



Ministério de Minas e Energia  
Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético

# *Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica*

**2006 - 2015**



■ *Sumário Executivo*

*Ano - 2006*



Ministério de Minas e Energia  
Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético

# *Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica*

**2006 - 2015**



■ *Sumário Executivo*

*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](http://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](http://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 / Sumário Executivo / Ministério de Minas e Energia ; colaboração Empresa de Pesquisa Energética. – Brasília : MME : EPE, 2006.  
76 p. : il.

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 Sousa 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.

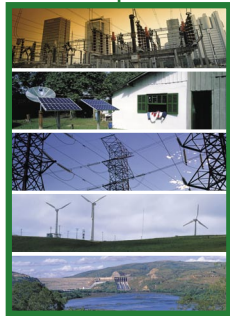
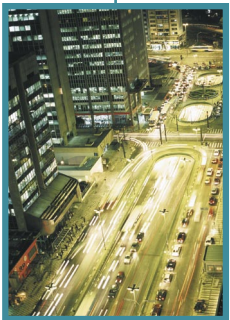
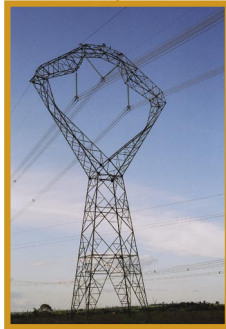
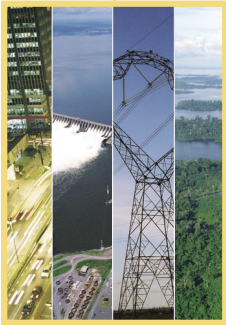
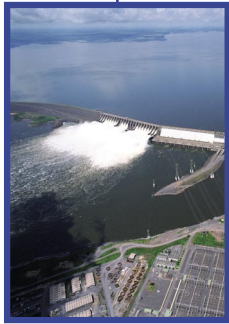
Em consonância com as definições do Novo Modelo Institucional e os contornos técnicos do planejamento setorial, o PDEE 2006-2015 proporciona importantes sinalizações para orientar as ações e decisões relacionadas ao equacionamento do equilíbrio entre as projeções de crescimento econômico do país, seus 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, o Ministério de Minas e Energia agradece publicamente toda a colaboração recebida de seus parceiros institucionais, para o êxito desta atividade de planejamento, fundamental para definir a expansão 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 Sumário Executivo

- **Capítulo 1** – Introdução
- **Capítulo 2** – Mercado de Energia Elétrica
- **Capítulo 3** – Geração de Energia Elétrica
- **Capítulo 4** – Transmissão de Energia Elétrica
- **Capítulo 5** – Análise Socioambiental



# Sumário

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>14</b>
<b>2</b>	<b>MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA</b>	<b>20</b>
	2.1 Apresentação	22
	2.2 Cenários e Premissas	22
	2.3 População e Domicílios	22
	2.4 Autoprodução de Energia Elétrica	23
	2.5 Projeções do Consumo de Energia	24
	2.6 Projeção da Carga (Requisitos do Sistema)	28
	2.6.1 Carga de Energia	28
	2.6.2 Carga de Demanda	30
	2.6.3 Interligações Previstas	31
<b>3</b>	<b>GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA</b>	<b>32</b>
	3.1 Objetivo	34
	3.2 Metodologia e Critérios	34
	3.3 Capacidade Instalada no Brasil	34
	3.4 Sistema Interligado Nacional - SIN	35
	3.5 Expansão da Geração para a Trajetória de Mercado Referência	35
	3.5.1 Expansão Hidrelétrica para Trajetória de Referência	36
	3.5.2 Expansão Termelétrica para Trajetória de Referência	39
	3.5.3 Expansão das Interligações Regionais	40
	3.5.4 Estimativa de Investimentos na Geração	41
	3.6 Expansão da Geração para a Trajetória de Mercado Alto	41
	3.7 Expansão da Geração para a Trajetória de Mercado Baixo	42
	3.8 Estimativa do Custo Marginal de Expansão	44
	3.9 Indicadores de Geração	44

<b>4</b>	<b>TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA</b>	<b>48</b>
	4.1 Objetivo	50
	4.2 Expansão da Transmissão	50
	4.3 Interligações Regionais	51
	4.3.1 Interligação Norte-Sul	51
	4.3.2 Interligação Norte-Nordeste	52
	4.3.3 Interligação Sudeste-Nordeste	52
	4.3.4 Interligação Sul-Sudeste	52
	4.3.5 Interligação Acre/Rondônia-Sudeste/Centro-Oeste	52
	4.3.6 Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus	52
	4.3.7 Integração das Usinas do Rio Madeira e Belo Monte	53
	4.4 Sistema Interligado Nacional - Indicadores de Transmissão	53
<b>5</b>	<b>ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL</b>	<b>56</b>
	5.1 Introdução	58
	5.2 Procedimentos Metodológicos	58
	5.3 Parque Gerador	60
	5.4 Caracterização Socioambiental do Sistema Elétrico Planejado	62
	5.4.1 Alternativa de Referência do Sistema de Geração	62
	5.4.2 Alternativa de Referência do Sistema de Transmissão	64
	5.5 Atribuição dos Níveis de Incerteza aos Projetos Hidrelétricos	64
	5.6 Atribuição dos Níveis de Incerteza aos Projetos de Transmissão	65

## Resumo Executivo

**E**ste documento apresenta, de forma resumida, os principais resultados do Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015, com ênfase nos aspectos mais relevantes contidos na versão completa.

O dimensionamento das necessidades de energia elétrica baseou-se em premissas macroeconômicas que levam em conta o crescimento do Produto Interno Bruto – PIB para a década estudada. Foram definidos três cenários. O primeiro cenário de referência, considerado o mais provável, pressupõe taxa de crescimento médio do PIB de 4,2% ao ano; o segundo cenário de tendência baixa prevê uma taxa de crescimento anual da ordem de 3,2% ao ano; e o terceiro cenário de crescimento alto aponta taxa de crescimento anual de 5,1 % ao ano. Os diferentes cenários de PIB acarretam diferentes taxas de crescimento para o mercado de energia elétrica: 4,8% para o cenário de trajetória de referência, 3,9% para a trajetória de tendência baixa e, finalmente, 5,5% para a trajetória de crescimento alta.

A carga de energia elétrica do Brasil, que em 2005 registrou o valor de 47.583 MW médios, em 2015, conforme as previsões associadas a cada um dos cenários, alcançam, respectivamente, 76.224, 69.427 e 81.158 MW médios, representando acréscimos médios anuais de 2.604, 1.986 e 3.052 MW médios para os cenários de trajetórias de referência, baixa e alta.

O equacionamento da oferta de energia elétrica para a trajetória de crescimento de referência do mercado aponta, ao longo do horizonte decenal, para uma expansão de 39.057 MW na capacidade instalada no Sistema Interligado Nacional – SIN, dos quais 30.045 MW em usinas hidrelétricas e 9.012 MW em usinas termelétricas.

Os investimentos estimados necessários à expansão da geração ao longo do horizonte decenal são da ordem de R\$ 75,0 bilhões, dos quais R\$ 60,0 bilhões referentes a usinas hidrelétricas e R\$ 15,0 bilhões a unidades térmicas.

Salienta-se que, neste montante, estão incluídas as entradas em operação de grandes projetos estruturantes como os aproveitamentos de Jirau (3.300 MW) e Santo Antônio (3.150 MW), no rio Madeira, e de Belo Monte (5.500 MW) no rio Xingu.

Comparando a trajetória de crescimento de referência do mercado com a trajetória alta, verifica-se a necessidade de expansão adicional, no horizonte decenal, de 4.700 MW na geração. Comparando-a com a trajetória baixa, verifica-se uma redução de 9.200 MW na capacidade de geração.

Por outro lado, mesmo considerando a trajetória de mercado baixa, o estudo demonstra a necessidade da manutenção das usinas estruturantes no elenco de oferta, de modo a atender ao mercado dentro dos critérios de planejamento.

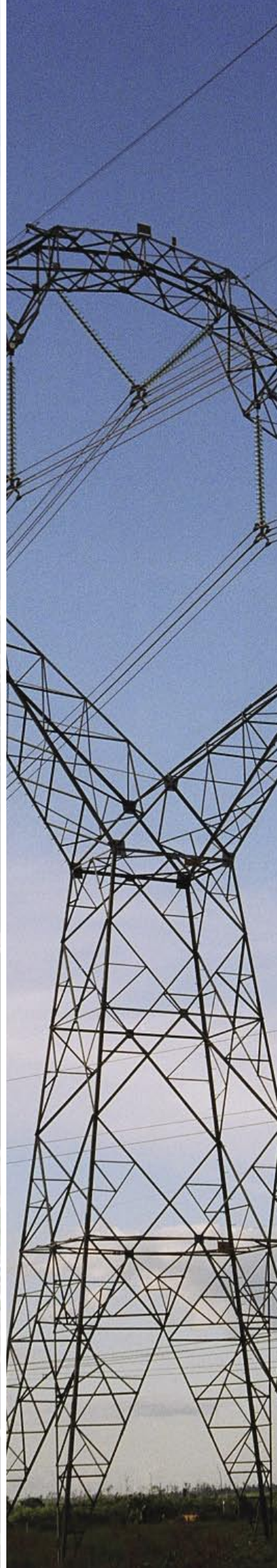
A expansão da transmissão prevê, no Plano Decenal, a integração de Manaus e das regiões da margem esquerda do Rio Amazonas e a dos estados do Acre e de Rondônia ao Sistema Interligado Nacional – SIN, melhorando assim a qualidade do suprimento e aumentando as perspectivas de expansão destes mercados, com significativa redução – cerca de 75% – nos encargos da CCC devidos aos atuais consumidores do SIN.

Vale ainda mencionar que, a incorporação das usinas do rio Madeira e de Belo Monte ao SIN garantem a continuidade da oferta com elevada participação da energia hidrelétrica ao mercado nacional.

A estimativa para o período decenal é que a transmissão agregue à Rede Básica 41.127 km, passando de 82.092 km no final de 2005 para 123.219 km no final de 2015. A projeção de investimento é da ordem de R\$ 26,7 bilhões em linhas de transmissão e de R\$ 12,7 bilhões em subestações e transformadores

As expansões programadas dentro do critério de menor custo global garantem a adequada robustez e qualidade requerida pelo mercado, aliando qualidade de suprimento à modicidade tarifária.

A adequada expansão da Rede Básica de transmissão permite a integração sólida das regiões elétricas, com impacto positivo na redução de preços e de riscos entre submercados.



# 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.

## ■ 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 de 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, necessários 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 (expansão 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-se, dentre outras variáveis probabilísticas, a evolução do risco de déficit, do valor esperado de energia não suprida, dos custos esperados de operação, os despachos de geração e os requisitos de intercâmbios entre os subsistemas.

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

Os estudos de expansão da transmissão se desenvolvem à medida que são caracterizadas as alternativas de geração e os correspondentes requisitos de intercâmbios entre as regiões, ou submercados, ou subsistemas. Com base na avaliação probabilística dos intercâmbios resultante 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.

