

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO

***Revisão Extraordinária dos Montantes
de Garantia Física de Energia de UTE
com CVU não nulo, em decorrência de
alteração da Potência Instalada***



Ministério de
Minas e Energia





GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministério de Minas e Energia
Ministro

Carlos Eduardo de Souza Braga

Secretário Executivo

Márcio Pereira Zimmermann

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Altino Ventura Filho

Secretário de Energia Elétrica

Ildo Wilson Grüdtner

Secretário Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis

Marco Antônio Martins Almeida

Secretário de Geologia, Mineração e

Transformação Mineral

Carlos Nogueira da Costa Júnior

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO

Revisão Extraordinária dos Montantes de Garantia Física de Energia de UTE com CVU não nulo, em decorrência de alteração da Potência Instalada



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 Gonçalves Guerreiro

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

José Carlos de Miranda Farias

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Diretor de Gestão Corporativa

Alvaro Henrique Matias Pereira

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

Sede

SAN – Quadra 1 – Bloco B – Sala 100-A
70041-903 - Brasília – DF

Escritório Central

Av. Rio Branco, 01 – 11º Andar
20090-003 - Rio de Janeiro – RJ

Coordenação Geral e Executiva

Maurício Tiomno Tolmasquim
José Carlos de Miranda Farias

Coordenação Executiva

Oduvaldo Barroso da Silva

Equipe Técnica

Angela Regina Livino de Carvalho
Anderson da Costa Moraes
Hermes Trigo Dias da Silva
Joana D'Arc de França Cordeiro
Patrícia Costa Gonzalez de Nunes

Nº EPE-DEE-RE-035/2015-r0

Data: 04 de março de 2015

Histórico de Revisões

Rev.	Data	Descrição
0	04/03/2015	Publicação Original

Índice

APRESENTAÇÃO	6
1. Introdução	7
2. Metodologia, Critérios e Premissas	8
2.1. Metodologia de Cálculo	8
2.2. Critérios e Premissas	8
3. Revisão da Garantia Física de Energia das Usinas Despachadas Por Mérito Econômico	14
3.1. Configurações de Referência – CRA0 e CRA1	14
3.2 Resultados da Revisão Extraordinária de Garantia Física de Energia	16
Anexo 1 – Configuração Hidrotérmica de Referência Base	17

APRESENTAÇÃO

A presente Nota Técnica registra os estudos e cálculos efetuados pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, em conformidade com a regulamentação vigente, para o cálculo da revisão dos montantes de garantia física de energia dos empreendimentos termelétricos com CVU não nulo, em decorrência de alteração da potência instalada, conforme solicitado pelo Ministério de Minas e Energia - MME por meio do Ofício nº 162/2014-DPE/SPE-MME, de 31 de dezembro de 2014.

Observa-se que, apesar do referido Ofício nº 162/2014-DPE/SPE-MME, ter solicitado a análise, bem como os cálculos necessários à revisão extraordinária das garantias físicas de energia das UTEs Sepé Tiaraju, Porto Pecém I, Porto Pecém II e Porto do Itaqui, destaca-se que a UTE Sepe Tiaraju foi desconsiderada para efeito da revisão de garantia física de energia de que trata a presente Nota Técnica, após solicitação do empreendedor ao MME por meio da carta nº GE-CORP/AR 0039/2015, de 25 de fevereiro de 2015.

O cálculo da revisão dos montantes de garantia física de energia dos empreendimentos termelétricos com CVU não nulo em decorrência de alteração da potência instalada foi feito conforme Portaria MME nº 492, de 12 de setembro de 2014, que estabelece critérios, procedimentos e diretrizes para revisão extraordinária dos montantes de garantia física de energia de UTE despachadas centralizadamente no Sistema Interligado Nacional – SIN com Custo Variável Unitário – CVU não nulo, em decorrência de alteração na potência instalada.

1. 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 nº 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”.

Em 12 de setembro de 2014 foi publicada a Portaria MME nº 492, que estabeleceu critérios, procedimentos e diretrizes para revisão extraordinária dos montantes de garantia física de energia de UTEs despachadas centralizadamente no Sistema Interligado Nacional - SIN com Custo Variável Unitário - CVU não nulo em decorrência de alteração da potência instalada.

Esta Nota Técnica apresenta a memória de cálculo das análises solicitadas por meio do Ofício nº 162/2014-DPE/SPE-MME, assim como os valores das garantias físicas resultantes para as UTE Porto Pecém I, Porto Pecém II e Porto do Itaqui e dados utilizados, conforme apresentado no Item 3.

2. Metodologia, Critérios e Premissas

2.1. Metodologia de Cálculo

A garantia física do Sistema Interligado Nacional – SIN pode ser definida a máxima quantidade de energia que este sistema pode suprir a um dado critério de garantia de suprimento. Esta quantidade de energia pode, então, ser rateada entre todos os empreendimentos de geração que constituem o sistema. O valor assim atribuído pelo rateio a cada empreendimento constitui-se em sua garantia física, que é o lastro físico daqueles empreendimentos com vistas à comercialização de energia via contratos.

