELETROPAULO, EMAE, GRUPO REDE 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

É, inicialmente, apresentado neste capítulo o objetivo dos estudos da expansão da transmissão no âmbito do Plano Decenal e uma visão geral da correlação desses estudos com as demais análises efetuadas é mostrada no Capítulo 1.

Na seqüência, são descritos os principais aspectos que nortearam o estabelecimento da configuração de referência e sua evolução ao longo do período estudado. São, também, ressaltados alguns aspectos específicos dos procedimentos dos estudos.

Em seguida, é feita uma descrição dos principais resultados da análise efetuada para os sistemas de transmissão regionais, 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 2006-2015. Uma relação dos principais estudos complementares necessários em cada região é também apresentada.

As principais constatações da análise da rede de distribuição são, em seguida, apresentadas.

Finalmente, são apresentadas as estimativas da evolução física do sistema de transmissão em cada região, bem como dos montantes de investimentos associados.

4.1 Objetivo dos Estudos da Expansão da Transmissão

A expansão da transmissão deve ser estabelecida de forma suficientemente robusta de modo a possibilitar aos agentes de mercado, além do livre acesso à rede, um ambiente propício à competição na geração e na comercialização de energia elétrica.

A rede de transmissão desempenha, ainda, o importante papel de interligar os submercados, permitindo a busca na equalização dos preços da energia, por meio da minimização dos estrangulamentos entre os subsistemas, flexibilizando a otimização do despacho do parque gerador.

Os estudos da expansão da rede de transmissão associados ao Plano Decenal são executados a partir das projeções de mercado e do programa de expansão da geração, com a utilização dos critérios e procedimentos de planejamento vigentes e visam, dentre outros aspectos:

- Subsidiar a compatibilização dos planos de obras resultantes dos estudos, relativos à rede básica e Rede de Fronteira, considerando os aspectos regionais, interligações regionais, integração de novas usinas e estudos de detalhamento;
- Apresentar o diagnóstico de desempenho do Sistema Interligado Nacional – SIN, em condição normal e em emergência (critério de redundância simples, também chamado de critério “n-1”), com base nos planos de obras citados;
- Escolha da alternativa de expansão que apresente o melhor desempenho técnico e econômico, isto é, aquela que apresente o menor custo global, visando à modicidade tarifária;
- Identificar estudos complementares específicos para solucionar os problemas detectados no diagnóstico de desempenho do sistema;
- Elaborar e manter atualizado o elenco de obras de transmissão visualizadas no horizonte decenal;
- Atualizar a infra-estrutura de dados necessários aos estudos da transmissão nesse horizonte;
- Interagir com o planejamento da geração, principalmente quanto ao detalhamento dos custos de transmissão e benefícios sob a ótica elétrica da sinalização dada pelos estudos de geração da necessidade de reforços em interligações regionais e integração de novas usinas.

As análises da evolução e do desempenho dos sistemas de transmissão interligados das regiões Norte, Nordeste, Sudeste, Centro-Oeste e Sul são descritas neste capítulo, com a indicação das principais obras de transmissão e correspondentes estimativas de investimentos.

4.2 Configuração de Referência

De um modo geral, a base de dados referente à topologia da rede foi atualizada a partir dos dados do período anterior, considerando estudos do CCPE e os resultados disponíveis de estudos específicos mais recentes, a relação dos empreendimentos consolidados no Plano de Ampliações e Reforços – PAR do ONS e no Programa de Expansão da Transmissão – PET da EPE [25].

Além dessas atualizações, ressalta-se, principalmente nos anos finais do período, a partir de 2011, a consideração da integração de grandes usinas hidrelétricas na região amazônica previstas no programa de expansão de geração (Jirau e Santo Antônio, no rio Madeira, e Belo Monte no Xingu).

Observa-se, ainda, que foram consideradas as interligações Acre/Rondônia-Mato Grosso e Tucuruí – Macapá – Manaus a partir de 2008 e 2012, respectivamente, contemplando o atendimento a sistemas, hoje isolados, na região amazônica.

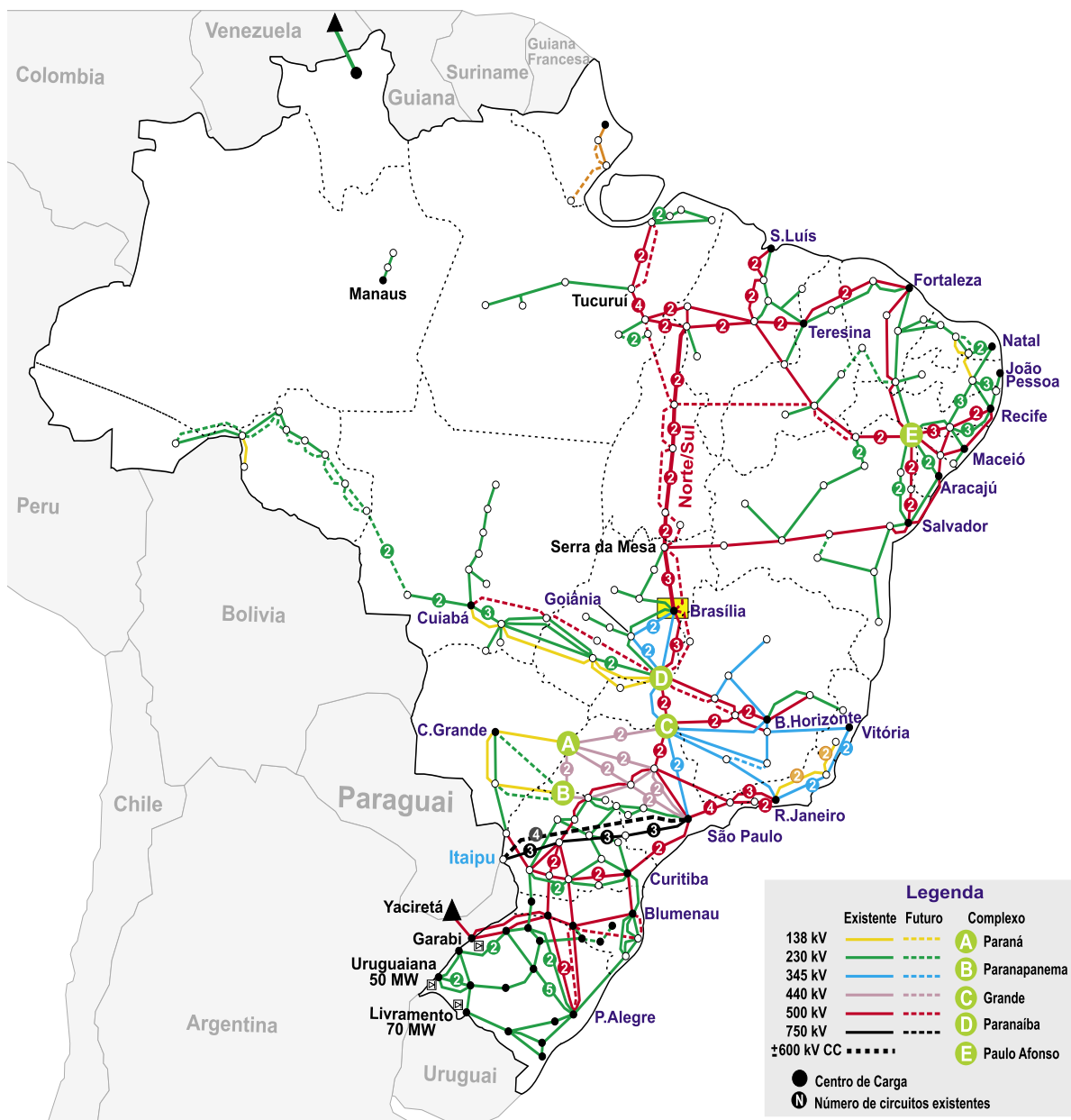
4.2.1 Configuração Inicial

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

A Rede Básica de transmissão compreende, atualmente, tensões em corrente alternada na faixa de 230 kV a 750 kV com as principais funções de:

- Transmissão da energia gerada pelas usinas para os centros de carga;
 - Integração entre os diversos elementos do sistema elétrico para garantir a estabilidade e confiabilidade à rede;
 - Interligação entre as bacias hidrográficas e regiões com características hidrológicas heterogêneas de modo a otimizar o uso da água; e
 - Integração energética com os países vizinhos como forma de otimizar os recursos e aumentar a confiabilidade do sistema.
- A Figura 4-1 ilustra a configuração atual do SIN e as ampliações visualizadas até 2007.

Figura 4-1 – Diagrama do Sistema Interligado Nacional



Fonte: ONS

4.2.2 Interligações Regionais

O SIN está dividido em quatro regiões geoeletricas interligadas - Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste, assim constituídas:

- 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;
- Norte (N): Pará, Tocantins e Maranhão.
- Nordeste (NE): Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe e Bahia.

As interligações dessas regiões possibilitam a otimização energética das bacias hidrográficas com o aproveitamento da sua diversidade hidrológica.

A Figura 4-2 ilustra as interligações regionais existentes no Sistema Elétrico Brasileiro e mostra também a interligação Acre/Rondônia – Sudeste/Centro-Oeste prevista para 2008 e a interligação Tucuruí-Macapá-Manaus prevista para 2012.

Figura 4-2 – Interligações Regionais



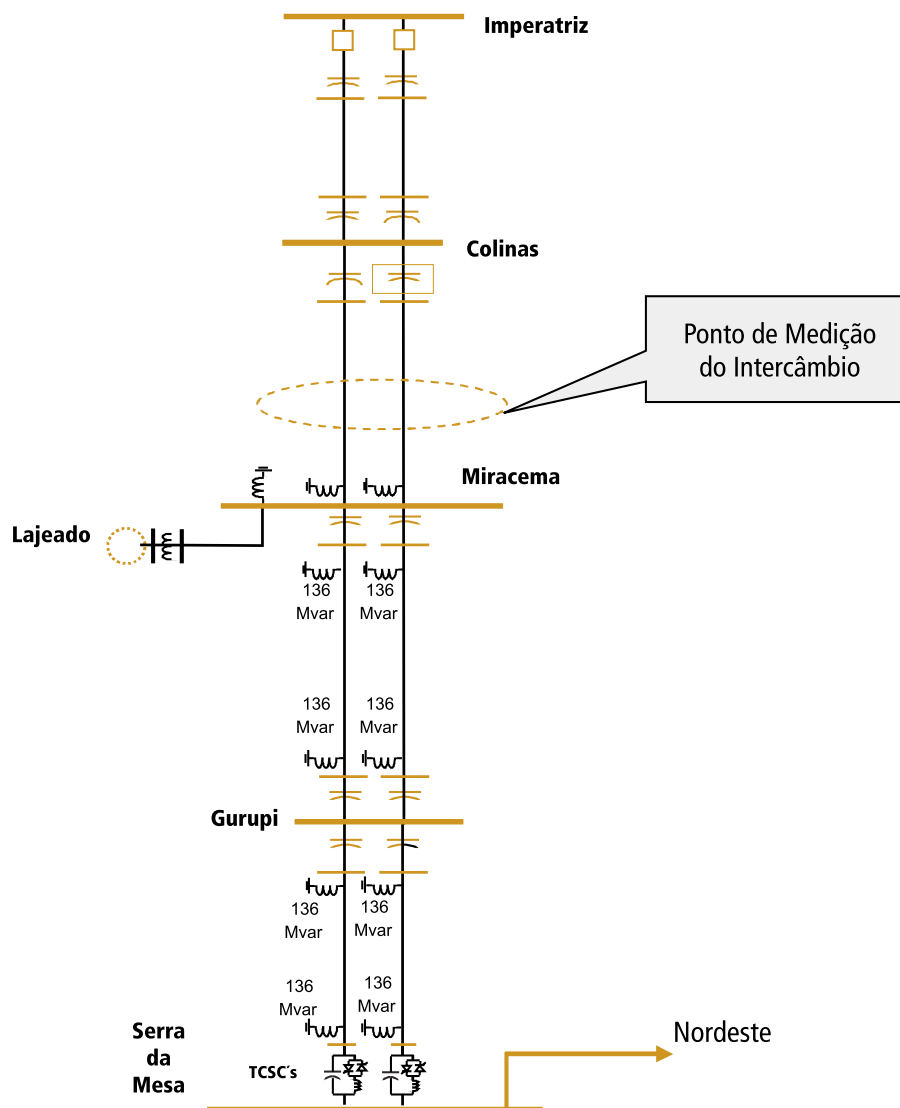
■ Interligação Norte-Sul

Até 1998, o Sistema Elétrico Brasileiro foi constituído pelos subsistemas Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste que operavam separadamente até a entrada em operação do primeiro circuito da denominada Interligação Norte-Sul, interligando aqueles subsistemas e formando o Sistema Interligado Nacional (SIN).

Atualmente, esta interligação é formada por dois circuitos em 500 kV desde a SE Imperatriz até Serra da Mesa, mostrados na Figura 4-3 a seguir.

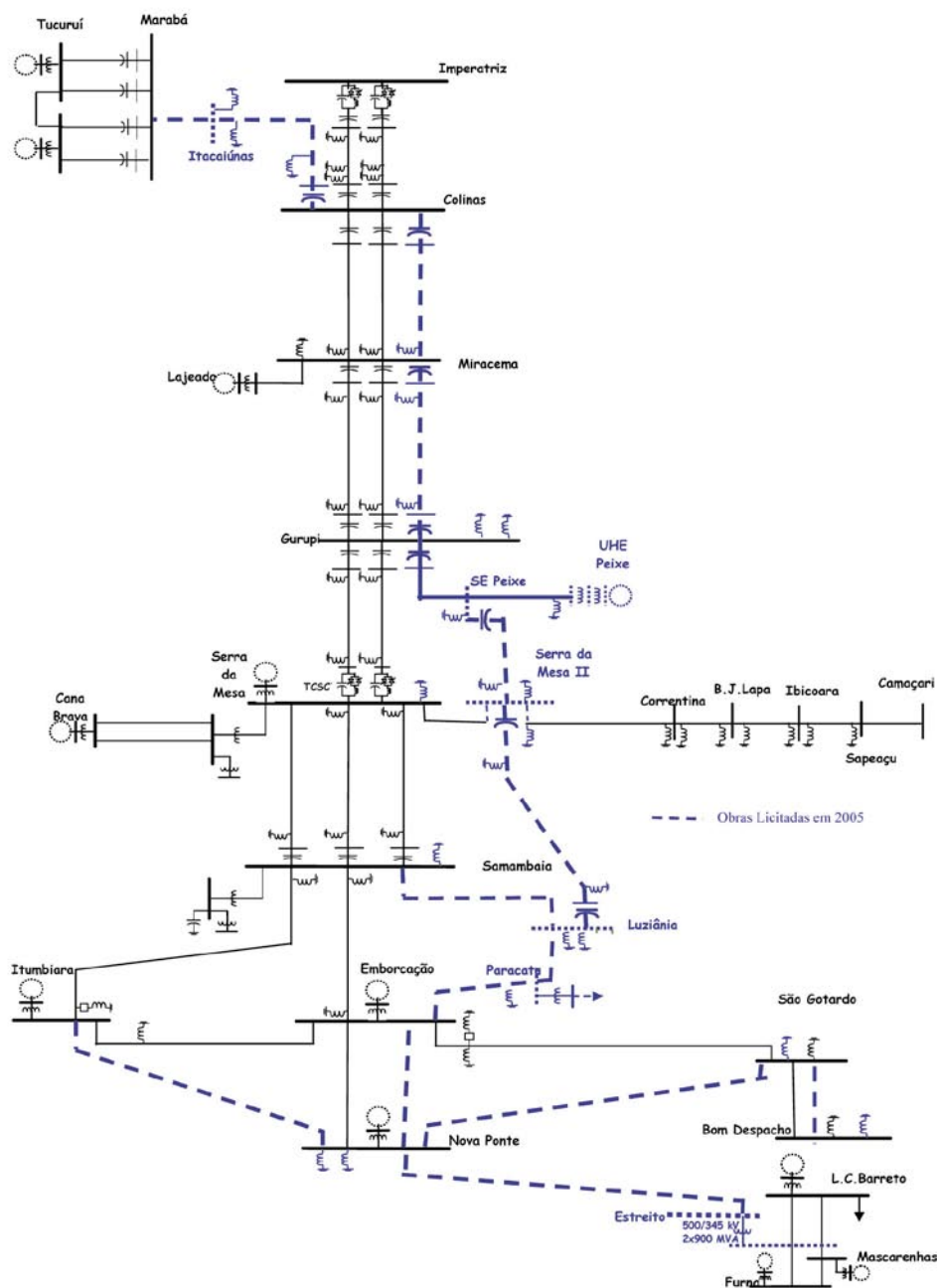
Sendo a usina de Lajeado alocada ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste, os intercâmbios nesta interligação são medidos através do somatório dos fluxos de potência ativa nos dois circuitos da LT Miracema-Colinas em Miracema.

Figura 4-3 – Interligação Norte-Sul - Configuração 2005



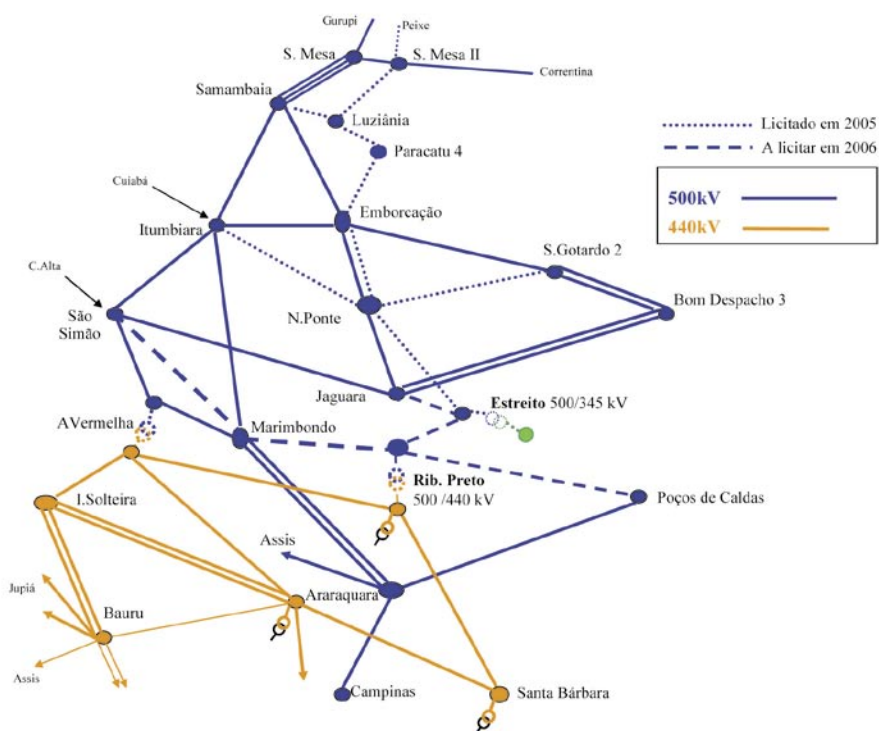
É prevista para 2008 a expansão desta interligação, com a entrada do terceiro circuito entre Imperatriz e Serra da Mesa e com a adição de reforços na região Sudeste. Tais obras, recomendadas nas referências [2] e [3], foram objeto de licitação em novembro de 2005, correspondendo a um total da ordem de 2.600 km de linhas de transmissão em 500 kV. Este estágio de evolução da interligação Norte-Sul é mostrado na Figura 4-4.

Figura 4-4 – Interligação Norte-Sul – Configuração com o 3º 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 Itumbiana devido à 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. A licitação destas obras, as quais foram definidas na referência [8], é prevista para 2006. A Figura 4-5 mostra esquematicamente o conjunto de reforços na região Sudeste acima citados, cuja entrada em operação, para efeito dos estudos da expansão da transmissão, foi considerada durante o ano de 2008.

Figura 4-5 – Interligação Norte-Sul – Reforços Complementares na Região Sudeste



■ Interligação Norte-Nordeste

A interligação Norte-Nordeste existente é constituída pelas linhas de transmissão em 500 kV Presidente Dutra - Boa Esperança e Presidente Dutra – Teresina – Sobral – Fortaleza C1 e C2.

A primeira expansão desta interligação dar-se-á com a entrada em operação da LT 500 kV Colinas – Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí – Sobradinho, já licitada, com previsão de entrada em operação em maio/2007.

Uma possível nova expansão desta interligação, de acordo com estudos anteriores de planejamento [1], seria através da LT 500 kV Estreito – Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí – Milagres. Um novo estudo será realizado pela EPE para avaliar a melhor topologia da expansão desta interligação, utilizando como referência os estudos de definição da expansão da geração e das interligações, resumidos no Capítulo 3, que indicaram a necessidade de uma expansão de 1.500 MW na capacidade desta interligação.

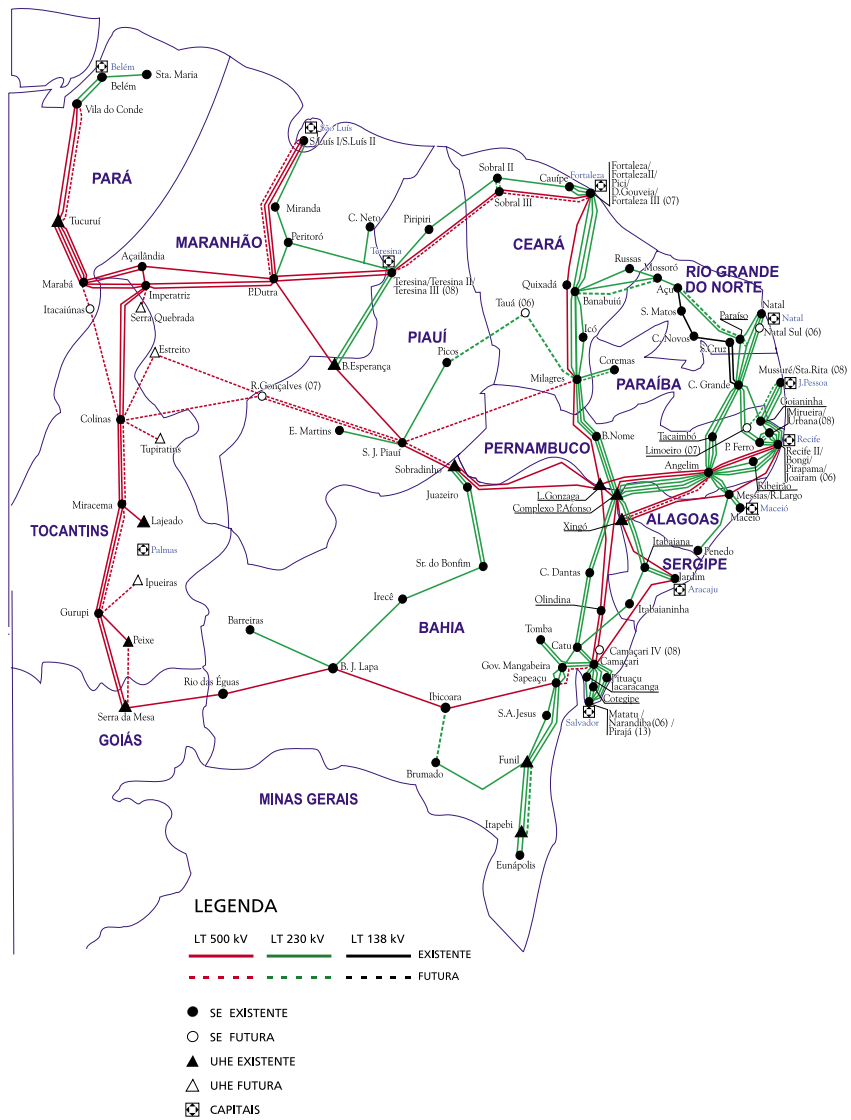
A Figura 4-6 mostra as LTs acima citadas.

■ Interligação Sudeste-Nordeste

A interligação Sudeste-Nordeste é constituída pela linha de transmissão em 500 kV Serra da Mesa – Rio das Éguas – Bom Jesus da Lapa – Ibicoara – Sapeaçu - Camaçari, também mostrada na Figura 4-6

Figura 4-6 – Sistema Elétrico das Regiões Norte e Nordeste

MAPA DO SISTEMA ELÉTRICO
Configuração 2006/2015



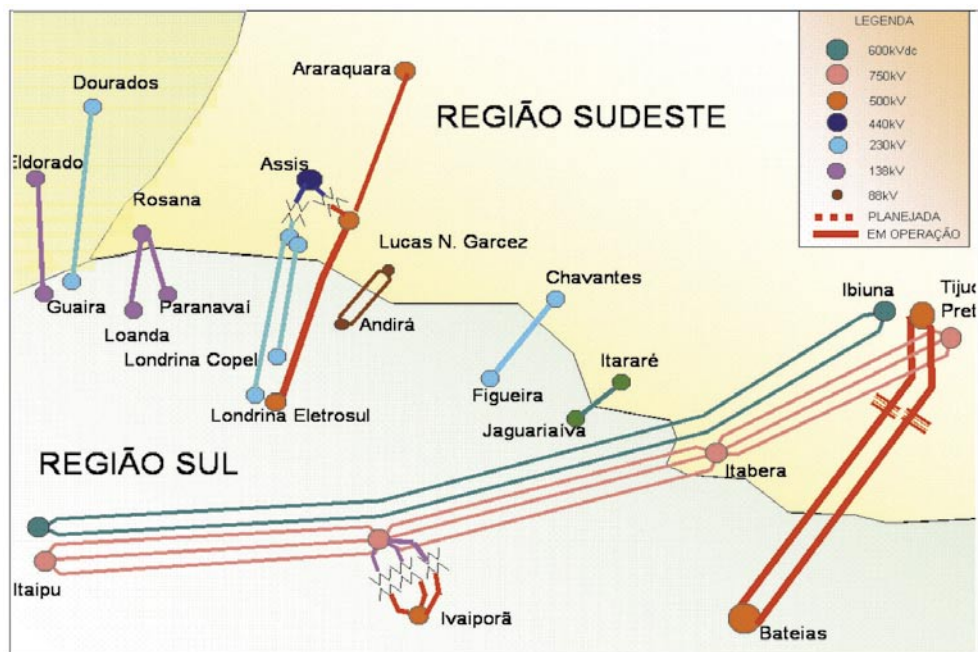
Fonte: CHESF

■ Interligação Sul-Sudeste

Esta interligação contempla as seguintes instalações, conforme ilustrado na Figura 4-7:

- Transformadores de Ivaiporã 750/500 kV (3 x 1.650 MVA);
- LT Ibiúna - Bateias I e II em 500 kV;
- LT Londrina - Assis em 525 kV;
- LT Guaíra - Dourados em 230 kV;
- LT Londrina - Assis em 230 kV;
- LT Londrina (COPEL) - Assis em 230 kV;
- LT Jaguariáiva – Itararé em 230 kV (prevista);
- LT Figueira - Chavantes em 230 kV;
- LT Loanda - Rosana em 138 kV;
- LT Guairá - Eldorado em 138 kV;
- LT Paranavaí - Rosana em 138 kV (prevista) e;
- LT Andirá - Salto Grande I e II em 88 kV.

Figura 4-7 – Interligação Sul – Sudeste



■ Interligação Acre/Rondônia – Sudeste/Centro-Oeste

A interligação do subsistema dos estados do Acre e Rondônia, atualmente isolado, com o subsistema da região Sudeste/Centro-Oeste foi considerada a partir do ano de 2008 [4], através das LTs Samuel – Ariquemes - Ji-Paraná (315 km), Ji-Paraná – Pimenta Bueno – Vilhena (354 km, circuito duplo) e Vilhena – Jauru (278 km), conforme ilustrado na Figura 4-8. Os estudos demonstraram que, em menos de dois anos de operação desta interligação, a economia em óleo combustível e em recursos da CCC seria suficiente para cobrir o custo do investimento no empreendimento, mesmo considerando os encargos na Rede Básica devido ao pagamento da Receita Anual Permitida - RAP. A licitação dessas instalações é prevista para 2006.

Figura 4-8 – Interligação Acre/Rondônia - Sudeste/Centro-Oeste



Observa-se que a futura integração das usinas do rio Madeira ao SIN, a seguir tratada, independentemente da alternativa selecionada para a transmissão da potência dessas usinas para as regiões Sudeste e Centro-Oeste, deverá contemplar uma interconexão com o sistema regional Acre/Rondônia acima mencionado, possivelmente através de um elo em 230 kV chegando em Porto Velho. A partir da instalação desta interconexão, prevista para 2011, o subsistema Acre/Rondônia se estabelece como importante região exportadora de energia elétrica. Antes da entrada das usinas do rio Madeira, no período 2008-2010, esse subsistema se caracteriza como importador de energia elétrica da região Sudeste/Centro-Oeste, podendo também operar como exportador, caso se concretize a disponibilidade de gás natural na região.

■ Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus

Foi considerada nos estudos, entrando a partir de 2012, a interligação Tucuruí-Macapá-Manaus, possibilitando a integração ao SIN de sistemas da região amazônica, hoje isolados. Tais sistemas compreendem os de atendimento a Manaus, ao Amapá e as cidades situadas na margem esquerda do rio Amazonas entre Manaus e o Amapá.

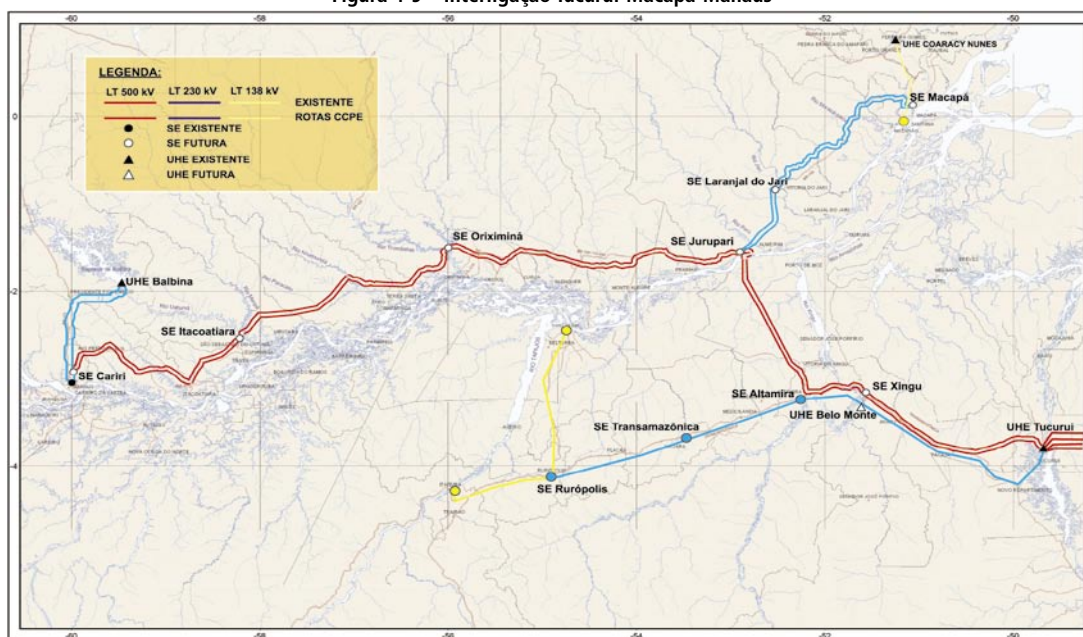
A configuração elétrica dessa interligação, estabelecida com base no estudo apresentado na referência [19], é mostrada na Figura 4-9, contemplando as seguintes instalações principais:

- 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 seria feito através de transformação 500 / 138 kV na SE Oriximiná. Similarmente, haveria uma transformação 230 / 69 kV na SE Laranjal do Jarí para o atendimento local.

Segundo o citado estudo, esse sistema tem 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 4-9 – Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus



Fonte: Eletronorte

O grande benefício econômico desse empreendimento é a economia em geração térmica evitada ao longo da sua vida útil. Os resultados dos estudos demonstraram que a economia proporcionada pela CCC evitada é superior aos investimentos necessários nessa interligação.

■ Requisitos de Ampliações das Interligações a Partir dos Estudos Energéticos

Os estudos energéticos indicam a necessidade de se avaliar ampliações de capacidade, a partir de 2011, para as interligações regionais Sul-Sudeste, Norte-Sul e Norte-Nordeste.

Tais ampliações serão objeto de estudos específicos, incluindo uma análise de seu custo x benefício, a partir dos quais serão definidas as configurações físicas correspondentes. Adicionalmente, as ampliações resultantes desses estudos deverão se harmonizar com outras ampliações nas interligações regionais e com as novas interligações que surgirão em função da integração das usinas do rio Madeira e de Belo Monte, conforme a seguir tratado.

4.2.3 Integração das Usinas do Rio Madeira e Belo Monte

As usinas do rio Madeira constam do plano referencial de geração com entrada em operação das primeiras máquinas prevista para 2011, e a UHE Belo Monte para 2013.

A bacia hidrográfica do rio Madeira é caracterizada por um potencial hidrelétrico expressivo, sendo objeto de consideração num primeiro momento, os aproveitamentos de Jirau (3.300 MW) e Santo Antônio (3.150 MW), totalizando 6.450 MW. A licitação da concessão desses empreendimentos faz parte das prioridades estabelecidas pelo MME no âmbito dos leilões de energia nova a serem realizados em 2006.

A UHE 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 anteriormente realizados pela Eletrobrás, na sua configuração final, esta usina terá capacidade instalada de 11.000 MW. Neste Plano Decenal foi contemplada uma primeira etapa deste empreendimento, com 10 máquinas de 550 MW, perfazendo um total de 5.500 MW. Em conjunto, as usinas do rio Madeira e Belo Monte – etapa 1 correspondem, portanto, a um acréscimo de potência instalada de, aproximadamente, 12.000 MW.

Os reforços nas interligações regionais e na rede de transmissão para a integração das referidas usinas estão sendo estudados por um grupo de trabalho específico sob coordenação da EPE e participação de diversas empresas. Nesse estudo

está sendo contemplada a análise da escolha da tecnologia e do nível de tensão mais adequado ao escoamento da potência total destas usinas em função das distâncias e dos possíveis pontos de integração à Rede Básica. As alternativas que estão sendo analisadas abrangem hipóteses em corrente alternada, em corrente contínua e híbridas CA-CC.

A Figura 4-10 mostra os possíveis corredores de transmissão ou de reforços de interligações associados a estas usinas.

Cabe destacar o grau de complexidade que envolve a definição de sistemas de transmissão deste porte, com longas distâncias, elevados carregamentos e com reflexos significativos nas expansões das interligações regionais existentes.

A determinação dos níveis máximos de intercâmbios regionais, levando-se em consideração esses novos elos de interligação, é um dos aspectos a serem contemplados por estudos complementares. Ressalta-se, ainda, que os estudos em andamento contemplam a harmonização e sinergia dos reforços nos sistemas receptores do SIN necessários para acomodar a injeção da potência conjunta dos citados aproveitamentos.

Figura 4-10 – Corredores de Transmissão Associados às Usinas da Região Amazônica



4.2.4 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, não foram incorporadas hipóteses de alterações na configuração de referência derivadas dessas análises.

■ 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, com potência de 50 MW, situa-se na cidade de Uruguaiiana, sendo conectada ao sistema argentino por uma linha de transmissão em 132 kV, entre a subestação de Uruguaiiana no Brasil e a subestação de Passo de Los Libres na Argentina.

A segunda conversora, Garabi, com potência de 2.178 MW, é conectada do lado argentino através de uma linha de transmissão em 500 kV com 150 km entre Garabi e Rincón, e, do lado brasileiro, por linhas em 500 kV entre Garabi e as subestações de Santo Ângelo (147 km) e Itá (228 km).

■ Interligação com o Uruguai

A interligação Brasil – Uruguai 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.

■ 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.

4.3 Procedimentos dos Estudos

Uma visão geral do processo de elaboração dos estudos no âmbito do Plano Decenal é apresentada no Capítulo 1. São, a seguir, destacados alguns aspectos específicos considerados na elaboração dos estudos de expansão da transmissão.

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 2006-2015.

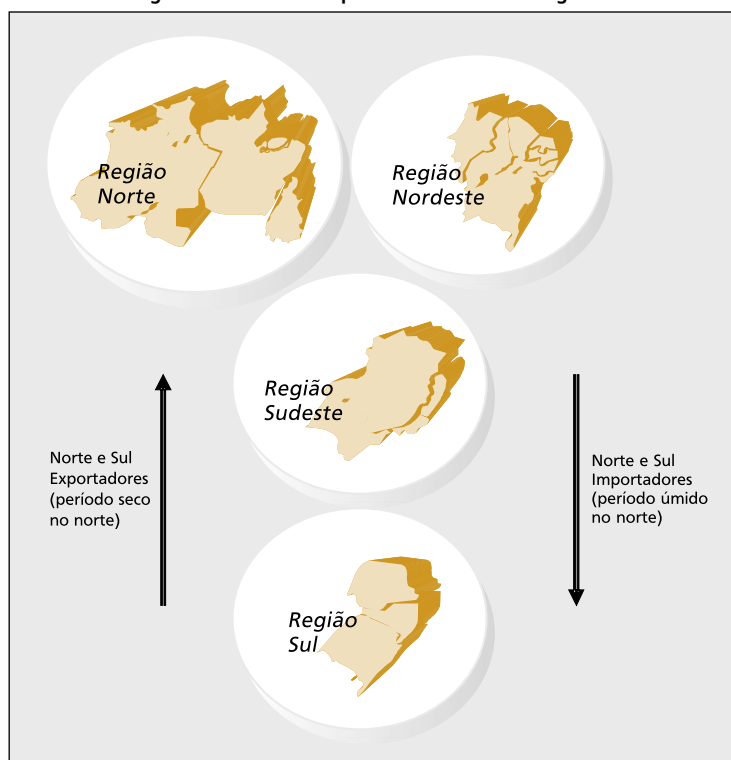
Foram analisadas as condições de carga pesada, média e leve, em cada ano, considerando a operação em condições normais e em contingências.

Para a análise dos casos base de fluxos de potência, foram selecionados valores referenciais dos intercâmbios regionais, de modo a possibilitar o estabelecimento dos despachos de geração nos diversos subsistemas.

Na definição dos intercâmbios Sudeste-Sul, Norte-Sudeste, Sudeste-Nordeste e Norte-Nordeste foram considerados dois cenários, associados principalmente à sazonalidade da região Norte, ilustrados na Figura 4-11, 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 4-11 – Cenários para os Intercâmbios Regionais



Cabe notar que, os intercâmbios regionais referenciais selecionados para a análise dos casos base de fluxos de potência não, necessariamente, contemplam os fluxos máximos correspondentes à capacidade das interligações. Dessa forma, os reforços do sistema de transmissão, cuja necessidade foi indicada a partir dessa primeira análise, deverão ser objeto de estudos de planejamento complementares, voltados para o seu dimensionamento. Tais estudos deverão abranger a análise desses reforços e do desempenho dos subsistemas para hipóteses potencialmente mais críticas de intercâmbios, considerando, com base nos estudos energéticos, a probabilidade da simultaneidade de ocorrência de fluxos elevados entre os diversos subsistemas.

Como exemplo de tais estudos, cita-se, pela sua relevância, os estudos em andamento relativos à integração dos aproveitamentos da região amazônica, contemplando a definição dos sistemas de transmissão e dos correspondentes reforços dos sistemas receptores, conforme tratado no Item 4.2.3.

As análises desenvolvidas seguiram os critérios e procedimentos de planejamento consolidados na referência [7], os quais norteiam o atendimento ao critério de redundância ($n-1$), respeitando os limites de tensão e carregamentos máximos e mínimos estabelecidos.

Quanto a esse aspecto, os seguintes pontos podem ser destacados:

- Os estudos no âmbito do Plano Decenal contemplam, fundamentalmente, análises de regime permanente, sendo os estudos de fluxo de potência efetuados para verificar o comportamento do sistema em diferentes pontos de operação ao longo do período de expansão da rede. Esses estudos visam determinar, principalmente, os níveis de tensão nos barramentos do sistema, os fluxos de potência nas linhas de transmissão e transformadores e os requisitos de compensação reativa.
- Em todas as condições de operação, o sistema deverá suportar, sem violação dos limites de tensão e de carregamento, o desligamento não programado, não simultâneo de qualquer um dos seguintes elementos: transformador ou banco de transformadores; linha de transmissão; gerador; reator; banco de capacitores; compensador síncrono ou estático; um pólo dos elos de corrente contínua.
- Não são admitidos cortes de carga ou redespacho de geração para o atendimento dos critérios operativos na condição de regime permanente após a contingência simples de um dos elementos acima citados.
- As tensões nos diversos barramentos devem permanecer dentro dos limites estabelecidos. Para as tensões nominais de

765 kV, 500 kV, 345 kV, 230 kV, 138 kV, 69 kV, 34,5 kV e 13,8 kV, os valores mínimos são da ordem de 95% do valor nominal e os valores máximos são da ordem de 105% (com exceção da tensão 500 kV, cujo valor máximo é de 110%).

- No que se refere ao carregamento das linhas de transmissão e transformadores existentes, constantes das Resoluções ANEEL nº 166 e nº 167 de 2000, ou com data de entrada em operação após as citadas Resoluções, foram considerados os limites definidos nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão - CPSTs homologados pela ANEEL ou as informações fornecidas pelas empresas proprietárias.
- A análise do desempenho dinâmico da rede e o detalhamento do dimensionamento das instalações é efetuado por estudos complementares, conforme descrito no Capítulo 1, onde se apresenta uma visão geral dos estudos.

4.4 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, conforme [20], [21], [22], [23] e [24].

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 geração local, a carga prevista, e, adicionalmente, o elenco de obras de transmissão previstas no período 2006-2015.

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 representadas nos estudos de fluxo de potência, refletindo as condições específicas selecionadas para a análise do atendimento dos diversos pontos dessa rede. Dessa forma, não podem ser diretamente comparados com os valores de carga de demanda apresentados no Capítulo 2, 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 [25] e [26]. 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, sendo:

- Rede Básica (RB) - Instalações de transmissão compreendendo: 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 compreendendo: 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.

As informações relativas às redes de distribuição estaduais são apresentadas no item 4.5.

As estimativas regionais de evolução física do sistema de transmissão e distribuição, bem como os investimentos associados, são consolidadas no item 4.6.

4.4.1 Região Norte

O sistema de transmissão da região Norte atende aos estados do Pará, Maranhão e Tocantins e às cargas industriais eletrointensivas no estado do Pará - Belém e região de Carajás - e no Maranhão em São Luís. A Figura 4-6 permite visualizar o sistema elétrico dessa região.

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-Sul. 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.

O sistema interligado da região Norte é constituído por um sistema de transmissão da Rede Básica com 8.870 km em 500 kV e 1.975 km em 230 kV. Cerca de 240 km de linhas em 138 kV e 69 kV são referentes às denominadas Demais Instalações de Transmissão (DITs). 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.

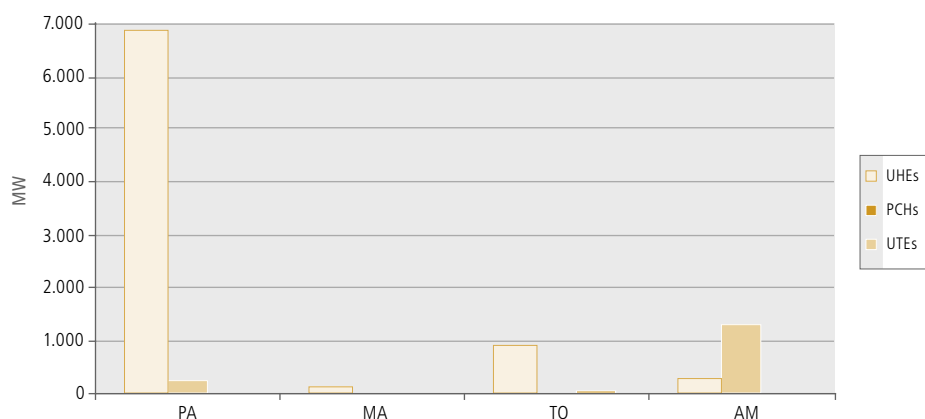
■ Geração Regional

Este sistema possui uma capacidade instalada da ordem de 9.890 MW, sendo 8.344MW de usinas hidrelétricas e 1.509 MW de térmicas, com a maior parte dos aproveitamentos hidrelétricos localizados na bacia do rio Tocantins e das usinas térmicas no estado do Amazonas.

A expansão do parque gerador da região Norte no período de 2006 a 2015 se dá com a entrada em operação das últimas unidades da UHE Tucuruí II (1.125 MW, 2006) e, nos anos finais do período estudado, das UHEs Belo Monte (5.500 MW) e Serra Quebrada (1.328 MW).

O Gráfico 4-1 mostra a composição atual das fontes de geração elétrica de cada estado.

**Gráfico 4-1 - Composição da Geração da Região Norte
(Usinas de Divisa Computadas em Ambos os Estados)**

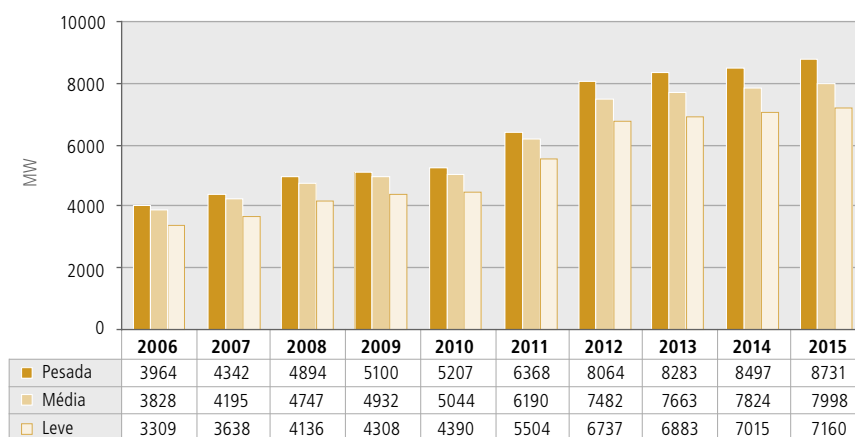


■ Carga Regional

As maiores demandas da região Norte estão localizadas em São Luís, no Maranhão, e em Vila do Conde no Pará. A evolução da carga na região apresentou um crescimento de 120% no período 2006-2015, com uma participação no mercado brasileiro (carga pesada) de 6,3% em 2006 e 9,8% em 2015. Destaca-se que, a partir de 2012, foi considerada a implantação da interligação Tucuruí – Macapá – Manaus com a conseqüente incorporação das respectivas cargas.

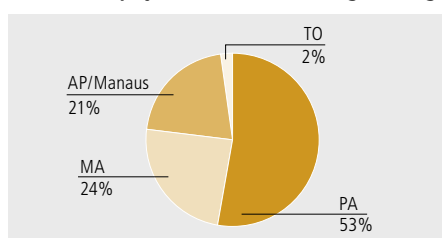
As projeções para os patamares de carga pesada, média e leve utilizadas neste ciclo de planejamento estão mostradas no Gráfico 4-2.

Gráfico 4-2 - Evolução da Carga da Região Norte



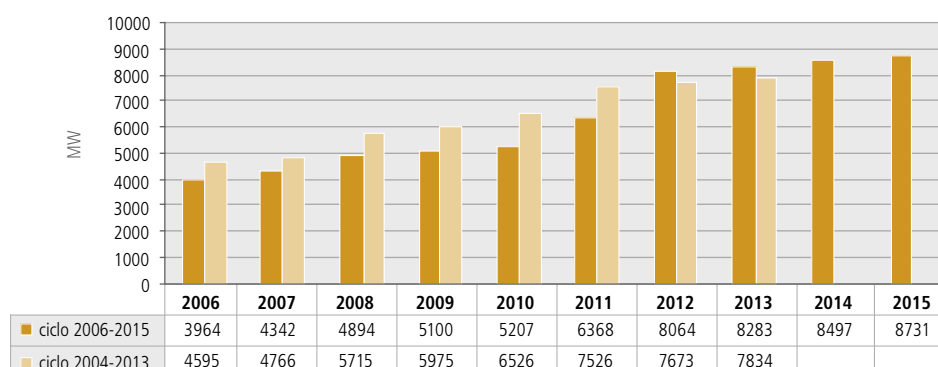
O Gráfico 4-3 mostra a participação média dos estados da região Norte na carga global da região no período 2012-2015.

Gráfico 4-3 - Participação dos Estados na Carga da Região Norte



No Gráfico 4-4, é mostrada uma comparação entre as cargas totais da região Norte representadas neste ciclo de planejamento e no ciclo 2004-2013 nos casos de fluxo de potência de carga pesada. Constata-se que os valores deste ciclo são inferiores aos do passado até o ano 2011; com a incorporação das cargas de Manaus e Amapá, a partir de 2012, verifica-se um aumento da ordem de 6% em relação ao ciclo anterior.

Gráfico 4-4 - Comparação de Dados de Cargas da Região Norte (Carga Pesada)



4.4.1.1 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 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, o consumidor industrial Camargo Corrêa é atendido em 230 kV a partir da SE de Tucuruí.

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 a 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

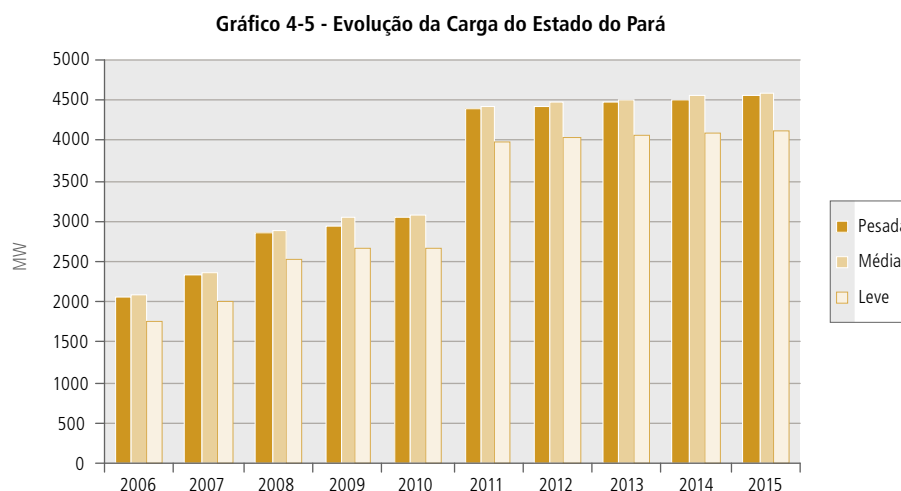
O Pará concentra em seu território cerca de 34% de toda a extensão da bacia amazônica (mais de 1 milhão de quilômetros quadrados).

O grande potencial de geração hidrelétrica que se concentra neste estado está distribuído em nove grandes bacias, destacando-se a do rio Tocantins, onde foi implantada a UHE Tucuruí, inaugurada em 1984 pela Eletronorte. Cerca de 45% da produção da UHE Tucuruí é consumida no Pará.

A expansão da potência instalada no estado para o período 2006-2015 se dá, nos anos finais do período estudado, pela entrada das usinas de Belo Monte (5.500 MW) e Serra Quebrada (1.328 MW).

■ Carga Local

A carga do estado do Pará prevista para o período 2006-2015 representa, em média, 62% do total da região Norte, sem considerar a incorporação da carga referente a Manaus e Amapá. O crescimento médio anual da carga deste estado no período decenal resultou da ordem de 8,4 %. O Gráfico 4-5 mostra a evolução dos três patamares de carga.



Cabe destacar que o crescimento é mais intenso no período 2006-2010 (média de 9,5 % ao ano) e, particularmente, no ano 2011, devido à adição de novas cargas locais.

■ Programa de Obras

As principais obras de atendimento ao estado do Pará previstas nos estudos são apresentadas na Tabela 4-2.

Tabela 4-2 - Estado do Pará - Plano de Obras

Descrição da Obra	Data Prevista	
LT Tucuruí_Vila do Conde, C3, 500 kV	2007	
LT Marabá_Itacaiúnas, CD, 500 kV	2008	
LT Itacaiúnas_Colinas, C1, 500 kV	2008	
LT Itacaiúnas_Carajás, CD, 230 kV	2008	
LT Utinga_Miramar, CD1 e CD2, 230 kV	2009	
LT Itacaiúnas_Carajás, C3, 230 kV	2010	
LT Tucuruí_Xingú, CD1 e CD2, 500 kV	2012	
LT Xingú_Jurupari, CD1 e CD2, 500 kV	2012	
LT Jurupari_Oriximiná, CD1 e CD2, 500 kV	2012	
LT Oriximiná_Itacoatiara, CD1 e CD2, 500 kV	2012	
LT Itacoatiara_Cariri, CD1 e CD2, 500 kV	2012	
LT Jurupari_Laranjal do Jari, CD1 e CD2, 230 kV	2012	
LT Laranjal do Jari_Macapá, CD1 e CD2, 230 kV	2012	
	AT – 500/230/13,8 kV-450 MVA	2006
SE Marabá 500/230/69/13,8 kV	RB – 525 kV – (3+1)60 Mvar	2006
	RB – 525 kV – 3x60 Mvar	2007
	RB – 525 kV – 3x60 Mvar	2008
SE Tucuruí – Vila 69/13,8 kV	Substituição T1 - 20 MVA	2006
SE Altamira 230/69/13,8 kV	RB – 230 kV - 30 Mvar	2007
SE Santa Maria 230/69/13,8 kV	BC – 230 kV – 1x55 Mvar	2007
SE Vila do Conde 525/230/69/13,8 kV	RB – 525 kV – 3x60 Mvar	2007
	AT4 – 525/230/13,8 kV – 3x250 MVA	2007
	RL – 525 kV – 3x60 MVA	2007
	CS – 230 kV – 150 Mvar	2008
SE Guamá 230/69/13,8 kV	3º banco - (3x50) MVA	2007
SE Santa Maria 230/69/13,8 kV	1º e 2º TR – 2x150 MVA	2007
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 Utinga 230/69/13,8 kV	4º banco – (3x50) MVA	2008
SE Itacaiúnas 230/138 kV	1º e 2º TR – 2x150 MVA	2008
SE Miramar 230/69/13,8 kV	1º TR - 2x150 MVA	2009
SE Rurópolis 230/69/13,8 kV	CE – 230 kV – (-40, +40) Mvar	2010
SE Itacaiúnas 230/138 kV	3º TR – 1x150 MVA	2011
SE Xingú 500 kV	RL – 500 kV – 13x45,33 Mvar ; monofásico	
	RB – 500 kV- (3+1)45,33 Mvar; monofásico	2012
	CS - 500 kV – TUC-XNG – 2x 787,0 Mvar	
	CS - 500 kV –XNG - JUR – 2x 355,00 Mvar	

Tabela 4-2 - Estado do Pará - Plano de Obras

Descrição da Obra	Data Prevista	
SE Jurupari 500/230/13,8 kV	RL - 500 kV - 7 x 45,33 Mvar	
	RB - 500 kV - 3 x 45,33 Mvar	
	RL - 500 kV - 7 x 66,67 Mvar	
	CE - 500 kV - 200/-200 Mvar	2012
	AT 500/230/13,8 kV- 7x150 MVA	
	CS - 500 kV - JURC-XNG - 2x 355,0 Mvar	
	CS - 500 kV - JURC-ORX - 2x 399,0 Mvar	
SE Oriximiná	RL - 500 kV - 13x66,67 Mvar	
	RB - 500 kV - 4x66,67 Mvar	
	CE - 500 kV- 200/-200 Mvar	
	BC - 100 Mvar - manobrável pelo CE	2012
	CS - 500 kV - ORX-JUR - 2x 399,0 Mvar	
	CS - 500 kV - ORX-ITAC - 2x 360,0 Mvar	
SE Itacoatiara 500/230/13,8 kV	AT 500/230/13,8 kV- 4x50 MVA	
	RL - 500 kV - 7x66,67 Mvar	
	RB - 500 kV - 3x66,67 Mvar	
	RL - 500 kV - 7x36,67 Mvar	
	CE - 500 kV- 200/-200 Mvar	
	BC - 500 kV- 100 Mvar - manobrável pelo CE	2012
	CS - 500 kV - ITC-ORX - 2x 360,0 Mvar	
CS - 500 kV - ITC-CAR - 2x 198,0 Mvar		
SE Laranjal 230/69/13,8 kV	AT 500/230/13,8 kV- 4 x 50 MVA	
	RL - 500 kV - 3x25,0 Mvar	2012
	AT 230/69/13,8 kV- 2x100 MVA	
SE Cariri 500/230/13,8 kV	RL - 500 kV - 7x36,67 Mvar	
	AT 500/230/13,8 kV- 10x200 MVA	
	CS - 500 kV - CAR-ITC - 2x 198,0 Mvar	
	BC -230 kV - 4 x 55 Mvar	2012
	AT 230/69/13,8 kV- 2x150 MVA	
SE Macapá 230/69/13,8 kV	AT 500/230/13,8 kV- 3x200 MVA	
	BC -230 kV - 2 x 55 Mvar	
	RL - 230 kV - 3x25,0 Mvar	2012
	CE - 230 kV- 100/-100 Mvar	
	BC -230 kV - 1 x 60 MVA - manobrado p/ CE	
	AT 230/69/13,8 kV- 3x150 MVA	

Nomenclatura: AT=autotransformador, TR=transformador, RL=reator de linha, RB=reator de barra, CS=compensação série, BC=banco de capacitores shunt, CE=compensador estático, C=circuito no., CD=circuito duplo

No elenco de obras, destacam-se dois conjuntos: um, composto por quatro linhas de transmissão já licitadas ou autorizadas, com data prevista até 2008, a saber: LT 500 kV Tucuruí _ Vila do Conde C3, LT 500 kV Marabá _ Itacaiúnas, LT 500 kV Itacaiúnas _ Colinas C1 e LT Itacaiúnas _ Carajás, CD, 230 kV. A primeira é necessária como reforço para o atendimento das cargas supridas por meio da SE Vila do Conde e as outras três são associadas ao terceiro circuito da interligação Norte-Sul.

O outro conjunto a destacar refere-se à integração do sistema isolado Tucuruí – Macapá – Manaus, cuja instalação foi considerada em 2012, conforme apresentado no item 4.2.2.

4.4.1.2 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. Essas subestações recebem energia da UHE Tucuruí através da SE Marabá 500 kV. Na SE Imperatriz 500 kV, há um abaixamento para 230 kV, onde se conecta um circuito radial até a localidade de Porto Franco. Da SE Porto Franco parte um sistema de subtransmissão em 138 kV para os estados do Maranhão e Tocantins, e em 69 kV para o Maranhão.

A partir da SE Presidente Dutra 500 kV partem dois circuitos em 500 kV para SE Teresina 500 kV e um para SE Boa Esperança 500 kV, ambas no estado do Piauí. Por estes circuitos passa a maior parte da energia exportada para a região Nordeste. Também, saem dois circuitos para a SE São Luís II. Ainda na SE Presidente Dutra, há abaixamento para 230 kV, onde se conecta um circuito para SE Peritoró, e para 69 kV, onde a energia é entregue ao sistema da distribuidora local. Do setor de 230 kV da SE São Luís II saem dois circuitos para atendimento à cidade de São Luís e um para a localidade de Miranda, além de também atender ao consumidor industrial Alumar e ao Complexo Portuário da CVRD. Existe um sistema de 230 kV paralelo ao de 500 kV ligando as regiões Norte e Nordeste. Este sistema é formado por um circuito entre as subestações de Miranda e Peritoró, e outro ligando Peritoró a Teresina, sendo que, neste último, existe uma derivação para o atendimento a cidade de Coelho Neto (MA).

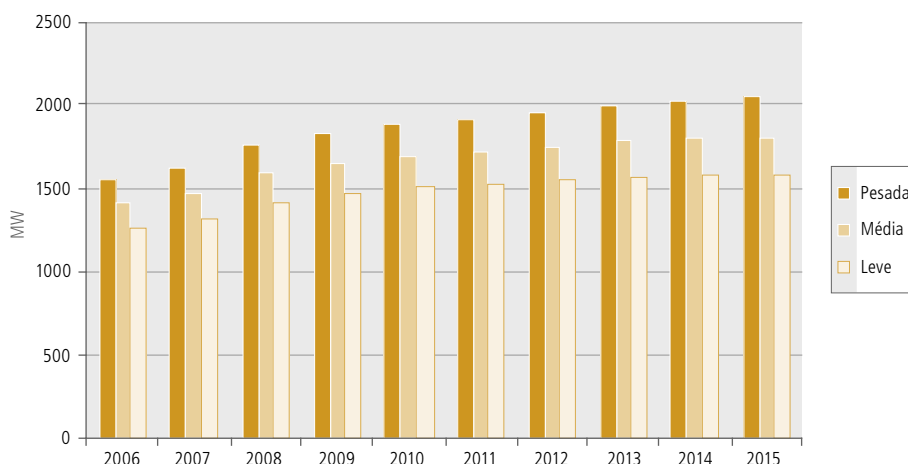
■ Geração Local

A evolução da potência instalada no estado para o período 2006-2015 representa um crescimento de cerca de 94% no horizonte decenal, decorrente da previsão da instalação da usina de Estreito (1.087 MW) a partir de 2011. Há, ainda, um conjunto de usinas localizadas na fronteira com o estado do Piauí, com potência total da ordem de 750 MW, conforme descrito no item 4.4.2.1.

■ Carga Local

A carga do estado do Maranhão prevista para o período 2006-2015 representa, em média, cerca de 34% 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 3,2 %. O Gráfico 4-6 mostra a evolução dos três patamares de carga.

Gráfico 4-6 - Evolução da Carga do Estado do Maranhão



Programa de Obras

As obras mais importantes para o período 2006-2015 estão sumarizadas na Tabela 4-3.

Tabela 4-3 – Estado do Maranhão – Plano de Obras

Descrição da Obra		Data Prevista
LT Peritoró - Coelho Neto/Teresina, C2, 230 kV		2006
LT Açailândia - Presidente Dutra, C2, 500 kV		2011
SE Miranda 230/138/69/13,8 kV	2º AT – 100 MVA	2006
SE Coelho Neto 230/69/13,8 kV	2º TR - 65 MVA	2006
SE Peritoró 230/69/13,8 kV	2º TR - 100 MVA	2006
SE São Luís I 230 / 69 kV	4º TR - 100 MVA	2006
SE São Luís II 500/230/13,8 kV	CE – 230 kV – (-100 +150) Mvar	2006
	RL – 500 kV – (3x33,3) Mvar	2007
	AT – 500/230/13,8 kV – 3x200 MVA	2009
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 Imperatriz 230/69/13,8 kV	3º TR – 100 MVA	2007
SE Peritoró 230/69/13,8 kV	BC – 230 kV – 1x20 Mvar	2007
SE Miranda II 230/138/69/13,8 kV	BC – 230 kV – 2x20 Mvar	2007
SE Imperatriz 500/230/69/13,8 kV	RB – 500 kV – (3+1)55 Mvar	2007
SE Pres. Dutra 500/230/69/13,8 kV	RL – 500 kV - 3 x 45,3 Mvar	2007
	CS – 500 kV - 435 RL - 500 kV – (3+1)60 Mvar	2011
SE Miranda 500/230 kV	1º AT – 300 MVA	2008
SE Miranda 500/230 kV	Setor de 500 kV	2008
SE Miranda 230/138/69/13,8 kV	3º AT – 100 MVA	2010
SE São Luís I 230 / 69 kV	5º TR - 100 MVA	2012

Nomenclatura: AT=autotransformador, TR=transformador, RL=reator de linha, RB=reator de barra, CS=compensação série, BC=banco de capacitores shunt, CE=compensador estático, C=circuito no., CD=circuito duplo

Do conjunto acima de obras, pode-se destacar a construção do setor de 500 kV e a instalação de primeiro banco de autotransformadores 500/230 kV – 300 MVA da SE Miranda, por meio do seccionamento das duas linhas de transmissão Presidente Dutra – São Luís II, necessário para equacionar o atendimento ao estado do Maranhão, juntamente com significativa instalação de suporte de reativos, entre 2006 e 2008.

Destaca-se também, como solução de referência, prevista para 2011, a duplicação de circuito Açailândia – Presidente Dutra - C2.

4.4.1.3 Estado do Tocantins

■ Sistema Elétrico

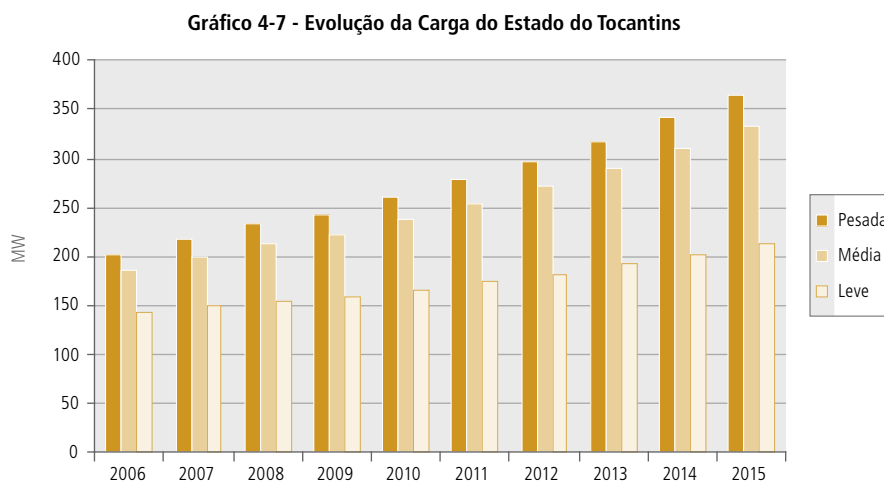
O atendimento ao estado do Tocantins é feito por instalações da Rede Básica nas tensões de 500 kV e 230 kV, sendo o principal ponto de suprimento a SE Miracema 500 kV. No nível da subtransmissão, o suprimento é feito a partir da SE Porto Franco e da SE Imperatriz, ambas no estado do Maranhão.

■ Geração Local

A evolução da potência instalada no estado, para o período 2006-2015, representa um crescimento de cerca de 147% no horizonte decenal, decorrente da previsão de entrada das usinas de Tupiratins (620 MW) e Ipueiras (480 MW).

■ Carga Local

A carga do estado do Tocantins prevista para o período de 2006-2015 representa, em média, 4,9% 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 6,7 %. O Gráfico 4-7 mostra a evolução dos três patamares de carga.



■ Programa de Obras

As obras mais importantes para o período 2006-2015 estão sumarizadas na Tabela 4-4.

Tabela 4-4 - Estado do Tocantins – Plano de Obras

Descrição da Obra	Data Prevista
LT Colinas / Miracema 500 kV, C3 (trecho Norte-Sul III)	2008
LT Miracema / Gurupi 500 kV, C3 (trecho Norte-Sul III)	2008
SE Colinas 550 kV	RL – 550 kV - 72,6 Mvar
	CS – 550 kV – 200 Mvar
	RB - 550 kV – (3x55) Mvar
	RL - 550 kV – (3x55) Mvar
SE Miracema 550 kV	CS – 550 kV – 194 Mvar
	RB – 550 kV – (3x55) Mvar
	RL – 550 kV – (3x55) Mvar
	RL – 550 kV – (3+1) Mvar
SE Imperatriz 230/69/13,8 kV	3º TR – (1x100) MVA
SE Porto Franco – 230/138/13,8 kV	2º AT – (1x100) MVA
SE Miracema 550/138/13,8 kV	2º banco - (3x60) MVA
SE Colinas 500/138 kV	1º banco – (3x33) MVA
SE Miracema 550/138/13,8 kV	3º banco - (3x60) MVA

Nomenclatura: AT=autotransformador, TR=transformador, RL=reator de linha, RB=reator de barra, CS=compensação série, BC=banco de capacitores shunt, CE=compensador estático, C=circuito no., CD=circuito duplo

Deste conjunto de obras, destacam-se as linhas de transmissão associadas ao terceiro circuito da interligação Norte-Sul: LT 500 kV Colinas - Miracema C3 e LT 500 kV Miracema - Gurupi C3, as quais já foram licitadas, sendo previstas para 2007/2008.

4.4.1.4 Estudos Complementares

Os seguintes estudos complementares serão desenvolvidos pela EPE.

Estado do Pará:

- Analisar o atendimento a novas cargas e reforços na transmissão para a região metropolitana de Belém (Vila do Conde, Guamá, Utinga e Santa Maria).
- Reavaliar o atendimento ao aumento de carga previsto para região de Carajás.
- Avaliar o controle de tensão nos sistemas CELPA e Eletronorte no oeste do Pará.

Estado do Maranhão:

- Avaliar a solução de atendimento à capital do estado do Maranhão: recapacitação dos circuitos C1 e C2 230 kV entre as subestações S.Luís I e II e/ou implantação de novo ponto de suprimento.
- Analisar a implantação do ponto de suprimento 230/138/69 kV em Balsas, com vistas ao atendimento satisfatório à região sul do Maranhão, como forma de solucionar o atendimento ao sistema radial singelo Porto Franco.
- Analisar o atendimento à região Noroeste do estado do Maranhão, avaliando a alternativa de implantação de um novo ponto de suprimento 230/138/69 kV em Encruzo.
- Avaliar a viabilidade da 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:

- Verificar a necessidade de expansão da transformação nas subestações de fronteira da Rede Básica (RBF), Miracema e Colinas.