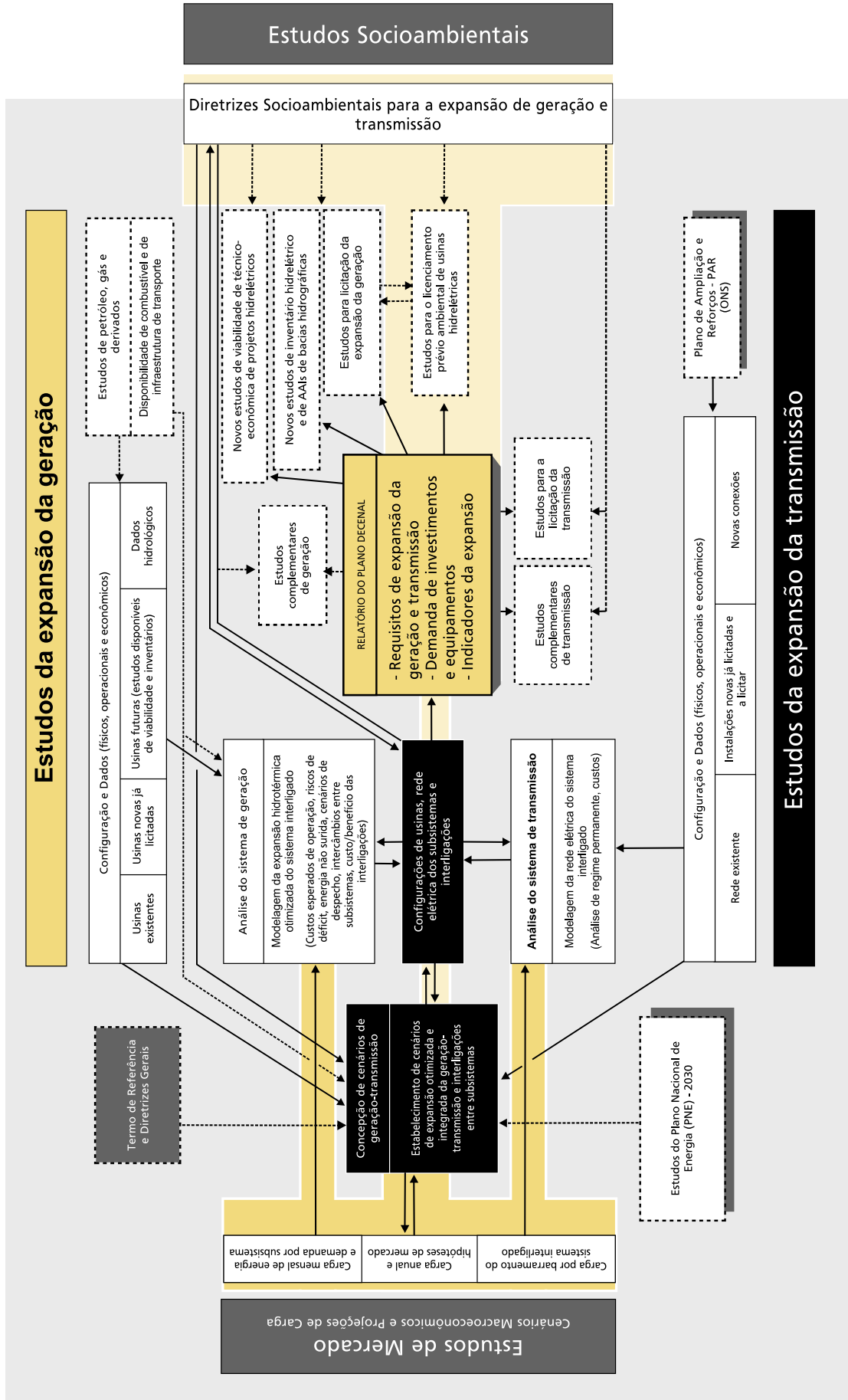


Figura 1-1 – Fluxograma Geral dos Estudos Associados ao Plano Decenal



# Mercado de Energia Elétrica

---

2

Apresentação

Cenários e Premissas

População e Domicílios

Autoprodução de Energia Elétrica

Projeções do Consumo de Energia

Projeção da Carga (Requisitos do Sistema)

---

## 2.1 Apresentação

A seguir, apresentam-se os principais resultados dos estudos de mercado, para o decênio 2006-2015, realizados pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, sob contrato do Ministério de Minas e Energia, no âmbito do ciclo de planejamento 2005, com o objetivo de subsidiar o planejamento decenal da expansão do parque elétrico nacional: expansão da geração e da rede de transmissão.

Cabe ressaltar que, apesar de estarem previstas interligações de sistemas isolados, ao longo do horizonte decenal, as projeções de mercado e carga do Sistema Interligado Nacional – SIN não incorporam as cargas a ser interligadas, uma vez que as respectivas datas de interligação dependerão dos estudos da expansão da oferta da expansão ainda em curso.

## 2.2 Cenários e Premissas

O ponto de partida dos estudos do mercado de energia elétrica, dada a 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 a conservação de energia.

Tendo como base os cenários macroeconômicos, definiram-se três trajetórias plausíveis para a evolução da economia brasileira. A trajetória de referência é considerada como sendo a mais provável. As trajetórias alta e baixa serão utilizadas nos estudos de sensibilidade do planejamento da expansão do setor elétrico.

Nas três trajetórias supõe-se que o PIB cresce 3,0% no ano 2005. Para o ano 2006, admite-se que o crescimento do PIB seja 3,0% no cenário baixo, 4,0% no cenário de referência e 4,5% no cenário alto. Ao longo do horizonte decenal, os cenários formulados são sintetizados nas taxas de evolução do PIB apresentadas na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 - Taxa de Crescimento do PIB (% ao ano) - Brasil

Trajectoria	2005	2006	2007-2011	2012-2015	2005-2015
Alta	3,0	4,5	4,5	6,0	5,1
Referência	3,0	4,0	4,0	4,5	4,2
Baixa	3,0	3,0	3,0	3,5	3,2

Fonte: Empresa de Pesquisa Energética - EPE. Compilado por MME/SPE.

## 2.3 População e Domicílios

Para a evolução futura da população e dos domicílios foi considerada apenas uma 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 de domicílios, para o Brasil, são apresentados na Tabela 2.2. Utilizou-se 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 2.2 - População e Domicílios (mil) – Brasil

Ano	População	Domicílios	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: Empresa de Pesquisa Energética - EPE. Compilado por MME/SPE.

## 2.4 Autoprodução de Energia Elétrica

Dado que o sistema deverá ser dimensionado para atender a totalidade do mercado, com exceção apenas daquela parcela de autoprodução, denominada de clássica, que corresponde à geração de energia elétrica para suprimento, no próprio local, da unidade consumidora, sem a utilização da rede elétrica de transmissão/distribuição, é importante conhecer as perspectivas de evolução da autoprodução clássica de energia elétrica, em particular para os grandes consumidores industriais de energia elétrica, nos quais se concentra grande parte do potencial de autoprodução.

Os valores de autoprodução clássica considerados, na trajetória de referência, são apresentados na Tabela 2.3.

Tabela 2.3 - Autoprodução Clássica (TWh) – Brasil – Trajetória de Referência

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

Fonte: Empresa de Pesquisa Energética - EPE. Compilado por MME/SPE.

A projeção do consumo total de eletricidade dos grandes consumidores industriais foi elaborada com base nas perspectivas da capacidade instalada de produção e em premissas relativas à dinâmica dos mercados interno e externos setoriais, estimando-se, dessa forma, os respectivos volumes de produção física. 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 alta produção clássica.

Os valores projetados para consumo dos grandes consumidores industriais de energia elétrica são apresentados na Tabela 2.4.

**Tabela 2.4 - Consumo de Energia Elétrica dos Grandes Consumidores Industriais (TWh)  
Brasil – Trajetória de Referência**

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

Fonte: Empresa de Pesquisa Energética - EPE. Compilado por MME/SPE.  
(\*) Consumo a ser atendido pelo sistema elétrico.

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

Os percentuais do consumo indicativos do potencial de conservação, para a trajetória de referência, são apresentadas na Tabela 2.5, para o Sistema Interligado Nacional, por classe de consumo.

**Tabela 2.5 - Percentuais (do Consumo) Indicativos do Potencial de Conservação (%)  
Brasil – 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: Empresa de Pesquisa Energética - EPE. Compilado por MME/SPE.

## 2.5 Projeções do Consumo de Energia

A partir dos cenários e premissas formuladas nos estudos de mercado, foram elaboradas três projeções para o consumo total de energia elétrica, que incluem a autoprodução clássica para fins de comparação com a evolução do PIB.

Considerando o período 2005-2015, na trajetória de referência, o consumo de energia elétrica demandado do setor elétrico evolue de 346,1 TWh em 2005 para 566,8 TWh em 2015, com um crescimento ao ano de 5,1% no horizonte decenal. Em 2010, ano de especial interesse em razão dos leilões de energia nova dedicados à expansão da oferta no novo arranjo institucional do setor elétrico, atinge 443,5 TWh. Incluindo a autoprodução clássica, estima-se que o consumo de energia elétrica no país em 2015 atinja 617,7 TWh, com uma taxa média de crescimento de 5,2% ao ano, indicando uma elasticidade, no período decenal de 1,23. As Tabelas 2.6 e 2.7 apresentam, de forma sintética, os valores das projeções para consumo de energia elétrica demandado pelo setor, com e sem autoprodução clássica, respectivamente.

As elasticidades-renda resultantes são maiores do que a unidade, porém menores do que as verificadas historicamente. Isto reflete um mercado mais maduro e fazendo uso mais racional da energia elétrica. Pode-se observar que, os valores da elas-

ticidade no segundo período são significativamente inferiores aos do primeiro, como resultado do progressivo incremento da conservação de energia e da eficiência elétrica da economia.

**Tabela 2.6 - Consumo Total de Energia Elétrica (TWh) e Elasticidade-Renda**

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

Fonte: Empresa de Pesquisa Energética - EPE. Compilado por MME/SPE.  
(\*) Inclui autoprodução clássica.

**Tabela 2.7 - Consumo de Energia Elétrica (TWh) – Brasil**

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

Fonte: Empresa de Pesquisa Energética. Compilado por MME/SPE.  
(\*) Não inclui autoprodução clássica.



Aqui, adotou-se uma metodologia de análise e projeção de mercado, desagregado por classe de consumo e subsistema elétrico, que tendo por base os cenários macroeconômicos e as premissas formuladas em relação aos parâmetros característicos de determinados segmentos de mercado, permite compor e consolidar as projeções do mercado de energia elétrica. Essa projeção desagregada por classe de consumo e subsistema elétrico é apresentada na Tabela 2.8.

**Tabela 2.8 - Consumo de Energia Elétrica por Classe e Subsistema - Brasil - Trajetória de Referência**

Discriminação	Consumo (TWh) (*)			Variação (% ao ano)		
	2005	2010	2015	2005-2010	2010-2015	2005-2015
<b>Classe</b>						
Residencial	82,3	109,2	142,5	5,8	5,5	5,6
Industrial	161,1	198,4	244,7	4,3	4,3	4,3
Comercial	52,9	73,4	101,9	6,7	6,8	6,8
Outras	49,8	62,6	77,8	4,7	4,4	4,6
<b>Total</b>	<b>346,1</b>	<b>443,6</b>	<b>566,9</b>	<b>5,1</b>	<b>5,0</b>	<b>5,1</b>
<b>Subsistema</b>						
Norte	23,5	30,7	45,5	5,5	8,1	6,8
Nordeste	47,5	61,2	78,1	5,2	5,0	5,1
Sudeste	209,1	266,8	335,1	5,0	4,7	4,8
Sul	58,8	73,9	92,2	4,7	4,5	4,6
<b>SIN</b>	<b>338,9</b>	<b>432,6</b>	<b>550,9</b>	<b>5,0</b>	<b>5,0</b>	<b>5,0</b>
Isolado	7,2	10,9	16,0	8,7	8,0	8,3
<b>Total</b>	<b>346,1</b>	<b>443,5</b>	<b>566,9</b>	<b>5,1</b>	<b>5,0</b>	<b>5,1</b>

Fonte: Empresa de Pesquisa Energética - EPE. Compilado por MME/SPE.

(\*) Mercado atendido pelo sistema elétrico. Não inclui autoprodução clássica.

Na classe residencial, projeta-se um crescimento médio de 5,6%, 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, o que corresponde a um acréscimo médio de 1,5 milhões de novos consumidores anuais.

**Tabela 2.9 - Consumo Residencial - Número de Consumidores e Consumo Médio  
Brasil - Trajetória de Referência**

Ano	Consumo Residencial (GWh)	Nº de Consumidores	Consumo Médio (kWh/mês)
2005	82.255	48.193	142
2010	109.155	55.651	163
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

Fonte: Empresa de Pesquisa Energética - EPE. Compilado por MME/SPE.

