

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.033, DE 26 DE JULHO DE 2022

Consolida os atos regulatórios relativos ao Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA; ao padrão de qualidade do serviço de geração de energia elétrica; à participação de empreendimento hidrelétrico não despachado centralizadamente no Mecanismo de Realocação de Energia – MRE; e à apuração de indisponibilidade de unidade geradora ou de empreendimento de importação de energia elétrica conectados ao Sistema Interligado Nacional – SIN e critérios de apuração e de verificação de lastro.

Voto

A DIRETORA-GERAL SUBSTITUTA DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA –ANEEL, conforme a Portaria nº 139, de 18 de maio de 2022 no uso de suas de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o que consta na Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995; na Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996; na Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997; na Lei nº 9.648, de 28 de maio de 1998; na Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002; na Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004; na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013; na Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015; no Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997; no Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998; no Decreto nº 3.653, de 7 de novembro de 2000; no Decreto nº 5.025, de 30 de março de 2004; no Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004; no Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004; e o que consta dos Processos nº 48500.000052/2004-32, 48500.001513/2004-49, 48500.001108/2007-73, 48500.006812/2009-09, 48500.002907/2010-89, 48500.005102/2012-59, 48500.005003/2020-87 e 48500.003434/2022-71 resolve:

Art. 1º Consolidar, nos termos desta Resolução, os atos regulatórios relativos:

I – ao Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA;

II – ao padrão de qualidade do serviço de geração de energia elétrica prestado por concessionárias de usinas hidrelétricas alcançadas pela Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013;

III – aos critérios e procedimentos para participação de empreendimento hidrelétrico não despachado centralizadamente no Mecanismo de Realocação de Energia – MRE; e

IV – à apuração de indisponibilidade de unidade geradora ou de empreendimento de importação de energia elétrica conectados ao Sistema Interligado Nacional – SIN e critérios de apuração e de verificação de lastro.

Art. 2º Para os fins e aplicação do disposto nesta Resolução consideram-se as seguintes definições:

I – Agente responsável é todo aquele detentor de registro, autorização ou concessão para produzir e/ou comercializar energia elétrica ou ainda o representante de um ou mais produtores de energia gerada a partir de empreendimentos hidrelétricos não despachados centralizadamente no âmbito do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA;

II – energia gerada: soma da produção de energia elétrica referente a cada uma das unidades geradoras da CGEE referida ao ponto de conexão com a rede de distribuição ou rede básica;

III – ponto de conexão: ponto físico a partir do qual é considerado, para fins do respectivo contrato referente ao PROINFA, que a energia elétrica produzida na CGEE foi entregue ao Sistema Interligado Nacional – SIN.

TÍTULO I

DO PROGRAMA DE INCENTIVO ÀS FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA ELÉTRICA - PROINFA

DA ENERGIA DE REFERÊNCIA PARA BASE DE CONTRATAÇÃO DO PROINFA

Art. 3º Os procedimentos para o cálculo do montante correspondente à energia de referência de Central Geradora de Energia Elétrica - CGEE, correspondente ao montante passível de ser produzido pela central e que servirá de base para a contratação com a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS no âmbito do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA são definidos neste Capítulo.

Art. 4º No caso de Pequena Central Hidrelétrica - PCH, independentemente da opção de participação no MRE, a energia de referência é igual a energia assegurada estabelecida conforme a regulamentação em vigor na data da solicitação ou da respectiva revisão.

Parágrafo único. Fica o agente responsável autorizado a utilizar a energia assegurada como base do cálculo da energia a ser contratada pela ELETROBRÁS no âmbito do PROINFA, independentemente da opção de participação no MRE.

Art. 5º A solicitação de cálculo da energia de referência para uma CGEE deverá ser formalizada pelo agente responsável e acompanhada, conforme cada caso, das seguintes informações:

I – no caso de Usina Termelétrica - UTE a biomassa:

a) o valor da potência instalada, em MW;

b) o tipo de combustível utilizado;

c) o valor esperado, para cada mês, do poder calorífico inferior - PCI do combustível utilizado em [kJ/kg] ou [kJ/Nm³], conforme o caso;

d) o valor esperado, para cada mês, do consumo do combustível (vazão mássica) destinado à central geradora ou cogeneradora, conforme for o caso, em [kg/dia] ou [Nm³/dia], que devem levar em consideração as indisponibilidades forçadas e programadas;

e) o valor esperado, para cada mês, do rendimento elétrico global obtido da razão entre a energia elétrica gerada e a energia térmica do combustível, sendo esta calculada com base no PCI e no consumo de combustível;

II – no caso de Central Geradora Eólicoelétrica - EOL:

a) os dados apresentados no Anexo 7 do Guia de Habilitação Eólica, inclusive os valores esperados para a produção anual, em MWh/ano, e mensal, em MWh/mês, da energia elétrica, obtidos com base no disposto no Anexo I da Portaria MME nº [45](#), de 30 de março de 2004;

b) o valor esperado da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada - TEIF e da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Programada - TEIP.

III - No caso de PCH, deverá ser solicitado o cálculo do montante de energia assegurada conforme a regulamentação em vigor no ato da solicitação.

Parágrafo único. Especificamente no que concerne a UTE, cuja participação no PROINFA seja resultante de ampliação, conforme o disposto nos incisos III e IV do art. 9º do Decreto 5.025, de 2004, deverão ser apresentados os parâmetros relacionados no inciso I deste artigo referidos à situação da central antes e após a referida ampliação.

Art. 6º O montante de energia de referência de cada CGEE, a ser estabelecido pela ANEEL, será calculado, conforme cada caso, por intermédio das seguintes equações:

I – no caso de UTE a biomassa:

$$ER = \frac{\bar{E}}{1000} \times \left(8760 \frac{h}{ano} \right) (\text{MWh/ano})$$

$$\bar{E} = \frac{\sum_{i=1}^{12} E_i}{12} (\text{kWmedio});$$

$$E_i = PCI_i \times Q_i \times \eta_{eg_i} \times \left(\frac{1}{86.400} \frac{dia}{s} \right) (\text{kWmedio});$$

ER (MWh/ano) – energia de referência da UTE;

\bar{E} (kWmedio) – valor esperado da produção;

E_i (kWmedio) - capacidade de produção da UTE no mês i considerando-se o valor da vazão mássica Q_i , do Poder Calorífico Inferior - PCI e do rendimento elétrico-global ηeg_i do mês correspondente;

i – índice referente ao mês, de janeiro a dezembro;

PCI_i (kJ/kg ou kJ/Nm³) - valor esperado para o mês i do poder calorífico inferior do combustível utilizado;

Q_i (kg/dia ou Nm³/dia) - valor esperado da média mensal do consumo diário do combustível (vazão mássica), destinado à produção de energia elétrica e a outros fins, quando for o caso, já levando em consideração as indisponibilidades forçada e programada;

ηeg_i (adimensional) - valor médio esperado do rendimento elétrico global, obtido da razão entre energia elétrica gerada e energia térmica do combustível, sendo esta calculada com base no PCI e no consumo do combustível;

II– no caso de EOL:

$$ER = \bar{E} \times (1 - TEIF) \times (1 - TEIP) (\text{MWh/ano})$$

Sendo:

ER (MWh/ano) – energia de referência da EOL;

\bar{E} (MWh/ano) – valor esperado da produção anual, considerando 100% de disponibilidade, obtido segundo o disposto no Anexo 7 do Guia de Habilitação Eolielétrica, constante do Anexo 1 da Portaria MME nº [45](#), de 2004;

TEIF (adimensional) - taxa equivalente de indisponibilidade forçada; e

TEIP (adimensional) - taxa equivalente de indisponibilidade programada;

§ 1º Especificamente no que concerne a UTE, cuja participação no PROINFA seja resultante de ampliação, conforme o disposto nos incisos III e IV do art. 9º do Decreto 5.025, de 2004, serão calculados os montantes de energia de referência correspondentes à situação da central antes e após a referida ampliação.

§ 2º No caso específico da UTE referida no parágrafo anterior, o montante de energia contratada com a ELETROBRÁS deverá estar limitado à capacidade de produção associada à potência instalada adicional da planta.

Art. 7º O montante de energia de referência de uma CGEE será avaliado a cada 12 meses a partir da data de início da operação, devendo ser revisado sempre que a média da energia gerada for inferior a 70% do valor vigente da energia de referência.

§ 1º A revisão do montante de energia de referência de uma CGEE, com exceção de PCH participante do MRE, será calculada da seguinte forma:

$$ER_{rev} = \frac{\sum_{i=1}^n (Eger_i)}{NH} \times \left(8760 \frac{h}{ano} \right)$$

onde:

ER_{rev} (MWh/ano) – montante revisado de energia de referência;

$Eger_i$ (MWh) – quantidade mensal de energia gerada referente ao mês i , contemplando o período compreendido entre o primeiro mês de oferta de energia para o PROINFA e o décimo segundo mês correspondente ao último ano de faturamento;

n – quantidade de meses de geração de energia elétrica (múltiplo de 12).

NH (h) – quantidade de horas correspondente ao período contemplado pelos n meses da energia gerada.

§ 2º No caso de PCH participante do MRE, a energia assegurada será revista conforme a regulamentação em vigor.

§ 3º A CCEE deverá enviar anualmente à ANEEL, após a contabilização do mês de dezembro, documento contendo planilha com o montante de energia gerado por cada CGEE, referente ao ano civil anterior.

§ 4º Caso o valor vigente da energia de referência não tenha sido estabelecido com base na energia gerada, deverão ser descontados do mesmo os valores de consumo interno e de perda elétrica até o ponto de conexão, referentes à energia contratada no âmbito do PROINFA.

Art. 8º Excetuando-se o caso de PCH participante do MRE, a energia de referência de uma CGEE será revista, nos termos do disposto nos §§ 1º e 4º do art. 7º, se a média da energia gerada nos primeiros 24 meses de operação for inferior a 85% da energia de referência vigente.

Art. 9º A CGEE participante do PROINFA, independentemente da fonte utilizada, e mesmo aquela que contratar somente parte de sua produção, deverá possuir sistema de medição para faturamento que contemple, no mínimo, medição no(s) ponto(s) de conexão com a rede básica, ou rede de distribuição, observando-se o correspondente Procedimento de Rede e as outras normas aplicáveis ao caso.

Parágrafo único. No caso de CGEE que disponibilizar apenas uma parte da energia gerada ao PROINFA, mesmo que não seja despachada centralizadamente, o sistema de medição para faturamento deverá contemplar, obrigatoriamente, além da medição no(s) ponto(s) de conexão com a rede básica, ou rede de distribuição, a medição em cada unidade geradora destinada ao PROINFA, no lado de baixa tensão do transformador.

Art. 10. Para cada EOL e PCH integrante do PROINFA devem ser arquivados os dados referentes à disponibilidade do recurso energético, para fins de fiscalização da ANEEL e ELETROBRÁS, conforme a seguir especificado:

I - no caso de EOL, o agente responsável deve manter ao longo de todo o período do contrato, os dados horários de velocidade e direção de vento, devidamente consistidos, não sendo admitidas ausências de dados superiores a:

a) 360 (trezentos e sessenta) horas no total e 72 (setenta e duas) horas consecutivas, para cada ciclo de 12 (doze) meses; e

b) 2.160 (dois mil cento e sessenta) horas, considerando todo o período de contrato.

