

**DOU**  
**Diário Oficial da União**  
**02.ago.22**



Costa, Livio de Vivo, Marcelo Scaff Padilha, Maria Augusta Fidalgo, Maria Cibele Crepaldi Affonso dos Santos, Maria Eugênia Novis de Oliveira, Michelle Ruiz Casemiro, Nicholas Sleiman Cozman, Olavo Zago Chinaglia, Rander Augusto Andrade, Ricardo Silva das Neves, Rodolfo Otto Kokol, Thalita de Carvalho Novo, Vicente Bagnoli e outros.

Decido pelo encerramento da fase instrutória, ficando os Beneficiários de Leniência e/ou Compromissários de TCC notificados para apresentação de alegações no prazo de 05 (cinco) dias úteis a contar da publicação deste Despacho. Passado este prazo, ficam os demais Representados notificados para apresentação das alegações no prazo de 05 (cinco) dias úteis, nos termos do art. 73 da Lei nº 12.529/2011 c.c. art. 156 do Regimento Interno do Cade, a fim de que, em seguida, a Superintendência-Geral profira suas conclusões definitivas acerca dos fatos. Ao Protocolo.

ALEXANDRE BARRETO DE SOUZA  
Superintendente-Geral

**DESPACHO Nº 1.089, DE 1º DE AGOSTO DE 2022**

DESPACHO SG Nº 1089/2022

Ato de Concentração nº 08700.004934/2022-59. Requerentes: Airbus SAS, Safran S.A., Tikehau Ace Capital SAS e Aubert & Duval SAS. Advogados: Barbara Rosenberg, Marcos Exposto, Luiz Antonio Galvão, Matheus Augusto Gomes Barreto e Vitória Oliveira. Decido pela aprovação sem restrições.

DESPACHO SG Nº 1090/2022

Ato de Concentração nº 08700.004691/2022-59. Requerentes: Bocaiuva Empreendimentos Ltda. e Norflor Empreendimentos Agrícolas S.A. Advogados: Vicente Bagnoli, Douglas Telpis Ferrante, Vivian Fraga, Leticia Harumi Yada e outros. Decido pela aprovação sem restrições.

ALEXANDRE BARRETO DE SOUZA  
Superintendente-Geral

**COORDENAÇÃO-GERAL DE ANÁLISE ANTITRUSTE 6 (CGAA 6)**

**DESPACHO Nº 19, DE 29 DE JULHO DE 2022**

DESPACHO DECISÓRIO Nº 19/2022/DIAP/CGP/DAP/CADE

Processo Administrativo nº 08700.003473/2021-16. (Apartado Restrito nº 08700.004128/2022-81)

Representante: CADE ex-officio

Representados: Conselho Federal de Fisioterapia e Terapia Ocupacional - COFFITO e Conselho Regional de Fisioterapia e Terapia Ocupacional da 15ª Região - CREFITO.

Nos termos do art. 70, §5º, da Lei nº 12.529/2011 e do art. 152, §§1º e 2º do RI-Cade, defiro o pedido de dilação do prazo de defesa solicitado no ofício SEI nº 1093898 (COFFITO), aplicando-se a todos os demais Representados a prorrogação do prazo de defesa por 10 (dez) dias, contados a partir do primeiro dia útil subsequente ao final do prazo regular de defesa.

RAQUEL MAZZUCO SANT'ANA POSSAMAI  
Coordenadora-Geral

**Ministério de Minas e Energia**

**AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA**

**RESOLUÇÕES AUTORIZATIVAS DE 26 DE JULHO DE 2022**

A DIRETORA-GERAL SUBSTITUTA DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, conforme a Portaria nº 139, de 18 de maio de 2022, com base no art. 16, IV, do Regimento Interno da ANEEL, resolve:

Nº 12.300. Processo nº 48500.003269/2018-71. Interessado: Complexo Fotovoltaico Olho do Sol SPE Ltda. Objeto: Autorizar a Interessada, inscrita no CNPJ sob o nº 44.664.046/0001-80, a implantar e explorar a UFV Olho do Sol 1, CEG UFV.RS.PI.040698-8.01, sob o regime de Produção Independente de Energia Elétrica - PIE, com 30.000 kW de Potência Instalada, localizada Piripiri, Piauí. Prazo da outorga: Trinta e cinco anos.

Nº 12.301. Processo nº 48500.003270/2018-03. Interessado: Complexo Fotovoltaico Olho do Sol SPE Ltda. Objeto: Autorizar a Interessada, inscrita no CNPJ sob o nº 44.664.046/0001-80, a implantar e explorar a UFV Olho do Sol 2, CEG UFV.RS.PI.040699-6.01, sob o regime de Produção Independente de Energia Elétrica - PIE, com 30.000 kW de Potência Instalada, localizada Piripiri, Piauí. Prazo da outorga: Trinta e cinco anos.

Nº 12.302. Processo nº 48500.003271/2018-40. Interessado: Complexo Fotovoltaico Olho do Sol SPE Ltda. Objeto: Autorizar a Interessada, inscrita no CNPJ sob o nº 44.664.046/0001-80, a implantar e explorar a UFV Olho do Sol 3, CEG UFV.RS.PI.040700-3.01, sob o regime de Produção Independente de Energia Elétrica - PIE, com 30.000 kW de Potência Instalada, localizada Piripiri, Piauí. Prazo da outorga: Trinta e cinco anos.

Nº 12.303. Processo nº 48500.003272/2018-94. Interessado: Complexo Fotovoltaico Olho do Sol SPE Ltda. Objeto: Autorizar a Interessada, inscrita no CNPJ sob o nº 44.664.046/0001-80, a implantar e explorar a UFV Olho do Sol 4, CEG UFV.RS.PI.040701-1.01, sob o regime de Produção Independente de Energia Elétrica - PIE, com 30.000 kW de Potência Instalada, localizada Piripiri, Piauí. Prazo da outorga: Trinta e cinco anos.

Nº 12.304. Processo nº 48500.003275/2018-28. Interessado: Complexo Fotovoltaico Olho do Sol SPE Ltda. Objeto: Autorizar a Interessada, inscrita no CNPJ sob o nº 44.664.046/0001-80, a implantar e explorar a UFV Olho do Sol 5, CEG UFV.RS.PI.040702-0.01, sob o regime de Produção Independente de Energia Elétrica - PIE, com 30.000 kW de Potência Instalada, localizada Piripiri, Piauí. Prazo da outorga: Trinta e cinco anos.

Nº 12.305. Processo nº 48500.003273/2018-39. Interessado: Complexo Fotovoltaico Olho do Sol SPE Ltda. Objeto: Autorizar a Interessada, inscrita no CNPJ sob o nº 44.664.046/0001-80, a implantar e explorar a UFV Olho do Sol 6, CEG UFV.RS.PI.040703-8.01, sob o regime de Produção Independente de Energia Elétrica - PIE, com 30.000 kW de Potência Instalada, localizada Piripiri, Piauí. Prazo da outorga: Trinta e cinco anos.

Nº 12.306. Processo nº 48500.003274/2018-83. Interessado: Complexo Fotovoltaico Olho do Sol SPE Ltda. Objeto: Autorizar a Interessada, inscrita no CNPJ sob o nº 44.664.046/0001-80, a implantar e explorar a UFV Olho do Sol 7, CEG UFV.RS.PI.040704-6.01, sob o regime de Produção Independente de Energia Elétrica - PIE, com 30.000 kW de Potência Instalada, localizada Piripiri, Piauí. Prazo da outorga: Trinta e cinco anos.

Nº 12.307. Processo nº 48500.003276/2018-72. Interessado: Complexo Fotovoltaico Olho do Sol SPE Ltda. Objeto: Autorizar a Interessada, inscrita no CNPJ sob o nº 44.664.046/0001-80, a implantar e explorar a UFV Olho do Sol 8, CEG UFV.RS.PI.040705-4.01, sob o regime de Produção Independente de Energia Elétrica - PIE, com 30.000 kW de Potência Instalada, localizada Piripiri, Piauí. Prazo da outorga: Trinta e cinco anos.

As íntegras destas Resoluções constam nos autos e estarão disponíveis no endereço eletrônico <http://biblioteca.aneel.gov.br>.

CAMILA FIGUEIREDO BONFIM LOPES

**RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.028, DE 26 DE JULHO DE 2022**

Aprimoramento da alocação das cotas de garantia física de energia e de potência de Angra I e II e de Itaipu para as distribuidoras com mercado próprio inferior a 700 GWh/ano e cálculo do componente financeiro para permissionárias distribuidoras de energia elétrica agentes da CCEE.

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 atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista no Decreto nº 10.139, de 28 de novembro de 2019, e na Portaria nº 6.405, de 27 de maio de 2020; e o que consta do Processo nº 48500.006256/2019-34, decide:

Art. 1º Aprovar a versão 2.4 C do Submódulo 7.3, a versão 1.1 C do Submódulo 11.2, a versão 1.2C do Submódulo 12.6 e a versão 1.0 do Submódulo 8.6 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET.

Art. 2º Alterar o Quadro I do Anexo I da Resolução Normativa nº 1.003, de 1º de fevereiro de 2022, conforme a seguir:

MÓDULOS: Submódulo 7.3 - Tarifas de Aplicação; LIII; 2.4 C; Desde 01/08/2022;

MÓDULOS: Submódulo 8.6 - Componentes Financeiros; LIX-A; 1.0; Desde 01/08/2022;

MÓDULOS: Submódulo 11.2 - Alocação de Cotas de Garantia Física das Usinas Enquadradas na Lei nº 12.783/2013; LXXI; 1.1 C; Desde 1º/8/2022;

MÓDULOS: Submódulo 12.6 - Alocação de Cotas de Garantia Física das Usinas Enquadradas na Lei nº 12.783, de 2013; LXXI; 1.2 C; Desde 1º/8/2022;

Art. 3º. Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

CAMILA FIGUEIREDO BONFIM LOPES

**ANEXO LIII**

Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição

Submódulo 7.3

TARIFAS DE APLICAÇÃO

Versão 2.3 C

1. OBJETIVO

1. Estabelecer a metodologia de cálculo das Tarifas de Aplicação, necessárias para a definição da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD e da Tarifa de Energia - TE.

2. ABRANGÊNCIA

2. Aplica-se a todas as revisões e reajustes tarifários de concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

3. TARIFAS DE USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO - TUSD DE APLICAÇÃO

3. A TUSD é formada pelos componentes tarifários: TRANSPORTE, PERDAS e ENCARGOS.

4. O cálculo da TUSD de Aplicação subdivide-se em duas etapas: definição da TUSD base econômica e da TUSD base financeira.

I. TUSD base econômica: corresponde à TUSD, sem incidência de qualquer benefício tarifário, apurada com base no mercado de referência e no custo regulatório econômico da distribuidora - Receita Anual ou Receita Requerida Econômica; e

II. TUSD base financeira: corresponde à TUSD, apurada com base no mercado de referência e nos custos regulatórios financeiros e da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A - CVA.

5. A TUSD de Aplicação será o somatório da TUSD base econômica e TUSD base financeira.

3.1. DEFINIÇÃO DA TUSD BASE ECONÔMICA

6. A TUSD base econômica corresponde ao produto das Tarifas de Referência, definidas no Submódulo 7.2 do PRORET, por um fator multiplicativo, para cada componente tarifário.

7. O fator multiplicativo por componente tarifário da TUSD base econômica é obtido pela razão entre o custo regulatório econômico e a receita de referência, deduzidos do custo regulatório econômico a receita referente a unidades consumidoras do subgrupo A1, centrais geradoras, e distribuidoras, conforme itens 6, 7 e 8 desse Submódulo.

8. A receita de referência corresponde ao produto das Tarifas de Referência pelo mercado de referência, por componente tarifário.

3.2. DEFINIÇÃO DA TUSD BASE FINANCEIRA

9. A TUSD base financeira corresponde ao produto da TUSD base econômica por um fator multiplicativo, para cada componente tarifário.

10. O fator multiplicativo por componente tarifário da TUSD base financeira é obtido com base nos custos financeiros estabelecidos no Módulo 4 - Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição, do PRORET e no mercado de referência, desconsiderado, por componente tarifário, o mercado sobre o qual não irão incidir os componentes financeiros, conforme regulamentado neste Módulo do PRORET.

11. Os componentes tarifários financeiros poderão ser apurados pelos mesmos critérios de definição: i) das Tarifas de Referência; ii) do componente tarifário perdas não técnicas; ou iii) pelo critério percentual.

4. TARIFA DE ENERGIA - TE DE APLICAÇÃO

12. A TE é formada pelos componentes tarifários: ENERGIA, PERDAS, ENCARGOS e TRANSPORTE.

13. O cálculo da TE de Aplicação subdivide-se em duas etapas: definição da TE base econômica e da TE base financeira.

I. TE base econômica: corresponde à TE, sem incidência de qualquer benefício tarifário, apurada com base no mercado de referência e no custo regulatório econômico da distribuidora - Receita Anual ou Receita Requerida Econômica; e

II. TE base financeira: corresponde à TE, apurada com base no mercado de referência e no custo regulatório financeiro da distribuidora.

14. A TE de Aplicação será o somatório da TE base econômica e TE base financeira.

4.1. DEFINIÇÃO DA TE BASE ECONÔMICA

15. A TE base econômica corresponde ao produto das Tarifas de Referência, definidas no Submódulo 7.2 do PRORET, por um fator multiplicativo, para cada componente tarifário.

16. O fator multiplicativo por componente tarifário da TE base econômica é obtido pela razão entre o custo regulatório econômico e a receita de referência, considerando a não incidência do fator sobre determinados componentes tarifários da TE suprimido conforme item 4.3.

17. A receita de referência corresponde ao produto das Tarifas de Referência pelo mercado de referência, por componente tarifário.

4.2. DEFINIÇÃO DA TE BASE FINANCEIRA

18. A TE base financeira corresponde ao produto da TE base econômica por um fator multiplicativo, para cada componente tarifário.

19. O fator multiplicativo por componente tarifário da TE base financeira é obtido com base nos custos financeiros estabelecidos no Módulo 4 - Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição, do PRORET e no mercado de referência.

20. Os componentes tarifários financeiros poderão ser apurados pelo mesmo critério de definição das Tarifas de Referência da TE.

4.3. DEFINIÇÃO DA TE SUPRIMENTO

21. A TE suprimido, aplicada às concessionárias e permissionárias de distribuição com mercado próprio inferior a 700 GWh/ano, conforme Submódulo 11.1 do PRORET, será obtida da seguinte forma:

a) os componentes tarifários da TE, salvo o relativo à energia comprada para revenda, deverão ser divididos pelo mercado de referência de energia da concessionária supridora;

b) o componente tarifário relativo a energia comprada para revenda para suprimido deverá ser dividida pelo montante de energia regulatório excluído o montante relativo ao PROINFA.





23. Não se aplica o componente tarifário TE TRANSPORTE para a concessionária ou permissionária suprida que seja detentora de quota-parte de Itaipu.

#### 5. BENEFÍCIOS TARIFÁRIOS

24. Benefícios tarifários são descontos e subsídios incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica, conforme segregação abaixo:

Carga Fonte Incentivada - redução tarifária na TUSD de consumidores devido à aplicação da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, art. 26, §1º e regulamentada pela Resolução Normativa ANEEL nº 77, de 18 de agosto de 2004, ou o que vier a sucedê-la;

Geração Fonte Incentivada - redução tarifária na TUSD de centrais geradoras devido à aplicação da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, art. 26, §1º e regulamentada pela Resolução Normativa ANEEL nº 77, de 18 de agosto de 2004, ou o que vier a sucedê-la;

Serviço Público de Água, Esgoto e Saneamento - redução tarifária da TUSD e TE das unidades consumidoras da subclasse serviço público de água, esgoto e saneamento, conforme Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013;

Baixa Renda - Tarifa Social de Energia Elétrica - TSEE, definida conforme Lei nº 12.212 de 20 de janeiro de 2010 e que também possui isenção de pagamento de PROINFA, conforme Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, art. 3º, aplicada às unidades consumidoras da classe residencial, subclasse residencial baixa renda;

Rural - redução tarifária da TUSD e TE das unidades consumidoras da classe rural, conforme Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013;

Serviço Público de Irrigação - redução tarifária da TUSD e TE das unidades consumidoras da classe rural, subclasse serviço público de irrigação, conforme Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013;

Distribuição - redução tarifária da TUSD e TE aplicada no atendimento de concessionárias ou permissionárias, conforme Decreto nº 4.541, de 23 de dezembro de 2002, arts. 51 e 52;

Irrigante e Aquicultura Horário Especial - redução tarifária da TUSD e TE aplicada ao consumo verificado em horário específico, nas atividades de irrigação e aquicultura das unidades consumidoras da classe rural, conforme Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, art. 25;

Cooperativa de Eletrificação Rural: redução tarifária da TUSD e TE aplicada às cooperativas autorizadas ou não regularizadas pela ANEEL, da classe rural, subclasse cooperativa de eletrificação rural, conforme Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013.

#### 5.1. CONSIDERAÇÕES DOS BENEFÍCIOS TARIFÁRIOS NO CÁLCULO DAS TARIFAS

25. O cálculo das tarifas base econômica e financeira da TUSD e da TE será realizado considerando o valor integral das tarifas, sem a incidência dos eventuais benefícios descritos no item 5.

26. As Tarifas de Aplicação para os benefícios descritos nos itens "c", "e", "f" e "i" do parágrafo 24 serão obtidas considerando as reduções de vinte por cento ao ano sobre o valor inicial do desconto estabelecido no processo tarifário de 2018, até que o desconto seja nulo, em consonância com o disposto nos arts. 53-A, 53-J, 53-K e 53-R da Resolução Normativa nº 414/2010, ou o que vier a sucedê-los.

27. O percentual de redução ao qual se refere o inciso II do art. 5º da Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004, ou o que vier a sucedê-lo, será aplicado sobre a função de custo TUSD TRANSPORTE.

28. Para as concessionárias de distribuição com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano, o desconto vigente que incide sobre a TUSD Fio B será retirado em um período de 5 anos, à razão de 1/5 ao ano, a partir do processo tarifário subsequente à revisão 2.1 deste Submódulo.

29. Os descontos na TUSD e na TE aplicada às permissionárias de distribuição serão apurados conforme Submódulo 8.1 e 8.3.

30. A resolução homologatória do processo tarifário da distribuidora irá apresentar a respectiva Tarifa de Aplicação para cada benefício tarifário, ou o detalhamento da forma de aplicação do benefício.

#### 5.2. MERCADO DE REFERÊNCIA AJUSTADO

31. Mercado de Referência Ajustado é o Mercado de Referência modificado para cálculo da previsão dos benefícios tarifários.

32. Para fins de cálculo da Estrutura Tarifária a distribuidora deverá encaminhar o Mercado de Referência segregado em mercado de TUSD (R\$/kW e R\$/MWh) e em mercado de TE (R\$/MWh), para cada subgrupo, modalidade e posto tarifário, conforme definições do Submódulo 7.1, considerando a incidência de benefícios tarifários. Deve-se observar ainda a incidência de tarifas específicas para determinados usuários nos termos da regulamentação vigente.

#### 5.3. COBERTURA DOS SUBSÍDIOS TARIFÁRIOS

33. Serão homologados no processo tarifário ou em processo específico, os valores previstos referentes aos benefícios tarifários de que trata o item 5.1 deste Submódulo, a serem custeados com recursos da CDE, conforme Decreto nº 7.891 de 23 de janeiro de 2013.

34. Serão homologados no processo tarifário ou em processo específico, o ajuste entre os valores da cobertura dos subsídios tarifários de que trata o parágrafo anterior e os valores realizados.

#### 6. TARIFA DE APLICAÇÃO - CENTRAIS GERADORAS

35. As Tarifas de Aplicação para centrais geradoras são obtidas conforme disposto no Submódulo 7.4.

36. Em consonância com o item 3.1 e de acordo com o Submódulo 7.4, em determinados casos, os custos recuperados pelas centrais geradoras, por meio do Mercado de Referência e da Tarifa de Aplicação, devem ser deduzidos da base econômica, por componente tarifário.

#### 7. TARIFA DE APLICAÇÃO - UNIDADES CONSUMIDORAS DO SUBGRUPO A1

37. O disposto neste item aplica-se às unidades consumidoras conectadas em tensão igual ou superior a 230 kV, classificada no subgrupo A1, que tenham celebrado Contrato de Uso dos Sistemas de Distribuição - CUSD.

38. A TUSD TRANSPORTE base econômica não será atualizada pelo fator multiplicativo, sendo de valor igual às Tarifas de Referência. Os demais componentes tarifários da base econômica serão apurados conforme disposto no item 3.1.

Além das condições dispostas no Módulo 3 do PRODIST, ou o que vier a sucedê-lo, a parcela do encargo vinculado ao Contrato de Conexão às Instalações de Distribuição - CCD celebrado pela unidade consumidora, referente às instalações de propriedade da distribuidora, será apurada pela ANEEL, conforme Submódulo 6.3 do PRORET.

39. Os custos recuperados pelo encargo de conexão devem ser deduzidos da base econômica, por componente tarifário, nos termos do item 3.1.

#### 8. TARIFA DE APLICAÇÃO - MODALIDADE DISTRIBUIÇÃO

40. A TUSD TRANSPORTE base econômica para as distribuidoras acessantes classificadas como Tipo D1, conforme Submódulo 7.2 do PRORET, não será atualizada pelo fator multiplicativo, sendo de valor igual às Tarifas de Referência. Os demais componentes tarifários da base econômica serão apurados conforme disposto no item 3.1.