O consumo comercial apresenta a dinâmica de maior crescimento no horizonte de projeção, com o crescimento médio, no período decenal de 6,8% ao ano. No setor industrial total, projetou-se um crescimento de 4,3% ao ano, em média, no final do 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.

Verifica-se que as projeções do consumo por subsistema elétrico crescem a taxas mais elevadas nos Sistemas Isolados e no Subsistema Interligado Norte. Enquanto o consumo no Brasil, no horizonte decenal, 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%, respectivamente.

Dessa forma, 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.

**Tabela 2.10 - Consumo Industrial - Grandes Consumidores e Industrial Tradicional (GWh)  
Brasil - Trajetória de Referência**

<b>Ano</b>	<b>Industrial Total</b>	<b>Grandes Consumidores</b>	<b>Industrial Tradicional</b>
2005	161.064	66.066	94.997
2010	198.404	81.204	117.200
2015	244.677	98.778	145.899
<b>Período</b>	<b>Varição (% ao ano)</b>		
2005-2010	4,3	4,2	4,3
2010-2015	4,3	4,0	4,5
2005-2015	4,3	4,1	4,4
<b>Ano</b>	<b>Estrutura de Participação (%)</b>		
2005	100,0	41,0	59,0
2010	100,0	40,9	59,1
2015	100,0	40,4	59,6

Fonte: Empresa de Pesquisa Energética - EPE. Compilado por MME/SPE.

## 2.6 Projeção da Carga (Requisitos do Sistema)

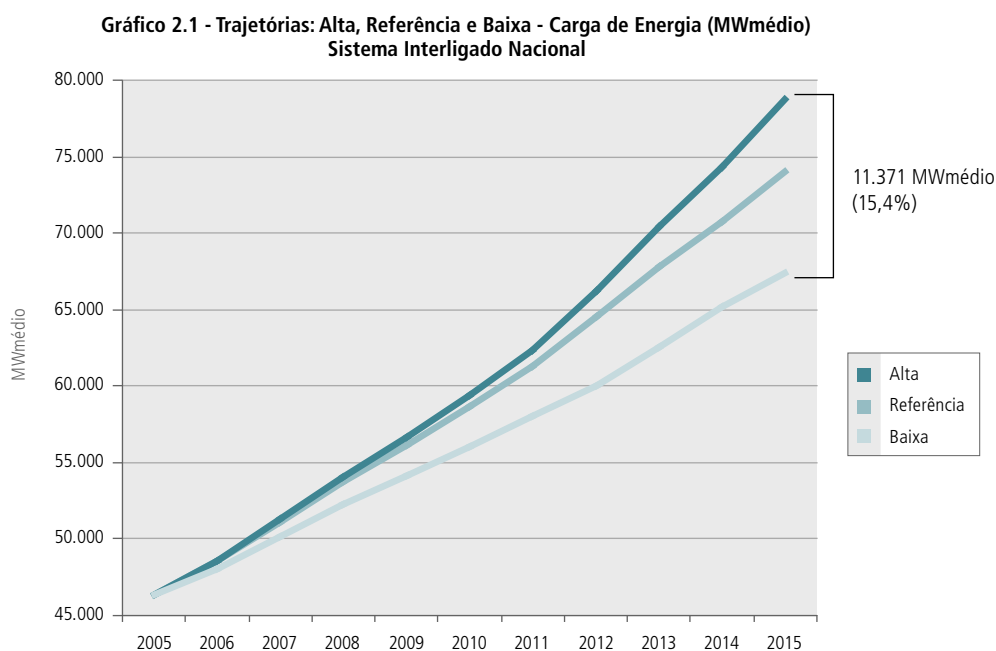
### 2.6.1 Carga de Energia

Os requisitos de energia dos subsistemas interligados somaram 46.341 MWmédios em 2005, 58.635 MWmédios em 2010 e 73.998 MWmédios em 2015, com um crescimento médio anual no horizonte decenal de 4,8%. Na Tabela 2.11 e no Gráfico 2.1, apresenta-se um resumo da carga de energia do Sistema Interligado Nacional, 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 2010 e 2015. No caso da trajetória baixa, a carga é, respectivamente, 4,5% e 8,9% inferior a carga de referência. Os sistemas isolados, por outro lado, apresentaram 1.242 MWmédios em 2005, 1.678 MWmédios em 2010 e 2.226 MWmédios em 2015, com um crescimento médio anual no horizonte decenal de 6,0%.

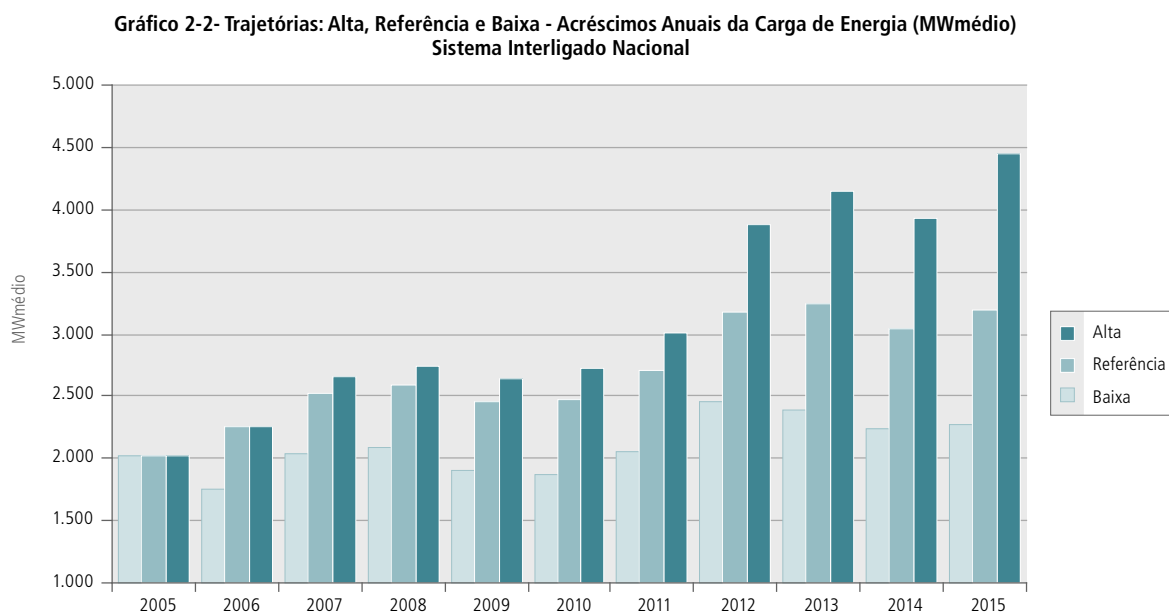
Tabela 2.11 - Carga de Energia (MWmédio) - Brasil

Sistema/Subsistema	MWmédio			Variação (% ao ano)		
	2005	2010	2015	2005-2010	2010-2015	2005-2015
<b>Trajetoária de Referência</b>						
Subsistema interligado Norte	3.150	4.098	6.039	5,4	8,1	6,7
Subsistema interligado Nordeste	6.725	8.526	10.712	4,9	4,7	4,8
Subsistema interligado Sudeste/Centro-Oeste	28.812	36.433	45.346	4,8	4,5	4,6
Subsistema Interligado Sul	7.654	9.578	11.901	4,6	4,4	4,5
<b>SIN</b>	<b>46.341</b>	<b>58.635</b>	<b>73.998</b>	<b>4,8</b>	<b>4,8</b>	<b>4,8</b>
Sistemas Isolados	1.242	1.678	2.226	6,2	5,8	6,0
<b>Total</b>	<b>47.583</b>	<b>60.313</b>	<b>76.224</b>	<b>4,9</b>	<b>4,8</b>	<b>4,8</b>
<b>Trajetoária Alta</b>						
Subsistema Interligado Norte	3.150	4.124	6.479	5,5	9,5	7,5
Subsistema Interligado Nordeste	6.725	8.661	11.584	5,2	6,0	5,6
Subsistema Interligado Sudeste/Centro-Oeste	28.812	36.889	47.995	5,1	5,4	5,2
Subsistema Interligado Sul	7.654	9.704	12.731	4,9	5,6	5,2
<b>SIN</b>	<b>46.341</b>	<b>59.378</b>	<b>78.789</b>	<b>5,1</b>	<b>5,8</b>	<b>5,5</b>
Sistemas Isolados	1.242	1.699	2.369	6,5	6,9	6,7
<b>Total</b>	<b>47.583</b>	<b>61.077</b>	<b>81.158</b>	<b>5,1</b>	<b>5,8</b>	<b>5,5</b>
<b>Trajetoária Baixa</b>						
Subsistema Interligado Norte	3.150	4.002	5.746	4,9	7,5	6,2
Subsistema Interligado Nordeste	6.725	8.113	9.670	3,8	3,6	3,7
Subsistema Interligado Sudeste/Centro-Oeste	28.812	34.776	41.224	3,8	3,5	3,6
Subsistema Interligado Sul	7.654	9.113	10.778	3,6	3,4	3,5
<b>SIN</b>	<b>46.341</b>	<b>56.004</b>	<b>67.418</b>	<b>3,9</b>	<b>3,8</b>	<b>3,8</b>
Sistemas Isolados	1.242	1.596	2.009	5,1	4,7	4,9
<b>Total</b>	<b>47.583</b>	<b>57.600</b>	<b>69.427</b>	<b>3,9</b>	<b>3,8</b>	<b>3,9</b>

Fonte: Empresa de Pesquisa Energética - EPE. Compilado por MME/SPE.



O gráfico 2.2 apresenta os acréscimos anuais da carga de energia do Sistema Interligado Nacional, correspondentes às três trajetórias consideradas, que mostram uma medida das necessidades de expansão do sistema, para atendimento dos respectivos requisitos de energia do mercado.



**Tabela 2.12 - Acréscimos Anuais da Carga de Energia (MWmédio) – Sistema Interligado Nacional**

Trajectoria/Ano	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Baixa	2.025	1.752	2.043	2.087	1.908	1.871	2.052	2.025	2.443	2.616	2.279
Referência	2.025	2.250	2.529	2.583	2.464	2.468	2.707	3.180	3.235	3.043	3.198
Alta	2.025	2.258	2.665	2.738	2.647	2.729	3.006	3.871	4.142	3.936	4.455

## 2.6.2 Carga de Demanda

Considerando as 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 referidos subsistemas, apresentados na Tabela 2.13.

