

4

Planejamento da Expansão de Curto Prazo – Principais Resultados do Plano Decenal de Energia 2006-2015 [52]

4.1

Introdução

O diagrama da figura 4.1 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.

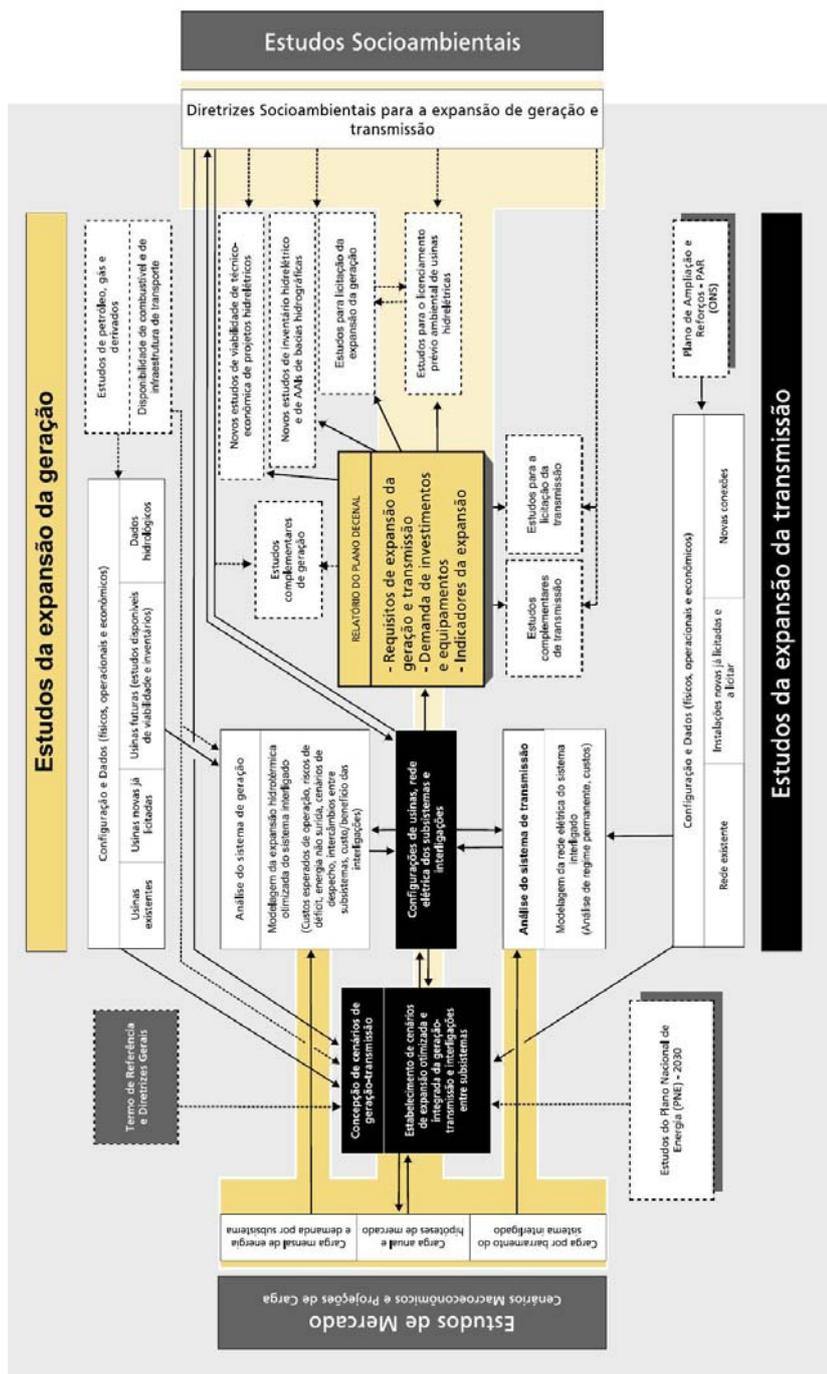


Figura 4.1 – Geral dos Estudos Associados ao Plano Decenal

4.2

Mercado de energia elétrica

4.2.1

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.

4.2.2

Cenários e Premissas

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, apresentadas na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Taxa de Crescimento do PIB (% ao ano) – Brasil

Trajatória	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.

4.2.3

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 4.2. 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 4.2 – 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.

4.2.4

Autoprodução de Energia Elétrica

Os valores de autoprodução clássica considerados, na trajetória de referência, são apresentados na tabela 4.3.

Tabela 4.3 – 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
Total	27,4	40,0	50,8

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

Os valores projetados para consumo dos grandes consumidores industriais de energia elétrica são apresentados na tabela 4.4.

Tabela 4.4 – 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
Total	83,7	108,7	133,6
Autoprodução Clássica / Total (%)	21,1	25,3	26,2

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

Os percentuais do consumo indicativos do potencial de conservação, para a trajetória de referência, são apresentadas na tabela 4.5, para o Sistema Interligado Nacional, por classe de consumo.

Tabela 4.5 – 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.

4.2.5

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 4.6, 4.7, 4.8 e 4.10 mostram, de forma sintética, os valores das projeções para consumo de energia elétrica demandado pelo setor, com e sem autoprodução, 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 elasticidade no segundo período são significativamente inferiores aos do primeiro, como resultado do progressivo incremento da conservação de energia e da eficiência elétrica da economia.

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.

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 4.6 – Consumo Industrial - Grandes Consumidores e Industrial Tradicional (GWh)

Ano	Industrial Total	Grandes Consumidores	Industrial Tradicional
2005	161.064	66.066	94.997
2010	198.404	81.204	117.200
2015	244.677	98.778	145.899
Período	Variação (% ao ano)		
2005-2010	4,3	4,2	4,3
2010-2015	4,3	4,0	4,5
2005-2015	4,3	4,1	4,4
Ano	Estrutura de Participação (%)		
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.