II- no caso de PCH, o agente responsável deve manter os dados de vazão, conforme o disposto na Resolução Conjunta nº 3, de 10 de agosto de 2003;

III- no caso de UTE, o agente responsável deve manter dados mensais referentes ao consumo, em [kg/dia] ou [Nm³/dia], e ao PCI, em [kJ/kg] ou [kJ/Nm³], do combustível utilizado.

Art. 11. O agente responsável responde pela veracidade das informações referidas nos arts. 5º e 9º, inclusive por eventuais danos causados a terceiros, sem prejuízo das penalidades aplicáveis pela ANEEL.

Parágrafo único. Caso seja constatado erro ou inconsistência na documentação a que se referem os arts. 5º e 9º, ou mesmo modificação na CGEE que implique em alteração da capacidade de produção de energia elétrica, o montante de energia de referência estabelecido poderá ser modificado.

Art. 12. Especificamente no caso de EOL, para fins da adequação do preço da energia elétrica a cada Plano Anual do PROINFA, de que trata o inciso II, art. 12, do Decreto nº 5.025, de 2004, o fator de capacidade será obtido da razão entre a energia medida no ponto de conexão com a rede de distribuição ou Rede Básica, conforme o caso, em [MWh], e a potência instalada da central, em [MW], previamente multiplicada pelo fator 8.760 horas.

Art. 13. A energia a ser contratada pela ELETROBRÁS, no âmbito do PROINFA, deverá ser determinada com base na energia de referência de que trata esta resolução, subtraindo-a do consumo próprio e das perdas elétricas, conforme o disposto no art. 11 do Decreto nº 5.025, de 2004.

TÍTULO II

DO PADRÃO DE QUALIDADE DAS USINAS HIDRELÉTRICAS ALCANÇADAS PELA LEI Nº 12.783, DE 2013

Art. 14. Este título estabelece as disposições relativas ao padrão de qualidade do serviço de geração de energia elétrica, prestado por concessionárias de usinas hidrelétricas alcançadas pelo Art. 1º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, ou licitadas, que tiveram garantia física de energia alocada em regime de cotas destinadas às Distribuidoras do Sistema Interligado Nacional – SIN.

CAPÍTULO I

DAS USINAS HIDRELÉTRICAS DESPACHADAS CENTRALIZADAMENTE PELO OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS

Art. 15. O padrão da qualidade do serviço de geração de energia elétrica das usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente pelo ONS alcançadas por esse capítulo, será aferido com base no índice de indisponibilidade total verificada – $Indisp_{verificada}$, obtida da seguinte forma:

$$Indisp_{verificada} = 1 - (1 - TEIFa) \times (1 - TEIP)$$

onde:

$TEIFa$ – Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada Apurada; e

$TEIP$ – Taxa Equivalente de Indisponibilidade Programada.

§ 1º A concessionária deverá manter ou melhorar o índice de indisponibilidade total considerado no contrato de concessão – $Indisp_{referência}$, conforme inequação a seguir:

$$Indisp_{verificada} \leq Indisp_{referência}$$

onde:

$$Indisp_{referência} = 1 - (1 - TEIF) \times (1 - IP)$$

$TEIF$ – Taxa equivalente de indisponibilidade forçada considerada no contrato de concessão; e

IP – Indisponibilidade Programada considerada no contrato de concessão.

§ 2º As taxas de indisponibilidade, exclusivamente para fins desta Resolução, serão apuradas pelo ONS a partir do primeiro dia do mês subsequente ao da assinatura do termo aditivo ao contrato de concessão, ou novo contrato de concessão, para os casos em que as concessões não foram prorrogadas.

§ 3º Para verificação do atendimento ao padrão de qualidade previsto neste artigo, serão considerados 60 (sessenta) valores mensais da $TEIFa$ e da $TEIP$ de cada usina, apurados nos termos do art.

34 desta Resolução, até o dia 31 de dezembro do ano anterior ao do reajuste ou da revisão da receita da usina.

§ 4º Caso não se disponha dos valores mensais apurados que totalizem 60 (sessenta) meses, os valores faltantes deverão ser complementados utilizando-se os valores de referência considerados no cálculo da respectiva garantia física de energia da usina.

§ 5º Caso haja revisão do valor da garantia física de energia, passam a servir como referência as taxas de indisponibilidades adotadas na respectiva revisão.

§ 6º O ONS deverá desconsiderar das taxas apuradas os períodos de indisponibilidade em razão dos motivos previstos no inciso III do § 1º do art. 34 desta Resolução, desde que justificados adequadamente pelo agente de geração.

§ 7º O histórico de indisponibilidades desconsideradas pelo ONS, bem como o período total de indisponibilidade passível de desconsideração, serão iniciados a partir do primeiro dia do mês subsequente ao da assinatura do termo aditivo ao contrato de concessão, ou novo contrato de concessão, para os casos em que as concessões não foram prorrogadas.

Art. 16. A cada reajuste anual e revisão de receita, deverá ser considerado na Receita Anual de Geração – RAG o atendimento ao padrão de qualidade com o acréscimo da parcela de ajuste pela indisponibilidade apurada ou desempenho apurado – Aji, a qual será calculada da seguinte forma:

$$Aji = GAG * (Indisp_{referência} - Indisp_{verificada})$$

onde:

GAG: Custo da Gestão de Ativos de Geração.

§ 1º A variação a menor do Aji estará limitada a 10% (dez por cento) do valor de GAG vigente para o reajuste ou revisão da receita no quarto e quinto ano de vigência do termo aditivo ao contrato de concessão, ou novo contrato de concessão para os casos em que as concessões não foram prorrogadas.

§ 2º A partir do 6º ano de vigência do termo aditivo ao contrato de concessão, ou novo contrato de concessão para os casos em que as concessões não foram prorrogadas, não haverá limite para variação do Aji.

Art. 17. O ONS deverá encaminhar à ANEEL, até 30 de abril de cada ano, os valores de $Indisp_{verificada}$ das usinas de que trata o art. 15.

CAPÍTULO II

USINAS HIDRELÉTRICAS NÃO DESPACHADAS CENTRALIZADAMENTE PELO ONS

Art. 18. O padrão da qualidade do serviço de geração de energia elétrica das usinas hidrelétricas não despachadas centralizadamente pelo ONS alcançadas por esta Resolução, será aferido com base no índice de desempenho relativo à geração de energia, obtido da seguinte forma:

$$Ind_{Desemp} = \frac{GM}{\max\{GF; 0,40 \times PI\}} \times 100\%$$

Onde:

Ind_{Desemp} : Índice de Desempenho (%);

GM : geração média de energia elétrica;

GF : garantia física do empreendimento; e

PI : potência instalada.

§ 1º A Concessionária deverá manter ou melhorar o índice de desempenho, conforme as faixas de atendimento ao padrão de qualidade definido abaixo, onde m corresponde à quantidade de meses, múltipla de 12, contados a partir do 13º mês de operação comercial da primeira unidade geradora da usina, até o último mês do período de análise, considerados somente os meses com registros de energia medida na CCEE:

m	Lim_{Inf}
$24 \leq m < 36$	$\geq 10\%$
$36 \leq m < 48$	$\geq 55\%$
$48 \leq m < 60$	$\geq 60\%$
$60 \leq m < 72$	$\geq 65\%$
$72 \leq m < 84$	$\geq 70\%$
$84 \leq m < 96$	$\geq 75\%$
$96 \leq m < 120$	$\geq 80\%$
$m \geq 120$	$\geq 85\%$

onde:

Lim_{inf} : Limite inferior da faixa de atendimento ao padrão de qualidade

§ 2º Para verificação do atendimento ao padrão de qualidade previsto neste artigo, será considerada a geração média calculada na forma do art. 32 dessa resolução, restringindo-se aos 60 (sessenta) meses anteriores a janeiro do ano do reajuste ou da revisão da receita da usina.

§ 3º Caso não se disponha dos valores mensais apurados que totalizem 60 (sessenta) meses, os valores faltantes deverão ser complementados utilizando-se o valor vigente da garantia física de energia da usina.

§ 4º O índice de desempenho, exclusivamente para fins deste Capítulo, será calculado pela ANEEL, considerando-se os valores de energia gerada a partir do primeiro dia do mês subsequente ao da assinatura do termo aditivo ao contrato de concessão, ou novo contrato de concessão, para os casos em que as concessões não foram prorrogadas, até o dia 31 de dezembro do ano anterior ao do reajuste ou da revisão da receita da usina.

§ 5º Deverão ser desconsiderados, pela ANEEL, os meses impactados por obras de modernização ou de reforma do empreendimento que tragam ganhos operativos ao sistema elétrico, no período acumulado de até 12 meses no período de 30 anos de operação comercial, para cada unidade geradora, observado que, no caso de futuras obras, a Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração – SFG deverá ser previamente informada.

§ 6º Caso haja revisão do valor da garantia física de energia, o novo valor passa a servir como referência para análise do desempenho de que trata este artigo.

Art. 19. A cada reajuste anual e revisão de receita, deverá ser considerado na Receita Anual de Geração – RAG o atendimento ao padrão de qualidade com o acréscimo da parcela de ajuste AjI, a qual será calculada da seguinte forma:

I – Para $Ind_{Desemp} < Lim_{Inf}$:

$$AjI = GAG * (Ind_{Desemp} - Lim_{Inf}).$$

II – Para $Lim_{Inf} \leq Ind_{Desemp} \leq 100\%$:

$$AjI = 0.$$

III – Para $Ind_{Desemp} > 100\%$:

$$AjI = GAG * (Ind_{Desemp} - 100\%).$$

Parágrafo único. A variação do AjI estará limitada a 10% (dez por cento) do valor de GAG vigente, para mais ou para menos, em cada reajuste ou revisão da receita.

Art. 20. A CCEE deverá encaminhar à ANEEL, até 31 de março de cada ano, os valores de medição de energia e garantia física vigente das usinas de que trata o art. 20.

CAPÍTULO III

DISPOSIÇÕES GERAIS DO PADRÃO DE QUALIDADE DO SERVIÇO DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Art. 21. Sem prejuízo das fiscalizações periódicas, os empreendimentos com desempenho inadequado poderão ser fiscalizados pela ANEEL para avaliação da prestação do serviço, sendo sujeita

ainda às penalidades definidas nos termos da Resolução Normativa nº 846, de 11 de junho de 2019, entre outras previstas na legislação e no contrato de concessão.

Parágrafo único. Caso haja suspensão da situação operacional nos termos do Resolução Normativa ANEEL nº [583](#), de 22 de outubro de 2013, ou regulamentação superveniente, o pagamento da parcela do custo da gestão dos ativos de geração referente à operação e manutenção será suspenso, durante esse período, na proporção da potência instalada afetada pela suspensão.

Art. 22. O Ajl será considerado igual a zero até 31 de dezembro do terceiro ano de vigência do contrato.

Art. 23. Nas revisões periódicas de receita, a ANEEL poderá estabelecer novos critérios, indicadores, fórmulas e parâmetros do padrão de qualidade do serviço, mediante consulta pública.

Art. 24. O Mecanismo de Redução da Energia Assegurada – MRA de que trata o art. 50 desta Resolução, ou regulamentação superveniente, será suportado pelas concessionárias de distribuição cotistas, com direito de repasse à tarifa do consumidor final.