Para a revisão de garantia física de energia, conforme metodologia estabelecida pela Portaria MME nº 492/2014, são consideradas duas configurações de referência – CRA0 e CRA1 – em que, para cada configuração, são calculadas as garantias físicas dos empreendimentos proponentes à revisão. Ambas as configurações têm como base a mesma Configuração de Referência Atual. A diferença entre a CRA0 e a CRA1 é que, na CRA0, o bloco de usinas que terão suas garantias físicas revistas será considerado sem contemplar as alterações nos parâmetros motivadores da Revisão Extraordinária e, na CRA1, para este mesmo bloco de usinas serão contempladas as alterações nos parâmetros motivadores da Revisão Extraordinária.

Dessa forma, a nova garantia física dos empreendimentos contantes nesta revisão extraordinária será composta pela soma da garantia física vigente com o incremento de garantia física obtido pela diferença entre as garantias físicas resultantes para esses empreendimentos das simulações da CRA1 e da CRA0.

2.2. Critérios e Premissas

Os itens a seguir apresentam os modelos, os critérios e as premissas considerados na Configuração de Referência Base para as Configurações de Referência CRA0 e CRA1 utilizadas no cálculo desta revisão extraordinária de garantia física.

- Modelo Utilizado:
 - NEWAVE - Versão 19
- Configuração hidrotérmica estática com 5 anos de simulação, 10 anos de período estático inicial e 5 anos de período estático final.

- Parâmetros do NEWAVE:
 - Mínimo de 1 e máximo de 45 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;
 - Valor percentual de Z_{sup} a ser subtraído de L_{inf} para o critério de parada estatístico: 10%;
 - Valor máximo percentual para delta de Z_{inf} no critério de parada não estatístico: 0,2%;
 - Número de deltas de Z_{inf} consecutivos a serem considerados no critério não estatístico: 3;
 - CVaR com alfa 50% e lambda 25% constantes no tempo.

- Proporcionalidade da carga: adotada a proporcionalidade do ano 2020 do Plano Decenal de Expansão de Energia 2023, já incorporada a carga prevista para os trechos isolados dos estados do Acre e Rondônia, que na data em questão já estarão interligados ao SIN. Foi mantida a premissa de ajuste dos sistemas dois a dois, quais sejam: Sudeste/Acre/Rondônia/C.Oeste e Sul - Nordeste e Norte/Macapá/Manaus/Belo Monte. A proporcionalidade entre os mercados é apresentada a seguir:

Tabela 1 – Proporcionalidade da Carga de Energia – Ano 2020

MERCADO DE REFERÊNCIA 2020 - PDE 2023			
SE/CO/RO	S	NE	N
51.398	13.610	12.686	7.374
79,1%	20,9%	63,2%	36,8%
SSE		NNE	
65.008	76,4%	20.060	23,6%
BRASIL			
85.068			

- Critério de Garantia de Atendimento à Carga: CMO igual ao CME¹, em pelo menos um dos subsistemas das regiões SE/CO/AC/RO-S e N/Mac/Man/BM-NE, limitado o risco de déficit em 5%, conforme critério de cálculo de garantia física vigente.

- Custo Marginal da Expansão – CME: adotado o valor de 139 R\$/MWh, definido na NT

¹ Admitida uma tolerância de aproximadamente 2%, neste caso, igual a 2 R\$/MWh.

EPE-DEE-RE-052/2014-r1, publicada no endereço eletrônico da EPE em 24 de junho de 2014.

- Taxa de Desconto: 8% ao ano - de forma a compatibilizar este parâmetro aos estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2023.
- Função Custo do Déficit de Energia: Atualizado o valor para R\$ 3.250,00/MWh, de acordo com a metodologia prevista na Nota Técnica "Atualização do valor do patamar único de Custo de Déficit – 2015" (EPE-DEE-NT-023/2015-r0), de 19 de fevereiro de 2015.
- Penalidade por não atendimento ao desvio de água para outros usos: Penalidade associada à violação da restrição = R\$ 3.253,35/MWh, de acordo com a Portaria MME nº 258/2008.
- Penalidade por não atendimento à restrição de vazão mínima: 3.251,00 R\$/MWh.
- Manutenção: Para as usinas hidrelétricas e termelétricas, não foi considerada manutenção explícita, e, sim, índices de indisponibilidade forçada - TEIF e indisponibilidade programada - IP.

Para as usinas hidrelétricas com mais de sessenta meses de operação comercial, após completa motorização², foram considerados os valores de TEIF e IP apurados pelo ONS (referência: PMO maio/2014). Para as demais usinas hidrelétricas, foram considerados os seguintes índices estabelecidos na Portaria nº 484, de 11 de setembro de 2014:

Tabela 2 – Valores de TEIF e IP estabelecidos na Portaria nº 484/2014

Limites (MW)	TEIF (%)	IP (%)
Potência Unitária ≤ 29 MW	2,068	4,660
29 < Potência Unitária ≤ 59 MW	1,982	5,292
59 < Potência Unitária ≤ 199 MW	1,638	6,141
199 < Potência Unitária ≤ 499 MW	2,196	3,840
499 < Potência Unitária ≤ 699 MW	1,251	1,556
699 < Potência Unitária ≤ 1300 MW	3,115	8,263

Para as usinas que apresentam mais de um conjunto de máquinas com potências unitárias em diferentes faixas da tabela acima, utilizou-se a média dos índices ponderada pela potência total de cada conjunto.

