

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO

Análise Energética e da Garantia Física dos empreendimentos - Parte 2

*Garantia Física dos Empreendimentos Hidroelétricos do
Leilão de Compra de Energia Nova de A-5 de 2006*



GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
MME/SPE

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Silas Rondeau Cavalcante Silva

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento

Energético

Márcio Pereira Zimmermann

Diretor do Departamento de Planejamento Energético

Iran de Oliveira Pinto

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO

Análise Energética e da Garantia Física dos
empreendimentos - Parte 2

Garantia Física dos Empreendimentos Hidroelétricos do Leilão de Compra de Energia Nova de A-5 de 2006



Empresa de Pesquisa Energética

Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE 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.

Presidente

Maurício Tiomno Tolmasquim

Diretor de Estudos Econômicos e Energéticos

Amílcar Guerreiro

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

José Carlos de Miranda Farias

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustível

Maurício Tiomno Tolmasquim (Interino)

Diretor de Gestão Corporativa

Ibanês César Cássel

Coordenação Geral

Maurício Tiomno Tolmasquim
José Carlos de Miranda Farias

Coordenação Executiva

Talita de Oliveira Porto

Equipe Técnica

Angela Regina Livino de Carvalho
Daniela Florêncio de Souza
Danielle Bueno de Andrade
Maria Alzira Noli Silveira

URL: <http://www.epe.gov.br>

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

Nº EPE-DEE-RE-077/2006-r0

Data: 31 de agosto de 2006

IDENTIFICAÇÃO CONTRATUAL



Contrato
MME-001/2006

Data de assinatura
01.07.2006

Projeto

2 ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO

Área de estudo

2.4 ESTUDOS ENERGÉTICOS E DA GARANTIA FÍSICA DOS EMPREENDIMENTOS

Sub-área de estudo

2.4.1 Análise energética e da Garantia Física dos empreendimentos

Produto (Nota Técnica ou Relatório)

2.4.1.2 Análise energética da Garantia Física dos empreendimentos - Parte 2

Revisões
R0

Data
01.09.2006

Descrição curta
Emissão original

Índice

1	OBJETIVO	5
2	INTRODUÇÃO	6
3	METODOLOGIA DE CÁLCULO DAS GARANTIAS FÍSICAS	7
4	CRITÉRIOS E PREMISSAS PARA O CÁLCULO DAS GARANTIAS FÍSICAS	9
5	DESCRIÇÃO DOS NOVOS EMPREENDIMENTOS HIDROELÉTRICOS	12
6	GARANTIAS FÍSICAS DAS NOVAS HIDROELÉTRICAS	14
	CARGA CRÍTICA E BLOCO HIDRÁULICO	14
	ENERGIAS FIRMES E GARANTIAS FÍSICAS DAS USINAS HIDROELÉTRICAS.....	14
	GANHOS INCREMENTAIS NAS USINAS À JUSANTE	15
7	GARANTIAS FÍSICAS DURANTE O PERÍODO DE MOTORIZAÇÃO	17
8	RESUMO DOS RESULTADOS	18
	LISTA DE REFERÊNCIA DE NOVOS EMPREENDIMENTOS DE GERAÇÃO COM SUAS RESPECTIVAS GARANTIAS FÍSICAS	18
	DETALHAMENTO DA GARANTIA FÍSICA DOS EMPREENDIMENTOS A SEREM LICITADOS.....	18
	ANEXO 1 – DEFINIÇÃO DOS LIMITES DE INTERCÂMBIO	19
	ANEXO 2 – CONFIGURAÇÃO HIDROTÉRMICA DE REFERÊNCIA	20
	ANEXO 3 – DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DAS NOVAS USINAS HIDROELÉTRICAS	23
	ANEXO 4 – DADOS ENERGÉTICOS ENCAMINHADOS PARA CADASTRAMENTO AO LEN A-5 DE 2006	24

1 Objetivo

A presente Nota Técnica registra os estudos efetuados pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, em conformidade com a regulamentação vigente, para o cálculo das garantias físicas dos empreendimentos hidroelétricos cadastrados e em processo de habilitação técnica para participar do leilão de compra de energia elétrica com início da entrega da energia em 1º de janeiro de 2011 – LEN A-5 2006, nos termos do inciso I do § 1º do Art. 19 do Decreto no 5.163, de 2004.

O referido leilão será realizado em 10 de outubro de 2006, por meio de plataforma eletrônica na rede mundial de computadores, conforme disposto nas Portarias MME nº. 120 e nº. 178 de 2006.

Vale ressaltar que os cálculos das garantias físicas dos empreendimentos foram efetuados segundo os ditames da Portaria MME nº. 303 de 2004 e as premissas e os processos utilizados foram, em essência, os mesmos dos leilões de energia nova realizados em 16 de dezembro de 2005 – LEN 2005 e em 29 de junho de 2006 – LEN A-3 2006.

Este documento registra também a memória de cálculo do processo de determinação das garantias físicas dos empreendimentos hidrelétricos, explicitando ainda os resultados intermediários obtidos como auxílio a eventual reprodução dos resultados.

O cálculo das garantias físicas dos empreendimentos termelétricos cadastrados para participar do LEN A-5 de 2006 será objeto de uma outra Nota Técnica.

2 Introdução

Consoante a Lei nº. 10.848, de 15 de março de 2004, Art. 1º, §7º, “o CNPE proporá critérios gerais de garantia de suprimento, a serem considerados no cálculo das garantias físicas e em outros respaldos físicos para a contratação de energia elétrica, incluindo importação”. E, segundo o Decreto 5.163 de 30 de junho de 2004, Art. 4º, §2º, “O MME, mediante critérios de garantia de suprimento propostos pelo CNPE, disciplinará a forma de cálculo da garantia física dos empreendimentos de geração, a ser efetuado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, mediante critérios gerais de garantia de suprimento”.

A Portaria MME nº. 303, de 18/11/2004, em seu Anexo I, define a metodologia, as diretrizes e o processo de Cálculo da Garantia Física de Energia de todos os empreendimentos de geração com o objetivo de efetivamente garantir o seu lastro físico, com vistas à comercialização de energia via contratos. A definição dessa garantia física é compatível com o critério de suprimento adotado na expansão e operação do sistema elétrico nacional, definido pelo CNPE, pelo qual o risco anual de déficit de energia não deve ultrapassar a 5% em nenhum subsistema.

A Portaria MME nº. 303 previu também um processo gradual de implantação desta metodologia e dos correspondentes certificados de energia assegurada – CEA das usinas hidrelétricas e termelétricas pertencentes ao sistema existente na data de sua publicação.

Com relação à expansão do sistema, ficou estabelecido que a metodologia seria aplicada ao cálculo das garantias físicas dos novos empreendimentos de geração a partir de 01/01/2005.

Cabe destacar que os novos empreendimentos de geração de energia elétrica que já tiveram suas garantias físicas calculadas para participar do LEN 2005 e do LEN A-3 de 2006 e que não conseguiram vender energia nos leilões, perderam os respectivos certificados de garantia física, conforme disposto no § 1º do Art. 10º da Portaria MME 120/2006. Para esses empreendimentos passarão a vigorar os valores apresentados nesta Nota Técnica que deverão ser objeto de publicação em portaria do MME.

Para empreendimentos hidrelétricos que se enquadram no Art. 17º da Lei 10.848/2004 não foram recalculadas garantias físicas, permanecendo os valores constantes dos seus contratos de concessão, ou portaria específica que os tenham retificados.

3 Metodologia de Cálculo das Garantias Físicas

A garantia física do Sistema Interligado Nacional – SIN pode ser definida como aquela correspondente à máxima energia que este sistema pode suprir a um dado critério de garantia de suprimento. Esta energia pode então ser rateada entre todos os empreendimentos de geração que constituem o sistema. Este procedimento tem por objetivo garantir efetivamente o lastro físico daqueles empreendimentos com vistas à comercialização de energia via contratos.