Art. 25. Caso a usina hidrelétrica não participe do MRE, nos termos do Título III desta Resolução, a exposição ao mercado de curto prazo será suportada pelas concessionárias de distribuição cotistas, com direito de repasse à tarifa do consumidor final.

Art. 26. Este Título não se aplica às prorrogações de concessão de autoprodução com potência instalada inferior a 50 MW.

TÍTULO III

DOS CRITÉRIOS E PROCEDIMENTOS PARA PARTICIPAÇÃO DE EMPREENDIMENTO HIDRELÉTRICO NÃO DESPACHADO CENTRALIZADO NO MRE

Art. 27. Este Título estabelece critérios e procedimentos para participação de empreendimento hidrelétrico não despachado centralizadamente no Mecanismo de Realocação de Energia – MRE.

Art. 28. A adesão ao MRE de empreendimento hidrelétrico não despachado centralizadamente é opcional.

Parágrafo único. Para o exercício do direito de que trata o caput, o respectivo agente responsável deverá adotar as seguintes providências:

I– Formalizar o requerimento de adesão ao MRE, junto à CCEE, encaminhando as seguintes informações:

a) a capacidade instalada do empreendimento, em MW (megawatt), e respectivo registro, resolução autorizativa ou contrato de concessão, conforme o caso;

b) a data de início da operação comercial e respectivo despacho de liberação para início de operação comercial, conforme o caso;

c) o valor da garantia física vigente e o ato administrativo que o fixou;

II– Instalar o Sistema de Medição e Faturamento – SMF indicado, bem como atender às demais exigências previstas na regulação vigente.

Art. 29. Para empreendimento hidrelétrico não despachado centralizadamente sua opção de adesão ou de desligamento do MRE poderá ocorrer a qualquer tempo e deverá ser mantida por um período mínimo de 12 meses consecutivos.

Art. 30. Para fins de acompanhamento da produção de energia elétrica, o agente de geração deverá manter os registros dos seguintes dados relativos ao período de participação no MRE:

I– o(s) período(s) de indisponibilidade para cada unidade geradora da usina, com os respectivos fatos motivadores;

II– os registros da afluência média diária do local do empreendimento, em m³/s; e

III– o consumo mensal de energia referente ao sistema auxiliar da usina (MWmed).

Art. 31. A CCEE deverá manter em seu sítio da internet e atualizar, mensalmente, os dados registrados de geração média mensal de todos os empreendimentos participantes do MRE, bem como os respectivos valores de garantia física vigentes.

Art. 32. Para os empreendimentos alcançados por esta Resolução, a ANEEL calculará em agosto de cada ano a respectiva geração média de energia elétrica da seguinte forma:

$$GM = \frac{12}{8760} * \sum_{i=1}^m \frac{Eger_i}{m} \text{ (MWmed)}$$

Sendo:

GM: geração média de energia elétrica calculada;

Eger_i: montante de energia gerada no mês i referido ao ponto de conexão (MWh) e registrado na CCEE;

i: mês correspondente ao registro do montante de energia gerada; e m: quantidade de meses até o último mês do período de análise, múltiplo de 12, com registros na CCEE de montantes mensais de energia gerada.

§ 1º Para fins da aplicação da equação de que trata o caput deste artigo, somente serão contabilizados os meses de registros posteriores ao décimo segundo mês de operação comercial, contado do início de operação da primeira unidade geradora.

§ 2º A critério da ANEEL, poderão ser desconsiderados os meses impactados por obras de modernização ou de reforma do empreendimento que tragam ganhos operativos ao sistema elétrico, no período acumulado de até 12 meses no período de 30 anos de operação comercial, para cada unidade geradora, observado que, no caso de futuras obras, a SFG deverá ser previamente informada.

Art. 33. Caso a geração média de energia elétrica do empreendimento, calculada segundo o que dispõe o artigo anterior, não atenda os limites a seguir definidos, a ANEEL notificará ao agente responsável sobre a possibilidade de exclusão do MRE no cálculo subsequente.

<i>Número de meses registrados na CCEE posteriores ao décimo segundo mês de operação comercial (m)</i>	<i>(GM/GF)*100</i>
$24 \leq m < 36$	$\geq 10\%$
$36 \leq m < 48$	$\geq 55\%$
$48 \leq m < 60$	$\geq 60\%$
$60 \leq m < 72$	$\geq 65\%$
$72 \leq m < 84$	$\geq 70\%$
$84 \leq m < 96$	$\geq 75\%$
$96 \leq m < 120$	$\geq 80\%$
$m \geq 120$	$\geq 85\%$

Sendo:

m : definido no art. 32 desta resolução;

GM: geração média de energia elétrica, obtida do art. 32 desta Resolução; e

GF: garantia física do empreendimento vigente à época do cálculo.

TÍTULO IV

DA APURAÇÃO DE INDISPONIBILIDADE DE UNIDADE GERADORA OU EMPREENDIMENTO DE IMPORTAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA CONECTADOS AO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL – SIN E CRITÉRIOS DE APURAÇÃO E VERIFICAÇÃO DE LASTRO

CAPÍTULO I

DO CÁLCULO E DA APLICAÇÃO DAS INDISPONIBILIDADES DE USINAS HIDRELÉTRICAS, TERMELÉTRICAS COM CUSTO VARIÁVEL UNITÁRIO DECLARADO DIFERENTE DE ZERO E EMPREENDIMENTOS DE IMPORTAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DESPACHADOS CENTRALIZADAMENTE

Seção I

Do Cálculo das Taxas Equivalentes de Indisponibilidade Programada e Forçada Apurada

Art. 34. O ONS deverá apurar mensalmente as indisponibilidades das usinas hidrelétricas, termelétricas com Custo Variável Unitário – CVU declarado diferente de zero e dos empreendimentos de importação de energia elétrica despachados centralizadamente.

§ 1º As indisponibilidades de que trata o caput serão apuradas por meio do cálculo da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Programada – TEIP e da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada Apurada – TEIFa, calculadas considerando 60 (sessenta) valores mensais apurados, relativos aos meses imediatamente anteriores ao mês vigente, conforme procedimentos a seguir:

I – para cada empreendimento de importação ou usina despachada centralizadamente com n unidades geradoras em operação comercial, deverão ser calculadas a TEIP e a TEIFa, mediante aplicação das seguintes fórmulas:

$$TEIP = \frac{\sum_{j=1}^{60} \sum_{i=1}^n P_i \times (HDP + HEDP)_{ij}}{\sum_{j=1}^{60} \sum_{i=1}^n P_i \times (HP)_{ij}}$$

$$TEIFa = \frac{\sum_{j=1}^{60} \sum_{i=1}^n P_i \times (HDF + HEDF)_{ij}}{\sum_{j=1}^{60} \sum_{i=1}^n P_i \times (HDF + HEDF + HS + HDCE + HRD)_{ij}}$$

Onde:

i = índice da unidade geradora em operação comercial;

n = número de unidades geradoras em operação comercial;

j = índice do mês apurado;

P = potência instalada da unidade geradora;

HDP = número de horas de desligamento programado da unidade i no mês j ;

$HEDP$ = número de horas equivalentes de desligamento programado da unidade i no mês j (a unidade opera com potência nominal limitada, associada a uma condição programada);

HP = número de horas do período de apuração considerado no mês j para a unidade i ;

HDF = número de horas de desligamento forçado da unidade i no mês j ;

HEDF = número de horas equivalentes de desligamento forçado da unidade *i* no mês *j* (a unidade opera com potência nominal limitada, associada a uma condição forçada);

HS = número de horas em serviço da unidade *i* no mês *j* (número de horas equivalentes em serviço somado ao número de horas em que a unidade opera sincronizada ao sistema, sem restrição de potência);

HRD = número de horas de reserva desligada da unidade *i* no mês *j* (a unidade não está em serviço por interesse sistêmico, apesar de disponível para operação); e

HDCE = número de horas desligada por condições externas da unidade *i* no mês *j* (a unidade não está em serviço por condições externas às suas instalações);

II – para efetuar os cálculos de que trata o inciso anterior, caso não se disponha dos valores apurados mensais que totalizem 60 (sessenta) meses, os valores faltantes deverão ser complementados utilizando-se os valores de referência, considerados no cálculo da respectiva garantia física do empreendimento convertidos em número de horas de indisponibilidade; e

III – na apuração da TEIP e da TEIFa, o ONS poderá desconsiderar a indisponibilidade decorrente dos motivos apresentados na forma do Anexo I, desde que justificados adequadamente pelo agente de geração em até 90 (noventa) dias do início da ocorrência da indisponibilidade.

§ 2º No caso de unidades geradoras agrupadas, que possuam o mesmo Sistema de Medição para Faturamento - SMF, os eventos de mudança de estados operativos, condição operativa e disponibilidade devem ser registrados por unidade geradora equivalente.

§ 3º O ONS deverá publicar em sua página eletrônica na internet os valores de TEIP e TEIFa calculados conforme § 1º deste artigo.

Subseção I

Da Declaração de Inflexibilidade de Geração de Usinas Termelétricas com CVU Declarado Diferente de Zero Despachadas Centralizadamente

Art. 35. O agente de geração deverá submeter ao ONS, até 30 de novembro de cada ano, a declaração dos valores de inflexibilidade de geração da respectiva usina termelétrica com CVU declarado diferente de zero despachada centralizadamente, para os 5 (cinco) anos subsequentes, discretizados em base mensal e observando que:

I – caso a usina disponha de garantia física estabelecida pelo Ministério de Minas e Energia – MME, e o montante de inflexibilidade considerado no cálculo seja diferente de zero, a média dos valores de que trata o caput deverá ser igual ao valor utilizado no cálculo da referida garantia física; e

II – os valores mensais de inflexibilidade poderão ser declarados de maneira a atender aos requisitos de sazonalidade de operação da usina.

Art. 36. O ONS deverá avaliar a declaração dos valores de inflexibilidade, considerando a otimização eletroenergética do SIN e, observado o disposto no art. 35, poderá sugerir ajuste nos referidos valores, o qual, caso não acatado pelo agente de geração, deverá ser por este devidamente justificado.

§ 1º Os valores de inflexibilidade, resultantes do procedimento de que trata o caput, passarão a ser considerados na elaboração do Planejamento Anual da Operação Energética e do Programa Mensal da Operação Energética – PMO, bem como das respectivas revisões, no decorrer do ano seguinte, sendo que o primeiro ano do horizonte será considerado para determinação do valor de referência para fins de apuração.

§ 2º Eventual redeclaração nos valores de inflexibilidade assim considerados deverá ser adequadamente justificada ao ONS, respeitada a média dos valores da declaração a que se refere o caput do art. 35, ficando mantido, para fins de apuração, o valor de referência de que trata o §1º deste artigo.

Art. 37. O ONS deverá, ao final de cada ano, apurar a média dos valores de inflexibilidade verificados nos últimos 5 (cinco) anos e, caso o valor obtido seja inferior à média dos valores declarados nos últimos 5 (cinco) anos, em observância ao art. 36, ou ao valor utilizado no cálculo da garantia física, o que for maior, a diferença deverá ser considerada, nos doze meses do ano seguinte, como indisponibilidade da respectiva usina.

§ 1º Para apuração de que trata o caput, serão considerados:

I – a média semanal dos valores verificados, limitada aos valores declarados previamente na revisão semanal do PMO; e

II – a média anual dos valores apurados conforme o inciso I, limitada a 110% (cento e dez por cento) do valor de referência de que trata o § 1º do art. 36.