4.2.6

Projeção da carga própria (Requisitos do Sistema)

4.2.6.1

Carga própria de energia

Os requisitos de energia dos subsistemas interligados somaram 46.341 MW médios em 2005, 58.635 MW médios em 2010 e 73.998 MW médios em 2015, com um crescimento médio anual no horizonte decenal de 4,8%. Na tabela 4.7 e na figura 4.2, apresenta-se um resumo da carga de energia do Sistema Interligado Nacional, em MW médio, 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 MW médios em 2005, 1.678 MW médios em 2010 e 2.226 MW médios em 2015, com um crescimento médio anual no horizonte decenal de 6,0%.

Tabela 4.7 – Carga de Energia (MWmédio) – Brasil

Sistema/Subsistema	MWmédio			Variação (% ao ano)		
	2005	2010	2015	2005-2010	2010-2015	2005-2015
Trajétoria de Referência						
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
SIN	46.341	58.635	73.998	4,8	4,8	4,8
Sistemas Isolados	1.242	1.678	2.226	6,2	5,8	6,0
Total	47.583	60.313	76.224	4,9	4,8	4,8
Trajétoria Alta						
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
SIN	46.341	59.378	78.789	5,1	5,8	5,5
Sistemas Isolados	1.242	1.699	2.369	6,5	6,9	6,7
Total	47.583	61.077	81.158	5,1	5,8	5,5
Trajétoria Baixa						
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
SIN	46.341	56.004	67.418	3,9	3,8	3,8
Sistemas Isolados	1.242	1.596	2.009	5,1	4,7	4,9
Total	47.583	57.600	69.427	3,9	3,8	3,9

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

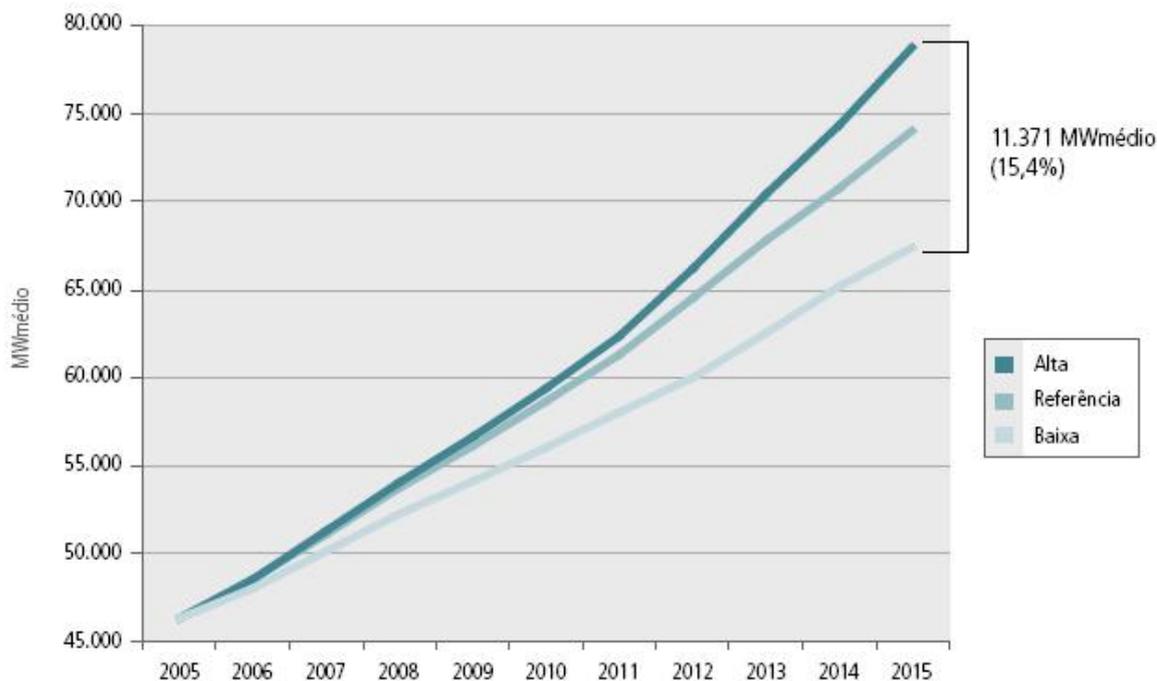


Figura 4.2 – Trajetórias: Alta, Referência e Baixa - Carga de Energia (MWmédio)
- Sistema Interligado Nacional

O gráfico da figura 4.3 mostram 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.

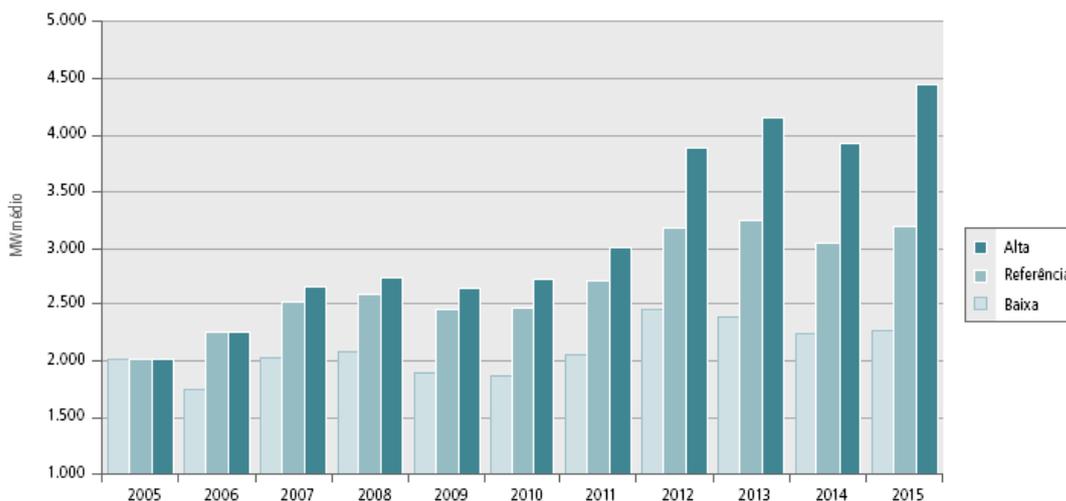


Figura 4.3 – Trajetórias: Alta, Referência e Baixa - Acréscimos Anuais da Carga de Energia (MWmédio) - Sistema Interligado Nacional

4.2.6.2

Carga própria 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 4.8.