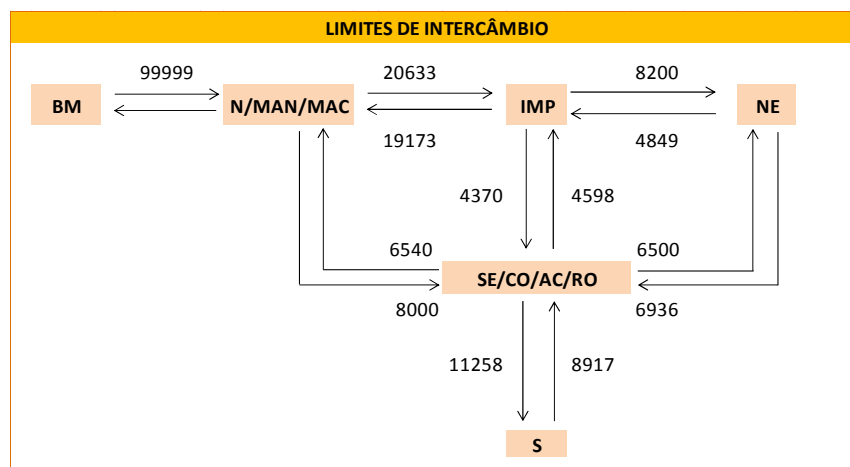
Para as usinas termelétricas com garantia física publicada, foram consideradas as indisponibilidades utilizadas nos respectivos cálculos de garantia física, para as demais, as indisponibilidades utilizadas no PMO (referência: PMO maio/14).

² Data de referência: 31/12/2013

- Topologia: 4 subsistemas interligados – Sudeste/Centro-Oeste/Acre/Rondônia, Sul, Nordeste e Norte/Mac/Man/Belo Monte (vide esquema a seguir).
- Limites de transmissão entre subsistemas: Para a definição dos limites de intercâmbio, foi levada em consideração a entrada em operação de todas as máquinas da UHE Belo Monte. Portanto, tomou-se como base o ano de 2020 do PDE 2023.

São apresentados a seguir os limites térmicos das interligações consideradas no estudo.

Figura 1 – Limites de Transmissão entre subsistemas



A versão 19 do Modelo NEWAVE permite impor restrições máximas para o agrupamento livre de interligações. Este agrupamento é uma combinação linear das interligações que o compõem. Os arquivos do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) utilizam esta funcionalidade, no entanto estes arquivos representam o mercado a ser atendido em 3 patamares.

A partir das restrições do PDE foram calculadas restrições mensais equivalentes a 1 patamar de mercado. Os valores são apresentados a seguir:

Tabela 3 – Restrições mensais de agrupamento de intercâmbio

Agrupamento	Período	Limite
RECEBIMENTO NE	janeiro a junho	14.700
	julho	11.131
	agosto	11.083
	setembro	11.075
	outubro	11.086
	novembro	11.025

	dezembro	11.083
EXPORTACAO NE	janeiro	11.784
	fevereiro a junho	11.785
	julho	11.778
	agosto a dezembro	11.785
EXPORTACAO SE-NNE	janeiro a dezembro	14.990
EXPORTACAO NNE-SE	janeiro	15.524
	fevereiro	17.077
	março	17.081
	abril	17.065
	maio	17.068
	junho	17.079
	julho a dezembro	13.972

Para os períodos estático inicial e final foram considerados os limites médios anuais referentes a cada interligação.

- Perdas nas interligações: Consideradas incorporadas ao mercado atendido.
- Consumo próprio (consumo interno): Não considerado.
- Restrições Operativas Hidráulicas: para as usinas em operação, foram consideradas as restrições operativas de caráter estrutural recomendadas pelo ONS, segundo o Relatório DPP-REL-0042/2014 "Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos – Revisão 1 de 2014".
- Histórico de vazões: Os históricos de vazões das usinas constantes na configuração foram estendidos até o ano de 2013 de acordo com o Relatório ONS RE ONS/0193/2014 – Novembro / 2014 - "Atualização de séries históricas de vazões - Período 1931 a 2013". Adicionalmente, foram atualizadas as séries de vazões naturais obtidas no âmbito do Projeto de Reconstituição de Vazões Naturais das bacias dos rios Araguari, Curuá-Una, Madeira, Uatumã, Itabapoana, Mucuri, Paraguaçu, Paraguai, Ribeira do Iguape, Paraíba do Sul e do Ribeirão das Lajes, conforme Resolução Autorizativa nº 5.011, de 20 de janeiro de 2015.
- Usos Consuntivos e vazões remanescentes: o uso consuntivo é modelado como retirada de água sem devolução, enquanto a vazão remanescente retorna a água desviada para a usina de jusante. Ambas estão sujeitas à penalização por não atendimento. Foram considerados os valores extrapolados para o ano de 2020 a partir dos dados apresentados nas Declarações/Outorgas de Reserva de Disponibilidade Hídrica e Notas Técnicas da ANA.
- Configuração de Referência Inicial: composta pelo conjunto de usinas hidrelétricas e termelétricas em operação e todas as usinas que já possuem contrato de concessão ou ato

de autorização. A seguir, algumas observações sobre a Configuração Hidrotérmica, apresentada no Anexo 1:

- Configuração de Referência Termelétrica: é baseada na configuração termelétrica pós Leilão A-5 de 2014, com a inclusão de Acre, Costa Rica I, Novo Tempo, Pampa Sul e Rio Grande. Dessa configuração foram excluídas Cuiabá G CC, Araucária, Santana 2 GE, Mauá B4, Aparecida, Mauá B3 e Santana 1 W. Foram consideradas as atualizações dos custos variáveis das usinas conforme PMO de fevereiro de 2015. Para as usinas que venderam energia nos leilões por disponibilidade foram atualizadas as potências instaladas, mantendo-se os demais parâmetros considerados nos respectivos cálculos de suas garantias físicas. Para as usinas com garantias físicas publicadas na Portaria MME 303/2004, foram mantidos os dados básicos considerados naquela simulação de cálculo de garantia física, com atualização de potência, quando cabível. Para as usinas sem garantia física publicada (Fortaleza, Juiz de Fora, Termopernambuco, Parnaíba IV, Norte Fluminense, UTE Sol) as indisponibilidades e a geração térmica mínima foram atualizadas conforme PMO.
- Configuração de Referência Hidrelétrica: é baseada na configuração pós Leilão A-3 de 2014. Portanto, contém os dados referentes ao cálculo de Garantia Física da UHE Santo Antônio publicada na Portaria SPDE/MME nº 94, de 4 de novembro de 2013. Estes dados são baseados no Projeto Básico Complementar Alternativo aprovado condicionalmente pelo Despacho ANEEL 2.075/2013. Consequentemente, foram atualizados os parâmetros da UHE Jirau (rendimento médio do conjunto turbina-gerador, perda hidráulica e curva-chave do canal de fuga) associados ao nível operativo 71,3 m da UHE Santo Antônio. Adicionalmente, foram atualizadas as características técnicas das usinas Baixo Iguaçu, Corumbá IV, Ferreira Gomes e São Salvador, em virtude de revisão extraordinária de suas garantias físicas, publicadas na portaria nº 390, de 22 de dezembro de 2014.

3. Revisão da Garantia Física de Energia das Usinas Despachadas Por Mérito Econômico

3.1. Configurações de Referência – CRA0 e CRA1

A partir da configuração de referência base, com os critérios e premissas descritas no item anterior, as usinas termelétricas despachadas por mérito econômico, com CVU não nulo, que tiveram alteração da potência instalada, e que constam do bloco de usinas avaliadas para fins de revisão do montante de garantia física de energia foram simuladas em duas configurações de referência, CRA0 e CRA1.

A CRA0 e CRA1 são distintas apenas nos parâmetros motivadores da Revisão Extraordinária, para as usinas termelétricas avaliadas nesta Nota Técnica. Na CRA0, não são contempladas os parâmetros motivadores da revisão e, na CRA1, são considerados esses parâmetros.

A diferença entre as garantias físicas de energia das usinas analisadas considerando-se a configuração CRA1 (GF1) e considerando-se a configuração CRA0 (GF0) corresponderá à variação das garantias físicas de energia desses empreendimentos.

Para as usinas avaliadas que se encontram em operação comercial, foram utilizados os valores de indisponibilidade apurados pelo Operado Nacional do Sistema Elétrico (ONS) constantes do PMO de fevereiro/2015, tanto na CRA0 quanto na CRA1.

As tabelas a seguir apresentam os valores dos parâmetros considerados na CRA0 e CRA1, respectivamente, para as usinas avaliadas.

Tabela 4 – Parâmetros das usinas na CRA0

Usina	Potência (MW)	FCmáx (%)	TEIF (%)	IP (%)	Inflexibilidade (MWmédio)	CVU (R\$/MWh)
Porto do Pecém I	700,0 ⁽¹⁾⁽⁶⁾	100 ⁽¹⁾	8,56 ⁽⁴⁾	8,40 ⁽⁴⁾	0 ⁽¹⁾	118,29 ⁽⁴⁾
Porto do Pecém II	360,0 ⁽²⁾⁽⁷⁾	100 ⁽²⁾	2,16 ⁽⁴⁾	3,33 ⁽⁴⁾	0 ⁽²⁾	126,77 ⁽⁴⁾
Porto do Itaqui	350,2 ⁽³⁾⁽¹⁾	100 ⁽¹⁾	4,36 ⁽⁴⁾	3,45 ⁽⁴⁾	0 ⁽¹⁾	121,18 ⁽⁴⁾