4.4.2 Região Nordeste

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 4-6.

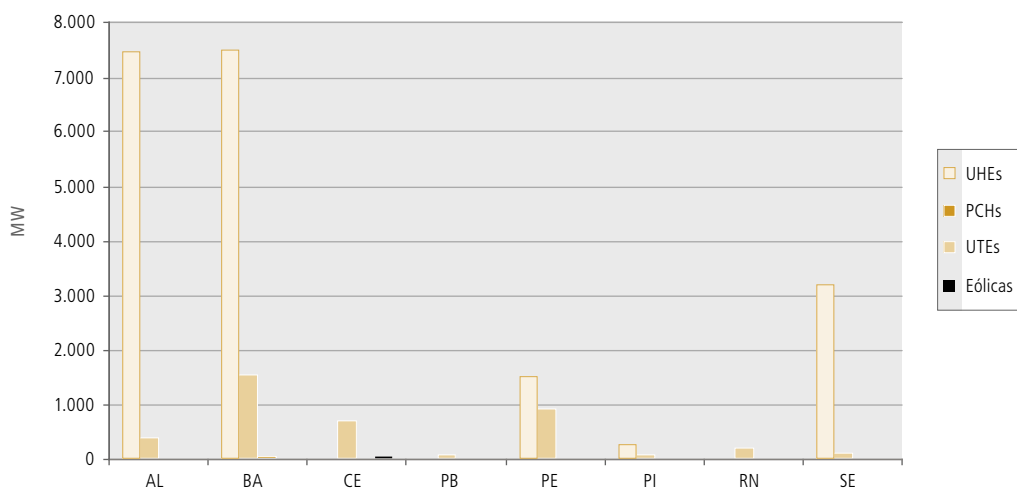
Esse sistema é suprido em parte pela energia gerada na própria região, complementado pela energia importada das regiões Sudeste/Centro-Oeste através da Interligação Norte-Sul e pelos excedentes de energia da região Norte, importados através Interligação Norte - Nordeste.

■ Geração Regional

Este sistema possui uma capacidade instalada da ordem de 14.653 MW, sendo 10.718 MW de hidráulicas (73,1%) e 3.875 MW de térmicas (26,4%), com a maior parte dos aproveitamentos hidrelétricos localizados na bacia do rio São Francisco. O parque gerador da região Nordeste apresenta um crescimento de 29%, no período de 2006 - 2015, com uma participação de 12% na evolução da capacidade geradora do Brasil. O incremento da capacidade instalada na região corresponde a cerca de 1.200 MW em usinas hidrelétricas e 3.150 em usinas térmicas.

O Gráfico 4-8 mostra a composição atual das fontes de geração elétrica de cada estado.

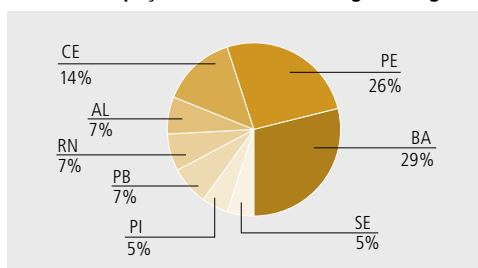
**Gráfico 4-8 - Composição da Geração da Região Nordeste
(Usinas de Divisa Computadas em Ambos os Estados)**



■ Carga Regional

Os maiores centros de consumo da região Nordeste estão localizados em Salvador, Recife e Fortaleza. O Gráfico 4-9 mostra a participação de cada estado na carga total da região Nordeste.

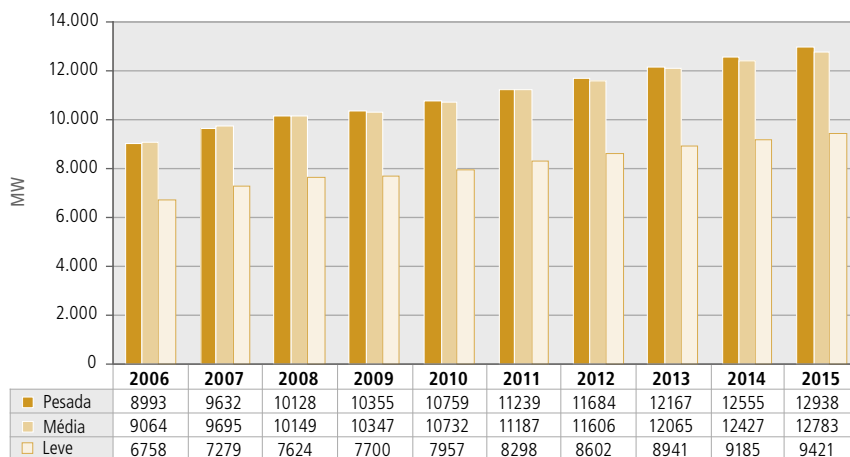
Gráfico 4-9 - Participação dos Estados na Carga da Região Nordeste



A evolução da carga na região apresentou um crescimento de 44%, no período 2006-2015, com uma participação de 14,5% no total do Brasil.

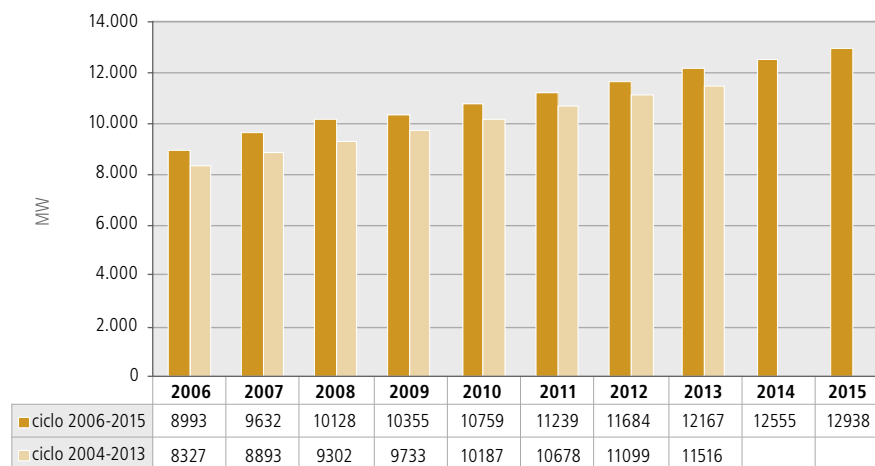
As projeções para os patamares de carga pesada, média e leve estão mostradas no Gráfico 4-10.

Gráfico 4-10 - Evolução da Carga da Região Nordeste



No Gráfico 4-11, é mostrada uma comparação entre as cargas totais da região Nordeste representadas neste ciclo de planejamento e no ciclo 2004-2013 nos casos de fluxo de potência de carga pesada. Um aumento da ordem de 6% em relação ao ciclo anterior é constatada nos anos finais do período.

Gráfico 4-11 - Comparação de Dados de Cargas da Região Nordeste (Carga Pesada)



4.4.2.1 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 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 Piri-piri, ao norte do estado, interligando-se com a subestação de Sobral localizada no estado do Ceará.

Da subestação de São João do Piauí partem duas linhas de 230 kV que atendem, respectivamente, à região dos baixios agrícolas piauienses, através da SE Picos 230/69 kV, e ao Vale do Gurguéia, localizado ao sul do estado, através da SE 230/69 kV Eliseu Martins, que está prevista para operar em 230 kV em dezembro de 2005.

A integração dessa malha de transmissão da Rede Básica com o sistema de distribuição da CEPISA que atende ao estado do Piauí é feita, atualmente, através das subestações de Boa Esperança (230/69/13,8 kV), Teresina (230/69/13,8 kV), Picos (230/69 kV), São João do Piauí (230/69 kV), Eliseu Martins (230/69 kV) e Piri-piri (230/138/69/13,8 kV).

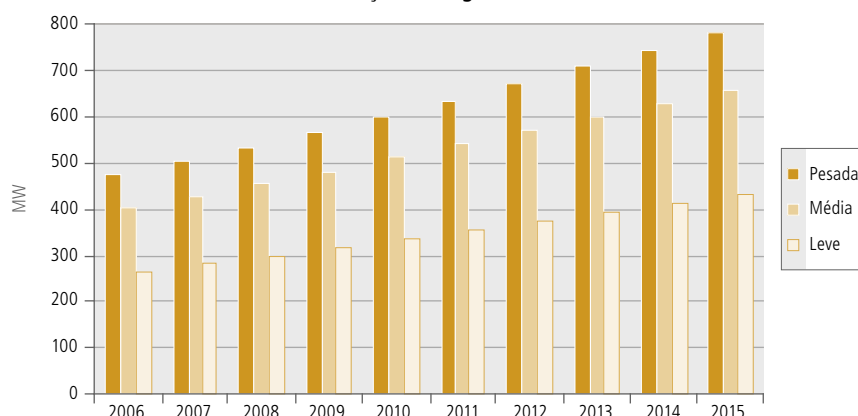
■ Geração Local

A evolução da potência instalada no estado para o período 2006-2015 é caracterizada pela previsão de construção das seguintes usinas, localizadas na fronteira com o estados do Maranhão: Cachoeira (96 MW) e Castelhana (240 MW), a partir de 2011, 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 2006-2015 representa, em média, cerca de 5% do total da região Nordeste. O crescimento médio anual da carga deste estado no período decenal resultou da ordem de 5,7 %. O Gráfico 4-12 mostra a evolução dos três patamares de carga.

Gráfico 4-12 - Evolução da Carga do Estado do Piauí



Programa de Obras

As obras mais importantes para o período 2006-2015 estão sumarizadas na Tabela 4-5.

Tabela 4-5 - Estado do Piauí – Plano de Obras

Descrição da Obra	Data Prevista
LT Colinas - Ribeiro Gonçalves - São João do Piauí – Sobradinho, 500 kV	2007
LT Picos – Tauá, 230 kV	2007
LT Estreito - Ribeiro Gonçalves - São João do Piauí – Milagres, 500 kV	2012
SE Picos 230/69 kV	3º TR – (1x50) MVA 2006
SE Piripiri 230/138 kV	2º TR – (1x55) MVA 2006
SE Teresina 230/69 kV	4º TR – (1x100) MVA 2006
SE Piripiri 230/69 kV	3º TR – (1x50) MVA 2006
SE Piripiri 230/138 kV	2º TR – (1x55) MVA 2008
SE Picos 230/69 kV	Substituição de um TR de 33 MVA por um TR – (1x50) MVA 2013
SE Eliseu Martins 230/69 kV	3º TR – (1x50) MVA 2014
SE São João do Piauí 230/69 kV	3º TR – (1x50) MVA 2015

TR=transformador

Deste conjunto de obras, destaca-se a primeira expansão da interligação Norte – Nordeste com a entrada em operação da LT 500 kV Colinas – Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí – Sobradinho, já licitada, com previsão de entrada em operação em maio/2007, e a segunda expansão, em 2010, por meio da LT 500 kV Estreito - Ribeiro Gonçalves - São João do Piauí – Milagres.

4.4.2.2 Estado do Ceará

Sistema Elétrico

O Estado do Ceará é suprido por dois troncos de 500 kV, sendo um oriundo de Presidente Dutra (LT 500 kV Pres. Dutra-Teresina II C1 e C2 e Teresina II - Sobral III - Fortaleza II C1) 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). Encontra-se em execução um segundo circuito de 500 kV entre Teresina II e Fortaleza II, seccionando na SE Sobral II.

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 (1.200 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.

Da subestação de Fortaleza, parte uma linha de transmissão, também em 230 kV, até a subestação de Piripiri, no estado do Piauí, passando pela subestação de Sobral e com um seccionamento ao longo de sua rota para atender à subestação de Cauípe, responsável pelo suprimento de energia elétrica às cargas do complexo industrial e portuário de Pecém.

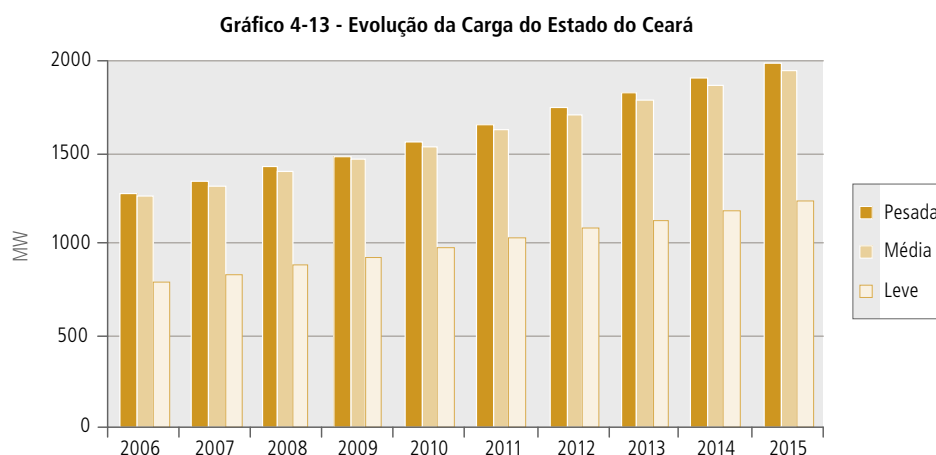
A integração dessa malha de transmissão com os sistemas de subtransmissão e distribuição da COELCE que atendem ao estado do Ceará é feita através das subestações 230/69 kV de Milagres, Icó, Banabuiú, Russas, Fortaleza, Delmiro Gouveia, Cauípe, Pici e Sobral.

■ Geração Local

A evolução da potência instalada no estado para o período 2006-2015 é caracterizada pela previsão de construção de cerca de 400 MW em usinas eólicas em 2008, conectadas nas subestações de Sobral 230 kV e Russas 230 kV.

■ Carga Local

A carga do estado do Ceará prevista para o período 2006-2015 representa, em média, cerca de 14% do total da região Nordeste. O crescimento médio anual da carga deste estado no período decenal resultou da ordem de 6,7 % no patamar de carga pesada. O Gráfico 4-13 mostra a evolução dos três patamares de carga.



■ Programa de Obras

As obras mais importantes para o período 2006-2015 estão sumarizadas na Tabela 4-6.

Tabela 4-6 - Estado do Ceará – Plano de Obras

Descrição da Obra	Data Prevista
LT Teresina II – Sobral III – Fortaleza II, C2, 500 kV	2006
LT Milagres - Tauá, 230 kV	2006
Seccionamento da LT Milagres – Banabuiú na SE Icó, 230 kV	2006
SE Fortaleza II 500/230 kV	3º TR – 600 MVA
SE Nova SE Tauá 230/69 kV - TR 100 MVA	2006
SE Banabuiú 230/69 kV	3º TR – (1x50) MVA
SE Cauípe 230/69 kV	2º TR – (1x100) MVA
SE Icó 230/69 kV	2º TR – (1x100) MVA
SE Pici 230/69 kV	3º TR – (1x100) MVA
SE Milagres 230/69 kV	3º TR – (1x100) MVA
SE Russas 230/69 kV	Substituição de 2 TRs de 16,7 MVA pelo 2º TR – (1x100) MVA
SE Pici 230/69 kV	4º TR – (1x100) MVA
SE Tauá 230/69 kV	2º TR – (1x100) MVA
SE Sobral II 230/69 kV	4º TR – (1x100) MVA
SE Banabuiú 230/69 kV	Substituição de 2 TRs de 33 MVA por: 2º TR – (1x50) MVA
	3º TR – (1x50) MVA
SE Russas 230/69 kV	3º TR – (1x100) MVA
SE Icó 230/69 kV	3º TR – (1x100) MVA
SE Cauípe 230/69 kV	3º TR – (1x100) MVA

TR=transformador

Deste conjunto de obras, destaca-se o reforço da interligação Norte-Nordeste, por meio do segundo circuito Teresina II – Sobral III – Fortaleza II, em 500 kV e a LT 230 kV Milagres - Tauá, empreendimentos já licitados, previstos para 2006.

4.4.2.3 Estado do Rio Grande do Norte

■ Sistema Elétrico

Atualmente, o fornecimento de energia elétrica ao sistema elétrico do Rio Grande do Norte é composto essencialmente por fontes hidráulicas oriundas de regiões distantes dos centros consumidores potiguares, tais como Paulo Afonso e Xingó. Cabe à CHESF (Companhia Hidrelétrica do São Francisco) a transmissão da energia dos locais de geração até os pontos de suprimentos situados no Rio Grande do Norte.

O suprimento ao estado do Rio Grande do Norte é realizado, atualmente, através de seis circuitos na tensão de 230 kV, sendo dois deles provenientes da subestação de Banabuiú (LT Banabuiú – Russas - Mossoró e Banabuiú - Mossoró C1), localizada no Estado do Ceará, e os demais, 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.

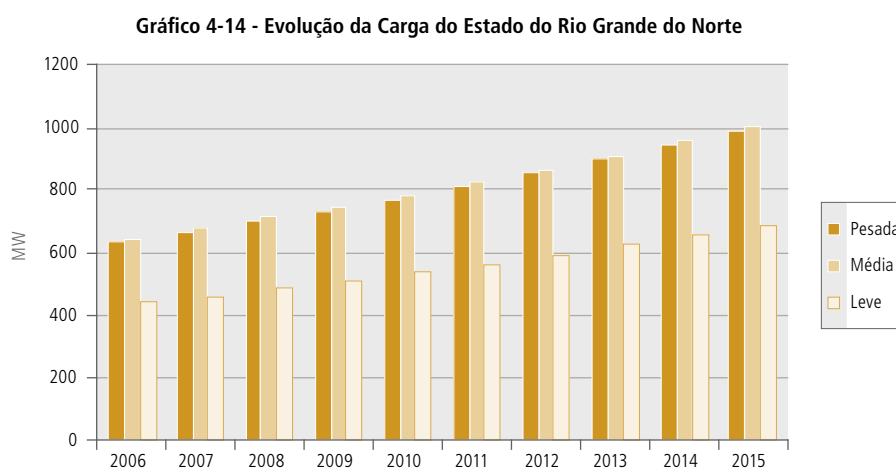
Existe, ainda, um sistema em 138 kV derivado da subestação Campina Grande, passando pelas subestações Santa Cruz II, Currais Novos II e Santana do Matos II, fechando anel com o transformador terciário 230/138/69 kV da subestação Açu II.

■ 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 Termoaçu (340 MW) e dos parques eólicos incentivados pelo PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (200 MW).

■ Carga Local

A carga do estado do Rio Grande do Norte prevista para o período 2006-2015 representa, em média, cerca de 7% do total da região Nordeste. O crescimento médio anual da carga deste estado no período decenal resultou da ordem de 5,1 % no patamar de carga pesada. O Gráfico 4-14 mostra a evolução dos três patamares de carga.



■ Programa de Obras

As obras mais importantes para o período 2006-2015 estão sumarizadas na Tabela 4-7.

Tabela 4-7 – Estado do Rio Grande do Norte – Plano de Obras

Descrição da obra	Data prevista
Seccionamento da LT Campina Grande – Natal II na SE Paraíso, 230 kV	2006
Seccionamento da LT Campina Grande II – Natal II na SE Paraíso, C2, 230 kV	2006
LT Paraíso - Açu, C2, 230 kV	2006
LT Banabuiú – Mossoró, C2, 230 kV	2011
Nova SE Natal Sul 230/69 kV – 3 TRs 100 MVA	2006
Secc. LTs Campina Grande II – Natal II na nova SE Natal Sul, C3 e C4, 230 kV	2006
SE Mossoró 230/69 kV	3º TR – (1x100) MVA 2007
SE Natal Sul 230/69 kV	3º TR – (1x100) MVA 2009
SE Natal Sul 230/69 kV	4º TR – (1x100) MVA 2011
SE Açu 230/138 kV	Substituição do TR de 55 MVA pelo 2º TR – (1x100) MVA 2011
SE Açu 230/69 kV	Substituição de um TR de 39 MVA pelo 2º TR – (1x50) MVA 2014

TR=transformador

Deste conjunto de obras, destaca-se o novo ponto de atendimento, em 230 kV, da cidade de Natal, por meio de seccionamento das duas LTs 230kV Campina Grande II – Natal II, em 2006.

Também previsto para 2006, destaca-se a segunda LT 230 kV Paraíso – Açú. Esse reforço evita 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. Por outro lado, também, reduz o corte de carga na região de Natal quando da perda do barramento da SE Campina Grande.

4.4.2.4 Estado da Paraíba

■ Sistema Elétrico

O suprimento ao estado da Paraíba é realizado através das subestações de Mussurú, Campina Grande II, Coremas, Goianinha e Santa Cruz, sendo as duas últimas localizadas nos estados de Pernambuco e Rio Grande do Norte, respectivamente.

O sistema de transmissão é composto por circuitos na tensão de 230 kV. Seis destes circuitos, destinam-se a atender a área do agreste paraibano, onde está localizada a cidade de Campina Grande, sendo dois deles, provenientes de Tacaimbó (PE), dois de Pau Ferro (PE), um de Angelim (PE) e 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 Mussurú, que atende à região litorânea, polarizada pela capital do estado, é suprida por meio de três linhas de transmissão, em 230 kV, provenientes da subestação de Goianinha no estado de Pernambuco.

A área do alto sertão paraibano, onde se localiza a subestação de Coremas, é atendida através de um único circuito em 230 kV, proveniente de Milagres, no Estado do Ceará.

A integração dessa malha de transmissão com o sistema de distribuição da SAELPA e da CELB, que atendem ao Estado da Paraíba, é feita através das subestações 230/69 kV de Mussurú, Coremas, Campina Grande II e Goianinha (PE), além das subestações 138/69 kV Santa Cruz (RN) e 69/13,8 kV de Bela Vista e Campina Grande I. Ressalta-se, também, a existência de duas linhas de transmissão de 138 kV ligando as subestações de Campina Grande e Santa Cruz no estado do Rio Grande do Norte.

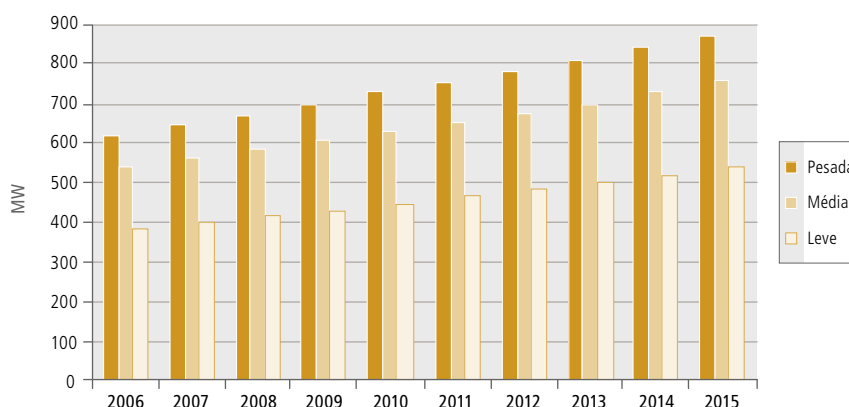
■ Geração Local

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 2006-2015 representa, em média, cerca de 7% do total da região Nordeste. O crescimento médio anual da carga deste estado no período decenal resultou da ordem de 3,9 % no patamar de carga pesada. O Gráfico 4-15 mostra a evolução dos três patamares de carga.

Gráfico 4-15 - Evolução da Carga do Estado da Paraíba



Programa de Obras

As obras mais importantes para o período 2006-2015 estão sumarizadas na Tabela 4-8.

Tabela 4-8 – Estado da Paraíba - Plano de Obras

Descrição da obra	Data prevista
LT Milagres – Coremas, C2, 230 kV	2006
Secc. LT Goianinha – Mussuré, C1, 230 kV (nova SE Santa Rita 230/69 kV)	2011
LT Limoeiro – Santa Rita, 230 kV	2015
SE Coremas 230/69 kV	3º TR – (1x100) MVA 2008
SE Campina Grande II 230/69 kV	4º TR – (1x100) MVA 2011
Nova SE Santa Rita 230/69 kV_2x100 MVA	2011
SE Santa Rita 230/69 kV	3º TR – (1x100) MVA 2015

TR=transformador

Deste conjunto de obras, pode-se destacar o segundo circuito Milagres – Coremas, em 230 kV, previsto para 2006, o qual possibilitará solucionar a situação 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 necessidade de se estabelecer o novo ponto de atendimento da capital João Pessoa (SE Santa Rita) previsto para 2011.

4.4.2.5 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 de 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). 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 outro para a subestação de Goianinha.

A interligação com o Estado da Paraíba é feita através dos circuitos 230 kV Angelim - Campina Grande II C1, Tacaimbó - Campina Grande II C1 e C2, Pau Ferro - Campina Grande II C1 e C2, Goianinha - Mussuré C1 C2 e C3 e Goianinha - Campina Grande II, enquanto que a interligação com o estado de Alagoas é efetuada a partir da SE Angelim, por meio de três linhas de transmissão em 230 kV que se interligam com a subestação de Messias.

O agreste do estado é atendido através de três circuitos em 230 kV vindos de Angelim até a subestação de Tacaimbó, enquanto que o suprimento à região do sertão pernambucano é efetuado a partir das subestações de Juazeiro 230/69 kV (BA) e Bom Nome 230/138/69 kV.

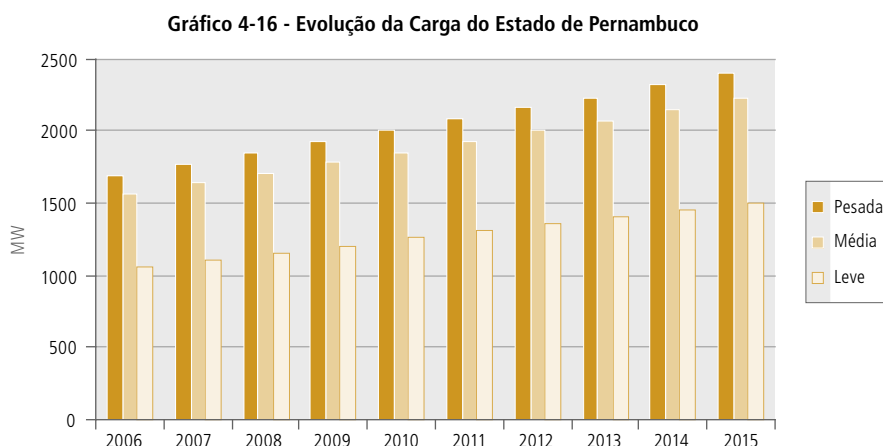
A subestação de Bom Nome é alimentada através do seccionamento das três linhas de transmissão em 230 kV, que partem da usina de Paulo Afonso para alimentar a subestação de Milagres localizada no Ceará.

■ Geração Local

A evolução da potência instalada no estado para o período 2006-2015 contempla a construção das usinas hidrelétricas de Pedra Branca (320 MW) e Riacho Seco (96MW) na fronteira com o estado da Bahia.

■ Carga Local

A carga do estado da Pernambuco prevista para o período 2006-2015 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 3,6 % no patamar de carga pesada. O Gráfico 4-16 mostra a evolução dos três patamares de carga.



■ Programa de Obras

As obras mais importantes para o período 2006-2015 estão sumarizadas na Tabela 4-9.

Tabela 4-9 – Estado de Pernambuco – Plano de Obras

Descrição da Obra	Data Prevista	
Seccionamento das LTs Recife II – Bongj, C1, C2 e C3, 230 kV (nova SE Joairam)	2006	
Recapacitação das LTs Recife II – Joairam, C1, C2 e C3, 230 kV para 300 MVA	2006	
LTs Mirueira – Urbana, C1 e C2, 230 kV (nova SE Urbana)	2008	
LTs Pau Ferro – Der. Mirueira, C2 e C3, 230 kV (nova SE Urbana)	2008	
Seccionamento da LT Pau Ferro – Campina Grande II, C1, 230 kV (nova SE Limoeiro)	2011	
LT Xingó – Angelim II, C2, 500 kV	2011	
Nova SE Joairam 230/69 kV – (2x150) MVA	2006	
SE Angelim 230/69 kV	3º TR – (1x100) MVA	2006
SE Goianinha 230/69 kV	3º TR – (1x100) MVA	2006
SE Tacaimbó 230/69 kV	3º TR – (1x100) MVA	2006
SE Pau Ferro 230/69 kV	3º TR – (1x100) MVA	2006
SE Bongj 230/13,8 kV	3º TR – (1x50) MVA	2006
SE Pirapama 230/69 kV	4º TR – (1x100) MVA	2006
SE Ribeirão 230/69 kV	3º TR (1x100) MVA	2007
Nova SE Urbana 230/69 kV – (2 x 150 MVA)		2008
SE Bom Nome 230/138 kV	3º TR (1x100) MVA	2009
Nova SE Limoeiro 230/69 kV – (2 x 100 MVA)		2011
SE Joairam 230/69 kV	3º TR (1x150) MVA	2011
SE Urbana 230/69 kV	3º TR (1x150) MVA	2013

TR=transformador

Deste conjunto de obras, destacam-se o circuito Xingó-Angelim II, C2, em 500 kV, e os três novos pontos de atendimento na Área Metropolitana do Recife, previstos para o período de 2006 a 2011 (SEs Joairam, Limoeiro e Urbana), além das ampliações das capacidades de transformação das SEs existentes.

4.4.2.6 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, como também, 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), de onde 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.

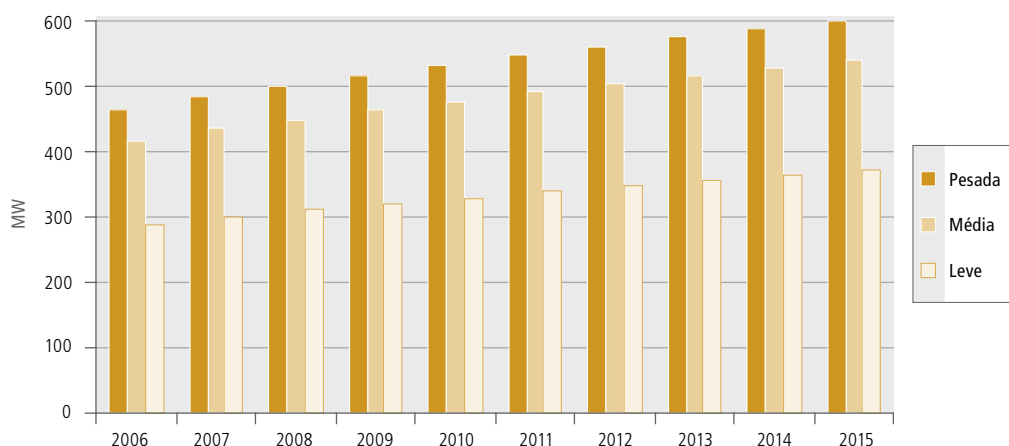
■ Geração Local

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 2006-2015 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 2,5 % no patamar de carga pesada. O Gráfico 4-17 mostra a evolução dos três patamares de carga.

Gráfico 4-17 - Evolução da Carga do Estado de Alagoas



Programa de Obras

As obras mais importantes para o período 2006-2015 estão sumarizadas na Tabela 4-10.

Tabela 4-10 – Estado de Alagoas – Plano de Obras

Descrição da Obra	Data Prevista
Secionamento da LT Paulo Afonso III – Apolônio Sales, C1, 230 kV (nova SE Zebu)	2007
SE Maceió 230/69 kV	4º TR – (1x100) MVA 2006
SE Penedo 230/69 kV	3º TR – (1x100) MVA 2006
Nova SE Zebu 230/69 kV – (2x100) MVA	2007
SE Rio Largo 230/69 kV	3º TR – (1x100) MVA 2008
SE Zebu 230/69 kV	3º TR – (1x100) MVA 2010

TR=transformador

Deste conjunto de obras, pode-se destacar o novo ponto de atendimento ao subsistema Centro da Chesf (SE Zebu) com transformação 230/69 kV, por meio de secionamento da LT 230 kV Paulo Afonso III – Apolônio Sales, C1, previsto para 2007. Esta obra supre as cargas do sertão do estado de Alagoas, a partir do esgotamento da capacidade de transformação instalada nas subestações de Zebu e Abaixadora.

4.4.2.7 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. A partir do 69 kV da SE Jardim, são alimentadas as cargas da área metropolitana de Aracaju, além de parte da região sul do estado.

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 secionamento na linha de transmissão 230 kV Itabaiana-Catu.

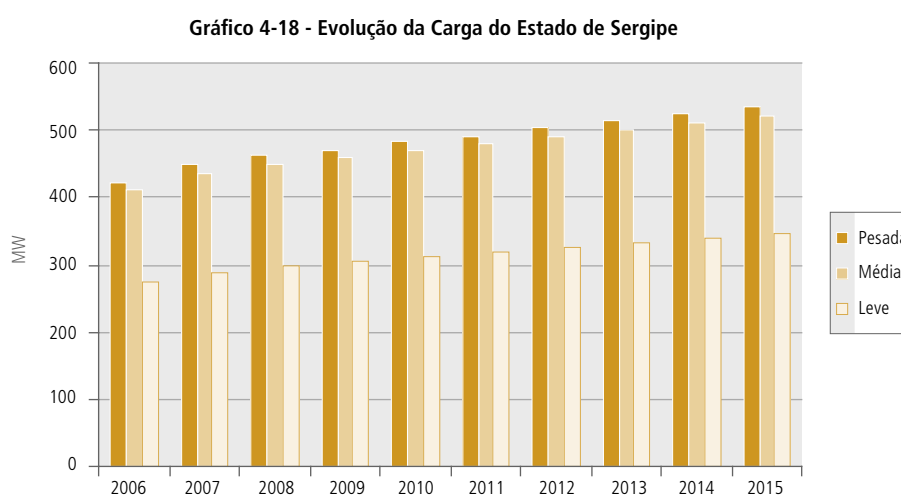
Cabe ainda destacar que, parte do suprimento à região norte do estado de Sergipe é efetuado a partir da subestação de Penedo localizada em Alagoas.

■ Geração Local

Não foi considerada adição de capacidade instalada no estado de Alagoas no período decenal.

■ Carga Local

A carga do estado de Sergipe prevista para o período 2006-2015 representa, em média, cerca de 5% do total da região Nordeste durante todo o período. O crescimento médio anual da carga deste estado no período decenal resultou da ordem de 5,8 % no patamar de carga pesada. O Gráfico 4-18 mostra a evolução dos três patamares de carga.



■ Programa de Obras

As obras visualizadas para o período 2006-2015, correspondentes a ampliações das capacidades de transformação das SEs supridoras existentes, estão sumarizadas na Tabela 4-11

Tabela 4-11 – Estado de Sergipe – Plano de Obras

Descrição da Obra		Data Prevista
SE Jardim 230/69 kV	4° TR – (1x100) MVA	2006
SE Itabaiana 230/69 kV	3° TR– (1x100) MVA	2006
SE Jardim 500/230 kV	2° AT – 600 MVA	2011
SE Itabaianinha 230/69 kV	3° TR– (1x50) MVA	2011

TR=transformador, AT=autotransformador

4.4.2.8 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), 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.

O eixo que parte de Sobradinho em 230 kV supre as regiões centro e oeste do estado, 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. Ressalta-se que este eixo possui ainda uma segunda fonte de alimentação proveniente da interligação dos auto-transformadores instalados na subestação 500/230 kV de Bom Jesus da Lapa II (2 x 300 MVA) com o barramento de 230 kV da subestação de Bom Jesus da Lapa.

O nordeste do estado é suprido através de três circuitos em 230 kV, que convergem para a subestação de Catu, sendo dois provenientes de Paulo Afonso, seccionados em suas rotas para alimentar a subestação de Cícero Dantas, e o terceiro oriundo da subestação de Itabaiana, localizada no estado de Sergipe. A subestação de Catu interliga-se com o 230 kV da subestação de Camaçari, através de duas linhas de transmissão existentes entre elas.

A subestação de Camaçari é responsável pelo suprimento de toda a região metropolitana de Salvador (subestações de Pituaçu, Cotegipe, Jacaracanga e Matatu), além das cargas do Pólo Petroquímico e do Centro Industrial de Aratu.

A subestação de Governador Mangabeira é alimentada através de três circuitos em 230 kV, sendo dois oriundos de Camaçari e um de Catu, estando também interligada através de três circuitos de 230 kV, com a subestação de Sapeaçu, de onde deriva o suprimento à região sul do estado.

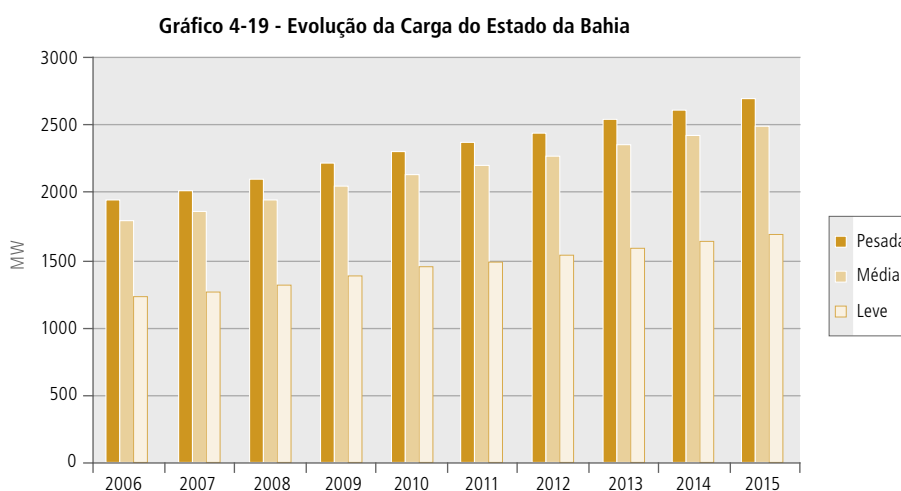
O sul da Bahia é todo alimentado em 230 kV, através de três circuitos existentes entre as subestações de Sapeaçu e Funil, sendo um deles seccionado em sua rota para alimentar a subestação de Santo Antônio de Jesus. Além disso, o sistema de atendimento a essa região conta, ainda, com dois circuitos de 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 2006-2015 contempla a construção das usinas hidrelétricas de Pedra Branca (320 MW) e Riacho Seco (96 MW), na fronteira com o estado de Pernambuco, já mencionadas anteriormente.

■ Carga Local

A carga do estado da Paraíba prevista para o período 2006-2015 representa, em média, cerca de 29% do total da região Nordeste. O crescimento médio anual da carga deste estado no período decenal resultou da ordem de 2,8 % no patamar de carga pesada. O Gráfico 4-19 mostra a evolução do dos três patamares de carga.



Programa de Obras

As obras mais importantes para o período 2006-2015 estão sumarizadas na Tabela 4-12.

Tabela 4-12 – Estado da Bahia – Plano de Obras

Descrição da obra	Data prevista	
Recapacitação das LTs Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus, C1 e C2, 230 kV para 350 MVA	2006	
Recapacitação da LT Camaçari – Cotegipe, C1, 230 kV para 350 MVA	2006	
Recapacitação das LTs Camaçari – Jacaracanga, C1 e C2, 230 kV para 350 MVA	2006	
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	2006
SE Barreiras 230/138 kV	2º TR – (1x100) MVA	2006
SE Gov. Mangabeira 230/69 kV	2º TR – (1x100) MVA	2006
SE Sto. Antônio de Jesus 230/69 kV	2º TR – (1x100) MVA	2006
SE Irecê 230/138 kV	2º TR – (1x55) MVA	2006
SE Jacaracanga 230/69 kV	3º TR – (1x100) MVA	2006
SE Juazeiro 230/69 kV	3º TR – (1x100) MVA	2006
SE Cícero Dantas 230/69 kV	3º TR – (1x50) MVA	2006
SE Senhor do Bonfim 230/69 kV	Substituição de um TR de 33 MVA pelo 2º TR de 100 MVA	2006
SE Funil 230/138 kV	Substituição de um TR de 67 MVA pelo 4º TR de 100 MVA	2006
SE Catu 230/69 kV	Substituição dos 2 TRs de 62 MVA pelos 2º e 3º TRs de 100 MVA com terciário	2006
SE Bom Jesus da Lapa 230/69 kV	Substituição dos 3 TRs de 39 MVA por 2 TRs 100 MVA com terciário	2006
SE Eunápolis 230/138 kV	4º TR (1x100) MVA	2007
Nova SE Nandiba 230/69 kV – (2 x 100 MVA)		2007
Nova SE 500/230/69 kV nas proximidades da SE Camaçari II		2008
SE Ibicoara 500/230 kV	1º AT – (1x300) MVA	2008
SE Cotegipe 230/69 kV	3º TR (1x100) MVA	2008
SE Nandiba 230/69 kV	3º TR (1x100) MVA 4º TR (1x100) MVA	2009 2011
SE Bom Jesus da Lapa 230/138 kV	1º TR (2x55) MVA	2010
SE Senhor do Bonfim 230/69 kV	Substituição de um TR de 33 MVA pelo 3º TR de 100 MVA	2012
Nova SE Pirajá 230/69 kV – (2x100 MVA)		2013
SE Sto. Antônio de Jesus 230/69 kV	3º TR – (1x100) MVA	2013
SE Barreiras 230/138 kV	3º TR – (1x100) MVA	2013
SE Juazeiro 230/69 kV	4º TR (1x100) MVA	2013
SE Cícero Dantas 230/69 kV	Substituição de dois TRs de 16,7 MVA pelo 2º TR de 50 MVA	2013
SE Irecê 230/138 kV	3º TR – (1x55) MVA	2015

TR=transformador, AT=autotransformador

Deste conjunto de obras, destacam-se a LT 230 kV Funil – Itapebi, C3, que reforça o atendimento ao sul da Bahia, prevista para 2007, e a LT 230 kV Ibicoara – Brumado, prevista para 2008, obra necessária para possibilitar o suprimento às cargas do sistema radial singelo de Brumado II, atendendo o 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.

4.4.2.9 Estudos Complementares

Os seguintes estudos complementares serão desenvolvidos pela EPE.

Estado do Piauí:

- Avaliar 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.
- Analisar o suprimento à região Sul dos estados do Piauí e Maranhão, áreas com grande potencial agrícola e que dependem de infra-estrutura elétrica para atender às necessidades de produção.
- Analisar o suprimento ao Vale do Gurguéia, considerando a implantação do nível 138 kV em Eliseu Martins, de forma a atender o crescimento da carga na região.
- Analisar a instalação de capacitores nos alimentadores das subestações de Teresina, Campo Maior, Floriano, Parnaíba, Picos e outros em razão do baixo fator de potência apresentado.

Estado do Ceará:

- 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 de Pernambuco:

- Estudar o atendimento à região metropolitana do Recife quanto aos problemas de esgotamento da capacidade dos circuitos de 230 kV de Paulo Afonso a Recife II devido a 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 saem da UHE Luiz Gonzaga para Recife.
- Analisar a viabilidade da substituição dos transformadores instalados nas SEs Pirapama e Bongí 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 nessas subestações detectado a partir de 2008 e 2010, respectivamente.

Estado de Alagoas:

- Avaliar a ampliação da capacidade da Rede Básica de Fronteira nas SEs Maceió, Penedo, Rio Largo e Zebu Picos.

Estado de Sergipe:

- Analisar a viabilidade da substituição dos transformadores instalados na subestação Jardim por outros de maior capacidade, ou da implantação de um novo terminal 230/69 kV na região, devido ao esgotamento da capacidade instalada detectada nessa subestação a partir de 2013.

Estado da Bahia:

- Definir uma solução para assegurar o suprimento à região do extremo sul da Bahia e superar a limitação do subsistema Eunápolis, a partir de 2007, de modo a possibilitar a expansão da oferta de energia necessária para o desenvolvimento desta região.

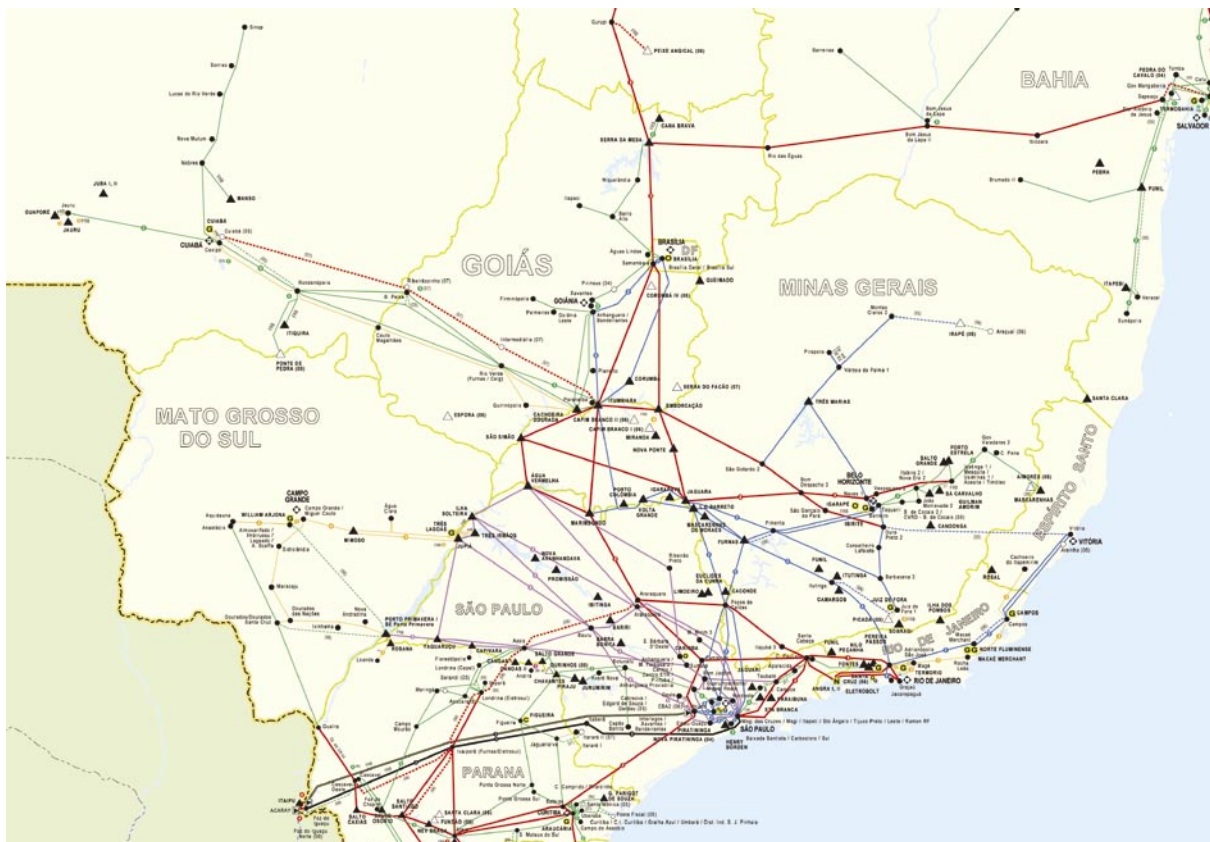
4.4.3 Regiões Sudeste, Centro-Oeste e Estados do Acre e Rondônia

A região Sudeste / Centro-Oeste, constituída pelos estados de São Paulo, Minas Gerais, Rio de Janeiro, Espírito Santo, Goiás, Mato Grosso e Distrito Federal, tem a maior malha interligada do país, atendendo cerca de 65% da carga do Sistema Interligado Nacional. A Figura 4-12 mostra esquematicamente o diagrama elétrico dessa região.

Os maiores centros de consumo estão localizados nas áreas metropolitanas de São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais, afastados das principais fontes de geração, daí resultando a necessidade de uma extensa rede de transmissão em alta tensão para o seu atendimento.

As LTs da Rede Básica situadas nessa região têm uma extensão aproximada de 2.700 km em 750 kV, 8.690 km em 500 kV, 6.780 km em 440 kV, 8.830 km em 345 kV e 8.560 km em 230 kV. Tal malha, além do atendimento ao mercado regional, participa da otimização energética do SIN. Além da Rede Básica, o atendimento ao Sudeste conta com um extenso sistema em 138 kV e 69 kV referente às DITs.

Figura 4-12 – Diagrama Elétrico da Região Sudeste/Centro-Oeste

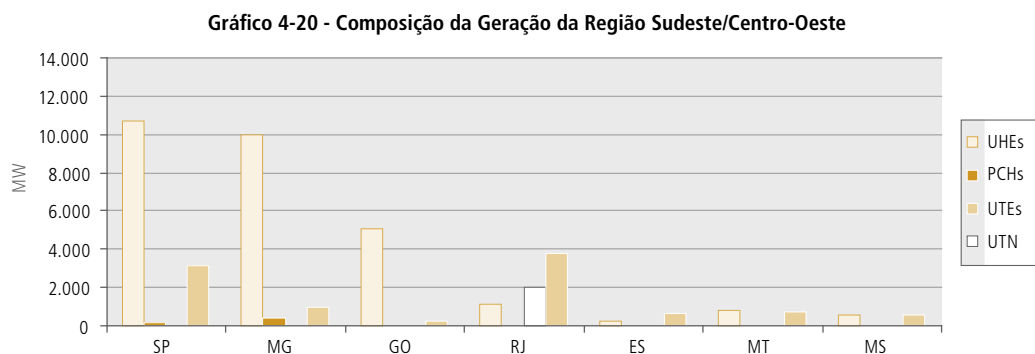


Fonte: ONS

■ Geração Regional

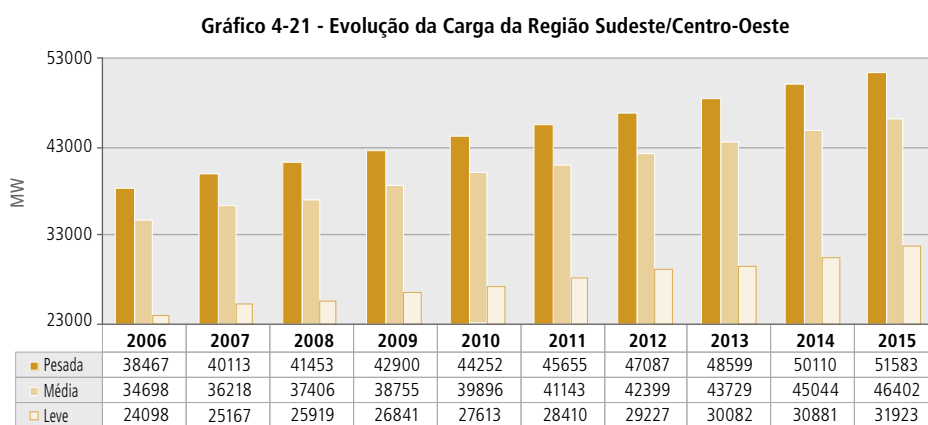
O sistema Sudeste / Centro-Oeste possui uma capacidade instalada da ordem de 41.000 MW, distribuídos nos sete estados da região e no Distrito Federal, sendo 29.000 MW de usinas hidrelétricas (71%) e 12.000 MW de térmicas (29%). A maior parte dos aproveitamentos hidrelétricos está localizada nas bacias dos rios Grande, Paranaíba, Paraná, Tocantins.

O Gráfico 4-20 mostra a composição atual das fontes de geração elétrica de cada estado.



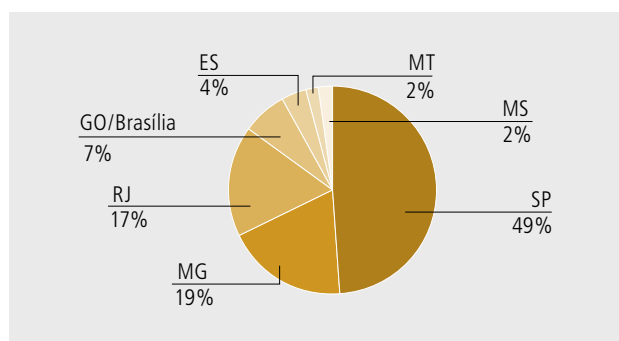
■ Carga Regional

As projeções dos patamares de carga pesada, média e leve utilizadas neste ciclo de planejamento estão mostradas no Gráfico 4-21.



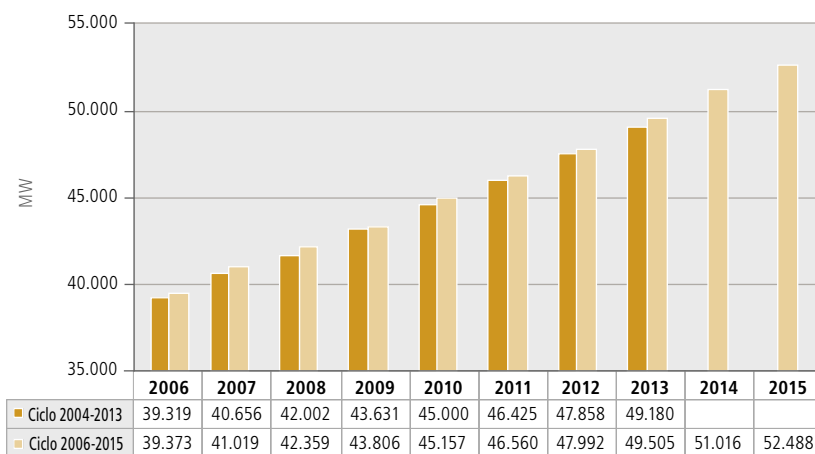
A participação dos estados na carga global da região Sudeste confere ao estado de São Paulo a maior participação, seguido por Minas e Rio de Janeiro, conforme mostrado no Gráfico 4-22. Essa ordem e os valores percentuais permanecem praticamente os mesmos ao longo do decênio analisado.

Gráfico 4-22 - Participação dos Estados na Carga da Região Sudeste/Centro-Oeste



No Gráfico 4-23 é mostrada uma comparação entre as cargas totais da região Sudeste e Centro-Oeste representadas neste ciclo de planejamento e no ciclo 2004-2013 nos casos de fluxo de potência de carga pesada. Em termos globais, a previsão atual apresenta pequeno acréscimo (0,5%) em relação à anterior.

Gráfico 4-23 - Comparação de Dados de Cargas da Região Sudeste/Centro-Oeste (Carga Pesada)



Obs: Neste valor esta incluída a carga do Paraguai da SE Margem Direita

4.4.3.1 Estado de São Paulo

■ Sistema Elétrico

A Rede Básica em São Paulo é composta por uma extensa malha nas tensões de 500 kV, 440 kV, 345 kV e 230 kV de FURNAS e CTEEP, além de ser o ponto de chegada da energia proveniente da usina de Itaipu através dos sistemas CA em 750 kV e CC em 600 kV de propriedade de FURNAS, conforme ilustrado no diagrama geral da Figura 4-1 e, com mais detalhe na Figura 4-13.

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 2011.

A parte restante do sistema de 500 kV integra os parques geradores do Rio Paranaíba e Baixo Rio Grande à rede de 345 kV de suprimento à área São Paulo (Poços e Campinas).

A SE Água Vermelha da CTEEP é um ponto de conexão dos sistemas de 500 kV e 440 kV e é responsável pela interligação do sistema de 440 kV da CTEEP com o sistema de 500 kV da CEMIG através das LT's Água Vermelha - São Simão e com o sistema de 500 kV de FURNAS através da LT Água Vermelha-Marimbondó 500 kV.

Um novo ponto de conexão entre os sistemas de 500 kV e 440 kV será em Assis com a implantação da transformação 500/440 kV, 1500 MVA e da LT Londrina-Assis-Araraquara 500 kV, representado nos casos de fluxo de potência a partir de 2006. Também foi indicado o reforço na transformação 500/345 kV, 560 MVA na SE Campinas de FURNAS, associado a essa expansão. O estudo conjunto NAR-SE e NAR-SP [8] indicou um novo acoplamento entre os sistemas de 500 kV e 440 kV na SE Ribeirão Preto.

A rede em 440 kV é composta por 6.785 km de linha de transmissão em 440 kV 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, Cabreúva, Embu Guaçu e Santo Ângelo). O sistema 440 kV interliga-se com os sistemas 500 kV (SEs Água Vermelha e Taubaté), 345 kV (SEs Santo Ângelo e Embu Guaçu) e 230 kV (SEs Assis, Taubaté e Cabreúva), conforme mostrado na Figura 4-13.

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 LTs 440 kV Taquaruçu – Assis e Assis – Sumaré são de propriedade da ETEO.

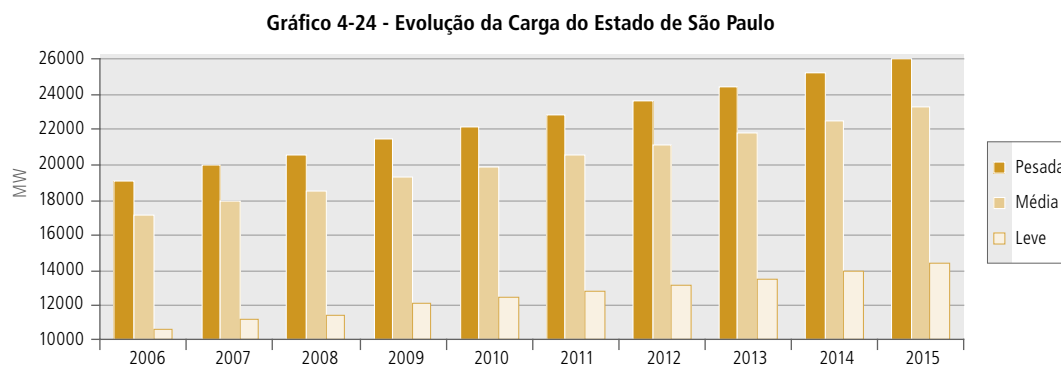
O desempenho desta rede, principalmente em termos de perfil de tensão, é afetado pelo despacho de geração das usinas a ela conectadas, e pelas condições de transferências energéticas entre as Bacias dos rios Paraná e Paranaíba/Grande e intercâmbios energéticos regionais Sul – Sudeste e Norte – Sudeste.

■ Geração Local

São Paulo tem a maior potência instalada da região Sudeste/ Centro-Oeste em usinas hidrelétricas e termelétricas, representando mais de 30% do total da região.

■ Carga Local

A carga de ponta do estado de São Paulo representa, em média, cerca de 49% do valor da região Sudeste/Centro-Oeste no período 2006-2015. Esta carga apresenta um crescimento médio anual de cerca de 3,5% e sua evolução é reproduzida no Gráfico 4-24 para os três patamares de carga.



■ Programa de Obras

As obras previstas para o estado de São Paulo são listadas na Tabela 4-13.

Tabela 4-13 – Estado de São Paulo - Plano de Obras

Descrição da Obra	Data Prevista
Seccionamento de 1 circuito da LT Bauru – Embu 440 kV para energização do Consumidor Livre CBA 440-230 kV, 2x 375 MVA	2006
Reconstrução da LT 230 kV Mogi (FURNAS) – São José dos Campos C1, em torre de circuito duplo, com lançamento apenas do primeiro circuito, na bitola 2x636MCM, 75°C, 1.722A, com aproximadamente 50km de extensão (LT existente em torre de circuito simples)	2007
Recondutoramento da LT 230 kV Mogi (FURNAS) – São José dos Campos C2, circuito simples, para a bitola 2x636MCM, 75°C, 1.722A, com aproximadamente 50 km de extensão	2007
Reconstrução da LT 230 kV São José dos Campos – Taubaté, para circuito simples, 1x(2x 636MCM), 75°C, 1.722A, com aproximadamente 35km de extensão	2007
Reconstrução da LT 230 kV Taubaté – Aparecida, para circuito duplo, 2x(2x636MCM), 75°C, 1.722A por circuito, com aproximadamente 42km de extensão	2007
Reconstrução da LT 230 kV Aparecida – Santa Cabeça, para circuito simples, com bitola de 1x(2x 636 MCM), 75°C, 1.722A (686 MVA), com aproximadamente 42 km de extensão	2007
Reconstrução da LT 230 kV Itapeti – Mogi (CTEEP) – Mogi (FURNAS), para circuito simples, 1x(2x636 MCM), 75°C, 1.722 A, com aproximadamente 6 km de extensão	2007
LT 345 kV Guarulhos – Anhanguera, circuito duplo, e a abertura temporária dos dois circuitos da LT Milton Fornasaro – Anhanguera 345 kV, devido a problemas de superação da capacidade de disjuntores (permanecendo o anel de 345 kV aberto)	2007
LT 345 kV Tijuco Preto – Itapeti e LT 345 kV Itapeti – Nordeste, 3º e 4º circuito.	2007

Tabela 4-13 – Estado de São Paulo - Plano de Obras

Descrição da Obra	Data Prevista
LT 345 kV Altos da Serra – Sul e a mudança na configuração da LT 345 kV Embu – Baixada Santista	2007
LT 230 kV Jaguariava (Copel) – Itararé II, com transformação 230/138 kV, 300 MVA, na SE Itararé II, constituindo-se numa nova interligação com a região Sul do Brasil	2008
Reconstrução da LT Seccionamento – Paraibuna de 88 kV para 138 kV, CD, 795 MCM, 38,2 km	2008
Reconstrução da LT Paraibuna – Caraguatatuba de 88 kV para 138 kV, CD, 795 MCM, 31,5 km	2008
Fechamento do anel de 345 kV em torno da Grande São Paulo e 3º circuito da LT Interlagos – Xavantes 345 kV	2008
LT 500 kV Marimondo – Ribeirão Preto, 195 km; LT500 kV Ribeirão Preto – Poços, 140 km; LT 500 kV Estreito – Ribeirão Preto, 130 km; setor de 500 kV e transformação 500-440 kV, 2x1.200 MVA na SE Ribeirão Preto	2008
Seccionamento dos dois circuitos da LT Ilha Solteira – Araraquara, 440 kV, para energização da SE Mirassol 440-138 kV, 1x 300 MVA, seccionando o anel de 138 kV de São José do Rio Preto	2008
LT 138 kV Taubaté – Seccionamento, CD, 795 MCM, 30 km	2008
Seccionamento da LT Cabreuva – Embu 440 kV, para a implantação da SE Jandira 440-138 kV, 2x 400 MVA	2010
Recapitação da LT Piraju – Jurumirim 230 kV	2010
Recapitação da LT Chavantes – Botucatu C1 230 kV	2010
Reconversão da LT Santo Ângelo – Taubaté para operação em 440 kV	2011
Reator de barra manobrável 180 Mvar na SE Araraquara	2006
Substituição do banco de Jupiá 440-138 kV, 150 MVA por 300 MVA	2006
3º banco 440-138 kV, 300 MVA, na SE Mogi Mirim III	2006
3º banco 440-88 kV, 300 MVA, na SE Bom Jardim	2006
Novo engate da SE Oeste 440-88 kV, 3x 400 MVA, transformando-a em subestação seccionadora do sistema de 440 kV, com a construção de 3,2km de circuitos em 440 kV	2006
2º transformador 440/230 kV, 336 MVA na SE Assis	2006
Autotransformador 440/500 kV, 1.500 MVA, na SE Assis, associado ao empreendimento Londrina – Assis – Araraquara 500 kV;	2006
Subestação 440/230 kV, 2x 450 MVA, junto à UHE Porto Primavera, associada às LTs 230 kV Porto Primavera - Dourados e Porto Primavera - Imbirussu;	2006
4º banco 440-138 kV, 300 MVA na SE Santa Bárbara	2006
3º banco 345-88 kV, 400 MVA na SE Baixada Santista	2006
Substituição na SE Botucatu 230-138 kV, de 2x 75 MVA por 2x 150 MVA	2006
Substituição na SE Jurumirim 230-138 kV, de 2x 75 MVA por 2x 150 MVA	2006
2º banco 500-345 kV, 560 MVA na SE Campinas	2006
4º banco 750-345 kV, na SE Tijuco Preto, - vãos de manobra e aquisição de fase reserva, 500 MVA, para instalação definitiva.	2006
2º banco 440-138 kV, 150 MVA na SE Cabreuva	2007
3º banco 440-138 kV, 300 MVA na SE Embu Guaçu	2007
Substituição do banco de Capivara 440-138 kV, 150 MVA por 300 MVA	2007
Dois bancos 345-88 kV, 400 MVA na SE Anhanguera	2007
Autotransformador da SE Itapeti 345-230 kV, 500 MVA	2007
5º banco 345-138 kV, 150 MVA na SE Campinas	2007
Dois bancos 345-138 kV, 400 MVA na SE Mascarenhas (substituição unidade existente 150 MVA)	2007
2º autotransformador na SE Baixada Santista 345-230 kV, 500 MVA, proveniente da SE Itapeti	2008
Transformação 345-138 kV, 400 MVA na SE Guarulhos (FURNAS)	2008
3º banco 440-138 kV, 150 MVA na SE Bauru	2008
2 bancos 440-138 kV, 300 MVA na SE Araras	2008

Tabela 4-13 – Estado de São Paulo - Plano de Obras

Descrição da Obra	Data Prevista
SE Santa Cabeça 230-88 kV do 3º banco de 60 MVA	2008
Banco 440-138 kV, 300 MVA na SE Mirassol	2008
3º banco 440-138 kV, 300 MVA na SE Sumaré	2008
3º banco 500-440 kV, 750 MVA na SE Água Vermelha	2008
3º banco 440-138 kV, 300 MVA na SE Ribeirão Preto	2008
3º banco 440-138 kV, 315 MVA na SE Taubaté	2008
SE Piratinga II 230/88 kV, 3x150 MVA	2008
Substituição na SE Botucatu 230-138 kV, do 3º banco de 75 MVA por 150 MVA	2008
3º banco 440-138 kV, 315 MVA na SE Taubaté	2008
2º banco 138-88 kV, 40 MVA na SE Mairiporã (proveniente da SE Caraguatatuba)	2008
Dois bancos de 138-88 kV, 2x 60 MVA na SE Paraibuna (sendo 1 novo e outro da SE Mairiporã – reserva)	2008
3º banco 500/440 kV da SE Água Vermelha	2009
4º banco 440-138 kV, 300 MVA na SE Ribeirão Preto	2009
Dois bancos 345-88 kV, 400 MVA cada na nova SE Itapeti	2009
Desativação da SE Mogi (CTEEP) 230-88 kV e implantação do pátio de 88 kV da SE Itapeti 345-88 kV, 2 x 400 MVA, com conseqüentes remanejamentos de cargas	2009
3º banco 440-138 kV, 300 MVA na SE Araras	2013
4º banco 440-138 kV, 300 MVA na SE Araraquara	2014

Deste conjunto de obras, destaca-se o bloco de linhas de transmissão em 500 kV, a ser objeto de licitação em 2006 e previsto para operar em 2008, constituído pelas LTs Marimbondo – Ribeirão Preto, Ribeirão Preto – Poços, Estreito – Ribeirão Preto, o qual, juntamente com a nova SE Ribeirão Preto 500/440 kV, é necessário 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-Sul, conforme tratado no item 4.2.2, possibilita ainda a melhoria do controle de tensão no estado de São Paulo, particularmente em situações de elevados fluxos importados pela região Sudeste através da interligação Norte-Sul.

Destaca-se também, o conjunto de linhas de transmissão em 345 kV, previsto para 2007, necessário para eliminar as sobrecargas existentes em condição normal e de emergência da rede e o conjunto de obras na rede 230 kV associadas ao atendimento do Vale do Paraíba.