Tabela 4.8 – Carga de Demanda (MWh/h) – Brasil

Sistema/Subsistema	MWh/h			Variação (% ao ano)		
	2005	2010	2015	2005-2010	2010-2015	2005-2015
Trajectoria de Referência						
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
N/NE	12.338	15.762	20.828	5,0	5,7	5,4
S/SE/CO	48.505	61.198	76.142	4,8	4,5	4,6
SIN	60.164	76.101	95.887	4,8	4,7	4,8
Sistema Isolado	1.746	2.328	3.096	5,9	5,9	5,9
Trajectoria Alta						
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
N/NE	12.338	15.967	22.464	5,3	7,1	6,2
S/SE/CO	48.505	61.973	80.774	5,0	5,4	5,2
SIN	60.164	77.070	102.085	5,1	5,8	5,4
Sistema Isolado	1.746	2.357	3.295	6,2	6,9	6,6
Trajectoria Baixa						
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
N/NE	12.338	15.116	19.140	4,1	4,8	4,5
S/SE/CO	48.505	58.374	69.164	3,8	3,5	3,6
SIN	60.164	72.669	87.319	3,8	3,7	3,8
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 4.9, 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 4.9 – Evolução do Índice de Perdas (% da Carga de Energia) – Brasil

Sistemas	2005	2010	2015
Isolados	34,0	26,0	18,0
Interligados	16,5	15,8	15,0
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.

4.2.6.3

Interligações Previstas

Na tabela 4.10, 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 4.10 – 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.

4.3

Geração de energia elétrica

4.3.1

Metodologia e Critérios

O Conselho Nacional de Política Energética - CNPE estabeleceu, através da resolução no. 1, de 18/11/2004, que os estudos de planejamento de expansão da oferta de energia elétrica devem 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.

4.3.2

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 4.11.

Tabela 4.11 – Capacidade Instalada Existente em Dezembro/2005 - Brasil

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

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

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.

4.3.3

Sistema Interligado Nacional - SIN

Para o SIN os valores de capacidade instalada são apresentados na tabela 4.12 a seguir:

Tabela 4.12 – Capacidade Instalada no Sistema Interligado Nacional em Dezembro/2005

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

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

^b Considera inclusive o parque térmico atualmente instalado no sistema isolado a ser interligado.

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

4.3.4

Expansão da Geração para a Trajetória de Mercado de Referência

A seguir, é mostrado na figura 4.4 a representação esquemática das interligações entre Subsistemas.

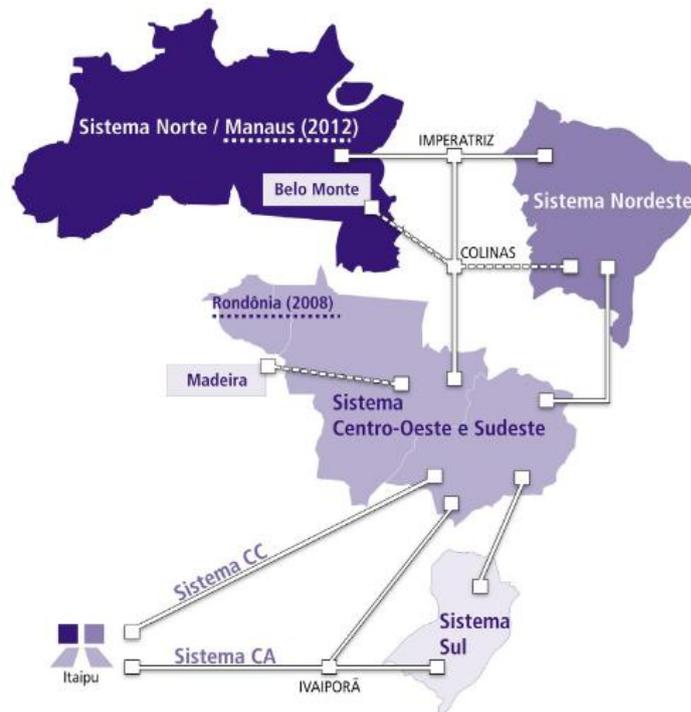


Figura 4.4 – Representação Esquemática das Interligações entre Subsistemas

4.3.4.1

Expansão Hidrelétrica para a Trajetória de Referência

Considerando a projeção da trajetória de referência do mercado de energia elétrica, as obras de geração hidrelétrica necessárias para o atendimento a este mercado, é apresentada na tabela 4.13 a seguir:

Tabela 4.13 – 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

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	Uruguaí	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

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 Pam.	Parnaíba	PI/MA	NE	86	mar-13	Indicativa
Pedra Branca	São Francisco	BA/PE	NE	320	abr-13	Indicativa
Novo Acordo	Sono / Médio Tocantins	TO	SE/CO/RO	160	mai-13	Indicativa
Cachoeirão	Juruena	MT	SE/CO/RO	64	mai-13	Indicativa
Torixoréu	Araguaia	GO/MT	SE/CO/RO	408	mai-13	Indicativa
Tucano	Verde	GO	SE/CO/RO	157	mai-13	Indicativa
Tupiratins	Tocantins	TO	N/Man	619,8	nov-13	Indicativa
Cebolão	Tibagi	PR	S	152	dez-13	Indicativa
Volta Grande	Chopim	PR	S	54,7	dez-13	Indicativa
Belo Monte (1ª etapa)	Xingu	PA	BM	5.500	dez-13	Indicativa
Toricoejo	Das Mortes	MT	SE/CO/RO	76	jan-14	Indicativa
Castelhano	Parnaíba	PI/MA	NE	96	mar-14	Indicativa
Juruena	Juruena	MT	SE/CO/RO	46	mai-14	Indicativa
Jataizinho	Tibagi	PR	S	155	ago-15	Indicativa
Total				31.144,5		

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

4.3.4.2

Expansão Termelétrica para a Trajetória de Referência

Considerando a seguir a projeção da trajetória de referência do mercado de energia elétrica, as obras de geração termelétrica necessárias para o atendimento a este mercado, é apresentada na tabela 4.14 a seguir:

Tabela 4.14 – Programa de Obras de Geração Termelétrica

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

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

4.3.4.3

Expansão das Interligações Regionais

Considerando a seguir a projeção da trajetória de referência do mercado de energia elétrica, as obras da expansão das interligações regionais necessárias para o atendimento a este mercado, é apresentada na tabela 4.15 a seguir:

Tabela 4.15 – 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.