41. A TUSD TRANSPORTE base econômica para as distribuidoras acessantes classificadas como Tipo D2; D3, D4 e D5, conforme Submódulo 7.2 do PRORET, serão atualizadas pelo fator multiplicativo, conforme disposto no item 3.1.

42. As distribuidoras acessantes classificadas como Tipo D1 e D3 deverão remunerar por meio de encargo de conexão vinculado a um CCD, as instalações de propriedade da distribuidora acessada de uso exclusivo.

43. O encargo de conexão será calculado conforme Submódulo 6.3 do PRORET.

44. Os custos recuperados pelo encargo de conexão devem ser deduzidos da base econômica, por componente tarifário, nos termos do item 3.1.

#### ANEXO LIX-A

#### Submódulo 8.6 COMPONENTES FINANCEIROS

Versão 1.0 C

#### 1. OBJETIVO

Estabelecer os conceitos gerais, as metodologias aplicáveis e os procedimentos a serem utilizados na apuração dos Componentes Financeiros aplicáveis às permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica agentes da CCEE.

#### 2. ABRANGÊNCIA

1. Os procedimentos descritos neste Submódulo aplicam-se estritamente às obrigações contraídas em função da aquisição de energia elétrica por meio de Leilões e/ou Chamada Pública, e das obrigações assumidas perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. Os demais tratamentos dos componentes tarifários das permissionárias permanecem inalterados.

#### 3. ASPECTOS GERAIS

2. As metodologias aplicáveis e os procedimentos a serem utilizados na apuração dos Componentes Financeiros aplicáveis às permissionárias encontram-se regulamentados no Módulo 4 do PRORET, com os ajustes e exceções descritos na Seção 4 deste Submódulo.

3. Os critérios de admissão dos Componentes Financeiros no cálculo tarifário estão descritos no Módulo 4 do PRORET. Quaisquer montantes, faturas ou pleitos que não atenderem o critério de admissibilidade serão desconsiderados.

4. Quando o critério de admissibilidade se basear em faturas de compra ou venda de serviços, só serão admissíveis aqueles valores que forem validados pela Fiscalização da ANEEL.

5. Para fins de cálculo dos Componentes Financeiros, o período de referência corresponde aos doze meses anteriores ao mês do reajuste ou revisão tarifária em processamento.

#### 4. COMPONENTES FINANCEIROS

6. A lista dos componentes financeiros abaixo é taxativa e abarca as obrigações contraídas pelas permissionárias com a aquisição de energia elétrica por meio de Leilões e/ou Chamada Pública.

(i) Encargos de serviços de sistema - ESS (Submódulo 4.2);

(ii) Encargo de energia de reserva - EER (Submódulo 4.2);

(iii) Custos de aquisição de energia elétrica (Submódulo 4.2);

(iv) Garantias Financeiras de CCEARs (Submódulo 4.4);

(v) Previsão de Risco Hidrológico (Submódulo 4.4); e

(vi) Recálculo de Processo Tarifário Anterior (Submódulo 4.4).

7. As permissionárias não farão jus a juros prospectivos e a apuração de saldo a compensar dos componentes financeiros.

8. Não serão repassados custos de juros, atualização monetária e multas contratuais de eventuais inadimplências que as permissionárias tenham na CCEE ou relativo a qualquer outro item dos componentes financeiros listados acima.

9. A apuração do componente financeiro das permissionárias será feita no processo tarifário de cada permissionária analisando-se as 12 competências anteriores ao processo desde que cada competência tenha sido liquidada na CCEE até a data de 30 dias anteriores e todas as faturas da competência tenham sido pagas até esta mesma data.

10. Qualquer descasamento entre custos e cobertura tarifária de aquisição de energia das permissionárias será limitado à energia para atender seu mercado regulatório.

11. Não será considerado recálculo do financeiro de glosa de perdas na apuração do componente financeiro das permissionárias decorrente de recontabilizações na CCEE.

12. O resultado de Sobrecontratação no Mercado de Curto Prazo terá repasse tarifário integral do resultado das empresas limitado à 105% da sobrecontratação em relação ao mercado regulatório. Os efeitos de sobrecontratações acima do 105% poderão ser analisados de ofício pela ANEEL ou pleiteados pelas permissionárias desde que demonstrado relevante impacto financeiro.

13. Em casos de contratação abaixo do mercado regulatório para o ano civil, do mesmo modo que é feito às concessionárias, será analisada cada situação específica de exposição involuntária contratual.

#### ANEXO LXXI

#### Submódulo 11.2

#### ALOCÇÃO DE COTAS DE GARANTIA FÍSICA DAS USINAS ENQUADRADAS NA LEI Nº 12.783/2013

Versão 1.0 C

#### 1. OBJETIVO

Estabelecer os critérios e procedimentos para a alocação de cotas de garantia física e de potência das usinas hidrelétricas enquadradas na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, às concessionárias de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN.

#### 2. ABRANGÊNCIA

Os procedimentos deste Submódulo aplicam-se às revisões de alocações de cotas de garantia física e de potência das usinas hidrelétricas enquadradas na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, vigentes de 2018 em diante.

#### 3. PROCEDIMENTOS GERAIS

As revisões de cotas de garantia física com vigência até 2017 são regulamentadas pela Resolução Normativa - REN nº 631, de 25 de novembro de 2014, e pela REN nº 702, de 1º de março de 2016, ou o que vier a sucedê-las.

Processos de revisão de cotas de garantia física a ocorrer de 2018 em diante deverão atender às disposições deste Submódulo.

Revisões serão realizadas a partir da edição de Resolução Homologatória que defina os percentuais de garantia física de cada usina em regime de cotas alocadas a cada concessionária de distribuição a cada ano.

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE deverá apurar os montantes de cotas alocadas a cada distribuidora a partir da aplicação dos fatores homologados pela ANEEL sobre a garantia física vigente de cada usina hidrelétrica deduzida da parcela não destinada ao regime de cotas.

Para fins de aferição de lastro contratual, deverá ser considerado 90% dos montantes apurados pela CCEE, conforme estabelecido no Art. 8º do Decreto nº 7.805, de 14 de setembro de 2012, com alteração realizada por meio do Art. 4º do Decreto nº 9.143, de 22 de agosto de 2017. Alterações supervenientes em relação ao percentual, procedidas pelo Poder Concedente, devem ser refletidas nos processos de aferição de lastro contratual, prescindindo-se modificações deste Submódulo.

Havendo alteração nos montantes apurados, nos termos do item 6, a CCEE deverá informar a ANEEL, para fins de apuração do Montante de Reposição.

A apuração do Montante de Reposição deverá levar em consideração as variações anuais nas cotas de garantia física e potência. Caso os montantes de cotas alocadas às distribuidoras superem o montante de reposição, o excedente deverá abater a necessidade de contratação de energia decorrente:

I - da compra frustrada do montante de reposição de anos anteriores;

II - do retorno de consumidores especiais;

III - da variação nas cotas de Itaipu, PROINFA e Angra 1 e 2; e

IV - da declaração de distribuidora suprida.

A alocação de cotas será realizada em termos de fatores de garantia física.

Nos processos tarifários das concessionárias de distribuição de energia elétrica, os fatores de garantia física são multiplicados pelos valores de garantia física vigentes para cada usina.

Para fins de alocação de cotas, dados faltantes relativos ao mercado faturado de distribuidoras de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional - SIN poderão ser estimados pela ANEEL.

#### 4. REVISÃO - CÁLCULO 2017

A revisão da alocação de cotas calculada no ano de 2017 terá vigência para os três anos subsequentes ao ano do cálculo, e será realizada visando à proporção de mercado de cada concessionária de distribuição do SIN.



O mercado faturado utilizado como referência para a revisão compreenderá os doze meses encerrados em julho de 2017.

A variação no montante de cotas, positiva ou negativa, necessária para que se atinja a proporção de mercado será feita à taxa anual de 25%.

5. REVISÃO ANUAL - CÁLCULOS 2018 EM DIANTE

A revisão anual da alocação de cotas terá vigência no terceiro ano subsequente ao ano de cálculo, iniciando-se em 2018 e será proporcional ao mercado faturado de cada concessionária de distribuição do SIN.

O mercado faturado utilizado como referência para a revisão anual compreenderá os doze meses encerrados em dezembro do ano anterior ao do cálculo da revisão em processamento.

6. USINAS INGRESSANTES

Usinas hidrelétricas ingressantes no regime da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, entre as revisões serão alocadas cotas às concessionárias de distribuição na proporção do respectivo mercado faturado nos doze meses encerrados em dezembro do ano anterior ao ingresso.

Alocações de cotas de usinas ingressantes referentes ao primeiro, segundo e terceiro ano subsequentes à sua entrada no regime serão realizadas, em conformidade com o mercado relacionado no item 18, a partir de então seguem-se as regras constantes da seção 5.

7. AGRUPAMENTO E DESAGRUPAMENTO DE DISTRIBUIDORAS

Caso áreas outorgadas para distribuidoras de energia elétrica sejam agrupadas, após rito processual na ANEEL, a alocação de cotas de garantia física e potência utilizará como referência o somatório dos mercados faturados de todas as áreas agrupadas.

Caso áreas outorgadas para distribuidoras de energia elétrica sejam desagrupadas, após rito processual na ANEEL, as alocações de cotas de garantia física e potência serão proporcionalizadas à individualização do mercado faturado das áreas desagrupadas.

8. REDUÇÃO OU EXTINÇÃO DA RELAÇÃO DE SUPRIMENTO

Na hipótese de redução de montantes de suprimento ou extinção da relação, a distribuidora suprida receberá parte da cota de sua supridora proporcional ao mercado faturado integral.

A alocação de cotas de que trata esta seção será realizada adotando-se, no que couber, as regras constantes das seções 5, 6 e 7.

A variação de cotas decorrente desta seção não constitui montante de reposição.

No ano da Redução/Extinção da relação de Suprimento, a CCEE deverá sazonalizar os montantes contratados, decorrentes das cotas de garantia física recebidas pelas distribuidoras supridas, conforme o perfil do SIMPLES/EPE da distribuidora supridora. Nos anos seguintes, a CCEE deverá sazonalizar os referidos montantes, conforme o perfil do SIMPLES/EPE da distribuidora suprida.

9- AJUSTE DE COTAS ANUAIS PARA DISTRIBUIDORAS COM MERCADO ANUAL MENOR QUE 700GWH ANO

26. Para as novas cotistas, após o processo de redução/extinção da relação de suprimento, as cotas serão ajustadas no ano anterior à sua aplicação para refletir o mercado mais atual da distribuidora. No recálculo, será utilizado o mercado do ano civil anterior ao ajuste. As diferenças no ajuste serão distribuídas entre as demais distribuidoras.

27. As distribuidoras que já são cotistas terão 2 anos para se manifestarem pela adoção do modelo de ajuste das cotas para refletir o mercado mais atual da distribuidora.

ANEXO LXXVI

Módulo 12: Concessionárias de Geração

Submódulo 12.6

COTAS-PARTES DE ANGRA 1 E 2 E ITAIPU

Versão 1.2 C

OBJETIVO

Estabelecer os procedimentos gerais e a metodologia de cálculo das cotas-partes referentes aos montantes de potência e energia comercializados pela Usina Hidrelétrica - UHE Itaipu, bem como aos montantes de energia comercializada pelas Centrais de Geração Angra 1 e 2.

ABRANGÊNCIA

Os procedimentos deste Submódulo aplicam-se:

no caso da UHE Itaipu, a todas as concessionárias de distribuição de energia elétrica das Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste.

no caso das centrais de geração Angra 1 e 2, a todas as concessionárias, permissionárias ou autorizadas de serviço público de distribuição no Sistema Interligado Nacional - SIN.

ASPECTOS LEGAIS

A Lei nº 5.899/1973 dispõe sobre a aquisição dos serviços de eletricidade da Itaipu.

O Decreto nº 4.550/2002, alterado pelo Decreto nº 5.287/2004, regulamenta a comercialização de energia elétrica gerada por Itaipu Binacional e pela Eletronuclear.

A Lei nº 12.111/2009 dispõe sobre o pagamento à Eletrobrás Termonuclear S.A. - Eletronuclear da receita decorrente da geração da energia de Angra 1 e 2.

DEFINIÇÕES

Nos termos do Decreto nº 4.550/2002 e para fins de aplicação deste Submódulo, consideram-se as seguintes definições:

- Potência Contratada de Itaipu: potência em quilowatts (kW) que Itaipu coloca permanentemente à disposição das Altas Partes Contratantes, indicadas no Tratado celebrado em 26 de abril de 1973, entre a República Federativa do Brasil e a República do Paraguai, conforme Carta Compromisso ou instrumento contratual firmado entre Itaipu e a Eletrobrás;

- Energia Vinculada à Potência Contratada de Itaipu: montante de energia que cada entidade contratante pode utilizar em função da potência contratada, definido para cada mês calendário, conforme Carta Compromisso ou instrumento contratual firmado entre Itaipu e a Eletrobrás;

- "Distribuidora suprida": corresponde à distribuidora de energia elétrica que mantém compra regulada integralmente com outra(s) distribuidora(s) cotista(s); e

- "Distribuidora cotista": corresponde à distribuidora que recebe ou participa diretamente do rateio das cotas-partes de Angra 1 e 2 ou de Itaipu.

INFORMAÇÕES PARA O CÁLCULO DAS COTAS-PARTES

INFORMAÇÕES A SEREM ENCAMINHADAS PELAS UNIDADES ORGANIZACIONAIS DA ANEEL

A Tabela 1 apresenta as informações que devem ser encaminhadas à Superintendência de Gestão Tarifária - SGT pelas demais Unidades Organizacionais da ANEEL.

Tabela 1: Informações provenientes das Unidades Organizacionais

Item	Informações necessárias	Responsável	Prazo <sup>(1)</sup>	Forma de disponibilização
1	Migrações de distribuidoras da condição de suprida para cotista e vice-versa.	SRM	Até 30 de setembro	Memorando
2	Previsão de interligação ao SIN de distribuidoras atualmente pertencentes aos sistemas isolados.	SFE	-	SIGET <sup>(2)</sup>

(1) Data limite para que a informação esteja na ANEEL.

(2) Sistema de Gestão da Transmissão.

INFORMAÇÕES A SEREM ENCAMINHADAS POR OUTROS AGENTES

Na Tabela 2 estão listadas as informações necessárias que devem ser encaminhadas à Superintendência de Gestão Tarifária - SGT para o cálculo das cotas-partes.

Tabela 2: Informações necessárias e responsável pela disponibilização

Item	Informações necessárias	Responsável	Prazo <sup>(1)</sup>	Forma de disponibilização
1	Mercado faturado.	Distribuidoras	-	SAMP/SIASE <sup>(2)</sup>
2	Potência Contratada mensal (kW/mês); Energia Vinculada (MW médios) da UHE Itaipu; e carga da ANDE (MW médios) do Paraguai.	Eletrobrás	Até 5 de novembro	Correspondência
3	Garantias físicas das centrais de geração Angra 1 e 2 e da UHE Itaipu.	MME <sup>(3)</sup>	-	Portaria
3	Taxas Equivalentes de Indisponibilidade Forçada e Programada de Referência - TEIF e IP das centrais de geração Angra 1 e 2.	EPE <sup>(4)</sup> /MME	-	Nota Técnica/Portaria/Deck de dados
4	Taxas Equivalentes de Indisponibilidade Forçada e Programada apuradas - TEIFA e TEIP das centrais de geração Angra 1 e 2.	ONS	-	Site do ONS
5	Consumos internos e Perdas na rede elétrica das centrais de geração Angra 1 e 2, definidos a cada ciclo de Revisão Tarifária Periódica.	CCEE	Em intervalos de 3 anos, até 30 de setembro	Correspondência/CliqCCEE <sup>(5)</sup>

(1)Data limite para que a informação esteja na ANEEL.

(2) Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica (SAMP) e Sistema de Inteligência Analítica do Setor Elétrico (SIASE).

(3) Ministério de Minas e Energia.

(4) Empresa de Pesquisa Energética.

(5) Sistema de Contabilização e Liquidação da CCEE.

Caso as informações dispostas no item 2. da Tabela 2 não sejam encaminhadas em tempo hábil, serão considerados os valores informados pela Eletrobrás no ano anterior, sem prejuízo de eventuais ajustes.

COTAS-PARTES

PREMISSAS E CONCEITOS GERAIS

As cotas-partes são utilizadas para fins de rateio das energias provenientes das centrais de geração Angra 1 e 2 e da UHE Itaipu e correspondem à razão do mercado faturado de cada distribuidora em relação ao somatório dos mercados faturados de todas as distribuidoras, observado o disposto nos itens 28 e 29 deste Submódulo.

Caso uma distribuidora suprida deixe de manter compra regulada integral com uma distribuidora cotista, passará a integrar o rateio das cotas-partes, observado o disposto nos itens 28 e 29 deste Submódulo.

As distribuidoras integradas ao SIN, nos termos do art. 4º da Lei nº 12.111/2009, terão suas cotas-partes calculadas considerando integralmente seu mercado faturado, conforme disposto no item 18.

As distribuidoras pertencentes aos sistemas isolados com previsão de interligação ao SIN dentro do horizonte avaliado serão consideradas no rateio das cotas-partes a partir do ano subsequente ao da previsão de sua interligação.

As cotas-partes serão publicadas anualmente até o dia 30 de novembro do oitavo ano anterior ao ano de vigência, por meio de Resolução Homologatória.

As energias alocadas, rateadas segundo as cotas-partes ajustadas, serão publicadas anualmente até o dia 30 de novembro do ano anterior ao de vigência, por meio de Resolução Homologatória.

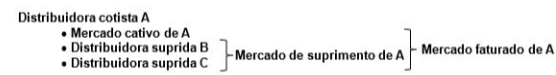
MERCADO FATURADO

O mercado faturado será obtido e consistido por meio da análise das informações encaminhadas pelas distribuidoras, nos termos do Submódulo 10.6 do PRORET.

Para fins deste Submódulo, o mercado faturado, encaminhado pelas distribuidoras nos termos do item 16, corresponde aos mercados cativo e de suprimento, quando houver, verificados durante o mês de setembro do nono ano a agosto do oitavo ano anterior à data de vigência das respectivas cotas-partes.

O mercado faturado de distribuidora integrada ao SIN, nos termos do disposto no item 12, corresponde ao seu mercado total, que abrange os sistemas interligado e isolado, quando houver.

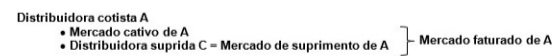
A distribuidora suprida não participa diretamente do rateio das cotas-partes, mas de forma indireta, na medida em que seu suprimento está contido no mercado faturado da distribuidora cotista, conforme o exemplo do Esquema 1:



Esquema 1: Distribuidoras B e C são supridas pela Distribuidora cotista A

No Esquema 1, apenas a distribuidora A é cotista. Sua cota-parte corresponde ao mercado faturado de A, que compreende o somatório do mercado cativo de A e o mercado de suprimento de A, composto pelas distribuidoras supridas B e C.

O mercado faturado abrange a análise das migrações de distribuidoras da condição de suprida para cotista, conforme o exemplo do Esquema 2, na qual a Distribuidora B passa a ser cotista:



Esquema 2: Distribuidora B deixa de ser suprida pela Distribuidora cotista A - período de transição

A situação descrita no Esquema 2 corresponde à realocação de parte das cotas das distribuidoras cotistas, calculadas e publicadas em data anterior à efetiva migração, para as distribuidoras que terão as relações de suprimento reduzidas/extintas no período de transição, observado o disposto nos itens 28 e 29 deste Submódulo.

Para os cálculos das cotas-partes que ocorrerem após a migração, aplicar-se-á o conceito de mercado faturado estabelecido no item 17, conforme o exemplo do Esquema 1.

METODOLOGIA DE CÁLCULO DAS COTAS-PARTES

O mercado faturado de cada distribuidora (MFCC<sub>dist</sub>) de setembro do nono ano a agosto do oitavo ano anterior à data de entrada em vigência das cotas-partes é dado por:

$$MFCC_{dist} = \sum_{i=1}^{12} Energia_{i,mês} \quad (1)$$

onde:

Energia<sub>mês</sub>: mercado faturado de cada distribuidora em cada mês (MWh); e

i: mês, sendo setembro do ano anterior ao cálculo = 1 e agosto do ano corrente = 12.

O somatório dos mercados faturados de todas as distribuidoras cotistas (SMFCC<sub>dist</sub>) é dado por:

$$SMFCC_{dist} = \sum_{i=1}^{n} MFCC_{dist} \quad (2)$$





onde:

$MFCC_{dist}$ : mercado faturado de cada distribuidora, definido conforme a equação (1); e

$n$  = número de distribuidoras cotistas.

Assim, a cota-parte de cada distribuidora ( $Cota\_Parte_{dist}$ ), em número decimal, corresponde:

$$Cota\_Parte_{dist} = \frac{MFCC_{dist}}{SMFCC_{dist}} \quad (3)$$

onde:

$MFCC_{dist}$ : mercado faturado de cada distribuidora, definido conforme a equação (1); e

$SMFCC_{dist}$ : somatório dos mercados faturados de todas as distribuidoras cotistas, definido conforme a equação (2).

Para a definição das cotas-partes serão utilizadas 8 (oito) casas decimais, utilizando-se o critério de arredondamento matemático. Ou seja, se a nona casa decimal variar de 0 a 4, a oitava casa manterá o seu valor; e se a nona casa decimal variar de 5 a 9, a oitava casa terá uma unidade somada ao seu valor.

Para o cálculo das cotas-partes das centrais de geração Angra 1 e 2, o somatório dos mercados faturados de todas as distribuidoras cotistas ( $SMFCC_{dist}$ ) corresponde às concessionárias, permissionárias ou autorizadas de serviço público de distribuição do SIN.