Resumidamente, a metodologia de cálculo da garantia física dos empreendimentos de geração que compõem o SIN em um dado momento (configuração estática de referência), consiste nos passos a seguir descritos:

1) Determinação da *oferta total de energia física*, correspondente à *garantia física do sistema interligado* (Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul), obtida por simulação estática da operação do sistema hidrotérmico empregando-se o modelo NEWAVE, em sua versão 12.0. No processo iterativo de ajuste da oferta total, mantém-se uma proporção fixa entre as ofertas dos subsistemas Sul e Sudeste/C. Oeste, assim como as dos Norte e Nordeste, havendo, no entanto, uma variação livre da oferta conjunta e da proporção relativa entre estes dois grandes sistemas regionais. Seguindo o critério de garantia de suprimento estabelecido pelo Conselho Nacional de Políticas Energéticas – CNPE, o processo é considerado convergido quando, no mínimo, um subsistema de cada sistema regional atinge o risco de 5%, admitindo-se uma tolerância de 0,1%.

2) Rateio da garantia física do SIN ou oferta total (igual ao somatório das cargas críticas resultantes para os quatro subsistemas) em dois grandes blocos de energia, *oferta hidráulica* – EH e *oferta térmica* – ET, que são obtidos multiplicando-se a oferta total por um Fator Hidro – FH e um Fator Térmico – FT. Estes fatores correspondem à participação relativa das gerações hidráulica e térmica na geração total e são calculados com base em uma ponderação pelo *custo marginal de operação* – CMO das gerações hidráulicas – GH e térmicas – GT que são obtidas na simulação com o modelo NEWAVE, utilizando-se configuração estática, horizonte de 5 anos e 2000 séries sintéticas de energias afluentes.

3) Rateio da oferta hidráulica do conjunto das usinas hidrelétricas da configuração, ou oferta hidráulica – EH, é feito proporcionalmente às energias firmes das usinas hidráulicas, obtidas com auxílio do modelo MSUI, por simulação a usinas individualizadas do sistema integrado puramente hidrelétrico, utilizando séries de vazões históricas e tendo como referência o período crítico do sistema interligado, sendo limitada ao valor da sua disponibilidade máxima de geração contínua.

4) Rateio da oferta térmica do conjunto das usinas termelétricas da configuração, é feito por usina termelétrica e está limitada ao valor de sua disponibilidade máxima de geração contínua, sendo o excedente distribuído entre as demais térmicas da configuração na proporção de suas garantias físicas, calculadas no passo anterior. No caso de usinas termelétricas, esta garantia física está condicionada ainda à apresentação de contrato firme de suprimento de combustível. Este procedimento tem por objetivo garantir efetivamente o *lastro físico* dos empreendimentos de geração, com vistas a comercialização de energia via contratos.

4 Critérios e Premissas Para o Cálculo das Garantias Físicas

Os itens a seguir apresentam os modelos, os critérios e as premissas considerados pela EPE para o cálculo das Garantias Físicas dos novos empreendimentos hidroelétricos.

- Modelos de Simulação:
 - NEWAVE - Versão 12.0
 - MSUI – Versão 3.0
- Configuração hidrotérmica estática com 5 anos de simulação, 5 anos de período estático inicial e 10 anos de período estático final.
- Parâmetros do NEWAVE:
 - Mínimo de 3 iterações, 200 simulações forward e 20 aberturas;
 - Curva de aversão a risco: não considerada;
 - Racionamento preventivo: considerado;
 - Tendência hidrológica: não considerada;
 - Acoplamento hidráulico entre os subsistemas: não considerado.
- Critério de Garantia de Atendimento à Carga: risco de déficit médio nos 5 anos do estudo igual 5% (+ ou – 0,1%), conforme Resolução CNPE Nº. 1, de 17 de novembro de 2004.
- Proporcionalidade da carga: adotada a da carga de energia média anual de 2011 do Plano Decenal de Energia Elétrica 2006-2015. Foi mantida a premissa de ajuste dois a dois (Sudeste/CO e Sul - Nordeste e Norte). Os valores previstos e a proporcionalidade são apresentados a seguir:

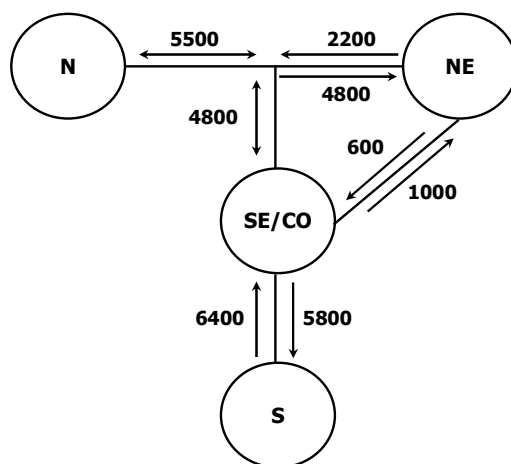
CARGA DE ENERGIA DO PLANO DECENAL - ANO 2011 - (MWmed)					
Sudeste/ Centro-Oeste	Sul	SE/CO - S	Nordeste	Norte	NE - N
38.448	10.000	48.448	8.910	4.481	13.391
79%	21%		67%	33%	

- Taxa de Desconto: 12% ao ano.
- Função Custo do Déficit de Energia: Utilizado o valor R\$ 2.286,00/MWh, de acordo com a Nota Técnica MME/EPE Nº. EPE-DEE-RE-009-R0 – “Estimativa de Valor para Patamar Único de Custo de Déficit”, de junho de 2006.
- Penalidade por não atendimento ao desvio de água para outros usos: Penalidade associada à violação da restrição = R\$ 2.290,00/MWh, valor aproximado obtido da expressão (CDEF + 0,1%CDEF + 0,1 R\$/MWh).

- Manutenção: Não foi considerada a manutenção explícita e sim índices de indisponibilidade forçada - TEIF e indisponibilidade programada - IP. Para usinas termelétricas foram mantidos os valores da Portaria MME nº 303/2004 e para as usinas hidrelétricas foram considerados os seguintes índices recomendados pelo BRACIER:

Potência (MW)	TEIF (p.u.)	IP (p.u.)
10 – 29	0,02333	0,06861
30 – 59	0,01672	0,05403
60 - 199	0,02533	0,08091
200 - 499	0,02917	0,12122

- Topologia: 4 subsistemas interligados – Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte (vide esquema abaixo).
- Limites de transmissão entre subsistemas: limites de transferência de energia em dezembro de 2011, determinados pela EPE conforme detalhado no Anexo 1, e apresentados no esquema a seguir.



- Perdas nas interligações: Não consideradas.
- Consumo próprio (consumo interno): Não considerado.
- Volume máximo de Serra da Mesa Fictícia na região Norte: adotado 55% do volume útil da usina.
- Período Crítico: Para cálculo da Energia Firme, com o modelo de simulação a usinas individualizadas – MSUI, foi considerado o período crítico de junho/1949 a novembro/1956.
- Critério de rateio e definição do Bloco Hidráulico: Conforme Portaria MME nº 303/2004.
- Importação: Considerada apenas as existentes (Argentina I e II), com os dados do Plano Anual da Operação Energética – PEN de 2006 do ONS.

- **Configuração Térmica:** Em relação à configuração de usinas termelétricas consideradas no caso base do último leilão (LEN A-3 2006), foram incluídas as novas UTE que venderam energia no referido leilão. Foram consideradas as atualizações dos custos variáveis das usinas conforme PMO de julho de 2006 do ONS. Dentre as alterações de modelagem, destaca-se a divisão da UTE Nortefluminense em 4 usinas, segundo estabelecido no Ofício ANEEL nº 235/SRG-ANEEL, de 24 de julho de 2006. Para as usinas que venderam energia nos leilões por disponibilidade foram mantidos os parâmetros considerados nos respectivos cálculos de suas garantias físicas. Para as usinas com garantias físicas publicadas na Portaria MME nº 303/2004, foram mantidos os dados básicos considerados naquela simulação de cálculo de garantia física. O Anexo 2 apresenta os dados da configuração termoelétrica de referência considerada no estudo.
- **Configuração Hidroelétrica:** A configuração de referência é igual à do último leilão (LEN A-3 2006) e está apresentada no Anexo 2. Além dos empreendimentos de referência, foram incluídos os 6 novos projetos cadastrados para participar do LEN A-5 2006, que são apresentados em destaque no referido Anexo e serão mais bem detalhados no próximo item.
- Não foram simuladas usinas com capacidade instalada inferior a 30 MW, com exceção da UHE Jaguari e das UTE Figueira, NUTEPA, São Jerônimo e Brasília (constantes dos Contratos Iniciais) e das UTE que venderam energia nos leilões de energia nova de 2005 e 2006.
- **Volume mínimo e Restrições Operativas Hidráulicas:** para as usinas em operação, foram considerados volumes mínimos e restrições operativas de caráter estrutural recomendados pelo ONS, segundo Relatório 3/063/2006 "Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos". Das usinas novas, apenas a UHE Baixo Iguaçu possui uma restrição estrutural de vazão mínima de 200 m³/s, segundo Resolução ANA nº 362, de 24/08/2005.
- **Histórico de vazões:** O histórico de vazões de todos os empreendimentos foi ampliado até o ano de 2004. Para as usinas existentes foram utilizados os valores apresentados no Relatório ONS 3/422/2005. Para as usinas novas foram utilizados os valores constantes nas Resoluções ANA (n^{os} 355, 356, 361 e 362) de Reserva de Disponibilidade Hídrica até o ano de 2003 e para o ano de 2004 foram aplicadas as correlações recomendadas pelas metodologias de extensão de cada uma das séries em questão.
- **Usos Consuntivos:** Foram considerados os valores recomendados pela ANA, tanto para as usinas em operação, quanto para as UHE a serem licitadas.