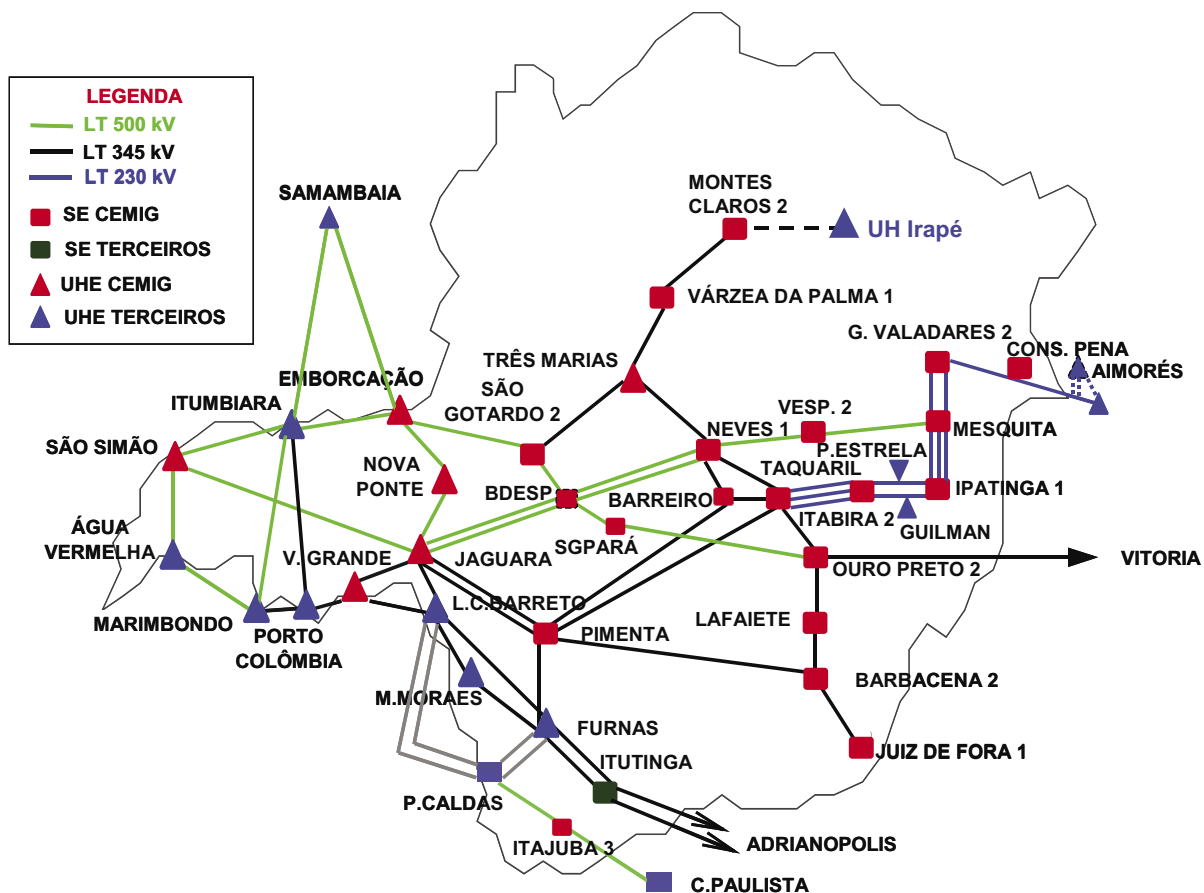
4.4.3.2 Estado de Minas Gerais

■ Sistema Elétrico

O sistema elétrico do estado de Minas Gerais é constituído por uma malha de transmissão em 500 kV, 345 kV e 230 kV, tendo por principais proprietárias a 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 4-14 mostra a configuração existente da Rede Básica no estado de Minas Gerais.

Figura 4-14 – Rede Básica no Estado de Minas Gerais

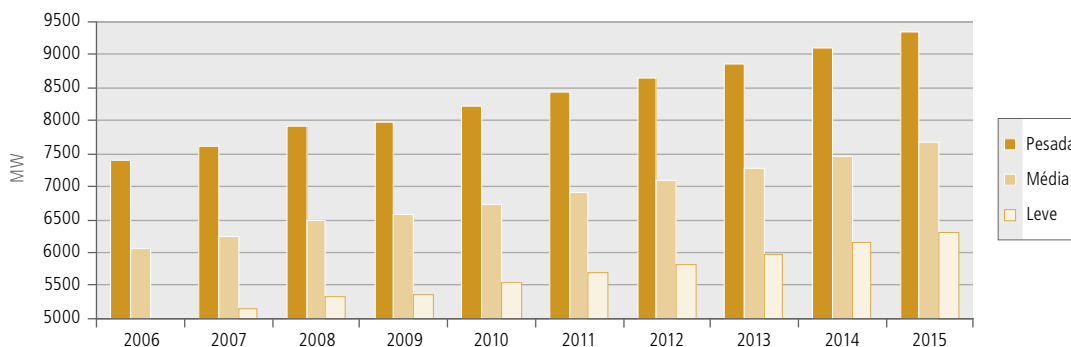


■ Carga Local

O estado de Minas Gerais tem a segunda maior carga do Brasil. Seu valor de ponta representa, em média, cerca de 19% da carga da região Sudeste/Centro-Oeste no período 2006-2015. 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 2,7% ao ano e sua evolução pode ser vista no Gráfico 4-25 para os três patamares de carga.

Gráfico 4-25 - Evolução da Carga do Estado de Minas Gerais



Observa-se um crescimento pouco expressivo entre os anos de 2008 e 2009, que se deve a entrada de alguns projetos de cogeração, reduzindo as previsões de demandas.

Os patamares de carga média e leve correspondem a, aproximadamente, 88% e 67% do patamar de carga pesada, respectivamente. Esses valores, relativamente altos, são devido à grande participação da carga industrial na composição da carga do estado.

■ Geração Local

O estado de Minas Gerais é o segundo maior estado da região Sudeste, com uma capacidade instalada de cerca de 11.000 MW, que representa em torno de 27% do total desta região.

O valor da capacidade instalada para o ano 2005 é de 7.200 MW. A geração evolui com uma taxa média anual da ordem de 2 % no período 2006-2015, valor este inferior ao crescimento da carga, impondo ao sistema uma maior importação de energia.

Dentre as usinas consideradas no período 2006-2015, a serem conectadas nos sistemas de distribuição e transmissão da CEMIG, destacam-se as seguintes UHEs: Irapé (360 MW), Capim Branco I (240 MW), Capim Branco II (210 MW), Paulistas (53,6 MW), Baú (110 MW), Baguari (140 MW), Murta (120 MW), Retiro Baixo (82 MW), Traíra II (60 MW), São Miguel (61 MW), além das unidades do PROINFA (108 MW).

■ Diagnóstico para as Condições Normais de Operação

Os carregamentos de linhas e transformadores são diferentes para o cenário Sudeste exportador ou importador na interligação Norte-Sul, sendo o sistema de 500 kV mais solicitado para o cenário importador.

Até o ano 2007, observa-se que o carregamento das linhas de 500 kV, de uma maneira geral, está acima do SIL, demandando uma quantidade elevada de potência reativa. Após a implantação dos reforços no sistema Sudeste associados à interligação Norte/Sul III e dos reforços para a região de carga da área Minas Gerais (LT 500 kV Paracatu 4 - Pirapora 2 e Bom Despacho - Ouro Preto 2) essa situação é resolvida, ficando as LT de 500 kV de um modo geral operando abaixo do SIL.

Observa-se que, a partir de 2013, novamente os carregamentos das LTs se apresentarão elevados. Prevê-se que esta situação futura seja contornada através dos novos reforços na região Sudeste associados à implantação dos aproveitamentos hidrelétricos CHE Belo Monte e do rio Madeira, os quais deverão ser adequadamente harmonizados de modo a eliminar sobrecargas nos principais troncos transmissores. Adicionalmente, observa-se que as instalações que têm por terminal as regiões de carga da CEMIG também atingem ao final do decênio carregamentos elevados.

As linhas de 500 kV mais carregadas são Emborcação - São Gotardo 2 - Bom Despacho 3 e Nova Ponte - Jaguará. Observou-se, também, que as linhas de 345 kV apresentam, no geral, carregamentos relativamente baixos, abaixo do SIL, durante todo o decênio, com exceção das linhas da região Norte e da linha Pimenta - Barbacena. As linhas 230 kV, devido ao elevado despacho das usinas conectadas, não apresentam carregamentos elevados durante todo o decênio.

Os níveis de tensão nas barras permaneceram dentro da faixa normal de operação em todo o período analisado.

■ Programa de Obras

Na Tabela 4-14 é mostrado o plano de obras para o sistema de transmissão no estado de Minas Gerais.

Tabela 4-14 – Estado de Minas Gerais – Plano de Obras

Descrição da Obra	Data Prevista
LT 345 kV Furnas – Pimenta – 67 km	2006
LT 230 kV Aimorés – Mascarenhas – C2 12 km	2006
LT 345 kV Itutinga – Juiz de Fora – 140 km	2006
Transmissão da UHE Irapé (LT Irapé – Monte Claros 345 kV - 260 km)	2006
Secionamento, para Aimorés, LT 230 kV Mascarenhas – C.Pena - 2 x 5 km	2006
Recapacitação de linhas de transmissão de 230 kV	2007
LT 500 kV Emborcação – Nova Ponte – 90 km	2008
LT 500 kV Itumbiara – Nova Ponte – 182 km	2008
LT 500 kV Jaguará – Estreito – 50 km	2008
LT 500 kV Neves – Mesquita – 180 km	2008
LT 500 kV Nova Ponte – Estreito – 147 km	2008
LT 500 kV Nova Ponte – São Gotardo 2 – 200 km	2008
LT 500 kV São Gotardo - Bom Despacho 3 – 180 km	2008
LT 500 kV Paracatu 4 – Pirapora 2 – 260 km	2008
SE São Gotardo 2 – instalação reator 100 Mvar, 500 kV	2006
SE Emborcação – instalação disjuntor 500 kV para manobra de reator	2006
SE Neves – instalação disjuntor 500 kV para manobra de reatores	2006
SE Jaguará – instalação disjuntores 500 kV para manobra de reatores	2006
SE Jaguará – instalação disjuntores 500 kV para manobra de transformadores	2006
SE Araçuaí 2 - 230/138 kV– 225 MVA	2006
Ampliação da SE Pimenta – 345/138 kV-150 MVA	2006
Ampliação da SE Barbacena 2 - 345/138 kV 150 MVA	2007
Ampliação da SE Barreiro – 345/138 kV – 4 x 225 MVA	2007
SE Jaguará - substituição disjuntores 345 kV	2008
SE Pirapora 2 - 500/345kV, 1050 MVA e 345/138kV, 2x300 MVA (reforço região Norte)	2008
SE Paracatu 4 – 500/138 kV – 2 x 300 MVA	2008
SE Estreito - 500/345 kV – 900 MVA	2008
SE Governador Valadares 5 (230/13,8 kV – 2 x 33,2 MVA)	2009
Ampliação da SE Lafaiete – 345/138 kV – 150 MVA	2011
SE Sete Lagoas 4 – 345/138 kV – 2 x 150 MVA	2012
SE Ouro Preto 2 – 500/138 kV – 300 MVA	2012
SE São Gonçalo do Pará - 500/138 kV – 300 MVA	2012
SE Varginha 3 – 345/138 kV – 2 x 150 MVA	2013
SE Taquaril – 345/138 kV – 225 MVA	2014
Dois bancos 345-138 kV, 300 MVA na SE Poços de Caldas	2007

Desta relação de obras, destaca-se o conjunto de seis linhas de transmissão em 500 kV, previsto para 2008, constituído pelas LTs Emborcação – Nova Ponte, Itumbiara – Nova Ponte, Jaguará – Estreito, Nova Ponte – Estreito, Nova Ponte – São Gotardo 2 e Bom Despacho 3 – São Gotardo, 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 – Sul, sendo necessário para o escoamento do aumento de fluxos na região Sudeste.

Outro conjunto de obras a destacar, previstas para 2008, são a LT 500 kV Neves – Mesquita, necessária para o atendimento à área Leste de Minas Gerais, e a LT 500 kV Paracatu 4 – Pirapora 2, que, juntamente com a SE Pirapora 2 (500/345 kV e 345/138 kV), é necessária para o atendimento da área Norte, possibilitando aliviar os atuais níveis elevados de carregamento da SE Várzea da Palma.

Para o sistema CEMIG foram consideradas as implantações das seguintes subestações:

- SE Irapé 345 kV prevista para 2006, associada à integração da UHE Irapé e ao atendimento às regiões Norte e Leste.
- SE Araçuaí 2 - 230 kV, prevista para 2006, e que tem por objetivo atender ao sistema de distribuição das regiões de Araçuaí, Padre Paraíso e Jequitinhonha.
- SE Paracatu 4 - 500-138 kV, prevista para 2008, em função do esgotamento do atendimento ao sistema de distribuição da região Noroeste de Minas Gerais.
- SE Pirapora 2 - 500/345 kV e 345/138 kV, prevista para 2008, conforme acima citado.

4.4.3.3 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 a SE Vitória (FURNAS) no norte da região da Grande Vitória.

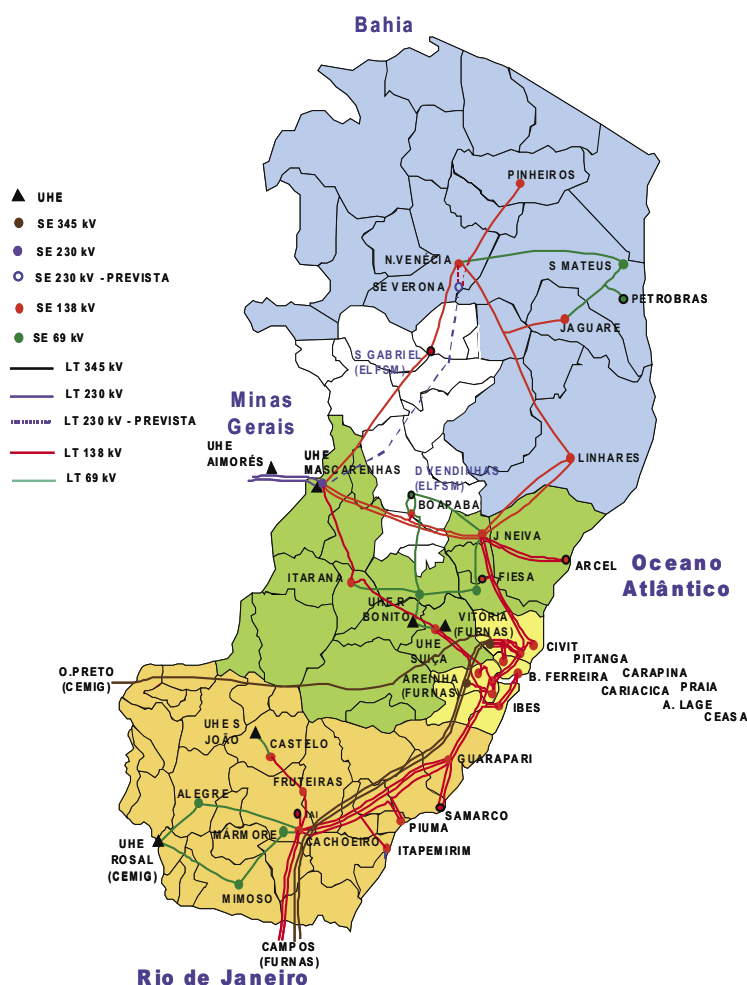
A terceira linha em 345 kV, também de FURNAS, liga as SEs Vitória (FURNAS) e Ouro Preto 2 (CEMIG).

Outra interligação da ESCELSA com a Rede Básica é feita através do sistema de transmissão em 230 kV que interliga as SEs Mascarenhas (ESCELSA), no centro-oeste do estado do Espírito Santo e Governador Valadares (CEMIG), passando pela UHE Aimorés e pela SE Conselheiro Pena, localizadas na área 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 4-15 apresenta a configuração do sistema elétrico de suprimento ao Espírito Santo, para o ano 2007, incluindo, além da Rede Básica, as principais instalações em 138 kV e 69 kV.

Figura 4-15 – Sistema de Suprimento ao Estado do Espírito Santo



■ Geração Local

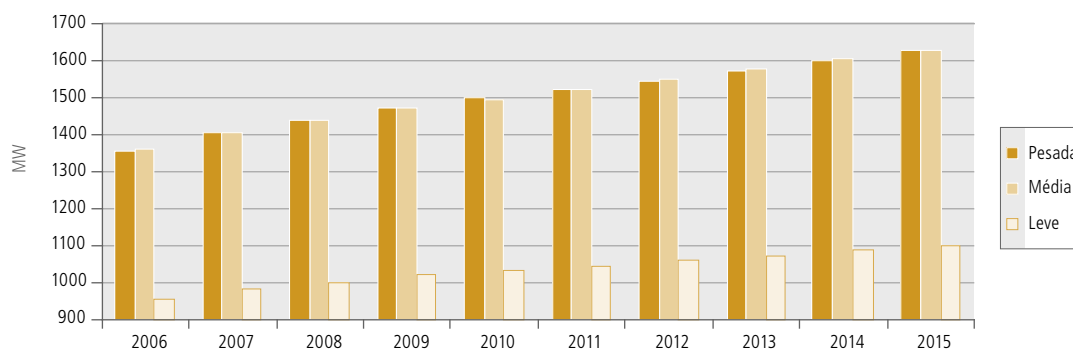
O Espírito Santo tem cerca de 180 MW de potência instalada, o que representa menos de 0,5% do total da região Sudeste.

Constata-se que, em média, mantém-se cerca de 20 % da demanda máxima do estado sendo suprida por geração local ao longo do período 2006-2015, sendo os restantes 80% importados dos estados do Rio de Janeiro e Minas Gerais.

■ Carga Local

A carga do estado do Espírito Santo representa, em média, cerca de 3% do total da região Sudeste/Centro Oeste no período 2006-2015. A evolução desta carga apresenta um crescimento médio anual de 2%, sendo ilustrada no Gráfico 4-26 para os três patamares de carga.

Gráfico 4-26 - Evolução da Carga do Estado do Espírito Santo



Programa de Obras

Na Tabela 4-15 é apresentado o plano de obras de transmissão no estado do Espírito Santo.

Tabela 4-15 – Programa de Obras – Espírito Santo

Descrição da Obra	Data Prevista
Segunda LT 230 kV Aimorés – Mascarenhas – 12 km;	2006
LT 230 kV Mascarenhas – Verona e a SE Verona 150 MVA – 230/138 kV;	2007
3º banco 345/138 kV, 225 MVA na SE Viana e desmontagem do quinto banco provisório 345/138 kV, 225 MVA na SE Vitória, com retorno das fases reserva para as SEs de origem; reserva da própria SE Vitória, reserva da SE Adrianópolis e reserva da SE Jacarepaguá;	2006
Entrada em operação do 2º compensador síncrono na SE Vitória 345 kV, transferido da SE Brasília Geral.	2007

Desta relação de obras, destacam-se a LT 230 kV Mascarenhas – Verona e a SE Verona 150 MVA – 230/138 kV, recomendadas como solução estrutural para o adequado atendimento elétrico à área norte do Espírito Santo.

4.4.3.4 Estado do Rio de Janeiro

Sistema Elétrico

A Figura 4-16 mostra a Rede Básica do estado do Rio de Janeiro e a Figura 4-17 ilustra os pontos de suprimento da área Rio/Espírito Santo.

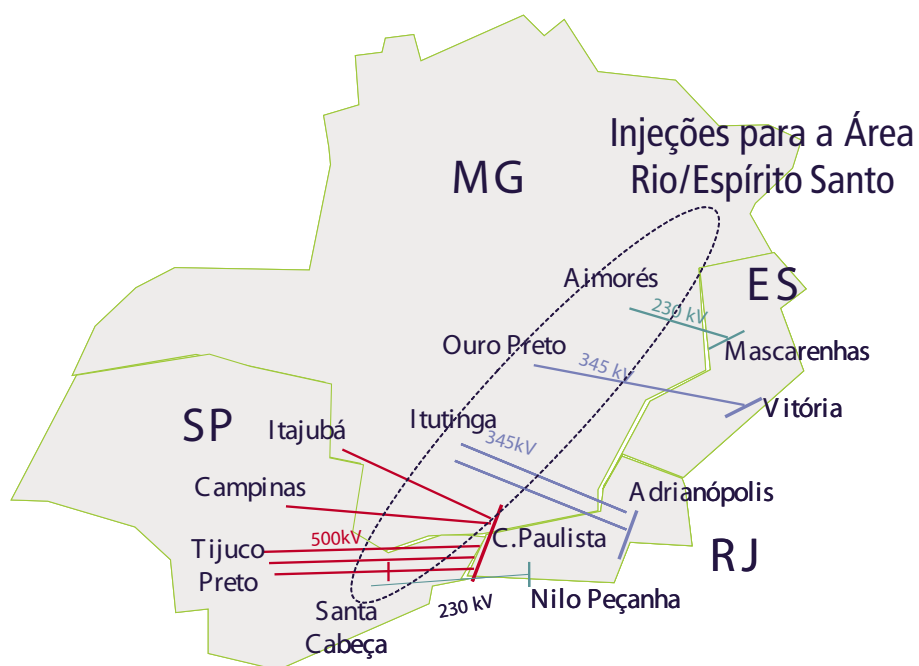
Conforme ilustrado nessas figuras, a parte da Rede Básica que abastece o estado do Rio de Janeiro a partir das SE Cachoeira Paulista, em São Paulo, e Itutinga, em Minas Gerais, é formada por LTs nas tensões de 500 kV e 345 kV de FURNAS. O tronco em 345 kV atende ao norte do estado do Rio de Janeiro, operando como corredor para abastecer, também, o estado do Espírito Santo.

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.

Figura 4-16 – Rede Básica no Estado do Rio de Janeiro



Figura 4-17 – Sistema Supridor da Área Rio/Espírito Santo



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, se interliga à rede de 500 kV do sistema de transmissão de Itaipu através do terminal de Tijuco Preto.

O sistema em 500 kV proveniente das SEs Poços de Caldas e Campinas integra os parques geradores do Rio Paranaíba e Baixo Rio Grande à rede de 345 kV e 138 kV de suprimento à área Rio/Espírito Santo nas SEs Angra, Adrianópolis, Grajaú e São José.

Partem da SE Adrianópolis dois circuitos em 345 kV para atendimento à região de Campos e ao Espírito Santo.

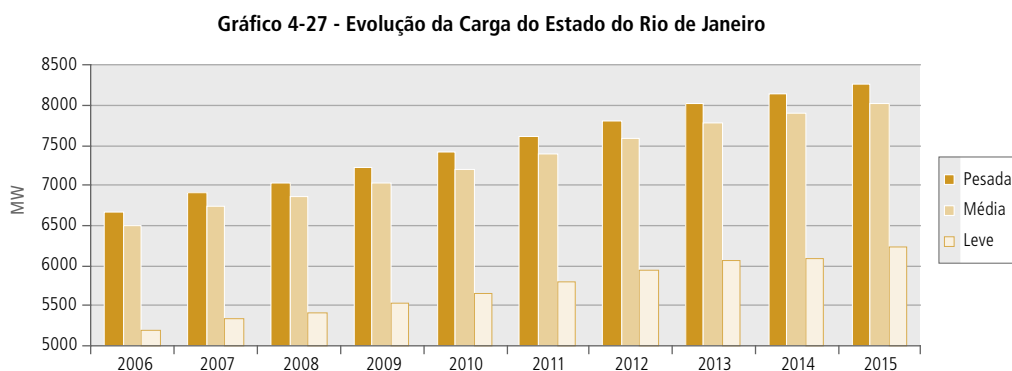
O restante do suprimento ao estado do Rio de Janeiro é realizado através da geração local e da interligação Rio-São Paulo, em Santa Cabeça, pela transformação de Nilo Peçanha 230/138 kV - 1 x 200 MVA da LIGHT.

■ Geração Local

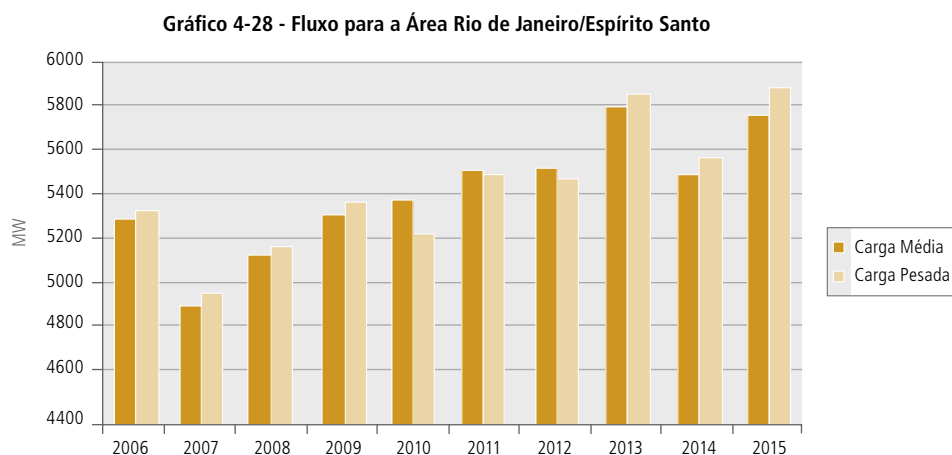
O estado do Rio de Janeiro tem uma potência instalada de cerca de 6.500 MW, dos quais 85% são usinas termelétricas (nucleares, gás e óleo).

■ Carga Local

O estado do Rio de Janeiro é importador de energia elétrica e sua carga representa, em média, cerca de 17% do total da região Sudeste/Centro-Oeste no período 2006-2015. Esta carga apresenta um crescimento anual médio de 3,5% e sua evolução é reproduzida no Gráfico 4-27 para os três patamares.

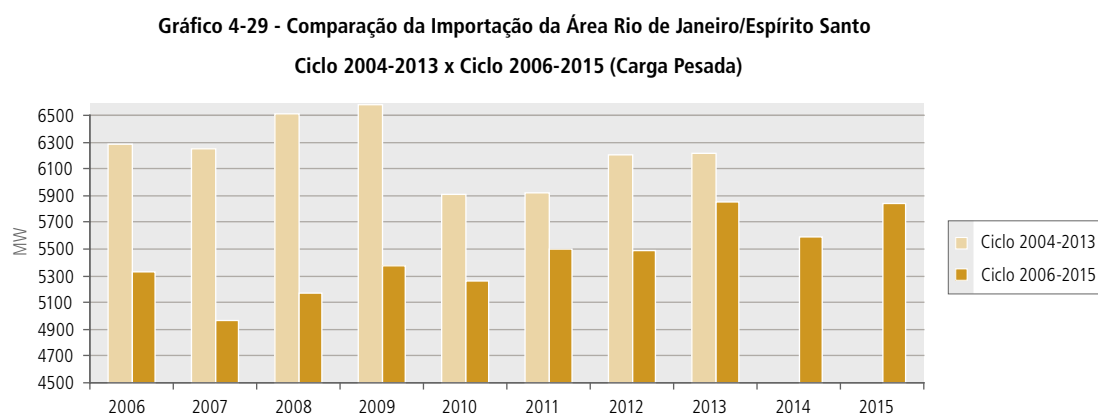


Os totais importados pela área Rio/Espírito Santo no período 2006-2015 para as cargas pesada e média são mostrados no Gráfico 4-28.



Observa-se que em 2007, a injeção para a região reduz significativamente devido à ampliação da UTE Santa Cruz (350 MW). A entrada da UTE Termorio 2, no ano de 2014, provoca uma outra redução neste intercâmbio.

Comparando a evolução deste intercâmbio com a do ciclo de planejamento 2004-2013, observa-se, pelo Gráfico 4-29, uma grande redução no montante importado pela área Rio-Espírito Santo neste ciclo. Isto se deve ao aumento da geração local em conjunto com uma redução da carga prevista para estes estados.



■ Programa de Obras

Está prevista para 2006 a entrada em operação da LT 345 kV Macaé – Campos, C3, com 92 km, a qual é necessária para o escoamento da potência proveniente da UTE Macaé Merchant e da UTE Norte Fluminense.

Há também que se considerar, a partir de 2011, que, com a integração dos aproveitamentos do rio Madeira e da usina de Belo Monte, um conjunto de reforços serão necessários na rede de transmissão da região Sudeste, os quais estão sendo analisados através de estudos específicos, conforme tratado no item 4.2.3. Alguns desses reforços poderão abranger a rede do estado do Rio de Janeiro, dependendo da alternativa de transmissão que venha a ser selecionada.

4.4.3.5 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 kV, 345 kV e 230 kV de FURNAS e CELG (230 kV).

Esta região, onde situam-se as distribuidoras CEB, CELG, CELTINS e alguns consumidores livres é suprida por FURNAS nas SEs Brasília Sul, Bandeirantes, Brasília Geral, Barro Alto, Niquelândia, Serra da Mesa e mais recentemente, por um novo ponto de suprimento na SE Samambaia, através de um sistema de transmissão composto de 3 linhas de transmissão de 345 kV que partem da SE Itumbiara e de três linhas de 500 kV provenientes da SE Serra da Mesa até a SE Samambaia.

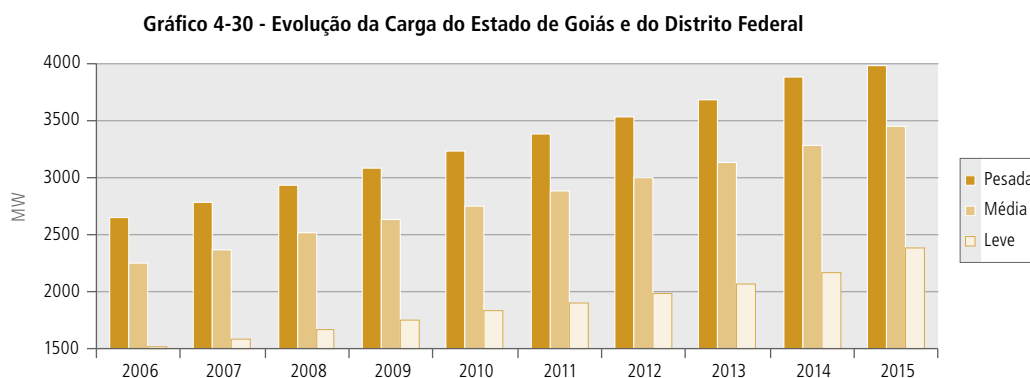
Nesse tronco de 345 kV que interliga as SEs Itumbiara, Bandeirantes, Brasília Sul e Samambaia, também está conectada a UHE Corumbá I de FURNAS.

■ Geração Local

O estado de Goiás e o Distrito Federal têm uma potência instalada de cerca de 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, Olho D'água, Serra do Facão, Barra dos Coqueiros, Tucano, Espora, Foz do Rio Claro, Caçu, Maranhão Baixo, Salto do Rio Verdinho, Salto, Itaguaçu, Mirador e Buriti Queimado.

■ Carga Local

A carga do estado de Goiás e do Distrito Federal representa, em média, cerca de 7,4% do total da região Sudeste/Centro-Oeste no período 2006-2015. A evolução desta carga apresenta um crescimento médio anual de 4,6% e é reproduzida no Gráfico 4-30 para os três patamares de carga.



■ Programa de Obras

Na Tabela 4-16 é apresentado o plano de obras para o sistema de transmissão nos estados de Goiás e Distrito Federal.

Tabela 4-16 – Estados de Goiás e Distrito Federal – Plano de Obras

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
SE Pirineus 230/138 kV que seccionará a LT Brasília Geral-Xavantes 230 kV de FURNAS	2006
Setor de 138 kV e instalação de um banco de transformadores 345/138 kV – 150 MVA na SE Corumbá	2007
2º banco 500-230 kV, 400 MVA na SE Serra da Mesa	2006
3º banco 345-138 kV, 225 MVA na SE Samambaia	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

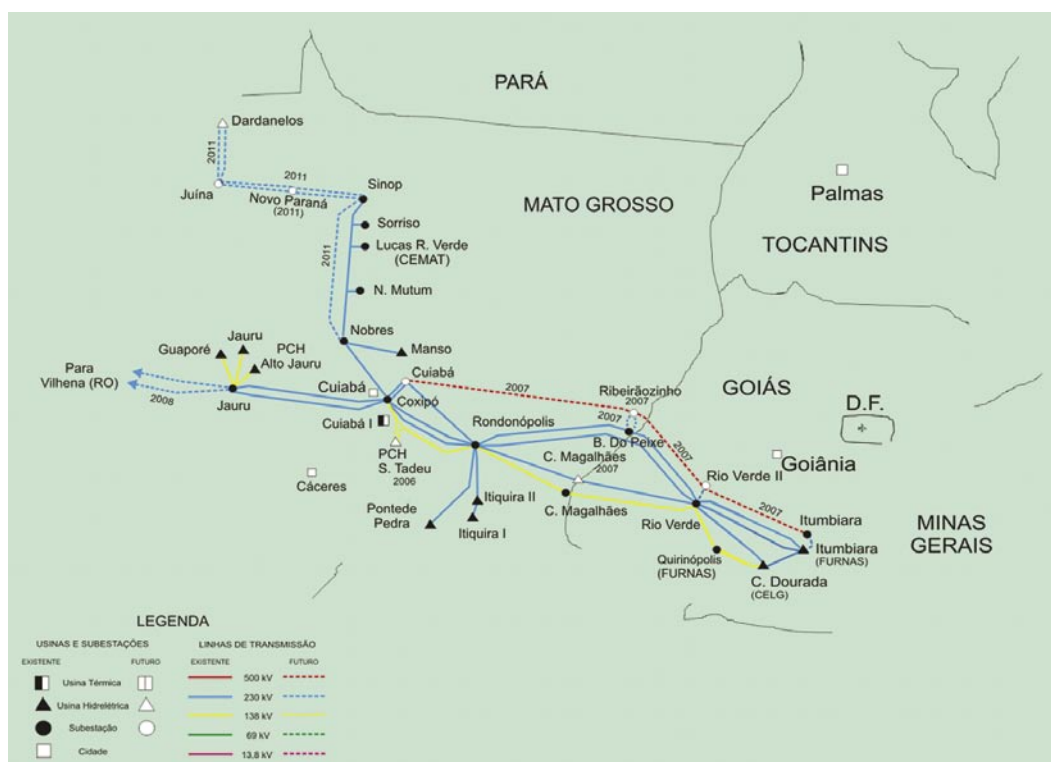
Destacam-se neste conjunto de obras, as três linhas de transmissão em 500 kV que compõem o terceiro circuito da interligação Norte – Sul.

4.4.3.6 Estado de Mato Grosso

■ Sistema Elétrico

A Rede Básica que compõe o sistema do estado do Mato Grosso é formada por linhas nas tensões de 230 kV de FURNAS, Eletronorte e da Amazônia-Eletronorte Transmissora de Energia S.A., mostrada na Figura 4-18. Atua também no estado do Mato Grosso a distribuidora CEMAT.

Figura 4-18 – Rede Básica no Estado do Mato Grosso



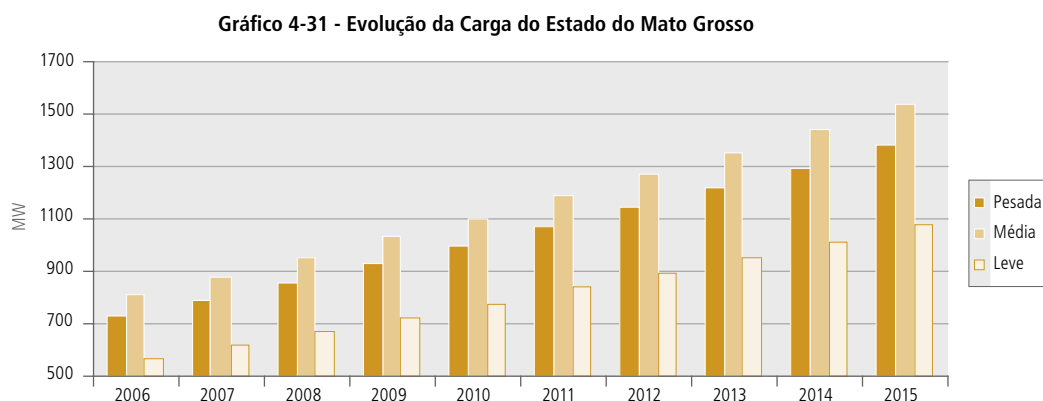
O suprimento ao estado de Mato Grosso é feito pela interligação Sudeste / Centro - Oeste, através de um sistema de transmissão radial constituído de três linhas de transmissão em 230 kV e uma quarta em 138 kV, de propriedade da Eletronorte e de FURNAS, a partir das usinas hidrelétricas de Cachoeira Dourada e Itumbiara, localizadas no rio Paranaíba, na divisa do estado de Goiás e Minas Gerais.

■ Geração Local

O estado de Mato Grosso tem uma potência instalada de cerca de 1.400 MW, que corresponde a cerca de 4% da potência da região Sudeste/ Centro-Oeste. No período 2006-2015 está previsto um aumento em torno de 85% desta capacidade com a entrada das usinas de Torixoreu, Água Limpa, Toricoejo, Cachoeirão, Juruena, Dardanelos e diversas PCHs.

■ Carga Regional

A carga do estado de Mato Grosso representa, em média, cerca de 2,3 % do total da região Sudeste/Centro Oeste no ciclo 2006-2015. Esta carga apresenta um crescimento médio anual de 2,3% e sua evolução é mostrada no Gráfico 4-31 para os três patamares de carga.



■ Programa de Obras

A Tabela 4-17 mostra as instalações planejadas para o estado.

Tabela 4-17 – Estado de Mato Grosso – Plano de Obras

Descrição da Obra	Data Prevista
LT 500 kV Cuiabá/ Ribeirãozinho, CS, 364km	2007
LT 500 kV Ribeirãozinho / Rio Verde II, CS, 242km	2007
LT 500 kV Rio Verde II / Itumbiara CS, 202km	2007
LT 500 kV Ribeirãozinho/ Barra do Peixe, CD, 3km	2007
LT 230 kV Jauru / Vilhena, CD, 345 km, 2x795 MCM	2008
LT 230 kV Nobres/Sinop, C2, CS, 345km,	2011
Compensação Série – LT 230 kV Rondonópolis C1, 35 Mvar	2007
Compensação Série – LT 230 kV Rondonópolis C2, 120 Mvar	2007
Compensação Série – LT 230 kV Rio Verde C1, 37 Mvar	2007
SE Coxipó 4º AT – Autotransformador 230/138/13,8 kV 3x33 MVA	2007
SE Cuiabá - Autotransformador – 500/230/13,8 kV 4x250 MVA	2007
SE Juaru - Autotransformador – 230/138/13,8 kV 3x100 MVA	2007
SE Jauru – compensação série 2x100 Mvar – LT 230 kV para Coxipó	2008
SE Nobres - Autotransformador – 230/138/13,8 kV 2x100 MVA	2009
SE Nova Mutum – Transformador – 230/69/13,8 kV 100 MVA	2007
SE Ribeirãozinho - Autotransformador – 500/230/13,8 kV 3x133 MVA	2007

Do conjunto de obras, destacam-se as linhas de transmissão em 500 kV, licitadas em 2005 e com data prevista para entrar em operação em 2007, interligando a SE Cuiabá a SE Itumbiara, para permitir um adequado escoamento da potência proveniente dos novos aproveitamentos de geração do estado do Mato Grosso.

Destacam-se, ainda, a LT 230 kV Jauru-Vilhena, que compõe interligação Acre/Rondônia – Sudeste/Centro-Oeste, com licitação prevista para 2006 para entrada em operação em 2008, e o 2º circuito da LT 230 kV Nobres-Sinop, previsto para 2011, que permitirá melhorar a confiabilidade de suprimento da área norte do estado.

4.4.3.7 Estados do Acre e Rondônia

■ Sistema Elétrico

A Figura 4-19 mostra o sistema elétrico dos estados do Acre e Rondônia, os quais são interligados através de um sistema de transmissão na tensão de 230 kV, com característica essencialmente radial.

O sistema de transmissão da Eletronorte no estado do Acre atualmente é constituído de um circuito em 230 kV, Abunã - Rio Branco, alimentado a partir da SE Abunã em Rondônia. A partir da SE Rio Branco, a transformação 230/69/13,8 kV - 100 MVA alimenta em 02 (dois) circuitos de 69 kV as SEs Tangará e São Francisco, cada uma com dois transformadores de 69/13,8 kV - 26,6 MVA. Estão ainda em operação linhas de 13,8 kV que interligam a usinas UTE Rio Branco I, UTE Rio Branco II e UTE Rio Acre.

O sistema de transmissão de Rondônia atende, por meio de linhas de transmissão em 230 kV, as 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 4-19 – Sistema Elétrico dos Estados do Acre e Rondônia



A partir de 2008, está prevista a conexão entre os estados de Rondônia e Mato Grosso, através de LTs em 230 kV entre a SE Vilhena (Rondônia) e a SE Jauru (Mato Grosso), cujas instalações têm licitação prevista para 2006. Com essa conexão, será estabelecida a interligação do subsistema Acre/Rondônia, hoje isolado, com o Sudeste/Centro-Oeste.

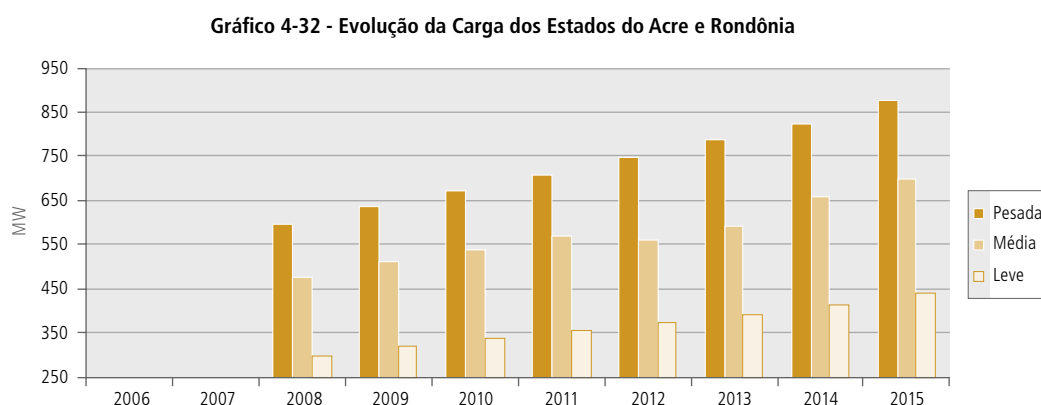
■ Geração Local

As fontes de geração em Rondônia são a UHE Samuel e as usinas térmicas de Porto Velho, constituídas pela UTE Rio Madeira e pelos PIs Termo Norte I e Termo Norte II.

Salienta-se que um novo ponto de suprimento desse subsistema poderá ser instalado a partir do sistema coletor da geração dos aproveitamentos do rio Madeira, previsto para 2011, cujos estudos estão em andamento.

■ Carga Local

A evolução dos três patamares de carga para os estados do Acre e Rondônia prevista para o período 2006-2015 é apresentada no Gráfico 4-32, de onde se deduz um crescimento médio anual de 5,6% no citado período.



4.4.3.8 Estudos Complementares

Os seguintes estudos complementares serão desenvolvidos pela EPE.

■ Região Sudeste

Estado de São Paulo:

- Reavaliar a compensação reativa na área São Paulo (montante, localização e tipo) de forma a garantir níveis adequados de perfil de tensão e de fator de potência, substituindo os montantes referenciais adotados (cerca de 500 Mvar de capacitores).
- Solucionar o elevado fluxo de potência reativa entre Tijuco Preto e Baixada Santista e na LT Ibiúna-Interlagos.
- 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 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), tendo em vista a sobrecarga em operação normal detectada nessa transformação no ano de 2013.
- Estudar, em conjunto com a CTEEP e ELETROPAULO, alternativas de expansão para a região de Sorocaba;

- Solucionar, em conjunto com as empresas concessionárias, problemas de sobrecarga nas transformações de fronteira de Santa Bárbara, Anhanguera, Mirassol, Santa Bárbara, Oeste, Embu Guaçu, Cabreuva, Jandira, Bom Jardim, Norte, Nordeste, Leste, Sul I, Sul II, Bandeirantes, Milton Fornasaro, Guarulhos, Jurumirim, Aparecida, São José dos Campos e Pirituba.
- 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.

Estado do Rio de Janeiro:

- Solucionar as sobrecargas detectadas pelos estudos nas seguintes instalações que atendem a área Rio:
 - Transformação em Adrianópolis 345/138 kV - sobrecarga a partir de 2009.
 - Transformação em Jacarepaguá 345/138 kV - sobrecarga a partir de 2009.
 - Transformação em São José 500/138 kV - sobrecarga a partir de 2011.
 - Transformação em Cachoeira Paulista 500/138 kV – sobrecarga a partir de 2006.
 - Troncos Santa Cruz – Jacarepaguá, Funil – Saudade e Cachoeira Paulista – Funil – Volta Redonda.

Estado de 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 no estudo atual:
 - 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 referencial (150 Mvar de capacitores em Poços de Caldas e 136 Mvar de reatores em São Gotardo).

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 de forma a substituir as obras referenciais consideradas no estudo atual (LT Anhanguera - Goiânia Leste 230 kV circuito 2 em 2010 e 600 Mvar de compensação reativa na SE Anhanguera 230 kV, no ano 2012).
- 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.

■ Região Centro-Oeste e Estados do Acre e Rondônia

Estado do Mato Grosso:

- Assegurar o atendimento ao critério “n-1” aos sistemas de 230 KV do estado do 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

4.4.4 Região Sul

É abordada a seguir a região Sul, incluindo o estado de Mato Grosso do Sul.

■ Sistema Elétrico

A região Sul, constituída pelos estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná, cumpre um importante papel na integração com os países do Mercosul, com destaque na importação/exportação de energia com a Argentina, Uruguai e Paraguai.

O esquema elétrico desta região está ilustrado na Figura 4-19. A região possui uma extensa malha de Rede Básica em 500 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 500/230 kV, a partir das quais se desenvolve a malha em 230 kV.

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.

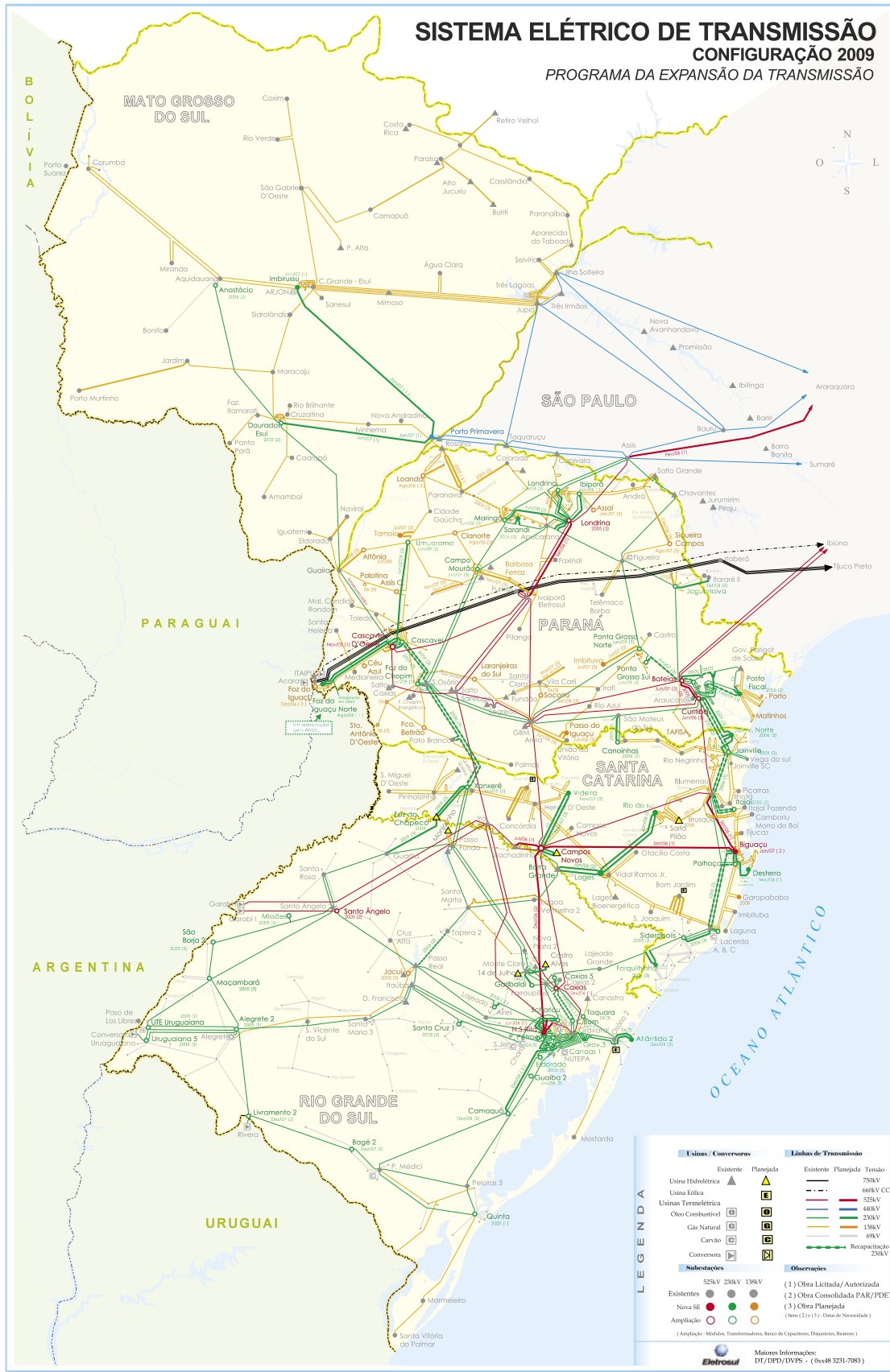
O sistema interligado da região Sul, incluindo o estado de Mato Grosso do Sul, é constituído por uma rede de transmissão de 3.492 km em 500 kV e 11.408 km em 230 kV, que forma a Rede Básica, um sistema em 138 kV, 88 kV e 69 kV com 8.145 km, referente às DITs, e uma Rede de Distribuição com 12.566 km 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.

As interligações internacionais constituem característica marcante da região Sul, destacando-se as interligações com a Argentina através da Conversora de Garabi (2.178MW) 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.

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.

Figura 4-19 – Sistema Elétrico da Região Sul, Incluindo o Estado do Mato Grosso do Sul



Fonte: Eletrosul

■ Geração Regional

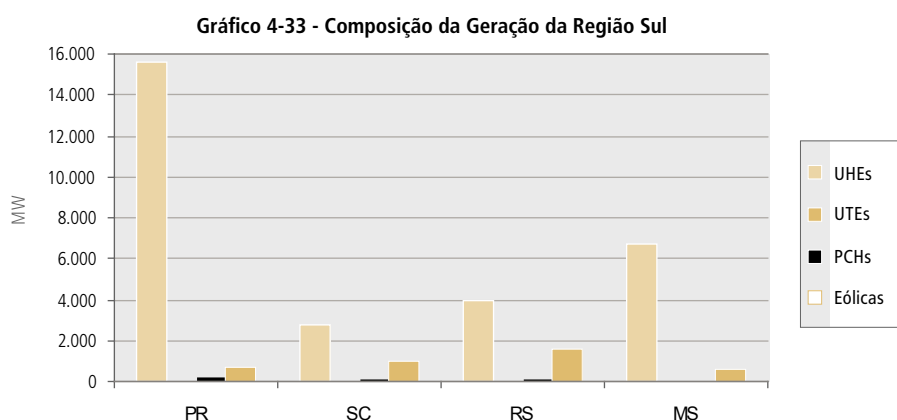
O sistema da região Sul possui uma capacidade instalada da ordem de 33.329 MW, sendo 29.000 MW hidráulico (87%) e 3.875 MW térmico (11,6%), com a maior parte dos aproveitamentos hidráulicos localizados nas bacias dos rios Iguaçu, Uruguai e Paraná.

Os aproveitamentos termelétricos a carvão mineral, integrados ao sistema de transmissão através de linhas de transmissão em 138 kV e 230 kV, totalizam montantes de 538 MW no Rio Grande do Sul, 857 MW em Santa Catarina e 20 MW no Paraná.

As usinas térmicas a gás totalizam 1.285 MW de capacidade instalada: UTE Uruguaiana (RS, 640 MW), UTE Canoas (RS, 160 MW) e UTE Araucária (PR, 485 MW).

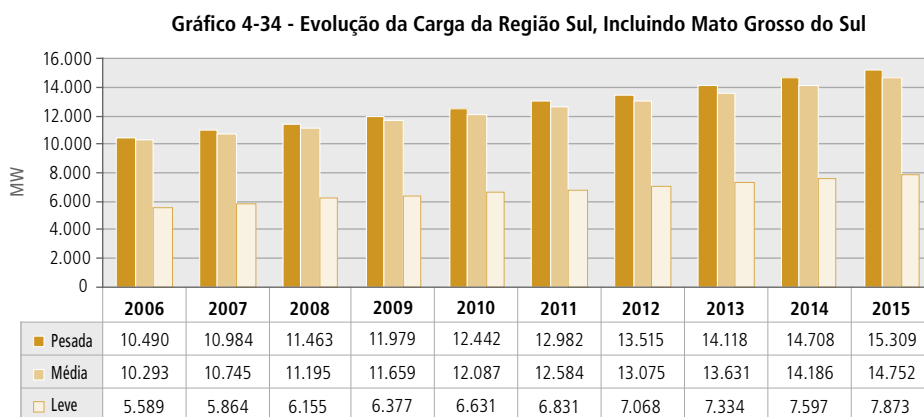
O parque gerador da região Sul apresenta um crescimento de 20%, neste período de 2006 a 2015, com uma participação de 19% na evolução da capacidade geradora do Brasil.

O Gráfico 4-33 mostra a composição atual das fontes de geração de cada estado.



■ Carga Regional

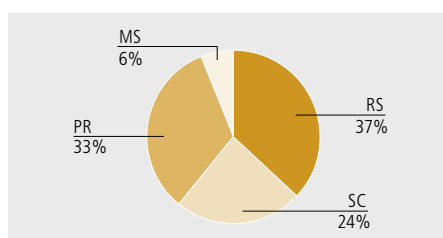
As projeções dos patamares de carga pesada, média e leve utilizadas neste ciclo estão mostradas no Gráfico 4-34.



A evolução da carga na região apresentou um crescimento anual médio de 4% no período 2006-2015, com uma participação média de 17% no total do Brasil durante o citado período.

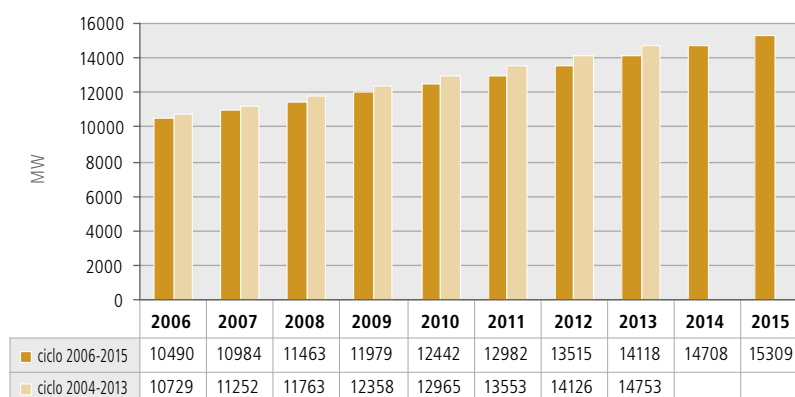
O Gráfico 4-35 mostra a participação de cada um dos estados da região Sul na carga global da região.

Gráfico 4-35 - Região Sul - Participação dos Estados na Carga Global



No Gráfico 4-36 é mostrada uma comparação entre as cargas totais da região Sul representadas neste ciclo de planejamento e no ciclo 2004-2013 nos casos de fluxo de potência de carga pesada. Nessa comparação não está incluído o estado do Mato Grosso do Sul. Em termos globais, a previsão atual apresenta uma redução da ordem de 3 a 4 % em relação à anterior.

Gráfico 4-36 - Comparação de Dados de Cargas da Região Sul (Carga Pesada)



4.4.4.1 Estado do Rio Grande do Sul

■ Sistema Elétrico

Os principais pontos de suprimento ao estado do Rio Grande do Sul são: SE 525/230 kV Gravataí, SE 525/230 kV Caxias, SE 525/230 kV Santo Ângelo e a SE 525/230 kV Nova Santa Rita, prevista para o início de 2006, atendidas por linhas de transmissão provenientes das SEs Itá, Campos Novos e Garabi.

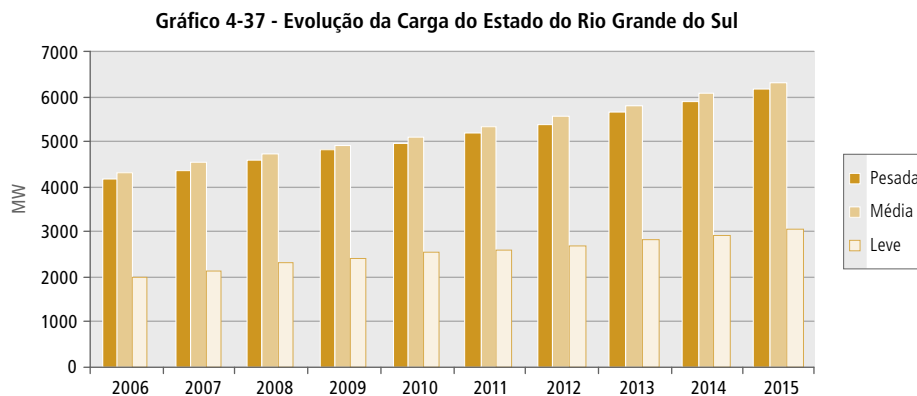
O sistema de 230 kV do Rio Grande do Sul interliga-se com o estado de Santa Catarina através de: duas LTs em 230 kV oriundas da SE Xanxerê, que se conectam à UHE Passo Fundo; da LT 230 kV que interliga a SE Siderópolis, em Santa Catarina, à subestação Farroupilha, passando pelas subestações Lajeado Grande e Caxias 5; e também da LT 230 kV Barra Grande – Lagoa Vermelha.

■ Geração Local

Na expansão da potência instalada no período 2006-2015, destacam-se a entrada de usinas térmicas a carvão mineral na região da grande Porto Alegre, a UTE Jacuí (350 MW), e no extremo sul do estado, a UTE Candiota III (350 MW) e uma UTE Indicativa (350 MW).

■ Carga Local

A carga do estado do Rio Grande do Sul prevista para o período 2006-2015 apresenta um crescimento médio de 4% ao ano e representa, em média, 40% do total da região Sul naquele período. A evolução dos três patamares de carga pode ser vista no Gráfico 4-37.



■ Programa de Obras

As principais obras de atendimento ao estado do Rio Grande do Sul previstas nos estudos são apresentadas na Tabela 4-18.

Tabela 4-18 – Estado do Rio Grande do Sul – Plano de Obras

Descrição da Obra	Data Prevista
LT 230 kV Gravataí 2 – Porto Alegre 8	2006(*)
LT 230 kV Nova Santa Rita - Porto Alegre 9	2006(*)
LT 230 kV Porto Alegre 9 – Porto Alegre 4	2006(*)
LT 230 kV Porto Alegre 9 – Porto Alegre 8	2006(*)
LT 230 kV Camaquã – Porto Alegre 9	2008
LT 230 kV Caxias - Caxias 5	2008
LT 230 kV Monte Claro – Garibaldi	2008
LT 230 kV Osório 2 – Atlântida 2	2008
LT 230 kV Atlântida 2 – Gravataí 3	2008
LT 230 kV Scharlau - Nova Santa Rita C1	2008
LT 230 kV Scharlau - Nova Santa Rita C2	2009
LT 230 kV Campo Bom – Taquara	2010
LT 230 kV Candiota – Presidente Médici Circ. Duplo	2010
LT 230 kV Foz Chapecó – Guarita	2010
LT 230 kV Santa Maria 3 – São Vicente	2012
LT 500 kV Candiota – Nova Santa Rita	2015
SE 230 / 69 kV Porto Alegre 8 – 1º TR 83 MVA	2006(*)
SE 230 / 13,8 kV Pal 6 - 1º TR 50 MVA	2008
SE 230 / 69 kV Panambi - 1º TR 25 MVA	2008
SE 230 / 69 kV Atlântida 2-1º, 2º e 3º TR 83 MVA	2009
SE 230 / 69 kV Caxias 6 - 1º TR 165 MVA	2009
SE 230 / 69 kV Gravataí 3 - 1º Banco TR Monofásicos 4 x 55 MVA	2009
SE 230 / 138 kV Scharlau - 1º, 2º e 3º ATs 150 MVA	2009
SE 230 / 69 kV Pal 14 – 1º e 2º TRs 83 MVA	2010

Tabela 4-18 – Estado do Rio Grande do Sul – Plano de Obras

Descrição da Obra	Data Prevista
SE 230 / 69 kV Viamão 3 – 1º e 2º TRs 83 MVA	2010
SE 230 / 138 kV Cachoeirinha 3 – 1º e 2º TRs 83 MVA	2011
SE 230 / 69 kV Farroupilha 2 – 1º TR 83 MVA	2011
SE 500 / 230 kV Candiota - 900 MVA	2015
Ampliação ou adequação nas subestações de fronteira: Cidade Industrial, Nova Santa Rita, Garibaldi, Guaíba 2, Lajeado 2, Santa Cruz 1, Missões, Alegrete 2, Uruguiana, Gravataí 3, Canoas 1, Scharlau, Viamão 3 e Cachoeirinha 3.	2006 - 2015

(*) obras já autorizadas ou licitadas, TR=Transformador, AT=Autotransformador

Além do conjunto de instalações já autorizadas ou licitadas, previstas para 2006, pode-se destacar o conjunto constituído pelas LTs 230 kV Camaquã – Porto Alegre 9, Caxias - Caxias 5, Monte Claro – Garibaldi, Osório 2 – Atlântida 2, Atlântida 2 – Gravataí 3 e Scharlau - Nova Santa Rita C1, previstas para o ano 2008, as quais são necessárias para eliminar sobrecargas em condição de emergências em diversos pontos da rede de 230 kV.

4.4.4.2 Estado de Santa Catarina

■ Sistema Elétrico

O atendimento elétrico ao estado de Santa Catarina é feito por instalações da Rede Básica nas tensões de 500 kV e 230 kV e por DITs na tensão de 138 kV de propriedade da Eletrosul.

O estado conta com duas SEs 500/230 kV, a SE Blumenau (3 x 672 MVA) suprida por duas linhas de 500 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 em 500 kV, provenientes de Machadinho, Areia, Gravataí e Blumenau.

O atendimento às quatro regiões geoeletricas do estado é feito da seguinte forma:

- Região Leste: concentra a maior parte do consumo industrial do estado, cerca de 60% da carga de energia elétrica de Santa Catarina. É atendida a partir da SE 500/230 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, 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 as 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, a qual está interligada em 230 kV às SEs Jorge Lacerda B e Lajeado Grande.
- Região Oeste do estado: é atendida pela rede de 500 kV por meio da SE 500/230/138 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).

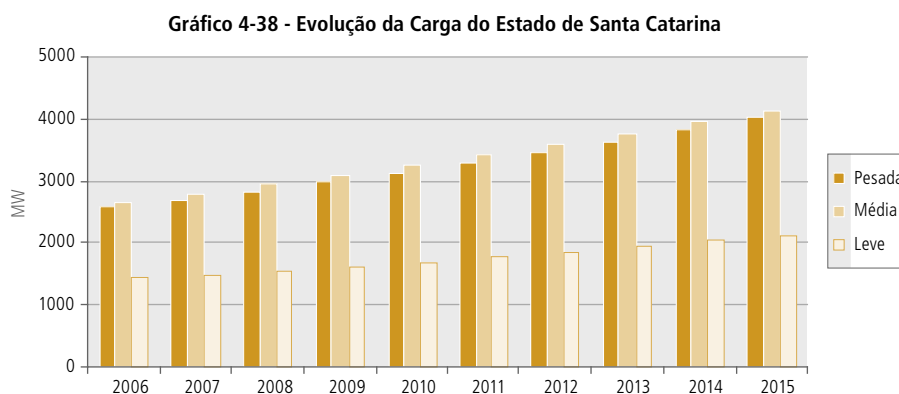
■ Geração Local

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 (318 MW). Adicionalmente, há um conjunto de fontes de pequeno e médio porte (190 MW) conectadas diretamente ao sistema de distribuição.

A potência instalada no período 2006-2015 apresenta um crescimento de cerca de 24%, com uma participação média de 64 % no montante total da região durante o período. Este acréscimo de geração se dá em função de novas usinas como: UHE Baixo Iguaçu (340 MW) e UHE Mauá (382 MW).

■ Carga Local

A carga do estado de Santa Catarina prevista para o período 2006-2015 apresenta um crescimento médio de 4% ao ano e representa, em média, 25% do total da região Sul naquele período. A evolução dos três patamares de carga pode ser vista no Gráfico 4-38.



■ Programa de Obras

As principais obras de atendimento ao estado de Santa Catarina previstas nos estudos são apresentadas na Tabela 4-19.

Tabela 4-19 – Estado de Santa Catarina - Plano de Obras

Descrição da Obra	Data Prevista
LT 230 kV Biguaçu – Desterro (trecho de 4 km submarino)	2006 (*)
LT 230 kV Biguaçu – Palhoça	2006 (*)
LT Barra Grande – Lages – Rio do Sul, CD	2008 (*)
LT 230 kV Canoinhas – São Mateus do Sul	2008
LT 230 kV Campos Novos – Videira, CD	2009
LT 230 kV Joinville Norte – Curitiba	2009
LT 230 kV Jorge Lacerda B – Siderópolis LT3	2009
SE 230/138 kV Biguaçu – 1 x 150 MVA	2006 (*)
SE 230/138 kV Desterro – 1 x 150 MVA	2006 (*)
SE 500/230 kV Campos Novos – 3°. AT 672 MVA	2007 (*)
SE 500/230 kV Campos Novos – Substituição do AT 336 MVA por um de 672 MVA	2007 (*)
SE 230/138 kV Lages – 3 x 150 MVA	2008 (*)
SE 230/138 kV Rio do Sul – 2 x 150 MVA	2008 (*)
SE 500/230 kV Biguaçu – 1 x 672 MVA	2008
SE 230/138 kV Videira – 2 x 150 MVA	2009
SE 230/138 kV Joinville Norte – 2 x 150 MVA	2009
SE 230/69 kV Forquilha – 1 x 150 MVA	2009
SE 500/230 kV Biguaçu – 2°. AT 672 MVA	2011
SE 230/138 kV Foz do Chapecó – 2 x 150 MVA	2013
Ampliação de transformação nas subestações de fronteira: Palhoça, Biguaçu, Siderópolis, Jorge Lacerda A, Itajaí, Joinville, Xanxerê, Rio do Sul, Forquilha, Joinville Norte.	2006 - 2015

(*) obras já autorizadas ou licitadas

Deste conjunto de obras, podem-se destacar as LTs 230 kV Canoinhas – São Mateus do Sul, prevista para 2008, e Campos Novos – Videira, CD, Joinville Norte – Curitiba, Jorge Lacerda B – Siderópolis C3, previstas para 2009, que são necessárias para eliminar afundamento de tensão e/ou sobrecargas em condições de emergência.

4.4.4.3 Estado do Paraná

■ Sistema Elétrico

Os principais pontos de suprimento ao estado Paraná são: SE 500/230 kV Curitiba, SE 500/230 kV Areia, SE 500/230 kV Bateias, SE 500/230 kV Londrina Eletrosul e SE 500/230 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 500 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 500 kV, Curitiba 500 kV, pela UHE Governador Parigot de Souza (260 MW) e UTE Araucária (480 MW). Além da Rede Básica, a RMC – região metropolitana de Curitiba possui três subsistemas de 138 kV, atendidos por transformação 230/138 kV: o subsistema de Campo Largo, alimentado pela SE Bateias, o subsistema de São José dos Pinhais, atendido pela SE Campo do Assobio e o subsistema do Litoral, atendido pelas SEs Gov. Parigot de Souza e Posto Fiscal (prevista para 2006). A RMC possui também uma grande área em 69 kV, que é atendida por transformações 230/69 kV.
- Área Centro Sul: Esta região é basicamente suprida pelas subestações de Areia 500 kV, Bateias 500 kV e Curitiba 500 kV. Essa área é formada por um sistema em 230 kV e 138 kV e pelas UHEs Fundão (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 500/230 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 as subestações Cascavel 230 kV e Cascavel Oeste 500 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.

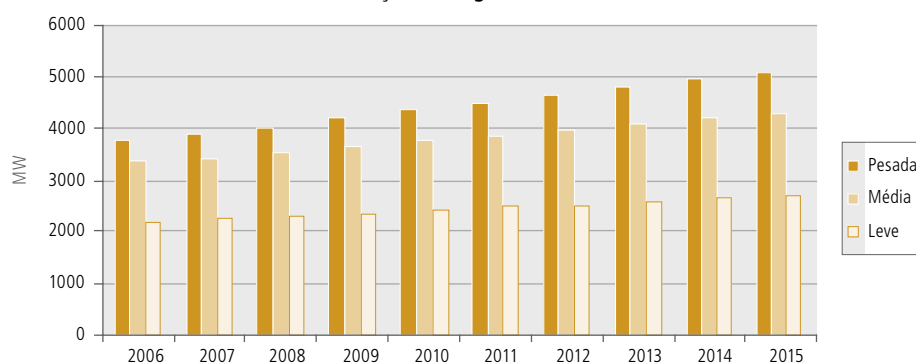
■ Geração Local

A potência instalada no período 2006-2015 apresenta um crescimento de cerca de 66%, com uma participação média de 12% no montante total da região durante o período. Destacam-se as UHEs Foz do Chapecó (855 MW) e Itapiranga (725 MW), dentre outras do programa de expansão da geração para esta região.

■ Carga Local

A carga do estado do Paraná prevista para o período 2006-2015 apresenta um crescimento médio de 5% ao ano e representa, em média, 35% do total da região Sul naquele período. A evolução dos três patamares de carga pode ser vista no Gráfico 4-39.

Gráfico 4-39 - Evolução da Carga do Estado do Paraná



Programa de Obras

As principais obras de atendimento ao estado do Paraná previstas nos estudos são apresentadas na Tabela 4-20.