Para o cálculo das cotas-partes da UHE Itaipu, o somatório dos mercados faturados de todas as distribuidoras cotistas ( $SMFCC_{dist}$ ) corresponde às concessionárias de serviço público de distribuição das Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste.

#### ALOCAÇÃO DA ENERGIA

As energias são alocadas às distribuidoras na proporção de suas cotas-partes a partir do mês de janeiro do ano subsequente ao de sua homologação.

Para o cálculo dos montantes de energia a serem estabelecidos para o ano subsequente serão consideradas as cotas-partes calculadas e publicadas pela ANEEL com 8 (oito) anos de antecedência, ajustadas conforme os procedimentos descritos no item 7.1 deste Submódulo.

#### TRATAMENTO DAS COTAS-PARTES PARA FINS DE ALOCAÇÃO DA ENERGIA

A cota-parte de cada distribuidora calculada e publicada com 8 (oito) anos de antecedência será ajustada ( $Cota\_Parte_{dist\_ajust}$ ) no ano que antecede à sua vigência nas seguintes situações:

a. quando uma distribuidora suprida deixar de manter compra regulada integral com uma distribuidora cotista, situação em que tal distribuidora deverá ter sua cota-parte dissociada da antiga distribuidora cotista.

b. quando uma distribuidora passar a ter compra regulada integral com uma distribuidora cotista, situação em que sua cota-parte anteriormente calculada será acrescentada à cota-parte calculada para a distribuidora cotista.

c. agrupamento de distribuidoras, situação em que as cotas-partes calculadas serão atribuídas a uma única distribuidora cotista agregadora.

d. quando a previsão de interligação ao SIN não ocorrer dentro do horizonte avaliado, situação em que a cota-parte definida para a distribuidora não interligada será redistribuída às demais distribuidoras cotistas na proporção de suas cotas-partes.

e. As distribuidoras com mercado de energia inferior a 700GWh/ano que reduzirem ou extinguirem a relação de suprimento, após a publicação desse submódulo, terão as cotas-partes ajustadas ao mercado faturado atual, ou seja, entre setembro do segundo ano e agosto do ano anterior à vigência da alocação da energia. A sobra ou déficit de energia dessa adequação será realocada às demais distribuidoras.

f. As distribuidoras com mercado de energia inferior 700GWh/ano que reduziram ou extinguiram a relação de suprimento, antes da publicação desse submódulo, deverão se manifestar em até 2 anos sobre aderir a regra constante do item "e".

O ajuste das cotas-partes descrito na alínea a. do item 32 se processará da seguinte forma:

- durante o período de transição, a cota-parte atribuída à distribuidora que deixou de ser suprida corresponde ao mercado integral da distribuidora no período de setembro do segundo ano a agosto do ano anterior à vigência da alocação de energia.

- a sistemática descrita acima será aplicada anualmente à alocação de todas as cotas-partes vigentes, calculadas e publicadas em data anterior à mudança da condição da distribuidora de suprida para cotista.

- o conceito de mercado faturado descrito no item 17 será aplicado à distribuidora que passou da condição de suprida para cotista a partir dos cálculos das cotas-partes a serem processados em data posterior à mudança de condição, bem como será observada a data da efetiva migração.

#### METODOLOGIA DE CÁLCULO PARA A ALOCAÇÃO DA ENERGIA DE ANGRA 1 E 2

Nos termos do art. 18 da Resolução Normativa nº 530/2012, ou o que vier a sucedê-lo, o montante anual de energia elétrica disponível para venda das centrais de geração Angra 1 e 2 terá como base as garantias físicas apuradas ( $GF_{Ap}$ ), calculadas nos termos da Resolução Normativa nº 614/2014, ou o que vier a sucedê-la, e descontados os consumos internos das usinas e as perdas na Rede Elétrica.

O cálculo das garantias físicas apuradas das centrais de geração Angra 1 ou Angra 2 ( $GF_{Ap}$ ) se dará mediante a aplicação da seguinte fórmula:

$$GF_{Ap} = \min \left[ GF_p, GF_p \times \frac{(1-TEIF) \times (1-TEIP)}{(1-TEIF) \times (1-IP)} \right] \quad (4)$$

onde:

$GF_p$ : garantias físicas definidas por meio de Portaria do MME, sendo "p" = centrais de geração Angra 1 ou Angra 2;

TEIFa e TEIP: Taxas equivalentes de indisponibilidade forçada e programada apuradas referentes ao mês de julho do ano de processamento do cálculo e publicadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS; e

TEIF e IP: Taxas equivalentes de indisponibilidade forçada e programada de referência (utilizadas no cálculo das garantias físicas).

Os consumos internos e as perdas na rede elétrica ( $Perdas\_C\_int_p$ ), definidos a cada ciclo de revisões das centrais de geração de Angra 1 e 2 com base nos valores realizados nos sessenta meses anteriores à data da revisão em curso, são obtidos a partir dos dados de contabilização da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE e correspondem:

$$Perdas\_C\_int_p(\%) = \frac{\sum_{j=1}^{60} (MBU_{p,j} - (G_{p,j} - CGF_{p,j}))}{\sum_{j=1}^{60} MBU_{p,j}} \times 100\% \quad (5)$$

onde:

∑: somatório dos valores para cada usina "p" separadamente, considerando todos os períodos de comercialização "j", integralizado no mês, nos 60 meses anteriores à data da revisão em curso;

$MBU_{p,j}$ : Medição Bruta da Usina em Operação Comercial fora do Centro de Gravidade (MWh);

$G_{p,j}$ : Geração Comercial no Centro de Gravidade (MWh); e

$CGF_{p,j}$ : Consumo de Geração de Usina no Centro de Gravidade (MWh).

O montante anual de energia elétrica de cada central de geração, Angra 1 ou Angra 2, ( $EC_{ano_p}$ ) corresponderá à garantia física apurada ( $GF_{Ap}$ ) deduzida do valor percentual de consumo interno e das perdas na rede elétrica calculados conforme a seguinte fórmula:

$$EC_{ano_p} = GF_{Ap} \times (1 - Perdas\_C\_int_p) \quad (6)$$

onde:

$GF_{Ap}$ : garantia física apurada, definida conforme a equação (4), sendo "p" = cada central de geração, Angra 1 ou Angra 2; e

$Perdas\_C\_int_p$ : valor percentual de consumo interno e das perdas na rede elétrica, definidos conforme a equação (5).

O montante anual de energia elétrica das centrais de geração de Angra 1 e 2 ( $SEC_{anoAngra}$ ) a ser comercializado no ano subsequente corresponde ao somatório dos montantes anuais de energia elétrica de cada central de geração, conforme a seguir:

$$SEC_{anoAngra\ 1\ e\ 2} = EC_{anoAngra\ 1} + EC_{anoAngra\ 2} \quad (7)$$

onde:

$EC_{ano_p}$ : montante anual de energia elétrica de cada central de geração, Angra 1 e Angra 2, definida conforme a equação (6), sendo "p" = cada central de geração, Angra 1 ou Angra 2.

A energia elétrica das centrais de geração Angra 1 e 2 alocada a cada distribuidora ( $EAlloc\_Angra_{dist}$ ) com base nas cotas-partes calculadas e publicadas com 8 (oito) anos de antecedência e ajustadas conforme disposto no item 7.1 corresponde:

$$EAlloc\_Angra_{dist} = SEC_{anoAngra\ 1\ e\ 2} \times Cota\_Parte_{dist\_ajust} \quad (8)$$

onde:

$SEC_{anoAngra\ 1\ e\ 2}$ : montante anual de energia elétrica de cada central de geração, Angra 1 e Angra 2, definido conforme a equação (7); e

$Cota\_Parte_{dist\_ajust}$ : cota-parte de cada distribuidora calculada e publicada com 8 (oito) anos de antecedência ajustada, conforme disposto no item 7.1.

A energia elétrica das centrais de geração Angra 1 e 2 alocada a cada distribuidora do SIN no ano subsequente, conforme a equação (8), será arredondada em 3 (três) casas decimais, utilizando-se o critério de arredondamento matemático.

#### METODOLOGIA DE CÁLCULO PARA O RATEIO DA POTÊNCIA CONTRATADA E PARA ALOCAÇÃO DA ENERGIA DE ITAIPU

Para o cálculo do rateio da Potência Contratada (kW/mês) e da alocação da energia da UHE Itaipu para comercialização no ano subsequente com as concessionárias de distribuição das Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste são utilizados os valores informados pela Eletrobrás e de garantia física dispostos no item 5.2.

O montante anual de energia elétrica da UHE Itaipu ( $EC_{anoItaipu}$ ) a ser comercializado com as concessionárias de distribuição das Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste no ano subsequente corresponde à garantia física da UHE Itaipu descontada da carga da Administração Nacional de Eletricidade - ANDE, conforme a seguinte fórmula:

$$EC_{anoItaipu}(MWh) = (GF_{Itaipu} - Carga_{ANDE}) \times horas_{ano} \quad (9)$$

onde:

$GF_{Itaipu}$ : garantia física da UHE Itaipu definida por meio de Portaria do MME (MW médios);

$Carga_{ANDE}$ : carga da ANDE do Paraguai informada pela Eletrobrás, conforme item 41 (MW médios); e

$horas_{ano}$ : corresponde a 8.760 horas no ano ou 8.784 no ano bissexto.

A energia elétrica da UHE Itaipu alocada a cada concessionária de distribuição ( $EAlloc\_Itaipu_{dist}$ ) das Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste com base nas cotas-partes calculadas e publicadas com 8 (oito) anos de antecedência e ajustadas conforme disposto no item 7.1 corresponde:

$$EAlloc\_Itaipu_{dist} = EC_{anoItaipu} \times Cota\_Parte_{dist\_ajust} \quad (10)$$

onde:

$EC_{anoItaipu}$ : montante anual de energia elétrica da UHE Itaipu, definido conforme a equação (9); e

$Cota\_Parte_{dist\_ajust}$ : cota-parte de cada concessionária de distribuição calculada e publicada com 8 (oito) anos de antecedência ajustada, conforme disposto no item 7.1.

A energia elétrica da UHE Itaipu alocada a cada concessionária de distribuição das Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste no ano subsequente, conforme a equação (10), será arredondada em 3 (três) casas decimais, utilizando-se o critério de arredondamento matemático.

A energia elétrica da UHE Itaipu alocada a cada concessionária de distribuição das Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste no ano subsequente está referenciada à subestação de Foz do Iguaçu.

O rateio das perdas de conexão da UHE Itaipu que ocorrem entre a subestação de Foz do Iguaçu e as subestações de fronteira com a Rede Básica será tratado segundo as Regras de Comercialização da CCEE vigentes.

Os montantes mensais de potência contratada da UHE Itaipu a serem repassados à cada concessionária de distribuição ( $Pot\_Itaipu_{dist\_mês}$ ) das Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste com base nas cotas-partes calculadas e publicadas com 8 (oito) anos de antecedência e ajustadas conforme disposto no item 7.1 corresponde:

$$Pot\_Itaipu_{dist\_mês} = PC_{Itaipu\_mês} \times Cota\_Parte_{dist\_ajust} \quad (11)$$

onde:

$PC_{Itaipu\_mês}$ : potência Contratada (kW/mês) da UHE Itaipu informada pela Eletrobras, conforme disposto no item 5.2; e

$Cota\_Parte_{dist\_ajust}$ : cota-parte de cada distribuidora calculada e publicada com 8 (oito) anos de antecedência ajustada, conforme disposto no item 7.1.

Os montantes mensais de potência contratada da UHE Itaipu a serem repassados à cada concessionária de distribuição das Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste serão arredondados em 3 (três) casas decimais, utilizando-se o critério de arredondamento matemático.



## RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.029, DE 25 DE JULHO DE 2022

Consolida os procedimentos e condições para obtenção e manutenção da situação operacional e definição de potência instalada e líquida de empreendimento de geração de energia elétrica.

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 atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no art. 29, inciso I, da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995; nos arts. 2º, 12 e 13 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996; no art. 4º, inciso IV, Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997; no Decreto nº 2.410, de 28 de novembro de 1997; e o que consta dos Processos nº 48500.003907/2012-68, nº 48500.005662/2012-11 nº 48500.005003/2020-87e nº 48500.003434/2022-71 decide:

Art. 1º Consolidar, nos termos desta Resolução, os procedimentos e as condições para obtenção e manutenção da situação operacional de empreendimento de geração de energia elétrica, bem como a sistemática de determinação da potência instalada e da potência líquida, para fins de outorga, regulação e fiscalização dos serviços de geração de energia elétrica.

## CAPÍTULO I

## DAS TERMINOLOGIAS E DOS CONCEITOS

Art. 2º Para os fins e efeitos desta Resolução são adotadas as terminologias e os conceitos a seguir definidos:

I - apta à operação comercial: situação operacional em que a unidade geradora encontra-se apta a produzir energia para atender aos compromissos mercantis ou para seu uso exclusivo, contudo está impedida de disponibilizar sua potência instalada para o sistema em razão de atraso ou restrição no sistema de transmissão ou distribuição;

II - central geradora: instalação específica com a finalidade da produção de energia elétrica (geração pura) ou esta combinada com outra utilidade (cogeração), cujo ambiente não se confunde com o processo ao qual está eventualmente conectada;

III - indisponibilidade prolongada: toda indisponibilidade classificada como programada ocorrida em unidade geradora em período estimado superior a 90 (noventa) dias ou, no caso de indisponibilidade não programada, em período estimado superior a 10 (dez) dias;

IV - ocorrência grave: todo evento ocorrido em instalação de geração de energia elétrica relacionado à sua operação ou manutenção envolvendo acidente em estrutura civil ou em equipamentos eletromecânicos, óbito ou lesão de pessoas, bem como qualquer outro que comprometa a segurança da central ou traga prejuízo ambiental ou social à coletividade;

V - operação comercial: situação operacional em que a energia produzida pela unidade geradora está disponibilizada ao sistema, podendo atender aos compromissos mercantis do agente ou para o seu uso exclusivo;

VI - operação em teste: situação operacional que se configura após a conclusão das obras associadas à geração de energia, visando atender às próprias necessidades de ajustes de equipamentos e verificação de seu comportamento do ponto de vista sistêmico e atendimento de consumo próprio;

VII - potência elétrica ativa nominal: máxima potência elétrica ativa possível de ser obtida nos terminais do gerador elétrico, respeitados os limites nominais do fator de potência, e comprovada mediante dados de geração ou ensaio de desempenho;

VIII - potência instalada: capacidade bruta (kW) que determina o porte da central geradora para fins de outorga, regulação e fiscalização, definida pelo somatório das potências elétricas ativas nominais das unidades geradoras principais da central;

IX - potência líquida: potência elétrica ativa (kW) máxima disponibilizada pela central geradora, definida em termos líquidos no seu ponto de conexão, ou seja, descontando da potência bruta gerada o consumo em serviços auxiliares e as perdas no sistema de conexão da central geradora e comprovada mediante dados de geração ou ensaio de desempenho;

X - unidade geradora: conjunto constituído por um gerador elétrico conjugado a máquina(s) motriz(es) e respectivos equipamentos, destinado a converter em energia elétrica outra forma de energia;

XI - unidade geradora de contingência: unidade sobressalente, destinada à operação exclusiva em substituição à unidade principal, ou unidade destinada à operação exclusiva no atendimento das cargas essenciais da própria central geradora em caso de falha das unidades geradoras principais ou do suprimento externo;

a) as unidades geradoras de contingência devem ser declaradas nesta finalidade;

b) a operação não eventual de unidade geradora de contingência descaracteriza a sua finalidade, salvo nos casos onde comprovadamente a unidade se destine única e exclusivamente ao suprimento das cargas essenciais da própria central geradora, como fonte primária do serviço auxiliar;

c) a potência efetivamente possível de ser gerada pelas unidades geradoras de contingência não poderá ser utilizada como referência para fins de contratação do acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica, na comercialização de energia e no despacho da geração.

XII - unidade geradora principal: toda a unidade que integra a central geradora, com exceção da(s) de contingência.

XIII - Unidade geradora de UFV: módulos fotovoltaicos associados a um inversor, de modo que o número de unidades geradoras da central seja igual ao número de inversores que nela operam;

XIV - Potência instalada da unidade geradora de UFV: potência nominal elétrica, em kW (quilowatt), na saída do inversor, respeitadas as limitações de potência decorrentes dos módulos, do controle de potência do inversor ou de outras restrições técnicas; e

XV - Potência dos arranjos: potência elétrica, em kWp (quilowatt-pico), obtida a partir do efeito fotovoltaico em módulos agrupados em arranjos.

XVI - Faixa de Potência da Central Geradora Híbrida ou das centrais geradoras associadas: faixa de valores de potência compreendida entre a soma das potências elétricas ativas nominais da tecnologia de geração de maior participação na Central Geradora Híbrida ou centrais geradoras associadas, e a soma das potências elétricas ativas nominais de todas as tecnologias de geração.

## CAPÍTULO II

## DOS PROCEDIMENTOS E DAS CONDIÇÕES PARA A LIBERAÇÃO PARA OPERAÇÃO EM TESTE, COMERCIAL E APTA À OPERAÇÃO COMERCIAL

## Seção I

Das condições para a liberação para operação em teste, comercial e apta à operação comercial

Art. 3º Os agentes detentores de registro, autorização ou concessão de geração deverão solicitar à ANEEL a liberação para o início da operação em teste, comercial ou apta à operação comercial.

§ 1º A solicitação de que trata o caput deverá ser efetuada para cada unidade geradora nova ou que venha a ter alteração do combustível principal, no caso de centrais geradoras termelétricas.

§ 2º A solicitação também deverá ser realizada para centrais geradoras que já se encontram liberadas para operação comercial e que venham iniciar a contabilização da sua energia no âmbito da CCEE ou a comercialização direta com concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica.

§ 3º Os agentes detentores de registro que não tenham sua energia elétrica contabilizada no âmbito da CCEE ou comprometida diretamente com concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica ficam dispensados de obter a liberação em teste e comercial.

§ 4º Os agentes detentores de autorização que não tenham sua energia elétrica contabilizada no âmbito da CCEE ou comprometida diretamente com concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica ficam dispensados de obter a liberação para operação em teste.

## Seção II

Da liberação para operação em teste

Art. 4º Para a liberação do início da operação em teste, conforme a pertinência de cada caso, deverão ser considerados ou apresentados os seguintes documentos:

I - o atendimento aos documentos constantes dos processos da ANEEL e às condições do registro, autorização ou do contrato de concessão relativos ao empreendimento;

II - declaração emitida pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS atestando o atendimento aos requisitos previstos nos Procedimentos de Rede para operação em teste ou informando a inexistência de relacionamento; e

III - declaração emitida pelo agente de distribuição a cujo sistema estiver conectado, atestando o atendimento aos requisitos para operação em teste ou informando a inexistência de relacionamento.

Art. 5º No caso de ampliação de central geradora existente ou de inclusão de nova central geradora beneficiária da sistemática de reembolso dos custos de geração, pela Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, o agente de geração deverá adotar o SCD previamente à operação em teste da central, conforme o seguinte procedimento:

I - o agente deverá cadastrar a central geradora no SCD ou outro sistema definido pela CCEE, conforme o disposto nos Procedimentos de Contas Setoriais;

II - A CCEE deverá informar à Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração - SFG a validação da central geradora no SCD ou outro sistema definido pela CCEE; e

III - A SFG emitirá o ato autorizativo para a operação comercial da central geradora.

Parágrafo único. Com a operação comercial da central geradora e a validação do cadastro no SCD ou outro sistema definido pela CCEE, haverá a operacionalização dos reembolsos da CCC, conforme a regulação da ANEEL.

Art. 6º A liberação do início da operação em teste será formalizada por meio de Despacho da SFG, até 5 (cinco) dias após a protocolização do pedido.

## Seção III

Da liberação para operação comercial

Art. 7º A liberação para o início da operação comercial deverá ser efetuada após a conclusão da operação em teste, observado o disposto no art. 3º, § 4º, e, conforme a pertinência de cada caso, estará condicionada à consideração ou apresentação dos seguintes documentos:

I - o atendimento aos documentos constantes dos processos da ANEEL e às condições do registro, autorização ou do contrato de concessão relativos ao empreendimento, assim como informações com relação ao histórico acumulado de geração durante o período de testes;

II - declaração emitida pelo ONS atestando o atendimento aos requisitos previstos nos Procedimentos de Rede para operação comercial, o atendimento do requisito estabelecido no § 3º e a capacidade de escoamento da potência instalada total ou máxima que será incrementada ao sistema com a inserção de cada unidade geradora, exceto nos casos em que foi declarada inexistência de relacionamento;

III - declaração emitida pelo agente de distribuição a cujo sistema estiver conectado, atestando o atendimento aos requisitos para operação comercial e a capacidade de escoamento da potência instalada total ou máxima que será incrementada ao sistema com a inserção de cada unidade geradora, exceto nos casos em que foi declarada inexistência de relacionamento.

IV - licença de operação, emitida pelo órgão ambiental competente;

V - declaração emitida pela CCEE atestando o equacionamento, por parte do agente detentor de registro, autorização ou concessão de geração, de quaisquer obrigações perante a Câmara, bem como de eventuais débitos junto ao agente de distribuição signatário de Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR em virtude da exposição financeira decorrente de suspensão de registro de contrato, nos termos da regulamentação específica;

VI - comprovação de garantia de suprimento do combustível principal, no caso de usinas termelétricas movidas a combustível fóssil e com despacho centralizado.