5 Descrição dos Novos Empreendimentos Hidroelétricos

Os seis novos empreendimentos hidrelétricos cadastrados e em processo de habilitação técnica para o leilão de A-5, para os quais foram calculadas garantias físicas estão relacionados a seguir.

Aproveitamento	Rio	UF	Potência Instalada (MW)	Potência por Unidade (MW)				
				Unidade 1	Unidade 2	Unidade 3	Unidade 4	Unidade 5
Baixo Iguaçu	Iguaçu	PR	350,0	116,66	116,66	116,66	-	-
Barra do Pombo	Paraíba do Sul	RJ	80,0	40,0	40,0	-	-	-
Cambuci	Paraíba do Sul	RJ	50,0	25,0	25,0	-	-	-
Dardanelos	Aripuanã	MT	261,0	58,0	58,0	58,0	58,0	29,0
Mauá	Tibagi	PR	361,0					
Casa de Força Principal			350,0	116,67	116,67	116,67	-	-
Casa de Força Secundária			11,0	5,5	5,5	-	-	-
Salto Grande	Chopim	PR	53,3	17,78	17,78	17,78	-	-

Obs.: Os dados de potência por unidade foram obtidos das Fichas de Dados encaminhadas.

Os dados necessários à simulação foram obtidos das Fichas de Dados encaminhadas, quando do cadastramento, pelos respectivos responsáveis pelos estudos à EPE, conforme disposto na Portaria MME nº. 92 de 2006. Os dados das usinas, constantes das respectivas fichas de dados utilizados no cálculo das garantias físicas estão apresentados no Anexo 4.

Alguns dados receberam tratamento específico conforme detalhado a seguir:

- Polinômios Cota-Volume, Cota-Área e Vazão-Nível de Jusante: Foram ajustados a partir dos pontos notáveis dos projetos, preenchidos na Ficha de Dados.
- Vetores de Evaporação: Os modelos energéticos trabalham com Evaporação mensal líquida que é obtida através da diferença entre a Evapotranspiração Potencial e a Evaporação no reservatório. De forma a unificar estes parâmetros foram obtidos os valores para as usinas através do sistema "SISEVAPO" que é utilizado como base pelo ONS para as usinas em operação, a metodologia é descrita no Relatório ONS 3/214/2004 "EVAPORAÇÕES líquidas nas usinas hidrelétricas".
- Usos Consuntivos: São modelados como *retirada de água sem devolução*, sujeita à penalização por não atendimento. Para as usinas hidrelétricas existentes e previstas, constantes da configuração, que não tiveram valores de uso consuntivos publicados através de Resoluções da ANA, nºs 209, 210, 211, 212, 213 e 214 de 2004, foram utilizadas estimativas de uso com base em metodologia compatível com o restante da bacia onde se localiza o reservatório. Ressalte-se que para efeitos da simulação energética são disponibilizados para o modelo os valores incrementais de uso consuntivo. Desta forma, é respeitada a captação de água no trecho incremental entre as usinas. Por este motivo, o valor constante nos arquivos de entrada dos

modelos NEWAVE e MSUI pode ser distinto dos valores publicados pela ANA. Os valores para os novos empreendimentos são os constantes na Resolução ANA Nº 210, de 2004, para Salto Grande Chopim e Resoluções ANA nºs 355, 356, 361 e 362 de 2005, para Cambuci, Barra do Pomba, Dardanelos e Baixo Iguçu, respectivamente. Para a UHE Mauá, foram considerados valores calculados pelo ONS, segundo metodologia descrita no Relatório do “Projeto de revisão das séries de vazões naturais nas principais bacias do SIN”.

- Vazões Remanescentes: Algumas usinas apresentam arranjos típicos que necessitam da modelagem *desvio de água com devolução*, o que é chamado de vazão remanescente. Para usinas onde há casa de força adicional (como Mauá), ou, como no caso de Dardanelos, com restrições para atendimento a cachoeiras e balneários e pequenas centrais de diferentes proprietários, há necessidade de representação da retirada de água com retorno na usina imediatamente a jusante. Desta forma, garante-se que a vazão não será turbinada na usina, porém será novamente disponibilizada ao sistema. Os valores médios anuais de vazões remanescentes considerados foram 18,8 e 21,0 m³/s para Mauá e Dardanelos, respectivamente, conforme Ofício ANEEL nº 1223/SGH-ANEEL, de 14 de dezembro de 2005.
- Modelagem de Acoplamento Hidráulico: conforme descrito no item anterior, a funcionalidade de Acoplamento Hidráulico entre subsistemas não foi utilizada, por ainda não estar validada no Modelo NEWAVE. Desta forma, todas as usinas que se encontram hidráulicamente conectadas a um subsistema e eletricamente a outro subsistema, devem ser representados no primeiro subsistema por uma usina fictícia com as mesmas características da usina real, porém sem máquinas para não contabilizar duplamente a geração da mesma. Casos típicos nesta configuração são as usinas Três Marias, Serra da Mesa e Queimado. No conjunto de novas usinas Mauá e Dardanelos se encontram nesta situação. Apenas para Mauá foi criada uma usina fictícia, pois a mesma é eletricamente conectada ao Sul e hidráulicamente conectada ao Sudeste. Dardanelos, apesar de ser eletricamente conectada ao Sudeste e hidráulicamente ao Norte, não foi modelada desta forma por estar isolada na sua bacia sem nenhuma ligação hidráulica com outra usina do sistema interligado.

6 Garantias Físicas das Novas Hidroelétricas

CARGA CRÍTICA E BLOCO HIDRÁULICO

Conforme já descrito no capítulo 3, a carga crítica é a máxima oferta global de energia que pode ser atendida ao critério de garantia de suprimento, estabelecido pela regulamentação em vigor, de 5% de risco de déficit. Esta carga crítica é obtida por simulação estática da operação do sistema hidrotérmico, empregando-se o modelo NEWAVE.

A partir dos dados e das premissas apresentados no capítulo 4, incluindo as seis novas hidrelétricas, foram feitas simulações com o modelo NEWAVE para obtenção da carga crítica que é atendida pela configuração hidrotérmica descrita no Anexo 2.

A carga crítica e a média dos riscos anuais de déficit para cada subsistema estão detalhados a seguir.

	Carga Crítica (MWmédios)	Média dos Riscos Anuais de Déficit (%)
Sudeste/Centro-Oeste	36.906	4,94
Sul	9.599	1,67
Nordeste	9.811	4,96
Norte	4.934	4,54
BRASIL	61.250	

O Bloco Hidráulico, obtido a partir da ponderação pelo Custo Marginal de Operação das gerações hidráulica e térmica encontradas durante a simulação final do NEWAVE que definiu a Carga Crítica, corresponde a **46.737 MWmédios** (76,3% da carga crítica de 61.250 MWmédios).

ENERGIAS FIRMES E GARANTIAS FÍSICAS DAS USINAS HIDROELÉTRICAS

As Energias Firmes das usinas hidroelétricas foram obtidas através de simulação com o Modelo MSUI.

As Garantias Físicas dos aproveitamentos hidrelétricos foram obtidas pela repartição do Bloco Hidráulico proporcionalmente à Energia Firme de cada UHE conforme apresentado na tabela a seguir. O aproveitamento hidrelétrico de Mauá, além da usina principal, possui também uma casa de força secundária. A garantia física da casa de força secundária, considerada não despachada centralizadamente, foi calculada com base na metodologia descrita na Resolução ANEEL nº 169/2001, segundo procedimentos descritos no Art. 4º da Portaria MME nº 92 de 11 de abril de 2006.