§ 2º Para fins de apuração da média dos valores verificados a que se refere o caput, o ONS poderá desconsiderar a redução de inflexibilidade, motivada por necessidade sistêmica ou por indisponibilidade da usina, que torne inexecutável a manutenção da média anual dos valores originalmente previstos na programação anual.

§ 3º O ONS deverá publicar em sua página eletrônica na internet o(s) relatório(s) de acompanhamento das inflexibilidades declaradas, verificadas e apuradas nos termos do caput, juntamente com a avaliação das motivações relacionadas às redeclarações de inflexibilidade.

Art. 38. Caso ocorra contingência no sistema elétrico, que não afete as condições operacionais de determinada usina termelétrica situada na região abrangida, o ONS deverá considerar como indisponibilidade, para fins da elaboração da programação diária, a eventual e posterior declaração de redução no valor de inflexibilidade.

Parágrafo único. O ONS deverá enviar cópia da declaração e justificativa do agente, para o caso mencionado no caput, à SFG, da ANEEL.

Art. 39. Excepcionalmente ao final do ano de 2021, o ONS deverá calcular a média dos valores de inflexibilidade verificados nos últimos 5 (cinco) anos e, caso o valor obtido seja inferior à média dos valores declarados nos últimos 5 (cinco) anos, em observância ao art. 35, a diferença deverá ser considerada, nos doze meses do ano seguinte, como indisponibilidade da respectiva usina.

Subseção II

Da Geração Fora da Ordem de Mérito de Custo para Compensar Indisponibilidades por Falta de Combustível

Art. 40. Os agentes de geração poderão compensar eventuais indisponibilidades de combustível por meio de usinas termelétricas, fora da ordem de mérito de custo, ou por meio de saldo de geração termelétrica fora da ordem de mérito de custo, acumulado até 29/10/2021.

Art. 41. A faculdade de que trata o art. 40 somente poderá ser exercida quando a geração termelétrica da usina despachada fora da ordem de mérito de custo exceder a inflexibilidade declarada, de acordo com a Subseção I da Seção I do Capítulo I do Título IV.

§ 1º Na hipótese de utilização do saldo da conta ou na ocorrência de vertimentos, o ONS deverá abater do saldo da conta do agente de geração o valor correspondente em MWh.

§ 2º Em caso de vertimentos, os créditos de energia associados à geração fora de ordem de mérito serão debitados em ordem cronológica inversa aos respectivos armazenamentos.

Art. 42. O agente poderá compensar indisponibilidade de combustível quando a usina termelétrica for despachada pelo ONS, por meio de:

I – utilização do saldo disponível em sua conta junto ao ONS, pelo período de até 4 (quatro) anos a contar de 29/10/2021; ou

II – geração de energia produzida por outra usina termelétrica, própria ou de terceiro, que não esteja despachada pelo ONS, podendo a outra usina termelétrica estar localizada em barra diferente, desde que não exista restrição de escoamento, conforme avaliação do ONS, a qual será divulgada ao agente que solicitou a geração substituta.

Parágrafo único. A utilização do saldo de que trata o inciso I do caput não poderá ser objeto de compensação de indisponibilidades quando:

I – a usina termelétrica for despachada por razões elétricas; ou

II – houver despacho de usina termelétrica por decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE em qualquer subsistema, mesmo que a usina indisponível esteja despachada por ordem de mérito de custo; ou

III – houver imprescindibilidade de geração termelétrica identificada pelo ONS e informada previamente aos agentes durante o PMO referente e suas revisões.

Art. 43. Quando ocorrer a compensação de indisponibilidade, de acordo com o art. 42, o agente ficará dispensado da aplicação de qualquer penalidade por falta de combustível.

Art. 44. É vedada a utilização de usinas termelétricas que disponham de subsídio no combustível:

I – para geração de energia elétrica em substituição a outra usina termelétrica despachada pelo ONS.

Art. 45. O ONS deverá dar publicidade, até o dia 15 de cada mês:

I – das usinas que geraram em tempo real em substituição àquelas despachadas por ordem de mérito de custo; e

II – do saldo em conta disponível para cada agente em cada subsistema.

Art. 46. A geração substituta não é passível de destinação aos contratos de comercialização no ambiente regulado e será valorada no Mercado de Curto Prazo – MCP, ao PLD, em favor da usina substituta que realizou a geração.

Parágrafo único. A geração de que trata o caput não exime o agente das obrigações derivadas de possíveis exposições contratuais no mercado de curto prazo da CCEE, quando o mesmo for chamado a gerar por ordem de mérito.

Subseção III

Da Comprovação da Disponibilidade de Empreendimentos de Geração

Art. 47. Após a ocorrência de indisponibilidade programada ou forçada de unidade geradora de usinas hidrelétricas e termelétricas com CVU declarado diferente de zero despachadas centralizadamente, o ONS deverá considerar, na apuração das taxas equivalentes de indisponibilidade, a disponibilidade efetivamente comprovada pelo agente de geração.

§ 1º O agente poderá comprovar a disponibilidade por meio de teste por ele solicitado ou por atendimento a despacho do ONS.

§ 2º Caso a declaração de disponibilidade ocorra no período em que a usina esteja despachada pelo ONS, a capacidade de geração da unidade deverá ser comprovada por meio da operação a plena carga por, no mínimo, 4 (quatro) horas ininterruptas.

§ 3º Caso a declaração de disponibilidade ocorra no período que a usina não esteja despachada pelo ONS, poderá ser realizado teste para comprovação da capacidade de geração, que deverá seguir os seguintes critérios:

I – o agente deverá solicitar autorização ao ONS para a realização do teste;

II – os custos incorridos no referido teste serão de responsabilidade do agente de geração;

III – a unidade deverá operar a plena carga por, no mínimo, 4 (quatro) horas ininterruptas não se admitindo variações de geração de energia, ressalvadas aquelas situações comprovadas em que a geração à plena carga não é possível em razão de restrição de temperatura ambiente, restrição de queda líquida, indisponibilidade de fonte primária de usinas hidrelétricas, e falhas pontuais nos sistemas de transmissão ou distribuição.

IV – para o período compreendido entre a data solicitada pelo agente para realização do teste e a sua conclusão, será considerada a disponibilidade apurada no referido teste;

V – em casos específicos, caso o fato gerador da indisponibilidade afete mais de uma unidade geradora, o ONS poderá solicitar a geração de mais de uma unidade geradora simultaneamente para comprovação da capacidade de geração;

VI – a comprovação de disponibilidade causada pela falta de combustível deverá ser realizada por meio da geração de todas as unidades geradoras simultaneamente, podendo a ANEEL definir critérios que levem em consideração a logística de abastecimento simultâneo de combustível para conjuntos de usuários, sendo que os custos serão de responsabilidade do agente proprietário da usina indisponível.

§ 4º O ONS deverá considerar como indisponibilidade a diferença entre a capacidade de geração plena e a disponibilidade efetivamente comprovada pelo agente.

§ 5º A indisponibilidade de que trata o § 4º deverá ser considerada pelo ONS até que o agente comprove nova capacidade de geração por meio dos mecanismos previstos nos §§ 2º ou 3º, conforme o caso.

Art. 48. Os agentes estarão isentos da comprovação de que trata o art. 47, no caso de indisponibilidades motivadas por eventos específicos constantes do Anexo III.

Art. 49. A ANEEL, a qualquer momento, poderá solicitar a realização de teste para comprovação da disponibilidade de usina despachada centralizadamente, para o qual, no caso de central termelétrica, o custo decorrente da diferença entre o CVU e o Preço de Liquidação das Diferenças – PLD será coberto por Encargos de Serviços do Sistema – ESS.

Parágrafo único. Na realização do teste a que se refere o caput, a ANEEL poderá definir critérios específicos para a referida comprovação, e será aplicado o disposto nos §§ 4º e 5º do art. 47.

Seção II

Da Aplicação das Taxas Equivalentes de Indisponibilidade Programada e Forçada Apurada

Subseção I

Das Usinas Hidrelétricas Despachadas Centralizadamente e Participantes do MRE

Art. 50. Caso o Índice de Disponibilidade Verificada – IDv de uma usina hidrelétrica participante do MRE seja inferior ao Índice de Disponibilidade de Referência – ID considerado no cálculo da respectiva garantia física, a usina estará sujeita à aplicação de Mecanismo de Redução da Energia Assegurada – MRA modulada e referida ao centro de gravidade do submercado.

§ 1º O ONS deverá encaminhar à CCEE, no mês de referência da contabilização, os valores de TEIFa e TEIP de cada usina hidrelétrica, relativos aos 60 (sessenta) meses anteriores, calculados conforme § 1º do art. 34 desta Resolução.

§ 2º O MRA não poderá alterar a garantia física de usinas, para fins de verificação do lastro de venda de energia elétrica e do limite de contratação.

§ 3º O MRA consiste na utilização da Garantia Física Apurada – GFa como referência para alocação de energia do MRE, a qual é obtida conforme fórmula a seguir:

$$GFa = \text{mín} (GF, GF \times FID)$$

$$FID = \frac{IDv}{ID}$$

Onde:

GFa = garantia física apurada;

GF = garantia física vigente (MWmed);

FID = fator de disponibilidade de geração, valor adimensional, limitado superiormente a 1 (um).

$$IDv = (1 - TEIP) \times (1 - TEIFa)$$

$$ID = (1 - IP) \times (1 - TEIF)$$

IP = Indisponibilidade Programada, utilizada no cálculo para determinação da *GF*; e

TEIF = Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada, utilizada no cálculo para determinação da *GF*.

§ 4º As usinas em fase de motorização estarão sujeitas à aplicação do MRA apenas para as unidades geradoras em operação comercial.

§ 5º Para os fins e efeitos deste Título, a usina hidrelétrica em fase de motorização é aquela cuja quantidade de unidades em operação comercial é inferior ao número da unidade base, que consiste no menor número de unidades geradoras da usina em operação comercial cuja soma das suas garantias físicas individuais corresponde à garantia física da usina.

Subseção II

Das Usinas Termelétricas e Empreendimentos de Importação de Energia Despachados Centralizadamente

Art. 51. O ONS deverá disponibilizar à ANEEL, ao respectivo agente de geração e à CCEE, até 31 de agosto de cada ano, as indisponibilidades apuradas dos empreendimentos de geração termelétrica com CVU declarado diferente de zero e de importação de energia despachados centralizadamente, calculadas conforme § 1º do art. 34, as quais deverão ser consideradas para fins de verificação do lastro dos contratos de venda de energia, no período de 1º de janeiro a 31 de dezembro do ano subsequente.

§ 1º Caso ocorra indisponibilidade de empreendimento de geração ou de importação de energia ocasionando insuficiência da garantia física própria para compor o lastro dos contratos de venda de energia, o agente vendedor deverá celebrar contrato de compra de energia, para garantir o contrato de venda original, sem prejuízo da aplicação das penalidades cabíveis.

§ 2º Qualquer que seja o custo adicional incorrido pelo agente vendedor na celebração dos contratos de compra de energia, este não poderá ser repassado aos contratos de venda originais e às tarifas dos consumidores finais.

§ 3º Os contratos de venda originais citados no caput referem-se aos contratos efetuados no Ambiente de Contratação Regulada – ACR e aos contratos registrados em data anterior a 16 de março de 2004.