(1) Portaria MME nº 135, de 25 de junho de 2007
 (2) Portaria MME nº 32, de 12 de setembro de 2008
 (3) Portaria MME nº 177, 12 de maio de 2008
 (4) PMO de referência (PMO Fev/15)
 (5) Declaração do empreendedor para a configuração em ciclo combinado
 (6) Portaria MME nº 226, de 27 de junho de 2008
 (7) Portaria MME nº 209, de 22 de maio de 2009

Tabela 5 – Parâmetros das usinas na CRA1

Usina	Potência (MW)	FCmáx (%)	TEIF (%)	IP (%)	Inflexibilidade (MWmédio)	CVU (R\$/MWh)
Porto do Pecém I	720,27 ⁽⁸⁾	100 ⁽¹⁾	8,56 ⁽⁴⁾	8,40 ⁽⁴⁾	0 ⁽¹⁾	118,29 ⁽⁴⁾
Porto do Pecém II	365,0 ⁽⁹⁾	100 ⁽²⁾	2,16 ⁽⁴⁾	3,33 ⁽⁴⁾	0 ⁽²⁾	126,77 ⁽⁴⁾
Porto do Itaqui	360,14 ⁽¹⁰⁾	100 ⁽¹⁾	4,36 ⁽⁴⁾	3,45 ⁽⁴⁾	0 ⁽¹⁾	121,18 ⁽⁴⁾

(8) Resolução Autorizativa nº 1.972, de 23 de junho de 2009
 (9) Resolução Autorizativa nº 4.224, de 16 de julho de 2013
 (10) Despacho nº 632, de 16 de fevereiro de 2009

A tabela a seguir apresenta os dados das convergências das configurações simuladas.

Tabela 6 - Carga crítica e média dos CMO e riscos anuais de déficit

CRA0				CRA1			
Média dos Custos Marginais de Operação (R\$/MWh)				Média dos Custos Marginais de Operação (R\$/MWh)			
SE/CO/Acre/Rondônia	S	NE	N	SE/CO/Acre/Rondônia	S	NE	N
139,54	139,54	139,53	139,53	139,49	139,49	139,48	139,48
Média dos Riscos Anuais de Déficit (%)				Média dos Riscos Anuais de Déficit (%)			
SE/CO/Acre/Rondônia	S	NE	N	SE/CO/Acre/Rondônia	S	NE	N
0,61	0,34	0,44	0,32	0,50	0,36	0,37	0,25
Carga Crítica (MWmed)				Carga Crítica (MWmed)			
SE/CO/Acre/Rondônia	S	NE	N	SE/CO/Acre/Rondônia	S	NE	N
40.975	10.850	12.348	7.177	40.987	10.853	12.351	7.179
Carga Brasil	71.350		MWmed	Carga Brasil	71.370		MWmed
Fator Hidráulico	79,58		%	Fator Hidráulico	79,35		%
Bloco Hidráulico	56.782,4		MWmed	Bloco Hidráulico	56.785,9		MWmed
Bloco Térmico	14.567,6		MWmed	Bloco Térmico	14.584,1		MWmed

O carga crítica obtida após a convergência do CRA0, foi de 71.350 MWmed e, para a CRA1 foi de 71.370 MWmed. O bloco térmico passou de 14.567 MWmed na CRA0 para 14.584,1 MWmed na CRA1.

3.2 Resultados da Revisão Extraordinária de Garantia Física de Energia

Após as simulações e cálculos das garantias físicas das usinas nas duas configurações – CRA0 e CRA1, foi definida a variação em relação à garantia física vigente para cada usina.

Nas tabelas a seguir são apresentadas as garantias físicas vigentes, as garantias físicas obtidas a partir das configurações CRA0 e CRA1, as variações das garantias físicas e as garantias físicas revisadas dos empreendimentos abaixo, assim como o resumo das características técnicas dos empreendimentos analisados.

Tabela 7 – Resumo dos Cálculos de Garantia Física

Usina	GF Vigente MWméd	GF0 MWméd	GF1 MWméd	Δ GF MWméd	GF Revisada MWméd
Porto do Pecém I	631,0	506,8	521,1	14,3	645,3
Porto do Pecém II	294,7	283,8	287,9	4,1	298,8
Porto do Itaqui	332,7	275,3	283,3	8,0	340,7

Tabela 8 – Resumo das Características Técnicas e Garantias Físicas Revisadas

Usina	Potência (MW)	FCmáx (%)	TEIF (%)	IP (%)	Inflexibilidade (MWmédio)	GF Revisada MWméd
Porto do Pecém I	720,27	100	8,56	8,40	0	645,3
Porto do Pecém II	365,0	100	2,16	3,33	0	298,8
Porto do Itaqui	360,14	100	4,36	3,45	0	340,7