A UHE Dardanelos teve o cálculo da sua garantia física diferenciado das demais por possuir dois conjuntos de máquinas com potências (4 unidades de 58 MW e 1 unidade de 29 MW) classificadas em faixas diferentes de indisponibilidades programada e forçada, segundo o Bracier. Desta forma, como o modelo de simulação individualizada assume o valor de TEIF e IP a partir da divisão da potência total pelo número de unidades, a simulação desta usina foi dividida nas seguintes etapas:

- Simulação individualizada com TEIF e IP correspondente a segunda faixa de potência do Bracier (9 MW < 2ª faixa ≤ 29 MW). Neste caso, considera-se a usina com 9 unidades geradoras de 29 MW = 261 MW.
- Simulação da usina com um número de unidades geradoras que possibilita uma TEIF e IP correspondente a terceira faixa de potência do Bracier (29 MW < 3ª faixa ≤ 59 MW). Neste caso, considera-se a usina com 5 unidades geradoras de 52,2 MW = 261 MW.
- Ponderação da energia firme resultante de cada simulação pela proporção da potência correspondente de cada conjunto pela potência total da usina.

Os valores finais para todas as usinas estão discriminados na tabela seguinte.

Aproveitamento	Rio	UF	Potência Instalada (MW)	Energia Firme (MWmed)	Garantia Física (MWmed)	Ganhos Incrementais (MWmed)	Garantia Física Total (MWmédio)
Baixo Iguaçu	Iguaçu	PR	350,0	165,4	173,5	-	173,5
Barra do Pomba	Paraíba do Sul	RJ	80,0	50,7	53,1	-	53,1
Cambuci	Paraíba do Sul	RJ	50,0	34,2	35,8	-	35,8
Dardanelos	Aripuanã	MT	261,0	147,7	154,9	-	154,9
Mauá	Tibagi	PR	361,0	186,1	195,2	2,5	197,7
Casa de Força Principal			350,0	176,6	185,2	2,5	187,7
Casa de Força Secundária			11,0	9,5	10,0	-	10,0
Salto Grande	Chopim	PR	53,3	27,8	29,1	-	29,1

A energia firme total do sistema hidráulico resultou em 44.579 MWmédios.

GANHOS INCREMENTAIS NAS USINAS À JUSANTE

Conforme indicado na Portaria MME 303/2004, "a inclusão de uma usina hidrelétrica em uma cascata (seqüência de usinas em um mesmo curso d'água) pode proporcionar um acréscimo de energia nas usinas a jusante. Esse benefício é calculado considerando a diferença entre as simulações do modelo de usinas individualizadas "com" e "sem" a usina, observada, para efeito desse cálculo, a existência, na cascata, apenas das usinas em operação ou licitadas antes da usina em exame."

Desta forma, foram calculados os benefícios proporcionados pela inclusão da UHE Mauá, visto que esta é a única usina com capacidade de regularização e que possui usinas em operação ou licitadas a jusante.

Para a UHE Barra do Pomba não há ganhos a jusante pois, apesar da UHE possuir reservatório, a única usina a jusante da mesma é a UHE Cambuci que ainda não foi licitada, fazendo parte do grupo atual de usinas a serem licitadas.

Os diagramas no Anexo 3 localizam os seis novos empreendimentos em suas respectivas cascatas.

O processo de calculo do benefício prevê que estes ganhos são obtidos pela diferença entre as somas das energias firmes dos empreendimentos da mesma cascata situados à jusante, calculadas "com" e "sem" a existência do novo aproveitamento. O somatório de energias firmes tem sua participação no bloco hidráulico calculada a partir da sua proporção no somatório de energias firmes do sistema, segundo descrição a seguir:

Sendo,

$\Sigma EF_{\text{sistema}}$ – Somatório de energias firmes do sistema, para o caso com todas as usinas

$\Sigma \Delta EF_{\text{cascata}}$ – Somatório das diferenças de energia firme na cascata a jusante do aproveitamento

BH – Bloco hidráulico obtido na simulação com todos os aproveitamentos

GGF – Ganho de garantia física na cascata.

GF_i – Garantia física inicial do aproveitamento (sem considerar os ganhos a jusante).

GF_f – Garantia física final (somando o ganho).

Tem-se:

$$GGF = \Sigma \Delta EF_{\text{cascata}} / \Sigma EF_{\text{sistema}} * BH,$$

$$GF_f = GF_i + GGF$$

A tabela a seguir, apresenta os valores obtidos para a UHE Mauá.

Usinas a Jusante da UHE Mauá	ΔEF (MWmed)	GGF (MWmed)
Capivara	-0,38	
Taquaruçu	0,43	
Rosana	0,38	
Itaipu	1,97	
CASCATA	2,40	2,52

7 Garantias Físicas Durante o Período De Motorização

Para efeito de discretização da garantia física ao longo do processo de motorização de uma usina hidrelétrica calcula-se a garantia física considerando a evolução da entrada das unidades geradoras. A garantia física de cada estágio de motorização é proporcional à razão entre a energia firme do conjunto de máquinas correspondente e a energia firme da usina completa.

A tabela abaixo apresenta o resultado obtido.

Aproveitamento	Energia Firme (MWmédio)					Garantia Física (MWmédio)				
	Completa	Unid.1	Unid. 2	Unid. 3	Unid. 4	Completa	Unid. 1	Unid. 2	Unid. 3	Unid. 4
Baixo Iguaçu	165,44	94,82	142,93	-	-	173,45	99,41	149,85	-	-
Barra do Pomba	50,67	35,39	-	-	-	53,12	37,10	-	-	-
Cambuci	34,16	21,71	-	-	-	35,81	22,76	-	-	-
Dardanelos	147,70	41,04	75,65	104,62	127,78	154,90	43,04	79,34	109,72	134,01
Mauá	186,12					195,17				
Casa de Força Principal	176,62	95,91	152,23	-	-	185,17	100,55	159,60	-	-
Casa de Força Secundária	9,50	-	-	-	-	10,00	-	-	-	-
Salto Grande	27,78	14,82	23,15	-	-	29,13	15,54	24,27	-	-

8 Resumo dos Resultados

LISTA DE REFERÊNCIA DE NOVOS EMPREENDIMENTOS DE GERAÇÃO COM SUAS RESPECTIVAS GARANTIAS FÍSICAS

Aproveitamento	Rio	UF	Potência Instalada	Garantia Física Total
			(MW)	(MWmédio)
Baixo Iguaçu	Iguaçu	PR	350,0	173,5
Barra do Pomba	Paraíba do Sul	RJ	80,0	53,1
Cambuci	Paraíba do Sul	RJ	50,0	35,8
Dardanelos	Aripuanã	MT	261,0	154,9
Mauá	Tibagi	PR	361,0	197,7
Casa de Força Principal			350,0	187,7
Casa de Força Secundária			11,0	10,0
Salto Grande	Chopim	PR	53,3	29,1

DETALHAMENTO DA GARANTIA FÍSICA DOS EMPREENDIMENTOS A SEREM LICITADOS

Aproveitamento	Garantia Física (MWmédio)						
	A	B	C	D	E	F	G
Baixo Iguaçu	99,4	149,9	-	-	173,5	-	-
Barra do Pomba	37,1	-	-	-	53,1	-	-
Cambuci	22,8	-	-	-	35,8	-	-
Dardanelos	43,0	79,3	109,7	134,0	154,9	-	-
Mauá	100,6	159,6	-	-	185,2	10,0	2,5
Salto Grande	15,5	24,3	-	-	29,1	-	-

Legenda:

- A - Garantia Física considerando uma unidade
- B - Garantia Física considerando duas unidades
- C - Garantia Física considerando três unidades
- D - Garantia Física considerando quatro unidades
- E - Garantia Física completa
- F - Garantia Física relativa a Casa de Força Secundária
- G - Garantia Física relativa a ganhos incrementais

Anexo 1 – Definição dos Limites de Intercâmbio

▪ Fluxos nas Interligações Norte/Nordeste e Nordeste/Sudeste

O valor de 4.800 MW, entre Imperatriz e a região Nordeste considera o intercâmbio previsto para 2010 de 4300 MW, devido à entrada da 2º LT Colinas – São João do Piauí, e um aumento devido à integração das usinas do médio Tocantins de cerca de 500 MW, cujos estudos encontram-se em fase inicial. Esta expansão acarreta um aumento da capacidade de importação da região Nordeste para cerca de 5800 MW.