Art. 52. Para fins de verificação do lastro dos contratos de venda de energia dos empreendimentos de que trata o art. 51, o valor a ser considerado como garantia física própria deverá ser:

I– a *GFa* calculada conforme § 3º do art. 50, no caso de empreendimentos que tenham a respectiva garantia física definida conforme metodologia publicada em Portaria do MME; e

II– a Disponibilidade Máxima – *Dmax*, calculada conforme fórmula a seguir, no caso de empreendimentos que não tenham a respectiva garantia física definida conforme metodologia publicada em Portaria do MME.

$$D_{max} = P_{efetiva} \times FC_{m\acute{a}x} \times (1 - TEIFa) \times (1 - TEIP)$$

Onde:

D_{max} = Disponibilidade máxima da usina (MW);

$P_{efetiva}$ = Potência instalada, definida no ato autorizativo (MW); e

FC_{max} = Fator de capacidade máxima, considerado pelo ONS na elaboração do Programa Anual da Operação Eletroenergética.

Parágrafo único. O fator de capacidade máxima, citado no inciso II do caput, é aquele definido em conformidade com o art. 2º da Portaria MME nº [282](#), de 28 de outubro de 2004, e qualquer alteração de valor deverá ser previamente justificada à ANEEL pelo agente de geração.

CAPÍTULO II

DO CÁLCULO DA GARANTIA FÍSICA APURADA DE USINA EOLIOELÉTRICA E TERMELÉTRICA INFLEXÍVEL COM CVU NULO, CONECTADA AO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL – SIN, CUJA GARANTIA FÍSICA TENHA SIDO ESTABELECIDADA EM LEGISLAÇÃO ESPECÍFICA

Art. 53. As usinas eolioelétricas e termelétricas inflexíveis com CVU nulo, cujas garantias físicas tenham sido estabelecidas em legislação específica, terão a GFa obtida com base no FID, o qual será calculado e publicado pela CCEE até o dia 31 de agosto de cada ano, em conformidade com a seguinte fórmula:

$$FID = \frac{12}{8760} \times \frac{\sum_{i=1}^m Eger_i}{m \times GF}$$

Onde:

GF : garantia física publicada em legislação específica referenciada ao ponto de conexão (MWmed);

$Eger$: montante de energia gerada referenciado ao ponto de conexão e registrado na CCEE (MWh);

i : mês correspondente ao registro do montante de energia gerada; e

m : quantidade de meses considerados.

§ 1º A CCEE deverá proceder ao cálculo da GFa da seguinte forma:

I – caso o valor do FID da usina seja maior ou igual a 90% (noventa por cento) para os dois primeiros cálculos ou a 95% (noventa e cinco por cento) a partir do terceiro cálculo, GFa será igual a GF;

II – caso contrário, a GFa será dada por:

$$GFa = GF \times FID$$

§ 2º O *FID* será calculado considerando ciclos de 12 (doze) meses, com início em 1º de julho e término em 30 de junho, com um número mínimo *m* de 60 (sessenta) registros, observando os dispositivos de que tratam os §§ 3º a 9º deste artigo.

§ 3º Deverão ser considerados para o cálculo do *FID* somente os registros de medição de energia gerada a partir de setembro de 2013, inclusive, e a partir do 13º mês após a liberação da entrada em operação comercial da 1ª unidade geradora da usina.

§ 4º Para usina termelétrica inflexível com CVU nulo, o *FID* será calculado utilizando-se os 60 (sessenta) meses mais recentes com registros de medição na CCEE.

§ 5º Para usina eolioelétrica, o *FID* será calculado utilizando-se o histórico crescente de registros de medição na CCEE.

§ 6º No caso de a CCEE não dispor de dados de medição que totalizem o mínimo de 60 (sessenta) meses de registro para o cálculo de que tratam os §§ 4º e 5º, os valores faltantes de *Eger* para o cálculo do *FID* deverão ser completados, respeitada a sazonalidade, com os valores de compromisso firme ou disponibilidade de energia mensal utilizados no cálculo da garantia física da usina.

§ 7º Nas hipóteses em que os valores mensais de disponibilidade de energia ou compromisso firme de entrega de energia não constem da Portaria que estabelece a garantia física, esses deverão ser solicitados pela CCEE à Empresa de Pesquisa Energética – EPE.

§ 8º Quando a garantia física, a disponibilidade de energia mensal ou o compromisso firme de entrega de energia não tiverem sido definidos referenciados ao ponto de conexão, a CCEE deverá abater as perdas internas médias e o consumo interno, em conformidade com as regras e procedimentos de comercialização vigentes.

§ 9º No caso de entrada escalonada de unidades geradoras em operação comercial, a *GF* deverá ser a média das garantias físicas do período em análise considerada cada fase de motorização da usina, em conformidade com as regras e procedimentos de comercialização.

§ 10. A critério da ANEEL, poderão ser desconsideradas as intervenções declaradas pelos agentes relativas à modernização ou reforma que tragam ganhos operativos ao sistema elétrico, limitadas a 12 (doze) meses para cada unidade geradora durante a vigência da autorização ou, no caso de registro, durante o período de 30 (trinta) anos de operação comercial, e ocorridas após 120 (cento e vinte) meses após a liberação para operação comercial, observado que, no caso de futuras obras, a SFG deverá ser previamente informada.

Art. 54. A *GFa*, calculada conforme art. 53, deverá ser considerada para fins de verificação do lastro dos respectivos contratos de venda de energia, no período de 1º de janeiro a 31 de dezembro do ano subsequente ao seu cálculo e publicação.

Art. 55. Os critérios estabelecidos neste Capítulo não se aplicam às parcelas de energia abrangidas pelo disposto no Capítulo I do Título I desta Resolução.

CAPÍTULO III DAS DISPOSIÇÕES GERAIS

Art. 56. Caso seja constatado erro de qualquer informação prestada pelos agentes abrangidos por esta Resolução, independentemente de intenção, a ANEEL poderá determinar nova apuração de períodos anteriores, bem como a recontabilização financeira relacionada, sem prejuízo das penalidades cabíveis.

TÍTULO V DAS DISPOSIÇÕES FINAIS E TRANSITÓRIAS

Art. 57. Os anexos I, II e III da Resolução Normativa nº [65](#), de 5 de maio 2004, que tratam de Energia Assegurada (EA) de Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH, de Energia de Referência (ER) de usinas eólicas – UEE e de Energia de Referência (ER) de usinas termelétricas – UTE a biomassa, respectivamente, são transcritos para fins de consolidação nos Anexos IV, V e VI desta norma de consolidação.

Art. 58. O anexo da Resolução nº [169](#), de 3 de maio de 2001, que define a Energia Assegurada das Usinas Hidrelétricas Não Despachadas Centralizadamente, consideradas na determinação dos volumes de Energia dos Contratos Iniciais é transcrito para fins de consolidação no Anexo VII desta norma de consolidação.

Art. 59. Ficam revogadas:

I – a Resolução nº [169](#), de 3 de abril de 2001;

II – a Resolução Normativa nº [62](#), de 5 de maio de 2004;

III – a Resolução Normativa nº [65](#), de 25 de maio de 2004;

IV – a Resolução Normativa nº [269](#), de 19 de junho de 2007;

V – a Resolução Normativa nº [409](#), de 10 de agosto de 2010;

VI – a Resolução Normativa nº [430](#), de 29 de março de 2011;

VII – a Resolução Normativa nº [492](#), de 5 de junho de 2012;

VIII – a Resolução Normativa nº [541](#), de 12 de março de 2013;

IX – a Resolução Normativa nº [614](#), de 3 de junho de 2014;

X – a Resolução Normativa nº [661](#), de 5 de maio de 2015;

XI – a Resolução Normativa nº [818](#), de 19 de junho de 2018;

XII – a Resolução Normativa nº [406](#), de 13 de julho de 2010;

XIII – a Resolução Normativa ANEEL nº [913](#), de 2 de fevereiro de 2021;

XIV – a Resolução Normativa ANEEL nº [944](#), de 17 de agosto de 2021; e

XV – a Resolução Normativa ANEEL nº [947](#), de 26 de outubro de 2021.

Art. 60. Esta Resolução entra em vigor em 1º de setembro de 2022.

CAMILA FIGUEIREDO BOMFIM LOPES

Este texto não substitui o publicado no D.O. de 02.08.2022, seção 1, p. 139, v. 160, n. 145.

ANEXO I - INDISPONIBILIDADES PASSÍVEIS DE DESCONSIDERAÇÃO

Indisponibilidades passíveis de desconsideração pelo ONS de que trata o § 1º do art. 2º da Seção I do Capítulo I:

- a) ocorrências ou intervenções declaradas pelos agentes relativas ao início de operação comercial de unidade geradora nova, limitadas a 960 (novecentas e sessenta) horas nos primeiros 24 (vinte quatro meses) após a liberação para operação comercial;
- b) intervenções declaradas pelos agentes relativas à modernização ou reforma que tragam ganhos operativos ao sistema elétrico, limitadas a 12 (doze) meses para cada unidade geradora durante a vigência de sua outorga ou da respectiva renovação, e ocorridas após 120 (cento e vinte) meses após a liberação para operação comercial, observado que, no caso de futuras obras, a SFG deverá ser previamente informada;
- c) no caso de usinas hidrelétricas, medidas de caráter preventivo no combate à proliferação do mexilhão dourado e plantas aquáticas, para as quais deverá ser encaminhado relatório descritivo do serviço a ser realizado com o respectivo cronograma, para avaliação do ONS;
- d) no caso de usinas hidrelétricas, intervenções relacionadas à limpeza, em função da proliferação do mexilhão dourado e plantas aquáticas, respeitado o limite total acumulado para a usina, equivalente a 360 (trezentas e sessenta) horas por unidade geradora, a ser considerado após 20/08/2021;
- e) intervenções para instalação de sistemas e equipamento por determinação do ONS, CCEE ou ANEEL, tais como implantação do Sistema de Medição para Faturamento – SMF, SINOCOM e sistemas para prestação de serviços ancilares;
- f) intervenções necessárias a ensaios nos sistemas de autorrestabelecimento da central geradora;
- g) restrição de potência em razão de queda útil, no caso de usinas hidrelétricas, desde que as respectivas tabelas que relacionam tais grandezas tenham sido previamente disponibilizadas pelo agente de geração ao ONS;
- h) restrição parcial de disponibilidade de unidade geradora, até uma tolerância de 5% ou 5 MW, o que for menor;
- i) restrição hidráulica conjuntural em função de usos múltiplos;
- j) restrição elétrica conjuntural imposta por outros sistemas de transmissão, pelo sistema de distribuição ou, outras origens que não caracterizem responsabilidade do empreendimento de geração;
- k) restrição devido ao meio ambiente, que não caracterize responsabilidade do agente, tais como: vazamento de material tóxico ou poluente por parte de terceiros que limite a geração da usina de

forma a evitar agravamento da situação e redução de geração para captura ou salvamento de animais;

- l) restrição para sincronização e obtenção da potência máxima de unidade geradora de usina termelétrica despachada centralizadamente pelo ONS, limitada ao tempo total considerado no modelo de despacho hidrotérmico de curtíssimo prazo.
- m) restrição em unidade geradora que venha a ser suprida pela utilização de unidade geradora de contingência, em substituição à unidade geradora principal.
- n) restrição para sincronização e obtenção da potência máxima de unidade geradora de usina hidrelétrica despachada centralizadamente pelo ONS, limitadas ao tempo total de 15 (quinze) minutos.