Anexo 1 – Configuração Hidrotérmica de Referência Base

Tabela 9 – Configuração Hidrelétrica

Sudeste / Centro-Oeste / Acre / Rondônia			
A. VERMELHA	DARDANELOS	JURU	RETIRO BAIXO
A.A. LAYDNER	E. DA CUNHA	JIRAU	RONDON 2
A.S. LIMA	EMBORCACAO	JUPIA	ROSAL
A.S.OLIVEIRA	ESPORA	L.N. GARCEZ	ROSANA
AIMORES	ESTREITO	LAJEADO	SA CARVALHO
B. COQUEIROS	FONTES	LAJES	SALTO
BAGUARI	FOZ R. CLARO	M. DE MORAES	SALTO GRANDE
BARRA BONITA	FUNIL	MANSO	SAMUEL
BATALHA	FUNIL-GRANDE	MARIMBONDO	SANTA BRANCA
BILLINGS	FURNAS	MASCARENHAS	SAO MANOEL
CACH.DOURADA	GUAPORE	MIRANDA	SAO SALVADOR
CACONDE	GUARAPIRANGA	NAVANHANDAVA	SAO SIMAO
CACU	GUILMAN-AMOR	NILO PECANHA	SERRA FACAO
CAMARGOS	HENRY BORDEN	NOVA PONTE	SERRA MESA
CANA BRAVA	I. SOLT. EQV	OURINHOS	SIMPLICIO
CANDONGA	IBITINGA	P. COLOMBIA	SINOP
CANOAS I	IGARAPAVA	P. ESTRELA	SLT APIACAS
CANOAS II	ILHA POMBOS	P. PASSOS	SLT VERDINHO
CAPIM BRANC1	IRAPE	P. PRIMAVERA	SOBRAGI
CAPIM BRANC2	ITAIPU	PARAIBUNA	STA CLARA MG
CAPIVARA	ITIQUIRA I	PEIXE ANGIC	STO ANTONIO
CHAVANTES	ITIQUIRA II	PICADA	TAQUARUCU
COLIDER	ITUMBIARA	PIRAJU	TELES PIRES
CORUMBA I	ITUTINGA	PONTE PEDRA	TRES MARIAS
CORUMBA III	JAGUARA	PROMISSAO	VOLTA GRANDE
CORUMBA IV	JAGUARI	QUEIMADO	
Sul			
14 DE JULHO	FUNDAO	MACHADINHO	SALTO CAXIAS
BAIXO IGUACU	G.B. MUNHOZ	MAUA	SALTO OSORIO
BARRA GRANDE	G.P. SOUZA	MONJOLINHO	SALTO PILAO
CAMPOS NOVOS	GARIBALDI	MONTE CLARO	SAO JOSE
CASTRO ALVES	ITA	PASSO FUNDO	SAO ROQUE
D. FRANCISCA	ITAUBA	PASSO REAL	SEGREDO
ERNESTINA	JACUI	PASSO S JOAO	SLT.SANTIAGO
FOZ CHAPECO	JORDAO	QUEBRA QUEIX	STA CLARA PR
Nordeste			
B. ESPERANCA	ITAPARICA	P. CAVALO	XINGO
COMP PAF-MOX	ITAPEBI	SOBRADINHO	
Norte / Manaus / Belo Monte			
BALBINA	CACH CALDEIR	ESTREITO TOC	TUCURUI
BELO MONTE	COARA NUNES	FERREIRA GOM	
B.MONTE COMP	CURUA-UNA	STO ANT JARI	