(*) 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 nas figuras 4.5 e 4.6.

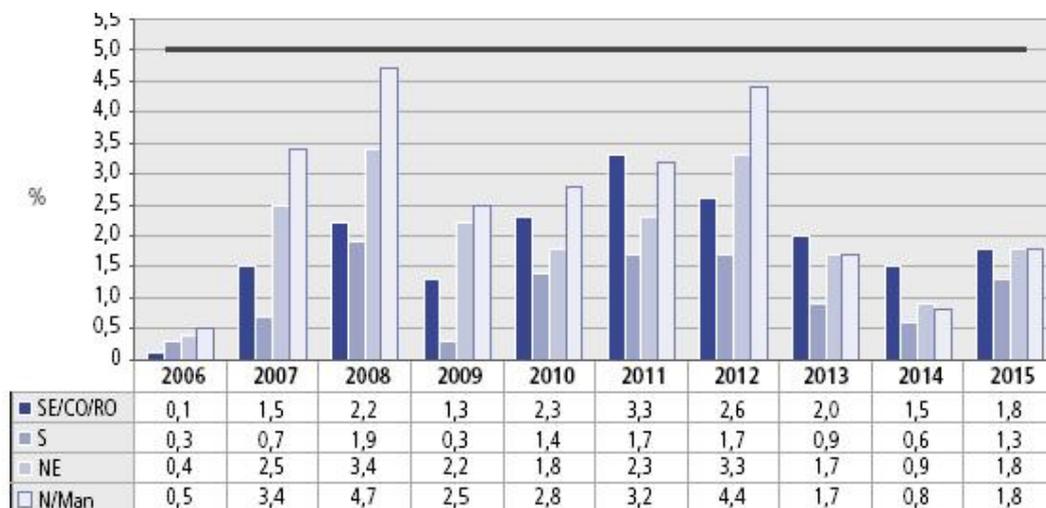


Figura 4.5 – SIN - Riscos Anuais de Déficit

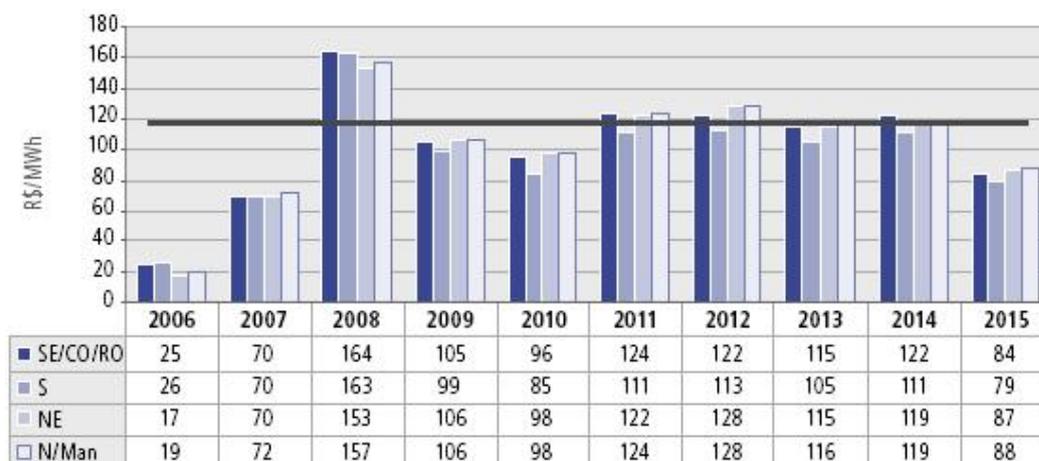


Figura 4.6 – SIN - Custos Marginais de Operação Médios Anuais

4.3.4.4

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.

4.3.5

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 4.16:

Tabela 4.16 – 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
Total		4.700

A evolução dos riscos anuais de déficit, bem como do custo marginal de operação do SIN para esta trajetória de mercado são apresentados nas figuras 4.7 e 4.8.