ANEXO II - ENERGIA MÁXIMA ARMAZENÁVEL

SUBSISTEMA	RIO	RESERVATÓRIO	ENERGIA MÁXIMA ARMAZENÁVEL (MWmed)	FATOR DE PROPORCIONALIDADE (%)
SE/CO	Grande	Furnas	35.110	27,2
		Marimbondo	5.474	4,2
		Água Vermelha	4.447	3,4
	Paranaíba	Emborcação	21743	16,9
		Nova Ponte	19.323	15,0
		Itumbiara	15.831	12,3
		São Simão	5.087	3,9
	Paraná	Ilha Solteira/Três Irmãos	6.155	4,8
	Tietê	Barra Bonita	2.731	2,1
		Promissão	1.833	1,4
	Paranapanema	Jurumirim	4.050	3,1
		Chavantes	3.300	2,6
Capivara		3.943	3,1	
TOTAL			129.027	100
SUL	Iguaçu	G.B.Munhoz	6.038	40,5
		S. Santiago	3.239	21,7
	Uruguai	Barra Grande	2.634	17,7
	Jacuí	Passo Real	2.985	20,1
TOTAL			14.896	100
NE	S. Francisco	Três Marias	16.085	34,8
		Sobradinho	30.183	65,2
TOTAL			46.268	100
N	Tocantins	Tucuruí	7.631	100
TOTAL			7.631	100

ANEXO III - EVENTOS QUE NÃO NECESSITAM DE COMPROVAÇÃO DE DISPONIBILIDADE

A comprovação de disponibilidade de que trata a subseção IV da Seção I do Capítulo I não será necessária quando:

- a) a disponibilização da unidade geradora ocorrer em tempo inferior a 24 (vinte quatro) horas do início da indisponibilidade total ou parcial (desligamento ou restrição), exceto nos casos de indisponibilidade por falta de combustível;
- b) ocorrerem desligamentos provocados por intervenção para limpeza de grades, devido à descida de mergulhadores de unidades adjacentes ou em tomadas d'água;
- c) ocorrer desligamento forçado de unidade geradora em usina termelétrica:
 - (i) no procedimento de partida; ou
 - (ii) no processo de redução de geração para parada total da unidade geradora;
- d) ocorrer desligamento de unidades a gás em usina termelétrica com ciclo combinado para possibilitar manobras nos “diverters dampers” e partida de unidade a vapor.

ANEXO IV - ENERGIA ASSEGURADA (EA) DE PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS - PCH

Agente Responsável	Ato Autorizativo		Nome da Usina	EA (MWh/ano)
	Número	Data		
Agro Pastoril Novo Horizonte S.A.	Resolução nº 652	26/11/2002	Novo Horizonte	84.184
Amper Energia Ltda	Resolução nº 395	17/09/2001	Canoa Quebrada	195.173
Anhambi Agroindustrial Ltda.	Resolução nº 078	05/04/2000	Vitorino	24.966
Arcadis Logos Energia S.A.	Resolução nº 717	24/12/2003	Ponte Alta	85.848
Boa Sorte Energética S. A.	Resolução nº 040	03/02/2004	Boa Sorte	88.564
Buriti Energia Ltda.	Resolução nº 710	17/12/2002	Salto Buriti	69.116
C. J. Energética Ltda.	Resolução nº 650	26/12/2001	São Bernardo	71.306
Caeté Empreendimentos Energéticos Ltda.	Resolução nº 524	03/12/2001	Senador Jonas Pinheiro	33.288
Centrais Elétricas da Mantiqueira – CEM	Resolução nº 606	05/11/2002	Arvoredo	63.072
Centrais Elétricas da Mantiqueira – CEM	Resolução nº 587	29/10/2002	Alto Irani	120.012
Centrais Elétricas da Mantiqueira – CEM	Resolução nº 607	05/11/2002	Plano Alto	89.965
Central Hidrelétrica Salto das Flores Ltda.	Resolução nº 738	18/12/2002	Salto das Flores	33.814
CNBO Produtora de Energia Elétrica Ltda.	Resolução nº 672	26/12/2001	Areia	71.569
CNBO Produtora de Energia Elétrica Ltda.	Resolução nº 673	26/12/2001	Água Limpa	91.717
Construtora Gautama Ltda	Resolução nº 698	17/12/2002	Palma	101.879
Construtora Gautama Ltda	Resolução nº 697	17/12/2002	Muçungo	40.121
Curuá Energia Ltda.	Resolução nº 636	22/11/2002	Salto Curuá	160.746
Desenvix S.A.	Resolução nº 605	21/12/2001	Esmeralda	107.923
Eletroriver S.A.	Resolução nº 356	22/12/1999	Carangola	83.833
Eletroriver S.A.	Resolução nº 369	29/12/1999	Fumaça IV	22.864
Empreendimentos Patrimoniais Santa Gisele Ltda.	Resolução nº 139	06/04/2004	Queluz	187.464

Empreendimentos Patrimoniais Santa Gisele Ltda.	Resolução nº 138	06/04/2004	Lavrinhas	187.464
Engecon – Engenharia, Gerenciamento e Consultoria Ltda.	Resolução nº 198	04/05/2004	Figueirópolis	133.590

Geraoeste – Usinas Elétricas do Oeste Ltda., Linear Participações e Incorporações Ltda. e MCA Energia e Barragem Ltda.	Resolução nº 761	18/12/2002	Europa	21.024
GERMAT – Geradora de Energia do Estado do Mato Grosso Ltda.	Resolução nº 217	05/05/2004	Mestre	7.008
GERMAT – Geradora de Energia do Estado do Mato Grosso Ltda.	Resolução nº 210	05/05/2004	Santa Cecília	13.490
Guascor Geratec Ltda.	Resolução nº 709	24/12/2003	Monte Alegre	93.644
Guascor Geratec Ltda.	Resolução nº 748	18/12/2002	Posse	79.278
Guascor Geratec Ltda.	Resolução nº 716	24/12/2003	São Sebastião	80.680
Heidrich Geração Elétrica	Resolução nº 276	21/05/2002	Cachoeira do Rio Rauen	9.110
Hidropower Energia Ltda	Resolução nº 752	18/12/2002	Engº José Gelásio da Rocha	104.244
Hidrotérmica S.A.	Resolução nº 055	17/02/2004	Boa Fé	87.250
Hidrotérmica S.A.	Resolução nº 060	17/02/2004	São Paulo	63.948
Hidrotérmica S.A.	Resolução nº 064	18/02/2004	Autódromo	86.987
HP2 do Brasil Ltda.	Resolução nº 388	10/09/2001	Pipoca	104.244
Ibirama Energética S.A.	Resolução nº 024	27/01/2004	Ibirama	121.939
Indústria e Comércio de Madeiras – MAFRÁS Ltda.	Resolução nº 069	02/03/2004	Mafrás	26.543
Lagoa Grande Energética S.A.	Resolução nº 037	03/02/2004	Lagoa Grande	117.647
Linear Participações e Incorporações Ltda. e MCA Energia e Barragem Ltda.	Resolução nº 23	27/01/2004	Divisa	73.847

Linear Participações e Incorporações Ltda., GERA Oeste – Usinas Elétricas do Oeste Ltda. e MCA Energia e Barragem Ltda.	Resolução nº 760	18/12/2002	Sete Quedas Alta	81.468
Ludesa Energética S. A.	Resolução nº 705	17/12/2002	Ludesa	151.110
Maggi Energia S.A., Linear Participações e Incorporações Ltda. e MCA Energia e Barragem Ltda.	Resolução nº 725	18/12/2002	Telegráfica	231.702
Maggi Energia S.A., Linear Participações e Incorporações Ltda. e MCA Energia e Barragem Ltda.	Resolução nº 729	18/12/2002	Rondon	99.163

Maggi Energia S.A., Linear Participações e Incorporações Ltda. e MCA Energia e Barragem Ltda.	Resolução nº 724	18/12/2002	Parecis	119.924
Maggi Energia S.A., Linear Participações e Incorporações Ltda. e MCA Energia e Barragem Ltda.	Resolução nº 742	18/12/2002	Ilha Comprida	145.241
Maggi Energia S.A., Linear Participações e Incorporações Ltda. e MCA Energia e Barragem Ltda.	Resolução nº 728	18/12/2002	Segredo	161.885
Maggi Energia S.A., Linear Participações e Incorporações Ltda. e MCA Energia e Barragem Ltda.	Resolução nº 726	18/12/2002	Sapezal	123.691
Maggi Energia S.A., Linear Participações e Incorporações Ltda. e MCA Energia e Barragem Ltda.	Resolução nº 723	18/12/2002	Jesuíta	172.747

Maggi Energia S.A., Linear Participações e Incorporações Ltda. e MCA Energia e Barragem Ltda.	Resolução nº 743	18/12/2002	Cidezal	129.911
Paranatinga Energia Ltda.	Resolução nº 740	18/12/2002	Paranatinga I	76.300
Perdizes Energética Ltda.	Resolução nº 253	21/05/04	Lajinha	9.373
Porto Franco Energética S.A.	Resolução nº 039	03/02/2004	Porto Franco	169.068
Riacho Preto Energética S.A.	Resolução nº 038	03/02/2004	Riacho Preto	53.786
Rio do Sangue Energia Ltda.	Resolução nº 280	17/06/2003	Garganta da Jararaca	181.595
RTK Consultoria Ltda.	Resolução nº 195	04/05/2004	Pira	82.870
RTK Consultoria Ltda.	Resolução nº 234	05/05/2004	Contestado	29.784
RTK Consultoria Ltda.	Resolução nº 226	05/05/2004	Rodeio Bonito	68.240
RTK Consultoria Ltda.	Resolução nº 231	05/05/2004	Coronel Araújo	30.660
Santa Cruz Power Corporation Usinas Hidroelétricas Ltda.	Resolução nº 510	26/11/2001	São Domingos II	185.712
São Tadeu Energética Ltda.	Resolução nº 700	17/12/2002	São Tadeu	79.804
SEBAND – Sociedade de Energia Bandeirantes	Resolução nº 541	03/10/2002	Ananguera	99.601
SEBAND – Sociedade de Energia Bandeirantes	Resolução nº 706	17/12/2002	Palmeiras	70.956
SEBAND – Sociedade de Energia Bandeirantes	Resolução nº 549	03/10/2002	Retiro	71.044
Tupan Energia Elétrica Ltda	Resolução nº 755	18/12/2002	Rondonópolis	122.640
Usina Elétrica do Nhandu Ltda.	Resolução nº 438	17/11/2000	Rochedo	39.420
IRCEL - Irmãos Rodrigues Centrais Elétricas Ltda.	Resolução nº 043	03/02/2004	Rancho Queimado I	21.024