Tabela 4-20 – Estado do Paraná – Plano de Obras

Descrição da Obra	Data Prevista
LT 230kV Londr. ESUL – Londr. COPEL, CS, 795MCM, 22 km, 335 MVA + 2 ELs	2007
LT 525kV Bateias – Curitiba II, CS, 4x636MCM, 38 km, 2189 MVA + 2 ELs	2008
LT 230kV Bateias – Pilarz., D1 - 5km + CS - 21,5km + D2 - 4,5 km, 795MCM, 385 MVA + 2 ELs	2008
LT 230kV Londr. ESUL – SECC (APUC - FIG), CD, 636MCM, 15 km, 288 MVA + 2 ELs	2008
LT 230kV Londrina ESUL – Maringá II, CS, 636MCM, 83 km, 275 MVA + 2 ELs	2008
LT 230kV S. Osório – F. Chopim II, CS, 795MCM, 10 km, 335 MVA + 2 ELs	2008
LT 230kV Curitiba – Uberaba, CS - 12 km + D2 - 25 km, 795MCM, 385 MVA + 2 ELs	2009
LT 230kV Cascavel Oeste – Umuarama, CS, 795MCM, 143 km, 335 MVA + 2 ELs	2009
LT 230kV Cascavel – F. Iguaçu N, CS, 795MCM, 128 km, 265 MVA + 2 ELs	2009
Recap. LT 230 kV S. Mônica – G. P. Souza, trecho de 46,6 km, 636MCM, 275 MVA (*)	2009
SE Posto Fiscal, ATF 230/138 kV, 150 MVA, TT1 + 2 CTs	2006
SE Distr. Ind. S. J. Pinhais (DJP), TF 230/69 kV, 150 MVA, TT1 + 2 CTs	2008
SE Londrina, ATF 500/230 kV, 3x224 MVA, TT3 + 2 CTs	2008
SE Maringá, TF 230/138 kV, 150 MVA, TT3 + 2 CTs	2008
SE Ibiaporã, 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 Curitiba, ATF 500/230 kV, 3x224 MVA, TT3 + 2 CTs	2008
SE Bateias, ATF 500/230 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 Guairá, TF 230/138 kV, 150 MVA, TT2 + 2 CTs	2011
SE Cascavel Oeste, ATF 500/230 kV, 600 MVA, TT3 + 2 CTs	2011

(*) obras já autorizadas ou licitadas

Deste conjunto de obras, podem-se destacar as seguintes:

- LT 500 kV Bateias – Curitiba II, prevista para 2008, necessária para eliminar as sobrecargas causadas pela perda da LT 500 kV Bateias - Curitiba nas transformações 500/230 kV dessas SEs, bem como em algumas LTs 230 kV entre as mesmas;
- LT 230 kV Londrina ESULI – 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;
- 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
- LT 230kV 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.

4.4.4.4 Estado de Mato Grosso do Sul

■ Sistema Elétrico

O suprimento efetuado pela Rede Básica ao estado do Mato Grosso do Sul é constituído atualmente por duas LTs 230 kV de propriedade da Eletrosul, sendo uma linha conectando a SE Guaira (Paraná) à SE Dourados Santa Cruz e a outra interligando a SE Dourados Santa Cruz à SE Anastácio.

Na SE Dourados Santa Cruz estão instalados atualmente 2 autotransformadores 230/138 kV – 75 MVA e na SE Anastácio 1 autotransformador 230/138 kV - 75 MVA.

As DITs que atendem ao estado são constituídas pela SE Campo Grande Eletrosul, com banco de capacitores de 138 kV – 30 Mvar e pelas linhas em 138 kV, todas de propriedade da Eletrosul, compostas por:

- LT 138 kV UHE Jupiá - SE Campo Grande Eletrosul, sendo três circuitos das duas linhas de circuito duplo de propriedade da Eletrosul, e o quarto circuito de propriedade da ENERSUL;
- LT 138 kV UHE Rosana (São Paulo) - SE Dourados Nações, circuito simples;
- LT 138 kV Guairá – Eldorado, circuito simples; e
- LT 138 kV Aquidauana – Anastácio.

O desempenho do sistema de transmissão do Mato Grosso do Sul é fortemente impactado pelos níveis de intercâmbio entre as regiões Sul e Sudeste, em decorrência das interligações com o estado de São Paulo e com o oeste do Paraná.

Dessa forma, o controle de tensão e o carregamento nas LTs 230 kV, nos transformadores 230/138 kV das SEs Dourados Santa Cruz e Anastácio e nas LTs 138 kV entre Dourados, Campo Grande e Jupiá, dependem não apenas das solicitações da carga local, mas também das condições de intercâmbio entre as regiões Sul e Sudeste e do montante de geração local, conectada à rede de 138 kV.

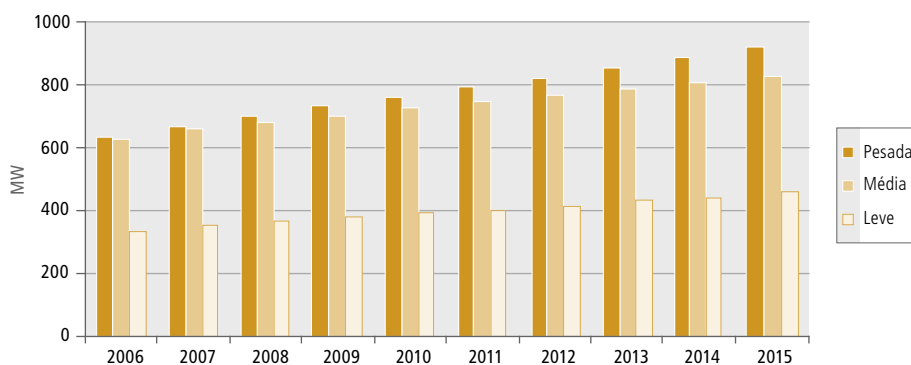
■ Geração Local

A capacidade instalada do estado é da ordem de 260 MW, sendo 70 MW distribuídos em PCHs e 190 MW em usinas térmicas. No período 2006-2015, a expansão da geração se dará através de cerca de 100 MW em PCHs.

■ Carga Local

A carga do estado do Mato Grosso do Sul prevista para o período 2006-2015 apresenta um crescimento médio de 4% ao ano e representa, em média, 6% do total da região Sul naquele período. A evolução dos três patamares de carga pode ser vista no Gráfico 4-40.

Gráfico 4-40 - Evolução da Carga do Estado do Mato Grosso do Sul



Programa de Obras

As principais obras de expansão do sistema de transmissão necessárias para o atendimento ao estado de Mato Grosso do Sul são apresentadas na Tabela 4-21. Todas as obras indicadas nessa tabela já foram autorizadas ou licitadas, com a entrada em operação prevista para 2007/2008.

Tabela 4-21 – Estado de Mato Grosso do Sul – Plano de Obras

Descrição da Obra	Data Prevista
LT 230 kV Porto Primavera – Dourados	2007
LT 230 kV Porto Primavera – Imbirussu	2007
SE 230/138 kV Imbirussu – 2 x 150 MVA	2007
SE 230/138 kV Dourados – 3°. ATF 75 MVA	2007
SE 230/138 kV Anastácio – 2°. ATF 75 MVA	2008

4.4.4.5 Estudos Complementares

Os seguintes estudos complementares serão desenvolvidos pela EPE:

Estado do Mato Grosso do Sul:

- Analisar o atendimento elétrico ao estado do Mato Grosso do Sul, em função dos intercâmbios Sudeste-Sul verificados no final do período decenal.

Estado do Rio Grande do Sul:

- Analisar o atendimento elétrico às regiões metropolitanas de Porto Alegre e de Caxias.
- Analisar o atendimento elétrico à região Noroeste do estado do Rio Grande do Sul.
- Analisar o atendimento à região Sul do estado do Rio Grande do Sul, incluindo a área abrangida por Guaíba, Eldorado e Camaquã.

Estado do Paraná:

- Analisar o atendimento elétrico às regiões de Uberaba e Cidade Industrial na região metropolitana de Curitiba.

4.5 Redes de Distribuição

Nos itens que se seguem, são apresentadas as constatações principais da análise da rede de distribuição nas áreas de atuação das concessionárias estaduais, com base nas referências [20], [21], [22], [23] e [24].

Tais informações complementam aqueles apresentados no item 4.4 referentes aos sistemas de transmissão regionais.

Para cada concessionária de distribuição são apresentadas, sucintamente, informações sobre sua área de atuação, a carga prevista no período decenal e os dados principais do seu sistema elétrico, destacando-se, quando relevantes, as principais obras de expansão visualizadas.

4.5.1 Região Norte

4.5.1.1 Estado do Pará

■ CELPA

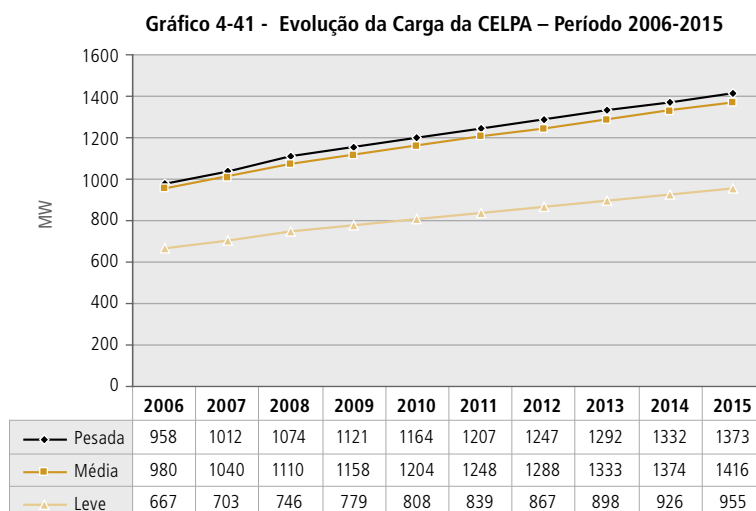
Área de Atuação

A CELPA distribui energia elétrica para uma área de concessão de 1.247.703 km², abrangendo todos os 143 municípios atendidos do estado do Pará. Atualmente, a concessionária atende a mais de 5 milhões de habitantes em todo o Pará, por meio de mais de 1,1 milhões de unidades consumidoras cadastradas.

Cerca de 17% da geração da UHE Tucuruí é utilizado pela CELPA, que atende a 74% da população do estado.

Carga Prevista

A previsão de cargas para o período de estudos 2006-2015 pode ser observada no Gráfico 4-41, onde, em média, verifica-se um crescimento da ordem de 4,0% ao ano, ao longo de todo o período.



Sistema Elétrico

O sistema elétrico da CELPA é descrito a seguir, por regiões.

Região Metropolitana de Belém:

O sistema elétrico desta região é constituído por onze subestações distribuidoras em 69 kV, supridas pelas SEs Guamá

e Utinga da Eletronorte. A área de influência deste sistema abrange os consumidores da capital do estado, do município de Ananindeua e parte dos consumidores do município de Marituba.

Região Nordeste do Pará:

A rede elétrica desta região, suprida pela SE Santa Maria (Eletronorte), é constituída por dois circuitos operando em 69 kV, sendo um deles isolado para 138 kV, de Belém até Capanema, passando por subestações intermediárias, além de um sistema radial em 138 kV no sentido de Paragominas.

Estão, atualmente, em operação quatorze subestações, responsáveis pelo atendimento às áreas de influência de localidades situadas ao longo (ou próximas) da rodovia Belém-Brasília e parte da Pará-Maranhão, assim como no litoral do estado.

Região Baixo Tocantins:

Essa região é suprida através de quatro pontos de conexão com a Eletronorte, quais sejam: Vila do Conde 69 kV, Tucuruí 13,8 kV e 34,5 kV e Cametá 13,8 kV.

A partir da SE Vila do Conde são atendidos os municípios de Barcarena, Abaetetuba, Mocajuba, Baião, Moju, Igarapé-Miri e Tailândia. Em Vila do Conde é feita a elevação para 138 kV de onde sai um circuito em 138 kV para Tailândia, passando por Moju.

Os municípios de Tucuruí, Novo Repartimento, Breu Branco e Goianésia são atendidos a partir da SE Tucuruí-Vila (ELN), que possui as tensões de 69 kV, 34,5 kV e 13,8 kV.

O suprimento aos municípios de Cametá e Limoeiro do Ajuru é feito através de um sistema de transmissão em 69 kV da Eletronorte, com energia proveniente da UHE Tucuruí.

Região Sudeste do Pará:

O sistema elétrico da região sudeste do Pará é suprido a partir da SE Marabá (ELN), de onde saem dois circuitos em 69 kV para o atendimento à margem direita do rio Tocantins e um circuito em 230 kV para o atendimento à margem esquerda.

As localidades de Rondon do Pará, Dom Eliseo Corolle e respectivas áreas de influência são atendidas por um dos circuitos em 69 kV enquanto o outro circuito atende à localidade de Jacundá e adjacências.

O circuito em 230 kV atravessa o rio Tocantins e chega à SE Marabá (CELPA) 230/138/13,8 kV, de onde segue em 138 kV em direção ao sul do Pará até a cidade de Xinguara, onde divide-se em dois circuitos, um indo até a localidade de Redenção onde é feito o abaixamento de tensão 138/69 kV para atendimento à Conceição do Araguaia e o outro para atendimento a Tucumã e São Félix do Xingu.

Além da SE Marabá, o atendimento à carga é feito pelas SEs Itacaiúnas, Eldorado, Rio Vermelho, Xinguara, Rio Maria, Redenção, Conceição, Tucumã e São Félix.

Os municípios de Parauapebas, Curionópolis e Canaã dos Carajás são atendidos a partir da SE Carajás 34,5 kV.

O suprimento à Morada Nova e às outras pequenas localidades da margem direita do Tocantins é feito partir da SE Marabá 13,8 kV (Eletronorte).

Região Oeste do Pará:

As principais localidades desta região são Altamira e Itaituba no centro-norte e Santarém no oeste do estado.

A CELPA é atendida pelas SEs Altamira 69 kV, Transamazônica 34,5 kV e Rurópolis 138 e 13,8 kV, da Eletronorte, supridas através de um sistema em 230 kV desde Tucuruí até Rurópolis. De Rurópolis seguem duas LTs em 138 kV, circuito duplo, de propriedade da CELPA para Santarém e Itaituba, respectivamente. A CELPA possui ainda quatro subestações integradas ao sistema de transmissão do oeste do Pará.

4.5.1.2 Estado do Maranhão

■ CEMAR

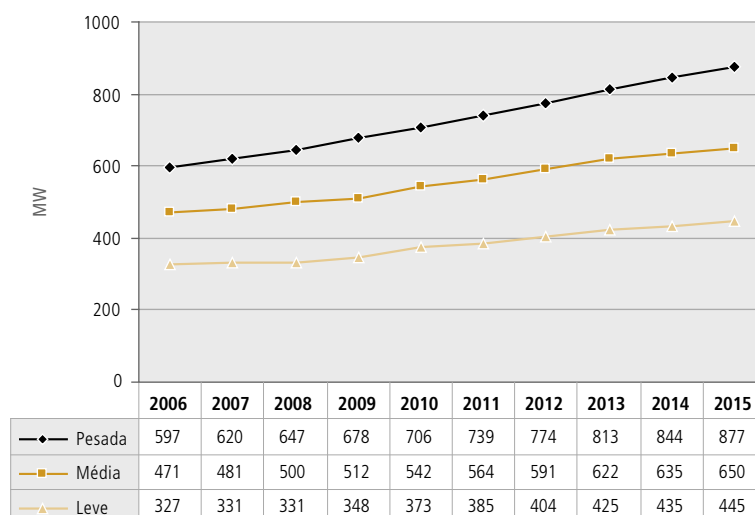
Área de Atuação

A área de concessão da CEMAR para fornecimento de energia elétrica ao mercado consumidor compreende todo o estado do Maranhão com uma área de 333.366 km², atendendo a uma população de 5.866.000 habitantes em 217 municípios.

Carga Prevista

A previsão de cargas para o período de estudos 2006-2015 pode ser observada no Gráfico 4-42 onde, em média, verifica-se um crescimento da ordem de 4,3% ao ano no período decenal.

Gráfico 4-42 - Evolução da Carga da CEMAR – Período 2006-2015



Sistema Elétrico

O sistema elétrico da CEMAR é composto por 10 regionais que englobam todo o estado do Maranhão, com 76 subestações interligadas por 5.015 km de linhas de subtransmissão nas tensões de 138 kV, 69 kV e 34,5 kV, com extensas linhas de distribuição radiais e baixa densidade de carga e de clientes, conforme descrito a seguir:

Sistema Regional São Luís I:

Este sistema é o responsável pelo atendimento aos quatro municípios da Ilha de São Luís: São Luís, capital do estado, São José de Ribamar, Paço do Lumiar e Raposa. Fazem parte deste regional as subestações de Forquilha, Turu, Renascença, Ribamar, Centro, São Francisco, Itaqui, Maracanã e Maiobão. Estas subestações são supridas radialmente em 69 kV pela única subestação da Eletronorte, São Luís I, 3 x 100 MVA - 230/69 kV. Desta forma, há pouca flexibilidade para remanejamento de carga entre subestações, através do sistema de distribuição.

Sistema Regional Miranda:

Este sistema compreende cinco grandes áreas de influência no estado do Maranhão, sendo duas supridas pelo sistema em 69 kV, polarizadas por Itapecurú-Mirim e Rosário e três pelo sistema em 138 kV, Gurupi, Baixada Maranhense e Litoral Ocidental Maranhense.

O suprimento desta regional é realizado a partir da SE Miranda (ELN), 2 x 100 MVA – 230/69 kV e 100 MVA – 230/138 kV. O sistema é composto por 2 subestações na tensão de 138/69/13,8 kV, 16 SEs na tensão de 69/13,8 kV (15 da CEMAR e 1 Consumidor Especial), 1 SE na tensão de 69/34,5 kV, 3 SEs na tensão de 34,5/13,8 kV.

Sistema Regional Coelho Neto:

Esta regional compreende a região nordeste do Maranhão, representada por três microrregiões do estado: Coelho Neto, Chapadinha e Lençóis Maranhenses.

O sistema é suprido radialmente em 69 kV, pela SE Coelho Neto (ELN), 65 MVA - 230/69 kV, alimentada através do seccionamento da LT 230 kV Peritoró-Teresina. O sistema é composto, atualmente, por 5 subestações na tensão de 69/13,8 kV (3 subestações da CEMAR e 2 consumidores especiais) e 2 SEs na tensão de 34,5/13,8 kV.

Sistemas Regionais Peritoró e Presidente Dutra:

Estes sistemas atendem à região central do Maranhão, compreendendo três microrregiões no estado: Presidente Dutra, Codó e o Médio Mearim.

O Regional Peritoró é suprido radialmente em 69 kV pela subestação Peritoró (ELN), 100 MVA – 230/69 kV e é composto por 9 subestações de 69/13,8 kV, sendo 8 SEs da CEMAR e 1 Consumidor Especial.

O Regional Presidente Dutra é suprido radialmente em 69 kV pela subestação Presidente Dutra (ELN), 50 MVA – 230/69 kV e é composto por 5 subestações em 69/13,8 kV e 3 SEs na tensão de 34,5/13,8 kV.

Sistema Regional Imperatriz:

Este sistema atende à região sudoeste do Maranhão, também conhecida como região Tocantina, que corresponde à área de influência dos municípios de Imperatriz, Açailândia, Grajaú e Sítio Novo.

O sistema é suprido radialmente em 69 kV pela SE Imperatriz (Eletronorte), 2 x 100 MVA – 230/69 kV e é composto por 9 subestações, sendo 6 SEs na tensão 69/13,8 kV, 1 SE em 69/13,8/34,5 kV e 2 SEs na tensão 34,5/13,8 kV.

Sistema Regional Porto Franco:

A área de influência desta região está localizada no sul do estado sendo compreendida pelas microrregiões de Porto Franco, Gerais de Balsas e Chapada das Mangabeiras.

O sistema elétrico desta região é suprido radialmente em 138 kV e 69 kV pela SE Porto Franco (ELN), 100 MVA – 230/138 kV e 2 x 33,0 MVA – 230/69 kV e compreende a região sudoeste e centro-sul do Maranhão, composto por 10 subestações, sendo 1 SE na tensão de 138/69 kV, 4 SEs em 69/13,8 kV, 1 SE em 69/34,5 kV e 4 SEs em 34,5/13,8 kV.

A região do sul do Maranhão, polarizada pela SE Balsas, apresenta uma forte vocação agrícola, principalmente para cultura da soja. Podemos destacar, além da soja, as culturas do algodão, milho e arroz em casca. Esta região é dominada pela agricultura intensiva, mecanizada, voltada para o mercado externo (nacional e internacional). A sua potencialidade aponta para o complexo agroindustrial da soja e algodão e, desde que mitigados alguns gargalos, notadamente de infra-estrutura e logística, especialmente no segmento de energia elétrica, desponta como pólo de expressiva representatividade econômica no segmento de agronegócios com o desenvolvimento da sub-cadeia da soja destinado à comercialização interna e externa.

Sistema Regional Teresina:

Este sistema atende à região leste do Maranhão, polarizado por Caxias e Timon.

O sistema é suprido radialmente em 69 kV pela subestação Teresina (CHESF), 3 x 100 MVA – 230/13,8 kV e é composto por 4 subestações, sendo 2 SEs na tensão 69/13,8 kV e 2 SEs na tensão 34,5/13,8 kV.

Sistema Regional Boa Esperança:

Localizada na região sudeste do estado do Maranhão, compreende a microrregião da Chapada do Alto Itapecuru. O sistema é composto de 2 subestações em 69/13,8 kV. A subestação Paraibano é suprida em 69 kV a partir da Usina de Boa Esperança - CHESF, 2 x 39 + 1 x 33,34 MVA – 230/69 kV.

Sistema Regional Tabuleiros:

Localizada a nordeste do estado do Maranhão, na área de influência da microrregião do Baixo Parnaíba Maranhense.

O sistema atende atualmente 5 conjuntos e é suprido a partir da subestação Tabuleiros (CEPISA) em 69 kV, 60 MVA – 138/69 kV e é composto de 2 subestações, sendo uma em 69/13,8 kV e outra em 34,5/13,8 kV.

4.5.1.3 Estado do Tocantins

■ CELTINS

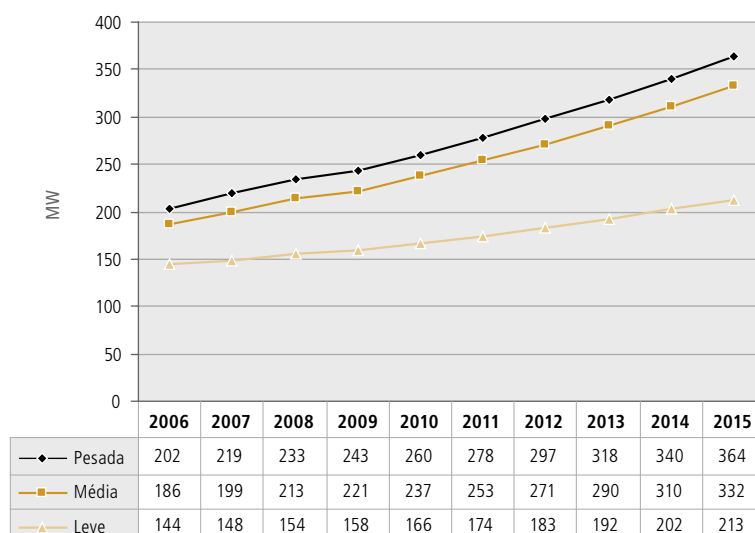
Área de Atuação

A CELTINS atende a todo o estado do Tocantins, numa área de 278.421 km², dividida em 139 municípios, com mais de 303 mil consumidores cadastrados, beneficiando 986.176 habitantes.

Carga Prevista

A previsão de cargas para o período de estudos 2006-2015 pode ser observada no Gráfico 4-43 onde, em média, verifica-se um crescimento da ordem de 6,7% ao ano no período decenal.

Gráfico 4-43 - Evolução da Carga da CELTINS – Período 2006-2015



Sistema Elétrico

O sistema elétrico da CELTINS é composto por três regionais: Araguaína, Palmas e Gurupi, que englobam as regiões descritas a seguir:

Região Extremo Norte do Estado do Tocantins:

A área de influência do Bico do Papagaio abrange 21 municípios (onde se destacam São Miguel, Axixá, Augustinópolis, Araguatins) e é atendida a partir da SE Imperatriz 230/69 kV da Eletronorte (2 transformadores 230/69 kV – 100 MVA – compartilhados com a CEMAR), através das LTs 69 kV Imperatriz - São Miguel e São Miguel - Augustinópolis e Augustinópolis - Araguatins isoladas em 69 kV e energizadas em 34,5 kV.

Região Norte do Estado do Tocantins:

A área de influência deste sistema abrange 44 municípios (onde se destacam Araguaína, Tocantinópolis e Nova Olinda) e é atendida a partir da SE Porto Franco 230/138 kV da Eletronorte (1 Autotransformador 230/138 kV – 100 MVA – compartilhado com a CEMAR), através das LTs Porto Franco - Tocantinópolis, Tocantinópolis - Araguaína e Araguaína - Nova Olinda em 138 kV.

Região Centro e Sul do Estado do Tocantins:

A área de influência deste sistema abrange 74 municípios, onde se destacam: Palmas (capital do estado), Gurupi, Paraíso, Porto Nacional, Miranorte, Guaraí, Colinas e Alvorada. É atendida a partir da SE Miracema 500/138 kV, da Eletronorte, através das LTs Miracema - Miranorte, Miranorte - Guaraí, Guaraí - Colinas, Miracema - Palmas, Palmas - Dianópolis, Miracema - Paraíso, Paraíso - Gurupi e Gurupi – Alvorada, em 138 kV, e Palmas - Taquaralto e Taquaralto - Porto Nacional em 69 kV.

4.5.2 Região Nordeste

4.5.2.1 Estado do Piauí

■ CEPISA

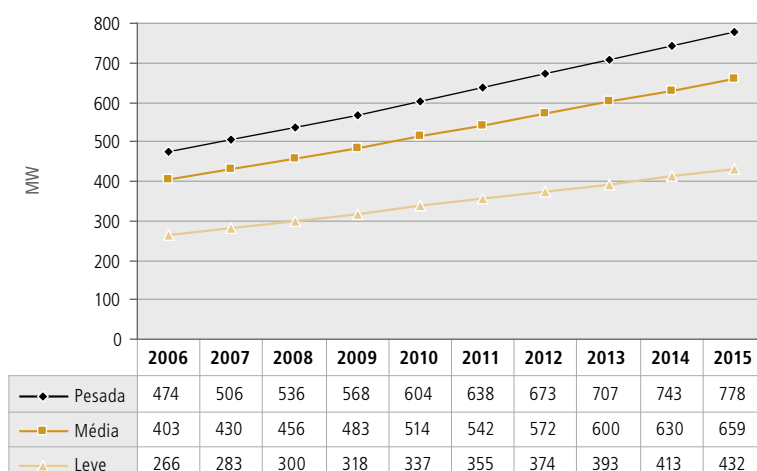
Área de Atuação

O Estado do Piauí possui uma área de 252,4 mil km², com uma população de 2.980.071 habitantes, atendidas pela Companhia Energética do estado do Piauí - CEPISA, empresa responsável pelo fornecimento de energia elétrica ao mercado consumidor do Estado, garantindo energia a 716.352 consumidores, distribuídos nos 223 municípios.

Carga Prevista

A previsão de cargas para o período de estudos 2006-2015 pode ser observada no Gráfico 4-44 onde, em média, verifica-se um crescimento da ordem de 5,6 % ao ano ao longo de todo o período.

Gráfico 4-44 - Evolução da Carga da CEPISA – Período 2006-2015



Sistema Elétrico

O sistema de distribuição apresenta características puramente radiais, envolvendo grandes distâncias, constituído atualmente de 4.375 km de linhas, operando nas tensões de 138 kV, 69 kV e 34,5 kV.

A região norte do Piauí é atendida a partir da subestação de Piripiri 230/138/69 kV de onde partem dois circuitos radiais, sendo um em 138 kV para o litoral (Parnaíba) e outro em 69 kV para o Centro.

O suprimento à cidade de Teresina e Centro Norte são feitos pela SE Teresina I, 230/69 kV, de onde saem nove circuitos radiais em 69 kV para cobrir toda área.

A região Sudeste é atendida pela SE Picos de onde saem três circuitos radiais.

As regiões Sul e Sudoeste são supridas pelas subestações de Boa Esperança e São João do Piauí de onde partem linhas longas que acarretam em perdas elevadas e baixo nível de tensão.

4.5.2.2 Estado do Ceará

■ COELCE

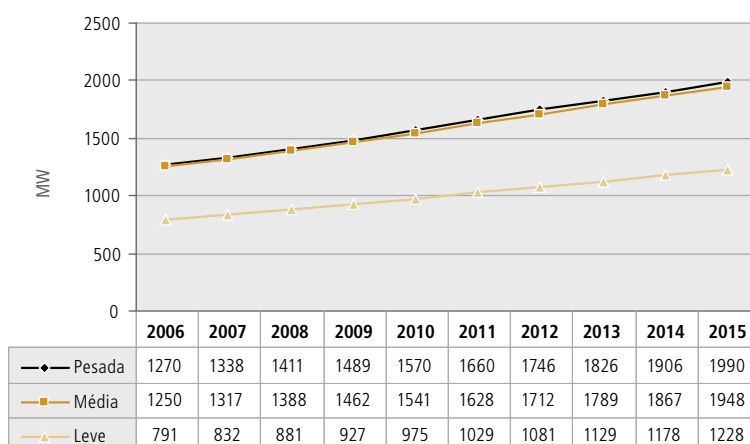
Área de Atuação

A COELCE é a distribuidora de energia elétrica que detém a concessão para o Estado do Ceará, atuando em 184 municípios em uma área de 148.825 km² e uma população de 7.430.000 habitantes. Com sede em Fortaleza e presença em todos os 184 municípios do Estado, a Companhia opera mais de 80 mil km em linhas de subtransmissão e distribuição de energia elétrica. É a terceira maior distribuidora do Nordeste em volume de energia vendida (6.141 GWh em 2004), atendendo a mais de 2,3 milhões de clientes, sendo 1,9 milhão do mercado composto por clientes residenciais, dos quais 1,2 milhão são considerados clientes de baixa renda.

Carga Prevista

A previsão de cargas para o período de estudos 2006-2015 encontra-se no Gráfico 4-45, para as condições de cargas pesada, média e leve, apresentando um crescimento médio de 5,1% ao ano, ao longo de todo período.

Gráfico 4-45 - Evolução da Carga da COELCE – Período 2006-2015



Sistema Elétrico

O Estado do Ceará, é atendido através de linhas de transmissão da Rede Básica em 500 kV e 230 kV que partem das usinas hidroelétricas de Luiz Gonzaga e do Complexo de Paulo Afonso, além da interligação com a região Norte, através das LTs 500 kV Presidente Dutra – Teresina II C1 e C2 e Teresina II – Sobral III – Fortaleza II.

A integração dessa malha de transmissão da Rede Básica com o sistema de distribuição de energia no estado do Ceará é realizada pela COELCE, a partir das subestações 230/69 kV, instalações da CHESF: Fortaleza, Delmiro Gouveia e Pici II (que atendem ao Município de Fortaleza e sua Região metropolitana), Cauípe, Milagres, Icó II, Banabuiú, Russas II e Sobral II.

A partir das subestações 230/69 kV, têm origem as linhas que abastecem as subestações de distribuição da COELCE e consumidores classe A3 (classe de tensão 72,5 kV).

O subsistema elétrico suprido através de cada uma destas subestações define uma Região Elétrica de Operação, também denominada de Sistema Regional de Operação, com as seguintes subestações de distribuição:

- Regional Banabuiú - Localizado na região central do Estado, atende às seguintes subestações: Barra do Figueiredo, Boa Viagem, Juatama, Morada Nova, Mombaça, Quixadá, Quixeramobim, Senador Pompeu e Tauá. Também é atendido o consumidor A3: Castanhão.
- Regional Cauípe – Localizado na região norte do estado, atende às seguintes subestações: Apuiarés, Canindé, Caucaia, Inhuporanga, Paraipaba, Pecém, São Luis do Curú, Umarituba e Umirim. Também é atendido o consumidor A3: Porto do Pecém.
- Regional Delmiro Gouveia - Localizado em Fortaleza, atende às seguintes subestações: Água Fria, Aldeota I, Aldeota II, Dias Macêdo, Maguary, Papicu e Tauape. Também são atendidos os consumidores A3: Petrobras, Moinho Fortaleza e Moinho Dias Branco.
- Regional Fortaleza - Localizado em Fortaleza, atende às seguintes subestações: Acarape, Aquiraz, Baturité, Beberibe, Coluna, Cascavel, Distrito Industrial I, Distrito Industrial II, Jabuti, Guaramiranga, Maranguape, Messejana, Mondubim, Pacajús e Parangaba. Também são atendidos os consumidores A3: Bermas, Cagece, Campo Belo, Cotece, Durametal, Elizabeth, Esmaltec, Fábrica Fortaleza, Fitesa, Gerdau, Metalic, Pacajús Têxtil, Santana Têxtil, Têxtil Bezerra de Menezes I, Têxtil Bezerra de Menezes II, Têxtil União e Vicunha I.
- Regional Icó – Localizado na região central do estado, atende às seguintes subestações: Acopiara, Cedro, Curupati, Icó, Iguatú, Jaguaribe, Orós e Várzea Alegre.
- Regional Milagres - Localizado na região sul do estado, atende às seguintes subestações: Antonina do Norte, Araripe, Barbalha, Balanço, Brejo Santo, Campos Sales, Crato, Juazeiro do Norte, Lavras da Mangabeira, Mauriti e Nova Olinda. Também é atendido o consumidor A3 IBACIP.

- Regional Pici - Localizado em Fortaleza, atende às seguintes subestações: Barra do Ceará, Bom Sucesso, Jurema, Pici e Presidente Kennedy. Também são atendidos os consumidores A3: Têxtil Baquit e Vicunha IV.
- Regional Russas - Localizado na região nordeste do estado, atende às seguintes subestações: Aracati, Icapuí, Jaguaruana, Limoeiro do Norte, Russas I, Tabuleiro de Russas (distribuição) e Tomé. Subestações Compartilhadas: Apodi e Itaíba. Também são atendidos os consumidores A3: Fazenda Belém (Petrobras) e Tabuleiro de Russas (elevação).
- Regional Sobral - Localizado na região sudoeste do estado, atende às seguintes subestações: Acaraú, Amontada, Araras, Baixo Acaraú (distribuição), Camocim, Caracará, Cariré, Coreaú, Crateús, Granja, Ibiapina, Inhuçu, Itapajé, Itapipoca, Marco, Massapê, Nova Russas, Sobral I, Tianguá e Viçosa do Ceará. Também são atendidos os consumidores A3: Baixo Acaraú (elevação), Pedreira e Grendene.

Está prevista, para 2006, a operação de um novo ponto de suprimento para atender a região Centro-Oeste do Ceará, localizado na cidade de Tauá, constituído por uma subestação 230/69 kV, 100 MVA, suprida por uma linha de 230 kV com origem na SE Milagres.

4.5.2.3 Estado do Rio Grande do Norte

■ COSERN

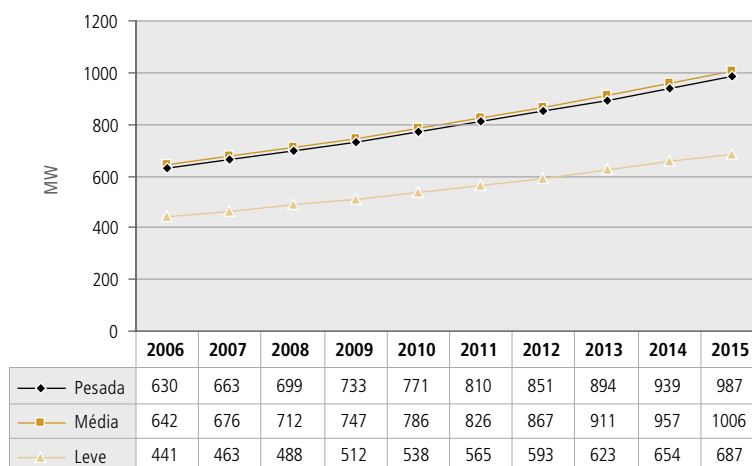
Área de Atuação

O estado do Rio Grande do Norte possui uma área de 53 mil km², com uma população de 2.700.000 habitantes distribuídos em 177 municípios. O fornecimento de energia elétrica à população potiguar é feito pela COSERN – Companhia Energética do Rio Grande do Norte.

Carga Prevista

Na elaboração deste Plano foram utilizadas as projeções de carga apresentadas no Gráfico 4-46 onde, em média, o crescimento estimado é de 5% ao ano, ao longo do período decenal.

Gráfico 4-46 - Evolução da Carga da COSERN – Período 2006-2015



Sistema Elétrico

O sistema elétrico de subtransmissão da COSERN opera nas tensões de 69 kV e 138 kV e é constituído (configuração dezembro/2005) por: 1.809 km de linhas operando na tensão de 69 kV e 158 km em 138 kV; 49 subestações 69/13,8 kV, incluindo a subestação móvel de 10 MVA; 3 subestações de seccionamento em 69 kV e 1 barramento de 13,8 kV na subestação

Santana do Matos, totalizando 53 subestações. Além dessas subestações, existem outras 11 que são de consumidores industriais 69 kV. A potência instalada nas subestações da COSERN é de 720 (VN)/887 (VF) MVA (situação de dezembro/2005), para uma demanda máxima ocorrida em 2004 de 530,9 MW.

Atualmente, este sistema é dividido em 7 regionais, definidos em função dos pontos de suprimento da CHESF: Açú, Currais Novos, Icó, Mossoró, Natal, Santa Cruz e Santana do Matos, onde cada regional é composto pelas seguintes subestações:

- Regional Açú: Açú I, Alto do Rodrigues (seccionadora 69 kV), Estreito, Macau, Pendências, Potiporã (consumidor) e Ubajara (consumidor).
- Regional Currais Novos: Acari, Caicó, Currais Novos Típica (CHESF), Jardim de Piranhas e Parelhas.
- Regional Icó: Marcelino Vieira, Pau dos Ferros, São Miguel do Oeste.
- Regional Mossoró: Almino Afonso, Apodi, Baraúna, Canto do Amaro (consumidor), Caraúbas, Dix-Sept Rosado, Grossos, Gangorra, Itapetinga (consumidor), Maísa, Mossoró III, Mossoró I, Riacho da Forquilha (consumidor) e Serra Vermelha.
- Regional Natal: Boa Cica, Brejinho, Canguaretama, Ceará Mirim, Centro, Coats (consumidor), Cotene (consumidor), Dom Marcolino, Extremoz, Goianinha, Igapó, Jiqui, João Câmara, Lagoa Nova, Litoral Sul, Macaíba, Midway Mall (consumidor), Moinho Potiguar (consumidor), Natal I, Neópolis, Nova Cruz, Parnamirim, Pipa, Ribeira, São Bento do Norte, São José de Mipibu, Térmica Potiguar (barramento 69 kV), Vicunha (consumidor), Zabelê.
- Regional Santa Cruz: Santa Cruz Típica (CHESF), São Paulo do Potengi e Tangará.
- Regional Santana do Matos: Santana do Matos Típica (CHESF, sendo que as saídas em 13,8 kV são da COSERN), Jucurutu e São Miguel.
- Regional Natal Sul: novo ponto de suprimento, previsto para dezembro de 2006, assumindo as seguintes subestações atendidas pelo regional Natal: Brejinho, Canguaretama, Goianinha, Jiqui, Litoral Sul, Macaíba, Nova Cruz, Parnamirim, Pipa, São José de Mipibu e Térmica Potiguar (barramento 69 kV).

4.5.2.4 Estado da Paraíba

■ SAELPA

Área de Atuação

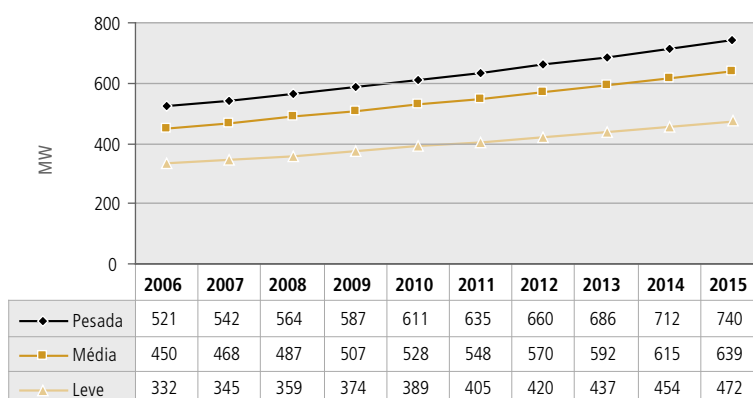
A SAELPA é a principal empresa responsável pelo fornecimento de energia elétrica ao mercado consumidor, com uma área de concessão que abrange cerca de 95% do estado. Seu sistema de transmissão é constituído por 53 subestações abaiadoras de 69/13,8 kV, integralizando 722 MVA de potência instalada e 1.748 km de linhas de transmissão em 69 kV.

O suprimento de energia elétrica ao estado da Paraíba é realizado através de cinco pontos de suprimento da CHESF, nas subestações 230/69 kV Mussuré II, Campina Grande II, Coremas, Goianinha e Santa Cruz II e através de uma subestação de 69 kV da CELPE, além do suprimento em tensão de 13,8 kV realizado pelas empresas vizinhas CELPE e COELCE.

Carga Prevista

A previsão de cargas da SAELPA para o período de estudos 2006-2015 pode ser observada no Gráfico 4-47 onde, em média, verifica-se um crescimento da ordem de 4% nos patamares ao longo de todo o período.

Gráfico 4-47 - Evolução da Carga da SAELPA – Período 2006-2015



Sistema Elétrico

A subestação de Mussurú II, que atende à área polarizada pela capital do estado - João Pessoa, através de quatorze subestações 69/13,8 kV, é suprida por meio de três linhas de transmissão em 230 kV provenientes da subestação de Goianinha no estado de Pernambuco.

O sistema de transmissão derivado da subestação Campina Grande II é constituído por quatorze subestações 69/13,8 kV que atendem à região do Cariri e parte do Brejo Paraibano, a menos da cidade de Campina Grande, cujo sistema de distribuição está a cargo da CELB.

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. Esse sistema é constituído de 16 subestações 69/13,8 kV.

O sistema de transmissão derivado da subestação Goianinha é constituído por quatro subestações da SAELPA que atendem às regiões polarizadas pelos municípios de Oratório e Itabaiana.

O sistema de transmissão derivado da subestação Santa Cruz II é constituído por três subestações.

Em um sexto ponto, o suprimento à SAELPA é feito pela CELPE, a partir da subestação Sertânea 69/13,8 kV, na fronteira da Paraíba com o estado de Pernambuco, alimentando duas subestações da SAELPA.

■ CELB

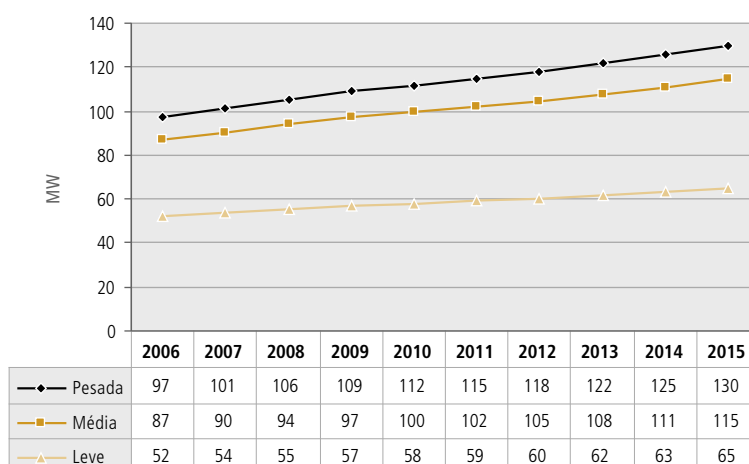
Área de Atuação

A CELB está localizada na região do planalto da Borborema sendo responsável pelo suprimento aos municípios de Campina Grande, Fagundes, Queimadas, Lagoa Seca, Massaranduba e Boa Vista.

Carga Prevista

A previsão de cargas para o período de estudos 2006-2015 pode ser observada no Gráfico 4-48 onde, em média, verifica-se um crescimento da ordem de 3% nos patamares ao longo de todo o período.

Gráfico 4-48 - Evolução da Carga da CELB – Período 2006-2015



Sistema Elétrico

O suprimento de energia elétrica à CELB é realizado através de dois pontos de suprimento da CHESF nas subestações Bela Vista e Campina Grande II. Atende à área polarizada pela cidade de Campina Grande, no total de seis municípios. Para atendimento ao mercado consumidor, a CELB dispõe, atualmente, de um sistema de transmissão constituído de uma subestação abaixadora de 69/13,8 kV, integralizando 12,5 MVA de potência instalada e 3,4 km de linhas de transmissão em 69 kV.

4.5.2.5 Estado de Pernambuco

■ CELPE

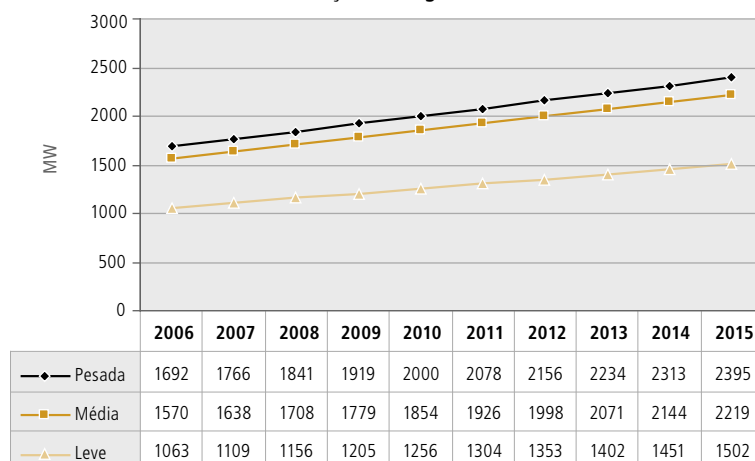
Área de Atuação

A área de concessão da CELPE compreende todo o território do estado de Pernambuco, o município de Pedra de Fogo (PB) e o território de Fernando de Noronha. A CELPE atende a 186 municípios numa superfície de 102.745 km².

Carga Prevista

A previsão de cargas para o período de estudos 2006-2015 pode ser observada no Gráfico 4-49. O crescimento previsto é, em média, de 3,9% ao ano, no período considerado.

Gráfico 4-49 - Evolução da Carga da CELPE – Período 2006-2015



Sistema Elétrico

A SE Angelim caracteriza-se pelo suprimento de energia elétrica às cargas localizadas nos estados de Pernambuco (CEL-PE), Alagoas (CEAL) e Paraíba (SAELPA). O Regional Angelim é composto de dois eixos que derivam da SE Angelim 230/69 kV - 200 MVA da CHESF, onde se destacam as subestações de Garanhuns, Pesqueira e Arcoverde, que estão diretamente ligadas às atividades de desenvolvimento da região.

A SE Bom Nome caracteriza-se pelo suprimento de energia elétrica de toda a região do sertão pernambucano. O Regional Bom Nome é composto de dois eixos com dois pontos de conexão em 138 kV e 69 kV, respectivamente, que derivam das SEs Bom Nome 230/138 kV - 200 MVA e 230/69 kV - 66 MVA, ambas da CHESF, onde se destacam as subestações de Araripina e Trindade, que estão diretamente ligadas às atividades do pólo gesseiro, e por investimentos como o da Adutora do Oeste, que levará água para cidades do Sertão do Araripe.

A SE Tacaimbó caracteriza-se pelo suprimento de energia elétrica às cargas localizadas no Agreste do estado de Pernambuco. O Regional Tacaimbó é composto de três eixos que derivam da SE Tacaimbó 230/69 kV - 200 MVA da CHESF, onde se destacam as subestações de Caruaru, Campus, Santa Cruz do Capibaribe e Belo Jardim, que estão diretamente ligadas às atividades de desenvolvimento da região.

A SE Goianinha é responsável pelo suprimento de energia elétrica a cargas localizadas na Zona da Mata Norte do estado de Pernambuco. O Regional Goianinha é composto de dois eixos que derivam da SE Goianinha 230/69 kV - 200 MVA da CHESF, onde se destacam as subestações de Goiana e Timbaúba, além dos consumidores industriais em 69 kV, ALCANOR, ONDUNORTE, PONSÁ, ITAPESSOCA e AGRO INDUSTRIAL IGARASSU.

A SE Ribeirão caracteriza-se pelo suprimento de energia elétrica às cargas localizadas na Zona da Mata Sul do estado de Pernambuco. O Regional Ribeirão é composto de dois eixos que derivam da SE Ribeirão 230/69 kV - 200 MVA da CHESF, onde se destacam as subestações de Rio Formoso, Catende e Palmares em região abrangendo diversas usinas de açúcar, como também pontos turísticos como a praia de Tamandaré e o município de Gravatá.

A SE Pirapama caracteriza-se pelo suprimento de energia elétrica de grande parte do Litoral Sul do estado de Pernambuco. O Regional Pirapama é composto de dois eixos que derivam da SE Pirapama 230/69 kV - 300 MVA da CHESF, abrangendo principalmente a região portuária de Suape, um dos mais importantes complexos industriais e portuários da América, tendo ainda a previsão da construção de um estaleiro em Suape, empreendimento que prevê investimentos de US\$ 170 milhões (cerca de R\$ 600 milhões) e a geração de cerca de 5 mil empregos diretos e uma refinaria. Esta região também se destaca por investimentos importantes como a Termopernambuco e a Termocabo. Vale salientar também, a expansão do setor turístico na região, na qual se destaca o projeto Costa Dourada, as Praias de Muro Alto e de Porto de Galinhas.

A SE Bongí caracteriza-se pelo suprimento de energia elétrica de grande parte da Região Metropolitana do Recife. O Regional Bongí é composto de dois eixos que derivam da SE Bongí 230/69 kV - 400 MVA da CHESF, seu perfil de carga é composto em sua maioria pelo setor de comércio e serviços.

A SE Mirueira caracteriza-se pelo suprimento de energia elétrica de áreas como a região Norte e Central da cidade do Recife e o parque Industrial do município de Paulista. O Regional Mirueira é constituído por 3 (três) eixos que derivam da SE Mirueira 230/69 kV - 400 MVA da CHESF.

A SE Juazeiro caracteriza-se pelo suprimento de energia elétrica à parte da região do Vale do São Francisco no estado de Pernambuco. O Regional Juazeiro é composto de um eixo que deriva da SE Juazeiro 230/69 kV - 200 MVA da CHESF, onde se destacam as subestações de Petrolina 1, Petrolina 2, Massangano 1, 2 e 3, que atendem ao parque industrial e fruticultura irrigada da região.

A SE Itaparica caracteriza-se pelo suprimento de energia elétrica à parte da região do Vale do São Francisco no estado de Pernambuco. O Regional Itaparica é composto de um eixo que deriva da SE Itaparica 69/13,8 kV - 34 MVA da CHESF, com as subestações de Nova Petrolândia e Campinho, que atendem a fruticultura irrigada da região.

4.5.2.6 Estado de Alagoas

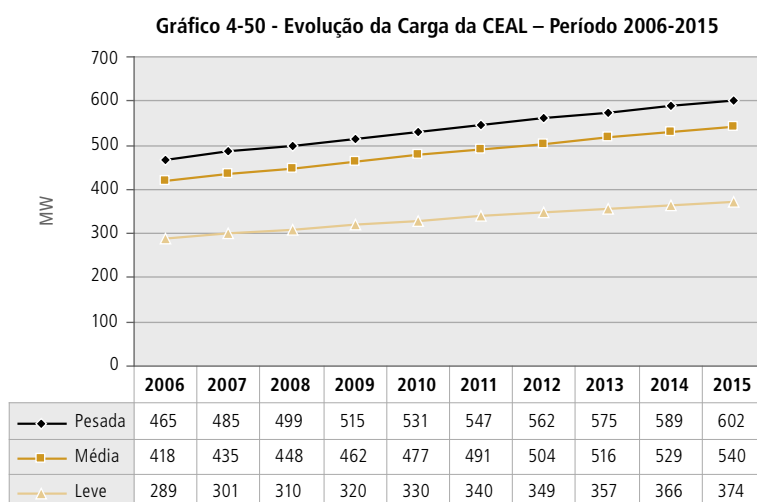
■ CEAL

Área de Atuação

A área de concessão da CEAL compreende 102 municípios alagoanos, abrangendo uma área de 27.933 km², atendendo, atualmente, a 657.908 consumidores (dezembro/2004).

Carga Prevista

A evolução da carga da CEAL para o período de estudos 2006-2015 pode ser observada no Gráfico 4-50. O crescimento médio verificado é da ordem de 2,9% ao ano no período decenal.



Sistema Elétrico

Regional Abaixadora/Zebu:

Atende às cargas das subestações 69/13,8 kV: Delmiro Gouveia, Olho D'água das Flores, Santana do Ipanema, Jacaré dos Homens e Pão de Açúcar.

A região é suprida a partir da SE Abaixadora 230/69 kV e da SE Zebu 138/69 kV, os dois pontos de suprimentos são interligados pelo 69 kV. Da SE Abaixadora deriva um circuito até a SE Delmiro Gouveia, da SE Zebu deriva outro circuito até a SE Delmiro Gouveia, onde fecha um anel. Da SE Delmiro Gouveia deriva um circuito até a SE Olho D'Água das Flores. Da SE Olho D'Água das Flores derivam três circuitos 69 kV: um circuito até a SE Santana do Ipanema, um circuito até a SE Jacaré dos Homens e outro circuito até a SE Pão de Açúcar. Da SE Santana do Ipanema deriva um circuito de propriedade da CELPE que, atualmente, está em vazio.

Regional Angelim:

Atende à região Centro-Norte de Alagoas (Agreste e Mata) e compreende dois ramais: um que supre a SE União dos Palmares, com um circuito entre Angelim e União dos Palmares, e outro que supre as SEs de Correntes (CELPE), Viçosa, Palmeira dos Índios e Maribondo. As linhas de transmissão deste último ramal, em 69 kV, são as seguintes: LT Angelim - Viçosa, LT Viçosa - Maribondo; existem ainda dois circuitos abertos entre Viçosa e Palmeira dos Índios e dois circuitos entre Palmeira dos Índios e Arapiraca 1.

A SE Correntes (CELPE) deriva de um dos circuitos entre Angelim e Viçosa, a 30 km de Angelim. De Viçosa deriva um circuito 25 km 4/0 AWG CAA que interliga a SE Maribondo (5/6,25 MVA).

Regional Rio Largo:

Atende às regiões Sudeste e Nordeste (Litoral/Mata e Mata), através de três eixos:

- Eixo Sul

Atende às SEs Rio Largo, Pilar, Marechal Deodoro, São Miguel dos Campos, Periperi, Coruripe e os consumidores em 69 kV Petrobras, Atol, Usina Caeté, Usina Sinimbu e Usina Porto Rico.

Este eixo é suprido através dos seguintes circuitos: um circuito duplo e dois circuitos simples entre Rio Largo-CEAL e seccionadora São Miguel dos Campos; de um dos circuitos simples, a 18,5 km Rio Largo-CEAL, deriva para subestação do Pilar e o consumidor em 69 kV Petrobras-Pilar. Um circuito para a SE Marechal Deodoro, derivado da LT 69 kV Pilar - São Miguel dos Campos.

- Eixo Norte

Atende às seguintes SEs: Matriz de Camaragibe, São Luiz do Quitunde, Porto Calvo e Maragogi. É suprido através de: um circuito simples entre Rio Largo e São Luiz do Quitunde, um circuito entre São Luiz do Quitunde e Matriz de Camaragibe, um circuito entre Matriz de Camaragibe e Porto Calvo, e um circuito entre Porto Calvo e Maragogi.

- Eixo Oeste

Atende à SE Capela. Este eixo é suprido por um circuito duplo entre Rio Largo-CEAL e SE Capela e outro circuito duplo interligando a SE Capela com a SE Viçosa, com 19 km (ficando normalmente aberto em Capela).

Regional Penedo:

Este ponto de suprimento é formado pelas SEs Arapiraca 2 (cargas transferidas do Regional Angelim), Periperi e Coruripe (cargas transferidas do Regional Rio Largo), São Brás (cargas transferidas do Regional Itabaiana) e consumidores de 69 kV, Usina Marituba e Boacica (cargas transferidas do Regional Rio Largo).

Da SE Penedo 230/69 kV-CHESF derivam os circuitos Penedo - Arapiraca 2, circuito duplo com 53 km, Penedo - Periperi, Penedo - Boacica, Penedo - Marituba, e Penedo - Destilaria Marituba.

Regional Maceió:

Este regional é formado pelas SEs da Área Metropolitana de Maceió: Tabuleiro do Martins, Pinheiro, Benedito Bentes, Cruz das Almas, Pajuçara, PCA, Trapiche da Barra, e o consumidor de 69 kV CPC.

Regional Ribeirão:

Este Regional pertence ao sistema CELPE. Supre cargas da CEAL, através da SE Palmares a qual se interliga com a SE Campestre 69/13,8 kV através de um circuito em 69 kV.

4.5.2.7 Estado do Sergipe

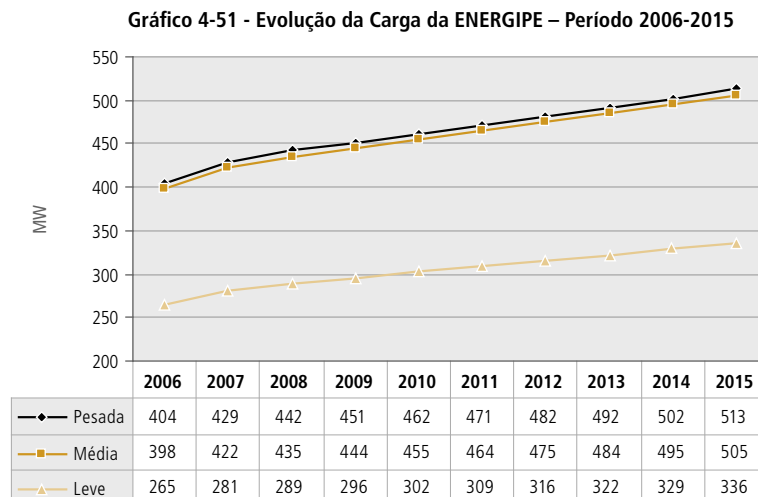
■ ENERGIPE

Área de Atuação

A área de concessão da ENERGIPE é composta por 63 (sessenta e três) municípios, dos 75 (setenta e cinco) existentes no estado de Sergipe, com uma extensão de 17.465 km².

Carga Prevista

No Gráfico 4-51 está mostrada a evolução das cargas da ENERGIPE, nos patamares de carga pesada, média e leve, para o período de estudo 2006-2015. Observa-se que o crescimento é, em média, de 2,7% ao ano, ao longo desse período.



Sistema Elétrico

O sistema de transmissão que atende às subestações da ENERGIPE é alimentado a partir de 05 (cinco) regionais da CHESF, conforme descrição a seguir:

Regional Itabaiana:

O sistema derivado da Subestação Itabaiana (CHESF) 2x100 MVA – 230/69 kV atende ao norte e ao sudoeste do estado. O barramento em 69 kV dessa subestação possui nove entradas de linhas 69 kV, que suprem os seguintes eixos:

- 1 entrada de linha 69 kV para a SE Típica de Itabaiana (CHESF) 3x5 MVA – 69/13,8 kV;
- 1 entrada de linha 69 kV para a LT 69 kV Itabaiana - N. S. da Glória - composto pelas SEs Frei Paulo e N. S. da Glória;
- 1 entrada de linha 69 kV para a LT 69 kV Itabaiana - Cajiíba - composto pela SE Cajiíba;
- 2 entradas de linha 69 kV para o Eixo 69 kV Itabaiana - Poço Verde - composto pelas SEs Lagarto, Simão Dias e Poço Verde;
- 2 entradas de linha 69 kV para o Eixo 69 kV Itabaiana - Propriá - composto pelas SEs Nossa Senhora das Dores, Graccho Cardoso, Porto da Folha, Propriá, Carrapicho, São Braz (CEAL) e 2 (dois) consumidores da ENERGIPE;
- 2 entradas de linha 69 kV para o Eixo Itabaiana - Riachuelo - composto pelas SEs Riachuelo, Maruim, Porto e 1 (um) consumidor.

Regional Jardim:

Este sistema é derivado da SE Jardim (CHESF) 3x100 MVA - 230/69 kV, responsável pelo suprimento à capital e ao sul do estado, através de 13 entradas de linhas 69 kV, assim distribuídas:

- O atendimento ao sul de Sergipe é realizado pelo Eixo 69 kV Jardim - Estância com 2 entradas de linha, composto das SEs São Cristóvão, Itaporanga, Salgado e Estância, além da SE Brahma (consumidor SULGIPE).
- Possui as seguintes subestações de consumidores especiais com:
 - 2 entradas de linha 69 kV para a SE Riachuelo, das quais 1 entrada de linha derivando para a SE de consumidor da

ENERGIPE;

- 1 entrada de linha 69 kV para a SE de consumidor da ENERGIPE;
- 2 entradas de linha 69 kV para a SE de consumidor da ENERGIPE.
- O atendimento à área metropolitana da capital é efetuado através das seguintes linhas de transmissão, que partem da SE Jardim:
 - 2 entradas de linha 69 kV para a SE Aracaju;
 - 2 entradas de linha 69 kV para a SE Grageru;
 - 1 entrada de linha 69 kV para a SE Urubu;
 - 1 entrada de linha 69 kV para a SE Taiçoca;
 - 1 entrada de linha 69 kV para a SE Atalaia.

Regional Penedo:

O sistema regional derivado da SE Penedo (CHESF) 100 MVA - 230/69 kV, atualmente, supre as SEs Carrapicho, EBP e 1 consumidor da ENERGIPE, através da LT 69 kV Penedo - Carrapicho.

Regional Zebu:

Este sistema é composto pela SE Xingó (CHESF) e atende cargas 13,8 kV da ENERGIPE no sertão do estado de Sergipe.

Regional Itabaianinha:

Supre as cargas do sistema da ENERGIPE, localizadas no sul do estado, através da SE Estância, em regime de contingência.

4.5.2.8 Estado da Bahia

■ COELBA, CHESF, SULGIPE, BRASKEN

Áreas de Atuação

O atendimento ao mercado de energia elétrica do estado da Bahia é realizado através de três concessionárias, COELBA, CHESF e SULGIPE e da permissionária BRASKEN (ex - COPENE), que atua no Pólo Petroquímico de Camaçari. A COELBA detém a concessão para distribuição de energia em 415 dos 417 municípios do estado, com uma área de concessão que abrange cerca de 99% do estado (565 mil km²).

A CHESF atende à maioria dos consumidores industriais em 230 kV, enquanto a BRASKEN, que também é consumidora da CHESF, distribui energia para 27 empresas do Pólo Petroquímico.

Alguns dados adicionais relativos às áreas de atuação da COELBA e SULGIPE são a seguir indicados:

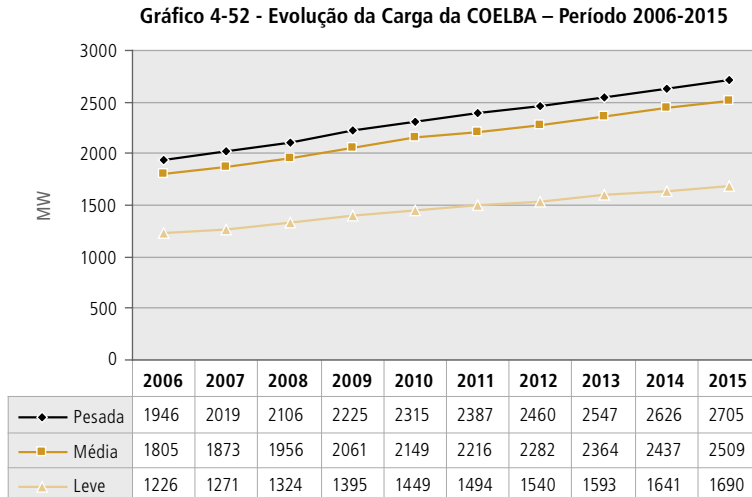
Tabela 4-22 – Dados Relativos às Áreas de Atuação da COELBA e SULGIPE

Empresa	Área de Concessão (km ²)	Municípios Atendidos	População (mil)
COELBA	565.911	415	13.767.487
SULGIPE	1.384	2	47.847
Total	567.295	417	13.815.334

■ COELBA

Carga Prevista

A previsão de cargas para o período de estudos 2006-2015 pode ser observada no Gráfico 4-52, onde, em média, verifica-se um crescimento da ordem de 3,3 % nos patamares ao longo de todo o período.



Sistema Elétrico

O sistema elétrico da COELBA é dividido em 19 regionais: Regional Bom Jesus da Lapa, Barreiras, Camaçari, Catu, Cícero Dantas, Cotegipe, Eunápolis, Funil, Governador Mangabeira, Irecê, Jacaracanga, Juazeiro, Matatu, Mulungu, Narandiba, Pituaçu, Santo Antônio de Jesus, Senhor do Bonfim, Zebu, descritos com maior detalhe a seguir:

Regionais Bom Jesus da Lapa e Barreiras:

Estes regionais atendem às cargas das regiões Oeste e Médio São Francisco da Bahia e operam interligados às duas usinas hidrelétricas da COELBA, Correntina (8 MW) e Alto Fêmeas (10 MW), conectadas ao sistema de 69 kV. Ressalta-se, também, que o sistema opera com o anel fechado através da LT 69 kV Correntina – Barreiras.

As subestações que os compõem são: 69 kV - Bom Jesus da Lapa (COELBA), Igaporã, Guanambi, Caetité, Riacho de Santana, Malhada, Boquira, Oliveira dos Brejinhos, Paratinga, Serra do Ramalho, Formoso, Fazenda Porto Alegre (consumidor), Rio Corrente, Carranca, Correntina I, Correntina II, Rio das Éguas, Barreiras (COELBA), Barreiras Norte, Angical, Riachão das Neves, Rio das Pedras, Rio Grande, Roda Velha e Bunge (consumidor); 138 kV - Rio Branco e Centro Industrial do Cerrado.

Regional Camaçari:

O sistema Camaçari atende basicamente às cargas industriais do Pólo Petroquímico de Camaçari (COPEC) através da SE COPEC I e SE Camaçari III, nas tensões de 69 kV, 34,5 kV e 13,8 kV, sendo supridos em 69 kV dois consumidores especiais: Bahia Pulp e White Martins.

Parte das cargas em 13,8 kV do COPEC é atendida pela SE Camaçari III e SE Camaçari I (COELBA), derivada do sistema Cotegipe.

Regional Catu:

Este regional atende, em 69 kV, às subestações de Alagoinhas, Inhambupe, Entre Rios, Esplanada, Conde, Itanagra, Amélia Rodrigues, Taquipe, Rio Fundo, Buracica e Porto Sauípe.

As SEs Taquipe e Buracica atendem cargas da Petrobras. A SE Esplanada atende a parte do Litoral Norte do estado, uma carga que apresenta forte sazonalidade devido à vocação turística da região, com o aumento da carga no verão. A SE Porto Sauípe atende também cargas do Litoral Norte e essencialmente ao complexo turístico Costa do Sauípe, melhorando o nível de atendimento a cargas futuras dessa área.

Regional Cícero Dantas:

Este regional é alimentado pelo barramento 69 kV da SE Cícero Dantas (CHESF), e é composto pelas subestações: Euclides da Cunha, Ribeira do Pombal, Tucano e Cícero Dantas.

Regional Cotegipe:

O sistema Cotegipe atende, em 69 kV, às subestações de CIA I, Paripe, Periperi, Camaçari, Lauro de Freitas, Guarajuba e Arembepe, sendo supridos em 69 kV quatro consumidores especiais: Millenium, Nadvic, Moinho Dias Branco e Base Naval.

A entrada em operação da SE Arembepe, 69-13,8 kV – 10/12,5 MVA, derivada de um dos circuitos da LT 69 kV Cotegipe - Millenium, absorveu cargas das SEs Guarajuba e Lauro de Freitas, melhorando o suprimento às cargas da região do Litoral Norte.

Destaca-se, neste sistema, o atendimento ao Centro Industrial de Aratu, cujo único ponto de suprimento é a SE CIA I, situação que deverá se manter até a entrada em operação da SE CIA III, prevista para 2007.

Regional Eunápolis:

O sistema Regional de Eunápolis atende ao Extremo Sul do estado da Bahia e é constituído pelos subsistemas: Eunápolis, Porto Seguro e Camacã, todos supridos a partir da subestação Eunápolis (CHESF) 230/138 kV, com três transformadores de 100 MVA. Esta subestação é alimentada através de um circuito duplo, em 230 kV, com cerca de 238 km de extensão, derivado da subestação Funil (CHESF).