Tabela 2.13 - Carga de Demanda (MWh/h) - Brasil

Sistema/Subsistema	MWh/h			Variação (% ao ano)		
	2005	2010	2015	2005-2010	2010-2015	2005-2015
<b>Trajétória de Referência</b>						
Subsistema Interligado Norte	3.688	4.798	7.071	5,4	8,1	6,7
Subsistema Interligado Nordeste	8.869	11.244	14.127	4,9	4,7	4,8
Subsistema Interligado Sudeste/ Centro-Oeste	38.272	48.395	60.235	4,8	4,5	4,6
Subsistema Interligado Sul	10.535	13.184	16.380	4,6	4,4	4,5
<b>N/NE</b>	<b>12.338</b>	<b>15.762</b>	<b>20.828</b>	<b>5,0</b>	<b>5,7</b>	<b>5,4</b>
<b>S/SE/CO</b>	<b>48.505</b>	<b>61.198</b>	<b>76.142</b>	<b>4,8</b>	<b>4,5</b>	<b>4,6</b>
<b>SIN</b>	<b>60.164</b>	<b>76.101</b>	<b>95.887</b>	<b>4,8</b>	<b>4,7</b>	<b>4,8</b>
Sistema Isolado	1.746	2.328	3.096	5,9	5,9	5,9
<b>Trajétória Alta</b>						
Subsistema Interligado Norte	3.688	4.828	7.585	5,5	9,5	7,5
Subsistema Interligado Nordeste	8.869	11.422	15.277	5,2	6,0	5,6
Subsistema Interligado Sudeste/ Centro-Oeste	38.272	49.001	63.753	5,1	5,4	5,2
Subsistema Interligado Sul	10.535	13.357	17.523	4,9	5,6	5,2
<b>N/NE</b>	<b>12.338</b>	<b>15.967</b>	<b>22.464</b>	<b>5,3</b>	<b>7,1</b>	<b>6,2</b>
<b>S/SE/CO</b>	<b>48.505</b>	<b>61.973</b>	<b>80.774</b>	<b>5,0</b>	<b>5,4</b>	<b>5,2</b>
<b>SIN</b>	<b>60.164</b>	<b>77.070</b>	<b>102.085</b>	<b>5,1</b>	<b>5,8</b>	<b>5,4</b>
Sistema Isolado	1.746	2.357	3.295	6,2	6,9	6,6
<b>Trajétória Baixa</b>						
Subsistema Interligado Norte	3.688	4.685	6.728	4,9	7,5	6,2
Subsistema Interligado Nordeste	8.869	10.699	12.752	3,8	3,6	3,7
Subsistema Interligado Sudeste/ Centro-Oeste	38.272	46.194	54.759	3,8	3,5	3,6
Subsistema Interligado Sul	10.535	12.543	14.835	3,6	3,4	3,5
<b>N/NE</b>	<b>12.338</b>	<b>15.116</b>	<b>19.140</b>	<b>4,1</b>	<b>4,8</b>	<b>4,5</b>
<b>S/SE/CO</b>	<b>48.505</b>	<b>58.374</b>	<b>69.164</b>	<b>3,8</b>	<b>3,5</b>	<b>3,6</b>
<b>SIN</b>	<b>60.164</b>	<b>72.669</b>	<b>87.319</b>	<b>3,8</b>	<b>3,7</b>	<b>3,8</b>
Sistema Isolado	1.746	2.214	2.794	4,9	4,8	4,8

Fonte: Empresa de Pesquisa Energética - EPE. Compilado por MME/SPE.

Considerando as projeções do consumo de energia elétrica por Subsistema Interligado e a premissa de que irá ocorrer uma gradual redução do índice de perdas técnicas e comerciais nesses quatro Subsistemas Interligados, apresenta-se na Tabela 2.14, as projeções do índice de perdas para as três trajetórias econômicas.

No Sistema Interligado Nacional, no horizonte decenal, a evolução das perdas mostra uma tendência declinante, partindo de 16,5% em 2005 para 15,0% em 2015.

Tabela 2.14 - Evolução do Índice de Perdas (% da Carga de Energia) - Brasil

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

Fonte: Empresa de Pesquisa Energética - EPE. Compilado por MME/SPE.

### 2.6.3 Interligações Previstas

Na Tabela 2.15, são apresentadas as projeções da carga de energia para o Sistema Acre/Rondônia e Sistema Manaus/Margem Esquerda (Pará e Amazonas) e Amapá no período decenal, a serem incorporadas ao Sistema Interligado Nacional - SIN.

Tabela 2.15 - Sistemas Acre/Rondônia e Manaus/Margem Esquerda (PA e AM) e Amapá (Carga de Energia - MWmédio)

Ano	Sistema Acre/Rondônia	Sistema Manaus (*)
2005	312	815
2006	338	873
2007	394	927
2008	418	981
2009	443	1.045
2010	469	1.109
2011	496	1.178
2012	525	1.249
2013	557	1.325
2014	593	1.402
2015	629	1.488

Fonte: Empresa de Pesquisa Energética - EPE.  
(\*) Manaus/Margem Esquerda (PA e AM) e AP.



# Geração de Energia Elétrica

---

Objetivo

Metodologia e Critérios

Capacidade Instalada no Brasil

Sistema Interligado Nacional - SIN

Expansão da Geração para a Trajetória de Mercado Referência

Expansão da Geração para a Trajetória de Mercado Alto

Expansão da Geração para a Trajetória de Mercado Baixo

Estimativa do Custo Marginal de Expansão

Indicadores de Geração

---



### 3.1 Objetivo

O objetivo do presente estudo de planejamento da expansão da geração é apresentar cenários de referência para a expansão da geração e das principais interligações entre os subsistemas no horizonte 2006-2015. A expansão deve atender às projeções do mercado previsto, segundo critérios que asseguram a garantia de suprimento de forma ambientalmente sustentável, minimizando os custos totais esperados, compostos pelos investimentos, custos socioambientais e custos de operação.

### 3.2 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 adotar 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".

Assim, dado um determinado custo do déficit, o planejamento da expansão da geração deve atender ao critério de segurança estabelecido pelo CNPE, risco anual de déficit não superior a 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.

### 3.3 Capacidade Instalada no Brasil

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

Tabela 3-1 - Capacidade Instalada Existente em Dezembro/2005 - Brasil

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

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.

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 o sistema Manaus-Macapá compondo o subsistema Norte a partir de janeiro/2012.

### 3.4 Sistema Interligado Nacional - SIN

Para o SIN os valores de capacidade instalada são apresentados na Tabela 3-2 a seguir:

Tabela 3-2 – Capacidade Instalada no Sistema Interligado Nacional em Dezembro/2005

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

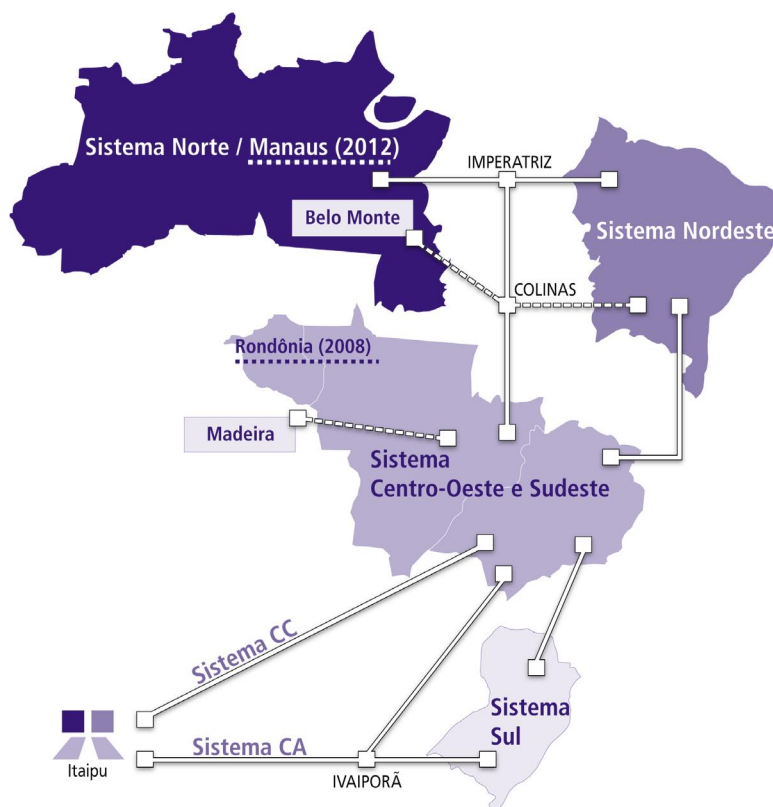
<sup>a</sup> Considera inclusive as UHEs existentes nos atuais sistemas isolados (Acre-Rondônia e Manaus) e contém apenas a parcela brasileira da UHE Itaipu.

<sup>b</sup> Considera inclusive o parque térmico atualmente instalado no sistema isolado a ser interligado.

<sup>c</sup> 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.

### 3.5 Expansão da Geração para a Trajetória de Mercado de Referência

Figura 3-1 – Representação Esquemática das Interligações entre Subsistemas



### 3.5.1 Expansão Hidrelétrica para a Trajetória de Referência

Considerando a projeção da trajetória de referência do mercado de energia elétrica, as obras de geração necessárias para o atendimento a este mercado são descritas nas Tabelas 3-3 e 3-4 a seguir:

Tabela 3-3 – Programa de Obras de Geração Hidrelétrica

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
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

Tabela 3-3 – Programa de Obras de Geração Hidrelétrica

Aproveitamento	Rio	UF	Subsistema	Potência (MW)	Data	Classificação
Foz do Rio Claro	Claro	GO	SE/CO/RO	67	jun-10	Leilão 2005
Simplício + 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 Toc.	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
Uruçuí	Parnaíba	PI/MA	NE	164	mar-12	Indicativa
Riacho Seco	São Francisco	BA/PE	NE	240	abr-12	Indicativa
Traíra 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

Tabela 3-3 – Programa de Obras de Geração Hidrelétrica

Aproveitamento	Rio	UF	Subsistema	Potência (MW)	Data	Classificação
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
<b>Total</b>				<b>31.144,5</b>		

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

### 3.5.2 Expansão Termelétrica para a Trajetória de Referência

Tabela 3-4 – Programa de Obras de Geração Termelétrica

Usina	Subsistema	Combustível	Potência (MW)	Data	Classificação
Termorio	SE/CO/RO	Gás Natural	670	mar-06 ago-06	Em Construção / Ampliação
			123		
Camaçari (D/G)	NE	Óleo Diesel Gás Natural	347	dez-06	Em Construção / Ampliação
			3		
Santa Cruz Nova (D)	SE/CO/RO	Óleo Diesel	166	fev-07	Em Construção / Ampliação
			316		
Vale do Açu	NE	Gás Natural	340	mar-07	Em Construção / Ampliação
Três Lagoas	SE/CO/RO	Gás Natural	240	jan-08	Em Construção / Ampliação
			110		
Canoas	S	Gás Natural	160	jan-08	Em Construção / Ampliação
			90		
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
Biomassa Indic. SE	SE/CO/RO	Biomassa	450	dez-10	Indicativa
			400	dez-11	
			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
<b>Total</b>			<b>10.486</b>		

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.

### 3.5.3 Expansão das Interligações Regionais

Tabela 3-5 – Expansão 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.

A evolução dos riscos anuais de déficit, bem como do custo marginal de operação do SIN para este cenário de mercado são apresentados nos Gráficos 3-1 e 3-2.

Gráfico 3-1: SIN - Riscos Anuais de Déficit  
Trajetória de Referência

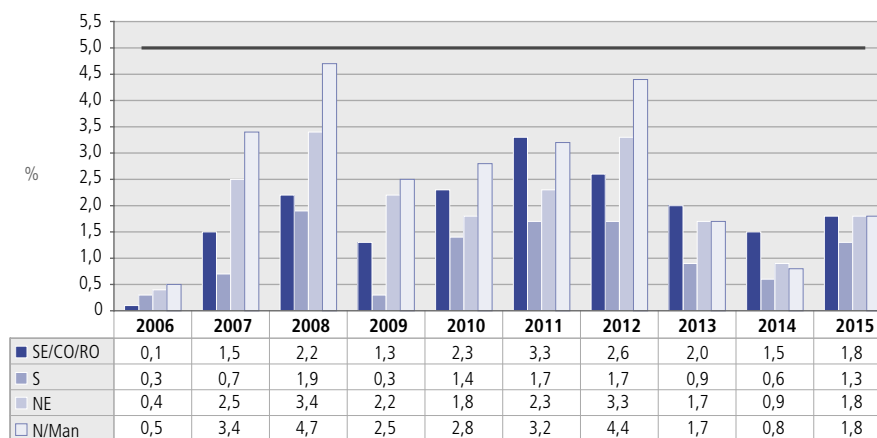
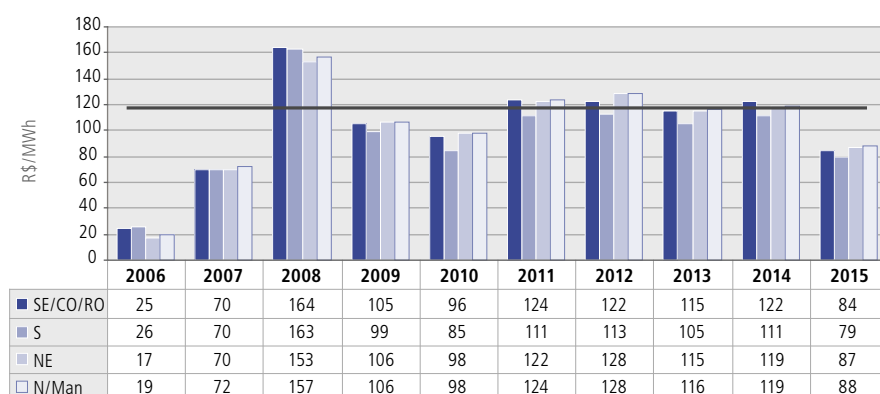


Gráfico 3-2: SIN - Custos Marginais de Operação Médios Anuais  
Trajetória de Referência



### 3.5.4 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, é da ordem de R\$ 75 bilhões, sendo R\$ 60 bilhões referentes às usinas hidrelétricas e R\$ 15 bilhões às usinas termelétricas.