§ 1º Os agentes detentores de autorização que não tenham sua energia elétrica contabilizada no âmbito da CCEE ou comprometida diretamente com concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica ficam dispensados de apresentar os documentos previstos nos incisos II, III, V e VI.

§ 2º Poderá ser concedida pela Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração - SFG, por prazo não inferior a 1 (um) ano, liberação para operação comercial por tempo determinado, nos casos em que seja encaminhada declaração de atendimento provisório ou conste prazo para perda de eficácia do requisito estabelecido no inciso VI.

§ 3º No caso de unidades geradoras despachadas centralizadamente, para o histórico de que trata o inciso I, no mínimo deverá ser considerado a geração por um período de 96 (noventa e seis) horas ininterruptas, admitindo-se variações de no máximo 5% (cinco por cento) da geração de energia possível à plena carga, ainda ressalvadas aquelas situações comprovadas em que a geração à plena carga não é possível em razão de restrição de temperatura ambiente, queda líquida, indisponibilidade de fonte primária hidrelétrica ou eolielétrica, e falhas pontuais nos sistemas de transmissão ou distribuição.

§ 4º Conforme análise da pertinência pela SFG, poderá ser concedida liberação para operação comercial da unidade geradora com limitação de potência, nos casos em que haja restrições de equipamentos associados à geração de energia elétrica que impeça sua operação à plena carga.

§ 5º Na ocorrência do disposto no § 4º, a garantia física correspondente à unidade geradora deverá ser proporcional à potência liberada com relação à sua potência total, conforme regras e procedimentos de comercialização.

Art. 8º Para as usinas termelétricas movidas a combustível fóssil e com despacho centralizado, as regras e procedimentos de comercialização deverão prever a imposição de multa pela indisponibilidade de geração de energia elétrica decorrente da falta de combustível.

§ 1º A multa referida no caput será calculada mensalmente, de acordo com a seguinte fórmula:

I - para as usinas termelétricas movidas a combustíveis líquidos:

$$VS_m = 0 \text{ se } 0 < ind_m < 10\% \\ = 10\% \times CVU \times ENS_m \text{ se } ind_m \geq 10\%$$

II - para as demais:

$$VS_m = 0 \text{ se } 0 < ind_m < 10\% \\ = (0,75 \times ind_m - 0,075) \times CVU \times ENS_m \text{ se } 10\% \leq ind_m < 50\% \\ = 30\% \times CVU \times ENS_m \text{ se } ind_m \geq 50\%$$

Onde:

$VS_m$  = Valor da Sanção, no mês m, expressa em R\$.

$ind_m$  = Soma das indisponibilidades totais ou parciais da usina termelétrica, em decorrência da falha no suprimento de combustível, conforme apuração do ONS, no mês m, expressa em %.

CVU = Custo Variável Unitário da usina termelétrica, no mês m, expresso em R\$/MWh, constante no CCEAR - Contrato de Compra de Energia em Ambiente Regulado ou, inexistindo CCEAR, conforme valor aprovado pela ANEEL.

$ENS_m$  = Energia Não Suprida, em decorrência da falha no suprimento de combustível, conforme apuração do ONS, no mês m, expressa em MWh.

§ 2º Caso a falha de suprimento de combustível transcorra dentro de dois ou mais meses, todo o período relativo a essa falha deve ser considerado no cálculo do  $VS_m$  do mês de término da interrupção do fornecimento de combustível.

§ 3º A usina termelétrica deverá declarar ao ONS falha no fornecimento de combustível mesmo que haja aproveitamento da ausência de combustível para realização de manutenções na usina.

§ 4º Caso seja apurado pelo ONS falha de suprimento de combustível no mesmo período de uma manutenção programada na usina, a  $ENS_m$  deve ser valorada considerando a potência instalada indisponível.

§ 5º A CCEE deverá aplicar a multa referida no caput a usinas com ou sem contrato de suprimento de combustível firmado, exceto nas seguintes condições:





I - usinas movidas a carvão mineral beneficiárias da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE;

II - usinas com contratos de suprimento de combustível firmado antes de 2006, não aditado e vigente na data de 21 de agosto de 2018; e

III - usinas com manutenção programada deferida pelo ONS e em andamento, durante o período em que o seu CVU for superior ao Custo Marginal da Operação - CMO ou durante o período em que a usina não esteja elegível para o despacho fora da ordem de mérito, conforme decisão previamente estabelecida pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE.

§ 6º O índice  $ind_m$  deve ser apurado mensalmente pelo ONS independentemente do enquadramento de usinas no critério descrito no inciso III do § 5º.

§ 7º A multa deverá ter o seu valor revertido pela CCEE em favor da modicidade tarifária, por meio de desconto no Encargo de Serviço de Sistema.

§ 8º Caberá ao gerador negociar a cláusula de penalidade por falha no suprimento de combustível diretamente com o(s) seu(s) fornecedor(es).

Art. 9º A liberação do início da operação comercial será formalizada por meio de Despacho da Superintendente de Fiscalização dos Serviços de Geração - SFG, até 5 (cinco) dias após a protocolização do pedido.

Art. 10. O ONS e o agente de distribuição devem emitir as declarações previstas nos arts. 4º e 7º ou formalizar a impossibilidade de sua emissão em até 10 (dez) dias após a solicitação do agente de geração.

Parágrafo único. A formalização quanto à impossibilidade de emissão das declarações deverá conter detalhamento dos motivos, podendo o agente de geração solicitar análise da ANEEL quanto aos motivos indicados pelo ONS ou agente de distribuição para indeferir o pedido da emissão de determinada declaração.

Art. 11. Para usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente, dentro do prazo de até 12 (doze) meses após a data da entrada em operação comercial, o agente de geração deverá enviar à SFG relatório conclusivo sobre o ensaio de índice da turbina e rendimento do gerador elétrico, concluindo pelo valor do rendimento nominal da unidade geradora.

Parágrafo único. O disposto no caput aplica-se somente para aquelas unidades geradoras que venham a ser liberadas para operação comercial após a data de publicação desta Resolução.

#### Seção IV

Da liberação como apta à operação comercial

Art. 12. No caso de atraso ou restrição no sistema de transmissão ou distribuição identificado nas declarações de que tratam os incisos II e III do art. 7º e que impeça a liberação para operação comercial de unidade geradora, a SFG poderá emitir despacho declarando a unidade geradora como apta à operação comercial.

§ 1º Caso a restrição ou atraso no sistema de transmissão ou distribuição permita o escoamento parcial da potência de uma unidade geradora em conjunto com as demais unidades da central geradora, a SFG deverá liberar para operação comercial a potência instalada total daquela unidade.

§ 2º O despacho de que trata o caput está condicionado à apresentação ou à consideração dos requisitos estabelecidos no art. 4º e nos incisos I e V do art. 7º ou ao atendimento dos requisitos específicos estabelecidos no Anexo II desta Resolução.

§ 3º O despacho de que trata o caput servirá exclusivamente como instrumento para tornar eficazes as condições contratuais previstas e relacionadas ao atraso ou à restrição nas instalações de transmissão ou distribuição necessárias para o escoamento da energia produzida pela unidade geradora.

§ 4º No caso de indisponibilidade de alguma unidade geradora em operação comercial, o ONS poderá solicitar que a unidade geradora apta à operação comercial opere, de forma transitória como unidade geradora de contingência, em substituição à unidade indisponível.

§ 5º Findo o impedimento de que trata o caput, substanciado com a devida comunicação pela ANEEL, o agente de geração deverá obter a liberação para operação comercial em até 30 (trinta) dias, a partir de quando será revogada a situação operacional de apta à operação comercial.

§ 6º Caso concedida a liberação para operação em teste durante o período de que trata o § 5º, deverão ser mantidos os efeitos da situação operacional de apta à operação comercial até o final do prazo estabelecido no § 5º ou até a liberação para operação comercial, nos termos do art. 7º, o que ocorrer primeiro.

Art. 13. A declaração de apta à operação comercial será formalizada por meio de despacho da SFG, até 45 (quarenta e cinco) dias após a protocolização do pedido, neste caso, podendo contemplar data retroativa ao despacho, desde que não anterior à data de protocolização do pedido que comprovou o atendimento pleno dos requisitos estabelecido no art. 12.

#### CAPÍTULO III

DOS PROCEDIMENTOS PARA A COMUNICAÇÃO DE OCORRÊNCIA GRAVE E INDISPONIBILIDADE PROLONGADA, BEM COMO PARA EVENTUAL SUSPENSÃO DA SITUAÇÃO OPERACIONAL DE EMPREENDIMENTO DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

#### Seção I

Dos procedimentos para a comunicação de ocorrência grave e indisponibilidade prolongada

Art. 14. Os detentores de registro, autorização ou concessão de geração de energia elétrica deverão comunicar toda ocorrência grave e indisponibilidade prolongada, em conformidade com os prazos e condições a seguir descritos:

I - a ocorrência grave deverá ser comunicada à SFG da ANEEL e à Agência Estadual conveniada, quando couber, em prazo não superior a 24 (vinte e quatro) horas ao sucedido.

II - a indisponibilidade prolongada deverá ser comunicada à SFG e à Agência Estadual conveniada, quando couber, em prazo não superior a 3 (três) dias após o início do período de indisponibilidade.

§ 1º Os formatos e procedimentos para a comunicação de que trata o caput estão disponibilizados no sítio eletrônico da ANEEL.

§ 2º A indisponibilidade prolongada deverá ser comunicada somente pelos agentes detentores de autorização ou concessão de geração de energia elétrica que possuam usinas conectadas ao Sistema Interligado Nacional - SIN.

§ 3º Fica isenta da obrigatoriedade de comunicação qualquer indisponibilidade prolongada classificada como programada ocorrida no período de entressafra.

Art. 15. O ONS deverá comunicar à SFG toda indisponibilidade prolongada ocorrida em usina de geração de energia elétrica despachada centralizadamente, por meio da emissão de relatório específico, que também deverá ficar disponível no sítio eletrônico do ONS.

§ 1º A comunicação deverá ser realizada por unidade geradora ou grupo de unidades geradoras quando for permitido o agrupamento para fins de apuração de indisponibilidades e contabilização de energia.

§ 2º A comunicação de que trata o caput deverá ser feita em até quatro dias úteis ao sucedido.

#### Seção II

Da suspensão da situação operacional de unidade geradora

Art. 16. Nos casos em que a ocorrência grave ou a indisponibilidade prolongada afete a situação operacional da unidade geradora ou da central geradora de energia elétrica a SFG comunicará ao agente de geração a possibilidade de suspensão dessa situação.

§ 1º A suspensão da situação operacional da unidade geradora ou da central geradora de energia elétrica deverá ser aplicada quando algum dos requisitos exigidos para a obtenção dessa situação estiver prejudicado ou nos casos em que o motivo da indisponibilidade não esteja enquadrado naqueles passíveis de previsão nos índices de referência utilizados para o cálculo da garantia física.

§ 2º Para garantia do contraditório e da ampla defesa, o agente terá até 10 (dez) dias para manifestar-se após o recebimento da comunicação de que trata o caput.

§ 3º A SFG analisará a manifestação do agente e poderá, por meio de despacho de seu titular, suspender a situação operacional da unidade geradora ou da central geradora de energia elétrica e informar os requisitos que deverão ser atendidos pelo agente de geração para o término da suspensão.

§ 4º Nos casos em que o montante de garantia física não esteja discriminado para cada unidade geradora da central, a redução da garantia física em decorrência da suspensão da situação operacional de cada unidade geradora seguirá os critérios definidos nas regras e nos procedimentos de comercialização.

Art. 17. O agente de geração poderá solicitar à ANEEL a suspensão da situação operacional da unidade geradora ou da central geradora de energia elétrica.

Parágrafo único. A solicitação da suspensão de que trata o caput será avaliada pela SFG, de acordo com os requisitos e motivos definidos no § 1º do art. 16, e seguirá o disposto no § 3º do art. 16.

Art. 18. Sem prejuízo à aplicação das penalidades cabíveis, caso identificado que, por descumprimento pelo agente de geração do estabelecido neste Título, a situação operacional da unidade geradora ou da central geradora de energia elétrica deveria ter sido suspensa, os montantes de energia e as taxas de indisponibilidade serão recontabilizados a partir da data da ocorrência.

§ 1º Para atendimento ao disposto no caput, o titular da SFG comunicará previamente o agente de geração sobre a possibilidade de recontabilização.

§ 2º Para garantia do contraditório e da ampla defesa, o agente terá até 10 (dez) dias para manifestar-se após o recebimento da comunicação de que trata o § 1º.

§ 3º A SFG analisará a manifestação do agente e adotará as providências necessárias para a recontabilização de que trata o caput.

Art. 19. O período de suspensão da situação operacional da unidade geradora ou da central geradora de energia elétrica será desconsiderado, de acordo com as normas vigentes, na apuração de:

I - taxas de indisponibilidades de usinas despachadas centralizadamente;

II - geração média para fins de cálculo dos montantes de garantia física e de participação do MRE;

III - fator de disponibilidade de geração de usina eolielétrica e termelétrica inflexível com Custo Variável Unitário - CVU nulo, conectada ao SIN, cuja garantia física tenha sido estabelecida em legislação específica; e

IV - índice de indisponibilidade total verificada e de desempenho relativo à geração de energia para aferição do padrão da qualidade do serviço de geração de energia elétrica para usina objeto de prorrogação de concessão de que tratam a Lei nº 12.783, de 11 janeiro de 2013, e o Decreto nº 7.805, de 14 de setembro de 2012.

Art. 20. O retorno da situação operacional da unidade geradora ou da central geradora de energia elétrica dependerá do atendimento aos requisitos estabelecidos pela SFG quando da suspensão da situação operacional, e ocorrerá por meio de Despacho dessa Superintendência.

#### CAPÍTULO IV

DA SISTEMÁTICA DE DETERMINAÇÃO DA POTÊNCIA INSTALADA E DA POTÊNCIA LÍQUIDA DE EMPREENDIMENTO DE GERAÇÃO, PARA FINS DE OUTORGA, REGULAÇÃO E FISCALIZAÇÃO DOS SERVIÇOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

#### Seção I

Da sistemática para determinação da potência instalada e da potência líquida

Art. 21. O processo de outorga de central geradora observará o registro da potência instalada e da potência líquida da central geradora, conforme valores declarados pelo agente outorgado, devendo as mesmas ser confirmadas pelo agente de geração após a entrada em operação comercial da usina, ou para posterior revisão nos termos desta Resolução, ressalvadas as suas exceções.

§ 1º Para as tecnologias de geração que utilizam fonte eolielétrica ou solar, serão adotadas as informações de projeto, prescindindo-se do ensaio de desempenho ou dos dados de geração, a critério da ANEEL;

§ 2º São dispensadas da determinação da potência líquida as centrais geradoras com potência instalada de até 1.000 kW (mil quilowatts) para fonte hidráulica e de até 5.000 kW (cinco mil quilowatts) para outras fontes, sendo que, nesses casos, a potência instalada será definida com base no menor valor entre a potência nominal do equipamento motriz (kW) e a do gerador elétrico (kW), esta definida pelo produto da potência elétrica aparente (kVA) pelo fator de potência nominal (f.p.), ambos tomados diretamente da placa aprovada pelo fabricante para operação em regime contínuo.

#### Seção II

Das obrigações do agente de geração

Art. 22. O agente de geração obriga-se a encaminhar, para validação e registro na ANEEL da potência instalada e da potência líquida, relatório técnico com os resultados do ensaio de desempenho, ressalvadas as suas exceções, em até 24 (vinte e quatro) meses após a entrada em operação comercial da central geradora.

§ 1º A entrada em operação da central geradora caracteriza-se pela entrada em operação comercial da primeira unidade geradora da central.

§ 2º O ensaio de desempenho, com critérios e procedimentos específicos conforme Anexo I desta Resolução, caracteriza-se essencialmente pelo ensaio realizado para verificação da potência instalada e da potência líquida da central geradora.

Art. 23. Alternativamente ao ensaio de desempenho, a comprovação da potência instalada e da potência líquida poderá ser realizada por meio de relatório técnico utilizando-se de dados de geração obtidos diretamente do Sistema de Medição de Faturamento - SMF, ou ainda diretamente do Sistema de Coleta de Dados Operacionais - SCD nos sistemas isolados, no qual deverá ser comprovada a operação da central geradora em base semanal à plena carga.

§ 1º O valor da potência instalada e da potência líquida será o valor integralizado da geração ativa verificada no período de 7 (sete) dias e em base horária, respeitadas as orientações específicas contidas no procedimento para determinação da potência instalada e potência líquida de empreendimentos de geração de energia elétrica.

§ 2º O relatório técnico de que trata o caput deste artigo deverá ser elaborado conforme os procedimentos para a determinação da potência instalada e potência líquida de empreendimentos de geração de energia elétrica.

§ 3º Os dados de geração para confirmação da potência instalada e potência líquida deverão ser devidamente homologados pela CCEE e obtidos diretamente do SMF ou ainda do SCD nos sistemas isolados;

§ 4º Nos casos onde não é necessária a instalação da medição bruta, conforme critérios estabelecidos nos Procedimentos de Rede e nos Procedimentos de Comercialização, poderão ser utilizados os dados de geração do sistema de supervisão e controle da central geradora para confirmação da potência instalada.

Art. 24. A documentação técnica, em todas as suas partes, deverá estar assinada pelo engenheiro responsável pelas informações, incluindo a comprovação de sua inscrição e certificado de regularidade perante o Conselho Regional de Engenharia, Arquitetura e Agronomia - CREA.

Art. 25. Qualquer alteração da potência instalada ou potência líquida da central geradora deverá ser regularizada junto à ANEEL.

Art. 26. O agente se obriga a manter nas instalações da central geradora, a disposição dos técnicos da ANEEL, cópia do relatório técnico para comprovação de potência instalada e potência líquida, bem como, afixado em local de fácil acesso, placa de identificação do fabricante de cada equipamento motriz e gerador elétrico.

#### CAPÍTULO III

DAS DISPOSIÇÕES GERAIS E TRANSITÓRIAS

Art. 27. 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.

Art. 28. Ficam revogadas:

I - a Resolução Normativa nº 583, de 22 de outubro de 2013; e

II - a Resolução Normativa nº 827, de 21 de agosto de 2018.

Art. 29. Esta Resolução entra em vigor em 1º de setembro de 2022.

CAMILA FIGUEIREDO BOMFIM LOPES



## ANEXO I - PROCEDIMENTO PARA DETERMINAÇÃO DA "POTÊNCIA INSTALADA" E "POTÊNCIA LÍQUIDA" DE EMPREENDIMENTO DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

## CONTROLE DE VERSÕES

REVISÃO	DESCRIÇÃO DA REVISÃO	ATO LEGAL

## 1. DO OBJETIVO

Definir, em termos gerais, o formato do Relatório Técnico para confirmação da "potência instalada" e "potência líquida" de centrais geradoras de energia elétrica. O presente procedimento é um balizador, o qual contém instruções gerais sobre o ensaio de desempenho e comprovação por meio do histórico de geração, sendo responsabilidade do responsável técnico pela realização dos ensaios a definição dos melhores parâmetros a serem utilizados na realização dos ensaios, considerando as particularidades técnicas de cada empreendimento e o objetivo pretendido de se definir o valor da potência instalada e da potência líquida da central geradora.

## 2. DA APLICAÇÃO

O presente Procedimento aplica-se aos empreendimentos de geração de energia elétrica instalados no território brasileiro.

## 3. DA RESPONSABILIDADE

A responsabilidade pela elaboração do Relatório Técnico de confirmação da "potência instalada" e "potência líquida" é exclusiva do agente detentor da outorga para exploração da central geradora, que deverá elaborá-lo com pessoal próprio ou de terceiros, observando a necessidade de emissão da devida Anotação de Responsabilidade Técnica - ART, conforme regulamentação do Conselho Regional de Engenharia, Arquitetura e Agronomia - CREA.

## 4. DO ENSAIO DE DESEMPENHO

O ensaio de desempenho deverá ser realizado com todas as unidades geradoras da central em operação. Não sendo possível, o relatório deverá explicitar as razões que inviabilizaram a operação simultânea de todas as unidades, bem como deverá apresentar justificativas que demonstrem que a impossibilidade de operação simultânea das unidades não prejudica o resultado obtido nos testes.

Salvo exceção das grandezas elétricas, para as demais grandezas o monitoramento deverá ser realizado no mínimo em uma unidade geradora por tipo.

Antes do início do ensaio de desempenho, deverá haver a estabilização completa dos parâmetros térmicos e mecânicos, em conformidade com os critérios que deverão ser adotados pelo responsável pela realização dos ensaios, sendo obrigatório explicitar no Relatório Técnico os critérios utilizados para a estabilização completa e sua aderência ao tipo de tecnologia empregada.

Durante o período de estabilização, os parâmetros monitorados não deverão exceder limites pré-estabelecidos pelo responsável pelo ensaio.

O ensaio deverá ter duração mínima de 04 horas e as grandezas devem ser medidas e registradas em intervalos de, no máximo, 30 minutos, com exceção daquelas obtidas diretamente do Sistema de Medição de Faturamento - SMF ou do Sistema de Coleta de Dados Operacionais - SCD, quando deverão ser respeitados os intervalos de medição padronizados para esses equipamentos.

O valor da "potência instalada" e da "potência líquida" obtida deverá ser baseado na energia efetivamente gerada durante o período do teste pelo tempo total do mesmo, devendo ser realizadas as eventuais correções conforme prescreve este Procedimento.

O responsável pela elaboração do relatório, de posse das informações do ensaio, poderá atestar um determinado valor de "potência instalada" e "potência líquida" diferente do método mencionado no parágrafo anterior, desde que fundamentado em critérios relacionados à exatidão dos equipamentos de monitoramento, flutuação de potência e oscilação do sistema elétrico.