O subsistema Eunápolis deriva do barramento de 138 kV da SE Eunápolis (CHESF) e se estende até Posto da Mata, com 195 km de extensão, em circuito simples e compreende as subestações de Eunápolis (COELBA), Itamaraju, Teixeira de Freitas, Posto da Mata, e as subestações de Medeiros Neto, Prado, Alcobaca, supridas em 69 kV a partir da SE Teixeira de Freitas, além dos consumidores BAHIA SUL CELULOSE e TECFLOR, estes supridos a partir do barramento de 138 kV da subestação de Posto da Mata.

Já o subsistema Porto Seguro, deriva do barramento de 138 kV da Eunápolis (CHESF) e se estende até Coroa Vermelha, com 65 km de extensão, em circuito simples e compreende as subestações de Porto Seguro e Coroa Vermelha, por fim, o subsistema Camacã que também deriva do barramento de 138 kV da SE Eunápolis (CHESF) e se estende até Camacã, em circuito simples, com cerca de 108 km de extensão, formado pelas subestações de Camacã, Itapebi e da subestação em 69 kV de Betânia suprida a partir do barramento de 69 kV da subestação de Camacã.

Regional Funil:

Este regional atende às cargas do sudoeste e sul do estado da Bahia através da subestação Funil 230/138/13,8 kV.

O atendimento à região sudoeste é feito por um ramal em 230 kV Funil - Brumado II, com 263 km de extensão e por três ramais operando em 138 kV: Funil - Patagônia, com cerca de 194 km de extensão, dos quais 117,7 km estão isolados para 230 kV; Funil - Itapetinga, com 172,4 km de extensão e Funil - Jequié II, com 88,4 km de extensão, mais cerca de 51 km em 69 kV de Jequié I até Jaguaquara.

A região sul compreende o ramal Funil - Ilhéus, com 93 km de extensão, isolados para 138 kV.

Regional Governador Mangabeira:

O sistema Governador Mangabeira 230 kV é constituído a partir da SE Tomba 230/69 kV. Desta SE partem LTs em 69 kV que suprem as SEs Feira de Santana I, Feira de Santana II, Subaé, Santa Bárbara e Serrinha. Da SE Serrinha partem LTs que suprem as SEs Conceição do Coité, Valente, Riachão do Jacuípe, Teofilândia e o consumidor Cia. Vale do Rio Doce.

O sistema Governador Mangabeira 69 kV é composto pelas subestações de Serra, São Gonçalo, Paraguaçu, Cruz das Almas, São Felipe, Castro Alves, São Roque do Paraguaçu, Muritiba e Angélica.

Regional Irecê:

Este regional atende às cargas do centro oeste do estado da Bahia, através das subestações de Irecê I (COELBA), Ibipê, Mirorós, Rio Verde, Xique - Xique, Barra, América Dourada, Morro do Chapéu, Miguel Calmon, Bonito (138 kV), Wagner, Itaberaba, São Miguel, Iaçú e Lençóis.

Regional Jacaracanga:

O sistema Jacaracanga atende basicamente às cargas do Recôncavo Baiano (parte de Candeias, e região de Santo Amaro), através das subestações de CIA II, Porto de Aratu (Caboto), Mataripe, Dom João e Santo Amaro, sendo suprido em 69 kV nove consumidores especiais: Petrobras Ponta do Ferrolho, Petrobras Rlam, Petrobras Dimov (Transpetro), Embasa ETA Principal, Bacraft, Proquigel, Union Carbide, Brasken, Ucar.

Regional Juazeiro:

O regional de Juazeiro atende às cargas localizadas no município de Juazeiro e ao longo do lago de Sobradinho, através das subestações Juazeiro I (COELBA), Sobradinho (COELBA), Casa Nova, Sento Sé e Remanso e às cargas de irrigação através das subestações de Tourão, Maniçoba, Curaçá, Distrito de Irrigação Nilo Coelho e Massangano II.

Regional Matatu:

Esse sistema, juntamente com o de Pituauçu, atende às cargas de grande parte da região Metropolitana de Salvador. Da SE Matatu derivam as subestações Lapinha, Central, Graça, Federação, Candeal e Amaralina, o pátio de 11,9 kV da SE Matatu da CHESF e o consumidor EMBASA (Lucaia).

Regional Mulungu:

Este sistema, derivado da SE Mulungu (CHESF), atende às subestações de Santa Brígida e Jeremoabo.

Regional Pituauçu:

Esse sistema compreende as subestações: Pituba, CAB, Cajazeiras II, São Cristóvão, Itapagipe, Cajazeiras I, Pituauçu II e o consumidor EMBASA (Bolandeira).

Regional Santo Antônio de Jesus:

Esse sistema foi formado quando da energização da SE Santo Antônio de Jesus II (CHESF), em 1997, 230/69 kV - 100 MVA, constituindo um segundo ponto de suprimento para a região, que era atendida pela SE Governador Mangabeira 69 kV, alimentando as SEs Nazaré, Matarandiba, Beribeira, Barra Grande, Valença, Santo Antônio de Jesus, Amargosa, Mutuípe, Itaberoê e Milagres.

Devido à vocação turística desta região, a maioria de suas subestações apresenta carregamento sazonal, particularmente aquelas que se situam na Ilha de Itaparica (Beribeira, Barra Grande e Matarandiba), que já apresentaram carregamento elevado nos meses de dezembro a fevereiro.

Regional Senhor do Bonfim:

Esse regional é composto das subestações de Senhor do Bonfim I (COELBA), Jacobina, Itiúba, Pedrinhas, Ponto Novo e os consumidores Cisafrá e Jacobina Mineração atendidos em 69 kV.

Regional Zebu:

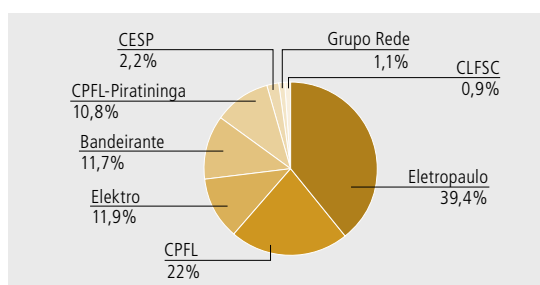
Este sistema, composto pelas SEs Barro Vermelho, Macururé e Rodelas, é alimentado através do barramento 69 kV da Delmiro Gouveia (antiga SE Zebu da CHESF), onde não existe controle de tensão. As subestações desse regional operam com uma variação em torno de 7% entre carga máxima e mínima. Para minimizar esse problema foi instalado mais um banco de capacitores na SE Rodelas, perfazendo um total de 2,4 Mvar, 13,8 kV.

4.5.3 Regiões Sudeste, Centro-Oeste

4.5.3.1 Estado de São Paulo

Atuam no estado de São Paulo quatro geradoras e sete distribuidoras cuja participação no mercado total do estado é mostrada no Gráfico 4-53 .

Gráfico 4-53 - Participação das Distribuidoras no Mercado Total do Estado de São Paulo



■ AES ELETROPAULO

Área de Atuação

A área de concessão da AES ELETROPAULO tem a extensão de 4.526 km² que representa 1,8% do estado de São Paulo e 0,05 % do território nacional, atendendo a 24 municípios, incluindo o município de São Paulo (com 61 distritos comerciais) e a região do ABC (com 7 municípios).

A área de concessão da AES ELETROPAULO está dividida em seis unidades regionais: Oeste, São Paulo Sul, Anhembi, Centro, Leste e Grande ABC.

A participação da área de concessão no PIB nacional é 12,2% e 36,7% no estado de São Paulo.

A AES ELETROPAULO atende cerca 15,8 milhões de habitantes, que corresponde aproximadamente, 43% da população do estado de São Paulo e 9% da população brasileira.

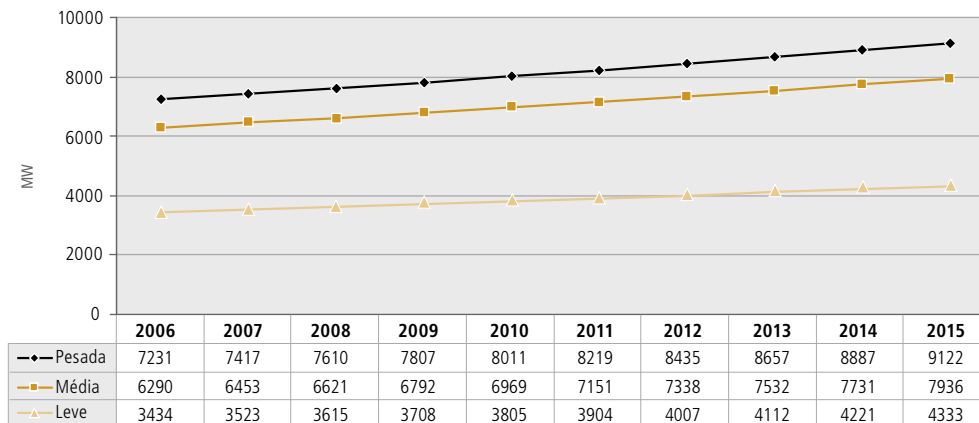
Carga Prevista

O consumo de energia requerida para o sistema da AES ELETROPAULO em 2004 foi de 32.696 GWh, representando 11,7% da energia do país e 33,2% do estado de São Paulo e atendendo a 5,1 milhões de clientes. A participação no mercado por classe de consumo é a seguinte: residencial – 34%, comercial – 29%, industrial – 27% e outros – 10%.

A ponta do sistema da AES ELETROPAULO verificada em 2004 foi de 6.828 MW. Para o decênio 2006-2015 as projeções indicam que poderá atingir 9.122 MW.

A previsão de cargas para o período 2006-2015 pode ser observada no Gráfico 4-54. O crescimento previsto é, em média, de 2,6 % ao ano no citado período.

Gráfico 4-54 - Evolução da Carga da AES ELETROPAULO – Período 2006-2015



Sistema Elétrico

O sistema elétrico da AES ELETROPAULO é suprido por 19 subestações da CTEEP (SE Bandeirantes 88 kV, Bandeirantes 34,5 kV, Centro 88 kV, Centro 20 kV, Bom Jardim (parcialmente), Baixada Santista (parcialmente), Embu-Guaçu (parcialmente), Edgard de Souza, Leste, Miguel Reale 20 kV, Miguel Reale 88 kV, Milton Fornasaro, Nordeste (parcialmente), Norte (parcialmente) Piratininga, Pirituba, Ramon Reberte Filho, Sul I e Sul II) e através das Usinas Piratininga e Henry Borden (EMAE).

Em 2004, este sistema elétrico era composto de:

- 1715,8 km de circuitos de linhas de subtransmissão, sendo 1536,3 km circuitos aéreos e 179,53 circuitos subterrâneos, que operam nas tensões de 138 kV e 88 kV;
- 102 subestações de consumidor do subgrupo A2;
- 132 subestações (127 operando em 88 kV e 5 operando em 138 kV) com a capacidade instalada de 12.674,8 MVA.

Estas subestações suprem o sistema de distribuição (tensão inferior ou igual a 34,5 kV) ao qual estavam conectados 1.738 circuitos primários.

■ Bandeirante Energia

Área de Atuação

A Bandeirante Energia é uma das maiores distribuidoras de energia elétrica do estado de São Paulo, atendendo a uma população de cerca de 4 milhões de habitantes, em 28 municípios localizados nas regiões do Alto Tietê e Vale do Paraíba, numa área de 9,6 mil km².

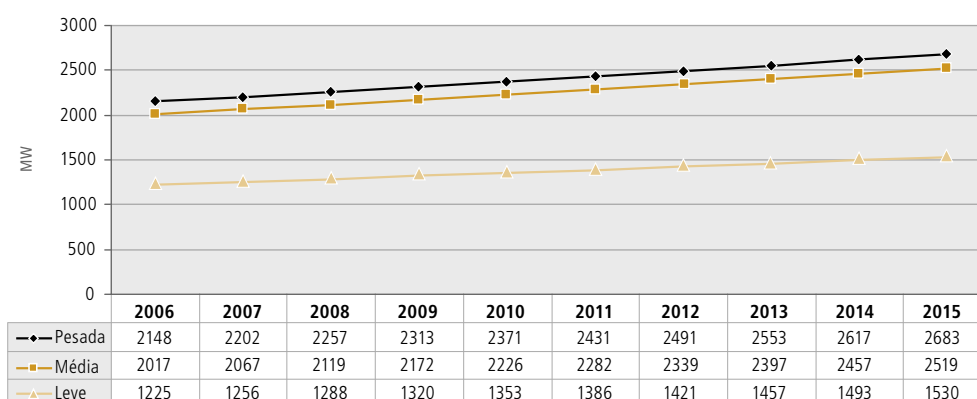
Sua área de concessão está localizada em uma região altamente desenvolvida em termos de infra-estrutura, escoamento da produção e ambiente empresarial.

Carga Prevista

No ano de 2004, na sua área de concessão, a Bandeirante forneceu ao seu mercado cativo 8,8 milhões de MWh a cerca de 1,4 milhões de clientes. A participação no mercado por classe de consumo é a seguinte: industrial – 49 %, residencial – 26 %, comercial – 14 % e outros – 11 %.

A previsão de cargas para o período 2006-2015 pode ser observada no Gráfico 4-55. O crescimento previsto é, em média, de 2,5 % ao ano no citado período.

Gráfico 4-55 - Evolução da Carga da Bandeirante Energia – Período 2006-2015



Sistema Elétrico

A Bandeirante Energia opera um sistema elétrico composto por 57 estações, com potência instalada de três mil MVA instalados, e mais de 866 km de linhas de transmissão nas tensões 138 kV ou 88 kV.

Sua rede de distribuição, em média e baixa tensão, tem 24 mil km de extensão e cerca de 49 mil transformadores de distribuição com 2,5 mil MVA.

A Bandeirante tem seus pontos de conexão nos terminais da empresa CTEEP através dos sistemas de 440 kV, 345 kV e 230 kV, conforme segue:

Tabela 4-23 – Pontos de Conexão nos Terminais da CTEEP

Supridora	Terminal	Relação de Transformação (kV)	Potência Instalada (MVA)	Empresas Conectadas
Região do Alto Tietê				
CTEEP	Mogi	230 – 88	2 x 150	Bandeirante
CTEEP	Nordeste	345 – 88	3 x 400	Bandeirante/Eletropaulo
CTEEP	Norte	345 – 88	3 x 400	Bandeirante/Eletropaulo
Região do Vale do Paraíba				
CTEEP	São José	230 – 88	4 x 150	Bandeirante
CTEEP	Aparecida	230 – 88	3 x 60	Bandeirante
CTEEP	Santa Cabeça	230 – 88	2 x 60	Bandeirante
CTEEP	Taubaté	440 – 138	2 x 300	Bandeirante/ELEKTRO

■ CPFL

Área de Atuação

A CPFL é hoje a quarta empresa distribuidora de eletricidade do Brasil, e o total de energia que fornece representa 6,6% do mercado brasileiro e 20,9% do mercado paulista. Em São Paulo, a CPFL ocupa a segunda posição entre as concessionárias distribuidoras de eletricidade, atendendo a uma população de aproximadamente 8 milhões de habitantes em uma área de 90 mil km², referente a 234 municípios e 3 milhões de consumidores.

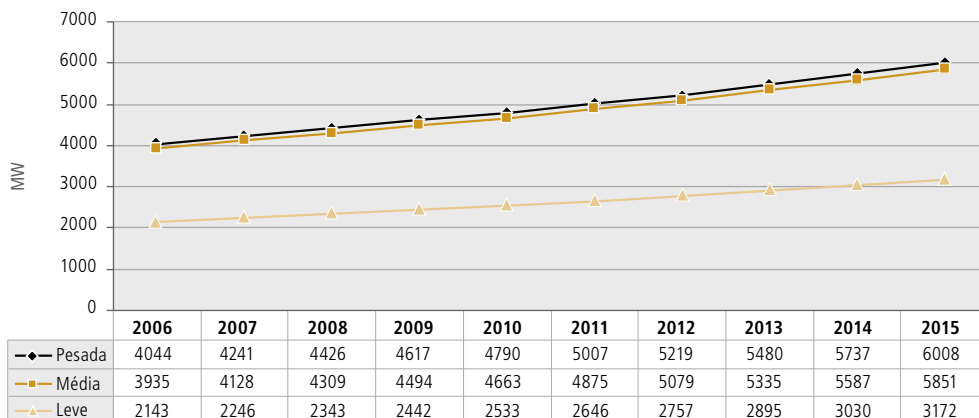
Carga Prevista

A previsão para a demanda máxima anual coincidente no sistema da CPFL é de 4.044 MW em 2006, evoluindo para 6.008 MW em 2015.

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 2006-2015 pode ser observada no Gráfico 4-56. O crescimento previsto é, em média, de 4,5 % ao ano no citado período.

Gráfico 4-56 - Evolução da Carga da CPFL – Período 2006-2015



Sistema Elétrico

O sistema elétrico da CPFL é formado por três sistemas de subtransmissão em 138 kV interligados entre si: Sudeste, Noroeste e Nordeste.

Sistema CPFL Sudeste:

A CPFL Sudeste tem como principais centros de carga as regiões de Campinas, Americana, Piracicaba e o Circuito das Águas Paulista. As subestações da CPFL nessas áreas são atendidas através de linhas de 138 kV, que derivam das transformações 440/138 kV das subestações Santa Bárbara, Sumaré e Mogi Mirim III, todas da CTEEP, e da transformação 345/138 kV da subestação Campinas de FURNAS.

A CPFL Sudeste ainda conecta-se às regiões Nordeste e Noroeste da CPFL através das LTs 138 kV Piracicaba - Araraquara e Botucatu - Piracicaba, respectivamente.

O sistema de 138 kV da CPFL Sudeste, operando em anel, atua como um elo entre os sistemas 440 kV e 345 kV, fazendo com que o dimensionamento da capacidade instalada em transformação nos pontos de fronteira com a Rede Básica dependa não apenas do montante de carga a ser atendida, mas também do comportamento energético dos sistemas de 440 kV da CTEEP e de 345 kV e 500 kV de FURNAS.

No sistema CPFL Sudeste está prevista, para o ano 2009, 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 dois autotransformadores de 300 MVA.

Sistema CPFL Nordeste:

A CPFL Nordeste tem como principais centros de carga as regiões de Araraquara, Ribeirão Preto, Barretos, Franca e São Carlos. As subestações da CPFL nessas áreas são atendidas através de linhas de 138 kV, que derivam das transformações 440/138 kV das subestações Araraquara e Ribeirão Preto, da CTEEP, da transformação 345/138 kV de Mascarenhas de Moraes (FURNAS) e das usinas Porto Colômbia e Mascarenhas de Moraes, ambas de FURNAS, e Euclides da Cunha e Ibitinga da AES Tietê.

A CPFL Nordeste ainda conecta-se às regiões Sudeste e Noroeste da CPFL através das LTs 138 kV Piracicaba - Araraquara e São José do Rio Preto - Barretos, respectivamente.

Destaca-se que a revisão do estudo de suprimento à região do Pardo ratificou a recomendação da construção de uma nova subestação 440/138 kV no município de Araras em 2008, região de Rio Claro antes da instalação do 4º ATR 440/138 kV na SE Araraquara, que foi postergado para 2014. A principal razão desse adiamento se deve ao impacto da nova SE Ribeirão Preto 500/440 kV, solução decorrente dos estudos de reforços da ampliação da interligação Norte - Sul no estado de São Paulo. Com isso, foi previsto um acréscimo de, aproximadamente, 200 MW no carregamento da SE Ribeirão Preto 440/138 kV, forçando nessa transformação a entrada em operação quase que, simultaneamente, das unidades 3 e 4, respectivamente 2008 e 2009.

Sistema CPFL Noroeste:

A CPFL Noroeste tem como principais centros de carga as regiões de Bauru, São José do Rio Preto, Lins, Marília, Botucatu e Araçatuba. As subestações da CPFL nessas áreas são atendidas através de linhas de 138 kV, que derivam das transformações 440/138 kV da subestação Bauru e 230/138 kV da subestação Botucatu, ambas da CTEEP, e das usinas Nova Avanhandava, Água Vermelha, Promissão, Barra Bonita e Bariri, em que as instalações de geração pertencem à AES Tietê e as subestações de 138 kV, à CTEEP.

A CPFL Noroeste conecta-se às regiões Sudeste e Nordeste da CPFL através das LTs 138 kV Piracicaba - Botucatu e São José do Rio Preto - Barretos, respectivamente. Também apresenta uma extensa rede em 69 kV responsável pelo suprimento secundário aos centros de carga citados.

Está prevista para 2008 a construção da SE Mirassol II 440/138 kV, seccionando os dois circuitos da LT 440 kV Ilha Solteira - Araraquara, obra definida no relatório que estudou as regiões de São José do Rio Preto e Catanduva. Trata-se de uma solução para aliviar o carregamento das linhas de 138 kV da CTEEP e melhorar o perfil de tensão das subestações que atendem à região de São José do Rio Preto.

■ CPFL Piratininga

Área de Atuação

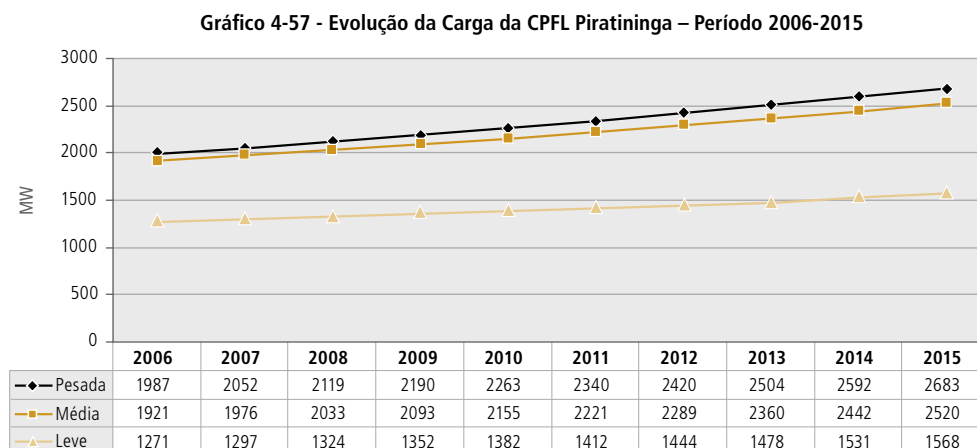
A CPFL Piratininga possui 1,1 milhão de clientes e atende a 27 municípios e um distrito do estado de São Paulo, distribuídos pelas regiões da Baixada Santista e Oeste Paulista, distrito do estado de São Paulo, distribuídos nas regiões da Baixada Santista e Oeste Paulista, em cidades como Sorocaba, Jundiaí, Indaiatuba, Itu, Salto, Santos, Cubatão, São Vicente e Praia Grande. A sua área de atuação está localizada em uma região altamente desenvolvida em termos de infra-estrutura, grandes indústrias, turismo e escoamento da produção, além de significativas atividades no comércio e agricultura, tendo 6.785 km² onde vivem mais de 3 milhões de habitantes. A empresa possui 11,6% de participação no mercado de energia do estado de São Paulo e 3,6% do Brasil.

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 2.284 MW em 2006, evoluindo para 2.919 MW em 2015.

Carga Prevista

A previsão de cargas para o período 2006-2015 pode ser observada no Gráfico 4-57. O crescimento previsto é, em média, de 3,4 % ao ano no citado período.



Sistema Elétrico

O sistema elétrico da CPFL Piratininga é formado por dois sistemas de subtransmissão em 88 kV não interligados entre si: Oeste e Baixada Santista, caracterizados a seguir. Destaca-se que, o sistema Oeste ainda se divide em dois subsistemas também não interligados: Sorocaba e Jundiá.

Área Oeste:

Suprida pela SE Oeste 440/138-88 kV, da CTEEP, que alimenta as linhas de 88 kV Oeste - Porto Góes 1-2, Oeste - São Roque 1-2 e Oeste - Sorocaba 1-2; e pela SE Bom Jardim 440/138-88 kV, também da CTEEP, alimentando as linhas de 88 kV Bom Jardim - Vila Rami 1-2 e 3-4. Essa área é hoje responsável por 54% da demanda total da empresa.

O carregamento das transformações 440/88 kV das SEs Oeste e Bom Jardim não é influenciado pelas variações dos despachos de geração do sistema interligado, visto que a demanda da CPFL Piratininga é atendida de forma radial.

Os estudos indicaram a possibilidade de sobrecarga nessa transformação em primeira contingência, já no curto prazo. Como no horizonte de planejamento não há obras referenciais para a SE Oeste 440/88 kV, recomenda-se a abertura de um grupo de trabalho para estudar alternativas de expansão para a região de Sorocaba, em conjunto com a CTEEP e a Eletropaulo, para avaliar, dentre outros aspectos, a possibilidade de interligação dos sistemas de 88 kV atualmente supridos de forma independente pelas SEs Oeste e Bom Jardim e, ainda, o possível aproveitamento do sistema de 138 kV da CPFL atendido pela SEs Sumaré 440/138 kV.

Área Baixada Santista:

O sistema de suprimento dessa área é feito através da SE 345/88 kV Baixada Santista, fronteira com a Rede Básica.

O carregamento da transformação 345/88 kV da SE Baixada Santista não é influenciado pelas variações dos despachos de geração do sistema interligado, visto que a demanda da CPFL Piratininga é atendida de forma radial, complementada pela geração local proveniente da UHE Henry Borden.

Dos resultados das simulações, concluiu-se que após a instalação do 3º ATR 345/88 kV de 400 MVA na SE Baixada Santista, prevista para março de 2006, não foram observadas violações de carregamento nessa transformação. Adicionalmente, destaca-se que haverá necessidade de adequação dos módulos de manobra para que o citado 3º ATR seja energizado em

paralelo com as duas unidades atuais, em razão da superação da capacidade interruptiva de curto-circuito dos disjuntores do setor de 88 kV da SE Henry Borden. Assim sendo, o novo autotransformador deverá inicialmente operar na condição de reserva de emergência, até a plena adequação dos módulos de manobra, de modo a minimizar os cortes de carga na região da Baixada causados pela indisponibilidade de uma unidade.

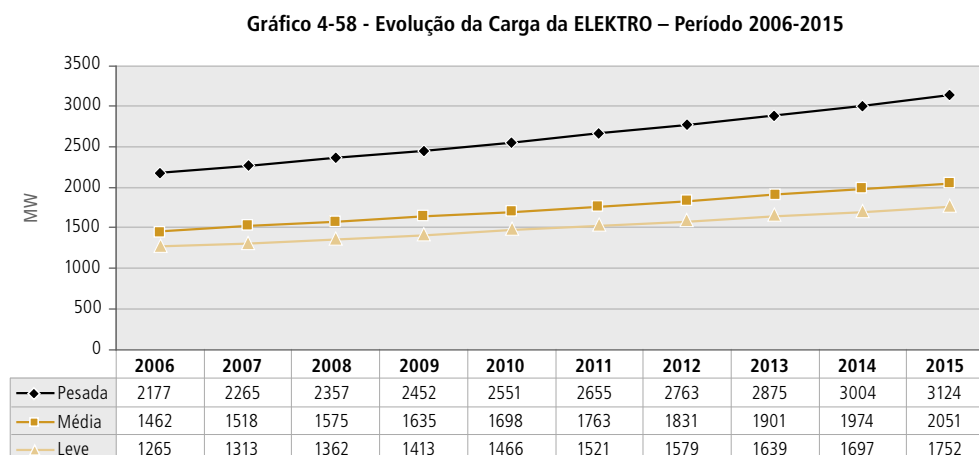
■ ELEKTRO

Área de Atuação

A ELEKTRO atende a 223 municípios no estado de São Paulo e 5 municípios no estado do Mato Grosso do Sul. Sua área de concessão está distribuída em 8 regionais de distribuição, que são: Andradina, Votuporanga, Rio Claro, Limeira, Tatuí, Itanhaém, Guarujá e Atibaia.

Carga Prevista

A previsão de cargas para o período 2006-2015 pode ser observada no Gráfico 4-58. O crescimento previsto é, em média, de 4,1 % ao ano no citado período.



Sistema Elétrico

O sistema de transmissão da ELEKTRO é essencialmente radial, partindo de instalações da CTEEP em 138 kV, 88 kV e 69 kV. A energia que distribui é importada, sendo os principais supridores a CESP, AES Tiete, Duke Energy e Itaipú. Possui uma PCH de geração própria cuja capacidade é de 1,6 MW.

As seguintes constatações foram feitas a partir dos estudos:

Região de Rio Claro e Limeira:

Para toda esta região, os problemas verificados de queda de tensão e de carregamento de LTs são resolvidos com o conjunto de obras indicado no Estudo da Região do Pardo [13], no âmbito do GET/SP, que são:

- Construir a SE Araras 440/138 kV no ano 2008, com dois transformadores de 300 MVA, seccionando, na Rede Básica, um circuito da LT 440 kV Araraquara - Santo Ângelo e, nas demais instalações de transmissão, os dois circuitos da LT 138 kV Rio Claro I - Porto Ferreira.
- Recapacitar em 2011 a LT 138 kV S. Bárbara - M. Mirim II, CD, 63 km, em 477 MCM, para a temperatura de 75° C.
- Instalar o quarto transformador 440/138 kV de 300 MVA na SE Ribeirão Preto no ano 2012.

Região de Atibaia e Litoral Norte:

Para esta região, os problemas verificados de queda de tensão e de carregamento de LTs são resolvidos a partir de 2008 com as obras da região de Guarulhos e com a LT Guarulhos – Mairiporã, as quais estão sendo reavaliadas no âmbito do GET/SP.

A região de Bom Jardim e Cabreuva apresenta problemas no nível de tensão, principalmente na perda da transformação 440/138 kV – 150 MVA de Bom Jardim. Esses problemas são resolvidos com a instalação imediata de compensação reativa indicada em estudo do GET/SP [14].

As transformações de Bom Jardim e Cabreuva 440/138 kV – 150 MVA apresentam violações de carregamento para contingências a partir de 2006, resolvidas com a entrada do 2º banco de Cabreuva, a partir de 2007.

A região de Ubatuba apresenta problemas atuais no nível de tensão, verificados nos casos em regime normal, que são solucionados com as obras indicadas pelo Estudo do Litoral Norte do GET/SP [12], a partir de 2007.

Região Sul e Litoral Sul:

A transformação de Capão Bonito 230/138 kV – 75 MVA, apresenta sobrecarga a partir de 2006 quando da perda de um transformador, que é solucionada com a entrada da transformação 230/138 kV em Itararé 2 e da LT 230 kV Jaguariaiva – Itararé 2, a partir de 2007.

O conjunto de ampliações previsto na Rede Básica da região de Capão Bonito mostra-se extremamente necessário, pois a região apresenta situação precária em contingências “n-1”, tanto nos circuitos que interligam o sistema 230 kV da região, quanto nas transformações da Rede Básica para a Rede de Conexão.

Região Norte e Oeste:

Essa região apresenta problemas de violação de carregamento, em regime normal, a partir de 2006, nas LTs Três Lagoas – Três Lagoas Y, Andradina – Valparaíso, Três Irmãos – Valparaíso. Esses problemas são resolvidos com o conjunto de obras previstos no estudo de integração da UTE Três Lagoas, pendentes de autorização da ANEEL.

A SE Flórida Paulista apresenta problema de tensão em regime normal, a partir de 2006, resolvido com a entrada em operação do banco de capacitores de 30 Mvar, prevista para 2007.

A SE Dracena apresenta problema de tensão em regime normal, a partir de 2006 e está sendo analisada no âmbito do GET/SP, com a revisão do estudo da região de Rosana/Prudente.

■ CLFSC

Área de Atuação

O sistema elétrico da Cia. Luz e Força Santa Cruz – CLFSC é suprido pelo SIN e pelas usinas UHE Paranapanema, PCH Boa Vista e PCH Rio Novo, que estão conectadas diretamente ao sistema de distribuição da CLFSC. Possui conexões com o SIN através da Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CTEEP), nas subestações de Avaré Nova (230 kV), Itai II (138 kV), Bernardino de Campos (88 kV), Ourinhos I (88 kV) e Ourinhos II (88 kV); e Companhia Paranaense de Energia Elétrica (COPEL), na subestação de Barra do Jacaré (34,5 kV).

Para a compra de energia, a CLFSC mantém contratos com a Duke Energy International Geração Paranapanema S/A, com a Companhia Paranaense de Energia Elétrica (COPEL) e ainda através da aquisição em leilões da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

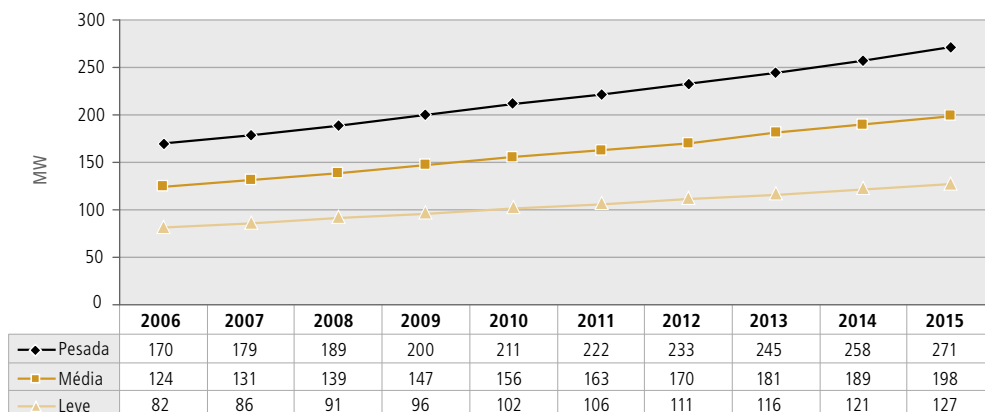
A CLFSC atende 27 municípios dos estados de São Paulo e Paraná, abrangendo 41 localidades numa área de 11.909 km². Numa população estimada próxima a 500.000 habitantes, a Santa Cruz possui um total de 160.000 consumidores.

Possuindo 26 subestações instaladas e crescimento anual próximo de 5%, o mercado de distribuição de energia elétrica na CLFSC pode ser resumido, por classe de consumo, da seguinte forma: industrial – 18%, residencial – 30%, comercial – 14%, consumidores livres – 5% e outros – 33%.

A ponta máxima do sistema CLFSC verificada em 2004 foi de 170,1 MW (setembro/2004). Considerando o crescimento histórico espera-se, em 2015, uma ponta máxima próxima a 300 MW.

A previsão de cargas para o período 2006-2015 pode ser observada no Gráfico 4-59. O crescimento previsto é, em média, de 5,3 % ao ano no citado período.

Gráfico 4-59 - Evolução da Carga da CLFSC – Período 2006-2015



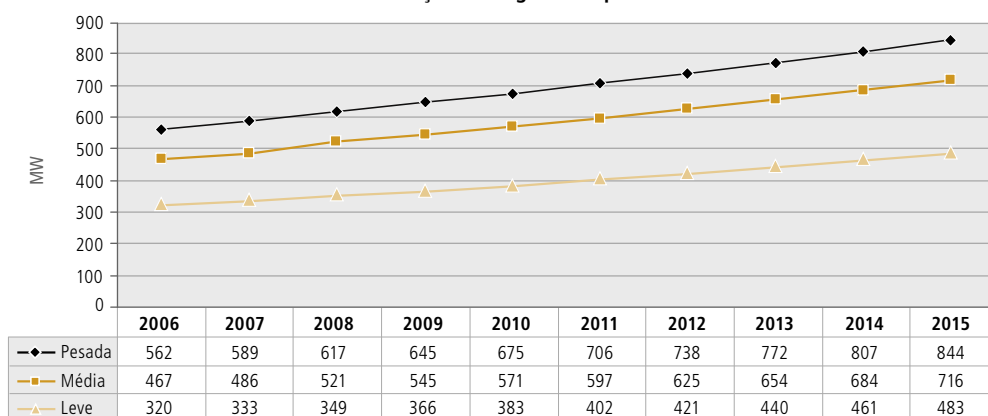
■ Grupo Rede São Paulo

Área de Atuação

As Empresas Elétrica Bragantina, Companhia Nacional de Energia Elétrica, Caiuá – Serviços de Eletricidade e a Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema compõem as empresas do GRUPO REDE da região do estado de São Paulo, atendendo a mais de 520 mil consumidores.

A previsão de cargas para o período 2006-2015 pode ser observada no Gráfico 4-60. O crescimento previsto é, em média, de 4,6 % ao ano, no citado período.

Gráfico 4-60 - Evolução da Carga do Grupo REDE – Período 2006-2015



4.5.3.2 Estado de Minas Gerais

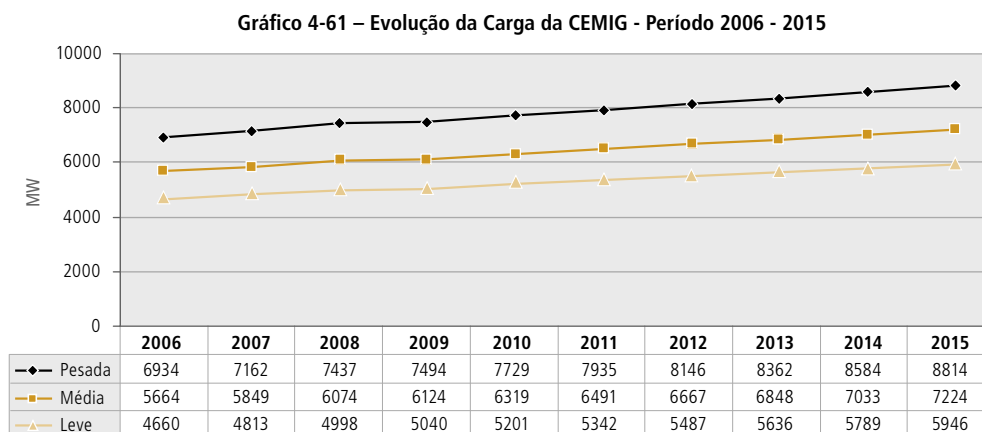
■ CEMIG Distribuidora

Área de Atuação

A área de concessão da CEMIG cobre cerca de 96,7% do território de Minas Gerais, na região Sudeste do Brasil, correspondendo a 567.478 mil km², o equivalente à extensão territorial de um país do tamanho da França. Com base predominantemente hidrelétrica, a empresa produz energia para atender a mais de 17 milhões de pessoas em 774 municípios de Minas Gerais, contando com 6 milhões de unidades consumidoras.

Carga Prevista

O Gráfico 4-61 apresenta a evolução do requisito da CEMIG, para o decênio, nos três patamares de carga.



A carga da CEMIG para o período decenal apresenta uma taxa média de crescimento de 2,7%. A evolução para o biênio 2008/2009 fica abaixo da média, motivada por entrada de cogeração associada a grandes consumidores da CEMIG.

A participação no mercado, por classe de consumo atendida pela CEMIG, é a seguinte: industrial – 58%, residencial – 17%, comercial – 10% e outros – 15%. 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.

Sistema Elétrico

A CEMIG Distribuição tem seus pontos de conexão principais nos terminais da empresa CEMIG Geração e Transmissão através dos sistemas de 500 kV, 345 kV e 230 kV. A CEMIG Distribuição gerencia a maior rede de distribuição de energia elétrica da América Latina e uma das quatro maiores do mundo, com cerca de 375.000 km de extensão. A capacidade de transformação da tensão de transmissão para distribuição é de, aproximadamente, 11.000 MVA e o carregamento médio destas transformações gira em torno de 50%.

■ CFLCL

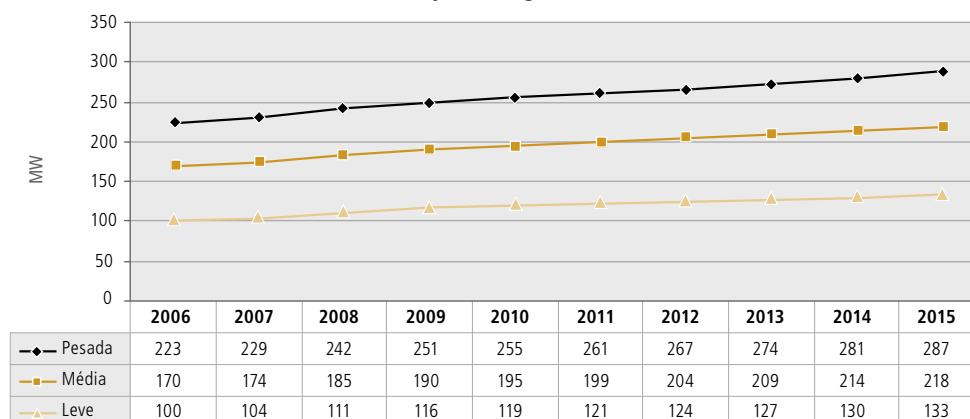
Área de Atuação

A Companhia de Força e Luz Cataguases Leopoldina – CFLCL atende a 68 municípios no estado de Minas Gerais e 1 município no estado do Rio de Janeiro (Sumidouro), totalizando, aproximadamente, 320 mil consumidores.

Carga Prevista

A previsão de cargas para o período 2006-2015 pode ser observada no Gráfico 4-62. O crescimento previsto é, em média, de 2,8 % ao ano no citado período.

Gráfico 4-62 - Evolução da Carga da CFLCL – Período 2006-2015



Sistema Elétrico

O sistema elétrico da CFLCL é composto por dois subsistemas, sendo o subsistema denominado norte (região de Manhuaçu/MG) conectado à CEMIG através da SE Manhuaçu 138 kV e o subsistema denominado sul (região de Cataguases/MG) conectado à Light através da SE Além Paraíba 138 kV.

A CFLCL é suprida também pela CENF em tensão de 69 kV para atendimento ao município de Sumidouro no estado do Rio de Janeiro.

Visando um melhor aproveitamento das energias geradas nas usinas previstas para serem integradas ao subsistema norte e a melhoria da confiabilidade de seu sistema, a CFLCL interligou o subsistema de Manhuaçu e de Cataguases através da LT Visconde do Rio Branco – Matipó, em 138 kV com extensão de 115 km.

No horizonte decenal, a CFLCL terá a sua geração interna reforçada através de 100 MW de PCHs a serem implantadas pelo Produtor Independente de Energia CAT-LEO Energia S/A. Está, também prevista para 2010, a construção da UHE Baú I (110 MW) que será conectada ao sistema CEMIG.

4.5.3.3 Estado do Espírito Santo

■ ESCELSA

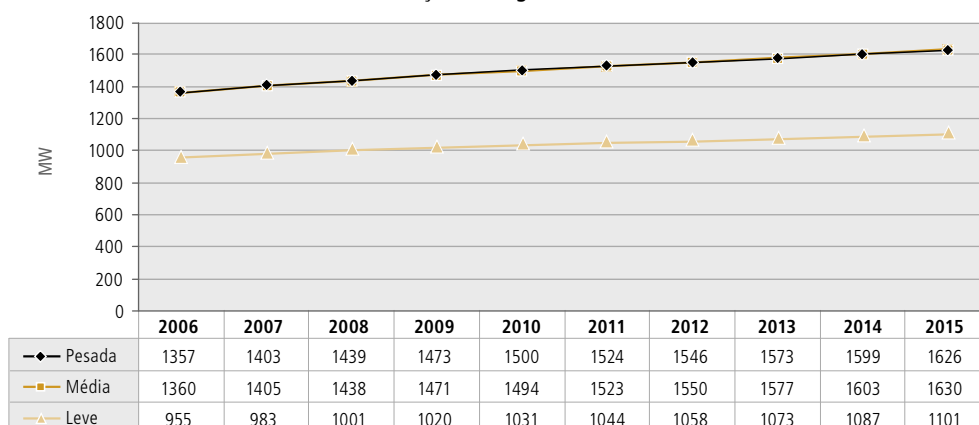
Área de Atuação

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).

Carga Prevista

A previsão de cargas para o período 2006-2015 pode ser observada no Gráfico 4-63. O crescimento previsto é, em média, de 2,0 % ao ano no citado período.

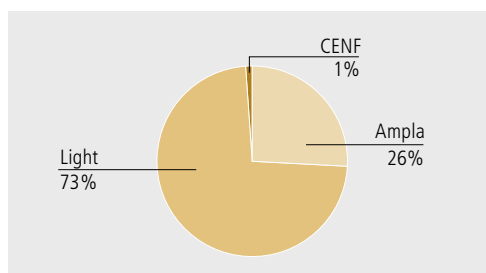
Gráfico 4-63 - Evolução da Carga da ECELSEA – Período 2006-2015



4.5.3.4 Estado do Rio de Janeiro

Atuam no estado do Rio de Janeiro as distribuidoras LIGHT, AMPLA e CENF. A participação de cada empresa, no mercado total do estado, é mostrada no Gráfico 4-64.

Gráfico 4-64 - Participação das Distribuidoras no Mercado do Estado do Rio de Janeiro



■ LIGHT

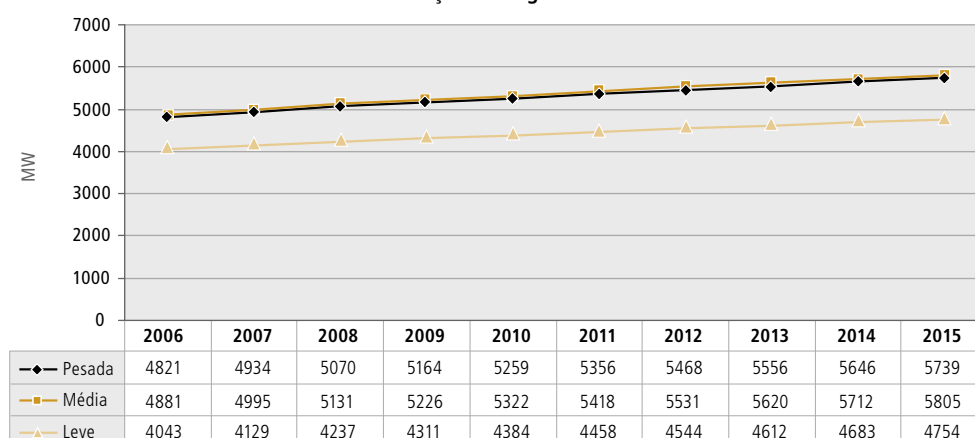
Área de Atuação

A área de concessão da LIGHT abrange 31 municípios do estado do Rio de Janeiro, incluindo a capital, cobrindo uma superfície correspondente a 25% do estado do Rio de Janeiro e atendendo a 3,4 milhões de clientes. As vendas de energia da LIGHT correspondem a 75% de toda a energia consumida no estado.

Carga Prevista

A previsão de cargas para o período 2006-2015 pode ser observada no Gráfico 4-65. O crescimento previsto é, em média, de 2,0 % ao ano no citado período.

Gráfico 4-65 - Evolução da Carga da LIGHT – Período 2006-2015



Sistema Elétrico

Atualmente a LIGHT produz em suas usinas cerca de 18% do total da energia que distribui. O restante vem de Furnas e Itaipu.

O sistema LIGHT 138 kV é suprido pelas UHEs do Complexo de Lajes – Nilo Peçanha (380 MW), Pereira Passos (100 MW) e Fontes (132 MW) – e Ilha dos Pombos (185 MW). O suprimento também se dá pelo SIN através das subestações de Jacarepaguá com 4 x 225 MVA (345/138 kV), Grajaú com 4 x 600 MVA (500/138 kV), São José com 4 x 600 MVA (500/138 kV) e Cachoeira Paulista com 2 x 250 MVA (500/138 kV), e através de usinas de outros agentes conectadas ao sistema de 138 kV tais como a UTE Santa Cruz (600 MW) na zona Oeste do Rio de Janeiro e a UHE Funil (216 MW) no tronco Funil-Saudade, de FURNAS e a UTE Eletrobolt (360 MW) no tronco Fontes–Casadura da Sociedade Fluminense de Energia – SFE.

A LIGHT interliga-se ainda na tensão de 230 kV com a CTEEP, através da SE Nilo Peçanha, e em 138 kV com a Ampla (SE Retiro Saudoso, SE Rio da Cidade e SE Ilha dos Pombos) e com a CFLCL (SE Além Paraíba).

Do parque gerador e das subestações terminais partem linhas de transmissão em 138 kV que alimentam subestações distribuidoras 138/13,8 kV e 138/25-34,5 kV da empresa e subestações de consumidores de grande porte. As subestações 138/25-34,5 kV alimentam, através de linhas de 25/34,5 kV, consumidores de médio porte e subestações 25-34,5/6-13,8 kV do sistema distribuidor.

■ AMPLA

Área de Atuação

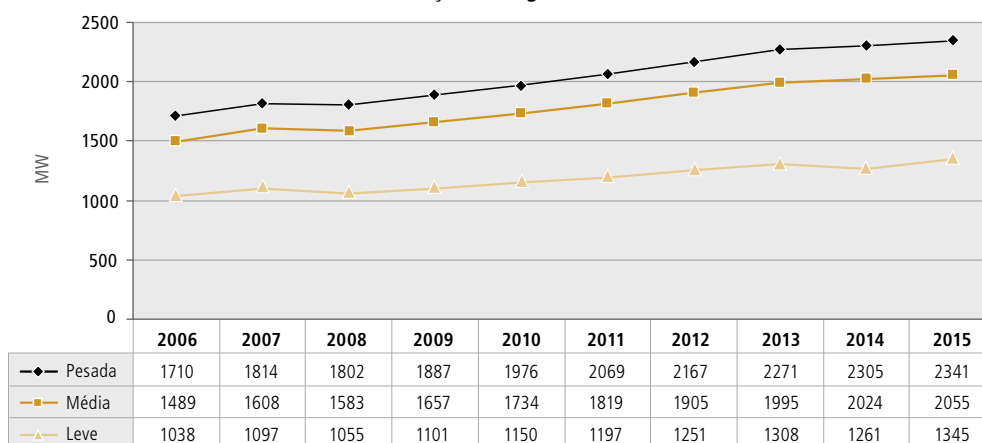
O sistema da AMPLA abrange 66 municípios num total de 34,4 mil km², correspondendo a 73,3% da extensão territorial do estado do Rio de Janeiro.

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 demanda máxima registrada até o mês de outubro de 2005 foi 1.718 MW, que se comparada à demanda máxima de 1.628 MW, ocorrida em 2004, representa um crescimento de 5,5%.

A previsão de cargas para o período 2006-2015 pode ser observada no Gráfico 4-66. O crescimento previsto é, em média, de 3,6 % ao ano no citado período.

Gráfico 4-66 - Evolução da Carga da AMPLA – Período 2006-2015



Sistema Elétrico

O sistema elétrico da AMPLA tem como característica ser importador de energia, respondendo com cerca de 4% da demanda através de recursos próprios.

A AMPLA é suprida por FURNAS através das interligações em 138 kV nas subestações de Alcântara, Imbariê, Magé, Rocha Leão e UTEC, além do suprimento à região de Angra que é feito através do tronco de transmissão 138 kV Santa Cruz - Itaorna. Existe, ainda, uma parte do suprimento que é realizado através do sistema LIGHT em Ilha dos Pombos, na SE Entroncamento Rio da Cidade e na SE Retiro Saudoso na região de Resende.

A AMPLA conta com os aproveitamentos hidrelétricos próprios de Areal, Fagundes, Piabanha, Macabu, Franca Amaral, Euclidelândia, Chave do Vaz e Tombos, totalizando cerca de 66 MW instalados.

■ CENF

Área de Atuação

A CENF atende, no estado do Rio de Janeiro, o município de Nova Friburgo e distritos, totalizando, aproximadamente, 83 mil consumidores.

Sistema Elétrico

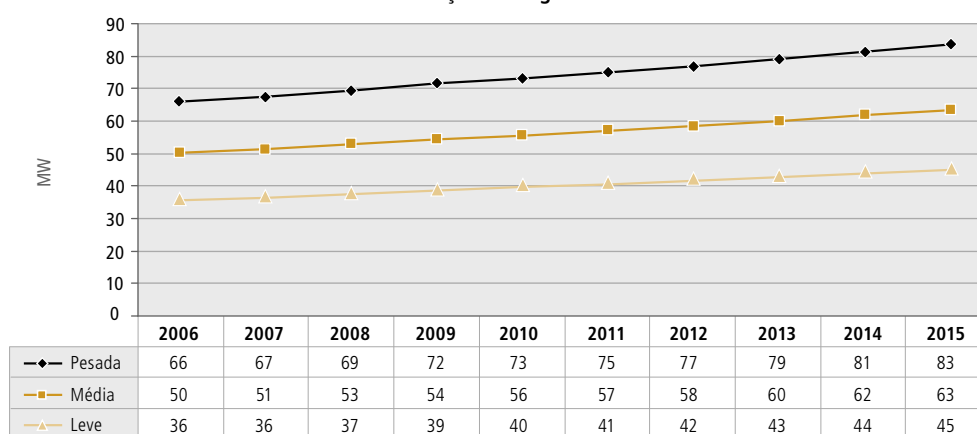
Atualmente, o sistema elétrico da CENF é conectado na AMPLA através da linha Rio Cidade / Teresópolis / Friburgo / Macabu, em 138 kV, que atende a SE Friburgo (AMPLA), de onde é feito o rebaixamento 138/69 kV – 2x33 MVA. Foi construída uma subestação 138/11,4 kV - 10/12,5 MVA na localidade de Conquista, através de um TAP no circuito 1 da LT 138 kV Teresópolis – Macabu, a fim de reduzir o carregamento dos transformadores da SE Friburgo 138/69 kV e aumentar a confiabilidade do sistema da CENF.

Em termos de geração, a CENF possui 3 usinas com uma capacidade instalada de, aproximadamente, 9 MW. Para atendimento do crescimento de seu mercado, estão sendo estudados vários aproveitamentos hidrelétricos, dentre os quais podemos destacar as usinas de Caju, São Sebastião do Alto, Rio Grandina e Santo Antônio que integram o cronograma de geração do ciclo decenal 2006-2015.

Carga Prevista

A previsão de cargas para o período 2006-2015 pode ser observada no Gráfico 4-67. O crescimento previsto é, em média, de 2,6 % ao ano no citado período.

Gráfico 4-67 - Evolução da Carga da CENF – Período 2006-2015



4.5.3.5 Estado de Goiás e Distrito Federal

■ CELG

Área de Atuação

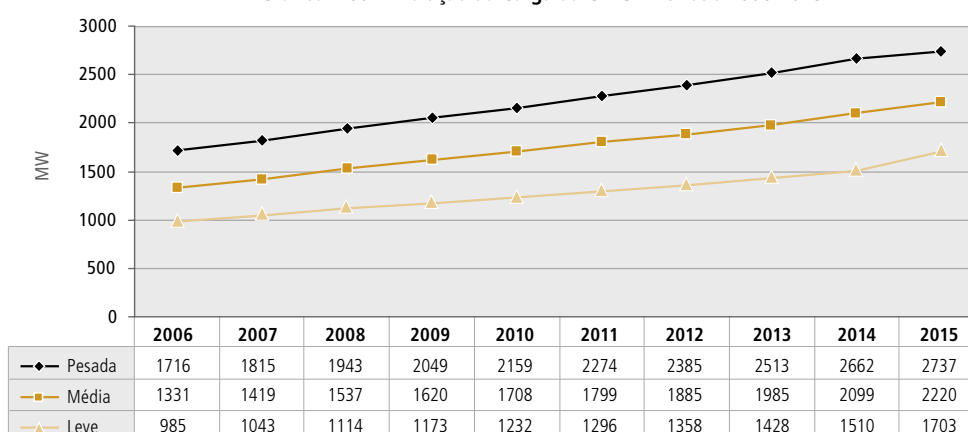
O sistema da CELG abrange 246 municípios num total de 340 mil km², dividida em 8 regiões administrativas e atendendo a uma população de, aproximadamente, 5 milhões de habitantes.

Carga Prevista

A participação no mercado por classe de consumo atendida pela CELG, segundo dados de agosto/2005, é a seguinte: industrial – 22%, residencial – 32%, comercial – 16% e outros, incluindo o setor rural – 30%.

A previsão de cargas para o período 2006-2015 pode ser observada no Gráfico 4-68. O crescimento previsto é, em média, de 5,3 % ao ano no citado período.

Gráfico 4-68 - Evolução da Carga da CELG – Período 2006-2015



Sistema Elétrico

O sistema de distribuição é composto por instalações de 138 kV, 69 kV, 34,5 kV e 13,8 kV, sendo que a tensão de fornecimento na baixa tensão é 220 V fase-neutro.

A característica principal do sistema de distribuição é ser radial. Excetuando Goiânia, que possui uma rede de 138 kV com possibilidade de alimentação por duas fontes diferentes, praticamente todo o interior é atendido por linhas radiais.

As instalações de LTs do sistema de distribuição são assim distribuídas: 138 kV – 1.784 km e 69 kV – 3.320 km. Quanto à capacidade de transformação, tem-se: 138 kV – 1.765 MVA e 69 kV – 1.214 MVA. No sistema de transmissão em 230 kV há 708 km de LTs e 1.539 MVA de transformação.

■ CEB

Área de Atuação

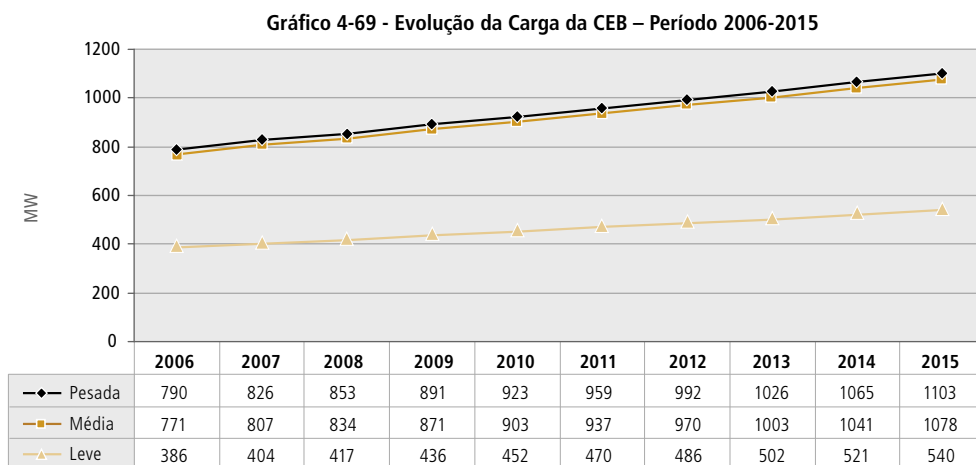
A área de concessão da CEB abrange todo o Distrito Federal, com uma extensão de 5.814 km², dividida em 19 regiões administrativas e atendendo a uma população de 2.282.049 habitantes.

Carga Prevista

O mercado da CEB apresentou um consumo de energia em 2004 de 3.568.844 MWh e para o ano de 2015 é previsto um consumo de 7.538.779 MWh, apresentando taxas de crescimento em torno de 7% 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 2006-2015 pode ser observada no Gráfico 4-69. O crescimento previsto é, em média, de 3,8 % ao ano no citado período.



Sistema Elétrico

O sistema de subtransmissão da CEB é interligado ao sistema supridor de FURNAS, e é constituído, atualmente, de 29 subestações, sendo 10 alimentadas em 138 kV, 3 alimentadas em 69 kV e 16 em 34,5 kV, perfazendo uma capacidade instalada de transformação de 1.691 MVA.

Para alimentação destas subestações, dispõe-se de um sistema de transmissão constituído de circuitos de 138 kV, 69 kV e 34,5 kV, totalizando 815 km.

As subestações de Brasília Sul e Samambaia, de propriedade de FURNAS, são fontes para o sistema de 138 kV da CEB, composto pelas subestações Águas Claras, Brasília Centro, Brasília Norte, Ceilândia Norte, Ceilândia Sul, Contagem, Monjolo, Santa Maria, Sobradinho Transmissão e Taguatinga. O sistema de subtransmissão em 69 kV é atendido pelas subestações Ceilândia Sul e Sobradinho Transmissão, enquanto que o sistema em 34,5 kV está polarizado em torno das subestações de Brasília Norte e Taguatinga da CEB e também da subestação Brasília Geral de Furnas.

4.5.3.6 Estado de Mato Grosso

■ CEMAT

Área de Atuação

A área de concessão da CEMAT abrange o estado de Mato Grosso, com uma extensão de 906.807 km², que representa mais de 10% do território nacional e uma população de, aproximadamente, 2.703.263 habitantes, estimativa para dezembro de 2004. O estado está dividido em 141 municípios.

Carga Prevista

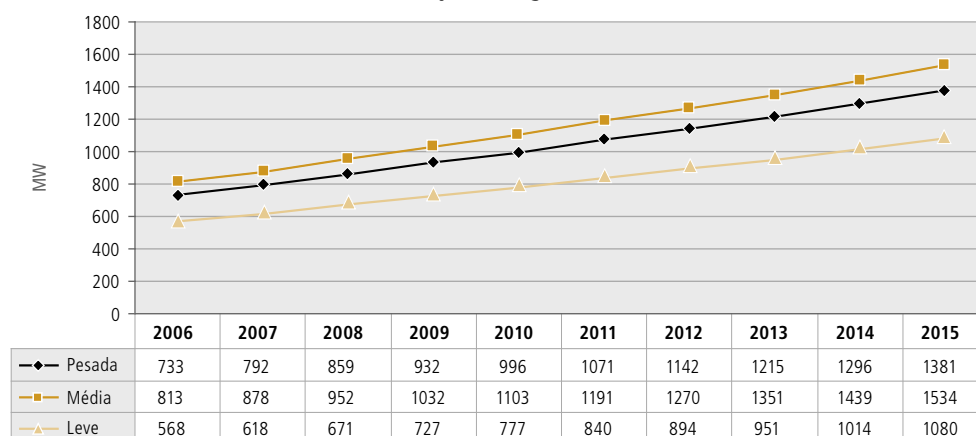
A participação no mercado por classe de consumo é a seguinte: residencial – 31%, industrial – 25%, comercial – 21%, rural – 10% e outros – 13%. Essa estrutura de consumo, referente a 2004, manteve praticamente a mesma formação dos anos anteriores, com pequeno crescimento de 2,5% na classe rural. Valores da mesma ordem de grandeza também foram observados até setembro/2005.

Esse aumento do consumo na classe rural reflete a implantação do Programa Luz do Campo e o grande desenvolvimento do agro-negócio no estado, que é um dos maiores produtores de soja e outros grãos e também do algodão do país. Cabe observar que a classe industrial apresentou decréscimo de 14%.

Em 2005 (acumulado até setembro), a energia requerida (3.801.000 MWh) para o sistema da CEMAT foi suprida com 68,6 % por FURNAS/Eletronorte; 27,3 % por outros produtores (no próprio estado); 0,1 % pela CELG e 4 % por geração própria.

A previsão de cargas para o período 2006-2015 pode ser observada no Gráfico 4-70. O crescimento previsto é, em média, de 7,3 % ao ano no citado período.

Gráfico 4-70 - Evolução da Carga da CEMAT – Período 2006-2015



Sistema Elétrico

Cerca de 93% do total da energia requerida do estado é proveniente do sistema interligado. O sistema de subtransmissão da CEMAT é constituído por 86 subestações, totalizando 1.326 MVA de potência instalada, e 54 linhas de transmissão, em 138 kV e 69 kV, totalizando 3.162 km.

4.5.4 Região Sul

4.5.4.1 Estado do Rio Grande do Sul

A distribuição de energia no estado do Rio Grande do Sul é realizada por três concessionárias: a AES-Sul, a RGE e a CEEE Distribuição.

■ AES SUL

Área de Atuação

- A AES Sul, com aproximadamente 1,05 milhões de consumidores, é responsável pelo fornecimento de energia elétrica à região Central do estado do Rio Grande do Sul, desde Canoas, na região metropolitana, estendendo-se ao Vale do Rio dos Sinos e às regiões Central e da Fronteira–Oeste do estado;

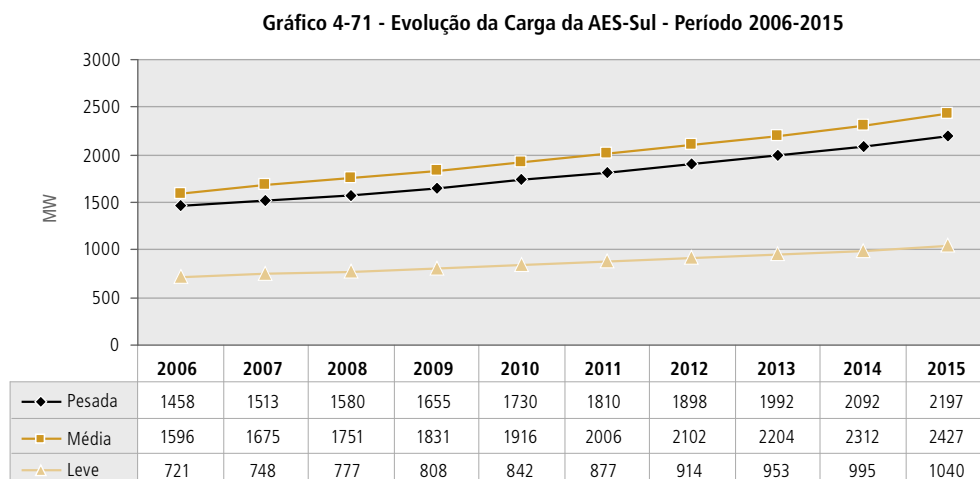
A sua área de concessão situa-se entre os municípios de Canoas e Morro Reuter, na região Metropolitana de Porto Alegre, estendendo-se ao município de Santana do Livramento, a sudoeste do estado, e ao município de Garruchos, a noroeste do Rio Grande do Sul.

Para fins dos estudos de planejamento, a área de concessão da AES Sul foi subdividida em quatro regiões de atuação. Estas regiões apresentam características distintas do ponto de vista de mercado, e têm peculiaridades que as distinguem entre si, conforme tratado a seguir:

- Região da fronteira Oeste: esta região apresenta como principal característica a grande sazonalidade da carga, devido à utilização de levantes hidráulicos para a irrigação de lavouras de arroz. Nesta região a maior demanda é verificada no verão, principalmente nos meses de janeiro e fevereiro, no período de carga média. O sistema de subtransmissão desta região é composto, basicamente, de linhas de 69 kV, radiais, longas e muitas vezes de baixa capacidade de transmissão. Estas duas principais características produzem, em épocas de irrigação, problemas de sobrecargas em linhas e subestações. Também devido às características do sistema de subtransmissão, necessita-se um forte controle sobre a regulação de tensão nas barras de 69 kV das subestações de distribuição. O período de irrigação se dá, normalmente, entre o final do mês de outubro e início do mês de abril. Entretanto, nos meses em que não há irrigação, muitas subestações ficam com baixo carregamento, chegando muitas vezes a ficar com apenas 10% do carregamento encontrado no período de irrigação.
- Região Central: esta região é caracterizada pela presença de longas linhas radiais de 69 kV que suprem cargas com forte característica residencial e comercial, isto é, a maior demanda é encontrada no horário de ponta. Devido às grandes distâncias entre as subestações de distribuição da AES Sul e suas fonte de suprimento, há nesta região várias subestações onde o controle de tensão é bastante deficitário, podendo-se encontrar regulação de tensão na ordem de 17%.
- Região dos Vales: nesta região há uma forte sazonalidade da carga motivada pelo beneficiamento de tabaco. Esta sazonalidade ocorre entre os meses de abril e junho, sendo que neste período a ocorrência da máxima demanda se dá no patamar de carga média. Nos demais meses do ano, a ocorrência da maior demanda volta para o patamar de carga pesada. Nesta região, também, há predominância de subestações de distribuição supridas por longas linhas radiais em 69 kV, gerando a necessidade de alto controle da regulação de tensão nas barras de 69 kV de várias subestações.
- Região Metropolitana: nesta região está concentrado aproximadamente 45% do mercado da área de concessão da AES Sul. Há uma forte predominância de cargas industriais, o que faz com que a maior demanda se dê no período de carga média. Devido à grande concentração de cargas nesta região, o principal problema encontrado é o elevado carregamento em transformadores e a pouca possibilidade de remanejamento de cargas entre as subestações no caso de ocorrência de alguma contingência. Outro problema verificado é a extrema dependência desta região de poucas fontes de suprimento, sendo que a grande maioria das cargas é suprida pelas subestações Cidade Industrial e Campo Bom.

Carga Prevista

A previsão de carga da AES Sul para o período 2006-2015 pode ser observada no Gráfico 4-71 onde o crescimento médio verificado é da ordem de 4,5% ao ano.



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.

Sistema Elétrico

Como mencionado anteriormente, o sistema subtransmissão da AES Sul é composto basicamente de linhas radiais, tanto em 69 kV, quanto em 138 kV.