Tabela 10 – Configuração Termelétrica

Usina	Subsistema	Combustível	Potência Efetiva (MW)	Fcmax (%)	TEIF (%)	IP (%)	Disponibilidade máxima (Mwmed)	Inflexibilidade (Mwmed)	CVU (R\$/MWh)
ACRE	SE/CO/AC/RO	BIOMASSA	164	100	10	4	141,70	35	90
ALTOS	NE	DIESEL	13,1	100	2	1,3	12,67	0	739,52
ANGRA 1	SE/CO/AC/RO	NUCLEAR	640	100	3	17,88	509,80	509,8	23,21
ANGRA 2	SE/CO/AC/RO	NUCLEAR	1350	100	3	8	1204,74	1080	20,12
ANGRA 3	SE/CO/AC/RO	NUCLEAR	1405	100	2	6,84	1282,72	1282,7	25,44
ARACATI	NE	DIESEL	11,5	100	2	1,3	11,12	0	739,52
BAHIA 1	NE	OLEO	31	98	4	2	28,58	0	681,59
BAIXADA FLU	SE/CO/AC/RO	GAS	530	100	2	3	503,82	0	86,69
BATURITE	NE	DIESEL	11,5	100	2	1,3	11,12	0	739,52
CAMACARI D/G	NE	DIESEL	69,1	91	0,9	8,2	57,21	2,3	943,88
Camacari MI	NE	OLEO	147,2	100	4	2	138,49	0	775,68
Camacari PI	NE	OLEO	150	100	4	2	141,12	0	775,68
CAMPINAGRANDE	NE	OLEO	169,1	100	1,3	2,7	162,40	0	622,77
CAMPO GRANDE	NE	BIOMASSA	150	100	1,5	3,5	142,58	23,76	84,13
CAMPO MAIOR	NE	DIESEL	13,1	100	2	1,3	12,67	0	739,52
CANDIOTA 3	S	CARVAO	350	100	16,44	10,27	262,42	210	64,09
CANOAS	S	DIESEL	248,6	100	1,75	6,74	227,79	0	698,14
CANTO BURITI	NE	BIOMASSA	150	100	1,5	3,5	142,58	23,76	90
CAUCAIA	NE	DIESEL	14,8	100	2	1,3	14,32	0	739,52
CCBS_L1	SE/CO/AC/RO	GAS	157,2	100	2,26	2	150,57	62,87	247,36
CCBS_L13	SE/CO/AC/RO	GAS	58,8	100	2,26	2	56,32	23,53	299,99
CHARQUEADAS	S	CARVAO	72	100	13,94	12,25	54,37	24	196,16
Cisframa	S	BIOMASSA	4	90	3,5	6	3,27	0	229,23
COCAL	SE/CO/AC/RO	BIOMASSA	28,2	100	2	2	27,08	0	178,47
COSTA RICA I	SE/CO/AC/RO	BIOMASSA	164	100	10	4	141,70	35	90
CRATO	NE	DIESEL	13,1	100	2	1,3	12,67	0	739,52
DAIA	SE/CO/AC/RO	DIESEL	44,4	85	2,5	2,2	35,99	0	835,61
DO ATLANTICO	SE/CO/AC/RO	GAS PROCES	490	93	2	6	419,79	419,78	142,83
EBOLT_L1	SE/CO/AC/RO	GAS	320,7	100	0,9	2,3	310,50	0	228,01
EBOLT_L13	SE/CO/AC/RO	GAS	65,3	100	0,9	2,3	63,22	0	300
ENGUIA PECEM	NE	DIESEL	14,8	100	2	1,3	14,32	0	739,52
ERB CANDEIAS	NE	BIOMASSA	16,8	100	3	5	15,48	0	60
FAFEN	NE	GAS	138	99,6	2,81	6,48	124,93	0	299,99
Fict_N	N/MAN	GAS	10	0	0	0	0,00	0	0
Fict_NE	NE	GAS	10	0	0	0	0,00	0	0
Fict_S	S	GAS	10	0	0	0	0,00	0	0
FIGUEIRA	S	CARVAO	20	87	8,4	12,25	13,99	5	402,18
FORTALEZA	NE	GAS	326,6	100	1,5	4,03	308,74	223	118,51
GERAMAR I	N/MAN	OLEO	165,9	96	1,3	2,7	152,95	0	622,74
GERAMAR II	N/MAN	OLEO	165,9	96	1,3	2,7	152,95	0	622,74
GLOBAL I	NE	OLEO	148,8	100	2	2	142,91	0	701,5
GLOBAL II	NE	OLEO	148,8	100	2	4	139,99	0	701,5
Goiania 2 BR	SE/CO/AC/RO	DIESEL	140	97	3	2	129,09	0	892,24
IBIRITERMO	SE/CO/AC/RO	GAS	226	100	3,5	2,68	212,25	0	299,99
IGARAPE	SE/CO/AC/RO	OLEO	131	100	8,46	9,27	108,80	2,23	653,43
IGUATU	NE	DIESEL	14,8	100	2	1,3	14,32	0	739,52
J.LACERDA A1	S	CARVAO	100	100	44,67	12,25	48,55	0	234,31
J.LACERDA A2	S	CARVAO	132	100	10,38	11,09	105,18	33	176,85
J.LACERDA B	S	CARVAO	262	100	6	11,02	219,14	120	176,67