## 3.6 Expansão da Geração para a Trajetória de Mercado Alto

Para este cenário, tem-se a necessidade de expansão adicional na oferta de energia conforme a Tabela 3-6:

Tabela 3-6 – SIN - Expansão Termelétrica Adicional - Gás Natural

Ano	Subsistema	Potência (MW)
2011	SE	1.100
	NE	600
2012	NE	200
2013	SE	2.000
2014	NE	800
<b>Total</b>		<b>4.700</b>

A evolução dos riscos anuais de déficit, bem como do custo marginal de operação do SIN para esta trajetória de mercado são apresentados nos Gráficos 3-3 e 3-4.



Gráfico 3-3: SIN - Riscos Anuais de Déficit  
Trajetória de Mercado Alto

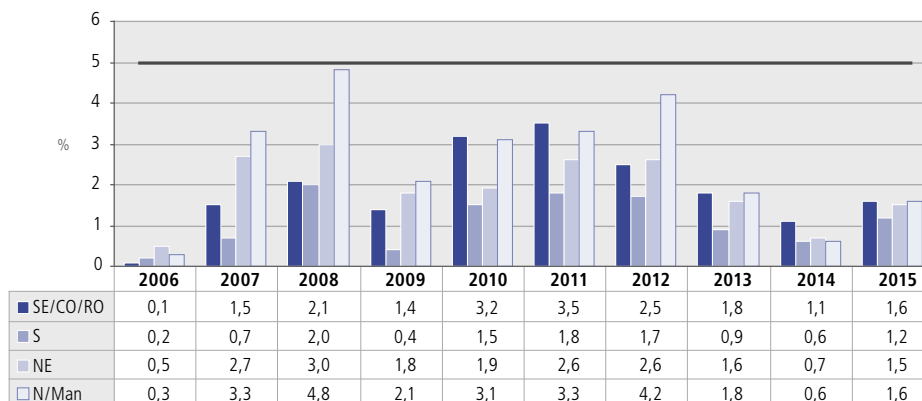
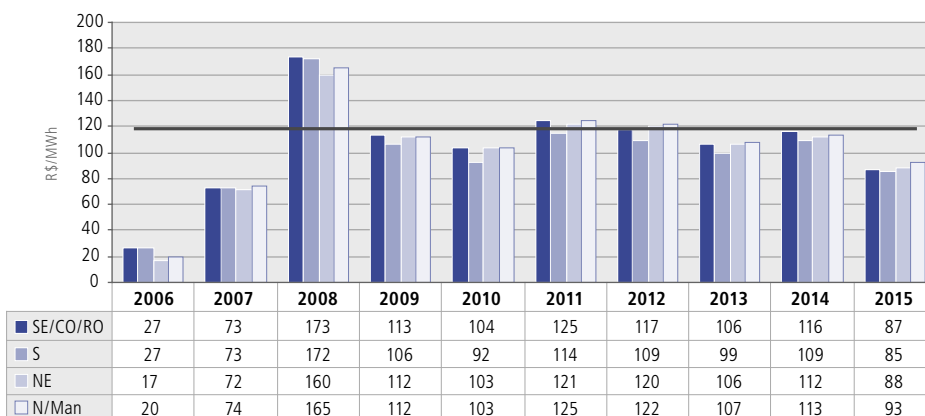


Gráfico 3-4: SIN - Custos Marginais de Operação Médios Anuais  
Trajetória de Mercado Alto



### 3.7 Expansão da Geração para a Trajetória de Mercado Baixo

O programa de obras de geração da trajetória de referência foi ajustado para o atendimento a esta trajetória 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 3.3.1:

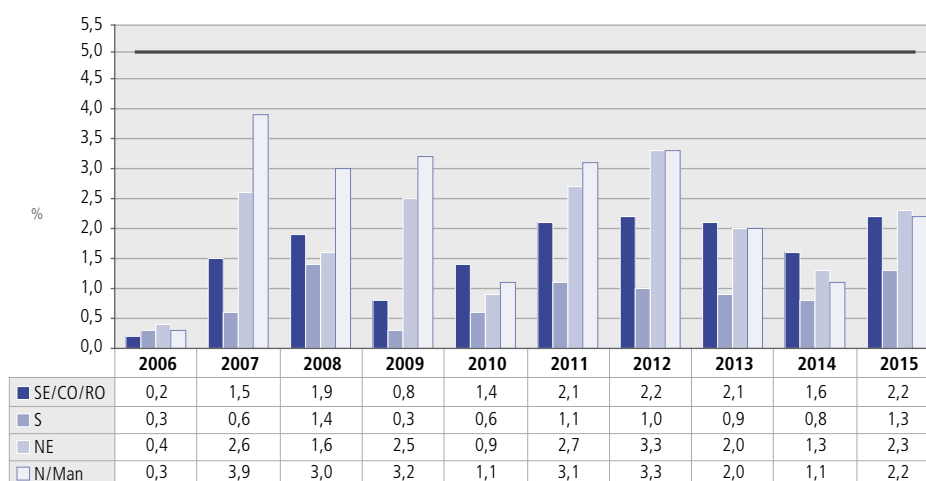
- Retirada das novas usinas termelétricas a gás natural no sistema Nordeste, totalizando 2.550 MW;
  - Retirada da usina de Angra 3, com 1.309 MW, do sistema Sudeste;
  - Retirada da usina indicativa a carvão mineral no sistema Sul, com 350 MW, em 2011;
  - Retirada de 9 usinas hidrelétricas do horizonte de estudo, totalizando 3.517 MW;
  - Retirada das usinas térmicas a biomassa indicativas: 1.300 MW no sistema 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 desta trajetória de mercado baixo resulta uma oferta de energia inferior em, aproximadamente, 9.000 MW à da trajetória de referência.

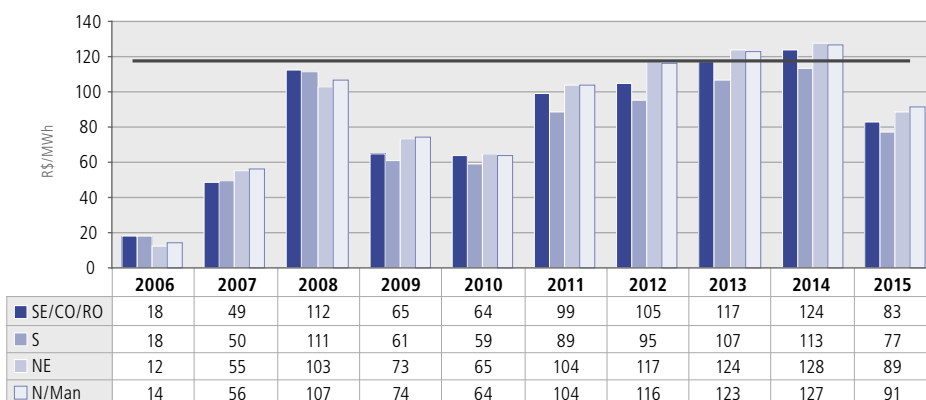
Ressalta-se, desta análise, que a decisão de se iniciar a construção das usinas de Jirau e Santo Antônio no rio Madeira, e de Belo Monte, no rio Xingu, é robusta na medida em que mesmo no cenário de mercado baixo a contratação da energia destas usinas é absorvida pela carga do SIN para a alternativa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

A evolução dos riscos anuais de déficit, bem como do custo marginal de operação do SIN para esta trajetória de mercado são apresentados nos Gráficos 3-5 e 3-6.

**Gráfico 3-5: SIN - Riscos Anuais de Déficit  
Trajetória de Mercado Baixo**



**Gráfico 3-6: SIN - Custos Marginais de Operação Médios Anuais  
Trajetória de Mercado Baixo**



### 3.8 Estimativa do Custo Marginal de Expansão

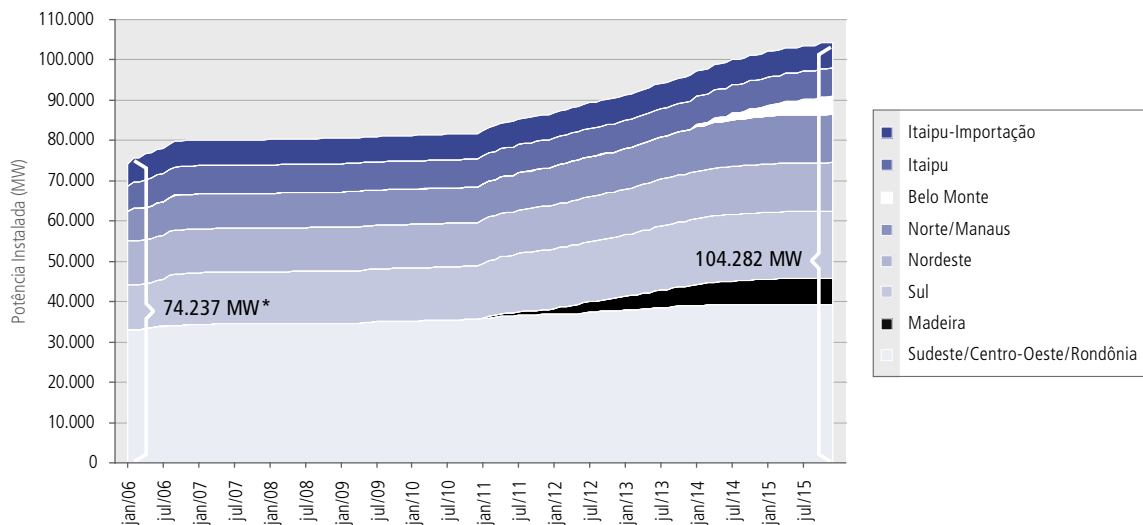
Tabela 3-7 – SIN - Estimativa do Custo Marginal de Expansão

Vendedor	Empreendimento	Subsistema	Lotes de 1 MW <sub>méd</sub>	ICB (R\$/MWh)
<b>Bloco Termelétrico</b>			<b>2010-T15</b>	
CGTEE	Candiota III	S	292	124,67
PETROBRAS PIE	Cubatão	SE	141	118,90
<b>Total</b>			<b>433</b>	<b>122,79</b>
<b>Bloco Hidrelétrico</b>			<b>2010-H30</b>	
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 Simplicio	SE	185	115,38
PERFORMANCE	Goandira	SE	16	99,95
	Nova Aurora	SE	12	99,95
<b>Total</b>			<b>468</b>	<b>114,18</b>
<b>Média Ponderada dos Preços</b>				<b>118,32</b>

### 3.9 Indicadores de Geração

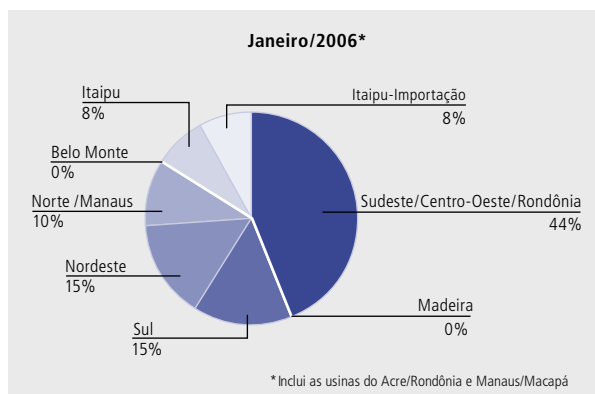
A seguir, são sintetizados os principais indicadores referentes ao sistema de geração para a configuração da Trajetória de Referência: evolução da capacidade instalada hidrelétrica, distribuição da capacidade hidrelétrica pelos subsistemas, evolução da capacidade instalada termelétrica, distribuição da capacidade termelétrica pelos subsistemas, participação das diversas fontes termelétricas, evolução da participação dos diversos tipos de fontes de geração.