O valor adotado anteriormente de 1000 MW para a ligação Nordeste-Sudeste foi reduzido para 600 MW por razões dinâmicas. Valores superiores a 600 MW provocariam oscilações de baixo amortecimento quando da perda de um dos circuito entre Colinas e São João do Piauí, mesmo considerando a 2º LT Colinas – São João do Piauí. Cabe ressaltar que, como não está prevista ampliação no trecho Sudeste-Nordeste, se espera que essas restrições se mantenham, mesmo considerando a integração das usinas futuras, visto que o máximo intercâmbio atingido nesta interligação dar-se no período seco da região Norte.

▪ Fluxo Sudeste/Centro Oeste → Sul - SE/CO-S

O valor de intercâmbio de 5.800 MW considera o valor previsto para final de 2010 de 5.000 MW, conforme relatório No EPE-DEE-RE-046/2006-r0, e uma ampliação desta interligação de cerca de 800 MW, cujos estudos encontram-se em fase inicial.

▪ Fluxo Sul → Sudeste/Centro Oeste - S-SE/CO

O valor de intercâmbio de 6400 MW considera o valor previsto para final de 2010 de 5600 MW, conforme relatório No EPE-DEE-RE-046/2006-r0, e um ganho de 800 MW devido a uma ampliação prevista nesta interligação, cujos estudos encontram-se em fase inicial.

Anexo 2 – Configuração Hidrotérmica de Referência

Configuração Hidroelétrica

USINAS HIDROELÉTRICAS			
Sudeste/ Centro-Oeste			
Camargos	Cachoeira Dourada	Santa Branca	Queimado
Itutinga	São Simão	Funil	Jauru
Funil Grande	Barra Bonita	Lajes	Guaporé
Furnas	A. S. Lima	Picada	Rosal
Masc. De Moraes	Íbitinga	Sobragi	Salto
Estreito	Promissão	Simplício	Salto do Rio Verdinho
Jaguara	N. Avanhandava	Ilha dos Pombos	Serra da Mesa
Igarapava	Ilha Solteira Equiv.	Itaocara	Cana Brava
Volta Grande	Jupiaí	Barra do Brauna	São Salvador
Porto Colômbia	Porto Primavera	Nilo Peçanha	Peixe Angical
Caconde	A. A. Laydner	Fontes	Lajeado
Euclides da Cunha	Piraju	Pereira Passos	Manso
A. S. Oliveira	Chavantes	Baú I	Ponte de Pedra
Marimbondo	Ourinhos	Candongá	Santa Clara - MG
Água Vermelha	L. N. Garcez	Guilman-Amorin	Espora
Batalha	Canoas II	Sá Carvalho	Olho D'Água
Serra do Facão	Canoas I	Salto Grande	Itiquira I
Emborcação	Capivara	Porto Estrela	Itiquira II
Nova Ponte	Taquaruçu	Baguari	Caçu
Miranda	Rosana	Aimorés	Barra dos Coqueiros
Capim Branco 1	Itaipu	Mascarenhas	Foz do Rio Claro
Capim Branco 2	Guarapiranga	Irapé	Dardanelos
Corumba IV	Billings	Murta	Cambuci
Corumba III	Henry Borden	São Domingos	Barra do Pomba
Corumba I	Jaguari	Retiro Baixo	
Itumbiara	Paraibuna	Três Marias	
Sul			
Santa Clara - PR	Salto Caxias	Castro Alves	Gov. P. de Souza
Fundão	Pai Querê	Monte Claro	Salto Pilião
Jordão	Barra Grande	14 de Julho	São José
Gov. B. Munhoz	Campos Novos	Foz do Chapecó	Passo São João
Segredo	Machadinho	Ernestina	Salto Grande
Salto Santiago	Itá	Passo Real	Mauá
Salto Osório	Passo Fundo	Jacuí	Baixo Iguaçu
São João	Monjolinho	Itauba	
Cachoeirinha	Quebra Queixo	Dona Francisca	
Nordeste			
Itapebi	Itaparica	Xingó	Boa Esperança
Sobradinho	Complexo P. Afonso	Pedra do Cavalo	
Norte			
Estreito - Toc.	Tucuruí	Curuá-Una	

Anexo 2 (continuação)

Configuração Termoelétrica

CONFIGURAÇÃO DO CASO BASE - LEN A-5 DE 2006							
Nome	Sist.	Pot. (MW)	Fcmax (%)	Teif (%)	Ip (%)	Inflex (MW)	CV (R\$/MWh)
Angra 1	SE/CO	657	100	3,00	20,00	509,82	15,51
Angra 2	SE/CO	1350	100	3,00	8,00	1.080,00	12,61
Brasília	SE/CO	10	80	19,45	0,00	0,00	1.047,38
Carioba	SE/CO	36	89	0,00	8,00	0,00	937,00
Cocal	SE/CO	28	100	2,00	2,00	0,00	115,00
Colorado	SE/CO	14	100	0,00	0,00	0,00	36,00
Costa Pinto	SE/CO	65	100	12,50	0,00	0,00	0,01
Cubatão	SE/CO	216	100	2,26	2,00	86,40	159,31
Cuiabá	SE/CO	480	100	2,00	8,31	12,02	6,40
Daia	SE/CO	44,1	85	2,50	2,20	0,00	608,30
Eletrobolt	SE/CO	385,9	100	0,90	2,30	0,00	161,34
Goiania II BR	SE/CO	140	97	3,00	2,00	0,00	662,09
Ibiritermo	SE/CO	235	96	3,33	2,68	212,20	77,46
Igarapé	SE/CO	131	100	8,46	9,27	2,23	385,19
Interlagos	SE/CO	40	100	0,00	0,00	0,00	0,01
Juiz de Fora	SE/CO	87	97	2,00	4,00	60,90	105,00
Lasa Bag.	SE/CO	22,8	100	4,88	7,67	0,00	10,00
Lasa OC	SE/CO	22,8	97	4,88	7,67	0,00	219,83
Macaé Merchant	SE/CO	923	100	3,50	2,00	0,00	97,15
Nortefluminense 1	SE/CO	400	100	0,00	0,00	399,99	10,50
Nortefluminense 2	SE/CO	315	94	3,00	4,00	0,00	42,55
Nortefluminense 3	SE/CO	85	94	3,00	4,00	0,00	74,39
Nortefluminense 4	SE/CO	69	94	3,00	4,00	0,00	107,99
Nova Piratininga	SE/CO	400	93	3,00	4,00	0,00	180,00
Pie - RP	SE/CO	28	100	1,80	2,00	0,00	125,00
Piratininga 12	SE/CO	200	100	1,47	11,02	140,00	395,71
Piratininga 34	SE/CO	190	100	3,00	4,00	0,00	116,88
Quirinópolis	SE/CO	40	100	0,00	0,00	0,00	86,37
Quirinópolis Expansão	SE/CO	40	100	0,00	0,00	0,00	0,01
Rafard	SE/CO	43	100	11,80	0,00	0,00	0,01
Roberto Silveira	SE/CO	32	94	2,06	12,25	0,00	223,28
Santa Cruz 34	SE/CO	440	91	9,18	5,44	0,00	293,62
Santa Cruz Nova	SE/CO	564	88	0,00	10,00	0,00	154,91
Santa Isabel	SE/CO	40	100	0,00	0,00	0,00	0,01
São João Biogas	SE/CO	20	100	0,00	0,00	0,00	0,01
Sao José	SE/CO	50	100	0,00	0,00	0,00	0,01
Termorio	SE/CO	1036	100	1,00	2,70	100,50	124,99
Três Lagoas	SE/CO	350	100	1,20	2,88	0,00	108,80
William Arjona	SE/CO	190	90	1,92	2,32	0,00	185,64
Xavante Aruanã	SE/CO	53,7	100	3,50	8,00	0,00	882,00
Alegrete	S	66	100	14,91	12,25	0,00	1.022,21
Araucária	S	469	100	1,00	7,00	0,00	65,38
Argentina 1	S	748	100	0,00	3,00	0,00	43,02
Argentina 1B	S	44	100	0,00	3,00	0,00	53,10
Argentina 2A	S	294	100	0,00	2,74	0,00	53,10
Argentina 2B	S	147	100	0,00	2,74	0,00	53,10
Argentina 2C	S	294	100	0,00	2,74	0,00	53,10
Argentina 2D	S	73	100	0,00	2,74	0,00	53,10
Candiota 3	S	350	100	5,50	4,10	210,00	41,28
Canoas	S	161	100	3,50	2,60	0,00	110,48
Charqueadas	S	72	100	13,94	12,25	24,00	191,08
Cisframa	S	4	90	3,50	6,00	0,00	150,00
Figueira	S	20	87	8,40	12,25	5,00	186,72
Jacuí	S	350,2	93	7,00	9,40	160,74	97,00