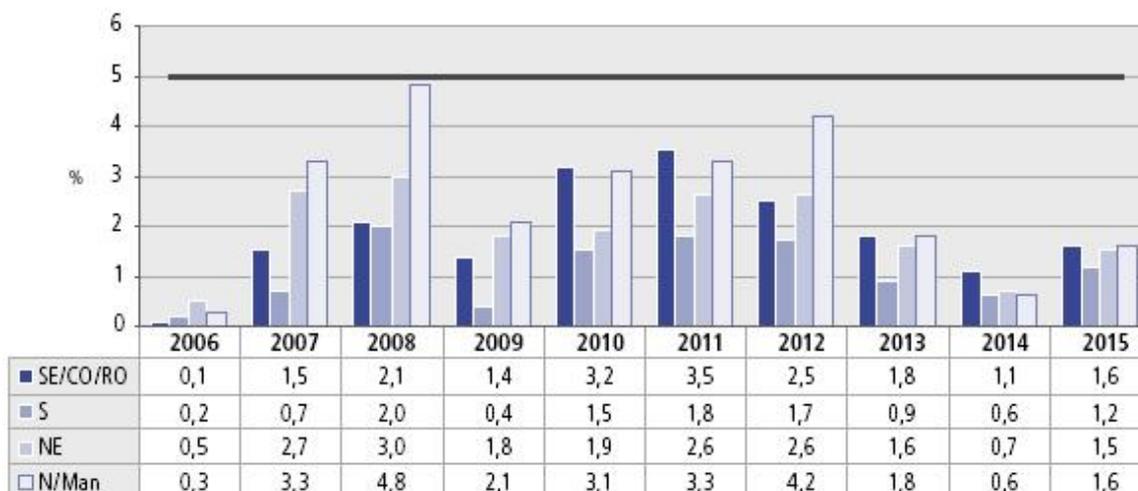


Figura 4.7 – SIN - Riscos Anuais de Déficit

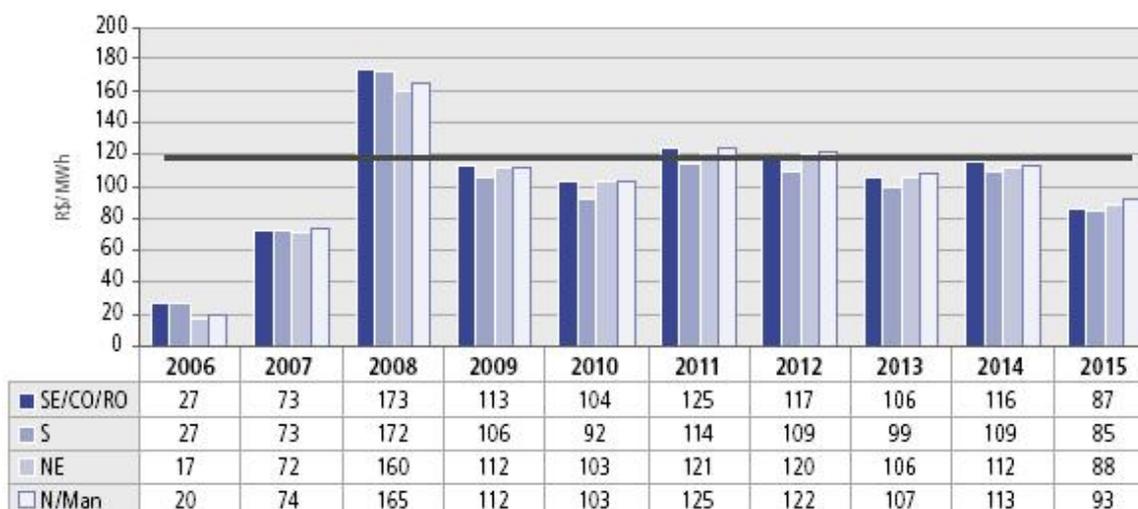


Figura 4.8 – SIN - Custos Marginais de Operação Médios Anuais

4.3.6

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 4.3.1:

- 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 nas figuras 4.9 e 4.10.