Todas as unidades geradoras deverão estar programadas para gerar a potência ativa próxima ao valor desejado da comprovação, com fator de potência das unidades o mais próximo possível do valor nominal.

Na impossibilidade de ensaiar as unidades com o fator de potência o mais próximo do valor nominal, em razão de condições sistêmicas, esse fato deverá ser justificado no Relatório.

O fator de potência nominal é definido como o valor teórico obtido da curva de capacidade do gerador, considerando a intersecção entre o trecho da limitação imposta pela corrente de campo ou corrente de excitação do rotor do gerador e o trecho da limitação imposta pela corrente de armadura, considerando a operação do gerador como capacitivo.

No mínimo as grandezas a seguir listadas deverão ser medidas/monitoradas e registradas:

## a) Térmicas (aplicável às UHEs, PCHs e UTEs)

- temperatura do enrolamento estatístico e dos mancais do gerador e turbina (metal patente);
- temperatura do enrolamento dos transformadores elevadores;

## b) Mecânicas (aplicável às UHEs, PCHs e UTEs)

- vibração em todos os mancais do conjunto turbina-gerador;
- oscilação dos eixos (turbina e gerador).

## c) Elétricas (aplicável às UHEs, PCHs e UTEs)

- potência [kW, kVA e kVAr], medida nos bornes do gerador elétrico e no ponto de conexão;
- fator de potência;

## d) Hidráulicas (Aplicável às UHEs e PCHs)

- nível de jusante [m];
- nível de montante [m];
- vazão turbinada [m³/s];

## e) Ambientais

- temperatura Ambiente (aplicável às UHEs, PCHs e UTEs);
- umidade relativa do ar (aplicável às UTEs);
- pressão atmosférica (aplicável às UTEs).

## f) Termodinâmicas (aplicável às UTEs)

- temperatura, pressão, e vazão do fluido de trabalho na entrada e saída dos principais equipamentos do ciclo termodinâmico (bomba/compressor, turbina, caldeira, condensador e etc.), conforme o tipo de usina.

## g) Balanço energético em kW (aplicável às UHEs, PCHs e UTEs)

- potência bruta simultânea de cada unidade geradora, medida nos geradores elétricos;
- potência exportada, medida no ponto de conexão;
- consumo em serviços auxiliares/ perdas;
- consumo em cargas industriais próprias, conforme o caso.

As grandezas térmicas, mecânicas e termodinâmicas a serem monitoradas podem variar conforme a especificidade dos equipamentos da central geradora, mas devem garantir a operação segura das unidades geradoras.

Exceto para as grandezas elétricas, as quais deverão ser obrigatoriamente monitoradas em todas as unidades, as demais grandezas poderão ser monitoradas em no mínimo uma unidade geradora, desde que as demais apresentem as mesmas características de projeto e construção da unidade monitorada.

Para as grandezas térmicas e mecânicas, antes do início dos testes deverão ser registrados os seus valores nominal, de alarme e de parada por emergência da unidade, quando aplicável, para os quais o sistema de supervisão está programado.

Todos os instrumentos utilizados nos ensaios para monitoramento das grandezas elétricas deverão ter rastreabilidade quanto à sua aferição, em consonância com as práticas usualmente adotadas.

O Relatório Técnico deverá contemplar métodos que propiciem a correção das medições de geração às condições nominais da central geradora; no caso de termelétricas, para a condição climática média anual do local, principalmente quanto à temperatura do ar; e no caso de hidrelétricas (incluindo PCHs), os resultados devem ser transpostos à queda líquida máxima (nominal). Adicionalmente, o resultado da potência ativa (kW) deverá levar em consideração o fator de potência obtido nas medições.

## 5. DA COMPROVAÇÃO POR MEIO DO HISTÓRICO DE GERAÇÃO

Alternativamente, o Agente poderá valer-se de histórico de geração para comprovação da "Potência Instalada" e "Potência Líquida" de uma determinada central geradora.

Na opção de utilização dos dados de geração, para as seguintes grandezas deverá haver registro:

## a) Elétricas (aplicável às UHEs, PCHs e UTEs)

- potências elétricas [kW, kVA e kVAr], medida nos bornes do gerador elétrico e no ponto de conexão;
- fator de potência.

## b) Balanço energético em kW (aplicável às UHEs, PCHs e UTEs)

- geração bruta simultânea de cada unidade geradora, medida nos geradores elétricos;
- geração exportada, medida no ponto de conexão;
- consumo em serviços auxiliares/ perdas;
- consumo em cargas industriais próprias, conforme o caso.

Os dados de geração deverão preferencialmente ser obtidos diretamente do Sistema de Medição de Faturamento - SMF e homologados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, para usinas do Sistema Interligado Nacional, ou obtidos do Sistema de Coleta de Dados Operacionais - SCD e homologados pela Eletrobrás, para usinas dos sistemas isolados.

Para a determinação da "potência instalada", nos casos onde não é obrigatória a instalação do SMF ou do SCD por unidade geradora, poderão ser utilizadas informações do sistema de supervisão e controle da central geradora, devendo o relatório indicar esse fato.

Deverá ser apresentado o histórico de geração de um período mínimo de 07 dias consecutivos, e será considerado como o valor da "potência instalada" e da "potência líquida" o montante de energia gerada (MW.h) dividido pelo número de horas total do período. Dentro desse intervalo, poderão ser desconsiderados períodos atípicos que tragam dados não representativos para a definição desses parâmetros, desde que devidamente justificado no relatório técnico.

O responsável pela elaboração do relatório, de posse das informações do histórico de geração, poderá atestar um determinado valor de "potência instalada" e "potência líquida" diferente do método mencionado no parágrafo anterior, desde que fundamentado em critérios relacionados à exatidão dos equipamentos de monitoramento, flutuação de potência e oscilação do sistema elétrico.

Preferencialmente deverão ser utilizados dados de geração para um período quando a central geradora tenha operado dentro de suas condições nominais, principalmente no que tange às variáveis: queda líquida (PCHs e UHEs) e temperatura ambiente (UTEs).

O Relatório Técnico deverá contemplar métodos que propiciem a correção das medições de geração às condições nominais da central geradora; no caso de termelétricas, para a condição climática média anual do local, principalmente quanto à temperatura do ar; e no caso de hidrelétricas (incluindo PCHs), os resultados devem ser transpostos à queda líquida máxima (nominal). Adicionalmente, o resultado da potência ativa (kW) deverá levar em consideração o fator de potência obtido nas medições.

## 6. DAS EXCEÇÕES

Quaisquer particularidades que impeçam a realização dos ensaios de determinação das potências instalada e líquida do empreendimento em conformidade com o estabelecido neste procedimento deverão ser devidamente justificadas no relatório técnico, onde deverá restar comprovado que essas particularidades não afetam o resultado pretendido pelo ensaio.

Na hipótese de centrais geradoras termelétricas onde exista limitação com relação à carga a ser atendida, deverá ser elaborado o Relatório Técnico baseado no histórico de geração ou no ensaio de desempenho demonstrando essa limitação. Na conclusão do Relatório Técnico, a "potência instalada" e "potência líquida" a ser atestada deverá levar em consideração a restrição interna da central geradora (gerador elétrico, equipamento motriz, gerador de vapor, etc.) que limitaria a potência máxima possível de ser disponibilizada nos bornes do gerador elétrico de cada unidade geradora, caso não houvesse restrição quanto ao atendimento da carga.

## 7. DO PRODUTO FINAL

O produto final é o Relatório Técnico de confirmação da "potência instalada" e "potência líquida", que deverá ser elaborado com base nos resultados do ensaio de desempenho ou no histórico de geração.





O Relatório Técnico ainda deverá estar assinado pelo representante legal da Empresa detentora da outorga para exploração do empreendimento e pelo responsável técnico pela elaboração do Relatório, que deverá providenciar a Anotação de Responsabilidade Técnica - ART perante o CREA, bem como atestar a correta execução do ensaio de desempenho ou obtenção do histórico de geração em conformidade com a legislação vigente.

O Relatório Técnico deverá ser encaminhado à Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração - SFG/ANEEL dentro do prazo estabelecido em regulamento. Ademais, o Agente obriga-se a manter cópia desse Relatório e respectivos dados de medição, nas instalações da central geradora para eventual consulta das equipes de fiscalização da ANEEL.

O Relatório Técnico para confirmação de "Potência Instalada" e "Potência Líquida" deverá conter, no mínimo, as informações listadas a seguir, observadas as particularidades caso o Relatório tenha se baseado em ensaios de desempenho ou dados de geração.

- a) dados de identificação da entidade realizadora do Relatório Técnico;
- b) dados de identificação da entidade realizadora do ensaio de desempenho (conforme o caso);
- c) configuração e características básicas da central geradora, incluindo eventuais restrições;
- d) configuração e características básicas do sistema de transmissão de interesse restrito;
- e) tabela com os todos os valores das grandezas medidas, bem como os valores previstos para sinalização de alarme e parada por emergência dessas unidades;
- f) cálculos relacionados às correções efetuadas, gráficos de acompanhamento da evolução das variáveis medidas, curvas de correção eventualmente utilizadas bem como outras evidências necessárias à plena credibilidade dos ensaios;
- g) fatos relevantes observados no período de medição (conforme o caso);
- h) curvas de capacidade dos geradores elétricos;
- i) curvas características das turbinas hidráulicas (PCHs e UHEs);
- j) curva de consumo específico de combustível Vs. potência da central geradora, discriminando o PCI do combustível (UTES);
- k) diagrama unifilar simplificado, mostrando os principais equipamentos da central e a conexão da usina ao sistema, incluindo os pontos de medição;
- l) valor confirmado para a "Potência Instalada" e "Potência Líquida";
- m) Balanço energético em kW (aplicável às UHEs, PCHs e UTES)
  - soma da potência bruta de todas as unidades geradoras;
  - potência exportada no ponto de conexão;
  - consumo médio dos serviços auxiliares;
  - consumo em cargas industriais próprias, quando couber;
- n) Dados de placa da máquina motriz e do gerador elétrico.

## ANEXO II - REQUISITOS PARA LIBERAÇÃO COMO APTA À OPERAÇÃO COMERCIAL

## Check List - UHE/PCH

## Instruções gerais

O Check list deve ser preenchido, assinado e enviado à Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração - SFG, juntamente com o pleito de reconhecimento de conclusão de obras de implantação de usinas de geração impossibilitadas de escoar energia em razão da não conclusão das obras da conexão de responsabilidade de agente de Transmissão ou Distribuição.

Para cada item de verificação, com exceção daqueles definidos para identificação, o check list deverá ser preenchido com "Sim" ou "Não", sendo que para eventuais comentários poderão ser utilizados os campos de observação.

Todas as respostas deverão ser comprovadas mediante envio de documentos, tais como contratos, declarações, licenças e registro fotográfico, indicando, portanto, o nível de atendimento para cada item. Ressalta-se que serão desconsideradas respostas não comprovadas. A qualquer tempo, a SFG poderá realizar fiscalização específica de forma a avaliar as informações prestadas pelo responsável pelo empreendimento.

O representante legal do agente outorgado deverá se responsabilizar pela veracidade das informações fornecidas, ficando solidariamente responsável pela prestação de informação falsa, caso a fiscalização da ANEEL identifique em seus procedimentos de validação de informações, inclusive aqueles realizados em campo, algum dado não fidedigno.

O Check list deve ser preenchido e enviado juntamente com o pleito de reconhecimento de conclusão de obras de implantação de usinas de geração impossibilitadas de escoar energia em razão da não conclusão das obras da conexão de responsabilidade de agente distinto.

## 1 - Identificação do empreendimento

1.1 Nome da empresa	
1.2 Endereço para correspondência	
1.3 Nome e cargo do representante legal	
1.4 Nome da usina (UHE/PCH)	
1.5 Identificação das unidades geradoras integrantes do pleito	
1.6 Endereço da usina	
1.7 Coordenadas geográficas da usina	

## 2 - Atos Administrativos

2.1 A implantação foi executada em acordo com as características técnicas constantes do ato de outorga? (A comprovação deve ser feita por meio da apresentação da ficha técnica preenchida e assinada pelo responsável técnico)	( ) SIM ( ) NÃO
2.2 A implantação foi executada em acordo com o Projeto Básico aprovado?	( ) SIM ( ) NÃO
Observação	

## 3 - Situação dos equipamentos e estruturas principais

3.1 Declaração de propriedade ou posse direta das áreas necessárias à implantação da usina?	( ) SIM ( ) NÃO
3.2 Construção da(s) barragem(ns) concluída?	( ) SIM ( ) NÃO
3.3 Construção do(s) vertedouro(s) concluída?	( ) SIM ( ) NÃO
3.4 Construção do(s) circuito(s) de adução concluída?	( ) SIM ( ) NÃO
3.5 Reservatório nas cotas para operar as unidades geradoras que estejam aptas a entrar em operação comercial?	( ) SIM ( ) NÃO
3.6 Construção da(s) casa(s) de máquinas concluída?	( ) SIM ( ) NÃO
3.7 Fabricação e fornecimento de equipamentos eletromecânicos das unidades geradoras concluídos?	( ) SIM ( ) NÃO
3.8 Montagem eletromecânica das unidades geradoras, sistemas auxiliares e painéis elétricos concluída?	( ) SIM ( ) NÃO
3.9 Construção da(s) subestação(ões) de interesse restrito e montagem dos respectivos equipamentos eletromecânicos concluídos?	( ) SIM ( ) NÃO
3.10 Sala de Comando da usina e da subestação de interesse restrito concluída?	( ) SIM ( ) NÃO
3.10.1 Cabeamento lógico e elétrico entre unidades geradoras, sistemas auxiliares e subestação de interesse restrito concluídos?	( ) SIM ( ) NÃO
3.11 Comissionamento estático e dinâmico sem sincronismo das unidades geradoras concluído? (A comprovação deve ser feita por meio de relatório do comissionamento, além da ART do responsável pelo mesmo)	( ) SIM ( ) NÃO
Observação	

## 4 - Situação do acesso

4.1 Linha de Transmissão de interesse restrito totalmente concluída?	( ) SIM ( ) NÃO
4.1.1 Todas as torres montadas?	( ) SIM ( ) NÃO
4.1.2 Todos os serviços de projeto, execução de obras civis e de montagem eletromecânica contratados?	( ) SIM ( ) NÃO
4.1.3 Cabos e isoladores comprados e estocados?	( ) SIM ( ) NÃO
4.1.4 Cronograma para o lançamento dos cabos compatível com o cronograma de conclusão das obras das instalações de transmissão?	( ) SIM ( ) NÃO
4.1.5 Declaração de propriedade ou posse direta das áreas necessárias à implantação da linha?	( ) SIM ( ) NÃO
4.2 Data da Solicitação de Acesso:	
4.3 Data da emissão e número do Parecer de Acesso:	
4.4 Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão (CCT) assinado?	( ) SIM ( ) NÃO
4.5 Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) assinado?	( ) SIM ( ) NÃO
4.6 Contrato de Conexão ao Sistema de Distribuição (CCD) assinado?	( ) SIM ( ) NÃO
4.7 Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) assinado?	( ) SIM ( ) NÃO
Observação	

## 5 - Licenciamento ambiental

5.1 Licença Ambiental de Operação (LO) da área da usina emitida e válida?	( ) SIM ( ) NÃO
5.2 Licença Ambiental de Operação (LO) das áreas do sistema de transmissão de interesse restrito emitida e válida?	( ) SIM ( ) NÃO

## 6 - Sistema de Medição de Faturamento - SMF

6.1 Localização do SMF definida?	( ) SIM ( ) NÃO
6.2 Projeto do SMF elaborado pelo agente gerador?	( ) SIM ( ) NÃO
6.3 Projeto do SMF aprovado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS?	( ) SIM ( ) NÃO
6.4 Equipamentos do SMF Instalados?	( ) SIM ( ) NÃO
6.5 Testes de comunicação do SMF realizado?	( ) SIM ( ) NÃO
6.6 SMF cadastrado na CCEE?	( ) SIM ( ) NÃO

## 7 - Regularidade perante à CCEE

7.1 Declaração atestando o equacionamento de obrigações do agente outorgado emitida pela CCEE?	( ) SIM ( ) NÃO
--	-----------------



## 8 - Declaração do representante legal

Ratifico todas as informações prestadas como verdadeiras, salientando que todas as obras de nossa responsabilidade, inclusive quanto a itens não constantes do check list, encontram-se finalizadas.

\_\_\_\_\_ (local), \_\_\_\_\_ (data)

Nome do representante legal

Check List - UTE

Instruções gerais

O Check list deve ser preenchido, assinado e enviado à Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração - SFG, juntamente com o pleito de reconhecimento de conclusão de obras de implantação de usinas de geração impossibilitadas de escoar energia em razão da não conclusão das obras da conexão de responsabilidade de agente de Transmissão ou Distribuição.

Para cada item de verificação, com exceção daqueles definidos para identificação, o check list deverá ser preenchido com "Sim" ou "Não", sendo que para eventuais comentários poderão ser utilizados os campos de observação.

Todas as respostas deverão ser comprovadas mediante envio de documentos, tais como contratos, declarações, licenças e registro fotográfico, indicando, portanto, o nível de atendimento para cada item. Ressalta-se que serão desconsideradas respostas não comprovadas. A qualquer tempo, a SFG poderá realizar fiscalização específica de forma a avaliar as informações prestadas pelo responsável pelo empreendimento.

O representante legal do agente outorgado deverá se responsabilizar pela veracidade das informações fornecidas, ficando solidariamente responsável pela prestação de informação falsa, caso a fiscalização da ANEEL identifique em seus procedimentos de validação de informações, inclusive aqueles realizados em campo, algum dado não fidedigno.

O Check list deve ser preenchido e enviado juntamente com o pleito de reconhecimento de conclusão de obras de implantação de usinas de geração impossibilitadas de escoar energia em razão da não conclusão das obras da conexão de responsabilidade de agente distinto.

## 1 - Identificação do empreendimento

1.1 Nome da empresa	
1.2 Endereço para correspondência	
1.3 Nome e cargo do representante legal	
1.4 Nome da usina	
1.5 Identificação das unidades geradoras integrantes do pleito	
1.6 Combustível	
1.7 Endereço da usina	
1.8 Coordenadas geográficas da usina	

## 2 - Atos Administrativos

2.1 A implantação foi executada em acordo com as características técnicas constantes do ato de outorga? (A comprovação deve ser feita por meio da apresentação da ficha técnica preenchida e assinada pelo responsável técnico)	( ) SIM ( ) NÃO
Observação	

## 3 - Situação dos equipamentos e estruturas principais

3.1 Declaração de propriedade ou posse direta das áreas necessárias à implantação da usina?	( ) SIM ( ) NÃO
3.2 Terraplanagem e fundações concluídas?	( ) SIM ( ) NÃO
3.3 Construção da(s) casa(s) de máquinas concluída?	( ) SIM ( ) NÃO
3.4 Fabricação e fornecimento de equipamentos eletromecânicos das unidades geradoras concluídos?	( ) SIM ( ) NÃO
3.5 Montagem eletromecânica das unidades geradoras, sistemas auxiliares e painéis elétricos concluída?	( ) SIM ( ) NÃO
3.6 Construção da(s) subestação(ões) de interesse restrito e montagem dos respectivos equipamentos eletromecânicos concluídos?	( ) SIM ( ) NÃO
3.7 Sala de Comando da usina e da subestação de interesse restrito concluída?	( ) SIM ( ) NÃO
3.7.1 Cabeamento lógico e elétrico entre unidades geradoras, sistemas auxiliares e subestação de interesse restrito concluído?	( ) SIM ( ) NÃO
3.8 Comissionamento estático e dinâmico sem sincronismo das unidades geradoras concluído? (A comprovação deve ser feita por meio de relatório do comissionamento, além da ART do responsável pelo mesmo)	( ) SIM ( ) NÃO
Observação	

## 4 - Situação do acesso

4.1 Linha de Transmissão de interesse restrito totalmente concluída?	( ) SIM ( ) NÃO
4.1.1 Todas as torres montadas?	( ) SIM ( ) NÃO
4.1.2 Todos os serviços de projeto, execução de obras civis e de montagem eletromecânica contratados?	( ) SIM ( ) NÃO
4.1.3 Cabos e isoladores comprados e estocados?	( ) SIM ( ) NÃO
4.1.4 Cronograma para o lançamento dos cabos compatível com o cronograma de conclusão das obras das instalações de transmissão?	( ) SIM ( ) NÃO
4.1.5 Declaração de propriedade ou posse direta das áreas necessárias à implantação da linha?	( ) SIM ( ) NÃO
4.2 Data da Solicitação de Acesso:	
4.3 Data da emissão e número do Parecer de Acesso:	
4.4 Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão (CCT) assinado?	( ) SIM ( ) NÃO
4.5 Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) assinado?	( ) SIM ( ) NÃO
4.6 Contrato de Conexão ao Sistema de Distribuição (CCD) assinado?	( ) SIM ( ) NÃO
4.7 Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) assinado?	( ) SIM ( ) NÃO
Observação	

## 5 - Licenciamento ambiental

5.1 Licença Ambiental de Operação (LO) da área da usina emitida e válida?	( ) SIM ( ) NÃO
5.2 Licença Ambiental de Operação (LO) das áreas do sistema de transmissão de interesse restrito emitida e válida?	( ) SIM ( ) NÃO

## 6 - Sistema de Medição de Faturamento - SMF

6.1 Localização do SMF definida?	( ) SIM ( ) NÃO
6.2 Projeto do SMF elaborado pelo agente gerador?	( ) SIM ( ) NÃO
6.3 Projeto do SMF aprovado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS?	( ) SIM ( ) NÃO
6.4 Equipamentos do SMF Instalados?	( ) SIM ( ) NÃO
6.5 Testes de comunicação do SMF realizado?	( ) SIM ( ) NÃO
6.6 SMF cadastrado na CCEE?	( ) SIM ( ) NÃO

## 7 - Regularidade perante à CCEE

7.1 Declaração atestando o equacionamento de obrigações do agente outorgado emitida pela CCEE?	( ) SIM ( ) NÃO
--	-----------------

## 8 - Declaração do representante legal

Ratifico todas as informações prestadas como verdadeiras, salientando que todas as obras de nossa responsabilidade, inclusive quanto a itens não constantes do check list, encontram-se finalizadas.