O suprimento à área de concessão da AES Sul, através da Rede Básica, é realizado pela Eletrosul e CEEE Transmissão. As subestações da Eletrosul que suprem a AES Sul são: SE UTE Alegrete (DIT) e SE UTE Charqueadas. As subestações da CEEE Transmissão que suprem a AES Sul são: Uruguiana 5, Alegrete 2, Livramento 2, Maçambará, São Borja 2, São Vicente, Santa Maria 3, Santa Maria 1 (DIT), Santa Cruz 1, Venâncio Aires, Lajeado 2, Pólo Petroquímico, Cidade Industrial, Campo Bom, Cachoeirinha (DIT) e Scharlau. A AES Sul também compartilha instalações da CEEE Transmissão com a RGE nas subestações UHE Jacuí e Gravataí 2.

■ RGE

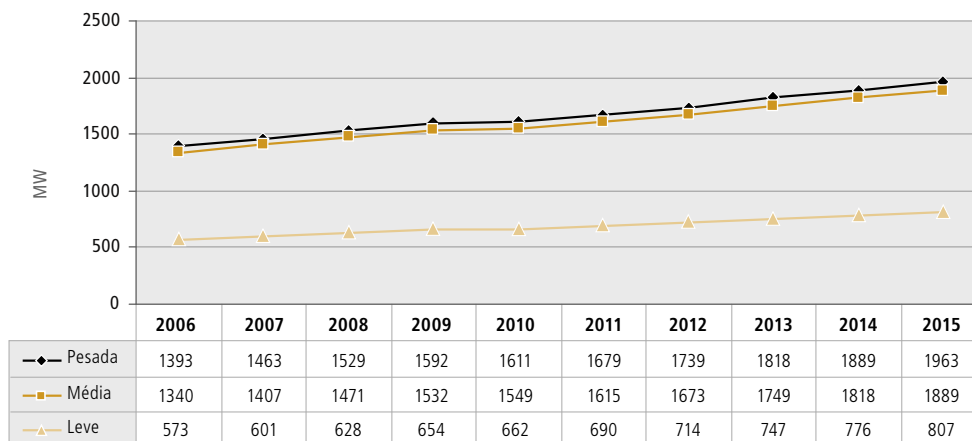
Área de Atuação

A RGE é responsável pelo suprimento a todo Norte-Nordeste do estado do Rio Grande do Sul, desde Gravataí, na região Metropolitana, estendendo-se às regiões da Serra e Planalto, no norte do estado. Compreende uma área de atuação de 90.718 km².

Carga Prevista

O mercado atendido pela RGE abrange cerca de 33% da carga do estado do Rio Grande do Sul. A previsão de carga da RGE para o período 2006-2015 pode ser observada no Gráfico 4-72, onde o crescimento médio verificado resulta da ordem de 3,8% ao ano.

Gráfico 4-72 - Evolução da Carga da RGE - Período 2006-2015



Sistema Elétrico

O suprimento à área de concessão da distribuidora RGE, através da Rede Básica, é realizado pela Eletrosul, ETAU e CEEE Transmissão.

As subestações da Eletrosul que suprem a RGE são: Passo Fundo, Caxias 5, Farroupilha e Tapera 2. A subestação da ETAU que supre a RGE é Lagoa Vermelha 2 e as subestações da CEEE Transmissão que suprem a RGE são: Caxias 2, Garibaldi, Santa Rosa, Santo Ângelo, Taquara, Guarita, Santa Marta, Nova Prata 2 e Gravataí 2. A SE Missões é a única subestação 230 kV de propriedade da RGE.

No sistema elétrico na área de concessão da RGE, existem também as seguintes DITs:

- LTs 69 kV Santo Ângelo 2 – Santo Ângelo 1, Santo Ângelo 1 – Ijuí, Cruz Alta – Ijuí, Cruz Alta – Panambi, Santa Marta – Carazinho;
- LTs 138 kV UHE Jacuí – Cruz Alta, UHE Passo Fundo – Erechim 1, Taquara – Três Coroas, Três Coroas – UHE Canastra, Cachoeirinha 1 – Taquara, Santa Marta – Passo Fundo 1, Passo Fundo 1 – Lagoa Vermelha 1 e Lagoa Vermelha 1 – Vacaria;
- Ativos de tensão inferior a 230 kV em subestações da CEEE ou Eletrosul que pertencem a estas transmissoras.

■ CEEE-D

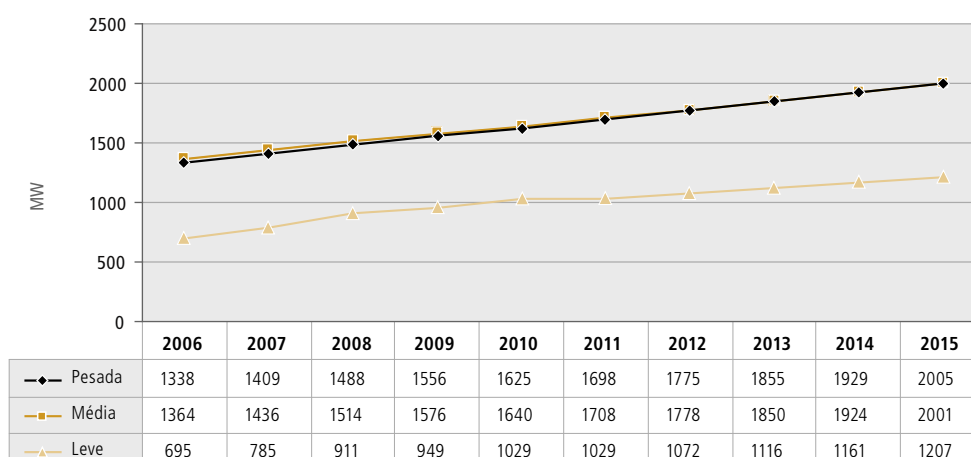
Área de Atuação

A CEEE Distribuição é responsável pelo suprimento a parte da região metropolitana de Porto Alegre, à região Sul e ao Litoral Norte do estado.

Carga Prevista

A previsão de carga da CEEE-D para o período 2006-2015 pode ser observada no Gráfico 4-73, onde o crescimento médio verificado resulta da ordem de 4,6% ao ano.

Gráfico 4-73 - Evolução da Carga da CEEE-D - Período 2006-2015



Sistema Elétrico

A região Metropolitana é suprida pelas subestações de Guaíba 2, Eldorado do Sul e Charqueadas.

A região do Litoral Norte é suprida através da LT 230 kV Gravataí 2 - Osório 2 e da LT 230 kV Taquara – Osório 2 e da SE 230/69kV Osório 2 - 3 x 83 MVA, e, a partir desse ponto, através de um extenso sistema radial em 69kV, abastecendo todas as praias do Litoral Norte. As maiores demandas de energia elétrica ocorrem no período do verão, com grande destaque durante o carnaval e no final do ano, em função da grande concentração de veranistas na orla marítima do estado.

A região Sul é suprida pelas subestações de Camaquã, Pelotas 3, Quinta, Presidente Médici e Bagé 2.

4.5.4.2 Estado de Santa Catarina

O estado de Santa Catarina possui 293 municípios, compreendendo uma área total de 95.346 km², sendo 282 municípios atendidos integral ou parcialmente pela Distribuidora CELESC. Um total de 11 municípios (área de 3.141 km²) são atendidos por outras concessionárias ou cooperativas

■ CELESC

Área de Atuação

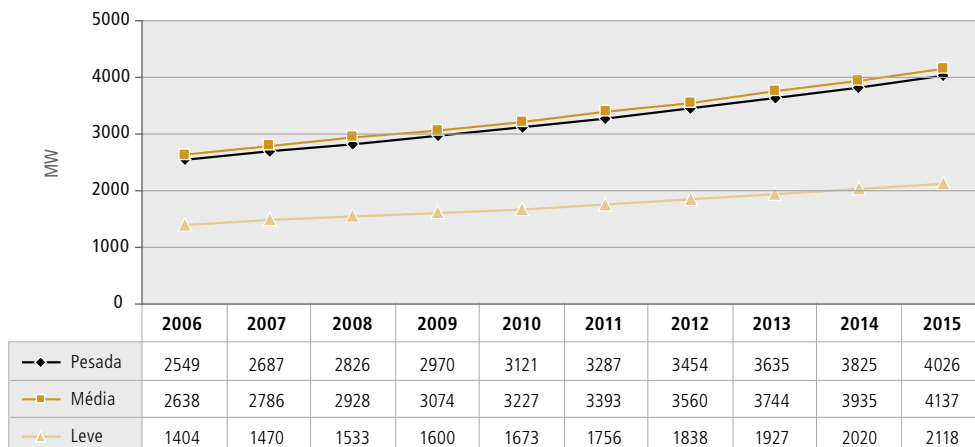
A CELESC - Centrais Elétricas de Santa Catarina é a principal concessionária de distribuição do estado e atende integralmente, em distribuição, a 257 municípios (área de 87.533 km²) e, parcialmente, 25 municípios (área 4.673 km²). A CELESC atende, ainda, no estado do Paraná, o município de Rio Negro (área de 561 km²).

A rede de subtransmissão da CELESC compõe-se de 2.664 km de linhas nas tensões de 138 kV e 69 kV, e de 4.197 MVA em capacidade transformadora instalada, distribuída em 93 subestações.

Carga Prevista

A previsão de carga da CELESC para o período 2006-2015 é mostrada no Gráfico 4-74, onde se verifica que o crescimento médio é da ordem de 5,2% ao ano.

Gráfico 4-74 - Evolução da Carga da CELESC - Período de 2006-2015



4.5.4.3 Estado do Paraná

O estado do Paraná possui 399 municípios, compreendendo uma área total de 199.897 km², sendo 393 municípios atendidos pela COPEL.

■ COPEL-D

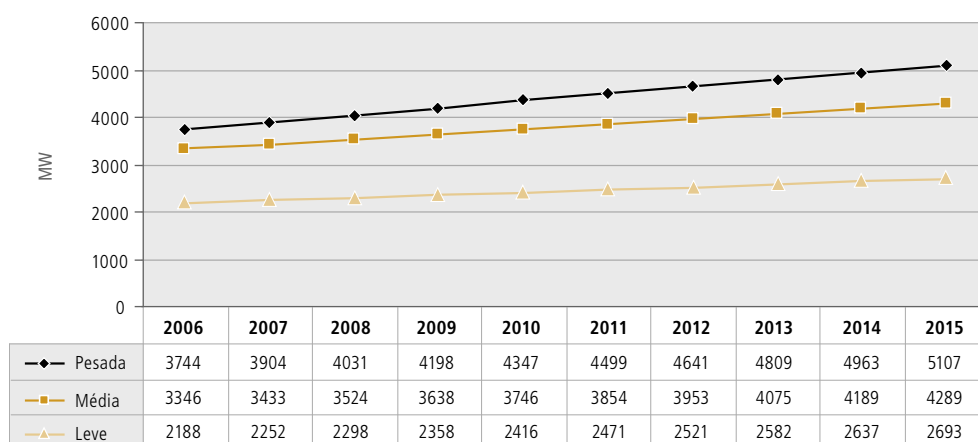
Área de Atuação

A COPEL é a principal concessionária de distribuição do estado e atende integralmente, em distribuição, a 393 municípios (área de 194.85 km²). Esta rede compõe-se de 165.576 km de linhas nas tensões de 34,5 kV e abaixo, e de 1451 MVA em capacidade transformadora instalada, distribuída em 237 subestações de 34,5 kV.

Carga Prevista

A previsão de carga da COPEL para o período 2006-2015 é mostrada no Gráfico 4.75, onde se verifica que o crescimento médio é da ordem de 4 % ao ano.

Gráfico 4-75 - Evolução da Carga da COPEL - Período 2006-2015



4.5.4.4 Estado de Mato Grosso do Sul

O estado de Mato Grosso do Sul possui uma área aproximada de 358.000 km², incorporando 78 municípios e uma população de 2.088.000 habitantes. O atendimento é feito pelas concessionárias de distribuição ENERSUL e ELEKTRO. A área atendida pela ELEKTRO corresponde a, aproximadamente, 29.000 km², abrangendo 5 municípios, com uma população de 112.000 habitantes.

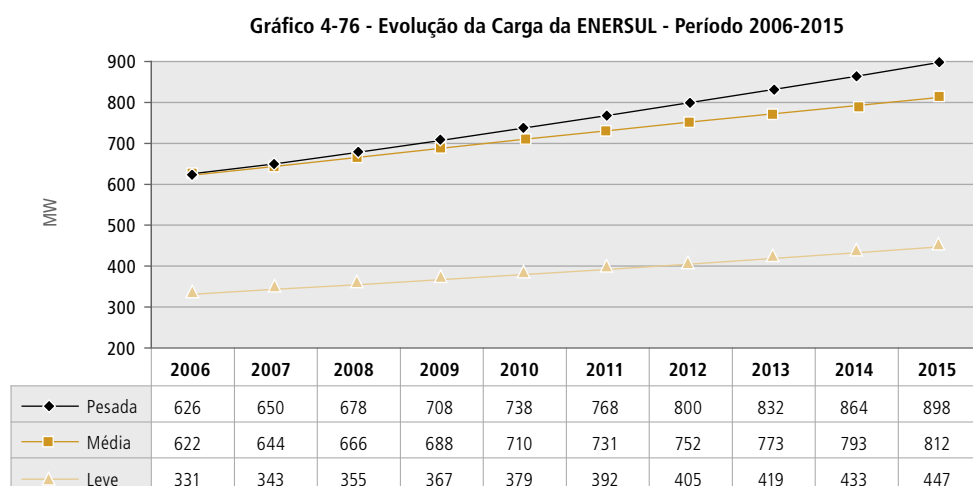
■ ENERSUL

Área de Atuação

A área atendida pela ENERSUL corresponde a 329.000 km², abrangendo 73 municípios, com uma população de 1.976.000 habitantes.

Carga Prevista

A previsão de cargas para período 2006-2015 é mostrada no Gráfico 4-76, onde se verifica um crescimento médio da ordem de 4% ao ano no citado período.



Sistema Elétrico

O sistema de distribuição da ENERSUL é constituído por linhas e subestações em 138 kV. O atendimento às 5 regiões geoeletricas do estado é feito da seguinte forma:

- Região Central: é atendida através das subestações em 138 kV localizadas em Campo Grande a partir das SEs Imbirussu e Campo Grande (Eletrosul).
- Região Oeste: é atendida por uma linha radial em circuito duplo de 138 kV que, partindo da SE Aquidauana, conecta-se à SE Miranda e daí à SE Corumbá. A SE Aquidauana interliga-se em circuito duplo 138 kV com a SE Imbirussu, em Campo Grande. Ainda destacam-se as linhas 138 kV para SE Jardim e, a partir daí, para a SE Porto Murtinho, com previsão de operação para janeiro de 2006.
- Região Nordeste: é atendida, via SE Selvíria, por um sistema radial em 138 kV através da interligação Ilha Solteira – Jupia.
- Região Norte: é atendida por uma linha radial de circuito simples em 138 kV a partir da SE Campo Grande (Eletrosul).
- Região Sul: é atendida pela linha radial de circuito simples em 138 kV interligando a SE Eldorado à SE Guaira no Paraná.

4.6 Evolução Física e Estimativa de Investimentos

A seguir, é apresentada a estimativa da evolução física dos sistemas de transmissão das diversas regiões no período 2006-2015 relativamente a linhas de transmissão (km) e a capacidade de transformação (MVA).

Adicionalmente, para cada região, são apresentadas as estimativas dos investimentos associados ao Plano Decenal em linhas de transmissão, novas subestações e capacidade instalada de transformadores³⁰.

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 2006-2015.

Quanto aos futuros sistemas de transmissão associados às interligações regionais e às redes de conexão das usinas do rio Madeira, cabe destacar que, para possibilitar uma primeira estimativa dos investimentos totais no horizonte deste Plano, considerou-se, como referência, um sistema de transmissão misto ± 600 kVCC / 500 kVCA, alternativa promissora dos estudos ainda em desenvolvimento sob a coordenação da EPE. Para a usina de Belo Monte, o estudo encontra-se, também, em andamento e o sistema referencial adotado foi o indicado em [6], correspondente à hipótese de transmissão em 750 kV. Para ambos os sistemas citados, foram também computados os investimentos referentes a reforços em 500 kV e 750 kV na rede receptora.

Na interligação Tucuruí – Macapá – Manaus foi considerado o sistema de transmissão descrito no item 4.2.2, recomendado em [19], para a integração de 58% do mercado total dos sistemas isolados com uma população da ordem de dois milhões de habitantes, correspondendo a um expressivo montante de investimentos em instalações com tensão 500 kV na região Norte, a partir de 2012. A interligação Acre - Rondônia foi representada conforme a descrição do item 4.2.2, recomendada em [4] e integra 22% do mercado total dos sistemas isolados com uma população da ordem de 1,2 milhões de habitantes.

4.6.1 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-Sul (2008).

Na o segundo quinquênio, os maiores investimentos previstos são devido à interligação Tucuruí - Macapá - Manaus, e aos reforços para o escoamento da energia oriunda de CHE Belo Monte.

Tabela 4-24 - Região Norte - Linhas de Transmissão (km)

Tensão	750kV	500kV	440kV	345kV	230kV	138kV	88/69kV
Existente em 2005	-	8.868	-	-	1.975	4.020	4.622
Evolução 2006-2015	2.494	4.206	-	-	1.620	2.295	1.441
Estimativa 2015	2.494	13.074	-	-	3.595	6.315	6.063

Tabela 4-25 - Região Norte – Transformação (MVA)

Tensão	750kV	500kV	440kV	345kV	230kV	138kV	88/69kV
Existente em 2005	-	5.430	-	-	4.380	1.328	2.261
Evolução 2006-2015	9.900	6.650	-	-	4.190	641	1.692
Estimativa 2015	9.900	12.080	-	-	8.570	1.969	3.953

³⁰ Os custos foram estimados com base no documento "Referência de Custos de LTs e SEs de AT e EAT da ELETROBRÁS", de junho/2004, sendo esta a data de referência dos mesmos.

Gráfico 4-77 - Região Norte - Estimativa dos Investimentos no Sistema de Transmissão

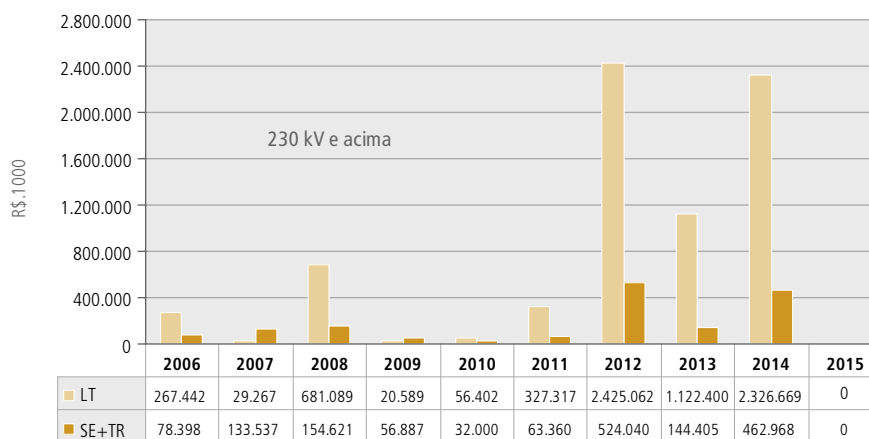
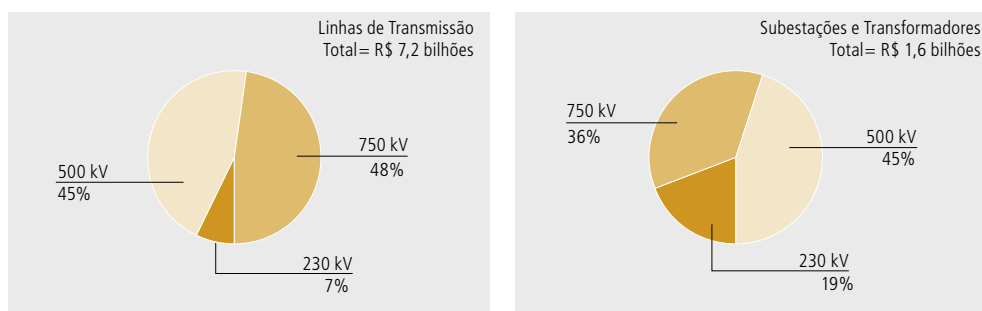


Gráfico 4-78 - Região Norte - Novos Investimentos Desagregados por Nível de Tensão (2015)



4.6.2 Região Nordeste

Os grandes investimentos no primeiro quinquênio são devido à expansão da interligação Norte-Nordeste em 2006 e 2007 (LTs 500 kV Teresina-Sobral-Fortaleza II e Colinas - Ribeiro Gonçalves - S.J. Piauí – Sobradinho, respectivamente).

No segundo quinquênio, o investimento significativo é, mais uma vez, devido à expansão da interligação Norte-Nordeste (LT 500 kV Estreito – Ribeiro Gonçalves – S.J. Piauí – Milagres).

Tabela 4-26 - Região Nordeste - Linhas de Transmissão (km)

Tensão	750kV	500kV	440kV	345kV	230kV	138kV	88/69kV
Existente em 2005	-	5.969	-	-	13.191	3.643	21.254
Evolução 2006-2015	-	2.749	-	-	1.939	1.095	8.099
Estimativa 2015	-	8.718	-	-	15.130	4.738	29.353

Tabela 4-27 - Região Nordeste – Transformação (MVA)

Tensão	750kV	500kV	440kV	345kV	230kV	138kV	88/69kV
Existente em 2005	-	17.867	-	-	14.094	1.379	10.669
Evolução 2006-2015	-	1.500	-	-	4.986	548	3.796
Estimativa 2015	-	19.367	-	-	19.080	1.927	14.465

Gráfico 4-79 - Região Nordeste - Estimativa dos Investimentos no Sistema de Transmissão

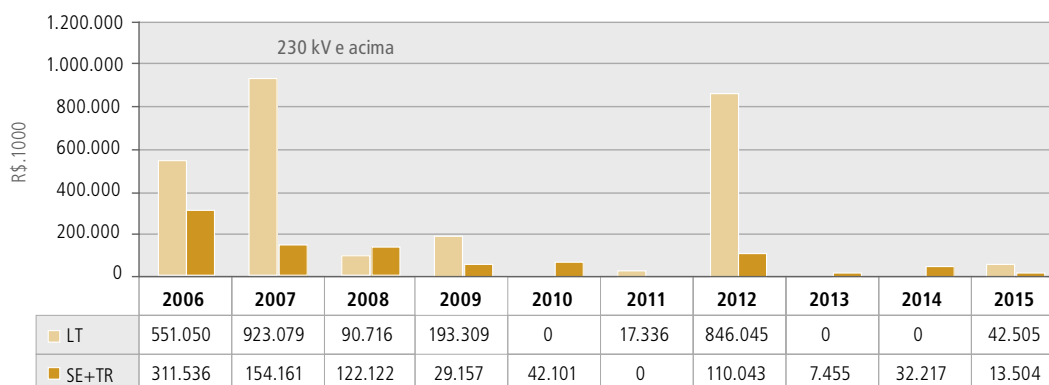
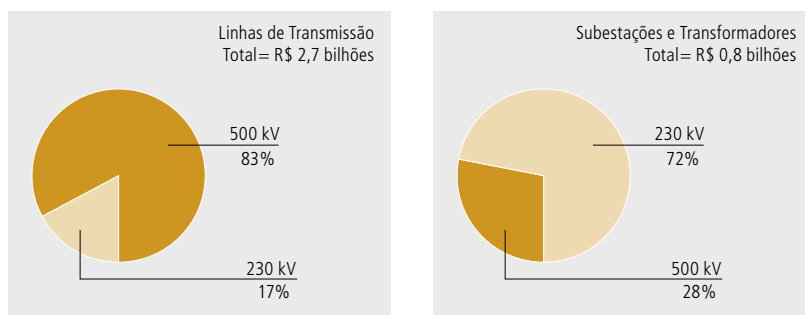


Gráfico 4-80 - Região Nordeste - Novos Investimentos Desagregados por Nível de Tensão (2015)



4.6.3 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 e também à expansão da Interligação Norte-Sul e correspondentes reforços na Rede Básica.

No segundo quinquênio, os grandes investimentos são referentes à integração das usinas do Madeira e Belo Monte e os reforços que as mesmas impõem ao sistema para o escoamento de cerca de 12.000 MW.

Tabela 4-28 - Regiões Sudeste e Centro-Oeste - Linhas de Transmissão (km)

Tensão	750kV	600kV	500kV	440kV	345kV	230kV	138kV	88/69kV
Existente em 2005	2.698	1.612	8.694	6.785	8.834	8.566	39.785	20.438
Evolução 2006-2015	2.900	4.900	10.851	7	839	2.855	5.201	1.381
Estimativa 2015	5.598	6.512	19.545	6.792	9.673	11.421	44.986	21.819

Tabela 4-29 - Regiões Sudeste e Centro-Oeste - Transformação (MVA)

Tensão	750kV	500kV	440kV	345kV	230kV	138kV	88/69kV
Existente em 2005	21.000	27.740	14.916	27.288	10.448	34.186	23.866
Evolução 2006-2015	6.450	18.510	6.084	8.466	3.765	4.269	1.420
Estimativa 2015	27.450	46.250	21.000	35.754	14.213	38.455	25.285

Gráfico 4-81 - Regiões Sudeste e Centro-Oeste - Estimativa dos Investimentos no Sistema de Transmissão

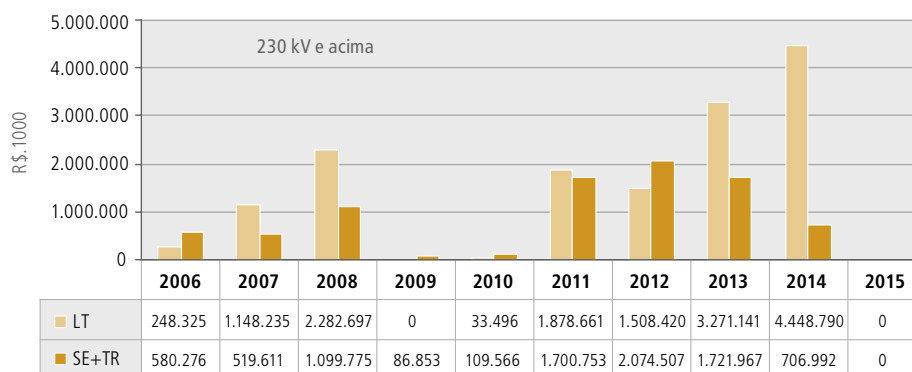
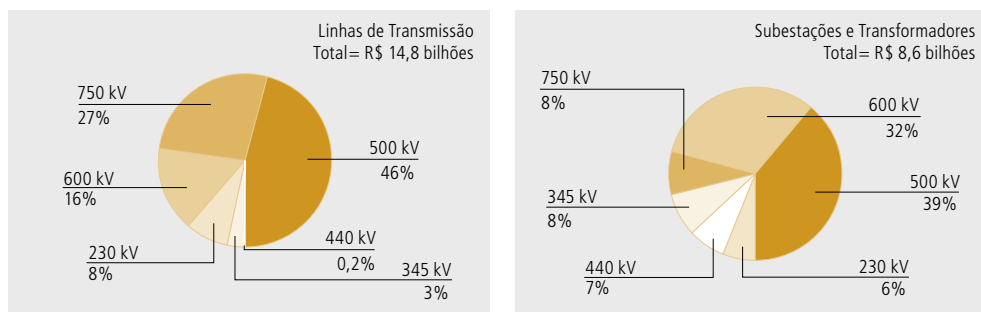


Gráfico 4-82 - Regiões Sudeste e Centro-Oeste - Novos Investimentos Desagregados por Nível de Tensão (2015)



4.6.4 Região Sul

Na região Sul, os maiores investimentos estão previstos para os quatro primeiros anos devido a necessidade de implantação de novos empreendimentos de transmissão, que vinham sendo postergados há alguns anos por falta de investimento.

Esses empreendimentos são suficientes para resolver os grandes problemas de atendimento no horizonte decenal. No entanto, uma ou outra expansão pode ser necessária em função de problemas localizados decorrentes de aumento de demanda não previsto, conexão de novas usinas ou expansão de interligações.

Tabela 4-30 - Região Sul e MS – Linhas de Transmissão (km)

Tensão	750kV	500kV	440kV	345kV	230kV	138kV	88/69kV
Existente em 2005	-	3.492	-	-	11.408	13.885	4.547
Evolução 2006-2015	-	1.977	1	-	3.789	2.356	887
Estimativa 2015	-	5.469	1	-	15.197	16.241	5.434

Tabela 4-31 - Região Sul e MS – Transformação (MVA)

Tensão	750kV	500kV	440kV	345kV	230kV	138kV	88/69kV
Existente em 2005	-	12.016	336	-	16.242	7.374	5.561
Evolução 2006-2015	-	8.892	900	-	8.792	5.146	1.778
Estimativa 2015	-	20.908	1.236	-	25.034	12.520	7.339

Gráfico 4-83 - Região Sul e MS - Estimativa dos Investimentos no Sistema de Transmissão

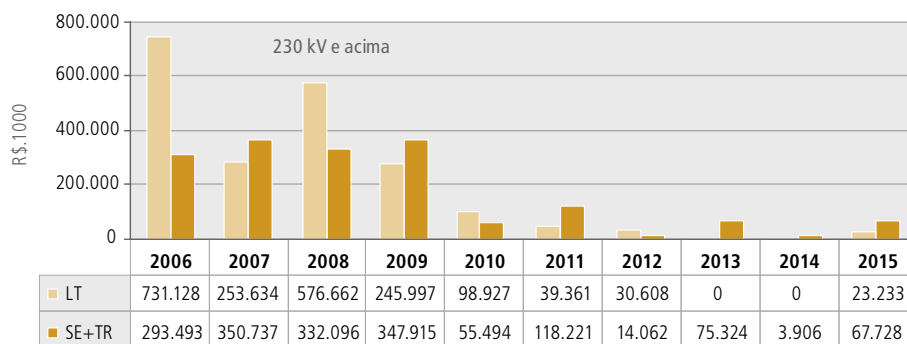
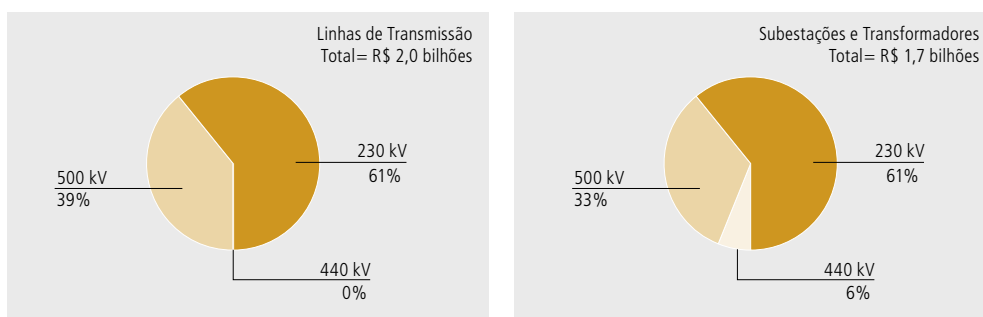


Gráfico 4-84 - Região Sul e MS - Novos investimentos Desagregados por Nível de Tensão (2015)



4.6.5 Sistema Interligado Nacional

Tabela 4-32 - SIN – Linhas de Transmissão (km)

Tensão	750kV	600kV	500kV	440kV	345kV	230kV	138kV	88/69kV
Existente em 2005	2.698	1.612	27.023	6.785	8.834	35.140	61.333	50.861
Evolução 2006-2015	5.394	4.900	19.783	8	839	10.203	10.947	11.808
Estimativa 2015	8.092	6.512	46.806	6.793	9.673	45.343	72.280	62.669

Tabela 4-33 - SIN – Transformação (MVA)

Tensão	750kV	500kV	440kV	345kV	230kV	138kV	88/69kV
Existente em 2005	21.000	63.053	15.252	27.288	45.164	44.267	42.357
Evolução 2006-2015	16.350	35.552	6.984	8.466	21.733	10.604	8.686
Estimativa 2015	37.350	98.605	22.236	35.754	66.897	54.871	51.043

Gráfico 4-85 - SIN - Estimativa dos Investimentos no Sistema de Transmissão

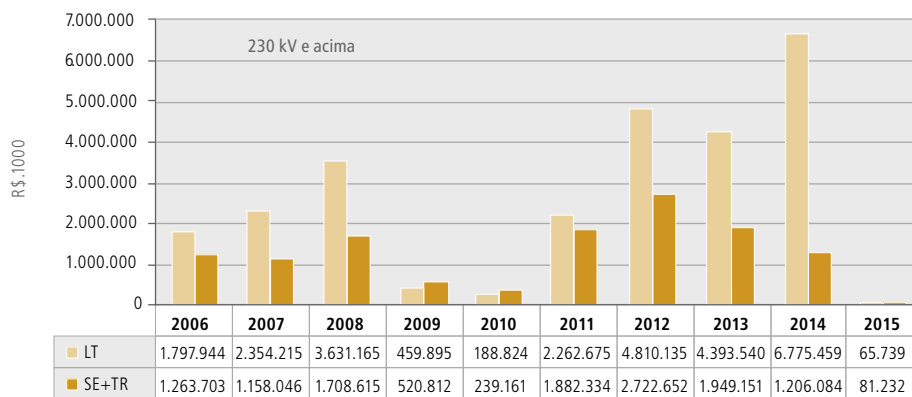
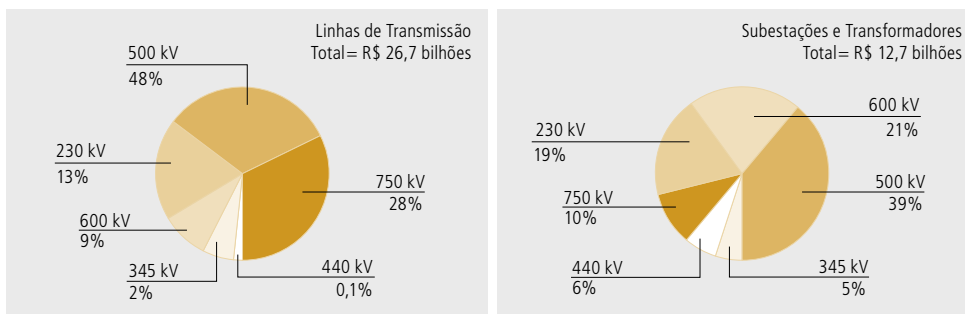


Gráfico 4-86 - SIN – Novos Investimentos Desagregados por Nível de Tensão (2015)





Análise Socioambiental

5

Introdução

Escopo

Procedimentos Metodológicos

Caracterização Socioambiental do Sistema Elétrico
Existente

Caracterização Socioambiental do Sistema Elétrico
Planejado

Análise Socioambiental dos Empreendimentos de
Geração e Transmissão

Aspectos Socioambientais mais Significativos
Associados ao Plano de Expansão

Considerações Finais

As atividades relativas aos estudos e avaliações socioambientais dos planos decenais anteriores foram conduzidas, no passado mais recente, pelo Comitê Técnico Socioambiental – CTSA do CCPE, com a participação de várias empresas do setor e do CEPEL, responsável pelo desenvolvimento metodológico aplicado aos estudos.

No contexto atual, a EPE para subsidiar o planejamento, no que concerne aos estudos socioambientais, contou com a colaboração de diversas empresas do setor elétrico, através da criação do Grupo de Trabalho de Meio Ambiente – GTMA e de dois subgrupos temáticos para as avaliações socioambientais necessárias, sob a coordenação da EPE. As concessionárias e agentes com participação no GTMA e nos subgrupos foram os seguintes:

Grupos de Estudos	Empresas Participantes
Grupo de Meio Ambiente	CELG, CEMIG, CEPEL, CESP, CHESF, COELBA, COPEL, CPFL, CTEEP, ELEKTRO, ELETROBRÁS, Eletronorte, FURNAS, TRACTEBEL,
Subgrupo de Avaliação Socioambiental	CELG, CEMIG, CEPEL, CESP, CHESF, COELBA, COPEL, CTEEP, ELETROBRÁS, Eletronorte, FURNAS
Subgrupo de Critérios e Procedimentos Socioambientais	CELG, CEPEL, CESP, CHESF, COELBA, COPEL, CTEEP, ELETROBRÁS, Eletronorte, FURNAS

Neste capítulo é apresentado um panorama das questões socioambientais abordadas no Plano. 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 sobre o território nacional.

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 ao aperfeiçoamento da metodologia e de procedimentos e instrumentos, visando aprimoramentos no processo de planejamento.

São, finalmente, apresentadas as referências bibliográficas.

5.1 Introdução

A retomada do processo de planejamento de modo estruturado e coordenado, desde os estudos da matriz energética, passando pelo planejamento de longo prazo, que orienta o Plano Decenal, induz a integração dos aspectos socioambientais ao processo de planejamento e de tomada de decisão, simultaneamente aos aspectos econômicos e energéticos.

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, contribuirá, certamente, 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, antecipadamente, os principais aspectos socioambientais relativos à estratégia adotada para a expansão da oferta de energia elétrica no país, de modo a indicar o nível de incerteza para o atendimento aos objetivos do Plano, qual seja, o de garantir a viabilização dos empreendimentos segundo os princípios da sustentabilidade ambiental, e, quando for o caso, sugerir ações para agilizar a viabilização dos empreendimentos no horizonte pretendido.

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 fases iniciais de desenvolvimento, 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 2006-2015 foram realizados tomando como base o conjunto de diretrizes gerais apresentadas na Referência [27], as quais visam possibilitar a integração dos estudos socioambientais aos estudos de expansão da geração e da transmissão.

Foram desenvolvidas análises específicas dos aspectos socioambientais da geração e da transmissão, separadamente e de forma integrada, consolidando uma análise global do Plano.

Conforme descrito no Capítulo 1, onde é apresentada 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.

5.2 Escopo

A seguir, são especificados o conjunto de projetos que constituem o escopo das análises dos sistemas de geração e de transmissão.

■ Análise da Geração

Os estudos socioambientais para a geração abrangem as usinas previstas na alternativa de referência dos estudos de expansão da geração.

Do total de 83 usinas hidrelétricas consideradas, 16 encontram-se na etapa de construção. Do conjunto de 67 usinas que se encontram nas outras etapas (projeto básico, viabilidade e inventário), foram analisadas 46 (cerca de 69%), que correspondem àquelas para as quais foram obtidas informações junto aos agentes do setor 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 as características das análises socioambientais e da configuração de referência – que abrange obras de diferentes categorias, no que se refere à extensão, tensão e recapacitação, 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 recapacitação.

Por diversos motivos, relacionados à obtenção de dados, bem como ao estágio de desenvolvimento metodológico, dentre outros, as subestações não foram objeto de análise neste ciclo de planejamento.

Dessa forma, do conjunto de empreendimentos que foram objeto de algum tipo de análise, 31 foram tratados por meio de instrumentos especiais de coleta de informações (fichas preenchidas pelos agentes ou membros do GTMA) e tiveram a aplicação de todos os procedimentos metodológicos propostos.

Outros dois grupos foram analisados parcialmente, com procedimentos desenvolvidos durante a elaboração dos estudos: os 32 empreendimentos já licitados e em construção e os 27 que poderão vir a ser licitados nos próximos três anos. Nesses dois casos, são indicados alertas sobre o nível de incerteza relativo às possibilidades de atendimento aos objetivos do Plano.

■ 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 interferências sobre o território nacional.

5.3 Procedimentos Metodológicos

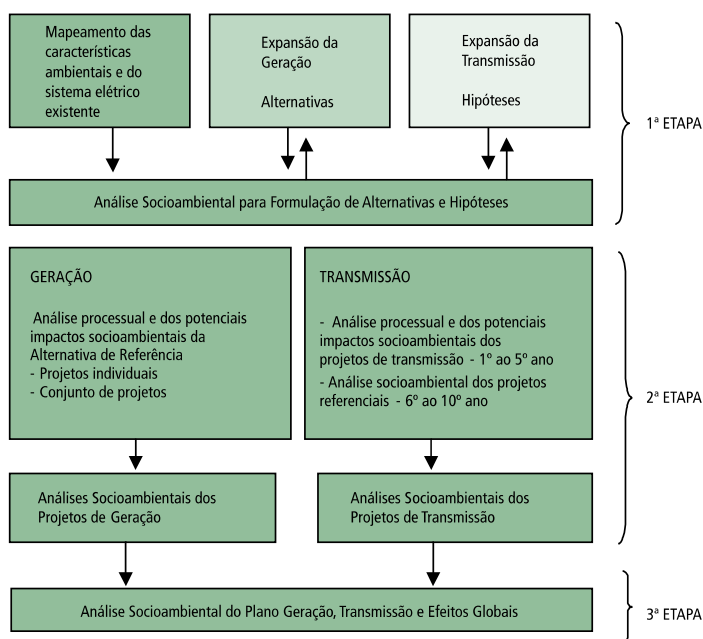
5.3.1 Diretrizes Gerais

Foram consideradas as seguintes diretrizes gerais para 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 GTMA (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 os ciclos anteriores;
- utilização de geoprocessamento como ferramenta básica para as análises (georreferenciamento e mapeamento das principais características socioambientais das diversas regiões e dos projetos).

Conforme citado anteriormente, e, de acordo com os procedimentos previstos, a análise do Plano apresentada neste relatório é constituída pelas avaliações específicas e pelas análises mais abrangentes que envolvem as interferências do conjunto de projetos de geração e transmissão sobre o território nacional. As atividades e etapas previstas estão apresentadas na Figura 5-1.

Figura 5-1 – Fluxograma de Atividades Associadas às Análises Socioambientais



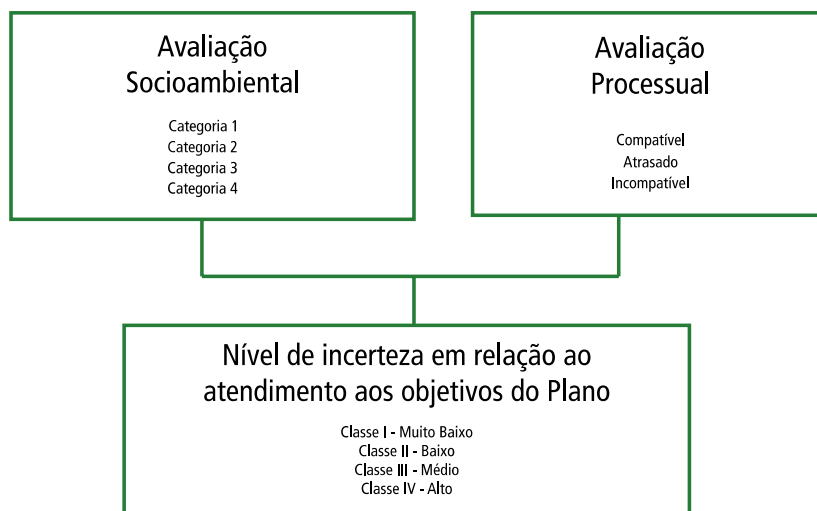
A base metodológica para as análises da geração hidrelétrica e da transmissão foi a mesma, com algumas adaptações necessárias devido às características específicas do tipo de projeto e seus impactos associados. Os relatórios específicos das análises socioambientais da geração e da transmissão apresentam 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:

- a avaliação socioambiental por projeto e para conjuntos de projetos hidrelétricos;
- a análise processual e
- a classificação por níveis de incerteza.

A Figura 5-2 indica as três etapas de análise. Nos itens que se seguem, são descritos os critérios e parâmetros mostrados nesta figura.

Figura 5-2 – Esquema da Análise Socioambiental



Cumpra 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 5.6.1.2. Análise de Conjuntos de Projetos Hidrelétricos.

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 dessa análise socioambiental.

5.3.2 Critérios Básicos

5.3.2.1 Avaliação Socioambiental

A avaliação socioambiental foi elaborada por projetos individuais e direcionada para captar o grau de impacto potencial de cada um deles, por meio de critérios previamente estabelecidos. Esses critérios foram sistematizados por meio da sistematização de um conjunto de indicadores para as dimensões físico-biótica e socioeconômica, indicados na Tabela 5-1 a seguir, sendo-lhes atribuídos graus de impacto específicos.

Tabela 5-1 - Resumo

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
	Interferência na Organização do Território (rede urbana e circulação e comunicação)	Interferência em núcleos urbanos e em regiões metropolitanas
Socioeconômica	Interferência em conflitos sobre o uso dos recursos hídricos	Interferência em plantação de cana-de-açúcar e áreas de reflorestamento
	Pressão sobre as condições de vida no núcleo populacional de apoio	Interferência em Terras Indígenas e terras 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 numerosas 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. Um 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.

5.3.2.2 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 para esta avaliação 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 PDEE, e 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 adotados como referência básica, as informações produzidas pelo Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico - DMSE/MME.

Como resultado das análises, os projetos foram classificados em três categorias:

- **Compatíveis** - projetos cujas etapas de desenvolvimento e processos de licenciamento e de obtenção de outorgas ou autorizações estão compatíveis com a data prevista pelo Plano para entrada em operação.
- **Atrasados** – projetos que se encontram em etapas de desenvolvimento defasadas com a data prevista para licitação ou para entrada em operação, requerendo ações internas ao setor para sua compatibilização.
- **Incompatíveis** - projetos cujas etapas de desenvolvimento estão atrasadas, o processo de licenciamento está atrasado e, de acordo com os prazos estipulados, não apresentam condições para atender às datas previstas para entrada em operação.

5.3.2.3 Atribuição de Níveis de Incerteza

O resultado da avaliação socioambiental combinado com a análise processual permitiu classificar os projetos quanto ao nível de incerteza em relação ao atendimento aos objetivos do Plano Decenal. Para a análise conjunta, foram cruzadas as categorias da análise socioambiental com as categorias relativas às condições de atendimento, às datas previstas para a licitação e para a entrada em operação, resultando em quatro classes de níveis de incerteza: muito baixo, baixo, médio e alto. A organização em classes e 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. Nos itens 5.6.1.4 e 5.6.2.1.2 são apresentados, respectivamente, os critérios para atribuição dos níveis de incerteza para a geração e para a transmissão.

5.3.2.4 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 da geração e da transmissão previstos sobre o território nacional, de modo a que seja verificada sua compatibilidade com os objetivos e pressupostos do desenvolvimento sustentável.

As análises nesse nível devem focar os aspectos relativos à sustentabilidade da base de recursos naturais e à sustentabilidade social, bem como as possíveis implicações deste plano setorial com o Plano Nacional de Recursos Hídricos, com o Plano Nacional de Meio Ambiente e com outros planos de desenvolvimento.

Devem ser enfatizados, também, os aspectos relacionados com a sustentabilidade global e as implicações com as convenções e acordos internacionais, tal como a Convenção do Clima.

Destá forma, as providências indicadas neste capítulo, orientadas especialmente para a redução dos níveis de incerteza em relação ao atendimento 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 realizar sobre conjuntos de projetos são apresentadas segundo as especificidades de cada região hidrográfica, considerando especificamente as classes de empreendimentos e cada empreendimento individualmente.

5.4 Caracterização Socioambiental do Sistema Elétrico Existente

O Sistema Interligado Nacional – SIN se caracteriza 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.

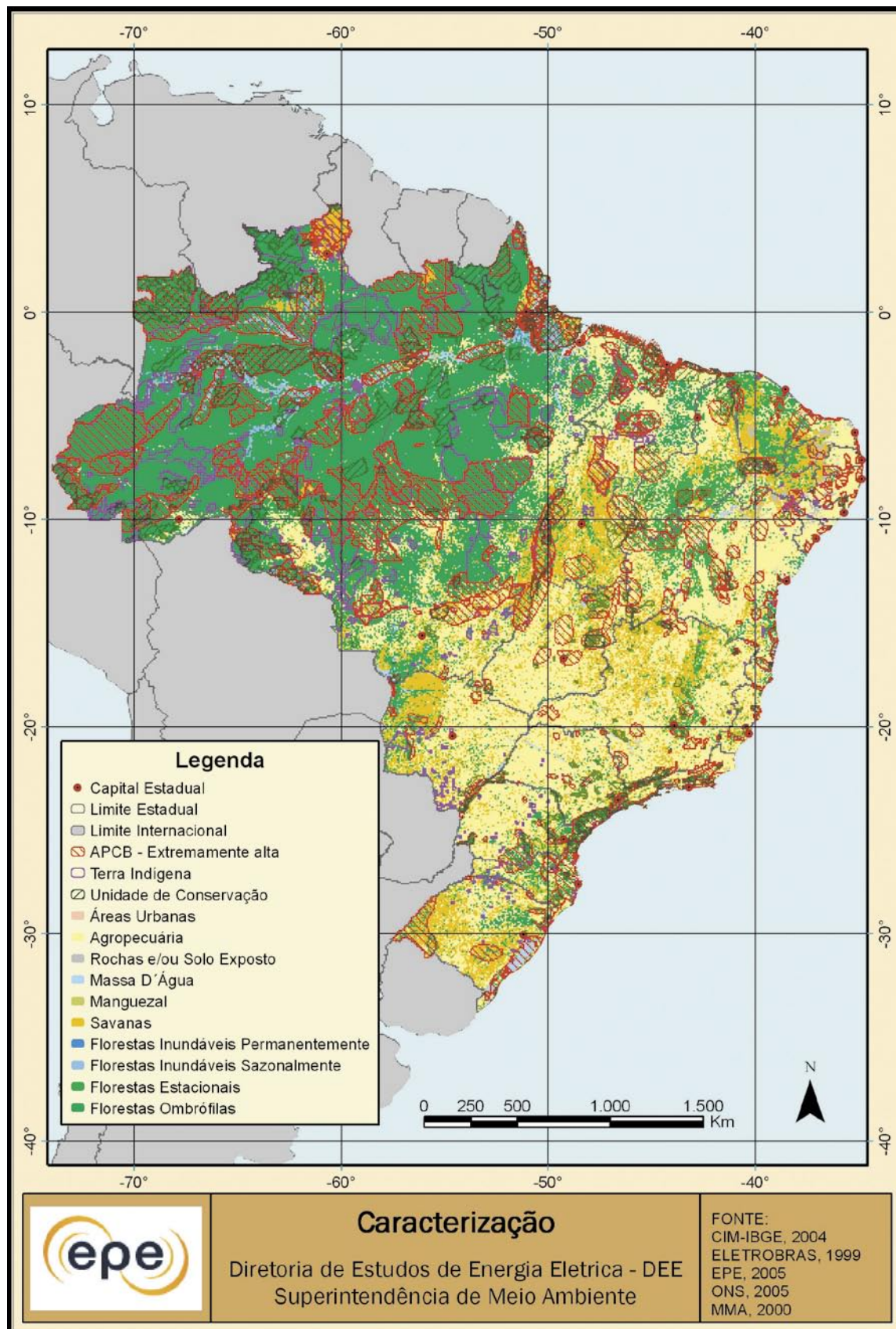
A análise socioambiental tomou como referência o mapeamento do sistema elétrico existente, parque gerador e linhas de transmissão, destacando aquelas áreas onde ocorre uma maior concentração de projetos.

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.

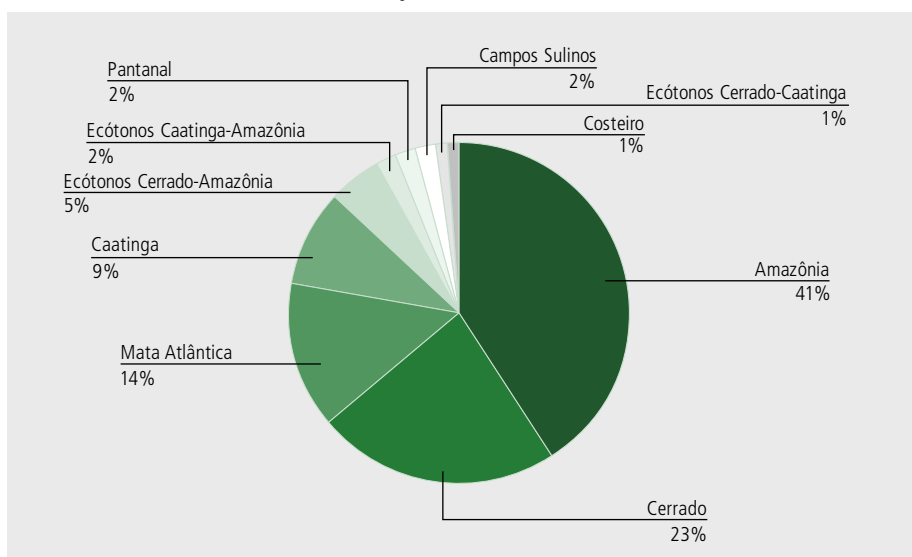
A Figura 5-3 apresenta as principais características socioambientais do território nacional.

Figura 5-3 – Caracterização Socioambiental do Território Brasileiro



Os principais biomas brasileiros, classificados segundo o IBGE, estão distribuídos no território nacional conforme indicado no Gráfico 5-1. O Bioma Amazônico e o Bioma do Pantanal correspondem a 43% de todo o nosso território.

Gráfico 5-1 - Distribuição dos Biomas no Território Nacional



Com relação às áreas protegidas pela legislação que se configuram como restrição à implantação dos empreendimentos do setor, observa-se que as áreas ocupadas por Unidades de Conservação, sob responsabilidade federal, representam cerca de 10% de todo o território nacional. A Figura 5-3 e o Gráfico 5-2 permitem observar que, no Bioma Amazônico, cerca de 16% são ocupados por áreas dessa natureza, seguidos pelos Ecótonos Caatinga-Amazônia (15%), sendo que no Bioma Costeiro 50% de sua área é ocupado por essas unidades.

É importante registrar a tendência de ampliação, sobretudo na Amazônia, 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 que, em 2003, contava com 30,7 milhões de hectares, passa a ter 45,8 milhões de hectares de UCs, o que significa um aumento de cerca de 50%, todas em áreas de conflito.

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 5-3.

Gráfico 5-2 - Percentual das Áreas dos Biomas Ocupadas por Unidades de Conservação Federais

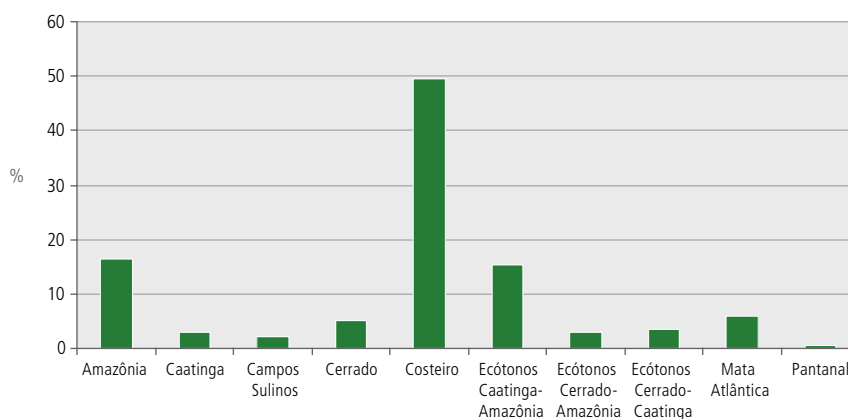
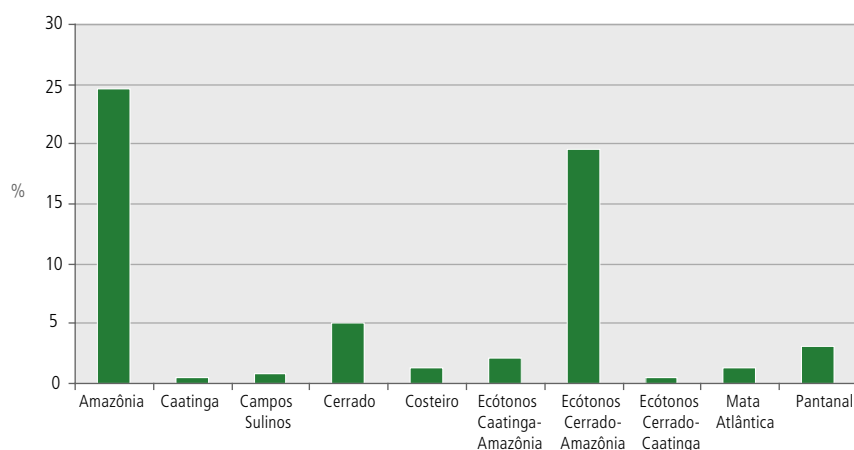
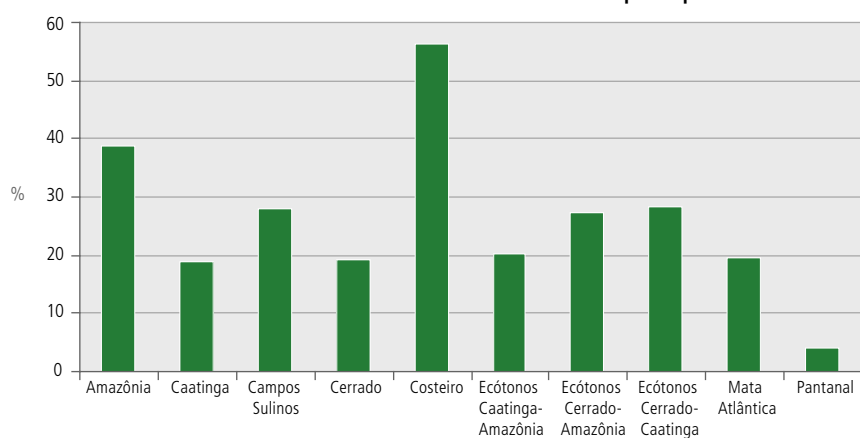


Gráfico 5-3 - Percentual das Áreas dos Biomas Ocupadas por Terras Indígenas



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 5-4 aponta que cerca de 55% do Bioma Costeiro e 39% do Bioma Amazônico recebem esta classificação e que, nos Campos Sulinos e nos Ecótonos Cerrado-Amazônia e Cerrado-Caatinga, tais áreas representam uma porção do território bastante significativa (cerca de 28%).

Gráfico 5-4 - 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 dos serviços oferecidos, se caracterizam pelo predomínio dos Biomas Mata Atlântica e Cerrado que, entretanto, apresentam grande parte de suas áreas bastante degradadas, tanto em função dessa ocupação humana mais intensa, quanto da expansão da atividade agropecuária.

5.4.1 Parque Gerador

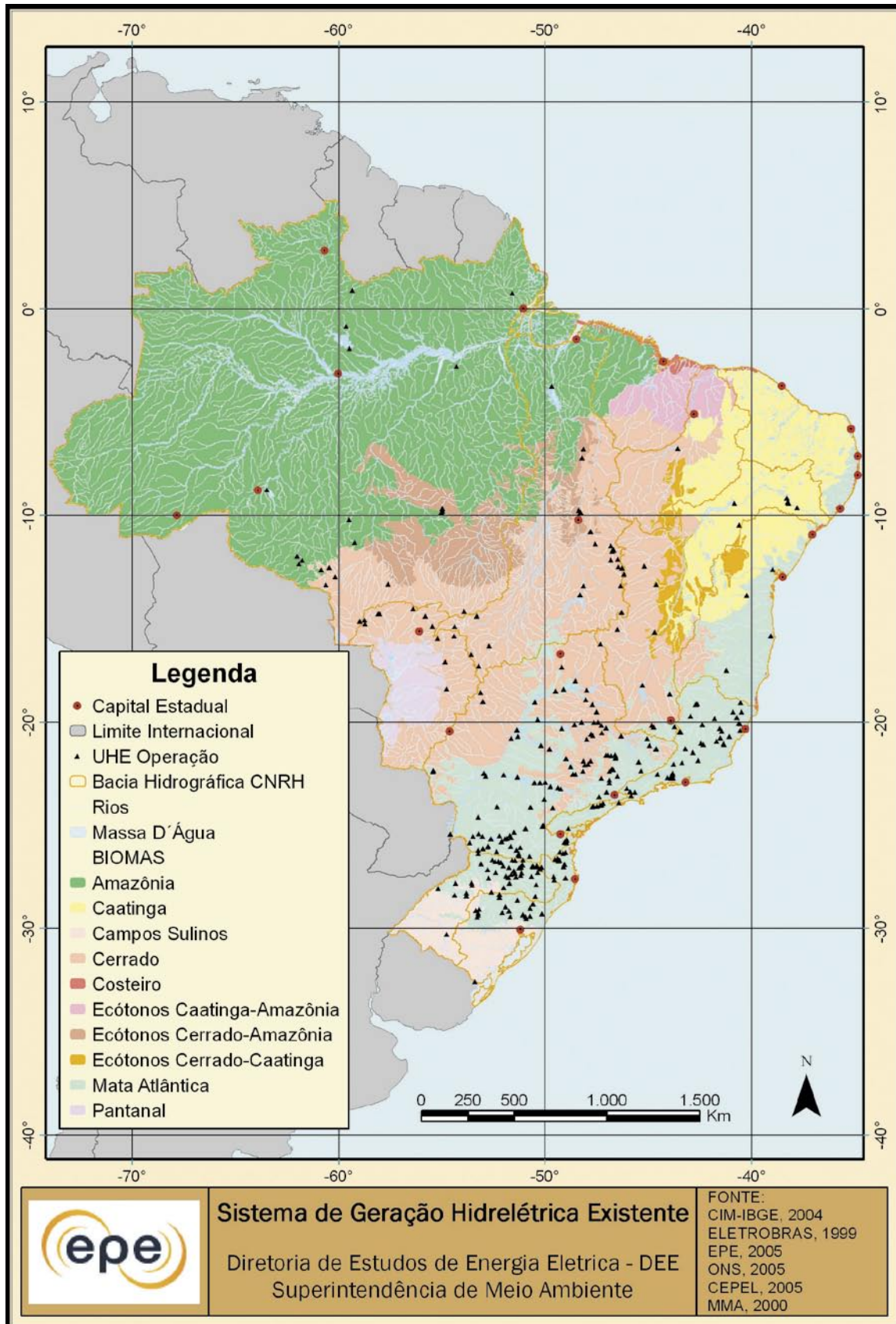
O parque gerador brasileiro engloba 116 usinas hidrelétricas (UHEs) em operação com mais de 30 MW, que somam cerca de 71.000 MW de potência instalada e cerca de 47 usinas termelétricas, correspondendo a 14.400 MW de potência instalada.

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 5-2 e ilustrada na Figura 5-4.

Tabela 5-2- Distribuição por Bacia Hidrográfica das Usinas Hidrelétricas em Operação

Região Hidrográfica (CNRH 32)	UHE Operação	Potência Instalada (MW)	Área dos Reservatórios (km ²)
Amazônica	5	710	5.281,79
Atlântico Norte-Nordeste	0	-	0
Tocantins-Araguaia	5	10.780	5.486,55
Parnaíba	1	225	373,64
São Francisco	8	10.475	6.539,99
Atlântico Leste	3	1.529	285,46
Atlântico Sudeste	23	2.401	402,77
Paraná	52	40.222	17.466,76
Paraguai	6	747	285,21
Atlântico Sul	7	1.121	303,46
Uruguai	4	2.930	422,01
Total	114	71.140	36.847,64

Figura 5-4 – Sistema de Geração Hidrelétrica Existente



As usinas hidrelétricas em operação apresentam uma relação média área alagada por potência instalada de 0,52 km²/MW. A área ocupada pelos reservatórios das usinas em operação representa cerca de 0,4% do território nacional, sendo que 47% 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 52 usinas, totalizando 40.222 MW, que correspondem a 47% da potência instalada total.

A região hidrográfica Atlântico Sudeste também se destaca pelo número de usinas implantadas, ou seja 23 UHEs em operação, entretanto, sendo usinas de menor porte, somam 2.401 MW (3,4 % da potência total instalada) e ocupam 403 km² (1% da área total dos reservatórios).

Considerando a potência instalada, ganham destaque, ainda, as bacias do Tocantins – Araguaia (10.780 MW) e do São Francisco (10.475 MW).

A localização das hidrelétricas nos diversos biomas brasileiros pode ser observada na Figura 5-4. Na Tabela 5-3, é indicada a área ocupada pelos reservatórios em cada bioma. A maior concentração de projetos e o maior percentual de área inundada estão nos Biomas Mata Atlântica e Cerrado, seguidos da Amazônia. Deve ser ressaltado que, 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.

O conjunto de hidrelétricas existentes proporcionou um aporte de recursos de cerca de R\$ 400 milhões a 598 municípios brasileiros, durante o ano de 2005. 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 2005, 341 prefeituras receberam R\$ 195,06 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.

Tabela 5-3 - Ocupação dos Biomas Pelos Reservatórios das UHEs em Operação

Biomas	Área Ocupada Pelos Biomas (% do Território Nacional)	Área dos Reservatórios por Bioma (km²)	Área dos Biomas Ocupada Pelos Reservatórios (%)
Amazônia	42,27	8.283,23	0,22
Caatinga	8,51	5.259,53	0,71
Campos Sulinos	2,26	420,03	0,21
Cerrado	23,29	10.463,44	0,51
Costeiro	0,59	-	-
Ecótonos Caatinga -Amazônia	1,65	-	-
Ecótonos Cerrado – Amazônia	4,80	919,73	0,22
Ecótonos Cerrado -Caatinga	1,35	118,75	0,1
Mata Atlântica	13,63	11.839,4	0,99
Pantanal	1,64	-	-

A composição do parque termelétrico instalado, integrante do Sistema Interligado e despachado centralizadamente pelo ONS (Operador Nacional do Sistema), é apresentada na Tabela 5-4 a seguir. A distribuição das termelétricas nos subsistemas aponta 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 Sudeste/Centro-Oeste, a participação do gás natural é de cerca de 60%.

Tabela 5-4 - Composição do Parque Termelétrico Instalado por Combustível

	Diesel	Carvão	Gás	Óleo	Import. (Gás)	Nuclear	Total
Sul	-	9 [1.415]	1 [798]	2 [90]	[2.178]	-	12 [4.481]
Sudeste/Centro-Oeste	2 [828] (*)	-	10 [4.703]	4 [221]	-	2 [2.007]	18 [7.759]
Nordeste	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]

5.4.2 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;
- 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 5-5 apresenta a evolução dos sistemas de transmissão, no período de 2000 a 2005, 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 2004, segundo dados do ONS, uma extensão de, aproximadamente, 80.000 km, englobando 815 circuitos de transmissão e 321 subestações. No ano de 2005, houve um acréscimo de extensão de, aproximadamente, 2.000 km em 31 novas linhas de transmissão.

Tabela 5-5 - Evolução do Sistema de Transmissão 2000-2005 (km)

Tensão (kV)	2000	2001	2002	2003	2004	2005(*)
230	32.451,4	32.537,3	32.997,4	33.999,7	35.073,8	35.140,0
345	9.023,5	9.023,5	9.021,0	9.021,0	9.047,0	8.834,0
440	6.162,5	6.667,5	6.667,5	6.667,5	6.667,5	6.785,0
500 e 525	17.405,8	17.510,1	19.525,2	23.659,0	24.924,4	27.023,0
± 600 CC	1.612,0	1.612,0	1.612,0	1.612,0	1.612,0	1.612,0
750	2.379,0	2.683,0	2.683,0	2.683,0	2.683,0	2.698,0
Total	69.034,2	70.033,4	72.506,1	77.642,2	80.007,7	82.092

Fonte: EPE, 2005, baseado em dados obtidos junto ao ONS – Sindat.
Nota: (*) estimado

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 seus quantitativos, da ordem de 45%. Para as demais tensões, com exceção de 440 kV, 750 kVCA e ± 600 kVCC, o acréscimo de extensão nos últimos anos foi em torno de 10%.

Quanto à concentração das linhas de transmissão no território nacional, ao observar a Figura 5-5, 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, Minas Gerais, Rio Grande do Sul e Paraná, todos com mais de 100 linhas de transmissão (LTs) 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 LTs.

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.

A concentração das linhas de transmissão em determinadas áreas do país pode gerar pressões sobre os biomas que essas linhas atravessam. A Tabela 5-6 mostra 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 5-5.