Usina	Subsistema	Combustível	Potência Efetiva (MW)	Fcmax (%)	TEIF (%)	IP (%)	Disponibilidade máxima (Mwmed)	Inflexibilidade (Mwmed)	CVU (R\$/MWh)
J.LACERDA C	S	CARVAO	363	100	4,11	5,44	329,15	300	145,71
JUAZEIRO	NE	DIESEL	14,8	100	2	1,3	14,32	0	739,52
JUIZ DE FORA	SE/CO/AC/RO	GAS	87,1	100	2,35	1,69	83,62	0	213,84
LINHARES	SE/CO/AC/RO	GAS	204	100	2	3	193,92	0	218,64
MACAE MER	SE/CO/AC/RO	GAS	928,7	100	3,5	2	878,27	0	418,01
MARACANAU I	NE	OLEO	168	97	3	2	154,91	0	604,72
MARAMBAIA	NE	DIESEL	13,1	100	2	1,3	12,67	0	739,52
MARANHAO III	N/MAN	GAS	518,8	100	1,85	1,62	500,95	241,63	63,17
MARANHAO IV	N/MAN	GAS	337,6	100	1	2	327,54	0	132,88
MARANHAO V	N/MAN	GAS	337,6	100	1	2	327,54	0	132,88
MAUA 3	N/MAN	GAS	590,8	98	3,7	6,3	522,44	264	61,5
MC2 N VENECI	N/MAN	GAS	176,2	100	1	2	170,95	0	171,19
NAZARIA	NE	DIESEL	13,1	100	2	1,3	12,67	0	739,52
NORTEFLU-1	SE/CO/AC/RO	GAS	400	100	0	0	400,00	399,99	37,8
NORTEFLU-2	SE/CO/AC/RO	GAS	100	100	14,08	7,84	79,18	0	58,89
NORTEFLU-3	SE/CO/AC/RO	GAS	200	100	14,08	7,84	158,37	0	102,84
NORTEFLU-4	SE/CO/AC/RO	GAS	126,8	100	14,08	7,84	100,41	0	247,83
NOVAPIRAT	SE/CO/AC/RO	GAS	572,1	97	2,69	3,4	521,65	0	399,02
NOVO TEMPO	NE	GAS	1238	100	2	2	1188,98	0	235,05
P. PECEM 1	NE	CARVAO	720,3	100	1,7	8,3	649,29	0	118,29
P. PECEM 2	NE	CARVAO	365	100	1,5	3,5	346,94	0	126,77
P.MEDICI B	S	CARVAO	320	90	20	10	207,36	105	115,9
PALMEIRA GOI	SE/CO/AC/RO	DIESEL	175,6	80	2,5	2,2	133,95	0	730,2
PAMPA SUL	S	CARVAO	340	100	3,44	1,37	323,81	170	50
PARNAIBA IV	N/MAN	GAS	56,3	100	0,59	0,99	55,41	0	69
Pau Ferro I	NE	DIESEL	94,1	100	0	0	94,10	0	1063,47
PERNAMBUCO 3	NE	OLEO	200,8	100	1	2	194,82	0	535,27
PETROLINA	NE	OLEO	136,2	100	2,5	5,5	125,49	0	851,02
PIE C ROCHA	N/MAN	GAS	85,4	100	1	20,72	67,03	67	0
PIE JARAQUI	N/MAN	GAS	75,5	86,9	4	0	62,99	62,98	0
PIE MANAUARA	N/MAN	GAS	66,8	100	2,5	0,39	64,88	64,87	0
PIE P NEGRA	N/MAN	GAS	66	100	2,5	0,53	64,01	64	0
PIE TAMBAQUI	N/MAN	GAS	93	70,6	4	0	63,03	63	0
PORTO ITAQUI	N/MAN	CARVAO	360,1	100	1,5	3,5	342,28	0	121,18
Potiguar	NE	DIESEL	53,1	100	2	2	51,00	0	959,25
Potiguar III	NE	DIESEL	66,4	82,5	0	0	54,78	0	959,24
RIO GRANDE	S	GAS	1238	100	2	2	1188,98	0	239,05
ST.CRUZ NOVA	SE/CO/AC/RO	GAS	500	100	2,2	6,3	458,19	0	143,84
SUAPE II	NE	OLEO	381,3	100	1	2	369,94	0	634,26
SUZANO MA	N/MAN	BIOMASSA	254,8	100	0	0	254,80	254,79	0
T LAGOAS_L1	SE/CO/AC/RO	GAS	134,3	100	1,2	2,88	128,87	0	154,06
T LAGOAS_L13	SE/CO/AC/RO	GAS	215,8	100	1,2	2,88	207,07	0	299,99
T.NORTE 2	SE/CO/AC/RO	OLEO	340	100	2,33	3,39	320,82	0	678,04
TERMOBAHIA	NE	GAS	185,9	85,5	1,5	4,22	149,95	0	279,04
TERMOCABO	NE	OLEO	49,7	98	2	2	46,78	0	615,16
TERMOCEARA	NE	GAS	223	100	1,2	0,6	219,00	0	247,42
Termomanaus	NE	DIESEL	143	100	0	0	143,00	0	1063,47
TERMONORDEST	NE	OLEO	170,9	95	3	1	155,91	0	618,16
TERMOPARAIBA	NE	OLEO	170,9	95	3	1	155,91	0	618,16
TERMOPE	NE	GAS	532,8	100	7,04	5,51	468,00	348,8	70,16

Usina	Subsistema	Combustível	Potência Efetiva (MW)	Fcmax (%)	TEIF (%)	IP (%)	Disponibilidade máxima (Mwmed)	Inflexibilidade (Mwmed)	CVU (R\$/MWh)
TERMORIO_L1	SE/CO/AC/RO	GAS	770,3	100	1	2,7	742,01	74,73	180,37
TERMORIO_L13	SE/CO/AC/RO	GAS	265,7	100	1	2,7	255,94	25,77	300
UTE SOL	SE/CO/AC/RO	GAS PROCES	196,5	76,3	6,22	14,02	120,89	120,89	0
VALE DO ACU	NE	GAS	367,9	84,3	3	5,2	285,19	0	314,63
VIANA	SE/CO/AC/RO	OLEO	174,6	100	1,3	2,7	167,68	0	622,76
W.ARJONA G	SE/CO/AC/RO	GAS	206,4	100	3,62	1,56	195,8250382	0	197,85
XAVANTE	SE/CO/AC/RO	DIESEL	53,7	100	3,5	8	47,67	0	1167,47