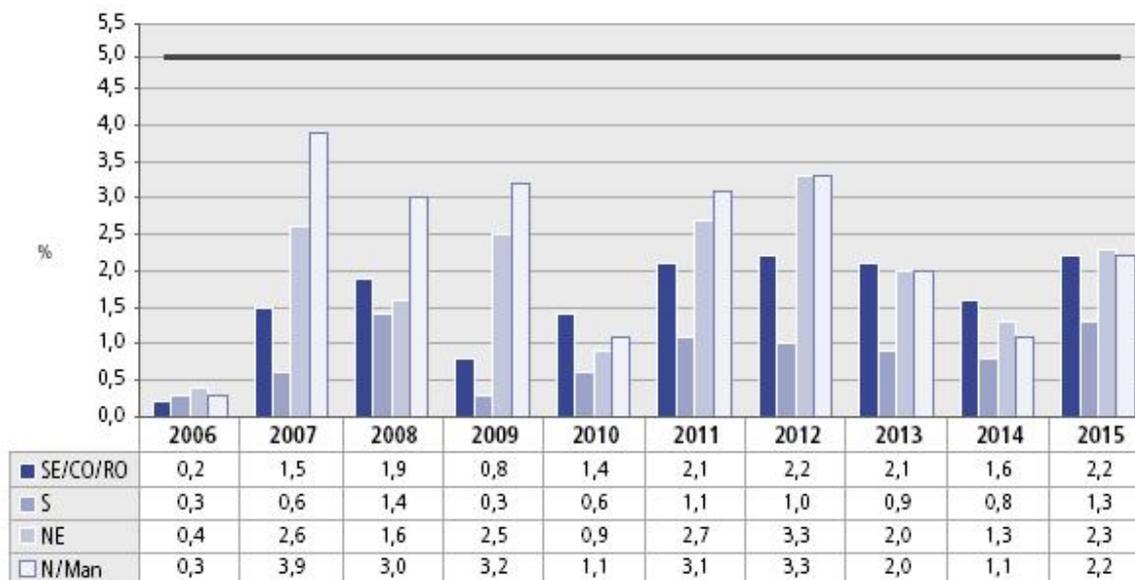


Figura 4.9 - SIN - Riscos Anuais de Déficit

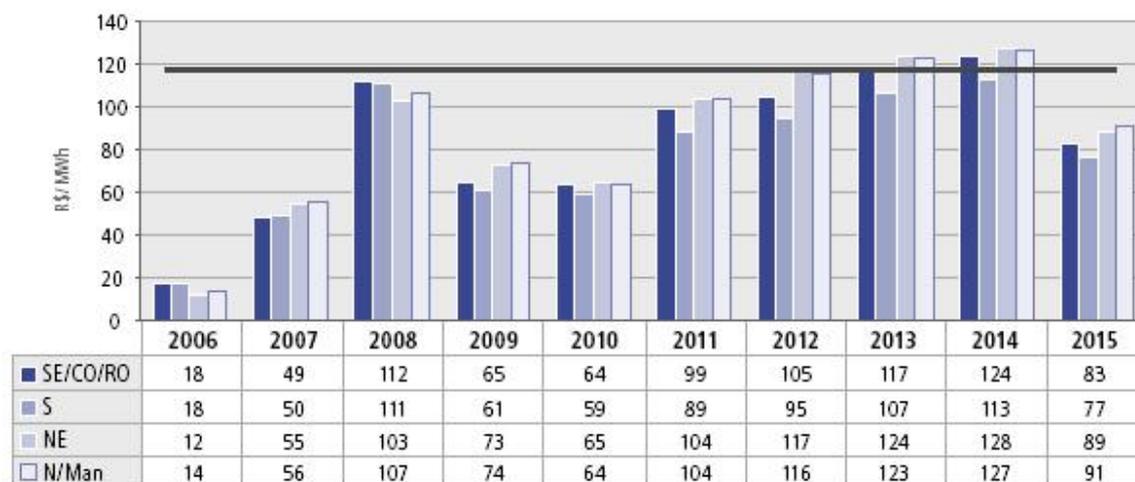


Figura 4.10 - SIN - Custos Marginais de Operação Médios Anuais

4.3.7

Estimativa do Custo Marginal de Expansão

A seguir, é mostrado na tabela 4.17 a estimativa do custo marginal de expansão, de alguns dos empreendimentos constantes no plano decenal.

Tabela 4.17 – SIN - Estimativa do Custo Marginal de Expansão

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

4.3.8

Indicadores de Geração

A seguir, são sintetizados nas figuras 4.11, 4.12 e 4.13 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.

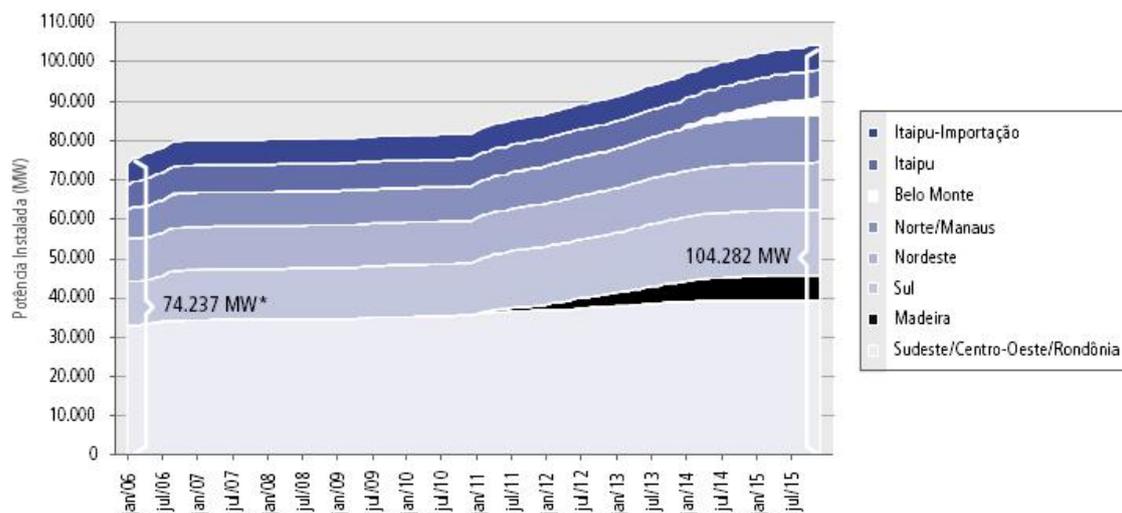


Figura 4.11 - SIN - Evolução da Capacidade Instalada Hidrelétrica

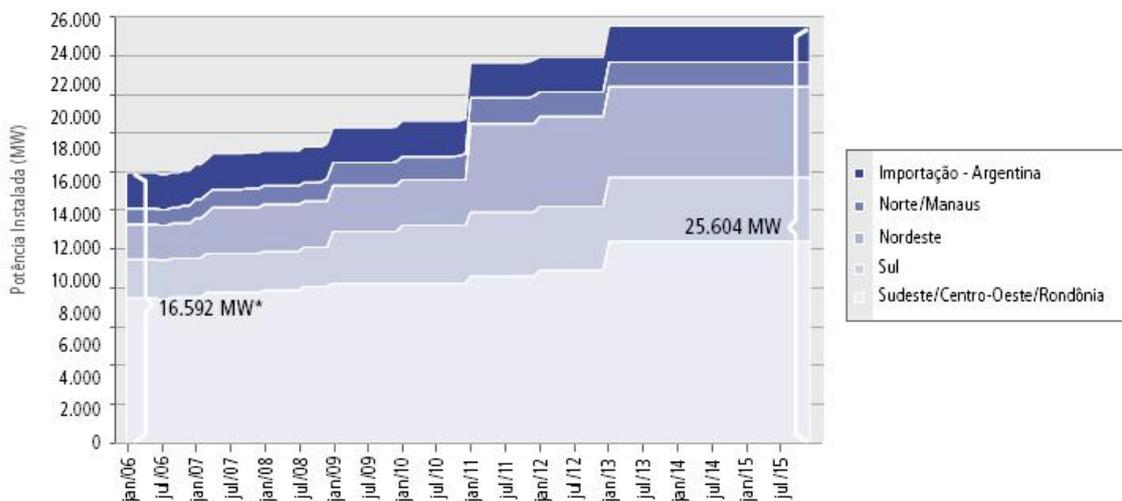


Figura 4.12 - SIN - Evolução da Capacidade Instalada Termelétrica Subsistema
– Configuração de Referência