Gráfico 3-7: SIN - Evolução da Capacidade Instalada Hidrelétrica



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

Gráfico 3-8- Participação da Capacidade Instalada Hidrelétrica por Subsistema - Configuração de Referência



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

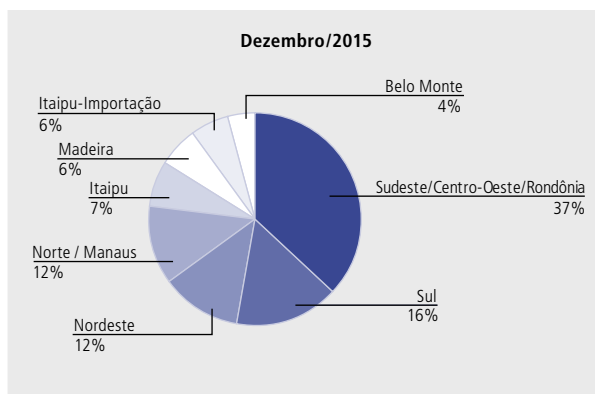
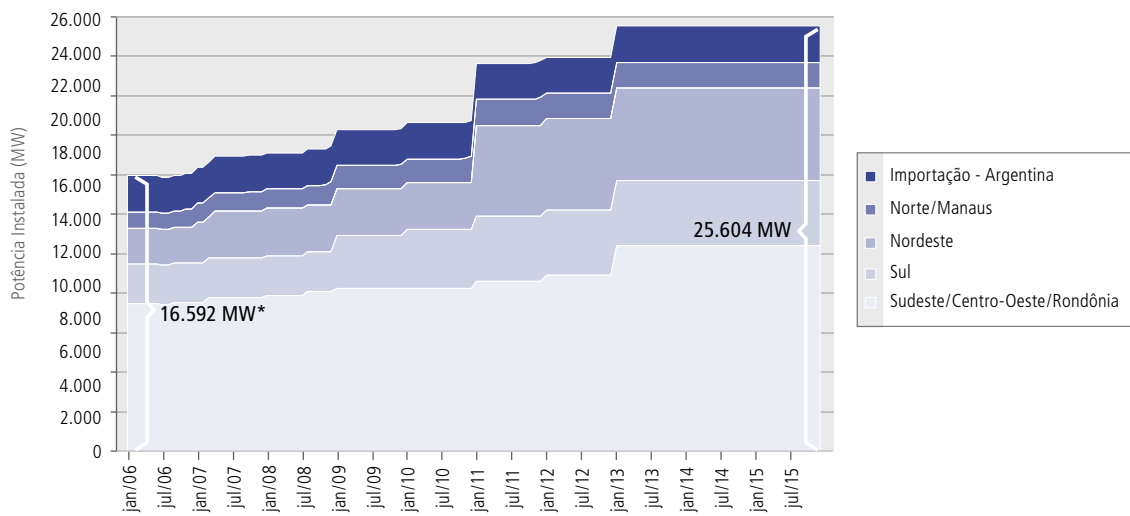
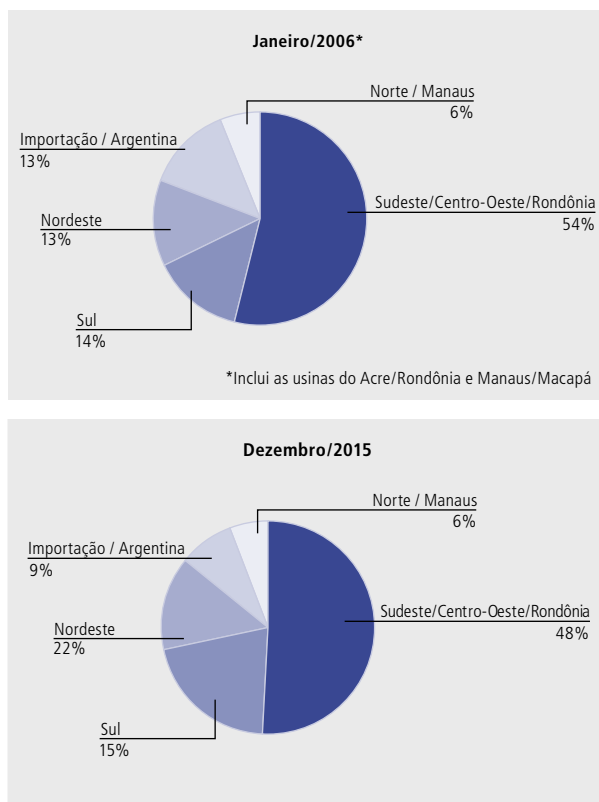


Gráfico 3-9: SIN - Evolução da Capacidade Instalada Termelétrica



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

Gráfico 3-10 - Participação da Capacidade Instalada Termelétrica por Subsistema – Configuração de Referência



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

Gráfico 3-11 - Participação das Diversas Fontes Termelétricas (% de Capacidade Instalada) – Configuração de Referência

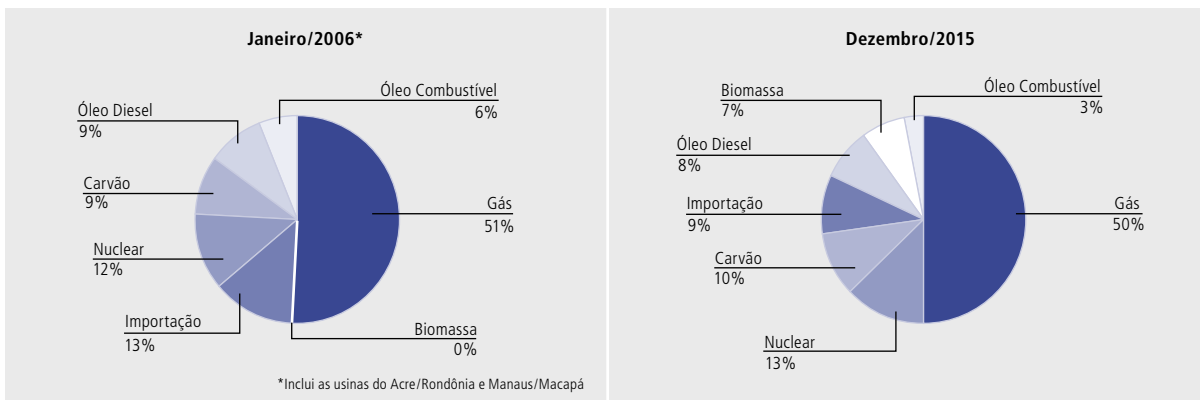
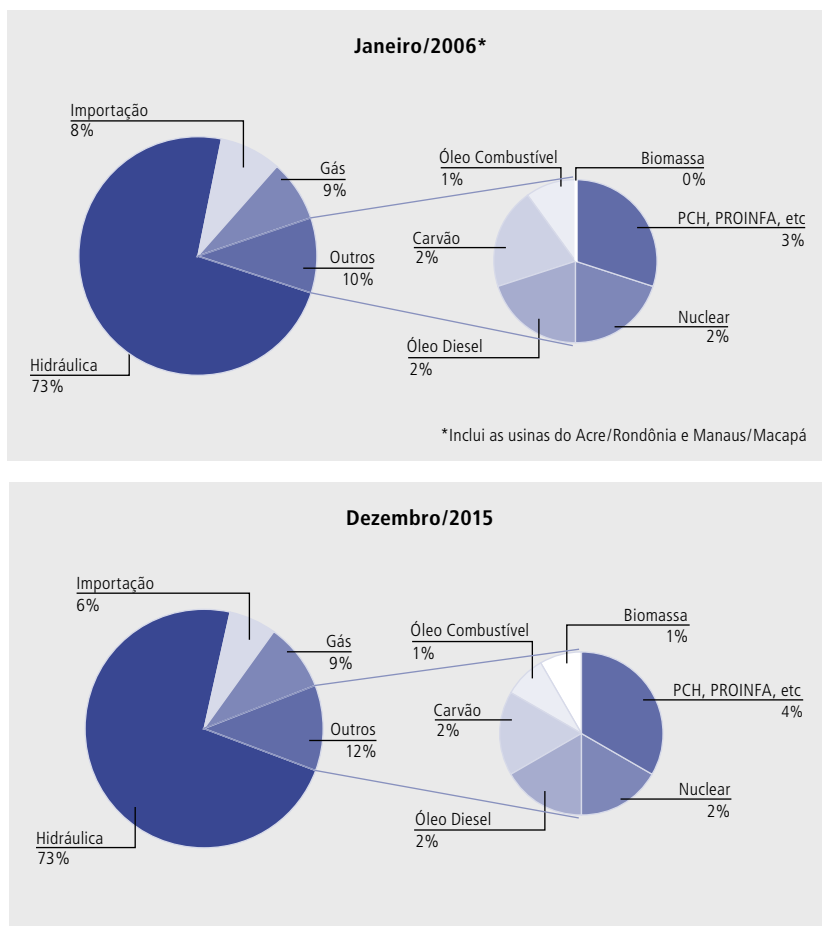
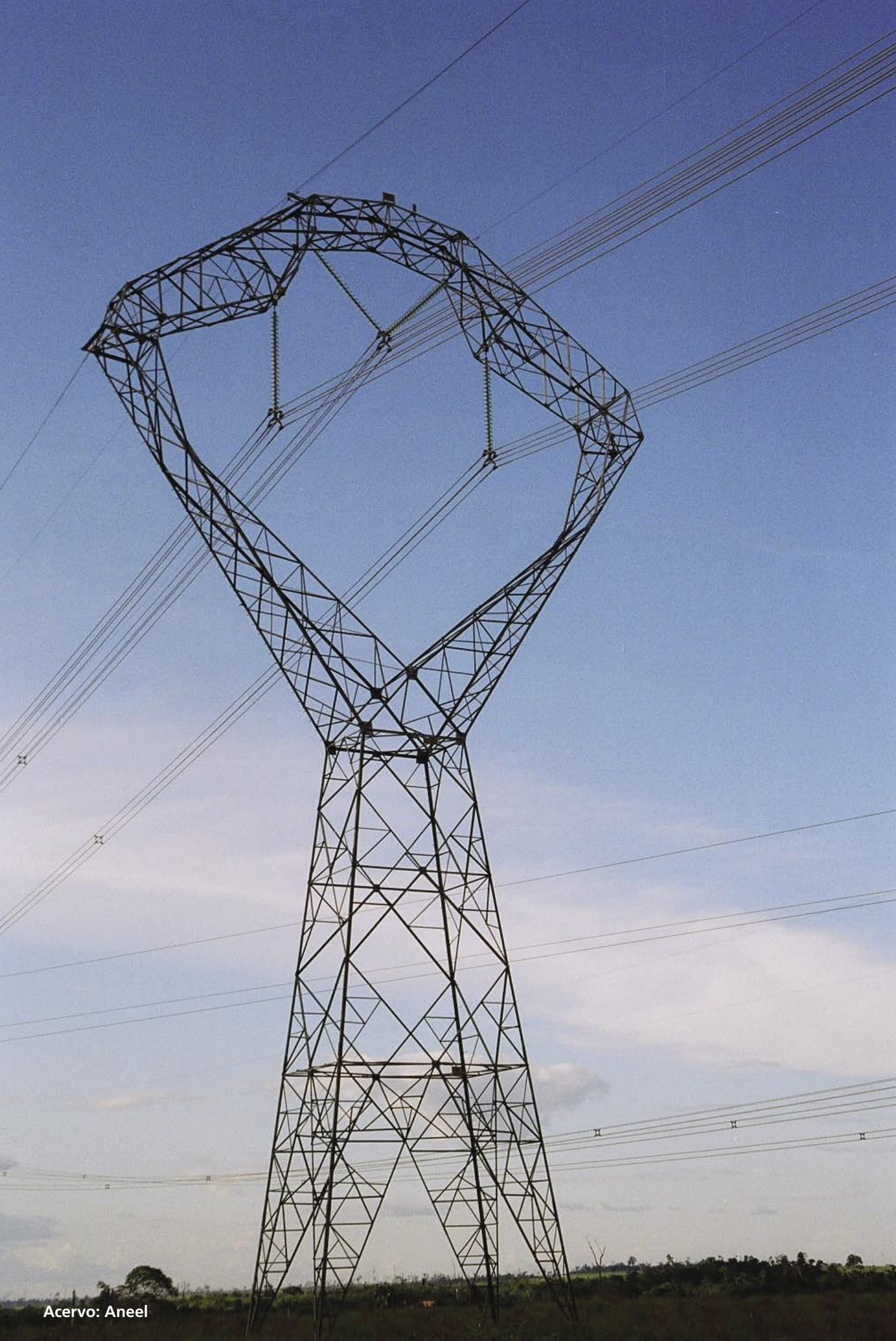