Anexo 2 (continuação)

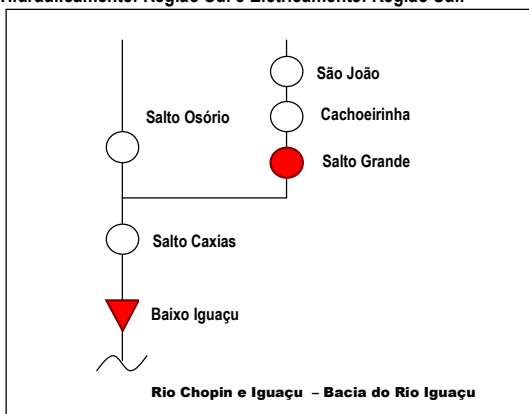
Configuração Termoelétrica

CONFIGURAÇÃO DO CASO BASE - LEN A-5 DE 2006							
Nome	Sist.	Pot. (MW)	Fcmax (%)	Teif (%)	Ip (%)	Inflex (MW)	CV (R\$/MWh)
Jorge Lacerda A	S	363	100	4,11	5,44	300,00	116,10
Jorge Lacerda A1	S	100	100	44,67	12,25	0,00	200,17
Jorge Lacerda A2	S	132	100	10,38	11,09	33,00	160,03
Jorge Lacerda B	S	262	100	6,00	11,02	120,00	155,00
Nutepa	S	24	83	1,80	0,10	0,00	568,00
Presidente Médici A	S	126	87	14,00	23,00	50,00	115,00
Presidente Médici B	S	320	90	20,00	10,00	105,00	115,00
São Jerônimo	S	20	90	1,25	1,25	5,00	273,00
Uruguiana	S	638	94	0,18	3,95	480,00	84,52
Altos	NE	13,1	100	2,00	1,30	0,00	558,67
Aracati	NE	11,5	100	2,00	1,30	0,00	558,67
Baturité	NE	11,5	100	2,00	1,30	0,00	558,67
Camacari	NE	350	91	0,90	8,20	2,30	130,50
Camacari Murici II	NE	140	100	3,00	1,00	0,00	812,46
Camacari Murici I	NE	148	100	4,00	2,00	0,00	429,05
Camacari Polo de Apoio I	NE	148	100	4,00	2,00	0,00	429,05
Campo Maior	NE	13,1	100	2,00	1,30	0,00	558,67
Caucaia	NE	14,8	100	2,00	1,30	0,00	558,67
Crato	NE	13,1	100	2,00	1,30	0,00	558,67
Enguia Pecem	NE	14,8	100	2,00	1,30	0,00	558,67
Fafen	NE	151	100	3,00	13,00	22,00	71,29
Fortaleza	NE	347	92	1,94	1,91	223,00	66,74
Iguatu	NE	14,8	100	2,00	1,30	0,00	558,67
Jaguarari	NE	101,5	100	2,00	1,30	0,00	558,67
Juazeiro do Norte	NE	14,8	100	2,00	1,30	0,00	558,67
Marambaia	NE	13,1	100	2,00	1,30	0,00	558,67
Nazária	NE	13,1	100	2,00	1,30	0,00	558,67
Pau Ferro I	NE	93,1	100	0,00	0,00	0,00	705,00
Pecem II	NE	140	100	3,00	1,00	0,00	820,91
Petrolina	NE	136	100	2,50	5,50	0,00	470,73
Potiguar	NE	52,8	100	2,00	2,00	0,00	635,90
Potiguar III	NE	66	82,5	0,00	0,00	0,00	635,89
Termobahia	NE	186	100	1,50	6,60	0,00	87,12
Termo Ceará	NE	223	100	1,20	0,60	0,00	177,45
Termomanaus	NE	142,2	100	0,00	0,00	0,00	705,00
Termopernambuco	NE	602	89	3,00	3,00	312,01	60,00
Vale do Açu	NE	340	100	3,00	5,20	0,00	180,00

Anexo 3 – Diagrama Esquemático das Novas Usinas Hidroelétricas

UHEs Baixo Iguaçu e Salto Grande

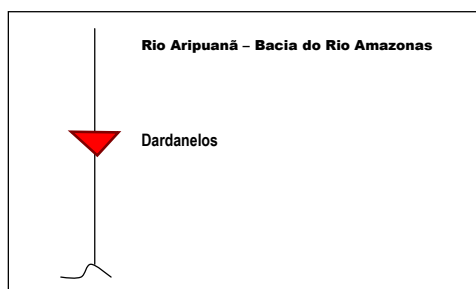
Hidraulicamente: Região Sul e Eletricamente: Região Sul.



UHE Dardanelos

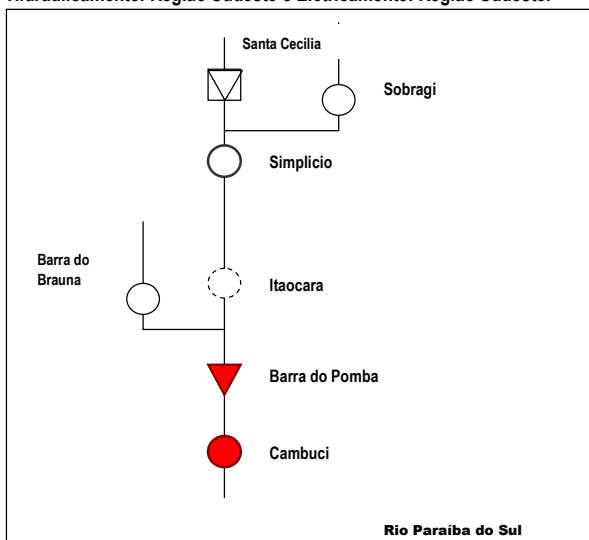
Hidraulicamente: Norte e Eletricamente: Região Sudeste.

Não há necessidade de modelar com usina fictícia pois não há mais nenhuma usina na cascata.



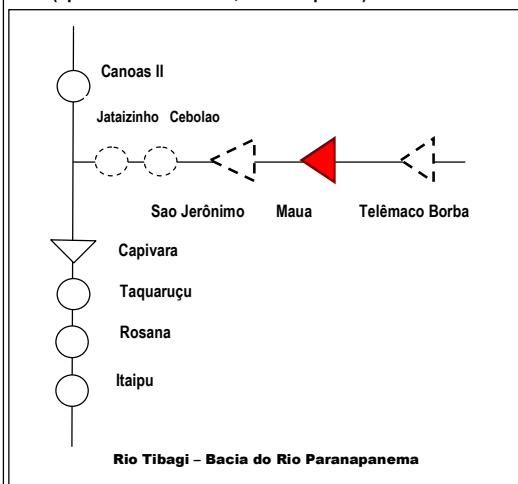
UHEs Barra do Pomba e Cambuci

Hidraulicamente: Região Sudeste e Eletricamente: Região Sudeste.



UHE Mauá

Hidraulicamente: Região Sudeste e Eletricamente Região Sul
Há necessidade de criarmos uma usina fictícia na Região Sudeste (apenas o reservatório, sem máquinas).