\_\_\_\_\_ (local), \_\_\_\_\_ (data)

Nome do representante legal





Check List - EOL  
Instruções gerais

O Check list deve ser preenchido, assinado e enviado à Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração - SFG, juntamente com o pleito de reconhecimento de conclusão de obras de implantação de usinas de geração impossibilitadas de escoar energia em razão da não conclusão das obras da conexão de responsabilidade de agente de Transmissão ou Distribuição.

Para cada item de verificação, com exceção daqueles definidos para identificação, o check list deverá ser preenchido com "Sim" ou "Não", sendo que para eventuais comentários poderão ser utilizados os campos de observação.

Todas as respostas deverão ser comprovadas mediante envio de documentos, tais como contratos, declarações, licenças e registro fotográfico, indicando, portanto, o nível de atendimento para cada item. Ressalta-se que serão desconsideradas respostas não comprovadas. A qualquer tempo, a SFG poderá realizar fiscalização específica de forma a avaliar as informações prestadas pelo responsável pelo empreendimento.

O representante legal do agente outorgado deverá se responsabilizar pela veracidade das informações fornecidas, ficando solidariamente responsável pela prestação de informação falsa, caso a fiscalização da ANEEL identifique em seus procedimentos de validação de informações, inclusive aqueles realizados em campo, algum dado não fidedigno.

O Check list deve ser preenchido e enviado juntamente com o pleito de reconhecimento de conclusão de obras de implantação de usinas de geração impossibilitadas de escoar energia em razão da não conclusão das obras da conexão de responsabilidade de agente distinto.

#### 1 - Identificação do empreendimento

1.1 Nome da empresa	
1.2 Endereço para correspondência	
1.3 Nome e cargo do representante legal	
1.4 Nome da usina	
1.5 Identificação das unidades geradoras integrantes do pleito	
1.6 Endereço da usina	
1.7 Coordenadas geográficas da usina	

#### 2 - Atos Administrativos

2.1 A implantação foi executada em acordo com as características técnicas constantes do ato de outorga? (A comprovação deve ser feita por meio da apresentação da ficha técnica preenchida e assinada pelo responsável técnico)	( ) SIM ( ) NÃO
Observação	

#### 3 - Situação dos equipamentos e estruturas principais

3.1 Declaração de propriedade ou posse direta das áreas necessárias à implantação da usina?	( ) SIM ( ) NÃO
3.2 Fabricação e fornecimento dos aerogeradores (naceles, cubos e pás) concluídos?	( ) SIM ( ) NÃO
3.3 Fabricação e fornecimento das torres concluídos?	( ) SIM ( ) NÃO
3.4 Bases dos aerogeradores concluídos?	( ) SIM ( ) NÃO
3.5 Montagem eletromecânica das unidades geradoras, sistemas auxiliares e painéis elétricos concluída?	( ) SIM ( ) NÃO
3.6 Montagem das torres, tubos e pás concluída?	( ) SIM ( ) NÃO
3.7 Construção da(s) subestação(ões) de interesse restrito e montagem dos respectivos equipamentos eletromecânicos concluídos?	( ) SIM ( ) NÃO
3.8 Sala de Comando da usina e da subestação de interesse restrito concluída?	( ) SIM ( ) NÃO
3.8.1 Cabeamento lógico e elétrico entre unidades geradoras, sistemas auxiliares e subestação de interesse restrito concluído?	( ) SIM ( ) NÃO
3.9 Comissionamento estático e dinâmico sem sincronismo das unidades geradoras concluído? (A comprovação deve ser feita por meio de relatório do comissionamento, além da ART do responsável pelo mesmo)	( ) SIM ( ) NÃO
Observação	

#### 4 - Situação do acesso

4.1 Linha de Transmissão de interesse restrito totalmente concluída?	( ) SIM ( ) NÃO
4.1.1 Todas as torres montadas?	( ) SIM ( ) NÃO
4.1.2 Todos os serviços de projeto, execução de obras civis e de montagem eletromecânica contratados?	( ) SIM ( ) NÃO
4.1.3 Cabos e isoladores comprados e estocados?	( ) SIM ( ) NÃO
4.1.4 Cronograma para o lançamento dos cabos compatível com o cronograma de conclusão das obras das instalações de transmissão?	( ) SIM ( ) NÃO
4.1.5 Declaração de propriedade ou posse direta das áreas necessárias à implantação da linha?	( ) SIM ( ) NÃO
4.2 Data da Solicitação de Acesso:	
4.3 Data da emissão e número do Parecer de Acesso:	
4.4 Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão (CCT) assinado?	( ) SIM ( ) NÃO
4.5 Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) assinado?	( ) SIM ( ) NÃO
4.6 Contrato de Conexão ao Sistema de Distribuição (CCD) assinado?	( ) SIM ( ) NÃO
4.7 Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) assinado?	( ) SIM ( ) NÃO
Observação	

#### 5 - Licenciamento ambiental

5.1 Licença Ambiental de Operação (LO) da área da usina emitida e válida?	( ) SIM ( ) NÃO
5.2 Licença Ambiental de Operação (LO) das áreas do sistema de transmissão de interesse restrito emitida e válida?	( ) SIM ( ) NÃO

#### 6 - Sistema de Medição de Faturamento - SMF

6.1 Localização do SMF definida?	( ) SIM ( ) NÃO
6.2 Projeto do SMF elaborado pelo agente gerador?	( ) SIM ( ) NÃO
6.3 Projeto do SMF aprovado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS?	( ) SIM ( ) NÃO
6.4 Equipamentos do SMF Instalados?	( ) SIM ( ) NÃO
6.5 Testes de comunicação do SMF realizado?	( ) SIM ( ) NÃO
6.6 SMF cadastrado na CCEE?	( ) SIM ( ) NÃO

#### 7 - Regularidade perante à CCEE

7.1 Declaração atestando o equacionamento de obrigações do agente outorgado emitida pela CCEE.	( ) SIM ( ) NÃO
--	-----------------

#### 8 - Declaração do representante legal

Ratifico todas as informações prestadas como verdadeiras, salientando que todas as obras de nossa responsabilidade, inclusive quanto a itens não constantes do check list, encontram-se finalizadas.

\_\_\_\_\_ (local), \_\_\_\_\_ (data)

Nome do representante legal

#### RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.030, DE 26 DE JULHO DE 2022

Consolida os atos regulatórios relativos ao programa da Resposta da Demanda; à prestação de serviços ancilares e adequação de instalações de centrais geradoras motivada por alteração na configuração do sistema elétrico; aos procedimentos e critérios para apuração e pagamento de restrição de operação por Constrained-off de usinas eólicas; ao montante de energia elegível, a valoração e as condições de pagamento para os participantes do Mecanismo de Realocação de Energia do custo do deslocamento da geração hidrelétrica decorrente de geração termelétrica que exceder aquela por ordem de mérito e de importação de energia sem garantia física; e ao Excedente Financeiro e das Exposições Financeiras na contabilização de energia elétrica no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

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 9.427, de 26 de dezembro de 1996; na Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998; na Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004; na Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015; no Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997; Decreto nº 5.081, de 14 de maio de 2004; no Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004; e o que consta dos Processos nº 48500.004163/2014-61, 48500.003224/2015-53, 48500.003095/2016-84, 48500.005630/2016-31, 48500.001347/2017-11, 48500.006218/2017-10, 48500.005171/2019-39, 48500.005003/2020-87 e 48500.003434/2022-71 resolve:

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

I - ao programa da Resposta da Demanda;

II - à prestação de serviços ancilares e adequação de instalações de centrais geradoras motivada por alteração na configuração do sistema elétrico;

III - aos procedimentos e critérios para apuração e pagamento de restrição de operação por Constrained-off de usinas eólicas;

IV - ao montante de energia elegível, a valoração e as condições de pagamento para os participantes do Mecanismo de Realocação de Energia do custo do deslocamento da geração hidrelétrica decorrente de geração termelétrica que exceder aquela por ordem de mérito e de importação de energia sem garantia física; e

V - ao Excedente Financeiro e das Exposições Financeiras na contabilização de energia elétrica no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

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

I - autorrestabelecimento integral: capacidade de uma central geradora de sair de uma condição de parada total para uma condição de operação, independentemente de fonte externa para alimentar seus serviços auxiliares, contribuindo para o processo de recomposição do sistema elétrico, partindo o número de unidades geradoras definido pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS;

II - autorrestabelecimento parcial: capacidade de uma central geradora de alimentar seus serviços auxiliares a partir da tensão no terminal de seus próprios geradores, com a permanência do giro mecânico e excitada, contribuindo para o processo de recomposição do sistema elétrico;

III - controle primário de frequência: controle realizado por meio de reguladores automáticos de velocidade das unidades geradoras, para limitar a variação da frequência quando da ocorrência de desequilíbrio entre a carga e a geração;

IV - controle secundário de frequência: controle realizado por unidades geradoras participantes do Controle Automático de Geração - CAG, destinado a restabelecer ao valor programado a frequência de um sistema e/ou o montante de intercâmbio de potência ativa entre subsistemas;

V - despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa: despacho de unidades geradoras de usinas termelétricas despachadas centralizadamente, com vistas a preservar a reserva de potência operativa nas unidades geradoras hidráulicas participantes do CAG em qualquer subsistema;



VI - Linha base de consumo: média horária das medições registrada em determinados dias da semana, em período anterior à data do despacho de redução da demanda;

VII - melhoria: instalação, substituição ou reforma de equipamentos em instalações pertencentes à central geradora, para manter a regularidade, continuidade, segurança e atualidade do serviço de geração de energia elétrica, compreendendo a modernidade das técnicas e a conservação das instalações em conformidade com o ato de outorga, os Procedimentos de Rede e demais atos normativos;

VIII - Procedimento e regra de comercialização provisórios - documento elaborado pela CCEE para apuração do cumprimento da entrega do produto, contabilização do montante e ressarcimento devido a participação do programa de Resposta da Demanda;

IX - reforço: substituição de equipamentos ou adequação de instalações pertencentes à central geradora, recomendada pelo ONS e motivada por alteração da configuração do sistema elétrico ao qual a usina está conectada, não passível de previsão por parte do agente de geração;

X - Resposta da demanda: redução do consumo de consumidores previamente habilitados, como recurso alternativo ao despacho termelétrico fora da ordem de mérito, de modo a se obter resultados mais vantajosos tanto para a confiabilidade do sistema elétrico como para a modicidade tarifária dos consumidores finais;

XI - Rotina operacional provisória: documento elaborado pelo ONS para estabelecer procedimentos referente aos critérios para participação do programa, à entrega das ofertas dos participantes, definição da programação diária da produção, e comunicação quanto ao descumprimento do despacho em atendimento ao programa de Resposta da Demanda;

XII - sistema especial de proteção - SEP: abrange os Esquemas de Controle de Emergência - ECE e Esquemas de Controle de Segurança - ECS, que a partir da detecção de condição de risco para o sistema elétrico, realiza ações automáticas para preservar a integridade do SIN ou dos seus equipamentos; e

XIII - suporte de reativos: é o fornecimento ou a absorção de energia reativa por unidade geradora, destinados ao controle de tensão da rede de operação, mantendo dentro dos limites de variação estabelecidos nos Procedimentos de Rede e nos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST, mediante o uso de:

a) unidades geradoras enquanto fornecem potência ativa; ou

b) unidades geradoras enquanto operam como compensadores síncronos, as quais propiciam benefícios sistêmicos tais como suporte de reativos em regime dinâmico, agregação de inércia, elevação dos níveis de curto-circuito, eliminação de riscos de autoexcitação e sobretensões/subtensões transitórias, além do controle de tensão em regime permanente.

#### TÍTULO I

##### PROGRAMA DE RESPOSTA DA DEMANDA

Art. 3º Este Título estabelece os critérios e as condições do programa de Resposta da Demanda, o qual terá vigência até 27 de junho de 2022.

#### CAPÍTULO I

##### DOS CRITÉRIOS E DAS CONDIÇÕES

Art. 4º O ONS e a CCEE devem produzir, semestralmente, relatórios gerenciais e, mensalmente, relatórios informativos, de modo a subsidiar estudos para a implantação, em caráter permanente, do programa de Resposta da Demanda.

Art. 5º Poderão ser habilitados a participar do programa de Resposta da Demanda:

I - os consumidores livres, consumidores parcialmente livres e consumidores cujos contratos de compra de energia seguem os preceitos estabelecidos no art. 5º da Lei nº 13.182, de 2015, conectados na rede de supervisão do ONS; ou

II - agentes participantes da CCEE, na função de agregadores das cargas dos consumidores de que trata o inciso I.

§ 1º Os consumidores parcialmente livres poderão participar da Resposta da Demanda até o limite equivalente à parcela livre do seu consumo.

§ 2º Os interessados no programa de Resposta da Demanda deverão formalizar pedido ao ONS e celebrar Contrato de Prestação de Serviços Ancilares temporário, caso sejam habilitados.

Art. 6º O ONS deverá definir mensalmente a grade horária para despacho de redução da demanda.

§ 1º Os participantes habilitados devem, semanalmente, até as 12h00 da quinta-feira, entregar ao ONS suas ofertas de preços e quantidades para a semana operativa seguinte, e diariamente, até as 12h00 do dia anterior ao despacho, confirmar sua disponibilidade para redução da demanda.

§ 2º As ofertas consistem em produtos com duração da redução da demanda de 1 (uma), 2 (duas), 3 (três), 4 (quatro) e 7 (sete) horas, lotes com volume padrão de 1 MWmédio e no mínimo 5 MWmédios, e dois tipos de aviso prévio:

I - até as 18h00 do dia anterior ao despacho, no caso do despacho no dia anterior (D-1); e

II - até as 9h00 do dia do despacho, no caso do despacho intradiário (D-0).

§ 3º O ONS poderá despachar produtos D-0 após a utilização de todos os produtos D-1 com ofertas bem-sucedidas, e na ocorrência de desvios em relação aos valores programados de geração, carga e disponibilidade do sistema de transmissão.

Art. 7º O ONS deverá efetuar os despachos de redução da demanda observando os requisitos necessários para atendimento ao Programa Diário de Produção - PDP, e sempre que o custo total da operação com as ofertas vencedoras do programa de Resposta da Demanda for inferior ao custo total da operação com despacho termelétrico fora da ordem de mérito.

§ 1º Para demonstrar atendimento ao disposto no caput, o PDP deverá conter detalhamento da opção pela redução da demanda como recurso alternativo à geração termelétrica.

§ 2º O ONS deverá excluir o consumidor que descumprir a entrega de três produtos despachados.

§ 3º Na análise do cumprimento do despacho de redução da demanda deverá ser considerada uma tolerância, conforme procedimento e regra de comercialização provisório.

Art. 8º O montante da redução da demanda será aferido mensalmente pela CCEE considerando a diferença, em base horária, entre a linha base e seu o consumo verificado, nos termos do procedimento e regra de comercialização provisórios.

§ 1º A CCEE deverá definir a quantidade de dias precedentes, iguais ao dia da semana em que ocorreu o despacho de redução da demanda, necessários para o cálculo da linha base.

§ 2º Devem ser excluídas do cálculo da linha base os dias em que houve participação do consumidor no programa de Resposta da Demanda e os dias com curva de carga atípica.

§ 3º A partir do valor da linha base estabelecido, deverá ser determinada uma margem superior e uma margem inferior de tolerância.

§ 4º Para um participante fazer jus à remuneração em função da Resposta da Demanda, o seu perfil de consumo do dia do despacho, desconsiderados os períodos de rampa, não deve apresentar valores abaixo da margem inferior de tolerância da linha base.

§ 5º A CCEE deverá descontar do montante da redução da demanda o volume que exceder a margem superior de tolerância da linha base, dentro do dia do despacho de redução da demanda, excluído o período de entrega do produto.

Art. 9º A redução da demanda será valorada, para cada participante, considerando o preço de sua oferta vencedora e o PLD vigente em cada hora do produto.

§ 1º Caso o preço da oferta vencedora seja acima do PLD, a remuneração será realizada considerando diferença entre o preço da oferta vencedora e o PLD, a ser paga por meio do Encargo de Serviço de Sistema - ESS, rateado pelos agentes que suportariam os custos dos despachos das usinas termelétricas fora da ordem de mérito.

§ 2º A contabilização e a liquidação dos serviços prestados no âmbito do programa de Resposta da Demanda serão realizadas pela CCEE, por meio de Mecanismo Auxiliar de Cálculo - MAC.

Art. 10. O ONS e a CCEE deverão promover ampla divulgação do programa entre os potenciais participantes e publicar, em área de livre acesso dos seus sítios eletrônicos, o conjunto de informações sobre o programa, incluindo, no mínimo:

I - a rotina operacional provisória, no caso do ONS, e o procedimento e a regra de comercialização provisórios, no caso da CCEE;

II - os relatórios gerenciais e informativos, de que trata o art. 4º;

III - a grade horária para despacho de redução da demanda, de que trata o art. 6º;

IV - o PDP, de que trata o art. 7º; e

V - os valores pagos aos consumidores participantes do programa, nos termos do art. 9º.

Art. 11. Os documentos de que trata o inciso I do art. 10 deverão ser publicados pelo ONS e CCEE, em até 30 (trinta) dias após a publicação desta Resolução.

Art. 12. Os consumidores participantes do programa devem observar o disposto neste Capítulo, na rotina operacional, no procedimento e na regra de comercialização provisórios.

#### TÍTULO II

##### DAS RESTRIÇÕES DE OPERAÇÃO POR CONSTRAINED-OFF

#### CAPÍTULO I

##### DO CONSTRAINED-OFF DE USINAS EOLIOELÉTRICAS

Art. 13. Para efeitos deste Título, eventos de restrição de operação por Constrained-off são definidos como a redução da produção de energia por usinas eolioelétricas despachadas centralizadamente ou usinas/conjuntos de usinas eolioelétricas considerados na programação, decorrente de comando do ONS, que tenham sido originados externamente às instalações das respectivas usinas.

§ 1º Considera-se instalações externas às respectivas usinas ou conjuntos de usinas, as instalações de transmissão classificadas como Rede Básica e Demais Instalações de Transmissão - DITs no âmbito da distribuição.

§ 2º Não se considera instalações externas às respectivas usinas ou conjuntos de usinas aquelas de uso exclusivo ou compartilhado do gerador, sob sua gestão ou de terceiros.

Art. 14. O ONS deverá classificar os eventos de restrição de operação por Constrained-off de usinas ou conjuntos de usinas eolioelétricas de acordo com sua motivação em:

I - Razão de indisponibilidade externa: motivados por indisponibilidades em instalações externas às respectivas usinas ou conjuntos de usinas conforme definições do art. 13.

II - Razão de atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica: motivados por razões de confiabilidade elétrica dos equipamentos pertencentes a instalações externas às respectivas usinas ou conjuntos de usinas conforme definições do art. 13 e que não tenham origem em indisponibilidades dos respectivos equipamentos.

III - Razão energética: motivados pela impossibilidade de alocação de geração de energia na carga.

Art. 15. O ONS deverá calcular a referência de geração de energia decorrente de evento de restrição de operação por Constrained-off das usinas ou conjuntos de usinas eolioelétricas, classificado como razão de indisponibilidade externa, conforme inciso I do art. 14, a partir da curva de produtividade da usina eolioelétrica, que relaciona a potência de saída da usina e a velocidade do vento.

§ 1º O ONS deverá elaborar a curva de produtividade, de acordo com os critérios técnicos estabelecidos nos Procedimentos de Rede, a partir de dados medidos de geração e velocidade do vento pelo período de um ano, sendo revisada anualmente.

§ 2º Nos casos em que não há histórico de um ano de operação da usina a partir da entrada em operação comercial, a curva de produtividade será atualizada a cada mês até completar um ano.

§ 3º Enquanto detiver outorga vigente, o agente de geração deverá disponibilizar ao ONS, em tempo real, os registros das medições anemométricas e as disponibilidades de potência nominal dos aerogeradores desde a data de entrada em operação comercial, em conformidade com critérios técnicos estabelecidos nos Procedimentos de Rede.

§ 4º Os Procedimentos de Rede deverão estabelecer a forma da elaboração da curva de produtividade, do cálculo da referência da frustração de geração de energia e da obtenção automática dos dados anemométricos pelo ONS.

§ 5º Até a elaboração da curva de produtividade, será considerado como referência da frustração de geração de energia das usinas ou conjuntos de usinas eolioelétricas o segundo menor valor de energia gerada nos 10 (dez) períodos imediatamente anteriores coincidentes com o horário da restrição de operação em análise.

§ 6º Para fins de aplicação desse dispositivo, considera-se como períodos imediatamente anteriores coincidentes com o horário da restrição de operação o lapso temporal correspondente ao evento de restrição de operação por Constrained-off das usinas ou conjunto de usinas eolioelétricas.