ANEXO V - ENERGIA DE REFERÊNCIA (ER) DE USINAS EOLIOELÉTRICAS - UEE

Agente Responsável	Ato Autorizativo		Nome da Usina Data	ER (MWh/ano)
	Número	Data		
Água das Dunas Empreendimentos Lagoas de Genipabu Ltda.	Resolução nº 128	29/03/2004	UEE Lagoas de Genipabu	13.933
Bioenergy Geradora de Energia Ltda.	Resolução nº 013	19/01/2004	UEE Millennium	34.681
Bioenergy Geradora de Energia Ltda.	Resolução nº 106	16/03/2004	UEE Mataraca	11.190
Bioenergy Geradora de Energia Ltda.	Resolução nº 099	16/03/2004	UEE Atlântica	10.670
Bioenergy Geradora de Energia Ltda.	Resolução nº 100	16/03/2004	UEE Caravela	12.914
Bioenergy Geradora de Energia Ltda.	Resolução nº 097	16/03/2004	UEE Coelhos I	12.163
Bioenergy Geradora de Energia Ltda.	Resolução nº 713	24/12/2003	UEE Aralém	80.577
Bioenergy Geradora de Energia Ltda.	Resolução nº 096	16/03/2004	UEE Albatroz	12.560
Bioenergy Geradora de Energia Ltda.	Resolução nº 094	16/03/2004	UEE Presidente	11.742
Bioenergy Geradora de Energia Ltda.	Resolução nº 722	24/12/2003	UEE Fonseca	248.159
Bioenergy Geradora de Energia Ltda.	Resolução nº 098	16/03/2004	UEE Coelhos III	11.545
Bioenergy Geradora de Energia Ltda.	Resolução nº 720	24/12/2003	UEE Zumbi	91.902
Bioenergy Geradora de Energia Ltda.	Resolução nº 95	16/03/2004	UEE Camurim	11.356
Bioenergy Geradora de Energia Ltda.	Resolução nº 104	16/03/2004	UEE Coelhos II	11.581
Bioenergy Geradora de Energia Ltda.	Resolução nº 105	16/03/2004	UEE Coelhos IV	11.545
Cardus Estratégias Urbanas	Resolução nº 078	09/03/2004	UEE Vitória	11.844
Ltda.				
Cataventos Paracuru Ltda.	Resolução nº 227	06/05/2003	UEE Paracuru	395.438
Cataventos Ubajara Ltda.	Resolução nº 228	06/05/2003	UEE Ubajara	285.062

Cedin do Brasil Ltda.	Resolução nº 134	06/04/2004	UEE Alhandra	7.857
Compinvest Mercosul S.A.	Resolução nº 195	09/04/2002	UEE Ponta do Mel	133.903
Cooperativa de Energia, Comunicação e Desenvolvimento do Vale do Siriji Ltda. - CERSIL	Resolução nº 030	23/01/2002	UEE Pirauá	11.215
Eco Energy Beberibe Ltda	Resolução nº 104	29/03/2001	UEE Beberibe	69.275
Eletrowind S.A.	Resolução nº 776	23/12/2002	UEE Vale da Esperança	74.800
Eletrowind S.A.	Resolução nº 659	16/12/2001	UEE Praia do Morgado	89.677
Eletrowind S.A.	Resolução nº 526	24/09/2002	UEE Praia de Parajuru	81.091
Eletrowind S.A.	Resolução nº 660	27/12/2001	UEE Volta do Rio	173.881
Eletrowind S.A.	Resolução nº 762	20/12/2002	UEE Praia do Arrombado	64.660
Eletrowind S.A.	Resolução nº 516	16/09/2002	UEE Ariós	43.658
EMEL - Empreendimentos em Energia Ltda.	Resolução nº 217	24/04/2003	UEE Parque Eólico Caponga	22.721
Enerbrasil - Energias Renováveis do Brasil Ltda.	Resolução nº 581	19/12/2001	UEE RN 15 - Rio do Fogo	161.636
Enerbrasil - Energias Renováveis do Brasil Ltda.	Resolução nº 574	17/12/2001	UEE PE 2 - Serra da Macambira	213.182
Enerbrasil - Energias Renováveis do Brasil Ltda.	Resolução nº 652	26/12/2001	UEE RN 4 - Pititinga	164.224
Enerbrasil - Energias Renováveis do Brasil Ltda.	Resolução nº 717	31/12/2001	UEE PE 3 - Poção	75.283
Enerbrasil - Energias Renováveis do Brasil Ltda.	Resolução nº 578	17/12/2001	UEE RN 1 - Mel	329.579
Enerbrasil - Energias Renováveis do Brasil Ltda.	Resolução nº 656	26/12/2001	UEE RN 11 - Guamaré	412.035
Enerbrasil - Energias Renováveis do Brasil Ltda.	Resolução nº 567	17/12/2001	UEE RN 3 - Gameleira	144.603
Energias Alternativas do Ceará Ltda. - Enacel	Resolução nº 625	12/11/2002	UEE UEE Enacel	69.497
Eólica Formosa Ltda.	Resolução nº 307	04/06/2002	UEE Praia Formosa	209.992
Eólica Icaraizinho Ltda.	Resolução nº 454	27/08/2002	UEE Icaraizinho	181.940
Eólica Maceió Ltda.	Resolução nº 564	17/12/2001	UEE Maceió	565.396
Fruitrade Comércio e Exportação Ltda.	Resolução nº 715	24/12/2003	UEE Xavante	10.826
Fruitrade Comércio e Exportação Ltda.	Resolução nº 719	24/12/2003	UEE Mandacarú	11.614

Fruitrade Comércio e Exportação Ltda.	Resolução nº 723	24/12/2003	UEE Santa Maria	10.571
Fruitrade Comércio e Exportação Ltda.	Resolução nº 724	24/12/2003	UEE Gravatá Fruitrade	11.781
Fuhrlander Energia Brasil Ltda.	Resolução nº 657	26/12/2001	UEE Pecém	55.290
Gamesa Serviços Brasil Ltda.	Resolução nº 617	12/11/2002	UEE Pedra de	232.647

			Livramento	
Gamesa Serviços Brasil Ltda.	Resolução nº 619	12/11/2002	UEE Serra dos Antunes	306.757
Heraklion Participações S.A.	Resolução nº 561	17/12/2001	UEE BA 3 - Caetitê	724.267
New Energy Options - NEO	Resolução nº 663	26/12/2001	UEE Eólica Alegria I	145.274
New Energy Options - NEO	Resolução nº 662	26/12/2001	UEE Alegria II	255.207
Parque Eólico de Santa Catarina Ltda.	Resolução nº 675	10/12/2002	UEE Água Doce	26.059
Pégasus Desenvolvimento de Negócios SC Ltda.	Resolução nº 028	27/01/2004	UEE Aquibatã	78.004
Pégasus Desenvolvimento de Negócios SC Ltda.	Resolução nº 058	17/02/2004	UEE Campo Belo	27.245
Pégasus Desenvolvimento de Negócios SC Ltda.	Resolução nº 062	18/02/2004	UEE Amparo	58.363
Pégasus Desenvolvimento de Negócios SC Ltda.	Resolução nº 056	17/02/2004	UEE Três Pinheiros	75.200
Pégasus Desenvolvimento de Negócios SC Ltda.	Resolução nº 031	27/01/2004	UEE Rio do Ouro	73.928
Pégasus Desenvolvimento de Negócios SC Ltda.	Resolução nº 063	18/02/2004	UEE Cruz Alta	79.788
Pégasus Desenvolvimento de Negócios SC Ltda.	Resolução nº 041	03/02/2004	UEE Bom Jardim	69.549
Rosa dos Ventos Ltda.	Resolução nº 329	18/06/2002	UEE Canoa Quebrada	38.319
Rosa dos Ventos Ltda.	Resolução nº 596	11/11/2003	UEE Caraúbas	36.671
Rosa dos Ventos Ltda.	Resolução nº 340	25/06/2002	UEE Lagoa do Mato	10.080
Santa Cruz Energia Ltda.	Resolução nº 032	27/01/2004	UEE Salto	81.318
Santa Cruz Energia Ltda.	Resolução nº 029	27/01/2004	UEE Santo Antônio	4.776
Santa Cruz Energia Ltda.	Resolução nº 030	27/01/2004	UEE Cascata	12.888
Santa Cruz Energia Ltda.	Resolução nº 027	27/01/2004	UEE Pulpito	76.246
Seawest do Brasil - Projetos e Participações Ltda.	Resolução nº 534	1/10/2002	UEE de Gargaú	63.870

Seawest do Brasil - Projetos e Participações Ltda.	Resolução nº 533	1/10/2002	UEE Pedra do Sal	68.463
Servtec Energia Ltda.	Resolução nº 93	07/03/2003	UEE Bons Ventos	135.244
SES - Soluções de Energias Sustentáveis Ltda.	Resolução nº 712	24/12/2003	UEE Paraíso Azul	136.423
SES - Soluções de Energias Sustentáveis Ltda.	Resolução nº 299	04/06/2002	UEE Paraíso Farol	322.359
SIIF Energies do Brasil Ltda.	Resolução nº 555	17/12/2001	UEE Quintanilha Machado I	288.553
SIIF Energies do Brasil Ltda.	Resolução nº 460	27/08/2002	UEE Paracuru	68.028
SIIF Cinco Ltda.	Resolução nº 306	04/06/2002	UEE Foz do Rio Choró	63.793
Ventos Energia e Tecnologia Ltda.	Resolução nº 680	10/12/2002	UEE Canoa Quebrada	179.866
Ventos Energia e Tecnologia Ltda.	Resolução nº 777	23/12/2002	UEE Taíba Águia	98.104
Ventos Energia e Tecnologia Ltda.	Resolução nº 778	23/12/2002	UEE Taíba Albatroz	58.774
Ventos Energia e Tecnologia Ltda.	Resolução nº 022	27/01/2004	UEE Parque Eólico Taíba Andorinha	59.136
Wobben Windpower Indústria e Comércio Ltda.	Despacho nº 063	14/02/2002	UEE da Fábrica da Winpower no Pacém	1.279
Água Doce Energia Ltda	Resolução nº 227	05/05/2004	UEE do Vigia	79.550
Elebrás Projetos Ltda	Resolução nº 495	04/09/2002	UEE Elebrás Cidreira I	220.310
Empresa Energética Santa Marta Ltda – ENERSAN	Resolução nº 123	25/03/2003	UEE Santa Marta	128.122
Enerfin do Brasil - Produtora de Energia Ltda	Resolução nº 690	17/12/2002	UEE dos Índios	154.647
Enerfin do Brasil - Produtora de Energia Ltda	Resolução nº 692	17/12/2002	UEE Osório	155.151
Enerfim do Brasil - Produtora de Energia Ltda	Resolução nº 767	23/12/2002	UEE Palmares	18.802
Enerfin do Brasil - Produtora de Energia Ltda	Resolução nº 691	17/12/2002	UEE Sangradouro	160.438
Energia Regenerativa Brasil Ltda	Resolução nº 534	14/10/2003	UEE Osório I	89.296
Energia Regenerativa Brasil Ltda	Resolução nº 512	30/09/2003	UEE Casqueiro I	19.294
Energia Regenerativa Brasil Ltda	Resolução nº 543	14/10/2003	UEE Casqueiro II	140.966

Energia Regenerativa Brasil Ltda	Resolução nº 501	30/09/2003	UEE Xangri-lá I	76.345
Energia Regenerativa Brasil Ltda	Resolução nº 511	30/09/2003	UEE Xangri-lá II	17.746