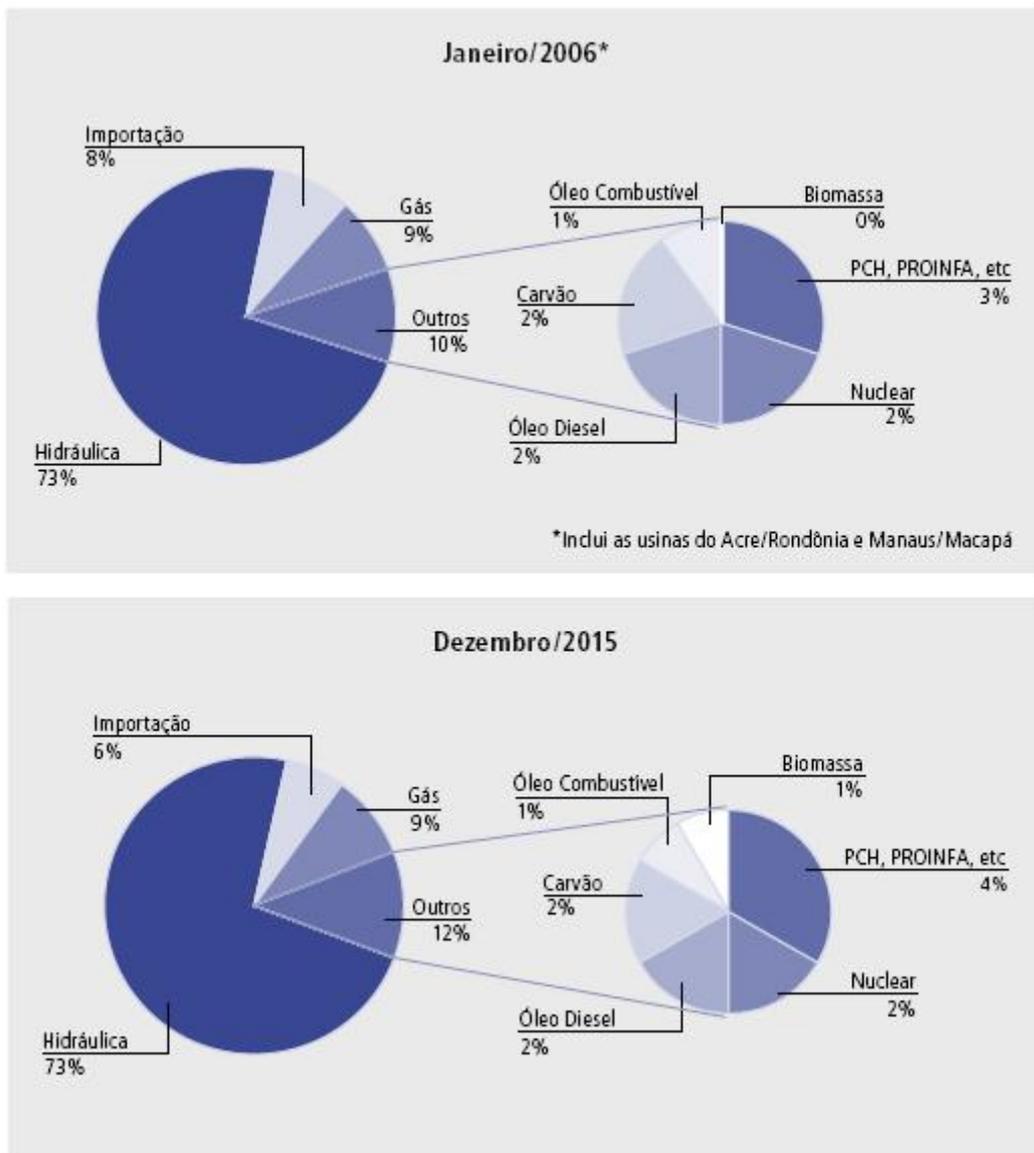


Figura 4.13 - Evolução da Participação dos Diversos Tipos de Fonte (% de Capacidade Instalada) – Configuração de Referência

4.4

Transmissão de energia elétrica

4.4.1

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 4.14 - Interligações Regionais

4.4.2

Interligações regionais

O SIN está dividido conforme figura 4.14 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.

4.4.2.1

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.

4.4.2.2

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.

4.4.2.3

Interligação Sudeste-Nordeste

A interligação Sudeste-Nordeste é constituída pela linha de transmissão em 500 kV Serra da Mesa – Rio das Águas – Bom Jesus da Lapa – Ibicoara – Sapeaçu – Camaçari.

4.4.2.4

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 Jaguariaíva – Itararé em 230 kV (prevista);
- LT Figueira - Chavantes em 230 kV;

- LT Loanda - Rosana em 138 kV;
- LT Guairá - Eldorado em 138 kV;
- LT Paranaíba - Rosana em 138 kV (prevista) e;
- LT Andirá - Salto Grande I e II em 88 kV.

4.4.2.5

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).

4.4.2.6

Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus

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

A interligação prevista será através de linha de transmissão de Tucuruí a Manaus (SE Cariri), em 500 kV, circuito duplo, com 1.470 km, na rota pela margem esquerda do rio Amazonas, com quatro subestações intermediárias nas proximidades de Xingu, Jurupari, Oriximiná e Itacoatiara. Há previsão de equipamentos de compensação reativa controlável nessas três últimas subestações para possibilitar o controle de tensão. O trecho Tucuruí – Jurupari tem um comprimento da ordem de 520 km, enquanto que o trecho Jurupari – Manaus (SE Cariri) tem 950 km. 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.

4.4.2.7

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.

4.5

Análise sócioambiental

4.5.1

Procedimentos Metodológicos

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 4.15.