§ 7º Caso os 10 (dez) períodos de que trata o parágrafo anterior incorporem data anterior à entrada em operação comercial da usina, a garantia física da usina eolioelétrica será adotada para completar o período.

§ 8º O ONS deverá desconsiderar, da geração de referência, as reduções de geração associadas às restrições indicadas no parecer de acesso das usinas ou dos conjuntos de usinas eolioelétricas.

§ 9º No caso de conjuntos de usinas eolioelétricas, o ONS deverá considerar o rateio da referência da frustração de geração de energia proporcionalmente à capacidade instalada de cada usina eolioelétrica integrante do conjunto.

§ 10 Todas as informações utilizadas para calcular a referência da frustração de geração de energia devem ser disponibilizadas pelo ONS em plataforma de acesso público.

Art. 16. Os pagamentos dos montantes financeiros relativos aos eventos de restrição de operação por Constrained-off das usinas ou conjunto de usinas eolioelétricas, classificados como razão de indisponibilidade externa, conforme inciso I do art. 14, serão realizados por meio de Encargo de Serviço de Sistema - ESS pela CCEE de acordo com os seguintes critérios:

I - na parcela da garantia física vinculada a Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR por Disponibilidade, o pagamento deverá ser efetuado às distribuidoras de energia compradoras dos respectivos contratos;

II - na parcela da garantia física vinculada a Contrato de Energia de Reserva - CER, o pagamento deverá ser efetuado à Conta de Energia de Reserva - CONER; e

III - na parcela da garantia física não contratada conforme os incisos anteriores, o pagamento deverá ser efetuado ao agente gerador.

§ 1º O pagamento do ESS deverá ser proporcionalizado pelo consumo de energia do perfil consumo dos agentes e deverá observar a abrangência da restrição, se local ou sistêmica.

§ 2º O pagamento de ESS é devido somente nas situações em que a soma dos tempos, acumulados desde o início do ano civil, de restrição de operação por Constrained-off da respectiva usina ou conjunto de usinas eolioelétricas, classificada como razão de indisponibilidade externa, conforme inciso I do art. 14, superar 78h (setenta e oito horas).

§ 3º Fica autorizado o ONS a atualizar o valor de 78h (setenta e oito horas), constante do §2º, considerando a indisponibilidade média apurada, em uma média móvel dos últimos cinco anos civis, das Funções de Transmissão, com nível de tensão entre 230 kV e 500 kV.

§ 4º O montante energético para apuração dos ESS será dado pela seguinte formulação:

$$\text{Frustração de geração} = \text{mín}(G_{\text{anem}}; E_{\text{cont}}) - G_{\text{ver}}$$

Onde:

$G_{\text{anem}}$ : geração estimada em função da velocidade do vento medido no anemômetro;





$E_{cont}$ : montante de energia vendida em contratos associados à respectiva usina eolielétrica, no caso de CCEAR, CER e Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia - PROINFA; e garantia física, no caso de usinas não contratadas dessa forma.

$G_{ver}$ : energia gerada.

§ 5º A valoração do ESS deverá se dar pelo Preço de Liquidação das Diferenças - PLD do submercado da usina ou do conjunto de usinas eolielétricas no respectivo período de comercialização.

§ 6º As usinas eolielétricas inadimplentes com a obrigação de encaminhamento das informações de que trata o § 3º do art. 15 não são elegíveis ao recebimento dos montantes financeiros de que trata o caput.

Art. 17. As Regras de Comercialização deverão prever a compensação, sobre as obrigações internas aos CCEAR por Disponibilidade e CER, dos eventos de restrição de operação por Constrained-off das usinas eolielétricas, classificado como razão de indisponibilidade externa, conforme inciso I do art. 14, apurados conforme o Título II desta Resolução.

#### CAPÍTULO II

##### DISPOSIÇÕES GERAIS

Art. 18. Somente eventos de restrição de operação por Constrained-off das usinas ou conjuntos de usinas eolielétricas classificados como razão de indisponibilidade externa, conforme inciso I do art. 14, ocorridos a partir de 1º de outubro de 2021, estarão sujeitos ao tratamento estabelecido nos arts. 13 a 17 desta Resolução.

Parágrafo único. O disposto no caput terá efeitos econômicos a partir do marco temporal nele estabelecido e efeitos financeiros a partir da implantação dos dispositivos do Título XII desta Resolução no CliqCCEE.

Art. 19. Os eventos de restrição de operação por Constrained-off das usinas ou conjuntos de usinas eolielétricas, relativos ao Ambiente de Contratação Regulada - ACR, ocorridos antes de 1º de outubro de 2021 serão tratados nos termos de Regra de Comercialização que estabelece metodologia específica, a ser aprovada pela Superintendência de Regulação da Geração - SRG, da ANEEL, que considere as seguintes diretrizes:

I - limitado aos Contratos de Energia de Reserva - CER e Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulados - CCEAR;

II - são passíveis de apuração dos montantes de energia não fornecida somente os eventos provocados por restrições elétricas em instalações externas às respectivas usinas eolielétricas;

III - o período do evento e quais usinas eolielétricas foram atingidas pelas restrições deverão ser informados pelo ONS;

IV - os valores de energia não fornecida não podem superar o montante mínimo para tornar nulo o montante de ressarcimento previsto nos contratos;

V - os valores de energia não fornecida devem ser apurados proporcionalmente ao fator de operação comercial das usinas eolielétricas e ao fator de comprometimento com o contrato; e

VI - os valores de energia não fornecida devem também ser aplicados aos processos de reconciliação contratual.

§ 1º O tratamento a que se refere o caput, relativo a eventos de Constrained-off de usinas ou conjuntos de usinas eolielétricas ocorridos anteriormente à 23 de março de 2021, se aplica somente às situações para as quais há documentos protocolizados na ANEEL com os pedidos de reconhecimento de Constrained-off, incluindo aqueles cuja apuração dos ressarcimentos foi suspensa pelo Despacho ANEEL nº 2.303, de 20 de agosto de 2019.

§ 2º O tratamento a que se refere o caput, relativo a eventos de Constrained-off de usinas ou conjuntos de usinas eolielétricas ocorridos entre 23 de março de 2021 e 30 de setembro de 2021, independe de pedido de reconhecimento de Constrained-off pelo agente de geração.

Art. 20. O Título II desta Resolução entra em vigor no dia 1º de abril de 2021, com exceção dos arts. 14, 15, 16 e 17, que passam a vigorar a partir do sétimo mês civil posterior à data de 23 de março de 2021.

#### TÍTULO III

##### DOS SERVIÇOS ANCILARES E ADEQUAÇÃO DE INSTALAÇÕES DE CENTRAIS GERADORAS

Art. 21. Este Título estabelece os procedimentos relacionados à prestação e à remuneração de serviços ancilares por centrais geradoras de energia elétrica integradas ao Sistema Interligado Nacional - SIN e à adequação de instalações de centrais geradoras motivada por alteração na configuração do sistema elétrico.

#### CAPÍTULO I

##### DA CLASSIFICAÇÃO COMO MELHORIA OU REFORÇO

Art. 22. Classificam-se como melhorias, dentre outros:

I - adequação aos requisitos mínimos estabelecidos nos Procedimentos de Rede, por necessidade comprovada pelo ONS, ou no PRODIST, no caso de rede de distribuição, excetuando-se os casos em que haja alteração física da configuração da rede elétrica;

II - instalação ou substituição de equipamentos para permitir a plena observabilidade e controlabilidade do SIN e o sequenciamento de eventos;

III - implantação de telecomando, automação, sistemas de comunicação, reforma e modernização das instalações;

IV - substituição de equipamentos por motivo de obsolescência, vida útil esgotada, falta de peças de reposição ou risco de dano às instalações;

V - instalação ou substituição de sistema de oscilografia digital de curta duração;

VI - substituição de equipamentos devido a desgastes prematuros ou restrições operativas intrínsecas, de qualquer ordem;

VII - implantação de obras e equipamentos destinados a diminuir a indisponibilidade das instalações;

VIII - repotenciação de unidades geradoras existentes que implique a redefinição da potência originalmente projetada, mediante a adoção de avanços tecnológicos, de concepções mais modernas de projeto ou de folgas existentes no projeto originalmente concebido que possam ser aproveitadas; e

IX - implantação de obras civis associadas às melhorias e modernizações da usina hidrelétrica.

Art. 23. Classificam-se como reforços, dentre outros:

I - instalação de equipamentos para adequação ou complementação das instalações pertencentes a central geradora, por causa de alteração da configuração da rede elétrica;

II - substituição de equipamentos nas instalações pertencentes a central geradora por superação das respectivas capacidades normatizadas; e

III - instalação ou substituição de sistema de oscilografia digital de longa duração.

#### CAPÍTULO II

##### DA PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS ANCILARES E DO SEU PAGAMENTO

Art. 24. A celebração de Contrato de Prestação de Serviços Ancilares - CPSA com o ONS é condição indispensável à prestação e possibilidade de remuneração dos seguintes serviços ancilares:

I - autorrestabelecimento integral;

II - controle secundário de frequência;

III - despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa;

IV - sistema especial de proteção - SEP; e

V - suporte de reativos, mediante o uso de unidades geradoras enquanto operam como compensadores síncronos.

Art. 25. O ONS deverá identificar quais centrais geradoras estão aptas a prestar os serviços de autorrestabelecimento integral e parcial, bem como manter registro atualizado sobre essas centrais geradoras no seu sítio eletrônico.

§ 1º Até o dia 30 de abril de cada ano, o ONS deverá encaminhar à ANEEL e disponibilizar em seu sítio eletrônico, relatório referente ao ano imediatamente anterior, contemplando análise dos ensaios realizados nas centrais geradoras quanto a sua capacidade de autorrestabelecimento integral.

§ 2º As centrais geradoras aprovadas nos ensaios realizados pelo ONS receberão anualmente a Receita de Autorrestabelecimento, a ser estabelecida em resolução homologatória específica, visando recuperar os custos adicionais de operação e manutenção para o autorrestabelecimento integral.

§ 3º Os testes de recomposição das usinas de autorrestabelecimento integral devem obrigatoriamente ser realizados a cada ano civil, conforme plano coordenado pelo ONS, visando comprovação da disponibilidade operacional dos equipamentos da usina.

Art. 26. O controle primário de frequência deverá ser provido por todas as unidades geradoras integrantes do SIN, sem ônus para os demais agentes e consumidores.

§ 1º Para as centrais geradoras despachadas centralizadamente, o ONS definirá, nos Procedimentos de Rede, os requisitos mínimos para a prestação do serviço ancilar de que trata o caput.

§ 2º Para as centrais geradoras que não são despachadas centralizadamente, os requisitos mínimos para a prestação do serviço ancilar de que trata o caput se encontram definidos no PRODIST.

Art. 27. O ONS deverá identificar quais unidades geradoras estão aptas a realizar o controle secundário de frequência e manter registro atualizado sobre essas usinas no seu sítio eletrônico.

§ 1º Até o dia 30 de abril de cada ano, o ONS deverá encaminhar à ANEEL e disponibilizar em seu sítio eletrônico, relatório referente ao ano imediatamente anterior, indicando os casos de falhas de atuações do CAG e as unidades geradoras impossibilitadas de participação no Controle Automático de Geração - CAG.

§ 2º As centrais geradoras com desempenho satisfatório no CAG, conforme avaliação do ONS, receberão anualmente a receita para controle secundário de frequência, com valor definido em resolução homologatória específica.

Art. 28. O ONS deverá identificar quais unidades geradoras estão aptas a realizar o serviço ancilar de despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa e manter registro atualizado sobre essas usinas no seu sítio eletrônico.

Parágrafo único. Até o dia 30 de abril de cada ano, o ONS deverá encaminhar à ANEEL e disponibilizar em seu sítio eletrônico, relatório referente ao ano imediatamente anterior, indicando os casos de atendimento insatisfatório aos despachos complementares para manutenção da reserva de potência operativa.

Art. 29. As usinas termelétricas receberão mensalmente receita para despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa de acordo com os seguintes critérios:

I - o ONS deverá determinar a programação e efetuar o despacho das usinas termelétricas para prestação do serviço ancilar de despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa com vistas a minimizar o custo operacional total do sistema elétrico na respectiva semana operativa e respeitar as restrições operativas para que o nível de segurança requerido seja atendido.

II - para efeitos do inciso I, o ONS poderá programar e despachar as usinas termelétricas para, ao menos, os seguintes tipos de despacho:

a) carga plena;

b) carga reduzida; e

c) acompanhamento de carga.

III - a etapa de programação de que trata o inciso I deverá ser efetuada pelo ONS no Programa Diário de Produção - PDP.

IV - o agente de geração deverá informar ao ONS, na semana operativa que antecede o despacho, a oferta de preço e as restrições operativas válidas para a semana seguinte.

V - os preços ofertados deverão estar limitados a 130% do valor mais recente de Custo Variável Unitário - CVU:

a) contabilizado pela CCEE no caso de usinas termelétricas objeto de contratação do Ambiente de Contratação Regulada; ou

b) publicado pela ANEEL no caso de usinas termelétricas que não sejam objeto de contratação do Ambiente de Contratação Regulada.

VI - as restrições operativas a serem consideradas para efeitos do inciso I deverão se referir, ao menos, às seguintes:

a) tempo de rampa;

b) curva de tomada de carga;

c) tempo mínimo de operação; e

d) potência mínima de operação.

VII - ao realizar a oferta de preço, o agente de geração deverá declarar que o valor é suficiente para cobrir todo e qualquer custo referente à prestação do serviço ancilar de despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa.

VIII - caso o ONS venha a despachar em tempo real montante de potência adicional ao determinado na etapa de programação de que trata o inciso I, esse montante deverá ser valorado ao CVU da usina termelétrica vigente para o despacho na ordem de mérito para o respectivo período.

IX - depois de esgotados os recursos disponibilizados para prestação do serviço ancilar de despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa, o ONS deverá classificar o despacho adicional de usina termelétrica como restrição de operação valorado ao CVU vigente para o despacho na ordem de mérito, caso a usina termelétrica não tenha sido objeto de oferta de preços.

X - as indisponibilidades verificadas nas usinas termelétricas na prestação do serviço ancilar de despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa deverão compor as taxas equivalentes de indisponibilidade definidas no art. 2º da Resolução Normativa nº 614, de 13 de junho de 2014, ou da Resolução que a suceder.

XI - as usinas termelétricas com desempenho satisfatório na prestação do serviço ancilar de despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa terão o pagamento efetuado com base no preço declarado e sua disponibilidade será integral no respectivo período para efeitos da apuração de indisponibilidades de que trata a Resolução Normativa nº 614, de 13 de junho de 2014, ou a Resolução que a suceder.

XII - as usinas termelétricas com desempenho insatisfatório na prestação do serviço ancilar de despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa terão o pagamento efetuado com base no CVU vigente para o despacho na ordem de mérito para o respectivo período.

XIII - o desempenho das usinas termelétricas na prestação do serviço ancilar de despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa deverá ser medido pelo nos de acordo com a seguinte formulação:

$$\frac{G_h}{G_{Desph}} \geq (1 - TEIF) \times (1 - IP) = \text{Atendimento Satisfatório ao Despacho}$$

Caso contrário, Atendimento Insatisfatório ao Despacho

Onde:

G<sub>h</sub>: Geração medida na hora h, em MWh;

G<sub>Desph</sub>: Geração despachada para prestação do serviço ancilar na hora h, em

MWh;

TEIF: Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada da usina termelétrica; e

IP: Indisponibilidade Programada da usina termelétrica.

XIV - na apuração do desempenho de que trata o inciso anterior, o ONS poderá desconsiderar a indisponibilidade decorrente dos motivos apresentados no Anexo I da Resolução Normativa nº 614, de 13 de junho de 2014, exceto em seus itens "h" e "i", desde que justificados adequadamente pelo agente de geração em até 90 (noventa) dias do início da ocorrência da indisponibilidade.

Art. 30. O suporte de reativos deverá ser provido por todas as unidades geradoras que estejam fornecendo potência ativa, sempre que solicitado pelo ONS, sem ônus para os demais agentes e consumidores.



§ 1º Para as centrais geradoras despachadas centralizadamente, o ONS definirá, nos Procedimentos de Rede, os requisitos mínimos para a prestação do serviço ancilar de que trata o caput.

§ 2º Para as centrais geradoras que não são despachadas centralizadamente, os requisitos mínimos para a prestação do serviço ancilar de que trata o caput se encontram definidos no PRODIST.

Art. 31. As unidades geradoras que operam como compensador síncrono serão remuneradas pela Tarifa de Serviços Ancilares - TSA, a ser estabelecida em resolução homologatória específica, visando recuperar os custos adicionais de operação e manutenção.

Parágrafo único. O consumo de energia ativa verificado nas unidades geradoras solicitadas a operar como compensador síncrono deverá ser contabilizado como perda sistêmica.

Art. 32. O ONS deverá identificar quais centrais geradoras têm responsabilidade pela prestação do SEP e manter registro atualizado sobre essas usinas no seu sítio eletrônico.

§ 1º Até o dia 30 de abril de cada ano, o ONS deverá encaminhar à ANEEL e disponibilizar em seu sítio eletrônico, relatório referente ao ano imediatamente anterior, contemplando o resultado da avaliação do desempenho e das atuações do SEP para cada central geradora.

§ 2º As centrais geradoras com desempenho satisfatório com relação às atuações do SEP, conforme avaliação do ONS, receberão anualmente a receita para sistema especial de proteção, com valor definido em resolução homologatória específica.

Art. 33. Os pagamentos previstos nos arts. 25, 27, 29, 31 e 32 serão realizados por meio de Encargo de Serviço de Sistema - ESS.

§ 1º Os pagamentos previstos nos arts. 25, 27 e 32 serão atualizados pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA e realizados em parcela única no processo de contabilização subsequente à aprovação dos valores pela ANEEL.

§ 2º O pagamento de que trata o art. 31 será realizado mensalmente e com base na medição de potência reativa obtida do Sistema de Medição de Faturamento - SMF.

§ 3º O pagamento de que trata o art. 29 será realizado mensalmente e com base na medição de potência ativa obtida do Sistema de Medição de Faturamento - SMF.

### CAPÍTULO III

#### DA ADEQUAÇÃO DE INSTALAÇÕES DE GERAÇÃO

Art. 34. A implantação de reforço deverá estar indicada pelo ONS nos planos de modernização das instalações e no plano de ampliações e reforços.

Parágrafo único. Caso a ANEEL não reconheça uma obra como reforço, esta será automaticamente classificada como "melhoria", devendo ser imediatamente executada pelo outorgado a sua própria custa.

Art. 35. A implantação de melhorias será custeada pelo agente de geração e deverá ser providenciada no devido prazo, sem necessidade de autorização da ANEEL e sem direito a ressarcimento.

Parágrafo único. O disposto no caput não se aplica aos aproveitamentos hidrelétricos que renovaram as concessões ou foram licitados nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.

### CAPÍTULO IV

#### DO RESSARCIMENTO PELA ADEQUAÇÃO DE CENTRAL GERADORA

Art. 36. A ANEEL poderá autorizar, mediante solicitação do agente de geração, a implantação de reforço ou de equipamentos para prestação de serviços ancilares, com ressarcimento dos custos incorridos.

§ 1º A solicitação de autorização deve estar acompanhada:

I - do estudo do ONS, que demonstre a necessidade e a viabilidade técnica da implantação do reforço ou da prestação dos serviços ancilares;

II - da comparação com a alternativa técnica e economicamente equivalente de geração ou transmissão para os casos de implantação de reforços e de conversão de unidade geradora para operar como compensador síncrono; e

III - do respectivo orçamento detalhado.

§ 2º No caso de implantação de reforço, o valor a ser ressarcido poderá ser calculado, considerando Banco de Preços de Referência ANEEL utilizado nos processos de autorização, licitação para outorga de concessão e revisão tarifária das concessionárias de transmissão de energia elétrica.

§ 3º O ressarcimento será realizado por meio do ESS, a partir do mês subsequente à entrada em operação do respectivo serviço ancilar ou da implantação do reforço, tendo como referência o valor autorizado pela ANEEL.

§ 4º Após a entrada em operação do serviço ancilar ou implantação do reforço, o valor autorizado poderá ser reduzido com base em auditoria técnica e financeira dos custos incorridos para a qual o agente deverá manter os registros contábeis e a documentação comprobatória dos custos incorridos à disposição da ANEEL.

§ 5º Para fins da auditoria, o respectivo agente deverá encaminhar à ANEEL, até 90 (noventa) dias após a entrada em operação do respectivo serviço ancilar ou reforço, toda a documentação necessária à comprovação dos custos realizados, sob pena de interrupção do ressarcimento.

§ 6º Nos casos em que a autorização vincular a desativação de equipamento com vida útil remanescente, o valor atualizado do equipamento desativado deve ser subtraído do custo autorizado para ressarcimento.

§ 7º A autorização poderá estabelecer o ressarcimento de forma parcelada, cabendo atualização do montante apurado, pela aplicação do IPCA, desde a data do desembolso até o mês anterior ao do ressarcimento.