Figura 5-5 – Sistema de Transmissão Existente

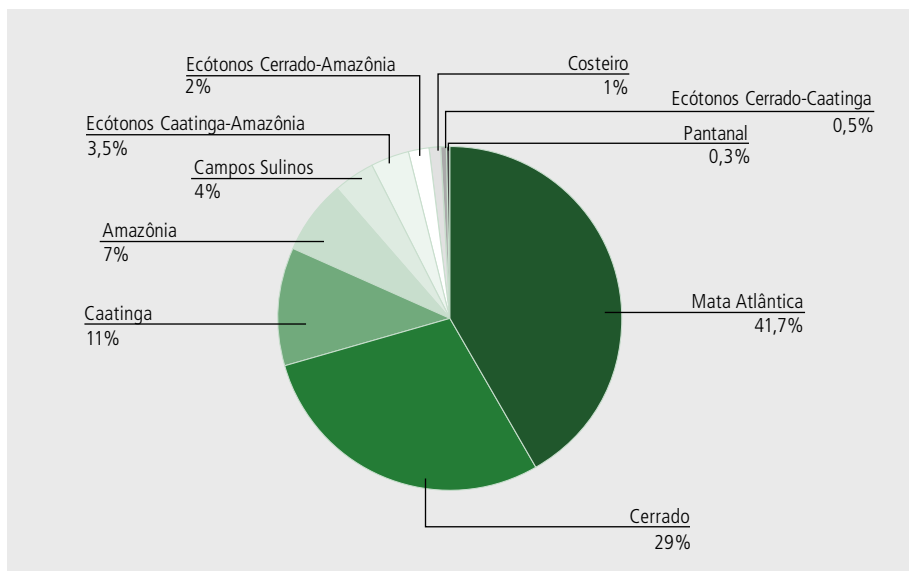


Tabela 5-6 - Extensão de Linhas de Transmissão Existentes por Bioma

Bioma	Percentual de km de LTs
Amazônia	6,8
Caatinga	11,2
Campos Sulinos	4,1
Cerrado	29,1
Costeiro	0,9
Ecótonos Caatinga- Amazônia	3,2
Ecótonos Cerrado- Amazônia	2,2
Ecótonos Cerrado-Caatinga	0,5
Mata Atlântica	41,7
Pantanal	0,3
Total Brasil	100% (*)

Fonte: EPE, 2005, baseado em dados obtidos junto ao ONS – Sindat e IBGE – Mapa dos biomas brasileiros
 Nota: (*) km total conforme Tabela 5-5

Gráfico 5-5 - Percentual da Extensão das Linhas de Transmissão Existentes por Bioma



As leituras da Tabela 5-6, do Gráfico 5-5 e da Figura 5-5 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, que está situado nas bordas deste bioma, 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.

Um 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. Estas 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.

5.5 Caracterização Socioambiental do Sistema Elétrico Planejado

É, a seguir, apresentada a caracterização socioambiental do conjunto de projetos considerados pelos estudos de expansão da geração e da transmissão.

5.5.1 Alternativa de Referência do Sistema de Geração

Os estudos de expansão da geração apontam a necessidade da entrada em operação de um conjunto de 83 empreendimentos hidrelétricos que totalizam cerca de 31.000 MW. As usinas termelétricas consideradas para a expansão totalizam cerca de 11.000 MW.

A Tabela 5-7 e a Tabela 5-8 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 5-6 ilustra sua distribuição pelos biomas nacionais.

Constata-se, como no sistema existente, uma grande concentração de novas usinas no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, seguido pelo subsistema Sul, acompanhando o constante crescimento de demanda nessas regiões.

Tabela 5-7 - Distribuição dos Empreendimentos Hidrelétricos Planejados pelos Subsistemas Elétricos

Subsistema	Construção	Concessão	Licitadas 2005	A Licitar em 2006	Indicativas	Total Planejadas
Sul	6 [1.755] (*)	5 [1.209]	2 [128]	2 [441]	8 [1.908]	23 [5.441]
Sudeste/Centro-Oeste	9 [2.921]	13 [1.329]	5 [677]	4 [521]	14 [2.318]	45 [7.766]
Nordeste	-	-	-	-	7 [1.172]	7 [1.172]
Norte	1 [1.500]	2 [1.187]	-	-	2 [1.947]	5 [4.634]
Madeira	-	-	-	2 [6.450]	-	2 [6.450]
Belo Monte	-	-	-	-	1 [5.500]	1 [5.500]
Total	16 [6.176]	20 [3.725]	7 [805]	8 [7.412]	32 [12.845]	83 [30.963]

Nota: (*) Valores expressos em: quantidade de usinas [MW]

Tabela 5-8 - Distribuição dos Empreendimentos Hidrelétricos Planejados Pelas Bacias Hidrográficas

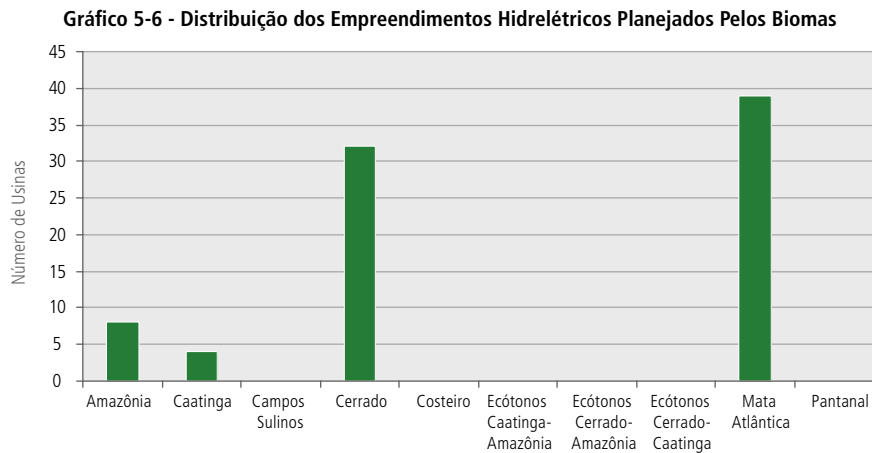
Subsistema	Construção	Concessão	Licitadas 2005	A Licitar em 2006	Indicativas	Total Planejadas
Amazônica	-	2 [174]	-	3 [6.711]	3 [5.610]	8 [12.494] (*)
Tocantins-Araguaia	2 [1.952]	2 [1.330]	-	-	10 [3.739]	14 [7.021]
Parnaíba	-	-	-	-	5 [612]	5 [612]
São Francisco	-	-	1 [82]	-	2 [560]	3 [642]
Atlântico Leste	1 [360]	1 [120]	-	-	-	2 [480]
Atlântico Sudeste	2 [100]	2 [149]	2 [474]	2 [130]	1 [60]	9 [913]
Paraná	6 [2.129]	9 [848]	2 [121]	3 [571]	8 [1.178]	29 [4.848]
Atlântico Sul	3 [295]	1 [182]	-	-	-	4 [477]
Uruguai	2 [1.340]	2 [922]	2 [128.]	-	3 [1.086]	9 [3.476]
Total	16 [6.176]	20 [3.725]	7 [805]	9 [7.412]	32 [12.845]	83 [30.963]

Nota: (*) Valores expressos em: quantidade de usinas [MW]

Destaca-se o avanço no sentido do aproveitamento dos potenciais hidrelétricos da bacia Amazônica, para onde estão indicados 8 empreendimentos no horizonte decenal, totalizando 12.494 MW, dos quais 3 estão previstos para participar do leilão a ser realizado em 2006. Registra-se também um intenso aproveitamento na Bacia do Tocantins, com 14 UHEs planejadas, que somam 7.021 MW, sendo que 2 já estão em construção e outras 2 já têm concessão.

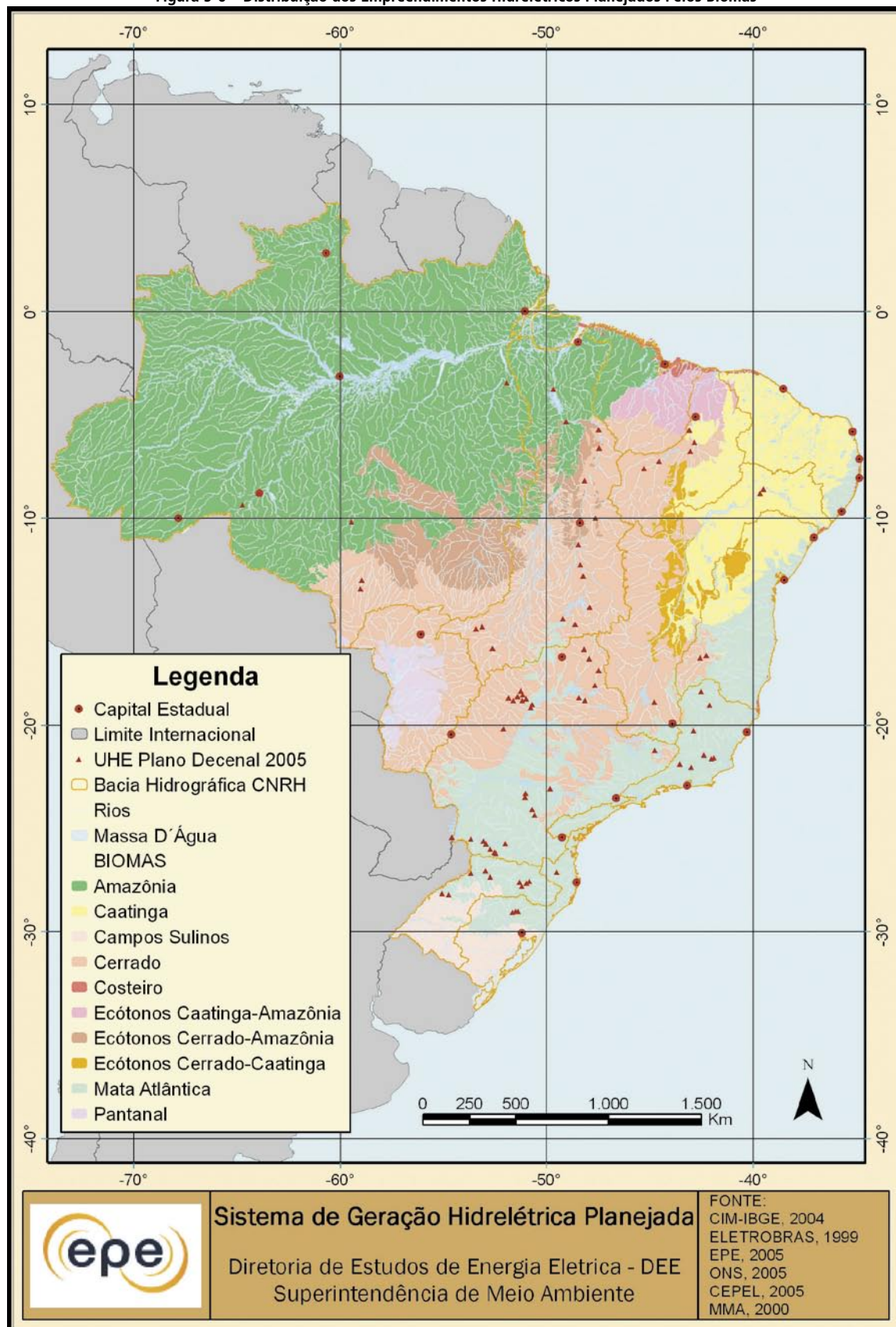
Para a Bacia do Paraná, estão planejadas 29 UHEs, 6 das quais em construção, que totalizam 4.848 MW. Outra bacia hidrográfica com a previsão de implantação de diversos projetos (3.476 MW) é a bacia do Uruguai (9 UHEs planejadas, sendo 2 em construção).

Grande parte dos projetos planejados se concentra nos biomas Cerrado e Mata Atlântica, como pode ser observado no Gráfico 5-6, em decorrência do grande número de projetos planejados para as bacias do Paraná e do Tocantins, onde predominam esses biomas.



Com relação à expansão termelétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), os estudos apontam para uma significativa participação do gás natural (cerca de 6.100 MW), com maior presença no subsistema NE (2.890 MW), destacando-se também a substituição da geração a óleo por esse combustível proveniente de Urucu na região Norte (Manaus). É também bastante significativa a participação da biomassa (1.800 MW), principalmente no subsistema SE/CO. Destaca-se, ainda, a programação de Angra III (1309 MW), que aumentará a capacidade nuclear instalada no país em cerca de 65%. No subsistema Sul, ganha destaque o aumento da participação do carvão em 1.050 MW.

Figura 5-6 – Distribuição dos Empreendimentos Hidrelétricos Planejados Pelos Biomas



5.5.2 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 socio-ambientais e da configuração de referência – que abrange obras de diferentes categorias, no que se refere à extensão, tensão e recapacitação, 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 recapacitação.

As análises também consideraram as interligações regionais necessárias para a complementariedade entre regiões e a otimização do SIN.

Para o período 2006-2015, os estudos de transmissão indicaram o conjunto de obras referenciais, que perfazem um total de 41.127 km de extensão, indicado na Tabela 5-9, organizada por tensão e subsistema regional.

Tabela 5-9 - Linhas de Transmissão por Subsistema (km)

Subsistema	230 kV	345 kV	440 kV	500 kV	600 KV CC	750 kV	Total
Sul e Mato Grosso do Sul	3.789	-	1	1.977		-	5.767
Sudeste/Centro-Oeste/Acre e Rondônia	2.855	839	7	10.851	4.900	2.900	22.352
Norte	1.620	-	-	4.206		2.494	8.320
Nordeste	1.939	-	-	2.749		-	4.688
Total	10.203	839	8	19.783	4.900	5.394	41.127

O conjunto de projetos referenciais contempla os possíveis corredores de transmissão associados 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. Destacam-se nesse conjunto, pela extensão das linhas de transmissão, os futuros sistemas de integração das usinas do rio Madeira, da usina de Belo Monte e seus respectivos reforços, bem como, a linha de transmissão Tucuruí – Macapá – Manaus.

Do total planejado para o horizonte decenal, estão previstos para o período 2011-2015, considerando todos os circuitos de cada sistema, 52 linhas de transmissão, com uma extensão de 17.750 km.

A configuração de referência para o sistema de transmissão planejado e sua distribuição pelos biomas brasileiros está apresentada na Figura 5-7, enquanto que na Figura 5-8 está ilustrada sua distribuição relativamente à vegetação no território brasileiro.

A análise dessas figuras e das informações da configuração de referência permite indicar que o conjunto de projetos para os próximos 10 anos, com cerca de 41.100 km (aproximadamente 2.680 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 2005), um acréscimo de 50% em extensão das linhas e, aproximadamente, 60% em áreas de solos com restrição de uso.

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 5-7– Sistema Planejado de Transmissão e Biomass Brasileiros

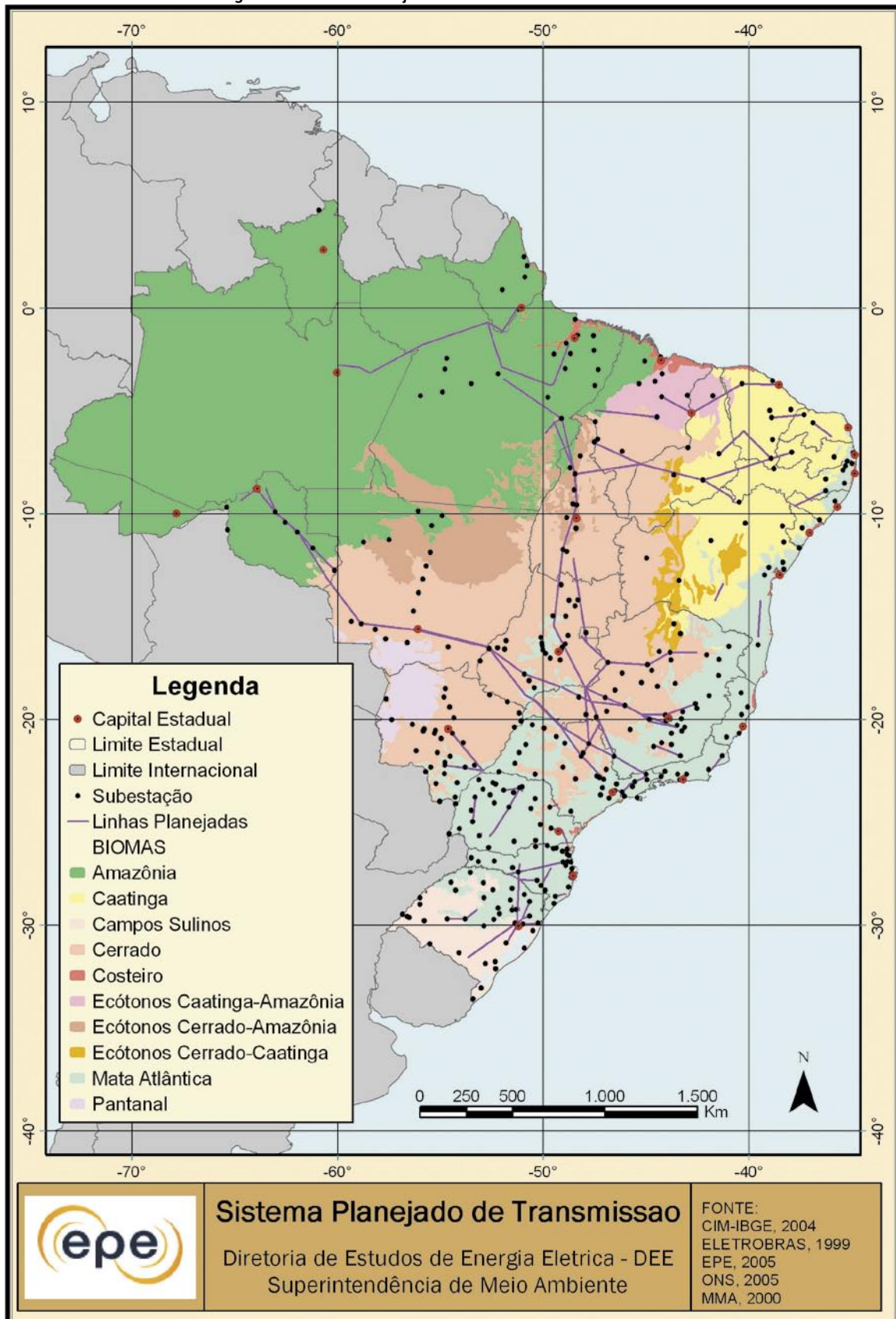
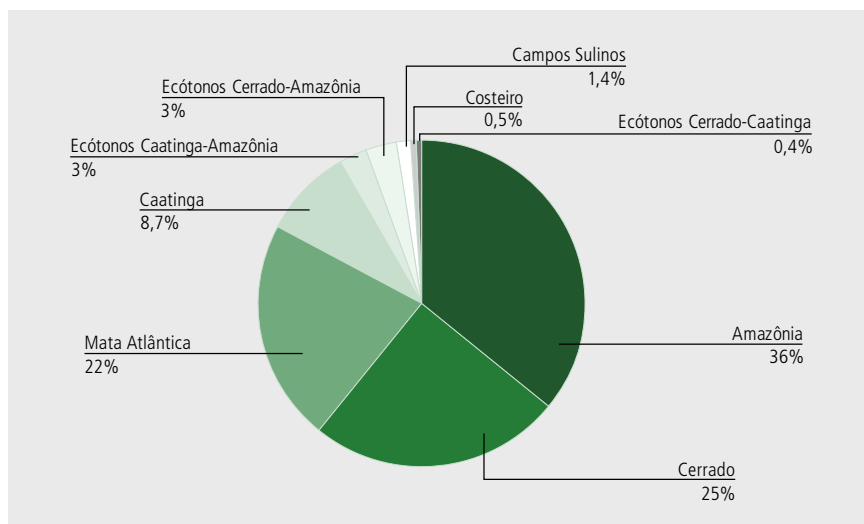


Figura 5-8 – Sistema Planejado de Transmissão e Vegetação



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 5-7.

Gráfico 5-7 - 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 2006-2015, 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 adequadamente 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.

5.6 Análise Socioambiental dos Empreendimentos de Geração e Transmissão

As análises socioambientais tiveram início com a definição dos critérios de avaliação, 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 para preenchimento aos empreendedores ou responsáveis pelos estudos. Foram consideradas, também, bases de dados específicas criadas na EPE.

A análise socioambiental deste ciclo de planejamento constitui-se no primeiro passo para a organização das informações (georreferenciadas e outras) para o planejamento decenal do sistema elétrico brasileiro.

5.6.1 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.

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.

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 AAIs (Avaliações Ambientais Integradas) ou de estudos de inventário para determinadas bacias.

5.6.1.1 Análise Individualizada dos Projetos de Geração Hidrelétrica

O universo de análise compreende o conjunto de 83 projetos anteriormente indicados. Salienta-se que os projetos em construção, num total de 16, não foram considerados nessa análise, por motivos relacionados à obtenção de dados e à restrição de prazo.

Para o conjunto de 67 usinas que se encontram nas demais etapas, foram solicitadas informações, tendo sido recebidas respostas para 46, o que representa 69% do universo considerado para análise. As informações datam de novembro de 2005. A Tabela 5-10 resume a situação das respostas à solicitação de informações.

Tabela 5-10 - Resumo da Coleta de Informação

Etapa	UHEs	Fichas Recebidas	%
Com Concessão	20	11	55
UHEs Licitadas em 2005	7	2	29
UHEs a Licitar em 2006	8	7	87
UHEs Indicativas	32	26	81
Total	67	46	69 %

Os resultados das análises socioambientais individualizadas dos 46 projetos são indicados no Anexo I. Na Tabela 5-11, 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 5-11 - Resumo da Avaliação Socioambiental

Categoria	Concessão	Licitadas em 2005	A licitar em 2006	Indicativas	Total
1	7	-	4	12	23 (50%)
2	2	2	1	5	10 (22%)
3	1	-	2	7	10 (22%)
4	1	-	-	2	3 (6%)

Do conjunto de projetos analisados, 49% 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, a classificação socioambiental do projeto nesta categoria

Na categoria 2, que corresponde aos projetos com impactos significativos, encontram-se 10 projetos, dos quais 1 está previsto para licitação em 2006 e 5 são indicativos, havendo ainda tempo hábil para que sejam observados cuidados nos estudos e na definição de medidas mitigadoras de modo a melhorar seu desempenho.

Foram classificados 10 projetos na categoria 3, considerados de impacto muito significativo, sendo que 2 deles estão previstos para licitação em 2006, indicando urgência na gestão institucional para atender à data do leilão. Nesse grupo de 10 projetos, destacam-se 6 que apresentam impacto muito significativo na dimensão socioeconômica e 4 na dimensão físico-biótica. Embora com impactos de naturezas diversas, esses projetos requerem ações voltadas para o aprofundamento de estudos específicos visando subsidiar a formulação de programas e ações de mitigação/compensação capazes de garantir sua viabilidade socioambiental e política. 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 significativos ou muito significativos nas duas dimensões de análise, estão incluídos somente 3 projetos, sendo 2 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.

5.6.1.2 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 (Tabela 5-8 e Figura 5-9), levando em conta a cronologia para a entrada em operação desses últimos com a finalidade de observar as possíveis sinergias espaço-temporais do conjunto.

A proximidade temporal 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 83 aproveitamentos hidrelétricos contemplados pelo Plano, 53 (64%) estão situados em bacias hidrográficas para as quais já existe processo de AAI em andamento ou em licitação, quais sejam:

- Uruguai;
- Parnaíba;
- Tocantins e seus formadores;
- Parnaíba (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);
- Doce;
- Paraíba do Sul.

Existem, ainda, três bacias com concentração de projetos para as quais o estágio atual dos estudos de AAI pode ser resumido como se segue:

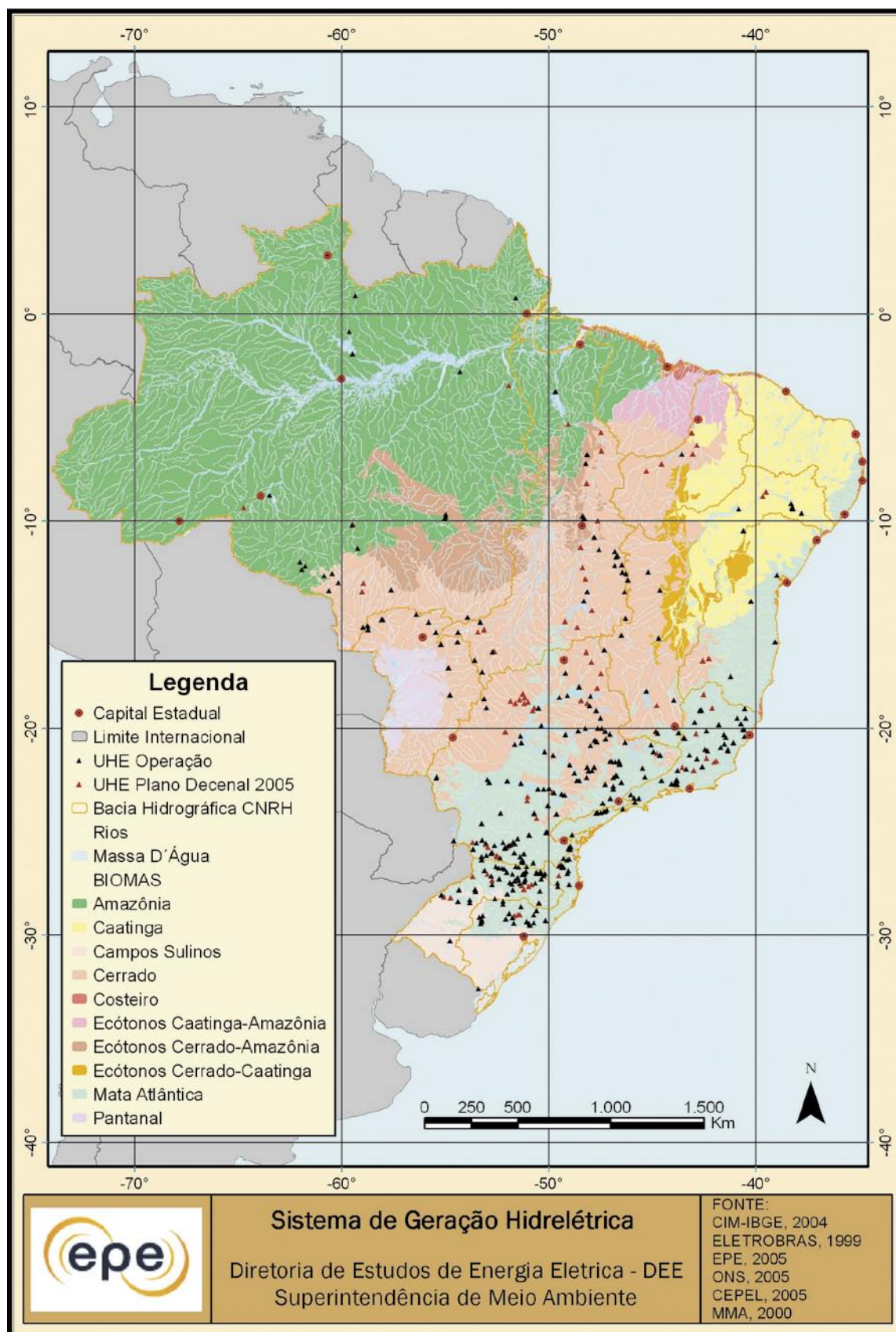
- Rio Madeira – para este rio, foram realizados, recentemente, estudos de Avaliação Ambiental Estratégica, não havendo previsão de realização de AAI;
- Rio Chopim – para este rio foram realizados, recentemente, estudos de Avaliação Ambiental Integrada, atendendo à solicitação do órgão ambiental responsável pelo licenciamento dos aproveitamentos previstos nesta bacia;
- Rio Tibagi – deverá ser realizada AAI pela EPE em 2006.

A maior concentração de projetos em algumas dessas bacias, e o fato deles se encontrarem nas etapas de viabilidade e de inventário, foram os fatores que permitiram selecionar para análise os conjuntos de projetos, indicados a seguir:

- Conjunto de 14 projetos situado na bacia do rio Tocantins;
- Conjunto de 5 projetos situado na bacia hidrográfica do Parnaíba, todos no rio Parnaíba;
- Conjunto de 5 projetos situado na sub-bacia do Paraíba do Sul (bacia Atlântico Sudeste);
- Conjunto de 16 projetos situado na sub-bacia do Paranaíba (Bacia do Paraná);
- Conjunto de 9 projetos situado na bacia do rio Uruguai.

A seguir, é apresentada uma síntese das avaliações socioambientais realizadas para as bacias selecionadas

Figura 5-9 – 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, elevando seus níveis de incerteza. Da mesma forma, essas análises permitem indicar as bacias que deverão ser objeto de estudos específicos.

■ Bacia Tocantins - Araguaia

Na alternativa de referência do Plano, estão previstos 14 aproveitamentos hidrelétricos na Bacia do Tocantins-Araguaia, totalizando 7.021MW, sendo estes: UHE Novo Acordo e UHE Torixoréu, com estudos de inventário concluídos; UHE Burity Queimado, UHE Água Limpa, UHE Toricoejo, UHE Maranhão Baixo, UHE Tocantins, UHE Serra Quebrada, UHE Tupiratsins, UHE Mirador, com estudos de viabilidade em elaboração; UHE Estreito e UHE São Salvador, que já dispõem de concessão; e UHE Tucuruí em ampliação e UHE Peixe Angical em construção. Dentre os aproveitamentos hidrelétricos em operação na bacia, destacam-se a UHE Serra da Mesa (1.275 MW), a UHE Lajeado (902 MW) e a UHE Cana Brava (471 MW), bem como a UHE Tucuruí, a maior usina totalmente nacional em operação, com potência instalada de 8.125 MW, localizada no baixo Tocantins.

Esta situação sinaliza que, no horizonte do Plano Decenal, o potencial hidrelétrico existente ao longo do curso principal do rio Tocantins deverá estar esgotado.

Pelo cronograma de implantação dos projetos, com base nas datas para a entrada em operação prevista pelo Plano, verifica-se que deverá ocorrer uma concentração de obras entre os anos de 2008 e 2013, com a construção simultânea de 13 empreendimentos. Os maiores empreendimentos planejados para a bacia estão localizados no trecho do médio Tocantins e terão sobreposição dos ápices de seus cronogramas de obra, entre os anos 2009 e 2011.

Existem questões socioambientais relevantes, tanto para a dimensão físico-biótica, quanto para a dimensão social, passíveis de cumulatividade e sinergias. Essa situação sinaliza que mesmo aqueles empreendimentos que apresentam impactos socioambientais pouco significativos, podem ser contaminados por reflexos negativos no seu desenvolvimento, em função da emergência ou intensificação de problemas regionais e locais causados pelos demais. Por outro lado, existem diversos benefícios latentes atrelados à implantação dos projetos que devem ser potencializados de modo a contribuir para o desenvolvimento regional.

Pelos resultados das avaliações individuais, 3 dos empreendimentos localizados nessa bacia estão inseridos na categoria 4 (impacto extremamente significativo) e totalizam 2.187 MW. Outros 2 projetos estão na categoria 3 (impacto muito significativo) e somam 1.408 MW.

É de extrema importância o aporte de energia dos aproveitamentos dessa bacia hidrográfica para o SIN, em especial para o suprimento à região Nordeste. Tendo em vista o esgotamento próximo do potencial hidrelétrico da bacia Tocantins/Araguaia com a implantação desses 14 aproveitamentos, é necessário não apenas minimizar os impactos, mas sobretudo potencializar os benefícios latentes que esses empreendimentos poderão oferecer para toda a região. Considerando, por um lado, o potencial turístico e do agronegócio na sub-bacia do rio Araguaia, e as potencialidades que os aproveitamentos hidrelétricos poderão ajudar a desenvolver, deve-se buscar a articulação entre os diversos atores atuantes na bacia, como por exemplo, os setores de infra-

estrutura, as áreas de meio ambiente e de recursos hídricos, bem como com as comunidades locais. Ações de gestão integradas, tais como, a definição de áreas comuns para aplicação dos recursos da compensação ambiental, adequação de projetos de infra-estrutura de diferentes setores e estratégias articuladas para negociação com a população atingida devem ser previstas.

■ 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 5 UHEs no rio Parnaíba, que perfazem um total de 615 MW de potência instalada, distribuídos entre os seguintes empreendimentos: Ribeiro Gonçalves (173 MW), Uruçuí (164 MW), Cachoeira (96 MW), Estreito (88 MW) e Castelhana (94 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 2008 e 2012, com a construção simultânea dos 5 empreendimentos constantes no Plano. Os empreendimentos terão sobreposição dos seus cronogramas de obra, entre os anos 2009 e 2011.

Pelos resultados da avaliação individual, 3 projetos localizados nessa bacia inserem-se na categoria 1 (impacto pouco significativo) e dois projetos na categoria 2 (impacto 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.

■ 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 3 empreendimentos dispõem de Licença Prévia – LP, sendo que Simplício entrou no primeiro leilão de energia e tem Furnas como concessionário; 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, 3 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 verificada nessa área, devem ser observados cuidados específicos nos estudos.

■ Bacia do 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 do Paranaíba, cerca de 7.000 MW já se encontram em operação.

Está prevista a implantação de um conjunto de 15 empreendimentos no horizonte do Decenal, sinalizando para o aproveitamento total do potencial existente nessa área. A potência instalada destes empreendimentos corresponde a 1.760 MW, sendo Capim Branco I e II e Serra do Facão os empreendimentos com maior potência (240, 210 MW e 213 MW, respectivamente).

Desses 15 empreendimentos, 4 já se encontram em construção (Espora, Corumbá IV, Capim Branco I e Capim Branco II). Pelo cronograma previsto, no início de 2006, alguns empreendimentos devem entrar em operação, como Espora, Corumbá IV e Capim Branco I.

A análise individual dos empreendimentos planejados foi realizada para 5 dos empreendimentos, já que 4 estão em construção e não foram recebidas as informações para os outros 6. Dentre os 5 analisados, somente um foi considerado na categoria 2, ficando os 4 restantes na categoria 1 (impacto pouco significativo). Medidas mitigadoras e estratégias de gestão articuladas são recomendadas para o melhor desempenho ambiental desses projetos.

■ Bacia do Uruguai

O potencial hidrelétrico da Bacia do Uruguai é de aproximadamente 12.700 MW. Deste total, cerca de 4.500 MW estão distribuídos em empreendimentos em operação ou em construção (Eletrobrás/ SIPOT, 2005). Os aproveitamentos hidrelétricos constantes deste Plano Decenal ficam localizados nas sub-bacias dos rios Pelotas, Canoas, Chapecó - Passo Fundo e Ijuí. Estão previstos nove empreendimentos novos (dois já em construção: Campos Novos e Barra Grande), que somarão 3.746 MW de potência instalada. Haverá simultaneidade de processos construtivos em todas as sub-bacias mencionadas.

Pela avaliação dos 3 projetos para os quais foram obtidas informações, verifica-se que 1 foi classificado na categoria 1, enquanto outros 2 estão na categoria 3 (impacto muito significativo). No caso destes últimos, 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.

5.6.1.3 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 5-12 a seguir.

Tabela 5-12 - Prazos Médios Adotados para os Projetos Hidrelétricos

Atividade	Etapas	Meses
Realização de Estudos	Viabilidade	14
	Projeto Básico	8
Obtenção de Licenças	Licença Prévia	10
	Licença de Instalação	5
	Licença de Operação	3
Construção	UHE < 100 MW	36
	100 < UHE < 500	48
	UHE > 500	60

Nessa avaliação foram considerados ainda os prazos necessários para a realização das AAs. A Tabela 5-13 apresenta, em resumo, os resultados da avaliação processual.

Tabela 5-13 - Resumo da Avaliação Processual

UHEs	Análise Processual			Nº de Projetos Avaliados
	Compatíveis	Atrasados	Incompatíveis	
Em Construção	16	-	-	16
Com Concessão	10	10	-	20
Licitadas em 2005	1	6	-	7
Leilão em 2006	4	4	-	8
Indicativas	32	-	-	32
Total	63	20	-	83

Durante a formulação das alternativas de geração, houve uma forte interação entre os estudos de geração e os socioambientais, visando compatibilizar os prazos para entrada em operação dos projetos com aqueles requeridos para os processos ambientais. Como resultado nenhum dos projetos foi classificado como incompatível, sendo que grande parte dos projetos (76%) tem seus prazos compatíveis com os prazos requeridos. Todas as usinas indicativas foram programadas com prazos adequados, por se encontrarem ainda nas etapas de estudos de inventário ou de viabilidade, oferecendo maior flexibilidade para sua programação.

5.6.1.4 Atribuição dos Níveis de Incerteza aos Projetos Hidrelétricos

A análise socioambiental, em conjunto com a análise processual, permitiu agrupar os projetos em classes que traduzem o nível de incerteza associado aos objetivos do Plano. A Tabela 5-14 apresenta o critério aplicado para a obtenção da classificação do nível de incerteza, que se constitui no resultado final da análise socioambiental.

Tabela 5-14 – Classificação por Nível de Incerteza

	Compatível	Atrasado	Incompatível
Categoria 1	I	II	III
Categoria 2	I	II	IV
Categoria 3	II	III	IV
Categoria 4	II	IV	IV

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.

Esta análise final permitiu organizar os empreendimentos em quatro classes, conforme a conceituação apresentada a seguir.

Classe I – Nível de incerteza muito baixo, compreendendo os projetos com impactos pouco ou muito pouco significativos (categorias 1 e 2) e considerados compatíveis com a data de licitação ou a data de entrada em operação;

Classe II – Nível de incerteza baixo, no qual se inserem os projetos com impactos muito pouco ou pouco significativos (categorias 1 e 2) que se encontram com sua etapa de desenvolvimento atrasada, necessitando que seus estudos sejam agilizados ou iniciados com urgência. Contempla, também, os projetos que apresentam impactos significativos ou muito significativos (categorias 3 e 4), embora compatíveis com as datas de licitação e de entrada em operação;

Classe III – Nível de incerteza médio, relativo aos projetos com impactos muito pouco significativos que não apresentam condições para o atendimento às datas previstas para licitação ou para a entrada em operação, ou projetos com impactos significativos que estão em etapa defasada.

Classe IV – Nível de incerteza alto, compreendendo aqueles projetos com impacto extremamente significativo que estão atrasados ou aqueles que têm impactos significativos ou muito significativos e que não apresentam condições para o atendimento às datas previstas para licitação ou para entrada em operação, devendo ser reavaliada sua programação ou, ainda, avaliados os efeitos de sua retirada do conjunto de projetos planejados. Requerem, em alguns casos, a reavaliação de sua concepção e, certamente, demandarão gestões de caráter institucional, bem como medidas específicas de gestão ambiental. A Tabela 5-15 apresenta os resultados dessa análise.

Tabela 5-15 - Classificação por Nível de Incerteza

UHEs	Nível de Incerteza				Número de Projetos Avaliados
	I	II	III	IV	
Em Construção	-	-	-	-	-
Com Concessão	4	6	1	-	11
Licitadas em 2005	-	2	-	-	2
Leilão em 2006	4	3	-	-	7
Indicativas	17	9	-	-	26
Total	25	20	1	-	46

Destaca-se que, dos 46 projetos que foram submetidos à análise completa (socioambiental e processual), 54% foram considerados com nível de incerteza muito baixo (classe I), com relação ao atendimento aos objetivos do Plano. Nenhum dos projetos analisados foi incluído no nível de incerteza IV (alto). Somente 1 projeto foi inserido no nível de incerteza médio (III), indicando a necessidade de acompanhamento especial para atender aos objetivos do Plano.

5.6.2 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.

5.6.2.1 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 já licitados e em construção (total de 32):
 - compatibilidade com a data prevista;
 - adequação ao processo de licenciamento;
- para os empreendimentos planejados, com avaliação socioambiental, não licitados (total de 31):
 - 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 incerteza para atendimento dos objetivos do Plano;
- para os empreendimentos planejados, sem avaliação socioambiental, a serem licitados (total de 27):
 - indicação de data para início dos estudos e do processo de licenciamento.

Para a análise da compatibilidade dos prazos (análise processual) dos empreendimentos de transmissão, foram estabelecidos os prazos médios indicativos necessários para a viabilização do projeto a partir da observação do monitoramento

realizado pela ANEEL e pelo DMSE e calibrado com a experiência dos integrantes do GT de Meio Ambiente na implantação dos projetos em suas respectivas empresas. A Tabela 5-16 apresenta os prazos considerados nesta análise.

Tabela 5-16 – Prazos Necessários para a Viabilização de LTs

Atividade	LTs em 500 kV	LTs em 230 kV
Elaboração dos Relatórios R1 e R3	6 meses	6 meses
Licitação e Contrato de Concessão	6 meses	6 meses
Elaboração de Estudos de Impacto Ambiental e Obtenção da Licença Prévia	12 meses	12 meses
Elaboração de Projeto Básico Ambiental (Plano de Controle Ambiental)	4 meses	4 meses
Obtenção de Licença de Instalação	3 meses	3 meses
Construção e Implementação dos Programas Socioambientais	12 meses	9 meses
Obtenção de Licença de Operação	1 mês	1 mês
Total	44 meses	41 meses

5.6.2.1.1 Empreendimentos já Licitados e em Construção

O conjunto analisado abrange 32 linhas de transmissão em construção, já licitadas ou autorizadas, e acompanhadas pelo Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico – DMSE/MME (novembro/2005).

Para este grupo de empreendimentos com prazo mais próximo de entrada em operação (2006 e 2007), 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 sete empreendimentos, localizados nos subsistemas Sul (5), Sudeste (1) e Norte (1). A situação dos empreendimentos em construção, segundo o DMSE, é resumida na Tabela 5-17.

Tabela 5-17 - Quantificação das Linhas de Transmissão em Construção Quanto ao Andamento

	2006	2007	Total
Adiantado	3	-	3
Atrasado	5	2	7
Normal	14	8	22
Total	22	10	32

Fonte: DMSE - Reunião de Monitoramento de Linhas de Transmissão e Subestações, 28.11.2005.

Dos empreendimentos considerados atrasados, dois encontram-se ainda em etapa preliminar do licenciamento ambiental, sem a Licença Prévia – LP. Todos os empreendimentos classificados como adiantados ou normais já dispõem de Licença de Instalação – LI ou não necessitam de licenciamento ambiental.

5.6.2.1.2 Empreendimentos Planejados com Avaliação Socioambiental

Este conjunto abrange todas as linhas de transmissão previstas para entrada em operação de 2006 a 2010 ainda não licitadas. A maior parte está prevista para os anos de 2008 a 2010.

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 incerteza dos projetos com relação ao atendimento aos objetivos do Plano.

A análise socioambiental foi realizada para 31 projetos, em diferentes estágios de desenvolvimento, conforme apresentado na Tabela 5-18.

Tabela 5-18 - Quantificação das Linhas de Transmissão Avaliadas por Etapa e Subsistema

Subsistema	Projetos em Construção	Projetos a Licitar	Total
Sul	2	10	12
Sudeste/Centro-Oeste	4	6	10
Norte	2	4	6
Nordeste	2	1	3
Total	10	21	31

Dos 31 projetos avaliados, a maior parte (29) revela grau de potencial impacto socioambiental muito pouco significativos (14) ou pouco significativos (15), 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;
- dos 31 projetos objeto da análise socioambiental, 12 (39%) merecem atenção especial devido à proximidade ou interferências com áreas legalmente protegidas.

Retirados os empreendimentos em construção, os resultados alcançados na avaliação socioambiental para os empreendimentos planejados do primeiro ao quinto ano do horizonte decenal indicam um total de onze projetos que apresentam potencial impacto socioambiental pouco significativo (categoria 1) e dez projetos com impacto significativo (categoria 2). A Tabela 5-19 resume os resultados obtidos por categoria e por subsistema.

Tabela 5-19 - Resultado da Avaliação Socioambiental por Categorias

Subsistema	Categoria 1	Categoria 2	Categoria 3	Total
Sul	6	4	-	10
Sudeste/Centro-Oeste	4	2	-	6
Norte	1	3	-	4
Nordeste	-	1	-	1
Total	11	10	-	21

A análise processual deste grupo de empreendimentos foi efetivada para os anos de 2006, 2007, 2008 e 2009 com os seguintes critérios de classificação:

Compatíveis - Empreendimentos com entrada em operação prevista para 2008/2009, dispendo de tempo para o desenvolvimento dos estudos e instauração do processo de licenciamento. Empreendimentos em construção com andamento normal, segundo o DMSE;

Atrasados - Empreendimentos com entrada em operação prevista para 2007, com processo de licenciamento ambiental atrasado e construção não iniciada;

Incompatíveis – Empreendimentos com entrada em operação prevista para 2006, sem licenças ambientais e construção não iniciada.

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 analisado, 26 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 5-20 apresenta os resultados da análise, agrupando os empreendimentos nas regiões geoeletricas.

Tabela 5-20 - Empreendimentos de Transmissão - Resultado da Análise Processual por Subsistema

Subsistema	Análise Processual				Nº de Projetos Avaliados
	Compatíveis	Atrasados	Incompatíveis	S. Informação	
Sul	9	1	-	2	12
Sudeste/Centro-Oeste	9	-	-	1	10
Norte	6	-	-	-	6
Nordeste	2	1	-	2	3
Total	26	2	-	5	31

A interação entre a análise socioambiental e a análise processual permitiu agrupar os projetos, para indicação do nível de incerteza relativo ao atendimento aos objetivos do Plano, em quatro classes, que traduzem os níveis de incerteza possíveis de ocorrerem no âmbito do horizonte de curto prazo (5 anos) do Plano Decenal. A Tabela 5-21 apresenta o resultado dessa interação, sendo explicitado em seguida o significado de cada classe.

Tabela 5-21 - Critério para Avaliação Conjunta e Atribuição de Níveis de Incerteza em Classes

	Compatíveis	Atrasados	Incompatíveis
Categoria 1	Classe I	Classe II	Classe IV
Categoria 2	Classe I	Classe III	Classe IV
Categoria 3	Classe II	Classe IV	Classe IV
Categoria 4	Classe II	Classe IV	Classe IV

Classe I - Nível de incerteza muito baixo, no qual se inserem aqueles empreendimentos com impactos pouco significativos (categoria 1 e 2) e capazes de atender as datas de entrada em operação previstas (compatíveis).

Classe II - Nível de incerteza baixo, onde se apresentam os empreendimentos com impactos pouco significativos (categoria 1), mas revelando algum atraso do ponto de vista processual; ou empreendimentos da categoria 3 e 4 com impactos socioambientais significativos, porém compatíveis quanto às condições de atendimento às datas de entrada em operação.

Classe III - Nível de incerteza médio, representado pelos empreendimentos da categoria 2, ou seja, com impactos socioambientais pouco significativos e atrasados quanto às datas de entrada em operação; ou da categoria 4, com impactos socioambientais muito significativos, porém apresentando condições compatíveis para o atendimento às datas de entrada em operação.

Classe IV - Nível de incerteza alto, onde se incluem os empreendimentos que apresentam condições incompatíveis quanto à possibilidade de atendimento às datas de entrada em operação para o ano de 2006, sejam eles de qualquer categoria, ou aqueles das categorias 3 e 4, com impactos socioambientais significativos e muito significativos, que se encontram atrasados do ponto de vista das condições de atendimento às datas de entrada em operação.

Os empreendimentos sob acompanhamento do DMSE e considerados normais ou adiantados tiveram seu nível de incerteza reduzido em uma classe.

A Tabela 5-22 apresenta os resultados da classificação por subsistemas. Observa-se que, a maioria dos empreendimentos encontra-se na Classe I, conseqüentemente, com nível de incerteza muito baixo para o atendimento aos objetivos do Plano.

Tabela 5-22 - Avaliação por Classes de Incertezas

Subsistema	Classe de Avaliação				Número de Projetos Avaliados
	I	II	III	IV	
Sul	7	4	1	-	12
Sudeste/Centro-Oeste	9	1	-	-	10
Norte	6	-	-	-	6
Nordeste	2	-	1	-	3
Total	24	5	2		31

5.6.2.1.3 Empreendimentos Planeados sem Avaliação Socioambiental

Foram analisados 27 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 40 meses.

Nesta perspectiva, a maior parte dos projetos deste grupo, quer do ponto de vista da análise socioambiental ou processual, deverá 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 5-23 para sinalização de sua adequação em relação ao tempo disponível para seu desenvolvimento.

Observa-se que, para aqueles projetos considerados prioritários, porém, com níveis de incerteza significativo com relação ao processo de licenciamento e com maior impacto potencial, sugere-se que o Termo de Referência para o licenciamento ambiental seja obtido antes da licitação.

Tabela 5-23 - Compatibilidade dos Projetos Planeados com o Início dos Estudos

	2007	2008	2009
Início Imediato	-	2	2
Imediato/Atrasado	-	13	-
Atrasado	-	6	-
Muito Atrasado	4	-	-
Incompatível	-	-	-
Total	4	21	2

5.6.2.2 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 2011/2016, considerando todos os circuitos de cada sistema, 52 linhas de transmissão, numa extensão total de 17.750 km. Isto acarretará restrições de uso do solo correspondente a uma área de aproximadamente 177 km², o que representa cerca de 4,0% da área de restrição (faixas de domínio) do sistema existente em 2005.

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 ou diesel. 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 40 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.

5.7 Aspectos Socioambientais mais Significativos Associados ao Plano de Expansão

O Plano Decenal aponta para um aumento de, aproximadamente, 31.000 MW na capacidade de geração hidrelétrica instalada, com a implantação de 83 novas usinas hidrelétricas no período de 2006 a 2015, acompanhadas pela expansão do sistema de transmissão em cerca de 41.127 km.

A evolução da distribuição das usinas hidrelétricas nas diversas regiões hidrográficas pode ser observada na Tabela 5-24 e a evolução física do sistema de transmissão planejado, organizado por classes de tensão, encontra-se na Tabela 5-25.

Tabela 5-24 - 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	5	710	8	12.494	13	13.204
Atlântico Norte	-	-	-	-	-	-
Tocantins-Araguaia	5	10.780	14	7.021	19	17.961
Parnaíba	1	225	5	612	6	837
São Francisco	8	10.475	3	642	11	11.117
Atlântico Leste	3	1529	2	480	7	2.009
Atlântico Sudeste	23	2401	9	913	32	3.253
Paraná	52	40.222	29	4.848	81	45.070
Paraguai	6	747	-	-	6	747
Atlântico Sul	7	1.121	4	477	11	1.598
Uruguai	4	2.930	9	3.476	13	6.406
Total	114	71.140	83	30.963	199	102.202

Uma observação importante é o expressivo aumento, neste período, de cerca de 18 vezes da potência instalada na bacia Amazônica. Na bacia do Tocantins-Araguaia, o aumento previsto é da ordem de 65%, enquanto na bacia do Uruguai, os acréscimos, tanto no número de usinas quanto na potência instalada são de aproximadamente 125%.

Na bacia do Paraná, apesar de se verificar um acréscimo significativo no número de usinas a serem implantadas, cerca de 56%, 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 46 usinas hidrelétricas para as quais foram obtidas informações para as avaliações socioambientais, é igual a 0,27 km²/MW, apontando uma tendência para um maior número de usinas a fio d'água. Desse conjunto de usinas, 31 têm a área de reservatório menor do que 100 km² (65%) e somente 2 apresentam reservatórios que ocupam áreas superiores a 500km².

Tabela 5-25 - 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	35.140	1.405	10.203	408	45.343	1.813
345	8.834	442	839	42	9.673	484
440	6.785	407	8	0,5	6.793	408
500	27.023	1.621	19.783	1.199	46.806	2.820
± 600 CC	1.612	161	4.900	490	6.512	651
750	2.698	269	5.394	539	8.092	808
Total/Ano	82.092	4.305	41.127	2.678	123.219	6.984

(*) Área referente à restrição de uso pelas faixas de passagem. Fonte: EPE, 2005.

Os estudos sinalizam um aumento de 50% na extensão total das linhas de transmissão. Cerca de 48% do total planejado se referem a linhas de transmissão em 500 kV, que deverão crescer 79%. As linhas de transmissão em 750 kV terão um acréscimo de 200% em extensão.

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 e 750 kV na região Norte. 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 (17.386 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 - 1ª etapa, no rio Xingu, com 5.500 MW. Essas usinas representam 37% 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 1700 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 41% para 22%, no primeiro caso e de 11% para 8,7%, no segundo. Já a ocupação prevista para o bioma Amazônico aumenta de 7% no sistema existente para cerca de 36% no final do horizonte, considerando-se as LTs nos demais biomas. A evolução dessa ocupação no bioma Cerrado diminui de 29% para 25% 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 2 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%).

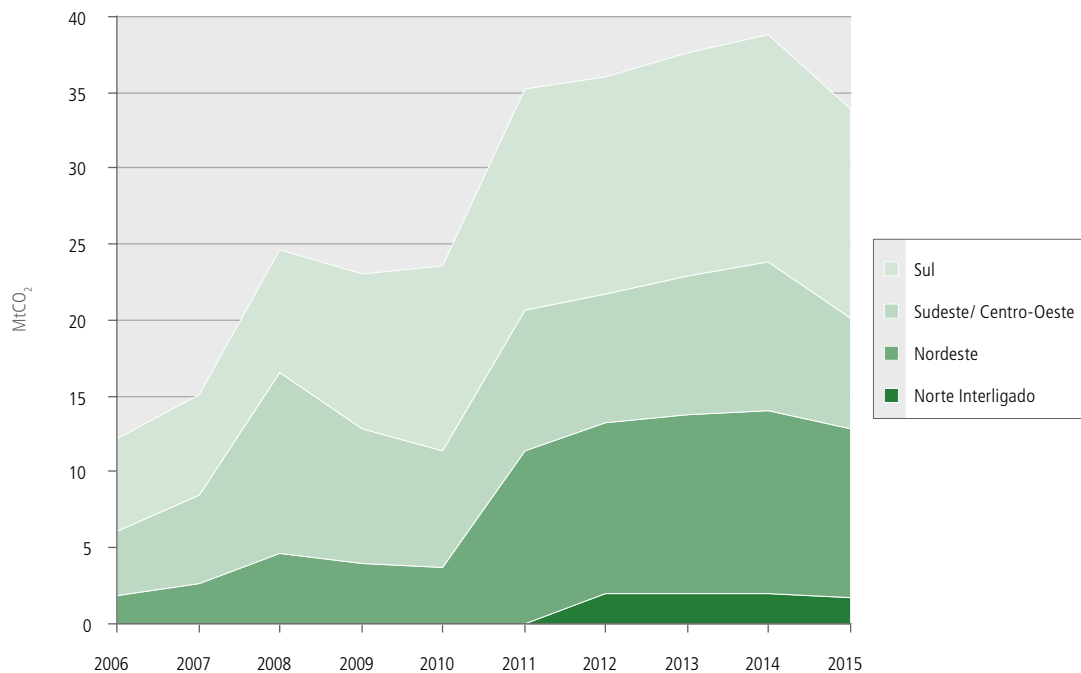
Quanto ao potencial de remanejamento de população do total de projetos de geração, foi estimado um contingente de população urbana de cerca de 23.800 pessoas e de 49.500 pessoas na área rural, totalizando cerca de 73.300 pessoas. Grande parte da população atingida está situada na bacia do Tocantins (28%), na bacia Amazônica (18%), na bacia do Parnaíba (16%) e na bacia do São Francisco (15%).

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 100.000 postos de trabalho nas diversas regiões do país, considerando somente empregos diretos. 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.

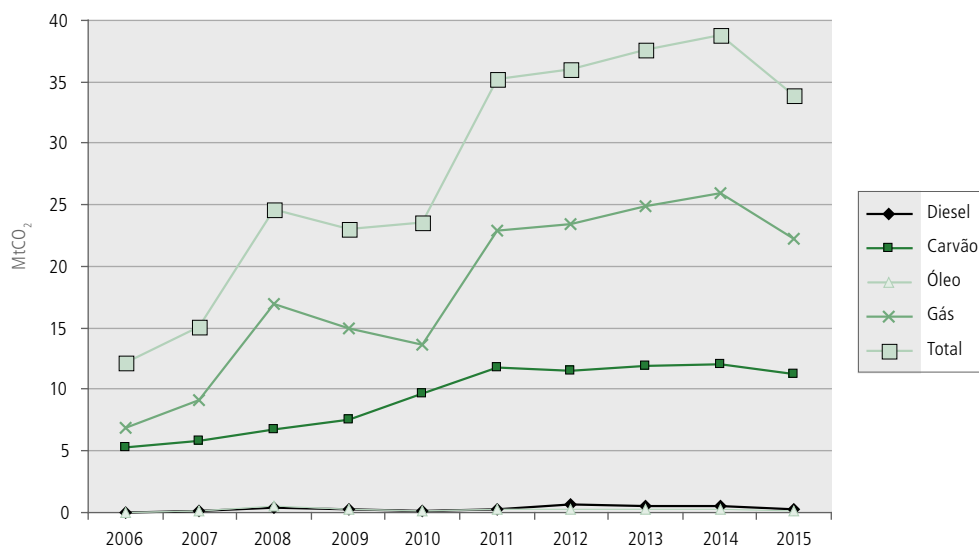
No que tange à expansão de geração termelétrica, ressalta-se que, dos 7.600 MW previstos para entrar em operação no horizonte do Plano, somente 54% são provenientes de combustíveis fósseis (gás natural, carvão, óleo combustível e diesel), sendo os 46% restantes oriundos de geração nuclear (17%) e de biomassa (29%). As emissões de gases de efeito estufa estimadas alcançam um patamar de 38 MtCO₂ em 2014, ou seja, um aumento de cerca de 3 vezes em relação ao valor das emissões estimadas para 2006, (12,2 MtCO₂), conforme ilustrado na Gráfico 5-8.

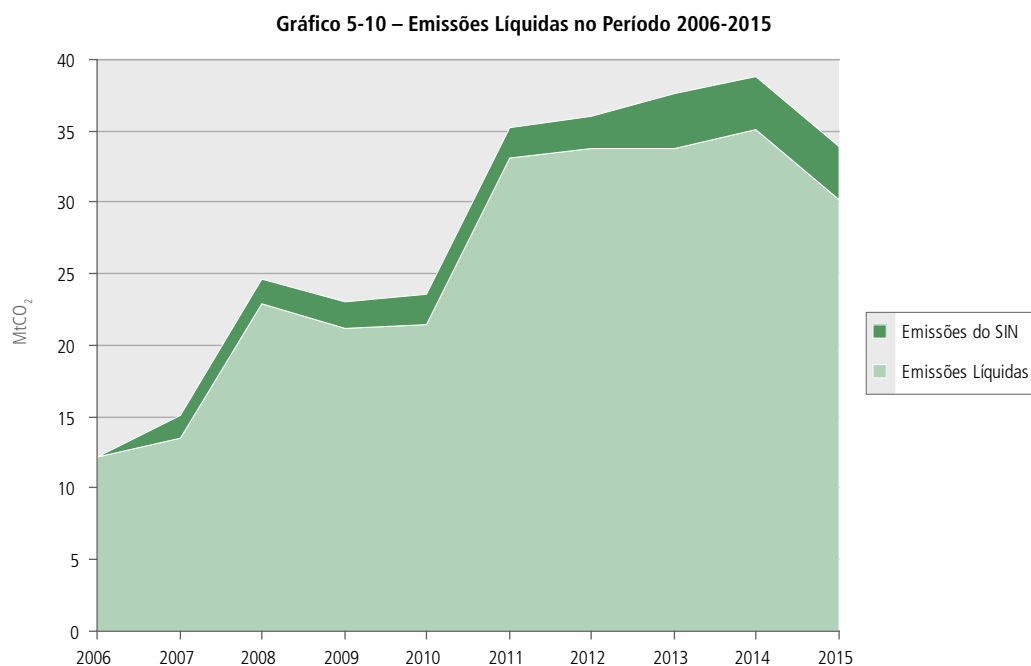
Pode ser observado um significativo aumento das emissões provenientes do subsistema Sul, a partir de 2010, com a entrada em operação das térmicas de Jacuí e Candiota 3. No Nordeste, registra-se o aumento da geração utilizando gás natural, a partir de 2011.

Gráfico 5-8 - Emissões de CO₂ por Subsistema do SIN

A contribuição das diversas fontes para o total de emissões é apresentada no Gráfico 5-9 a seguir.

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 5-10 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, 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 5-9 - Contribuição das Diversas Fontes para as Emissões de CO₂ no SIN



5.8 Considerações Finais

5.8.1 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 incerteza que tais aspectos aportam com relação ao atendimento aos objetivos do Plano. Nesse sentido, buscou-se interagir, desde o início, com os estudos de geração e de 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 definição dos critérios mais adequados e levantamento das informações, até a consolidação das análises. O processo participativo que teve início com a formação do GTMA tende a continuar, principalmente, no que tange à evolução dos procedimentos metodológicos.

Constata-se que, apesar das dificuldades com a obtenção de informações e sistematização de um banco de dados para o planejamento, o universo de empreendimentos trabalhados foi significativo e totalizou 56% do total de UHEs previstas na alternativa de referência de expansão da geração e, aproximadamente, 50% das linhas que compõem a configuração de referência da expansão da transmissão.

No que tange às avaliações por projetos, destaca-se que os resultados expressam o contexto atual de disponibilidade de informações, bem como o estágio de desenvolvimento dos projetos, sua situação socioambiental e eventuais sinergias com outros empreendimentos previstos no Plano. Assim, poderão vir a ser alteradas no futuro, em função da maior disponibilidade de informações e da maior definição tanto dos aspectos de engenharia quanto socioambientais, e também em função das medidas de gestão ambiental adotadas ou mesmo das alterações na programação dos projetos previstos pelo Plano.

Ressalta-se, ainda que, para aqueles projetos que já se encontram em etapas mais avançadas (p.ex., na etapa de construção, ou com concessão), estas avaliações devem ser entendidas como um sinalizador do nível de incerteza quanto ao atendimento dos objetivos do Plano e como indicador da 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, tais avaliações devem ser objeto de atenção especial, por haver ainda possibilidade de alterações na sua concepção com a finalidade de alcançar um melhor desempenho socioambiental.

Ainda que o aumento da abrangência e o aprofundamento dos estudos seja meta para os próximos ciclos de planejamento, considera-se que os resultados alcançados nos estudos socioambientais da geração deste ciclo são satisfatórios por sinalizarem projetos e conjuntos de projetos que merecem ser monitorados com mais atenção. Representa também uma oportunidade para, efetivamente, subsidiar a formulação das alternativas de expansão da geração. O desenvolvimento dos estudos contribuiu para validar alguns procedimentos metodológicos e para aprimorar o conjunto de indicadores.

A análise socioambiental para o planejamento da transmissão no âmbito deste Plano Decenal foi realizada com procedimentos metodológicos desenvolvidos durante a elaboração do Plano e buscando sempre o nível de profundidade adequado.

Mesmo considerando a necessidade de aperfeiçoamentos na elaboração dos estudos socioambientais pode-se, numa análise sumária do Plano, apresentar observações sobre alguns aspectos importantes não contemplados, de forma integrada no planejamento setorial em seus ciclos anteriores, como por exemplo:

- o aumento do SIN atual em, 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 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.

5.8.2 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 será um dos objetos de trabalho da EPE no futuro próximo. Para que este se torne um instrumento eficaz, deverá dispor de informações georreferenciadas e sistematizadas em 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

A EPE vem desenvolvendo metodologias, visando a definição de indicadores de sustentabilidade para usinas hidrelétricas, de forma a considerar as dimensões ambiental, social e econômica. 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 explicitando os efeitos multiplicadores da construção desses empreendimentos. É relevante, portanto, desenvolver estudos para estimar os benefícios regionais e locais associados à construção e operação de usinas hidrelétricas.

■ 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 benefícios potenciais nas análises. Essas informações também serão utilizadas na construção dos indicadores de sustentabilidade para usinas hidrelétricas.

A inclusão de um conjunto de projetos nos níveis de incerteza III e II (1 e 20 projetos, respectivamente) 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 2006-2010 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, conforme apresentado na Referência [28].

A análise dos empreendimentos referenciais, que integram o horizonte de 2011 a 2015, poderá ser mais adequadamente desenvolvida no próximo ciclo a partir de informações que estão sendo processadas, principalmente sobre os pontos de conexão dos projetos de geração. Recomenda-se a combinação desta base com a previsão dos reforços para avaliar as 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.