ANEXO VI - ENERGIA DE REFERÊNCIA (ER) DE USINAS TERMELÉTRICAS - UTE A BIOMASSA

Agente Responsável	Ato Autorizativo		Nome da Usina	Antes da Ampliação	Após a Ampliação ou Usina Nova
	Número	Data		ER (MWh/ano)	ER (MWh/ano)
ALCON- Companhia de Álcool Conceição da Barra S.A.	Resolução nº 207	05/05/2004	UTE ALCON	6.421	31.318 (Etapa 1)
					63.724 (Etapa 2)
Antônio Ruette Agroindustrial Ltda.	Resolução nº 144	08/04/2004	UTE Ruette	12.714	102.074
Central Energética Jitituba Ltda.	Resolução nº 434	21/08/2002	UTE Jitituba Sto. Antônio	40.391	101.278
Central Energética Seresta Ltda.	Resolução nº 194	04/05/2004	UTE Seresta	20.988	45.422
Cocal Comércio Indústria Canaã	Resolução nº 183	04/05/2004	UTE Canaã	-	148.691

Açúcar e Álcool Ltda					
Companhia Agrícola Sonora Estância	Resolução nº 002	12/01/2004	UTE Sonora	15.049	121.362
Companhia Energética Santa Elisa	Resolução nº 271	17/07/2001	UTE Sta. Elisa	234.933	309.267
Cooperativa Agroindustrial de Rubiataba Ltda.	Resolução nº 216	05/05/2004	UTE COOPERRUBI	12.606	84.659

COSAN S.A. Indústria e Comércio - Filial Costa Pinto	Resolução nº 238	05/05/2004	UTE Costa Pinto	41.341	219.632
COSAN S.A. Indústria e Comércio - Filial Rafard	Resolução nº 79	09/03/2004	UTE Rafard	29.517	156.529
COSAN S.A. Indústria e Comércio - Filial Santa Helena	Resolução nº 145	08/04/2004	UTE Santa Helena	15.799	114.118
COSAN S.A. Indústria e Comércio - Filial São Francisco	Resolução nº 76	09/03/2004	UTE SãoFrancisco	19.787	100.881
COSAN S.A. Indústria e Comércio- Filial Diamante	Resolução nº 107	18/03/2003	UTE Diamante	15.839	146.457
CRV Industrial Ltda.	Resolução nº 229	05/05/2004	UTE CRV	10.735	100.421
DASA-Destilaria de Álcool Serra dos Aimorés S.A.	Resolução nº 200	04/05/2004	UTE DASA	7.021	34.182
Destilaria Água Bonita Ltda.	Resolução nº 75	09/03/2004	UTE Água Bonita	6.133	80.206
Destilaria Carvão Ltda.	Resolução nº 215	05/05/2004	UTE Iolando Leite	-	21.900
Destilaria Pioneiros S.A.	Resolução nº 125	29/03/2004	UTE Pioneiros	15.452	99.393
Destilaria WD Ltda.	Resolução nº 166	29/04/2004	UTE WD	10.290	24.081
DISA-Destilaria Itaúnas S.A.	Resolução nº 218	05/05/2004	UTE DISA	13.138	143.100
Eletron Centrais Elétricas Ltda.	Resolução nº 223	05/05/2004	UTE Brasilândia	16.504	77.310
Eletron Centrais Elétricas Ltda.	Resolução nº 87	16/03/2004	UTE Sidrolândia	13.891	92.462
Energia Ambiental Ltda.	Resolução nº 162	29/04/2004	UTE Energia Ambiental	22.171	133.586

Energia Ambiental Ltda.	Resolução nº 222	05/05/2004	UTE Energia Ambiental 2	-	12.727
FBA-Franco Brasileira S.A. Açucar e ÁlcoolFilial Ipaussu	Resolução nº 169	29/04/2004	UTE Ipaussu	22.341	146.616
GEEA-Geradora de Energia Elétrica Alegrete	Resolução nº 205	05/05/2004	UTE GEEA Alegrete	-	60.960
Giasa S.A.	Resolução nº 220	05/05/2004	UTE Giasa II	38.089	84.961
Goiasa-Goiatuba Álcool Ltda.	Resolução nº 95	11/03/2003	UTE Goiasa	17.186	145.669
Jalles Machado S.A.	Resolução nº 209	12/06/2001	UTE Jalles Machado S.A. - Central Elétrica	111.066	150.507
JB Açucar e Álcool Ltda.	Resolução nº 522	03/12/2001	UTE JB	10.220	125.757
LASA-Linhares Agroindustrial S.A.	Resolução nº 127	29/03/2004	UTE Lasa	8.743	39.862 (Etapa 1)
					106.707 (Etapa 2)
Nova Geração Comércio e Serviços Ltda.	Resolução nº 221	05/05/2004	UTE Nova Geração	22.677	105.547
S.A. Usina Coruripe Açucar e Álcool	Resolução nº 228	05/05/2004	UTE Coruripe	70.028	150.520
USACIGA-Açucar, Álcool e Energia Elétrica Ltda.	Resolução nº 196	04/05/2004	UTE USACIGA	22.318	213.786
Usina Caeté S.A - Filial Marituba	Resolução nº 159	27/03/2002	UTE Marituba	28.959	72.397
Usina de Açucar Sta. Terezinha Ltda.-USAÇUCAR	Resolução nº 202	04/05/2004	UTE Sta. Terezinha	11.514	180.970
Usina Estivas S.A.	Resolução nº 365	03/07/2002	UTE Estivas	41.989	58.148
Usina Goianésia S.A.	Resolução nº 167	29/04/2004	UTE Goianésia	10.930	32.608
Usina Mandu S.A.	Resolução nº 574	29/10/2003	UTE Mandu	25.763	100.854
Usina Santo Ângelo Ltda.	Resolução nº 140	06/04/2004	UTE Santo Ângelo	11.585	68.706

Vale Verde Empreendimentos Agrícolas Ltda.	Resolução nº 259	14/05/2002	UTE Baía Formosa	21.211	92.720
Usina Caeté S.A - Filial Delta	Resolução nº 139	25/03/2002	UTE Delta	118.653	189.631
Usina Caeté S.A - Filial Volta Grande	Resolução nº 138	25/03/2002	UTE Volta Grande	92.857	204.591
Usina Cerradinho	Resolução nº 047	01/02/2001	UTE	111.645	270.559
Açúcar e Álcool S.A			Cerradinho		
Agro Indústrias do Vale do São Francisco S.A. - AGROVALE	Resolução nº 212	05/05/2004	UTE Agrovale	20.798	28.468
Ecoluz do Paraná Ltda.	Resolução nº 300	27/07/2001	UTE Ecoluz	0	83.254
Battistella Indústria e Comércio Ltda.	Resolução nº 208	05/05/2004	UTE Battistella	27.316	131.439
Winimport S.A.	Resolução nº 505	30/09/2003	UTE Winimport	0	94.618

**ANEXO VII - ENERGIA ASSEGURADA DAS USINAS HIDRELÉTRICAS NÃO DESPACHADAS
CENTRALIZADAMENTE, CONSIDERADAS NA DETERMINAÇÃO DOS VOLUMES DE
ENERGIA DOS CONTRATOS INICIAIS**

EMPRESA	USINA	ENERGIA ASSEGURADA (MW médio)
CERJ	AREAL	9
	CHAVE DO VAZ	0,3
	EUCLIDLANDIA	0,7
	FAGUNDES	2,7
	FRANCA AMARAL	4,5
	MACABU	7,33
	PIABANHA	6,5
	TOMBOS	1
	VENÂNCIO	0,35
CELG	MAMBAI	0,25
	MOSQUITO	0,26
	ROCHEDO	3
	SÃO DOMINGOS	8
ESCELSA	ALEGRE	1,20
	FRUTEIRAS	5,56
	JUCU	2,91
	MANGARAVITI	1,68
	MIMOSO	0,63
	RIO PRETO	0,05
	RIO BONITO	8
	SUIÇA	15
EMAE	BOCAINA	0,4
	ISABEL	0,6
	PORTO GOES	4
	RASGÃO	5
	SALESÓPOLIS	1,4
	SODRÉ	0,4
CEB	PARANOÁ	13
CPFL	AMERICANA	9
	BURITIS	0,9

	CAPÃO PRETO	1
	CHIBARRO	0,7
	DOURADOS	5,8
	ELOY CHAVES	12,2
	ESMERIL	1
	G.PEIXOTO	2,2
	JAGUARI	9

	LENÇÓIS	1,68
	PINHAL	3,7
	SALTO GRANDE	3,3
	SANTANA	2,9
	SÃO JOAQUIM	2,9
	SOCORRO	0,6
	TRÊS SALTOS	0,6
CEMAT	ARAGUAIA	0,72
	PARAGUAI	1,51
	BRAÇO NORTE	3,67
	CASCA2	3,08
	CASCA3	7,73
	CULUENE	1,18
	POXORÉO	0,55
	PRIMAVERA	4,2
	TORIXORÉO	0,65
CEMIG	ANIL	0,8
	B.J.GALHO	0,13
	CAJURU	3,86
	DONA RITA	0,84
	GAFANHOTO	6,68
	JACUTINGA	0,47
	JOASAL	5,2
	LUIZ DIAS	1,04
	MACHADO MIN.	1,14
	MARMELOS	1,55
	MARTINS	2,8
	PACIÊNCIA	2,13
	PANDEIROS	2,07
	PARAÚNA	1,9
	PETI	6,51
	PIAU	8

	POÇO FUNDO	4,16
	RIO DAS PEDRAS	4,6
	SÃO BERNARDO	3,79
	S.MARTA	0,5
	S.MORAIS	0,82
	SUMIDOURO	1,03
	TRONQUEIRAS	4,60
	XICÃO	0,61
CGEET	CORUMBATAI	1
	MOGI GUAÇU	4,4
ELEKTRO	EMAS NOVA	3
	LOBO	1,5
CELESC	BRACINHO	8
	CAVEIRAS	2,5
	CEDROS	7,1
	CELSO RAMOS	3,8
	GARCIA	7,1
	I.SILVEIRA	2
	PALMEIRAS	13,32
	PERY	4
	PIRAI	0,4
	R.PEIXE	0,5
	SALTO	8,8
	SÃO LOURENÇO	0,18
ENERSUL	COXIM	0,3
	MIMOSO	20,9
	SÃO JOÃO I	0,6
	SÃO JOÃO II	0,5
COPEL	APUCARANINHA	6,71
	CAVERNOSO	0,86
	CHAMINÉ	11,6
	CHOPIM I	1,27
	DESVIO JORDÃO	5,85
	GUARICANA	13,6
	MARUMBI	6,56
	MELISSA	0,57
	MOURÃO	5,3

	PITANGUI	0,57
	R.PATOS	1,13
	S. DO VAU	0,6
	SÃO JORGE	1,62
CEEE	BUGRES	10
	CANASTRA	24
	CAPIGUI	1,4
	ERNESTINA	3,6
	FORQUILHA	1
	GUARITA	1,1
	HERVAL	0,3
	IJUIZINHO	0,5
	IVAI	0,5
	P. INFERNO	0,3
	S. ROSAS	0,7
	TOCA	0,2
RGE	ANDORINHAS	0,1
	GUAPORÉ	0,3
	INGLÊS	0,1
	PIRAPÓ	0,1
	SALTINHO	0,6
	TOUROS	0,1
COELBA	ALTO FÊMEAS	9
	CORRENTINA	8
CHESF	ARARAS	2
	CUREMAS	2
	FUNIL	15,5
	PEDRA	7,2
CELTINS	AGRO TRAFÓ	6,8
	CORUJÃO	0,5
	LAGES	1,5