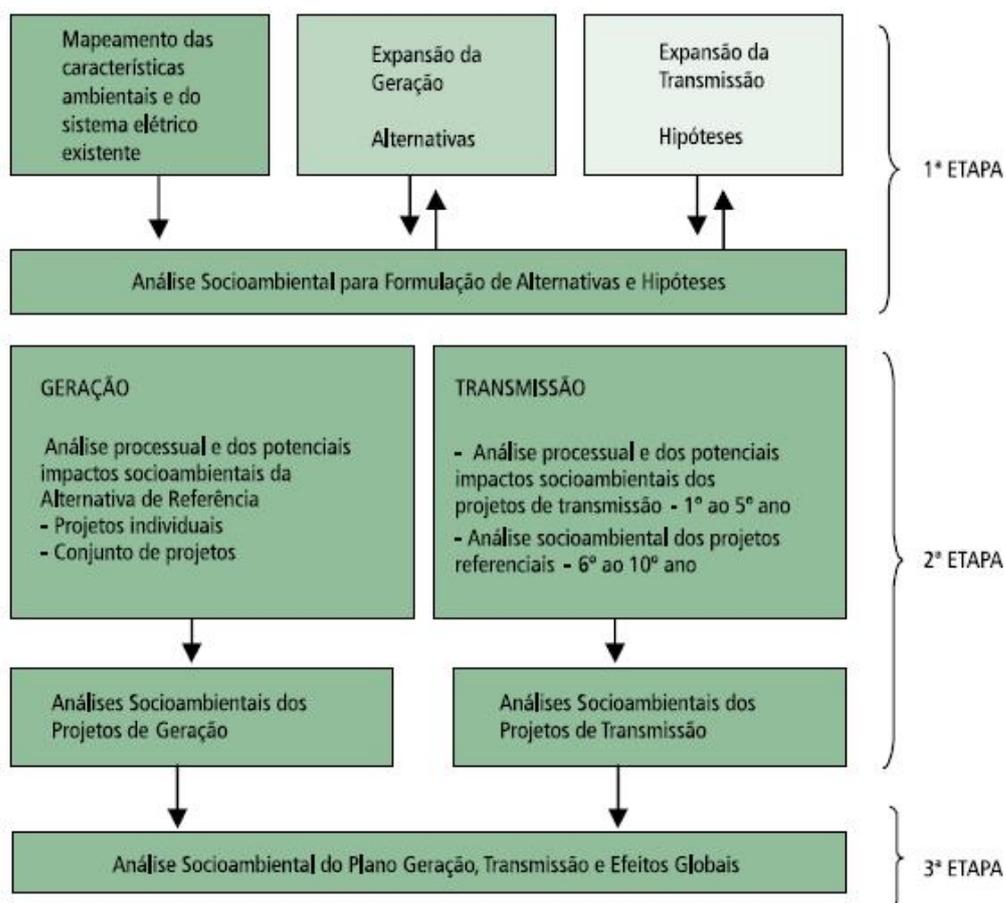


Figura 4.15 – Fluxograma de Atividades Associadas às Análises Socioambientais

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 4.16 mostra as três etapas de análise. Nos itens que se seguem, são descritos os critérios e parâmetros mostrados nesta figura.



Figura 4.16 – 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.

4.5.2

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 4.18 apresenta o critério aplicado para a obtenção da classificação do nível de incerteza, que se constitui no resultado final da análise socioambiental.

Tabela 4.18 – 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; e

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 4.19 apresenta os resultados dessa análise.

Tabela 4.19 – Classificação por Nível de Incerteza

UHEs	Nível de Incerteza				Número de Projetos Avaliados
	I	II	III	IV	
Em Construção	-	-	-	-	-
Com Concessão	4	6	1	-	11
Licitadas em 2005	-	2	-	-	2
Leilão em 2006	4	3	-	-	7
Indicativas	17	9	-	-	26
Total	25	20	1	-	46

Destaca-se que, dos 46 projetos que foram submetidos à análise completa (socioambiental e processual), 54% foram considerados com nível de incerteza muito baixo (classe I), com relação ao atendimento aos objetivos do Plano. Nenhum dos projetos analisados foi incluído no nível de incerteza IV (alto).

Somente 1 projeto foi inserido no nível de incerteza médio (III), indicando a necessidade de acompanhamento especial para atender aos objetivos do Plano.

4.5.3

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 4.20.

Tabela 4.20 – Quantificação das Linhas de Transmissão Avaliadas por Etapa e Subsistema

Subsistema	Projetos em Construção	Projetos a Licitar	Total
Sul	2	10	12
Sudeste / Centro-Oeste	4	6	10
Norte	2	4	6
Nordeste	2	1	3
Total	10	21	31

Dos 31 projetos avaliados, a maior parte (29) revela graus 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 4.21 resume os resultados obtidos por categoria e por subsistema.

Tabela 4.21 – Resultado da Avaliação Socioambiental por Categorias

Subsistema	Categoria 1	Categoria 2	Categoria 3	Total
Sul	6	4	-	10
Sudeste / Centro-Oeste	4	2	-	6
Norte	1	3	-	4
Nordeste	-	1	-	1
Total	11	10	-	21

A análise processual deste grupo de empreendimentos foi efetivada para os anos de 2006, 2007, 2008 e 2009 com os seguintes critérios de classificação:

COMPATÍVEIS - Empreendimentos com entrada em operação prevista para 2008/2009, dispendo de tempo para o desenvolvimento dos estudos e instauração do processo de licenciamento. Empreendimentos em construção com andamento normal, segundo o DMSE;

ATRASADOS - Empreendimentos com entrada em operação prevista para 2007, com processo de licenciamento ambiental atrasado e construção não iniciada;

INCOMPATÍVEIS – Empreendimentos com entrada em operação prevista para 2006, sem licenças ambientais e construção não iniciada.

A compatibilidade entre o desenvolvimento da implantação do projeto com a data prevista pelo Plano é fundamental nesta análise, tendo em vista o curto prazo para o desenvolvimento e licenciamento dos projetos. Do conjunto analisado, 26 projetos foram considerados compatíveis, com horizonte suficiente para o desenvolvimento de seus estudos ou processos de licenciamento, ou ainda, por serem empreendimentos em construção, avaliados como adequados.

A tabela 4.22 apresenta os resultados da análise, agrupando os empreendimentos nas regiões geolétricas.

Tabela 4.22 – 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
Total	26	2	-	5	33

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 4.23 apresenta o resultado dessa interação, sendo explicitado em seguida o significado de cada classe.

Tabela 4.23 – 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 4.24 mostra 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 4.24 – 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
Total	24	5	2	-	31

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.