Anexos – Capítulo 5

ANEXO I - Avaliações Socioambientais dos Projetos Hidrelétricos

Tabela I.1 – Projetos com Concessão

UHEs	Rio	Bacia	UF	Sistema	Potência (MW)	Etapa Projeto	Data Plano	Avaliação Processual	Avaliação Socioambiental		Nível de Incerteza
									Impactos	Categoria	
Estreito	Tocantins	Tocantins	TO/MA	N	1.087,2	Projeto Básico	2011	Compatível	DD	4	Classe II
Santo Antônio do Jari	Jari	Amazonas	AM/PA	N	99,9	Projeto Básico	2011	Compatível			
Cachoeirinha	Chopim	Paraná	PR	S	45	Projeto Básico	2010	Compatível	AB	1	Classe I
Foz do Chapecó	Uruguai	Uruguai	RS/SC	S	855,2	Projeto Básico	2010	Atraso			
Monjolinho	Passo Fundo	Uruguai	RS	S	67	Projeto Básico	2010	Atraso	BD	3	Classe III
Salto Pilão	Itajaí	Atlântico Sul	SC	S	182,3	Projeto Básico	2010	Compatível	AB	1	Classe I
São João	Chopim	Paraná	PR	S	60	Projeto Básico	2010	Compatível	BC	2	Classe I
Barra do Braúna	Pomba	Atlântico Sudeste	MG	SE/CO	39	Projeto Básico	2009	Atraso	BA	1	Classe II
Barra dos Coqueiros	Claro	Paraná	GO	SE/CO	90	Projeto Básico	2009	Atraso	BB	1	Classe II
Baú I	Doce	Atlântico Sudeste	MG	SE/CO	110,1	Projeto Básico	2010	Atraso	AA	1	Classe II
Caçu	Claro	Paraná	GO	SE/CO	65	Projeto Básico	2009	Atraso	BB	1	Classe II
Corumbá III	Corumbá	Paraná	GO	SE/CO	93,6	Projeto Básico	2010	Compatível			
Murta	Jequitinhonha	Atlântico Leste	MG	SE/CO	120	Projeto Básico	2012	Compatível			
Olho D'Água	Correntes	Paraná	GO	SE/CO	33	Projeto Básico	2009	Atraso	AA	1	Classe II
Rondon II	Comemoração	Amazonas	RO	SE/CO	73,5	Construção	2008	Atraso			
Salto	Verde	Paraná	GO	SE/CO	108	Projeto Básico	2009	Atraso			
Salto do Rio Verdinho	Verde	Paraná	GO	SE/CO	93	Projeto Básico	2009	Atraso			
São Domingos	Verde	Paraná	MS	SE/CO	48	Projeto Básico	2012	Compatível			
São Salvador	Tocantins	Tocantins	TO/GO	SE/CO	243,2	Projeto Básico	2011	Compatível	BC	2	Classe I
Serra do Facão	São Marcos	Paraná	GO/MG	SE/CO	212,6	Projeto Básico	2010	Compatível			

Tabela I.2 – Usinas Licitadas em 2005

UHEs	Rio	Bacia	UF	Sistema	Potência (MW)	Etapa Projeto	Data Plano	Avaliação Processual	Avaliação Socioambiental		Nível de Incerteza
									Impactos	Categoria	
Passo de São João	Ijuí	Uruguai	RS	S	77,1	Viabilidade	2009	Atraso			
São José	Ijuí	Uruguai	RS	S	51	Viabilidade	2009	Atraso			
Foz do Rio Claro	Claro	Paraná	GO	SE/CO	67	Viabilidade	2010	Compatível			
Paulistas	São Marcos	Paraná	GO/MG	SE/CO	53,6	Viabilidade	2009	Atraso	BC	2	Classe II
Retiro Baixo	Paraopeba	São Francisco	MG	SE/CO	82	Viabilidade	2009	Atraso			
Simplicio	Paraíba do Sul	Atlântico Sudeste	MG/RJ	SE/CO	333,7	Viabilidade	2010	Atraso	BC	2	Classe II
Baguari	Doce	Atlântico Leste	MG	SE/CO	140	Viabilidade	2009	Atraso			

Tabela I.3 – Usinas com Perspectiva de Serem Licitadas (2006)

UHEs	Rio	Bacia	UF	Sistema	Potência (MW)	Etapas Projeto	Data Plano	Avaliação Processual	Avaliação Socioambiental		Nível de Incerteza
									Impactos	Categoria	
Jirau	Madeira	Amazonas	RO	MD	3.300	Viabilidade	2011	Compatível	DC	3	Classe II
Santo Antônio	Madeira	Amazonas	RO	MD	3.150	Viabilidade	2012	Compatível	CC	2	Classe I
Mauá	Tibagi	Paraná	PR	S	387,9	Viabilidade	2011	Compatível	DC	3	Classe II
Salto Grande	Chopim	Paraná	PR	S	53,4	Viabilidade	2010	Compatível	BB	1	Classe I
Barra do Pomba	Paraíba do Sul	Atlântico Sudeste	RJ	SE/CO	80	Projeto Básico	2010	Compatível	BA	1	Classe I
Cambuci	Paraíba do Sul	Atlântico Sudeste	RJ	SE/CO	50	Projeto Básico	2010	Compatível	BB	1	Classe I
Dardanelos	Aripuanã	Amazonas	MT	SE/CO	261	Projeto Básico	2010	Atraso	AB	1	Classe II
Itaguaçu	Claro	Paraná	GO	SE/CO	130	Viabilidade	2011	Atraso			

Tabela I.4 – Usinas indicativas

UHEs	Rio	Bacia	UF	Sistema	Potência (MW)	Etapas Projeto	Data Plano	Avaliação Processual	Avaliação Socioambiental		Nível de Incerteza
									Impactos	Categoria	
Belo Monte	Xingu	Amazonas	PA	BM	5.500	Viabilidade	2014	Compatível	CD	3	Classe II
Serra Quebrada	Tocantins	Tocantins	TO/MA	N	1328	Viabilidade	2012	Compatível	CD	3	Classe II
Tupiratins	Tocantins	Tocantins	TO	N	619,8	Viabilidade	2013	Compatível	DD	4	Classe II
Cachoeira	Parnaíba	Parnaíba	PI/MA	NE	93	Viabilidade	2011	Compatível	AA	1	Classe I
Castelhano	Parnaíba	Parnaíba	PI/MA	NE	96	Viabilidade	2014	Compatível	AB	1	Classe I
Estreito	Parnaíba	Parnaíba	PI/MA	NE	86	Viabilidade	2013	Compatível	AA	1	Classe I
Pedra Branca	São Francisco	São Francisco	BA/PE	NE	320	Viabilidade	2013	Compatível	AD	3	Classe II
Riacho Seco	São Francisco	São Francisco	BA/PE	NE	240	Viabilidade	2012	Compatível	AC	2	Classe I
Ribeiro Gonçalves	Parnaíba	Parnaíba	PI/MA	NE	173	Viabilidade	2012	Compatível	AC	2	Classe I
Uruçuí	Parnaíba	Parnaíba	PI/MA	NE	164	Viabilidade	2012	Compatível	AC	2	Classe I
Baixo Iguaçu	Iguaçu	Paraná	PR	S	340	Viabilidade	2012	Compatível	DC	3	Classe II
Cebolão	Tibagi	Paraná	PR	S	152	Viabilidade	2013	Compatível	BD	3	Classe II
Itapiranga	Uruguai	Uruguai	SC/RS	S	580	Viabilidade	2013	Compatível	AD	3	Classe II
Jataizinho	Tibagi	Paraná	PR	S	155	Viabilidade	2015	Compatível	BC	2	Classe I
Pai Querê	Pelotas	Uruguai	RS/SC	S	291,9	Projeto Básico	2012	Compatível			
São Roque	Canoas	Uruguai	SC	S	214	Viabilidade	2012	Compatível	BA	1	Classe I
Telêmaco Borba	Tibagi	Paraná	PR	S	120	Viabilidade	2011	Compatível	BB	1	Classe I
Volta Grande	Chopim	Paraná	PR	S	54,7	Viabilidade	2013	Compatível	AB	1	Classe I
Água Limpa	Das Mortes	Tocantins	MT	SE/CO	320	Viabilidade	2012	Compatível	BC	2	Classe I
Buriti Queimado	Das Almas	Tocantins	GO	SE/CO	142	Viabilidade	2012	Compatível			
Cachoeirão	Juruena	Amazonas	MT	SE/CO	64	Viabilidade	2013	Compatível	AA	1	Classe I
Tocantins	Tocantins	Tocantins	TO	SE/CO	480	Viabilidade	2012	Compatível	DD	4	Classe II
Juruena	Juruena	Amazonas	MT	SE/CO	46	Viabilidade	2014	Compatível			
Maranhão Baixo	Maranhão	Tocantins	GO	SE/CO	125	Viabilidade	2012	Compatível			
Mirador	Tocantinzinho	Tocantins	GO	SE/CO	80	Viabilidade	2012	Compatível	DC	3	Classe II
Novo Acordo	Sono	Tocantins	TO	SE/CO	160	Viabilidade	2013	Compatível			
Porto Galeano	Sucuriú	Paraná	MS	SE/CO	139	Viabilidade	2012	Compatível	AA	1	Classe I
São Miguel	Grande	Paraná	MG	SE/CO	61	Viabilidade	2011	Compatível	BB	1	Classe I
Toricoejo	Das Mortes	Tocantins	MT	SE/CO	76	Viabilidade	2014	Compatível	BB	1	Classe I
Torixoréu	Araguaia	Tocantins	GO/MT	SE/CO	408	Viabilidade	2013	Compatível	AA	1	Classe I
Traira II	Suaçuí Grande	Atlântico Leste	MG	SE/CO	60	Inventário	2012	Compatível	-		
Tucano	Verde	Paraná	GO	SE/CO	157	Inventário	2013	Compatível	AA	1	Classe I

ANEXO II - Análise Socioambiental dos Projetos de Transmissão

Tabela II.1 – Classificação quanto ao Nível de Incerteza dos Empreendimentos Avaliados

Linha de Transmissão	Etapa	Subsistema	Resultado de Avaliação dos Impactos	Categorias	Data Entrada Operação	Nível de Incerteza
Paracatu 4 - Emborcação	Planejamento	SE/CO	B*A	2*	2008	Classe I
Luziânia - Samambaia (NS III)	Planejamento	SE/CO	AA	1	2008	Classe I
Luziânia - Paracatu 4	Planejamento	SE/CO	AA	1	2008	Classe I
Serra da Mesa 2 - Luziânia (NS III)	Planejamento	SE/CO	AA	1	2008	Classe I
Peixe 2 - Serra da Mesa (NS III)	Planejamento	SE/CO	AA	1	2008	Classe I
Rondônia - Mato Grosso	Planejamento	SE/CO	AB*	2	s.inf	Classe II
Furnas - Pimenta 2	Construção	SE/CO	B*A	2*	2006	Classe I
Macaé - Campos	Construção	SE/CO	AA	1	2006	Classe I
Montes Claros - Irapé	Construção	SE/CO	AA	1	2006	Classe I
Ji-Paraná - Pimenta Bueno - Vilhena	Construção	SE/CO	BB*	2*	2006	Classe I
Milagres - Coremas - circuito 2	Construção	NE	AA	1	2006	Classe I
Funil - Itapebi	Planejamento	NE	B*A	2	2007	Classe III
Milagres - Tauá	Construção	NE	BA	2	2006	Classe I
Itacaiunas - Colinas	Planejamento	N	BA	2	2008	Classe I
Marabá - Itacaiunas	Planejamento	N	BA	2	2008	Classe I
Colinas - Serra da Mesa (NS III)	Planejamento	N	AB*	2*	2008	Classe I
Itacaiunas - Carajás	Planejamento	N	AA	1	2008	Classe I
Colinas - Ribeiro Gonçalves	Construção	N	AB*	2*	2007	Classe I
Peritoró - Teresina	Construção	N	BA	2	2006	Classe I
Lages - Rio do Sul	Planejamento	S	B*A	2*	2008	Classe I
Biguaçu - Palhoça - Florianópolis	Construção	S	C**C*	4**	2006	Classe III (#)
Gralha Azul - DJP	Planejamento	S	AA	1	s.inf	Classe I
DJP - Sta. Mônica	Planejamento	S	AA	1	s.inf	Classe I
Bateias - Ctba.	Planejamento	S	B*A	2*	2008	Classe I
Lon (ESUL) - Lon (COPEL)	Planejamento	S	AA	1	2007	Classe II
Bateias - Pilarzinho	Planejamento	S	B*A	2*	2008	Classe II
Lon (ESUL) - Maringá	Planejamento	S	BA	2	2008	Classe II
Salto Os. - Foz Chopim	Planejamento	S	AA	1	2008	Classe I
Cascavel Oeste - Umuarama	Planejamento	S	AA	1	2009	Classe I
Ctba. - Uberaba	Planejamento	S	AA	1	2008	Classe I
Campos Novos - Blumenau	Construção	S	C**B*	4**	2006	Classe II (#)

Fonte: EPE 2005, informações sobre empreendimentos em construção obtidas junto ao DMSE (nov/05)

(#)- Classe reduzida em função da avaliação do DMSE.

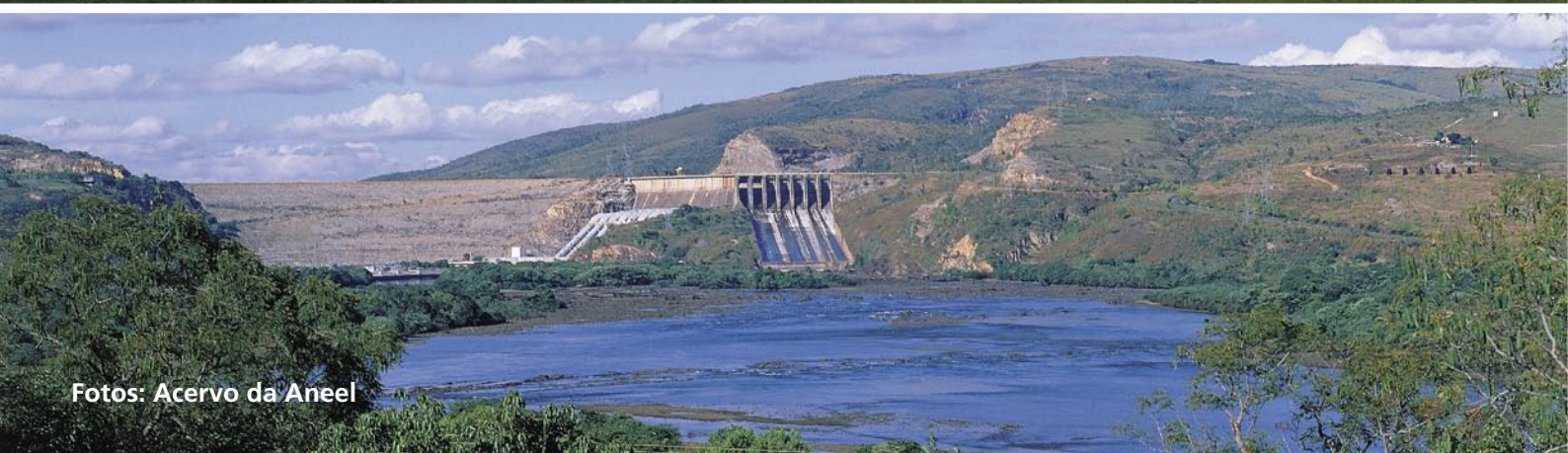
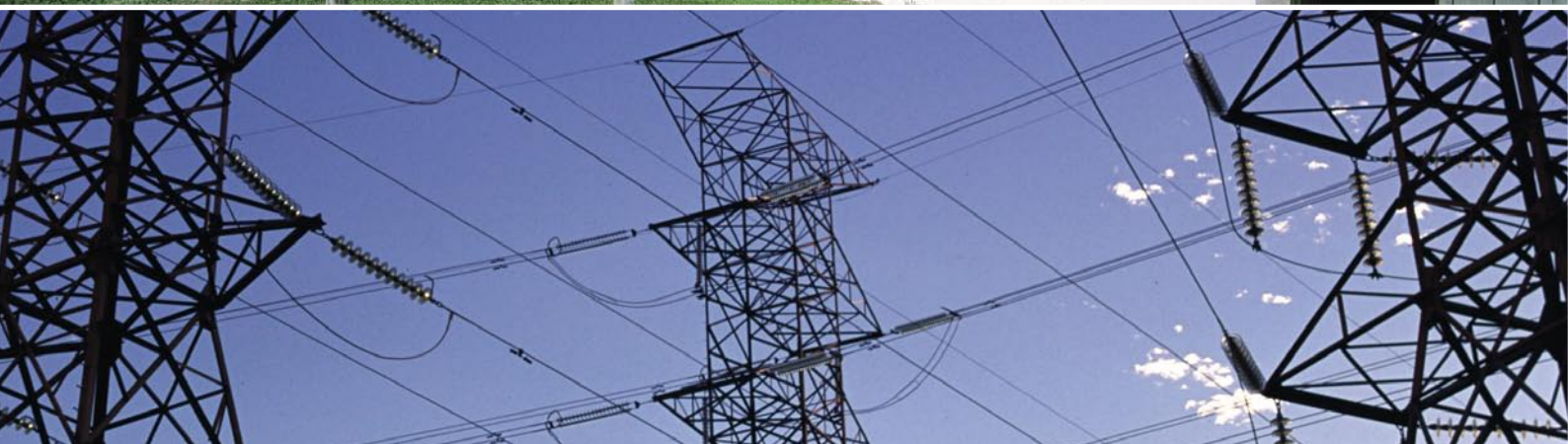
* Empreendimentos que estão localizados nas proximidades (>10 km) de Unidades de Conservação - UCs (primeira letra) ou Terras Indígenas - TIs (segunda letra)

** Empreendimentos que interferem com UCs ou TIs.

Tabela II.2 – Classificação dos Empreendimentos a Licitar até 2009 quanto à Data de Início dos Estudos

Linha de Transmissão	Região Elétrica	Tensão (kV)	Extensão (km)	Data Provável EPE	Data Prevista	Situação dos Estudos	Classificação
Bateias – Pilarzinho	S	230	31	abr-09	-	s.inf	B*A
Campos Novos - Videira	S	230	71	abr-09	2009	Início Imediato	
Candiota - Camaquã - Porto Alegre 9	S	230	324	out-08	2008	Início Imediato	
Canoinhas - São Mateus	S	230	48	abr-09	2008	Imediato - Atrasado	
Cascavel Oeste - Umuarama	S	230	143	abr-09	2009	Início Imediato	AA
Colinas - Serra da Mesa	SE/CO	500	623	mar-09	-	s.inf	
Curitiba - Bateias	S	500	38	set-09	2008	Atrasado	B*A
Curitiba - Uberaba	S	230	37	abr-09	2008	Imediato - Atrasado	AA
DJP - Santa Mônica	S	230	25	abr-09	-	s.inf	AA
Funil - Itapebi	NE	230	225	out-08	2007	Muito Atrasado	B*A
Gralha Azul - DJP	S	230	31	abr-09	-	s.inf	AA
Gravataí III - Osório 2 Atlântida 2	S	230	103	abr-09	2008	Imediato - Atrasado	
Ibicoara - Brumado	NE	230	s.inf	abr-09	2008	Imediato - Atrasado	
Itacaiunas - Colinas	N	500	305	mar-09	2008	Imediato - Atrasado	BA
Itaciunas - Carajás	N	230	110	out-07	2008	OK	AA
Itararé - Jaguaraiava	SE/CO	230	40	abr-09	2008	Imediato - Atrasado	
Jaguara - Estreito	SE/CO	500	45	set-09	2008	Atrasado	
Lages - Rio do Sul	S	230	98	out-08	2008	OK	B*A
Londrina (ESUL) - Londrina (Copel)	S	230	22	jul-09	2007	Muito Atrasado	AA
Londrina ESUL - Maringá II	S	230	83	abr-09	-	s.inf	BA
Luziânia - Paracatu 4	SE/CO	500	118	mar-09	2008	Imediato - Atrasado	AA
Luziânia – Samambaia (N-S III)	SE/CO	500	65	mar-09	2008	Imediato - Atrasado	AA
Marabá - Itacaiunas	N	500	40	mar-09	2008	Imediato - Atrasado	AA
Marimbondo - Ribeirão Preto	SE/CO	500	195	set-09	2008	Atrasado	
Mascarenhas - Verona - Nova Venécia	SE/CO	230	s.inf	abr-09	2007	Muito atrasado	
Neves - Mesquita	SE/CO	500	180	set-09	2008	Atrasado	
Paracatu - Pirapora	SE/CO	500	260	abr-09	2008	Imediato - Atrasado	
Paracatu 4 - Emborcação	SE/CO	500	188	mar-09	2008	Imediato - Atrasado	B*A
Peixe 2 - Serra da Mesa (N-S III)	SE/CO	500	195	mar-09	2008	Imediato - Atrasado	AA
Picos - Tauá	NE	230	s.inf	abr-09	2007	Muito Atrasado	
Ribeirão Preto - Estreito	SE/CO	500	130	set-09	2008	Atrasado	
Rib. Preto - Poços de Caldas	SE/CO	500	140	mar-09	2008	Imediato - Atrasado	
Rondônia - Mato Grosso	NE	230	300	abr-09	-	s.inf	
Salto Osório - Foz do Chopim	S	230	10	abr-09	-	s.inf	AA
São Simão - Cachoeira Alta II	SE/CO	500	55	set-09	-	s.inf	
São Simão - Marimbondo	SE/CO	500	190	set-09	2008	Atrasado	
Serra da Mesa 2 – Luziânia (N-S III)	SE/CO	500	312	mar-09	2008	Início Imediato	AA

* Empreendimentos que estão localizados nas proximidades (>10 km) de Unidades de Conservação - UCs (primeira letra) ou Terras Indígenas - TIs (segunda letra)



Indicadores da Expansão do Sistema Elétrico

6

Indicadores de Mercado

Indicadores de Geração

Indicadores de Transmissão

Indicadores Socioambientais

6.1 Indicadores de Mercado

A partir das informações do Capítulo 2, são sintetizados alguns indicadores referentes a: economia e mercado de energia elétrica; carga de energia e de demanda, contemplando o Sistema Interligado Nacional - SIN e os sistemas isolados.

Brasil - Economia e Mercado de Energia Elétrica (1980-2015)

Discriminação	1980	1990	2000	2005 ⁽¹⁾	2010	2015
Produto Interno Bruto						
R\$ bilhões [2004]	1.069	1.249	1.624	1.819	2.213	2.745
Varição no período (% ao ano)	-	1,6	2,7	2,3	4,0	4,4
População Total Residente						
mil habitantes	119.844	145.130	170.894	182.508	193.027	202.416
Varição no período (% ao ano)	-	1,9	1,6	1,3	1,1	1,0
PIB per Capita						
R\$ [2004]/hab/ano	8.920	8.606	9.503	9.967	11.465	13.560
Varição no período (% ao ano)	-	-0,4	1,0	1,0	2,8	3,4
Consumo de Energia Elétrica⁽²⁾						
TWh	122	219	333	374	484	618
Varição no período (% ao ano)	-	6,0	4,3	2,3	5,3	5,0
Consumo de Energia Elétrica per Capita						
kWh/hab/ano	1.018	1.509	1.949	2.049	2.507	3.053
Varição no período (% ao ano)	-	4,0	2,6	1,0	4,1	4,0
Intensidade Elétrica do PIB						
kWh/R\$ [2004]	0,114	0,175	0,205	0,206	0,219	0,225
Elasticidade-Renda do Consumo de Energia Elétrica						
	-	3,84	1,61	1,02	1,32	1,14

⁽¹⁾ Valores preliminares ⁽²⁾ Inclui autoprodução
Os valores para os anos de 2010 e 2015 correspondem à trajetória de referência
Fonte: EPE

A mesma Informação acima, em forma gráfica, tomando como base 1980=100:

Brasil - Economia e Mercado de Energia Elétrica (1980-2015) - Principais Indicadores

Ano	PIB	PIB per Capita	Consumo de EE per Capita	População	Consumo de EE	Intensidade Elétrica
1980	100	100	100	100	100	100
1990	115	110	180	115	180	150
2000	150	140	280	150	280	180
2005	170	160	310	170	310	190
2010	210	170	350	170	400	200
2015	260	170	300	170	510	200

Valores Considerados de Conservação de Energia Elétrica (GWh, ano 2015)

Residencial	Comercial	Industrial	Outros	Total
11.413	13.142	25.506	6.242	56.303 (*)

(*) Equivalente a aproximadamente 7.200 MW médios anuais de carga de energia que deixará de ser requerida das fontes de geração

Sistema Interligado Nacional e Subsistemas - Carga de Energia (MWmédio)

Subsistema	Carga de Energia (MWmédio)			Variação (% ao ano)	
	2005	2010	2015	2005/2010	2010/2015
Trajétoria de Referência					
Norte	3.150	4.098	6.039	5,4	8,1
Nordeste	6.725	8.526	10.712	4,9	4,7
Sudeste/Centro-Oeste	28.812	36.433	45.346	4,8	4,5
Sul	7.654	9.578	11.901	4,6	4,4
SIN	46.341	58.635	73.998	4,8	4,8
Trajétoria Alta					
Norte	3.150	4.124	6.479	5,5	9,5
Nordeste	6.725	8.661	11.584	5,2	6,0
Sudeste/Centro-Oeste	28.812	36.889	47.995	5,1	5,4
Sul	7.654	9.704	12.731	4,9	5,6
SIN	46.341	59.378	78.789	5,1	5,8
Trajétoria Baixa					
Norte	3.150	4.002	5.746	4,9	7,5
Nordeste	6.725	8.113	9.670	3,8	3,6
Sudeste/Centro-Oeste	28.812	34.776	41.224	3,8	3,5
Sul	7.654	9.113	10.778	3,6	3,4
SIN	46.341	56.003	67.418	3,9	3,8

Sistemas Isolados - Carga de Energia (MWmédio)

Cenários	Carga de Energia (MWmédio)			Variação (% ao ano)	
	2005	2010	2015	2005/2010	2010/2015
Trajétoria de Referência	1.242	1.678	2.226	6,2	5,8
Trajétoria Alta	1.242	1.699	2.369	6,5	6,9
Trajétoria Baixa	1.242	1.596	2.009	5,1	4,7

Sistema Interligado Nacional e Subsistemas - Carga de Demanda (MWh/h)

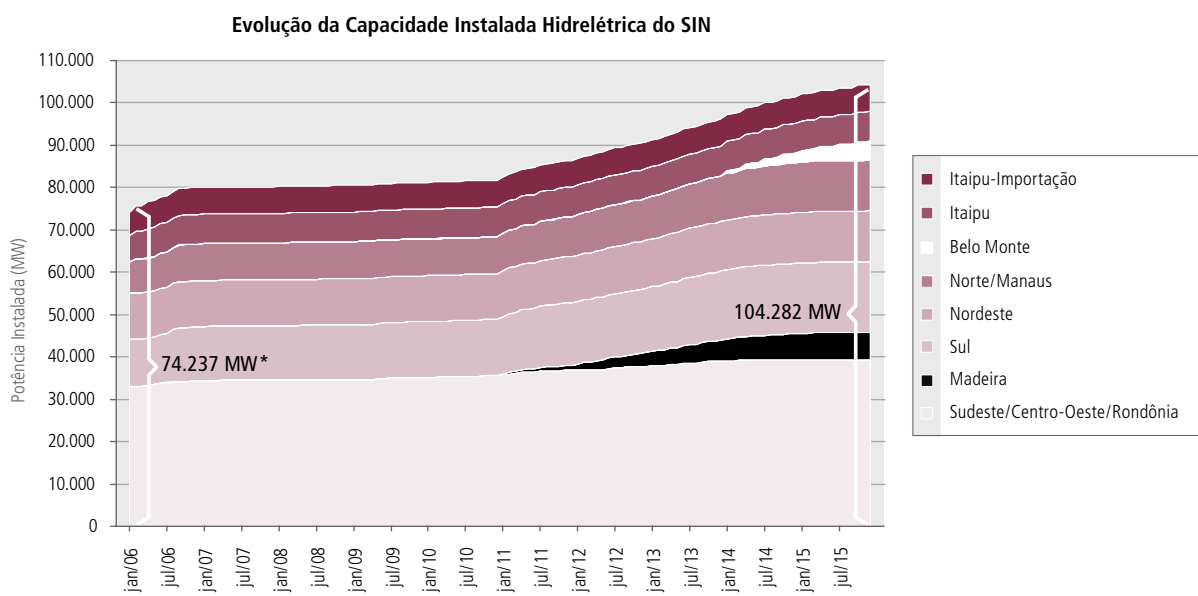
Subsistema	Carga de Demanda (MWh/h)			Variação (% ao ano)	
	2005	2010	2015	2005-2010	2011-2015
Trajétoria de Referência					
Norte	3.688	4.798	7.071	5,4	8,1
Nordeste	8.869	11.244	14.127	4,9	4,7
Sudeste/Centro-Oeste	38.272	48.395	60.235	4,8	4,5
Sul	10.535	13.184	16.380	4,6	4,4
N/NE	12.338	15.762	20.828	5,0	5,7
S/SE/CO	48.505	61.198	76.142	4,8	4,5
SIN	60.164	76.101	95.887	4,8	4,7
Trajétoria Alta					
Norte	3.688	4.828	7.585	5,5	9,5
Nordeste	8.869	11.422	15.277	5,2	6,0
Sudeste/Centro-Oeste	38.272	49.001	63.753	5,1	5,4
Sul	10.535	13.357	17.523	4,9	5,6
N/NE	12.338	15.967	22.464	5,3	7,1
S/SE	48.505	61.973	80.774	5,0	5,4
SIN	60.164	77.070	102.085	5,1	5,8
Trajétoria Baixa					
Norte	3.688	4.685	6.728	4,9	7,5
Nordeste	8.869	10.699	12.752	3,8	3,6
Sudeste/Centro-Oeste	38.272	46.194	54.759	3,8	3,5
Sul	10.535	12.543	14.835	3,6	3,4
N/NE	12.338	15.116	19.140	4,1	4,8
S/SE/CO	48.505	58.374	69.164	3,8	3,5
SIN	60.164	72.669	87.319	3,8	3,7

Sistemas Isolados - Carga de Demanda (MWh/h)

Cenários	Carga de Demanda (MWh/h)			Variação (% ao ano)	
	2005	2010	2015	2005-2010	2010-2015
Trajétoria de Referência	1.746	2.328	3.096	5,9	5,9
Trajétoria Alta	1.746	2.357	3.295	6,2	6,9
Trajétoria Baixa	1.746	2.214	2.794	4,9	4,8

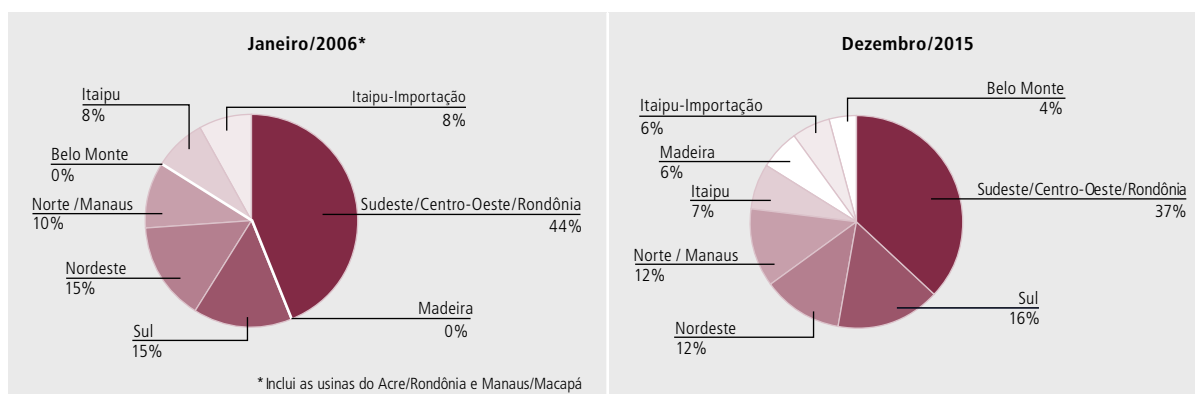
6.2 Indicadores de Geração

A partir das informações do Capítulo 3, são a seguir sintetizados os seguintes indicadores referentes ao sistema de geração, referentes à Configuração de Referência: evolução da capacidade instalada hidrelétrica, distribuição da capacidade instalada hidrelétrica pelos subsistemas, evolução da capacidade instalada termelétrica, distribuição da capacidade termelétrica pelos subsistemas, participação das diversas fontes termelétricas, evolução da participação dos diversos tipos de fontes de geração.

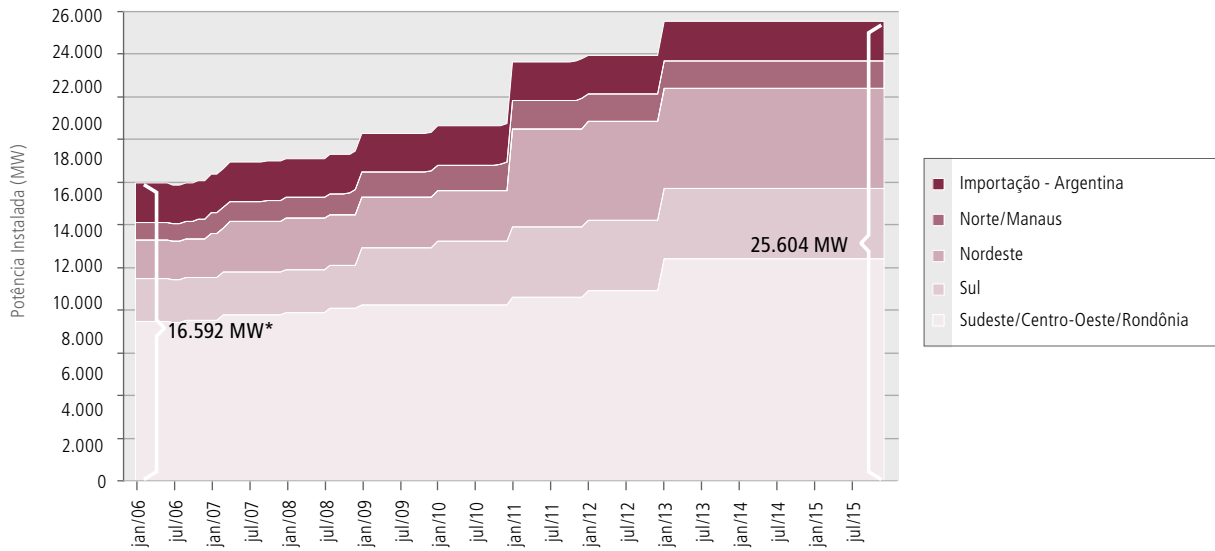


*Inclui as usinas do Acre/Rondônia e Manaus/Macapá

Distribuição da Capacidade Instalada Hidrelétrica pelos Subsistemas

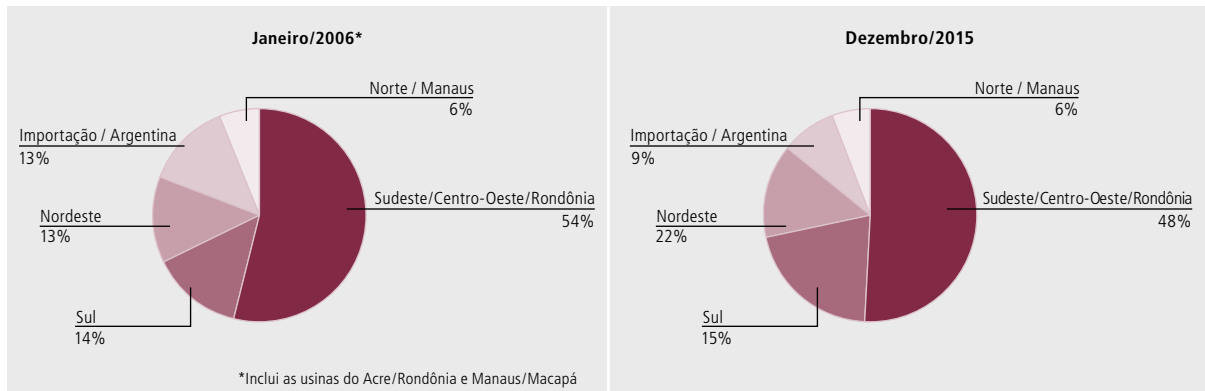


Evolução da Capacidade Instalada Termelétrica do SIN



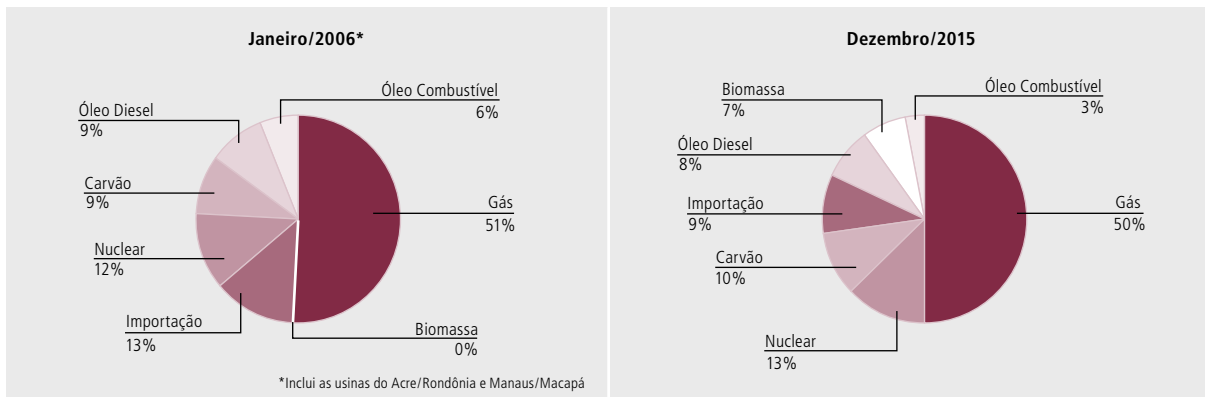
*Inclui as usinas do Acre/Rondônia e Manaus/Macapá

Distribuição da Capacidade Instalada Termelétrica pelos Subistemas



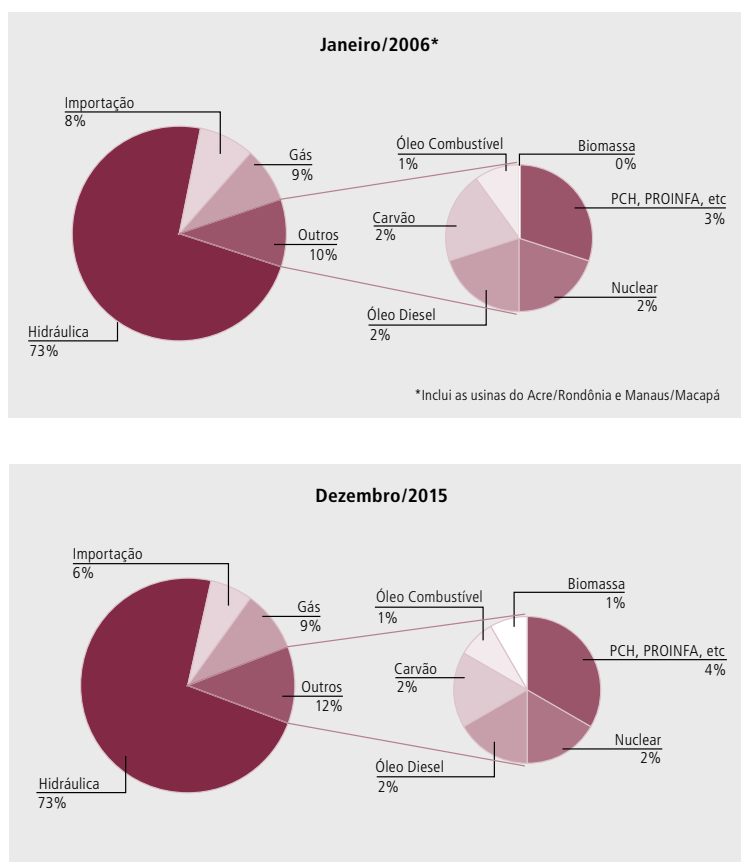
*Inclui as usinas do Acre/Rondônia e Manaus/Macapá

Participação das Diversas Fontes Termelétricas (% de Capacidade Instalada)



*Inclui as usinas do Acre/Rondônia e Manaus/Macapá

Evolução da Participação dos Diversos Tipos de Fonte (% de Capacidade Instalada)



6.3 Indicadores de Transmissão

A partir das informações do Capítulo 4, são a seguir sintetizados os seguintes indicadores referentes ao sistema de transmissão: evolução física de linhas de transmissão (km) e de transformação (MVA); estimativa de investimentos em linhas de transmissão e subestações, contemplando valores globais anuais e desagregados por nível de tensão (ano 2015).

Evolução Física - Linhas de Transmissão (km)

Tensão	750kV	±600kV	500kV	440kV	345kV	230kV	138kV	88/69kV
Norte								
Existente em 2005	-	-	8.868	-	-	1.975	4.020	4.622
Evolução 2006-2015	2.494	-	4.206	-	-	1.620	2.295	1.441
Estimativa 2015	2.494	-	13.074	-	-	3.595	6.315	6.063
Nordeste								
Existente em 2005	-	-	5.969	-	-	13.191	3.643	21.254
Evolução 2006-2015	-	-	2.749	-	-	1.939	1.095	8.099
Estimativa 2015	-	-	8.718	-	-	15.130	4.738	29.353
Sudeste / Centro-Oeste								
Existente em 2005	2.698	1.612	8.694	6.785	8.834	8.566	39.785	20.438
Evolução 2006-2015	2.900	4.900	10.851	7	839	2.855	5.201	1.381

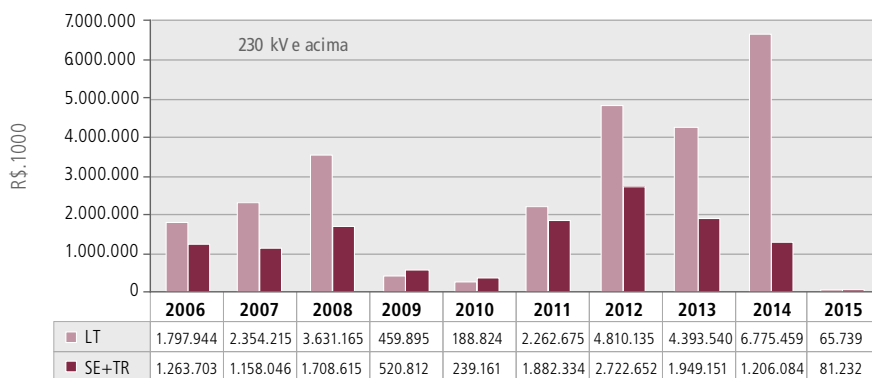
Evolução Física - Linhas de Transmissão (km)

Tensão	750kV	±600kV	500kV	440kV	345kV	230kV	138kV	88/69kV
Estimativa 2015	5.598	6.512	19.545	6.792	9.673	11.421	44.986	21.819
Sul + MS								
Existente em 2005	-	-	3.492	-	-	11.408	13.885	4.547
Evolução 2006-2015	-	-	1.977	1	-	3.789	2.356	887
Estimativa 2015	-	-	5.469	1	-	15.197	16.241	5.434
SIN								
Existente em 2005	2.698	1.612	27.023	6.785	8.834	35.140	61.333	50.861
Evolução 2006-2015	5.394	4.900	19.783	8	839	10.203	10.947	11.808
Estimativa 2015	8.092	6.512	46.806	6.793	9.673	45.343	72.280	62.669

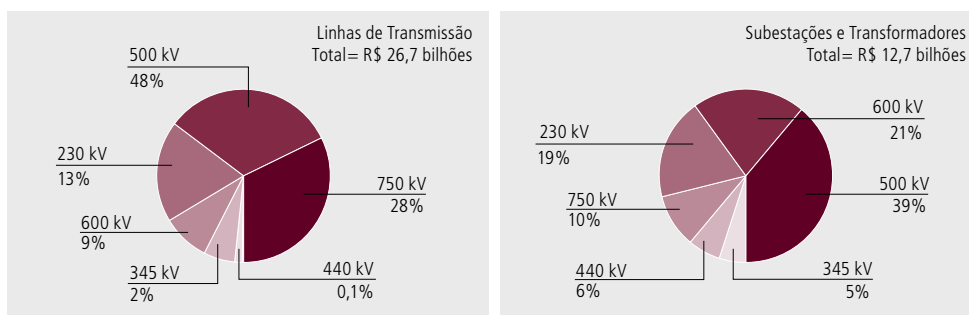
Evolução Física – Transformação (MVA)

Tensão		750kV	500kV	440kV	345kV	230kV	138kV	88/69kV
Norte	Existente em 2005	-	5.430	-	-	4.380	1.328	2.261
	Evolução 2006-2015	9.900	6.650	-	-	4.190	641	1.692
	Estimativa 2015	9.900	12.080	-	-	8.570	1.969	3.953
Nordeste	Existente em 2005	-	17.867	-	-	14.094	1.379	10.669
	Evolução 2006-2015	-	1.500	-	-	4.986	548	3.796
	Estimativa 2015	-	19.367	-	-	19.080	1.927	14.465
Sudeste / Centro-Oeste	Existente em 2005	21.000	27.740	14.916	27.288	10.448	34.186	23.866
	Evolução 2006-2015	6.450	18.510	6.084	8.466	3.765	4.269	1.420
	Estimativa 2015	27.450	46.250	21.000	35.754	14.213	38.455	25.285
Sul + MS	Existente em 2005	-	12.016	336	-	16.242	7.374	5.561
	Evolução 2006-2015	-	8.892	900	-	8.792	5.146	1.778
	Estimativa 2015	-	20.908	1.236	-	25.034	12.520	7.339
SIN	Existente em 2005	21.000	63.053	15.252	27.288	45.164	44.267	42.357
	Evolução 2006-2015	16.350	35.552	6.984	8.466	21.733	10.604	8.686
	Estimativa 2015	37.350	98.605	22.236	35.754	66.897	54.871	51.043

SIN - Estimativa dos Investimentos no Sistema de Transmissão



SIN – Novos Investimentos em Transmissão Desagregados por Nível de Tensão (2015)

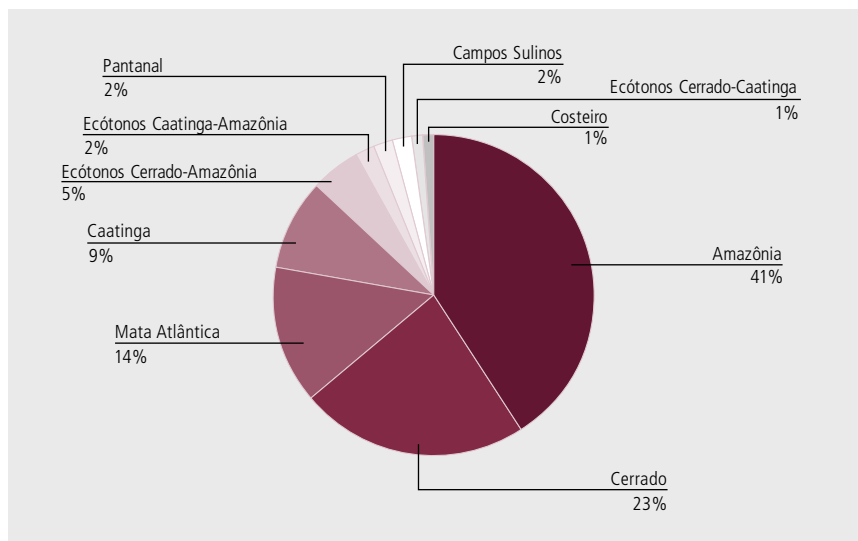


6.4 Indicadores Socioambientais

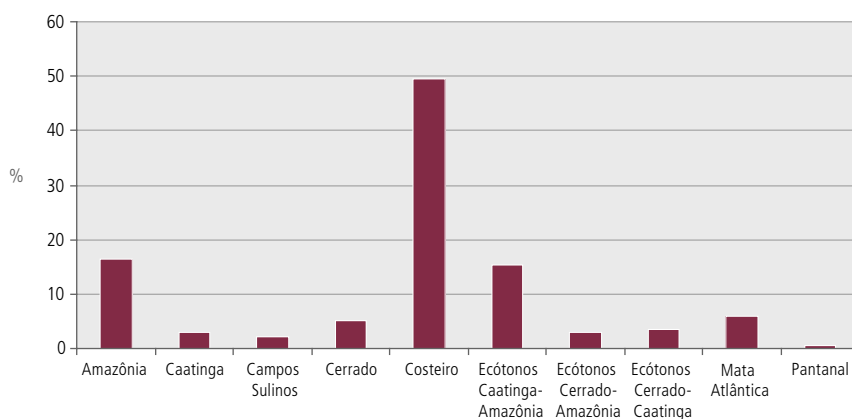
A partir das informações do Capítulo 5, são a seguir apresentados os seguintes indicadores socioambientais:

- Situação atual de distribuição geográfica e de ocupação dos biomas por Unidades de Conservação e por Terras Indígenas;
- Instalações existentes e planejadas: ocupação de biomas e de regiões hidrográficas pelas UHEs, área ocupada por reservatórios (km²/MW);
- Ocupação de área e dos biomas por linhas de transmissão;
- Emissões de CO₂ por termelétricas.

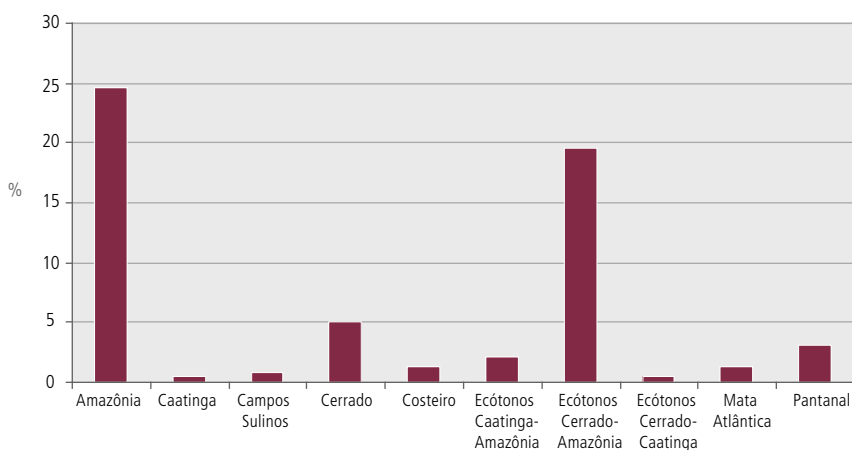
Situação Atual - Distribuição dos Biomas no Território Nacional



Situação Atual - Ocupação dos Biomas por Unidades de Conservação Federais



Situação Atual - Ocupação dos Biomas por Terras Indígenas



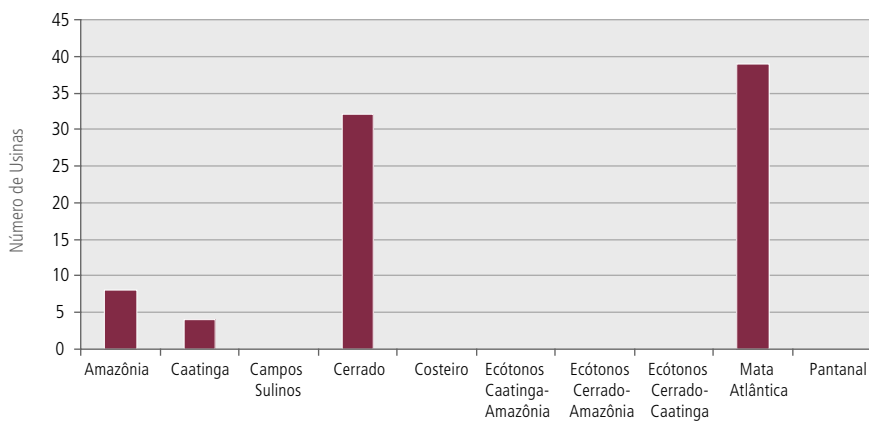
Sistema Existente e Planejado - Distribuição das UHEs nas Regiões Hidrográficas

Região Hidrográfica (CNRH)	Existente		Planejado		TOTAL	
	UHE Operação	Potência Instalada (MW)	UHE Planejada	Potência Instalada (MW)	UHEs	Potência Instalada (MW)
Amazônica	5	710	8	12.494	13	13.204
Atlântico Norte	-	-	-	-	-	-
Tocantins-Araguaia	5	10.780	14	7.021	19	17.961
Parnaíba	1	225	5	612	6	837
São Francisco	8	10.475	3	642	11	11.117
Atlântico Leste	3	1529	2	480	7	2.009
Atlântico Sudeste	23	2401	9	913	32	3.253
Paraná	52	40.222	29	4.848	81	45.070
Paraguai	6	747	-	-	6	747
Atlântico Sul	7	1.121	4	477	11	1.598
Uruguai	4	2.930	9	3.476	13	6.406
Total	114	71.140	83	30.963	199	102.202

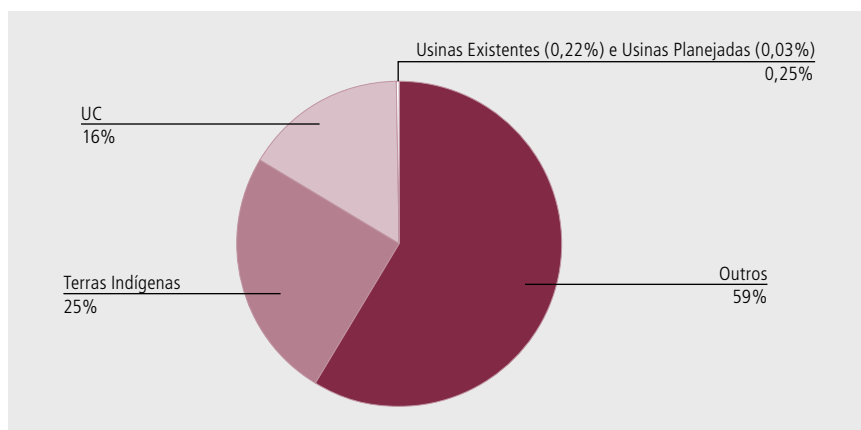
Sistema Existente e Planejado - Relação Média de Área Alagada por Potência Instalada

UHES	Km ² /MW
Existentes	0,52
Planejadas (média das que foram analisadas)	0,27
Aproveitamentos individuais	
Belo Monte	0,04
Jirau	0,08
Santo Antônio	0,09

Sistema Planejado – Ocupação dos Biomas pelos Novos Empreendimentos Hidrelétricos



Sistema Existente e Planejado – Ocupação do Bioma Amazônico pelas Hidrelétricas, Unidades de Conservação e Terras Indígenas.

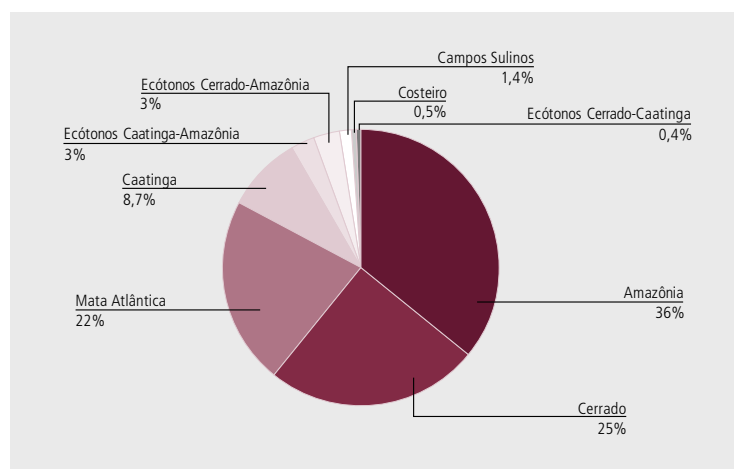
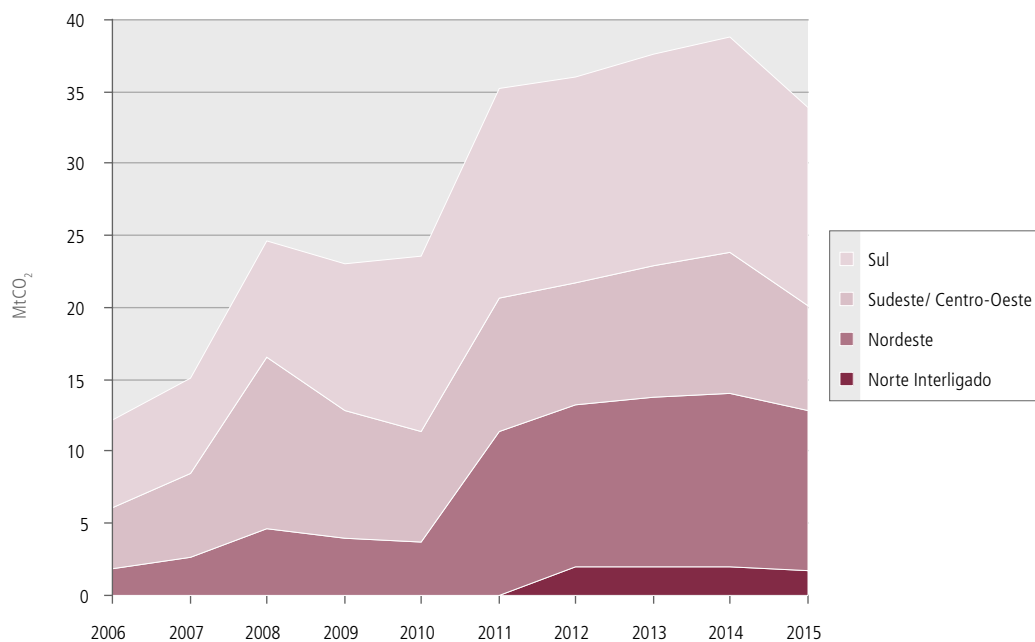


Sistema Existente e Planejado - Área Ocupada por Linhas de Transmissão

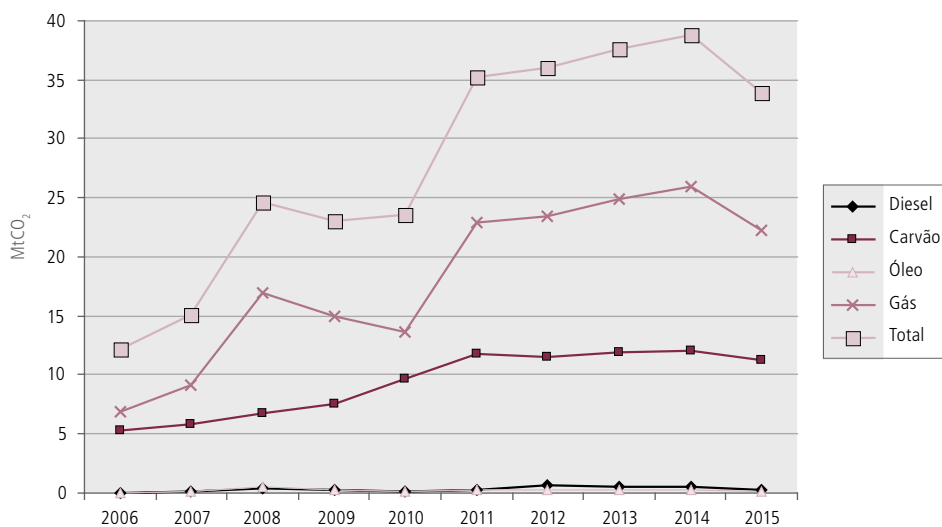
Tensões	Existente		Planejado		Total	
	Extensão Total (km)	Área Ocupada Total (km ²)*	Extensão Total (km)	Área Ocupada Total (km ²)*	Extensão Total (km)	Área Ocupada Total (km ²)*
230	35.140	1.405	10.203	408	45.343	1.813
345	8.834	442	839	42	9.673	484
440	6.785	407	8	0,5	6.793	408
500	27.023	1.621	19.783	1.199	46.806	2.820
± 600 CC	1.612	161	4.900	490	6.512	651
750	2.698	269	5.394	539	8.092	808
Total/ano	82.092	4.305	41.127	2.678	123.219	6.984

(*) Área referente à restrição de uso pelas faixas de passagem. Fonte: EPE, 2005.

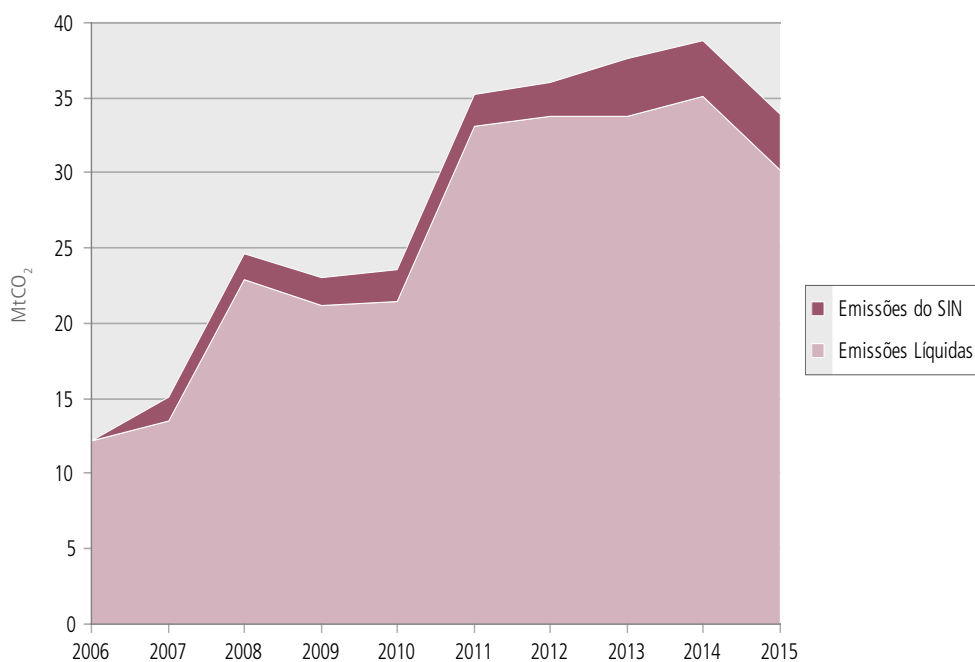
Sistema Planejado – Ocupação dos Biomas Pelas Novas Linhas de Transmissão

Sistema Existente e Planejado - Emissões de CO₂ por Termelétricas

Sistema Planejado - Contribuição das Diversas Fontes Termelétricas para as Emissões de CO2



Sistema Planejado – Emissões Líquidas (Efeito de Redução Propiciado pela Integração dos Sistemas Isolados de Manaus, Macapá e Acre-Rondônia)





Referências Bibliográficas

7

Nº TÍTULO

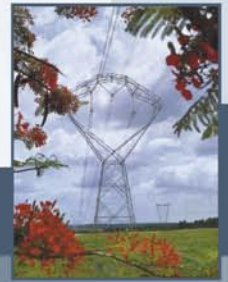
- [1] Expansão da Interligação Norte – Sul – CCPE/CTET-006.2004.
- [2] Definição de Reforços na Região Sudeste devido a Ampliação da Interligação Norte – Sul – CCPE/CTET-020/2004 – Setembro/2004
- [3] Definição de Reforços na Região Sudeste devido a Ampliação da Interligação Norte – Sul – CCPE/CTET-019/2004 – Setembro/2004
- [4] Estudo de Viabilidade Técnico e Econômico da Interligação Acre – Rondônia – Mato Grosso CCPE/CTET-016/2004.
- [5] Análise Preliminar do Sistema de Conexão e Sistemas Receptores das Regiões Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste para a 1ª Etapa do CHE Belo Monte (5500 MW) - CCPE/CTET-050/2002
- [6] Sistema de Transmissão Associado aos Aproveitamentos Hidrelétricos de Jirau e Santo Antônio - Nota Técnica DPT. T.016.2004 -dezembro/2004 – FURNAS
- [7] Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão – Volume 2 – CCPE – Novembro 2002.
- [8] Identificação dos Reforços Necessários entre Bacias do Paranaíba Grande e Paraná e Atendimento ao Estado de São Paulo – R1 Detalhamento da Alternativa Indicada – NAR-SP 003.05 NAR-SE/CO 002.05
- [9] “Análise do Suprimento à CPFL e à CEMIG, Através das Subestações de Mascarenhas de Moraes e Porto Colômbia” – NAR-SE/CO.003.2005
- [10] “Análise do Sistema 345 kV da Região da Grande São Paulo – Reforço a Partir da SE Tijucu Preto” CCPE/CTET/NAR-SP/006/2003 – relatório conjunto com o NAR-SE
- [11] “Redefinição de Alternativas para o Suprimento ao Vale do Paraíba, Face às Novas Capacidades das Linhas de 230 kV do Vale do Paraíba” – GEVAP – acordo entre NAR-SP e NAR-SE - CCPE/CTET/NAR-SP/006/2004
- [12] “Estudo da Região do Litoral Norte (138 kV) e do Sistema de 88 kV entre Caraguatatuba e Mairiporã” - CCPE/CTET/NAR-SP/001/2004
- [13] “Estudo de Reforço no Suprimento à Região do Pardo – Período 2004 a 2011” - CCPE/CTET/NAR-SP/008/2003
- [14] “Desempenho do Sistema 440 kV: Carregamentos, Perfil de Tensão e Estabilidade de Tensão – Período 2005 a 2012” que atualiza e substitui o RT/CCPE/CTET/NAR-SP/007/2003 enviado ao CTET em 12/01/2004. - CCPE/CTET/NAR-SP/005/2004
- [15] “Plano Quinquenal de Expansão das Demais Instalações de Transmissão e Transformações de Fronteira do estado de São Paulo” 2006/2010 - RT / GET-SP / 004 / 2005
- [16] “Programa Determinativo da Expansão da Transmissão” - PDET - 2005/2009
- [17] Estudo de Suprimento ao Leste de Minas Gerais e ao Espírito Santo”, NAR SE/CO.001.2005, Abril/2005.
- [18] “Plano Indicativo de Transmissão das Regiões Sudeste / Centro – Oeste, Período 2003 / 2012”, CCPE/CTET-056/2003
- [19] “Integração da Amazônia ao Sistema Interligado Nacional – Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus – R1-Estudos Elétricos e de Viabilidade técnico-econômica”, CCPE/CTET-026/2004, julho 2004
- [20] Relatório EPE-DEE-RE-041/2005-R0, “Estudos da expansão da transmissão - Análise dos sistemas regionais - Subsistema Norte”, Novembro/2005

- [21] Relatório EPE-DEE-RE-042/2005-R0, "Estudos da expansão da transmissão - Análise dos sistemas regionais - Subsistema Nordeste", Novembro/2005
- [22] Relatório EPE-DEE-RE-043/2005-R0, "Estudos da expansão da transmissão - Análise dos sistemas regionais - Subsistema Sudeste/Centro Oeste", Novembro/2005
- [23] Relatório EPE-DEE-RE-044/2005-R0, "Estudos da expansão da transmissão - Análise dos sistemas regionais - Subsistema Sul e Mato Grosso do Sul", Novembro/2005
- [24] Relatório EPE-DEE-RE-056/2005-R0, "Projeção da demanda de investimentos e equipamentos – Instalações de transmissão", Dezembro/2005
- [25] Relatório EPE-DEE-RE-059/2005-R0, "Programa de Expansão da Transmissão – PET 2006-2010", Dezembro/2005
- [26] Relatório EPE-DEE-RE-009/2006-R0, "EPE/ONS - PAR/PET - Obras consolidadas - período 2006 a 2008", Fevereiro/2006
- [27] EPE, 2005. Condicionantes Ambientais – Diretrizes, Critérios e Procedimentos Socioambientais para os Estudos do Planejamento da Expansão.
- [28] EPE, 2005. Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica.
- [29] EPE, 2005. Estudos de Expansão de Geração – Formulação de alternativas e Resultados Iniciais
- [30] Eletrobrás, 1990. Plano Diretor de Meio Ambiente: 1991-1993. Rio de Janeiro, 278p (volumes 1 e 2).
- [31] CEPEL, 2000. Modelo para Análise Ambiental no Plano Indicativo da Expansão – Proposta Preliminar, Relatório Técnico CEPEL DPP/PEN 717/2000.
- [32] 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.
- [33] CCPE, 2002. Plano Decenal de Expansão 2001-2010.
- [34] MMA/SQA, 2002. Avaliação Ambiental Estratégica.
- [35] 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.
- [36] MME/ELETROBRÁS, 1999. Plano Decenal de Expansão 2000/2009. Capítulo 7 – Aspectos Socioambientais
- [37] CEPEL, 2004. Metodologia de Avaliação Ambiental do Plano Decenal de Expansão – Projetos Hidrelétricos – Relatório Técnico DP/DEA – 27049/04
- [38] Nuti, Mirian- "Aspectos Socioambientais no Planejamento da Transmissão" - Palestra proferida no Seminário Planejamento e Gestão Ambiental nos Sistemas de Transmissão. CHESF/CIGRÉ, Recife, 2000.
- [39] ELETROBRÁS/Departamento de Meio Ambiente. Subsídios para Adequação do Licenciamento Ambiental de Instalações de Transmissão. Agosto, 2000
- [40] CEPEL, 2004. Incorporação da Dimensão Ambiental ao Planejamento do Sistema de Transmissão de Energia Elétrica - PROJETO AMBIENTRANS. Setembro, 2004
- [41] Pires, Silvia Helena M. A Incorporação da Avaliação de Impactos Ambientais no Processo de Planejamento de Sistemas de Transmissão de Energia Elétrica. Dissertação de Mestrado do Programa de Planejamento Energético, COPPE/UFRJ, 1994.

Agradecimentos

A elaboração deste Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica e dos estudos que o subsidiaram não teria sido possível sem a colaboração das empresas e agentes do setor elétrico, bem como de outros órgãos e entidades, a seguir listados. Tal colaboração se deu principalmente por meio de participação em grupos de trabalho, reuniões e seminários técnicos coordenados pela EPE, além do provimento de dados para os estudos, o que permitiu conferir a eficácia, eficiência e qualidade necessárias a este importante instrumento para o planejamento energético do país. A todas estas instituições os agradecimentos do MME e da EPE.

AES Eletropaulo S.A. - ELETROPAULO	Companhia Força e Luz Cataguazes-Leopoldina - CFLCL
AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. - AES SUL	Companhia Força e Luz do Oeste - CFLO
AES Tietê S.A. - AES TIETÊ	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF
Ampla Energia e Serviços S.A. - AMPLA	Companhia Hidroelétrica São Patrício - CHESP
Associação Brasileira da Indústria de Álcalis e Cloro Derivados - ABICLOR	Companhia Jaguari de Energia - CJE
Associação Brasileira da Indústria Química - ABIQUIM	Companhia Luz e Força de Mococa – CLFM
Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - ABRADEE	Companhia Luz e Força Santa Cruz - CLFSC
Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e Consumidores Livres - ABRACE	Companhia Nacional de Energia Elétrica - CNEE
Associação Brasileira do Alumínio - ABAL	Companhia Paranaense de Energia Elétrica - COPEL
Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia - APINE	Companhia Paulista de Energia Elétrica - CPEE
Associação Nacional dos Fabricantes de Celulose e Papel - BRACELPA	Companhia Paulista de Força e Luz S.A. – CPFL PAULISTA
Associação Paulista de Cogeração de Energia – COGEN-SP	Companhia Piratininga de Força e Luz S.A. – CPFL PIRATININGA
Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES	Companhia Sul Paulista de Energia - CSPE
Bandeirante Energia S.A. - BANDEIRANTE	Companhia Sul Sergipana de Eletricidade - SULGIPE
Boa Vista Energia S.A. - BOA VISTA	Cooperativa Aliança – COOPERALIANÇA
Cachoeira Dourada S.A. - CDSA	CPFL Geração de Energia S.A. - CPFL-G
Caiuá Serviços de Eletricidade S.A. - CAIUÁ	Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas - DMEPC
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	Departamento Municipal de Energia de Ijuí - DEMEI
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS	Duke Energy International, Geração Paranapanema S.A. - DUKE-GP
Centrais Elétricas de Carazinho S.A. - ELETROCAR	Elektro Eletricidade e Serviços S.A - ELEKTRO
Centrais Elétricas de Rondônia S.A. - CERON	Eletrobrás Termonuclear S.A. - ELETRONUCLEAR
Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - ELETRONORTE	Eletrosul Centrais Elétricas S.A. - ELETROSUL
Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA	Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A. - EEEP
Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT	Empresa Elétrica Bragantina S.A. - EEB
Centrais Elétricas Santa Catarina S.A. - CELESC	Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL
Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL	Empresa Energética de Sergipe S.A. - ENERGIPE
Companhia Campolarguense de Energia - COCEL	Empresa Força e Luz João Cesa Ltda. – JOÃO CESA
Companhia de Eletricidade do Acre - ELETROACRE	Empresa Força e Luz Urussanga Ltda. - EFLUL
Companhia de Eletricidade do Amapá - CEA	Empresa Luz e Força Santa Maria S.A. - ELFSM
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - COELBA	Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A. - EMAE
Companhia de Eletricidade Nova Friburgo - CENF	Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. - ESCELSA
Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - CELTINS	Força e Luz Coronel Vivida Ltda - FORCEL
Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista - CTEEP	Furnas Centrais Elétricas S.A. - FURNAS
Companhia Energética da Borborema - CELB	Grupo Técnico Operacional da Região Norte - GTON
Companhia Energética de Alagoas - CEAL	Hidroelétrica Panambi S.A. - HIDROPLAN
Companhia Energética de Brasília - CEB	Iguaçu Distribuidora de Energia Elétrica Ltda. - IENERGIA
Companhia Energética de Goiás - CELG	Instituto Brasileiro de Siderurgia - IBS
Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG	Instituto Nacional de Eficiência Energética - INEE
Companhia Energética de Pernambuco - CELPE	Light Serviços de Eletricidade S.A. - LIGHT
Companhia Energética de Roraima - CER	Manaus Energia S.A. - MANAUS
Companhia Energética de São Paulo - CESP	Muxfeldt, Marin & Cia. Ltda. - MUXFELDT
Companhia Energética do Amazonas - CEAM	Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS
Companhia Energética do Ceará - COELCE	Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS
Companhia Energética do Maranhão - CEMAR	Rio Grande de Energia S.A. - RGE
Companhia Energética do Piauí - CEPISA	Sindicato Nacional da Indústria do Cimento - SNIC
Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN	Sociedade Anônima de Eletricidade da Paraíba – SAEPLA
Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE	Tractebel Energia S.A. – TRACTEBEL
	União da Agroindústria Canavieira de São Paulo - UNICA
	Usina Hidro Elétrica Nova Palma Ltda. - UHENPA



Retomada do Planejamento com Visão de Longo Prazo