Gráfico 3-12 - Evolução da Participação dos Diversos Tipos de Fonte (% de Capacidade Instalada) – Configuração de Referência





# Transmissão de Energia Elétrica

---

# 4

Objetivo

Expansão da Transmissão

Interligações Regionais

Sistema Interligado Nacional - Indicadores de Transmissão

---



## 4.1 Objetivo

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, e otimizando o despacho do parque gerador hidrelétrico.

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

- Compatibilizar os programas de obras resultantes dos estudos regionais realizados em grupos específicos, no âmbito dos GETs – Grupos de Estudos de Transmissão Regionais;
- Compatibilizar os programas de obras resultantes dos demais estudos desenvolvidos pela EPE (interligações regionais, integração de novas usinas, etc.);
- Apresentar o diagnóstico de desempenho do Sistema Interligado Nacional – SIN, em condição normal e em emergência (n-1), com base nos programas de obras citados;
- Recomendar estudos 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; e
- Atualizar a infra-estrutura de dados necessários aos estudos da transmissão nesse horizonte.

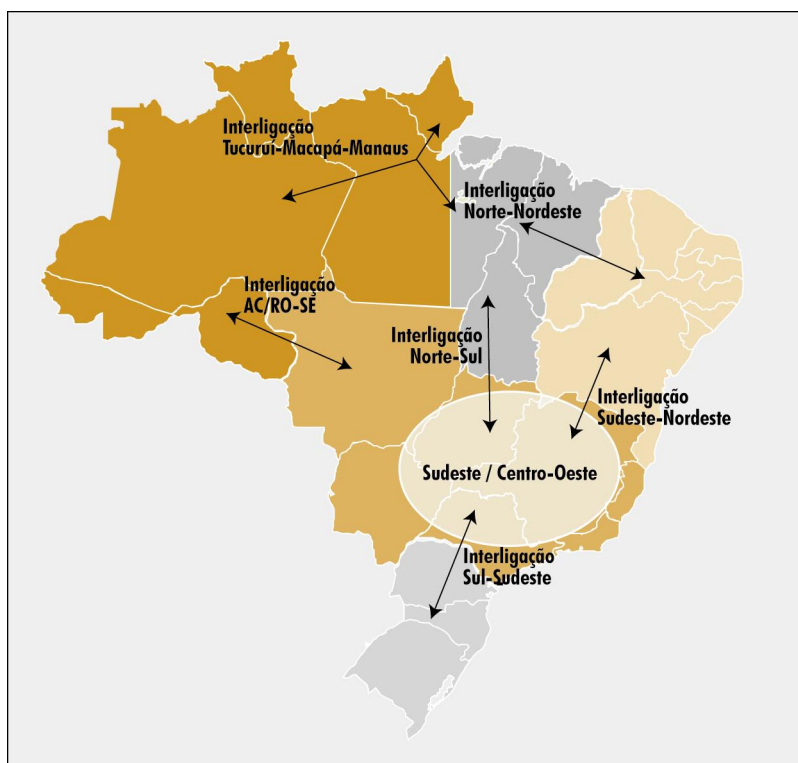
## 4.2 Expansão da Transmissão

De um modo geral, a base de dados referente à topologia da rede foi atualizada a partir dos dados do período anterior, considerando 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, bem como obras referenciais indicadas nos estudos das empresas transmissoras e distribuidoras.

Além dessas atualizações, ressalta-se, principalmente nos anos finais do período, a partir de 2011, a consideração da integração de grandes usinas na região amazônica previstas no programa 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.

Figura 4-1: Interligações Regionais



### 4.3 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.

#### 4.3.1 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 Interligação Norte-Sul, 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.

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, correspondendo a um total da ordem de 2.600 km de linhas de transmissão em 500 kV.

### 4.3.2 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 2007.

### 4.3.3 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 – Sapeçu – Camaçari.

### 4.3.4 Interligação Sul-Sudeste

Esta interligação contempla as seguintes instalações:

- 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 Jaguariava – Itararé em 230 kV (prevista);
- LT Figueira - Chavantes em 230 kV;
- LT Loanda - Rosana em 138 kV;
- LT Guairá - Eldorado em 138 kV;
- LT Paranavai - Rosana em 138 kV (prevista) e;
- LT Andirá - Salto Grande I e II em 88 kV.

### 4.3.5 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 é prevista a partir do ano de 2008, através das LTs Samuel – Ariquemes - Ji-Paraná (315 km), Ji-Paraná – Pimenta Bueno – Vilhena (354 km, circuito duplo) e Vilhena – Jauru (278 km).

### 4.3.6 Interligação Tucuuruí-Macapá-Manaus

Foi considerada nos estudos, entrando a partir de 2012, a interligação Tucuuruí-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 interligação prevista será através de linha de transmissão de Tucuuruí 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 Tucuuruí – Jurupari tem um comprimento da ordem de 520 km, enquanto que o trecho Jurupari – Manaus (SE Cariri) tem 950 km. Esse sistema tem uma capacidade de transmissão suficiente para atender uma carga regional de até 1.730 MW e com adição de compensação série de 70 % nos trechos de linhas, tal capacidade se eleva para 2.530 MW.

### 4.3.7 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 de Belo Monte no rio Xingu para 2013.

A bacia 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, na sua configuração final este complexo 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 instalados até 2015. 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 sistemas 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.

## 4.4 Sistema Interligado Nacional - Indicadores de Transmissão

A seguir, estão 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).

Tabela 4-1 - Evolução Física - Linhas de Transmissão (km)

Tensão	750kV	±600kV	500kV	440kV	345kV	230kV	138kV	88/69kV
<b>Norte</b>								
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
<b>Nordeste</b>								
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
<b>Sudeste / Centro-Oeste</b>								
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
<b>Sul + MS</b>								
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
<b>SIN</b>								
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 4-2 - Evolução Física – Transformação (MVA)

Tensão	750kV	500kV	440kV	345kV	230kV	138kV	88/69kV	
<b>Norte</b>	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
<b>Nordeste</b>	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
<b>Sudeste / Centro-Oeste</b>	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
<b>Sul + MS</b>	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
<b>SIN</b>	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 4-1: SIN - Estimativa dos Investimentos no Sistema de Transmissão

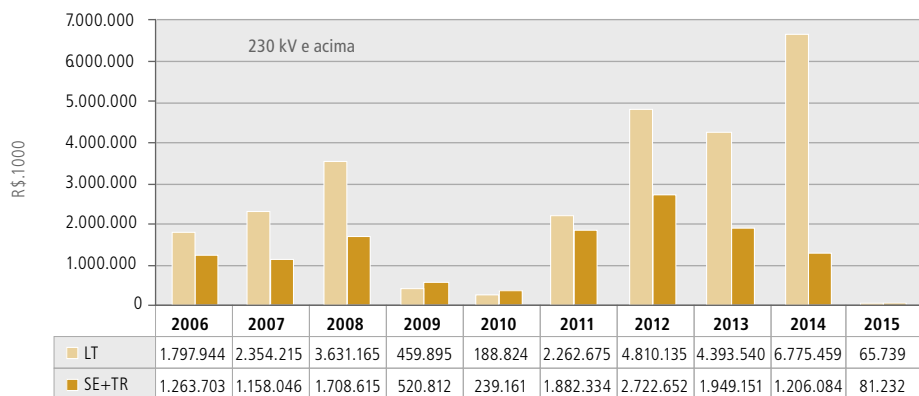
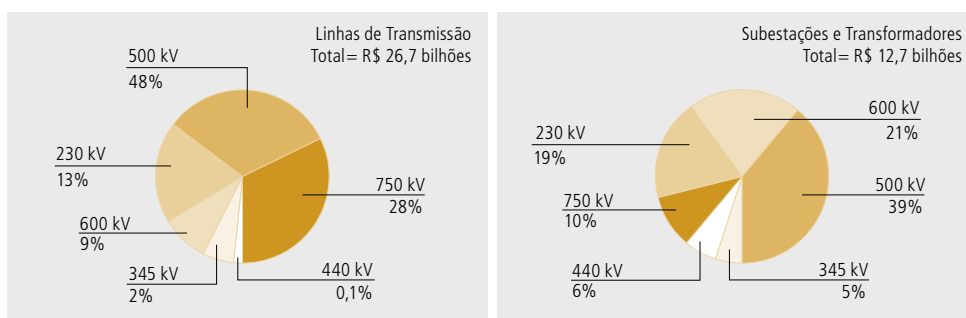


Gráfico 4-2: SIN - Novos Investimentos em Transmissão Desagregados por Nível de Tensão (2015)





# Análise Socioambiental

---

5

Introdução

Procedimentos Metodológicos

Parque Gerador

Caracterização Socioambiental do Sistema Elétrico Planejado

Atribuição dos Níveis de Incerteza aos Projetos Hidrelétricos

Atribuição dos Níveis de Incerteza aos Projetos de Transmissão

---



## **5.1 Introdução**

A preocupação da sociedade com as questões socioambientais é um fenômeno mundial que não deve arrefecer, tornando imperativa a integração destes aspectos ao processo de planejamento e de tomada de decisão, simultaneamente aos aspectos econômicos e energéticos, no sentido de reduzir riscos e incertezas para viabilizar a implantação dos empreendimentos necessários ao atendimento energético com níveis de qualidade e confiabilidade adequados. O conhecimento antecipado dos aspectos socioambientais, além de indicar o nível de incerteza associado aos projetos, permite a adoção de ações que possibilitem agilizar a viabilização destes projetos nas datas necessárias em termos sistêmicos, especialmente quanto ao atendimento a demandas ambientais.

Na análise ambiental dos empreendimentos do Plano Decenal, procurou-se identificar os impactos socioambientais mais relevantes e estabelecer elementos de comparação entre os empreendimentos, levando em conta o cronograma de cada um, para consideração e priorização dos mesmos como opções para o processo de planejamento. Desta forma, há significativa contribuição para inserção de fatores de sustentabilidade do desenvolvimento do setor energético brasileiro, constituindo-se em um compromisso perene do planejamento setorial.