Anexo 4 – Dados Energéticos Encaminhados para Cadastramento ao LEN A-5 de 2006

EMPREENDIMENTO HIDRELÉTRICO - FICHA DE DADOS UHE MAUÁ CASA DE FORÇA PRINCIPAL

IDENTIFICAÇÃO DO EMPREENDIMENTO			
Potência Instalada:	350.000 kW	Situação do Empreendimento:	Novo
Ampliação	kW	Registro na ANEEL:	48500.002673/01-16
Potência Total Instalada	350.000 kW	Situação do Projeto na ANEEL:	aprovado pela ANEEL - Despacho 2124, de 14/12/2005
Situação na Partição de Queda dos Estudos de Inventário:		Hidrelétrica a Montante -	Telêmaco Borba Hidrelétrica a Jusante - São Jerônimo
LOCALIZAÇÃO DO EMPREENDIMENTO			
Coordenadas Geográficas:		Rio:	Tibagi
Casa de Força	Lat.: 24° 02' 24"	Sub-Bacia:	64
	Long.: 50° 41' 33"	Barragem:	(Municípios)
Barragem	Lat.: 24° 03' 48"	M. Direita:	Telêmaco Borba
	Long.: 50° 42' 05"	M. Esquerda:	Ortigueira
		Casa de Força (Município):	Telêmaco Borba
			UF: PR
			UF: PR
			UF: PR
ESTUDOS ENERGÉTICOS			
Potência Total da Usina:	350000	kW	Taxa de Indisponibilidade Forçada (TEIF): 2,53 %
Número de Unidades		3,00	Indisponibilidade Programada (IP): 8,09 %
Potência Nominal da Unidade Turbina/Gerador:	116.670,00	kW	Produtibilidade Máxima (NA _{Max} Normal): 1,09 MW/m³/s
Queda Bruta:		124,10	Produtibilidade Média (NA 65% Vol. Útil): 1,06 MW/m³/s
Queda Líquida de Referência:		114,15	Produtibilidade Mínima (NA _{Min} Normal): 1,00 MW/m³/s
Perda no Circuito Hidráulico:		3,00	Custo de Operação + Manutenção: 5,92 R\$/MWh
Rendimento do Conjunto T*G:		91,10	Energia Firme: 189,00 MW _{médio}
NA médio do Canal de Fuga		514,70	Custo de Instalação (s/JDC): 2.390,00 R\$/kW
Vazão Sanitária e/ou Remanescente:		18,80	Custo da energia Gerada: 75,33 R\$/MWh
Existe influência do vertimento no canal de fuga?		Sim	

EMPREENDIMENTO HIDRELÉTRICO - FICHA DE DADOS UHE MAUÁ CASA DE FORÇA SECUNDÁRIA

IDENTIFICAÇÃO DO EMPREENDIMENTO			
Potência Instalada:	11.000 kW	Situação do Empreendimento:	Novo
Ampliação	kW	Registro na ANEEL:	48500.002673/01-16
Potência Total Instalada	11.000 kW	Situação do Projeto na ANEEL:	aprovado pela ANEEL - Despacho 2124, de 14/12/2005
Situação na Partição de Queda dos Estudos de Inventário:		Hidrelétrica a Montante -	Telêmaco Borba Hidrelétrica a Jusante - São Jerônimo
LOCALIZAÇÃO DO EMPREENDIMENTO			
Coordenadas Geográficas:		Rio:	Tibagi
Casa de Força	Lat.: 24° 03' 51"	Sub-Bacia:	64
	Long.: 44° 42' 12"	Barragem:	(Municípios)
Barragem	Lat.: 24° 03' 48"	M. Direita:	Telêmaco Borba
	Long.: 50° 42' 05"	M. Esquerda:	Ortigueira
		Casa de Força (Município):	Ortigueira
			UF: 18
			UF: 18
			UF: 18
ESTUDOS ENERGÉTICOS			
Potência Total da Usina:		kW	Taxa de Indisponibilidade Forçada (TEIF): 2,33 %
Número de Unidades		2,00	Indisponibilidade Programada (IP): 6,86 %
Potência Nominal da Unidade Turbina/Gerador:		5.500,00	Produtibilidade Máxima (NA _{Max} Normal): MW/m³/s
Queda Bruta:		69,00	Produtibilidade Média (NA 65% Vol. Útil): MW/m³/s
Queda Líquida de Referência:		62,25	Produtibilidade Mínima (NA _{Min} Normal): MW/m³/s
Perda no Circuito Hidráulico:		1,38	Custo de Operação + Manutenção: R\$/MWh
Rendimento do Conjunto T*G:		88,30	Energia Firme: 9,50 MW _{médio}
NA médio do Canal de Fuga		566,00	Custo de Instalação (s/JDC): R\$/kW
Vazão Sanitária e/ou Remanescente:			Custo da energia Gerada: R\$/MWh
Existe influência do vertimento no canal de fuga?		4	

EMPREENHIMENTO HIDRELÉTRICO - FICHA DE DADOS

UHE SALTO GRANDE

IDENTIFICAÇÃO DO EMPREENHIMENTO										
Potência Instalada:	53.325	kW	Situação do Empreendimento:	VIABILIDADE						
Ampliação		kW	Registro na ANEEL:	DESPACHO N 1692 DE 26/10/2005						
Potência Total Instalada	53.325	kW	Situação do Projeto na ANEEL:	ESTUDO DE VIABILIDADE						
Situação na Partição de Queda dos Estudos de Inventário:			Hidrelétrica a Montante -	SALTO ALEMÃ	Hidrelétrica a Jusante -		FOZ DO SANTA			
LOCALIZAÇÃO DO EMPREENHIMENTO										
Coordenadas Geográficas:			Rio:	CHOPIM						
Casa de Força	Lat.:	25° 59' 32"	Sub-Bacia:	IGUAÇÚ		Bacia: PARANÁ				
	Long:	52° 44' 22"	Barragem:	M. Direita:	CORONEL VIVIDA		UF:	PR		
Barragem	Lat.:	25° 59' 32"	(Municípios)	M. Esquerda:	PATO BRANCO, ITAPEJARA DO OESTE		UF:	PR		
	Long:	52° 44' 22"	Casa de Força (Município):							
ESTUDOS ENERGÉTICOS										
Potência Total da Usina:	53325	kW	Taxa de Indisponibilidade Forçada (TEIF):	2,00 %						
Número de Unidades		3,00	Indisponibilidade Programada (IP):	3,60 %						
Potência Nominal da Unidade Turbina/Gerador:	17.775,00	kW	Produtibilidade Máxima (NA _{Máx} Normal):	MW/m³/s						
Queda Bruta:		44,00	Produtibilidade Média (NA 65% Vol. Útil):	MW/m³/s						
Queda Líquida de Referência:		42,30	Produtibilidade Mínima (NA _{Mín} Normal):	MW/m³/s						
Perda no Circuito Hidráulico:			Custo de Operação + Manutenção:	R\$/MWh						
Rendimento do Conjunto T*G:		91,00	Energia Firme:	27,10		MW _{médio}				
NA médio do Canal de Fuga		463,00	Custo de Instalação (s/JDC):	R\$/kW						
Vazão Sanitária e/ou Remanescente:			Custo da energia Gerada:	R\$/MWh						
Existe influência do vertimento no canal de fuga?			Não							

EMPREENHIMENTO HIDRELÉTRICO - FICHA DE DADOS

AHE DARDANELOS

IDENTIFICAÇÃO DO EMPREENHIMENTO										
Potência Instalada:	261.000	kW	Situação do Empreendimento:	Projeto						
Ampliação		kW	Registro na ANEEL:	Despacho 1691 - 26/10/05						
Potência Total Instalada	261.000	kW	Situação do Projeto na ANEEL:	Aprovado						
Situação na Partição de Queda dos Estudos de Inventário:			Hidrelétrica a Montante -	Não há	Hidrelétrica a Jusante -		Não há			
LOCALIZAÇÃO DO EMPREENHIMENTO										
Coordenadas Geográficas:			Rio:	Aripuanã						
Casa de Força	Lat.:	10°9'37"S	Sub-Bacia:	15		Bacia: 1 - Amazonas				
	Long:	59°26'55" W	Barragem:	M. Direita:	Aripuanã		UF:	MT		
Barragem	Lat.:	10°9'48" S	(Municípios)	M. Esquerda:	Aripuanã		UF:	MT		
	Long:	59°27'51" W	Casa de Força (Município):	Aripuanã						
ESTUDOS ENERGÉTICOS										
Potência Total da Usina:	261.000	kW	Taxa de Indisponibilidade Forçada (TEIF):	1,75 %						
Número de Unidades	4,00	1,00	Indisponibilidade Programada (IP):	5,57 %						
Potência Nominal da Unidade Turbina/Gerador:	58,00	29,00	Produtibilidade Máxima (NA _{Máx} Normal):	0,85 MW/m³/s						
Queda Bruta:	99,16	99,16	Produtibilidade Média (NA 65% Vol. Útil):	0,85 MW/m³/s						
Queda Líquida de Referência:	95,60	95,60	Produtibilidade Mínima (NA _{Mín} Normal):	0,85 MW/m³/s						
Perda no Circuito Hidráulico:	1,50	1,50	Custo de Operação + Manutenção:	4,23 R\$/MWh						
Rendimento do Conjunto T*G:	91,10	89,20	Energia Firme:	147,00		MW _{médio}				
NA médio do Canal de Fuga		144,44	Custo de Instalação (s/JDC):	2.789,47 R\$/kW						
Vazão Sanitária e/ou Remanescente:		21,00	Custo da energia Gerada:	83,17 R\$/MWh						
Existe influência do vertimento no canal de fuga?			Sim							