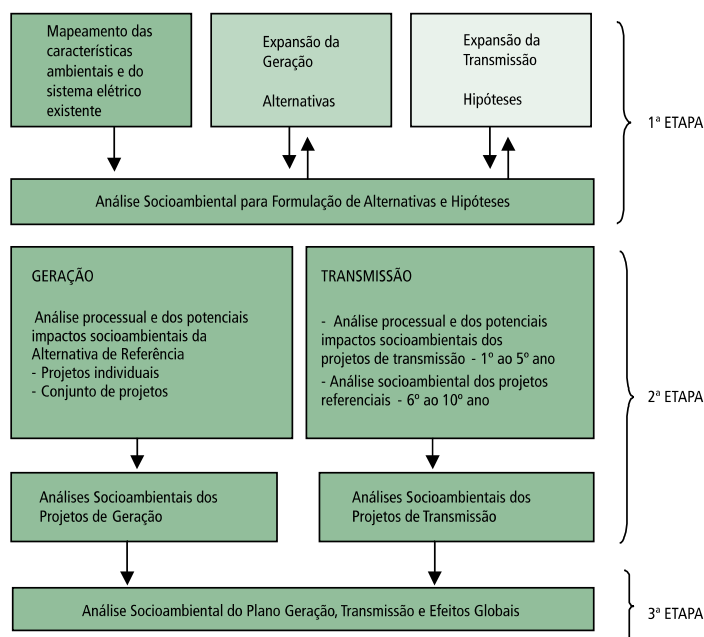
Objetiva-se, assim, com essa análise, conhecer, antecipadamente, os principais aspectos socioambientais relativos à estratégia adotada para a expansão da oferta de energia elétrica no país, indicando o nível de incerteza para o atendimento aos objetivos do Plano, qual seja, o de garantir a viabilização dos empreendimentos segundo os princípios da sustentabilidade ambiental.

## **5.2 Procedimentos Metodológicos**

A base metodológica adotada foi a mesma, tanto para as análises da transmissão como da geração, com algumas adaptações em função de questões específicas. A avaliação socioambiental visou captar o grau de impacto potencial de cada projeto através de indicadores para as dimensões físico-biótica e socioeconômica. A avaliação processual objetivou avaliar a possibilidade de cumprimento das datas previstas para operação dos projetos. A atribuição dos níveis de incerteza combinou os resultados da avaliação socioambiental com as análises processuais. A análise socioambiental integrada para o Plano Decenal tratou de forma conjunta os empreendimentos de geração e de transmissão.

A análise socioambiental do Plano Decenal é constituída pelas avaliações específicas e pelas análises mais abrangentes que envolvem as interferências do conjunto de projetos de geração e de transmissão sobre o território nacional. As atividades associadas a esta análise são sintetizadas na Figura 5-1.

Figura 5-1 – Fluxograma de Atividades Associadas às Análises Socioambientais

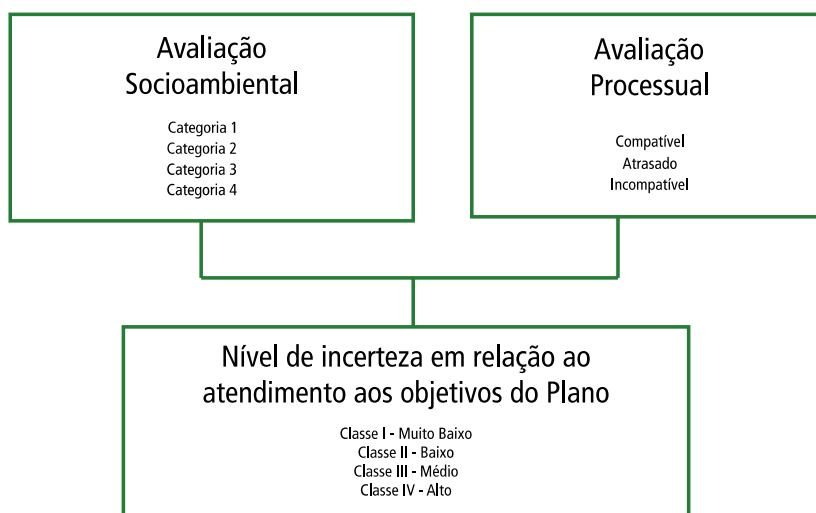


As análises foram desenvolvidas separadamente e de forma integrada para a geração e transmissão, consolidando uma análise global do Plano. Tais análises foram realizadas em três etapas, segundo conteúdos e objetivos específicos, a saber:

- 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



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 a 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 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 5-1.

Tabela 5-1- Distribuição por Bacia Hidrográfica das Usinas Hidrelétricas em Operação

Região Hidrográfica (CNRH 32)	UHE Operação	Potência Instalada (MW)	Área dos Reservatórios (km <sup>2</sup> )
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
<b>Total</b>	<b>114</b>	<b>71.140</b>	<b>36.847,64</b>

Na Tabela 5-2, é indicada a área ocupada pelos reservatórios em cada bioma. A maior concentração de projetos e o maior percentual de área inundada estão nos Biomas Mata Atlântica e Cerrado, seguidos da Amazônia. Deve ser ressaltado que, em que pese a presença de diversas Unidades de Conservação, verifica-se que, no bioma Mata Atlântica, são encontradas somente poucas áreas remanescentes da vegetação original. No Cerrado também, em grande parte, a vegetação original encontra-se degradada devido à forte presença da agropecuária.

**Tabela 5-2 - Ocupação dos Biomas pelos Reservatórios das UHEs em Operação**

<b>Biomas</b>	<b>Área Ocupada pelos Biomas (% do Território Nacional)</b>	<b>Área dos Reservatórios por Bioma (km<sup>2</sup>)</b>	<b>Área dos Biomas Ocupada pelos Reservatórios (%)</b>
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 5-3, 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 5-3- Composição do Parque Termelétrico Instalado por Combustível**

	<b>Diesel</b>	<b>Carvão</b>	<b>Gás</b>	<b>Óleo</b>	<b>Import. (Gás)</b>	<b>Nuclear</b>	<b>Total</b>
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]
<b>Total</b>	<b>14 [1.426]</b>	<b>9 [1.415]</b>	<b>16 [7.046]</b>	<b>6 [311]</b>	<b>[2.178]</b>	<b>2 [2.007]</b>	<b>47 [14.383]</b>
<b>Participação (%)</b>	<b>9,9</b>	<b>9,8</b>	<b>49,0</b>	<b>2,2</b>	<b>15,1</b>	<b>14,0</b>	<b>100,0</b>

(\*) Valores expressos em: quantidade de usinas [MW]

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.

A Tabela 5-4 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  $\pm 600$  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. Para o ano de 2005, houve um acréscimo de extensão de, aproximadamente, 2.000 km em 31 novas linhas de transmissão.

Tabela 5-4 - 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
$\pm 600$ 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
<b>Total</b>	<b>69.034,2</b>	<b>70.033,4</b>	<b>72.506,1</b>	<b>77.642,2</b>	<b>80.007,7</b>	<b>82.092,0</b>

Fonte: Empresa de Pesquisa Energética - EPE, 2005, baseado em dados obtidos junto ao ONS – Sindat.

Nota: (\*) estimado

## 5.4 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.

### 5.4.1 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 5-5 e a Tabela 5-6 mostram a distribuição do conjunto de usinas hidrelétricas em termos quantitativos e em potência instalada, pelos subsistemas e pelas bacias hidrográficas, respectivamente.

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 5-5 - 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]
<b>Total</b>	<b>16 [6.176]</b>	<b>20 [3.725]</b>	<b>7 [805]</b>	<b>8 [7.412]</b>	<b>32 [12.845]</b>	<b>83 [30.963]</b>

Nota: (\*) Valores expressos em: quantidade de usinas [MW]

Tabela 5-6 - Distribuição dos Empreendimentos Hidrelétricos Planejados pelas Bacias Hidrográficas

Região Hidrográfica	Construção	Concessão	Licitadas em 2005	A Licitar em 2006	Indicativas	Total Planejadas
Amazônica	-	2 [174] (*)	-	3 [6.711]	3 [5.610]	8 [12.495]
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]
<b>Total</b>	<b>16 [6.176]</b>	<b>20 [3.725]</b>	<b>7 [805]</b>	<b>9 [7.412]</b>	<b>32 [12.845]</b>	<b>83 [30.963]</b>

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).

### 5.4.2 Alternativa de Referência do Sistema de Transmissão

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 5-7, organizada por tensão e subsistema regional.

Tabela 5-7 - 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
SE/CO/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
<b>Total</b>	<b>10.203</b>	<b>839</b>	<b>8</b>	<b>19.783</b>	<b>4.900</b>	<b>5.394</b>	<b>41.127</b>

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.

### 5.5 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 5-8 apresenta o critério aplicado para a obtenção da classificação do nível de incerteza, que se constitui no resultado final da análise socioambiental.

Tabela 5-8 - 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 5-9 apresenta os resultados dessa análise.

Tabela 5-9 - 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
<b>Total</b>	<b>25</b>	<b>20</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>46</b>

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 Atribuição dos Níveis de Incerteza aos Projetos de Transmissão

Esta análise abrange todas as linhas de transmissão com avaliação socioambiental 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).

Esta 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 5-10.

**Tabela 5-10 - 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
<b>Total</b>	<b>10</b>	<b>21</b>	<b>31</b>

Dos 31 projetos avaliados, a maior parte (29) revela grau de potencial impacto socioambiental muito pouco significativos (14) ou pouco significativos (15). 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 5-11 resume os resultados obtidos por categoria e por subsistema.

**Tabela 5-11 - 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
<b>Total</b>	<b>11</b>	<b>10</b>	<b>-</b>	<b>21</b>

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 5-12 apresenta os resultados da análise, agrupando os empreendimentos nas regiões geoeletricas.

**Tabela 5-12 - 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	5
<b>Total</b>	<b>26</b>	<b>2</b>	<b>-</b>	<b>5</b>	<b>33</b>

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 5-13 apresenta o resultado dessa interação, sendo explicitado em seguida o significado de cada classe.

**Tabela 5-13 - 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 de 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 5-14 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 5-14 - Avaliação por Classes de Incertezas

Subsistema	Classe de Avaliação				Nº 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
<b>Total</b>	<b>24</b>	<b>5</b>	<b>2</b>	<b>-</b>	<b>31</b>

Em relação à geração, foram analisadas 49 usinas para as quais foram obtidas informações junto aos agentes responsáveis pelos estudos e projetos, de um total de 66 usinas que se encontram em etapa de projeto básico, viabilidade ou inventário.

Na transmissão, foram abrangidos os empreendimentos com tensão acima de 230 kV e mais de 10 km de extensão, totalizando 97 empreendimentos, sendo que destes, 31 tiveram um detalhamento maior nas análises.

A avaliação socioambiental teve um caráter estratégico incorporando-a ao planejamento setorial, buscando antecipar o conhecimento das principais questões socioambientais dos projetos previstos, desde a fase inicial dos estudos, subsidiando a formulação de alternativas. A partir dos estudos realizados, o MME iniciou ações no sentido de apoiar a viabilização desses projetos, levando em conta os benefícios que a implantação destes projetos trará para o País.

O grande desafio para a implantação deste imenso programa de obras, necessário ao atendimento do mercado de energia elétrica do país, está relacionado com o equacionamento das questões socioambientais dos empreendimentos e a viabilização dos recursos financeiros necessários para os investimentos previstos, incluindo os dos agentes privados.

Tabela 5-15 – 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 Fação	São Marcos	Paraná	GO/MG	SE/CO	212,6	Projeto Básico	2010	Compatível			

Tabela 5-16 – 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 5-17 – Usinas com Perspectiva de Serem Licitadas (2006)

UHEs	Rio	Bacia	UF	Sistema	Potência (MW)	Etapa 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 5-18 – Usinas Indicativas

UHEs	Rio	Bacia	UF	Sistema	Potência (MW)	Etapa 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

Tabela 5-19 – 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: Empresa de Pesquisa Energética - EPE, informações sobre empreendimentos em construção obtidas junto ao DMSE (nov./2005)

(#)- 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)

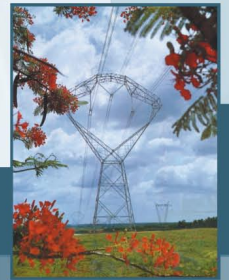
\*\* Empreendimentos que interferem com UCs ou TIs.

Tabela 5-20 – 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)





## Retomada do Planejamento com Visão de Longo Prazo