EMPREENDIMENTO HIDRELÉTRICO - FICHA DE DADOS
UHE BARRA DO POMBA

IDENTIFICAÇÃO DO EMPREENDIMENTO			
Potência Instalada:	80.000 kW	Situação do Empreendimento:	NOVO
Ampliação	kW	Registro na ANEEL:	48500.000906/02-64
Potência Total Instalada	80.000 kW	Situação do Projeto na ANEEL:	Estudo de Viabilidade Aprovado-Despacho 1689 de 26/10/2005
Situação na Partição de Queda dos Estudos de Inventário:		Hidrelétrica a Montante -	ITAOCARA Hidrelétrica a Jusante - CAMBUCI
LOCALIZAÇÃO DO EMPREENDIMENTO			
Coordenadas Geográficas:		Rio:	PARAIBA DO SUL
Casa de Força	Lat.: 21° 37' 55,712"	Sub-Bacia:	58 - Paraíba do Sul
	Long: 41° 59' 45,590"	Barragem:	M. Direita: ITOCARA
Barragem	Lat.: 21° 38' 17,296"	(Municípios)	M. Esquerda: CAMBUCI
	Long: 41° 59' 49,962"	Casa de Força (Município):	CAMBUCI
			Bacia: Atlântico Leste
			UF: RJ
			UF: RJ
			UF: RJ
ESTUDOS ENERGÉTICOS			
Potência Total da Usina:	80000	kW	Taxa de Indisponibilidade Forçada (TEIF): 1,67 %
Número de Unidades	2,00	unid	Indisponibilidade Programada (IP): 5,40 %
Potência Nominal da Unidade Turbina/Gerador:	400.000,00	kW	Produtibilidade Máxima (NA _{Máx} Normal): 0,12 MW/m³/s
Queda Bruta:	14,39	m	Produtibilidade Média (NA 65% Vol. Útil): 0,12 MW/m³/s
Queda Líquida de Referência:	12,59	m	Produtibilidade Mínima (NA _{Mín} Normal): 0,12 MW/m³/s
Perda no Circuito Hidráulico:	0,55	m	Custo de Operação + Manutenção: 2,50 R\$/MWh
Rendimento do Conjunto T*G:	90,00	%	Energia Firme: 50,31 MW _{médio}
NA médio do Canal de Fuga	41,81	m	Custo de Instalação (s/JDC): 4.188,56 R\$/kW
Vazão Sanitária e/ou Remanescente:	2,00	m³/s	Custo da energia Gerada: 88,70 R\$/MWh
Existe influência do vertimento no canal de fuga?	Sim		

EMPREENDIMENTO HIDRELÉTRICO - FICHA DE DADOS
UHE CAMBUCI

IDENTIFICAÇÃO DO EMPREENDIMENTO			
Potência Instalada:	50.000 kW	Situação do Empreendimento:	NOVO
Ampliação	kW	Registro na ANEEL:	48500.000908/02-90
Potência Total Instalada	50.000 kW	Situação do Projeto na ANEEL:	Estudo de Viabilidade Aprovado-Despacho 1690 de 26/10/2005
Situação na Partição de Queda dos Estudos de Inventário:		Hidrelétrica a Montante -	BARRA DO POMBA Hidrelétrica a Jusante - MALTA
LOCALIZAÇÃO DO EMPREENDIMENTO			
Coordenadas Geográficas:		Rio:	PARAIBA DO SUL
Casa de Força	Lat.: 21° 34' 50,545"	Sub-Bacia:	58 - Paraíba do Sul
	Long: 41° 51' 52,713"	Barragem:	M. Direita: SÃO FIDELIS
Barragem	Lat.: 21° 34' 28,798"	(Municípios)	M. Esquerda: CAMBUCI
	Long: 41° 52' 06,802"	Casa de Força (Município):	SÃO FIDELIS
			Bacia: Atlântico Leste
			UF: RJ
			UF: RJ
			UF: RJ
ESTUDOS ENERGÉTICOS			
Potência Total da Usina:	50000	kW	Taxa de Indisponibilidade Forçada (TEIF): 1,67 %
Número de Unidades	2,00	unid	Indisponibilidade Programada (IP): 5,40 %
Potência Nominal da Unidade Turbina/Gerador:	25.000,00	kW	Produtibilidade Máxima (NA _{Máx} Normal): 0,10 MW/m³/s
Queda Bruta:	9,62	m	Produtibilidade Média (NA 65% Vol. Útil): 0,10 MW/m³/s
Queda Líquida de Referência:	7,30	m	Produtibilidade Mínima (NA _{Mín} Normal): 0,10 MW/m³/s
Perda no Circuito Hidráulico:	0,72	m	Custo de Operação + Manutenção: 2,50 R\$/MWh
Rendimento do Conjunto T*G:	90,00	%	Energia Firme: 32,67 MW _{médio}
NA médio do Canal de Fuga	29,58	m	Custo de Instalação (s/JDC): 5.162,63 R\$/kW
Vazão Sanitária e/ou Remanescente:	2,00	m³/s	Custo da energia Gerada: 74,10 R\$/MWh
Existe influência do vertimento no canal de fuga?	Sim		

EMPREENDIMENTO HIDRELÉTRICO - FICHA DE DADOS
UHE BAIXO IGUAÇU

IDENTIFICAÇÃO DO EMPREENDIMENTO					
Potência Instalada:	350.000	kW	Situação do Empreendimento:	NOVO (PROJETO)	
Ampliação	-	kW	Registro na ANEEL:	48500.004281/03-91	
Potência Total Instalada	350.000	kW	Situação do Projeto na ANEEL:	Em análise (falta licença prévia)	
Situação na Partição de Queda dos Estudos de Inventário:			Hidrelétrica a Montante -	UHE SALTO CAXIAS	Hidrelétrica a Jusante - -
LOCALIZAÇÃO DO EMPREENDIMENTO					
Coordenadas Geográficas:		Rio:	IGUAÇU		
Casa de Força	Lat.:	25° 30' 29"	Sub-Bacia:	65	Bacia: 6
	Long:	53° 40' 43"	Barragem:	M. Direita: Capitão Leonidas Marques UF: PR	
Barragem	Lat.:	25° 30' 12"	(Municípios)	M. Esquerda:	Capanema UF: PR
	Long:	53° 40' 18"	Casa de Força (Município):	Capanema UF: PR	
ESTUDOS ENERGÉTICOS					
Potência Total da Usina:	350000	kW	Taxa de Indisponibilidade Forçada (TEIF):	2,53 %	
Número de Unidades	3,00	unid	Indisponibilidade Programada (IP):	8,09 %	
Potência Nominal da Unidade Turbina/Gerador:	11.666,00	kW	Produtibilidade Máxima (NA _{Máx} Normal):	0,15 MW/m³/s	
Queda Bruta:	17,40	m	Produtibilidade Média (NA 65% Vol. Útil):	0,15 MW/m³/s	
Queda Líquida de Referência:	16,58	m	Produtibilidade Mínima (NA _{Mín} Normal):	0,15 MW/m³/s	
Perda no Circuito Hidráulico:	0,35	m	Custo de Operação + Manutenção:	3,00 R\$/MWh	
Rendimento do Conjunto T*G:	90,00	%	Energia Firme:	167,89 MW _{médio}	
NA médio do Canal de Fuga	241,98	m	Custo de Instalação (s/JDC):	2.864,00 R\$/kW	
Vazão Sanitária e/ou Remanescente:	-	m³/s	Custo da energia Gerada:	106,58 R\$/MWh	
Existe influência do vertimento no canal de fuga?	Não				