### TÍTULO IV

#### DO MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA - MRE

##### CAPÍTULO I

#### DO CUSTO DO DESLOCAMENTO DA GERAÇÃO HIDRELÉTRICA DECORRENTE DA GERAÇÃO TERMELÉTRICA FORA DA ORDEM DE MÉRITO

Art. 37. O montante de energia elegível ao deslocamento de geração hidrelétrica será calculado mensalmente pela CCEE no processo de contabilização, de acordo com as seguintes parcelas:

I - deslocamento da geração hidrelétrica decorrente de geração termelétrica por razão de segurança energética, dado por:

$$Desloc_{energético} = \max \{0, (GTSE + ILEGF - INDISPT_{energético})\}$$

Onde:

Desloc<sub>energético</sub>: montante de energia elegível ao deslocamento de geração hidrelétrica decorrente de geração termelétrica por razão de segurança energética, em MWh;

GTSE: geração termelétrica verificada por razão de segurança energética, em MWh;

ILEGF: importação líquida de energia sem garantia física, não programada por ordem de mérito e proveniente de outros países, em MWh; e

INDISPT<sub>energético</sub>: parcela da indisponibilidade verificada das usinas termelétricas despachadas centralizadamente por ordem de mérito de custo, em MWh, dada por:

$$INDISPT_{energético} = INDISPT \times \frac{GTSE + ILEGF}{GTSE + ILEGF + GTRE}$$

Onde:  
INDISPT: indisponibilidade verificada das usinas termelétricas despachadas centralizadamente por ordem de mérito de custo, em MWh; e

GTRE: geração termelétrica elegível pelo ONS por razão de restrição elétrica, em MWh.

II - deslocamento da geração hidrelétrica decorrente de geração termelétrica por razão de restrição elétrica, dado por:

$$Desloc_{elétrico} = \max \{0, (GTRE - INDISPT_{elétrico})\}$$

Onde:

Desloc<sub>elétrico</sub>: montante de energia elegível ao deslocamento da geração hidrelétrica decorrente de geração termelétrica por razão de restrição elétrica, em MWh;

GTRE: geração termelétrica elegível pelo ONS por razão de restrição elétrica, em MWh; e

INDISPT<sub>elétrico</sub>: parcela da indisponibilidade verificada das usinas termelétricas despachadas centralizadamente por ordem de mérito de custo, dada por:

$$INDISPT_{elétrico} = INDISPT - INDISPT_{energético}$$

Onde:

INDISPT: indisponibilidade verificada das usinas termelétricas despachadas centralizadamente por ordem de mérito de custo, em MWh; e

INDISPT<sub>energético</sub>: obtida conforme inciso I.

Parágrafo único. A elegibilidade da geração termelétrica verificada por razão elétrica deverá ser caracterizada e divulgada pelo ONS.

Art. 38. O montante de energia elegível associado ao deslocamento de geração hidrelétrica por razão de segurança energética ou restrição elétrica, de que trata o art. 37, será rateado inicialmente entre as usinas participantes do MRE na proporção de seus respectivos montantes de Garantia Física Modulada Ajustada com sazonalização uniforme.

Parágrafo único. Para determinação final do montante de energia elegível de cada usina participante do MRE, deverão ser observadas as condições de repactuação do risco hidrológico das respectivas usinas.

Art. 39. O gerador hidrelétrico fará jus ao recebimento do custo do deslocamento da geração hidrelétrica de suas respectivas usinas referente ao mês em que ocorreu o deslocamento, obtido pela soma das parcelas a seguir:

$$CustoDesloc_{energético,p} = \max \{0, [Desloc_{energético,p} \times (PLD - PLD_x)]\}$$

$$CustoDesloc_{elétrico,p} = \max \{0, [Desloc_{elétrico,p} \times (PLD - PLD_x)]\}$$

Onde:

CustoDesloc<sub>energético,p</sub>: valor do custo do deslocamento da geração hidrelétrica da usina p por segurança energética, em R\$;

CustoDesloc<sub>elétrico,p</sub>: valor do custo do deslocamento da geração hidrelétrica da usina p por restrição elétrica, em R\$;

PLD: Preço de Liquidação de Diferenças - PLD do período em que ocorreu o deslocamento, em R\$/MWh; e

PLD<sub>x</sub>: preço associado ao custo de oportunidade de geração em razão do armazenamento incremental nos reservatórios das usinas hidrelétricas decorrente do deslocamento de geração hidrelétrica, em R\$/MWh.

§ 1º O PLD<sub>x</sub> será calculado e divulgado anualmente pela CCEE no mês de janeiro, considerando as diretrizes abaixo na seguinte ordem:

I - calcular o PLD mensal por submercado desde janeiro de 2001 até dezembro do ano anterior ao cálculo do PLD<sub>x</sub>;

II - calcular o PLD médio mensal dos submercados ponderado pelo consumo anual no centro de gravidade de cada submercado contabilizados na CCEE no ano civil anterior ao cálculo do PLD<sub>x</sub>;

III - atualizar o PLD médio mensal dos submercados pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA referenciado a dezembro do ano anterior ao cálculo do PLD<sub>x</sub>;

IV - limitar o PLD médio mensal dos submercados aos valores vigentes de PLD máximo e mínimo do ano corrente ao cálculo do PLD<sub>x</sub>; e

V - obter a mediana dos valores do inciso IV.

§ 2º Não deverá ser calculado o custo de que trata o caput para as parcelas de usinas participantes do MRE cujo risco hidrológico não seja do gerador.

Art. 40. O custo do deslocamento da geração hidrelétrica deverá ser considerado no Encargo de Serviço de Sistema - ESS de acordo com a respectiva classificação do deslocamento ocorrido.

### TÍTULO V

#### DO EXCEDENTE FINANCEIRO E DAS EXPOSIÇÕES FINANCEIRAS

Art. 41. Este Título estabelece os critérios para tratamento do Excedente Financeiro e das Exposições Financeiras na contabilização de energia elétrica no âmbito da CCEE.

§ 1º O Excedente Financeiro origina-se do intercâmbio físico de energia entre submercados com Preço de Liquidação das Diferenças - PLD distintos.

§ 2º As Exposições Financeiras a que se refere este Capítulo se limitam àquelas causadas por diferenças do PLD entre os submercados nas seguintes situações:

I - registro de contratos de autoprodutores e concessionários de serviço público de geração em consórcios estabelecidos com base no Decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 1996, ou em concessões outorgadas até 12 de agosto de 1998, com base na Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, ou prorrogadas com base no art. 20 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995;

II - registro das cotas-partes de Itaipu Binacional;

III - registro das cotas do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia - PROINFA; e

IV - alocação de energia no âmbito do MRE.

§ 3º Para atendimento ao inciso IV do parágrafo anterior, deverão ser observados os seguintes critérios:

I - no período entre as operações de contabilização de energia referentes a janeiro de 2021 e dezembro de 2026, a alocação de energia no âmbito do MRE se refere àquela até o limite da garantia física:

a) sazonalizada conforme o perfil de geração média do MRE dos cinco anos anteriores ao de vigência da sazonalização da garantia física, no caso de usinas que atendam ao § 3º, do art. 3º, da Resolução Normativa nº 584, de 29 de outubro de 2013; e

b) sazonalizada para fins de alocação de energia no MRE no caso das demais usinas.

II - a partir das operações de contabilização de energia referentes a janeiro de 2027, a alocação de energia no âmbito do MRE se refere àquela até o limite da garantia física sazonalizada para fins de alocação de energia no MRE para todas as usinas.

§ 4º O disposto no parágrafo anterior deverá produzir efeitos econômicos a partir das operações de contabilização de energia referentes a janeiro de 2021 e financeiros a partir da aprovação das Regras de Comercialização atinentes.

Art. 42. Os recursos provenientes do somatório entre o Excedente Financeiro e a Exposição Financeira Positiva deverão ser utilizados para alívio dos débitos abaixo na seguinte ordem:





I - Exposições Financeiras Negativas do mês de referência da contabilização;  
II - Exposições Financeiras Negativas do mês anterior ao de referência da contabilização;  
III - Encargos de Serviços de Sistema do mês de referência da contabilização; e  
IV - Exposições Financeiras Negativas e Encargos de Serviços de Sistema, intercaladamente, dos 12 (doze) meses anteriores ao de referência da contabilização.

§ 1º No caso de os recursos provenientes do somatório entre o Excedente Financeiro e a Exposição Financeira Positiva serem insuficientes para abatimento de todo o montante de Exposições Financeiras Negativas do mês de referência da contabilização, deverá ser calculado o montante de Exposições Financeiras Negativas remanescente denominado Exposição Residual.

§ 2º O débito do montante de Exposição Residual deverá ser rateado entre os geradores participantes do MRE e de Direitos Especiais proporcionalmente às garantias físicas de suas respectivas usinas.

Art. 43. O montante de recursos utilizado para alívio de ESS nos 12 (doze) meses anteriores ao de referência da contabilização deverá formar saldo para alívio dos débitos de Exposição Residual.

Parágrafo único. O montante de recursos utilizado para alívio das Exposições Residuais deverá ser subtraído do saldo previamente existente.

#### TÍTULO VI

#### DISPOSIÇÕES FINAIS E TRANSITÓRIAS

Art. 44. O montante de energia elegível ao deslocamento da geração hidrelétrica por razão restrição elétrica, de que trata o inciso II do art. 37º, será apurado pela CCEE somente após aprovação da ANEEL dos critérios de elegibilidade das restrições elétricas a serem consideradas pelo ONS.

Art. 45. As Superintendências de Regulação dos Serviços de Geração - SRG e de Regulação Econômica e Estudos de Mercado - SRM deverão apresentar Avaliação de Resultado Regulatório (ARR) do Título V desta Resolução.

Art. 46. Ficam revogadas:

I - a Resolução Normativa nº 697, de 16 de dezembro de 2015;

II - a Resolução Normativa nº 764, de 18 de abril de 2017;

III - a Resolução Normativa nº 792, de 28 novembro de 2017;

IV - a Resolução Normativa nº 817, de 5 de junho de 2018;

V - a Resolução Normativa nº 822, de 26 de junho de 2018;

VI - a Resolução Normativa nº 849, de 2 de julho de 2019;

VII - a Resolução Normativa nº 866, de 17 de dezembro de 2019;

VIII - a Resolução Normativa nº 887, de 30 de junho de 2020; e

IX - a Resolução Normativa ANEEL nº 898, de 1º de dezembro de 2020;

X - a Resolução Normativa ANEEL nº 911, de 21 de dezembro de 2020;

XI - a Resolução Normativa ANEEL nº 927, de 22 de março de 2021; e

XII - a Resolução Normativa ANEEL nº 938, de 22 de junho de 2021.

Art. 46. Esta Resolução entra em vigor em 1º de setembro de 2022.

CAMILA FIGUEIREDO BOMFIM LOPES

### RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.031, DE 26 DE JULHO DE 2022

Consolida os atos regulatórios relativos aos procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, para empreendimentos hidrelétricos e aqueles com base em fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada; e aos requisitos para a qualificação de centrais termelétricas cogeneradoras de energia.

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 atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no inciso III, art. 4º, Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997; no art. 9º da Lei nº 9.648, de 28 de maio de 1998; no art. 7º do Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998; no § 8º, art. 26, da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com a redação dada pelo art. 17 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002; nos §§ 1º e 5º, art. 26, da Lei nº 9.427, de 1996, com a redação dada pelo art. 8º da Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003; nos arts. 1º, incisos II, IV e VIII, e 2º, inciso I, da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997; o que consta nos Processos nº 48500.004606/2003-53, nº 48500.004724/2005-41, e nº 48500.005003/2020-87 e 48500.003434/2022-71 decide:

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

I - aos procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, para empreendimentos hidrelétricos e aqueles com base em fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada; e

II - aos requisitos para a qualificação de centrais termelétricas cogeneradoras de energia.

#### TÍTULO I

DOS procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, para empreendimentos hidrelétricos e aqueles com base em fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada

Art. 2º Este Título estabelece os procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas de transmissão e de distribuição, TUST e TUSD, aplicáveis aos empreendimentos hidrelétricos com potência igual ou inferior a 50.000 (cinquenta mil) kW, e àqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 300.000 (trezentos mil) kW.

§ 1º Para os empreendimentos de geração detentores de concessão ou autorização, ou aqueles sujeitos apenas a registro, cujo ato não contempla a referida redução, o percentual estabelecido no caput deverá ser solicitado à ANEEL, exclusivamente pelo empreendedor, caso em que a vigência será a partir da publicação do ato resultante da solicitação.

§ 2º Os atos que estabelecem a redução tarifária, emitidos anteriormente a 22 de novembro de 2016, não necessitam ser reformados, aplicando-se o disposto no caput, conforme as Regras de Comercialização.

§ 3º A redução tarifária a que se refere o caput não será aplicada aos empreendimentos com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada que tiverem suas outorgas de autorização prorrogadas.

Art. 3º Fica estipulado o percentual de redução de 50% (cinquenta por cento), a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada ou destinada à autoprodução, para:

I - empreendimentos hidrelétricos com potência igual ou inferior a 5.000 (cinco mil) kW, ou superior a 5.000 (cinco mil) kW e igual ou inferior a 30.000 (trinta mil) kW, mantidas as características de Pequena Central Hidrelétrica - PCH, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja igual ou inferior a 30.000 (trinta mil) kW;

II - empreendimentos com base em fonte solar, eólica, de biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja igual ou inferior a 30.000 (trinta mil) kW;

III - empreendimentos com base em fonte solar, eólica, de biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja superior a 30.000 (trinta mil) kW e igual ou inferior a 300.000 (trezentos mil) kW que sejam vencedores de leilão de energia nova realizado a partir de 1º de janeiro de 2016;

IV - empreendimentos com base em fonte solar, eólica, de biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja superior a 30.000 (trinta mil) kW e igual ou inferior a 300.000 (trezentos mil) kW que sejam autorizados a partir de 1º de janeiro de 2016;

§ 1º Não deve incidir o percentual de desconto às tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição aplicadas ao consumo da energia destinada à autoprodução, para os empreendimentos de que tratam os incisos I e II e que entrarem em operação comercial antes de 1º de janeiro de 2016.

§ 2º Para fins do disposto no inciso III deste artigo, são considerados leilões de energia nova aqueles destinados à expansão da oferta de energia, assim classificados, não restritivamente, os leilões: A5, A-3, de energia de reserva (LER) e de fontes alternativas (LFA).

§ 3º Terá direito ao percentual de redução somente a parcela da ampliação dos empreendimentos de que trata o inciso III que comercialize energia em leilão de energia nova realizado a partir de 1º de janeiro de 2016.

§ 4º Para os empreendimentos com base em fonte solar que entrarem em operação comercial até 31 de dezembro de 2017, o percentual de redução será de 80% (oitenta por cento) aplicável nos 10 (dez) primeiros anos de operação da central geradora, aplicando-se o valor definido no caput deste artigo para os anos subsequentes.

Art. 4º Fica estipulado o percentual de redução de 50% (cinquenta por cento), a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada ou destinada à autoprodução, limitada sua aplicação a 30.000 (trinta mil) kW de potência injetada nos sistemas de transmissão e distribuição, para os seguintes empreendimentos que não se enquadrem nas condições dispostas nos incisos III e IV do art. 3º:

I - empreendimentos com base em fonte de biomassa cuja potência injetada no sistema seja inferior ou igual a 50.000 (cinquenta mil) kW;

II - empreendimentos hidrelétricos de potência superior a 5.000 (três mil) kW e igual ou inferior a 50.000 (cinquenta mil) kW.

Parágrafo único. Deve incidir o percentual de desconto às tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição aplicadas ao consumo da energia destinada à autoprodução, para os empreendimentos de que tratam os incisos I e II e que entrarem em operação comercial a partir de 1º de janeiro de 2016.

Art. 5º Fica assegurado o direito a 100% (cem por cento) de redução, a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada pelos empreendimentos a que se refere o art. 2º desta Resolução, desde que atenda a uma das seguintes condições:

I - aqueles com o referido percentual de redução, para a produção, já estabelecido em ato autorizativo e que iniciaram a operação comercial até 31 de dezembro de 2003, conforme Resolução nº 281, de 1999;

II - os caracterizados como PCH, com potência maior do que 1.000 kW e menor ou igual a 30.000 kW, que iniciaram a operação comercial no período entre 1º de outubro de 1999 e 31 de dezembro de 2003, conforme Resolução nº 281, de 1999; e

III - aqueles a partir de fonte eólica, de biomassa, e cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 30.000 (trinta mil) kW, e que iniciaram a operação comercial no período entre 23 de abril de 2003 e 31 de dezembro de 2003;

IV - aqueles que utilizem como insumo energético, no mínimo, 50% (cinquenta por cento) de biomassa composta de resíduos sólidos urbanos e/ou de biogás de aterro sanitário ou biodigestores de resíduos vegetais ou animais, assim como lodos de estações de tratamento de esgoto.

V - aqueles com base em fonte de biomassa que iniciaram a operação comercial no período entre 23 de abril de 2003 e 31 de dezembro de 2003, e que tenham promovido alteração da quantidade de potência injetada para além dos 30.000 kW, porém inferior a 50.000 kW, limitando-se a aplicação do desconto a 30.000 kW de potência injetada nos sistemas de transmissão e de distribuição;

Parágrafo único. Os responsáveis pelos empreendimentos de que trata o inciso IV, de posse das Licenças Ambientais de Instalação, deverão solicitar à ANEEL a emissão do referido ato autorizativo.

Art. 6º Para a Central Geradora Híbrida (UGH), sem individualização da medição por tecnologia, será aplicado às tarifas de uso dos sistemas de transmissão, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada ou destinada à autoprodução, o menor percentual de desconto correspondente às fontes de energia consideradas na outorga, sendo zero caso uma das fontes não seja elegível ao desconto.

Parágrafo único. Para aferição dos limites de ultrapassagem de potência injetada prevista nas Regras de Comercialização, será considerada a soma dos limites de ultrapassagem de potência injetada das tecnologias incentivadas, no caso de não haver medição individualizada.

Art. 7º Nos casos em que a UGH individualizar a medição de cada tecnologia ou para Centrais Geradoras Associadas:

I - será aplicável o percentual de desconto às tarifas de uso dos sistemas de transmissão, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada ou destinada à autoprodução, proporcional à energia gerada por cada fonte mensalmente, observada a aferição dos limites de ultrapassagem de potência injetada por cada tecnologia prevista nas Regras de Comercialização.

II - a quantidade de energia incentivada passível de comercialização será a garantia física sazonalizada para fins de lastro, conforme estabelecido pela Resolução Normativa nº 584, de 20 de outubro de 2013, de cada tecnologia autorizada a ter desconto, observada a aferição dos limites de ultrapassagem de potência injetada por cada tecnologia prevista nas Regras de Comercialização.

III - no caso de não haver garantia física publicada em ato específico para alguma tecnologia ou para toda Central Geradora Híbrida ou Associada, a quantidade de energia incentivada passível de comercialização será conforme o tratamento estabelecido pelas Regras de Comercialização.

Parágrafo único. A aferição da energia gerada por cada fonte mensalmente e a proporcionalização de que trata o caput deste artigo serão realizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE e os percentuais de desconto calculados serão encaminhados ao Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS para o cálculo do Encargo de Uso do Sistema de Transmissão - EUST.

Art. 8º A contratação de energia oriunda dos empreendimentos de que trata esta Resolução obriga a celebração de contrato de uso e conexão, específico para a transação, com a respectiva transmissora ou distribuidora, respeitando as condições do contrato vigente.

§ 1º Serão de responsabilidade do consumidor todos os custos referentes à aquisição e instalação dos equipamentos de medição necessários para a nova conexão ou adequação da medição existente, conforme o padrão estabelecido pela concessionária ou pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

§ 2º A verificação da potência demandada do sistema será no ponto de conexão do sistema elétrico da concessionária de transmissão ou distribuição local, com as instalações de utilização de energia do consumidor.

Art. 9º A contratação e o faturamento do acesso e uso deverão observar as regras e resoluções da ANEEL, os Procedimentos de Rede e os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no sistema Elétrico Nacional - PRODIST, além de observar os seguintes critérios:

I - o percentual de redução para as unidades consumidoras conectadas na Rede Básica será aplicado somente sobre a parcela fio das Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão - TUST vigentes;

II - a incidência do percentual de redução para as unidades consumidoras conectadas ao sistema de distribuição será definida pelo Submódulo 7.1 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET.

III - o percentual de redução não incidirá sobre as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição aplicadas ao faturamento dos contratos de reserva de capacidade.

Art. 10 A ANEEL definirá em ato específico os aspectos comerciais e procedimentos de controle referentes à contratação de energia de que trata esta Resolução.

Art. 11 O valor correspondente à redução percentual, configura direito da concessionária de distribuição, a ser compensado no primeiro reajuste ou revisão tarifária após a correspondente apuração, devendo ser registrado pela concessionária em conta específica que será estabelecida pela ANEEL.





## TÍTULO II

DOS requisitos para a qualificação de centrais termelétricas cogedoras de energia

Art. 12. Este Título estabelece os requisitos para o reconhecimento da qualificação de centrais termelétricas cogedoras, com vistas a participação nas políticas de incentivo ao uso racional dos recursos energéticos.

Art. 13. O disposto neste Título aplica-se a:

I - pessoa jurídica que produza ou venha a produzir energia elétrica destinada ao serviço público ou à produção independente de energia elétrica; ou  
II - pessoa física ou pessoa jurídica que produza ou venham a produzir energia elétrica em regime de autoprodução de energia elétrica.

Parágrafo único. No caso de pessoas jurídicas organizadas sob a forma de consórcio, sem prejuízo de responsabilidade solidária dos participantes, deverá ser observado o seguinte:

I - as obrigações pecuniárias perante a ANEEL são proporcionais à participação de cada consorciada; e

II - posteriormente à outorga de autorização, a transferência de titularidade parcial ou total da outorga de autorização deverá ser solicitada à ANEEL, conforme legislação em vigor.

## CAPÍTULO I

## DAS TERMINOLOGIAS E DOS CONCEITOS

Art. 14. Para os fins e efeitos deste Título são adotadas as terminologias e conceitos a seguir definidos:

I - Cogeração: processo operado numa instalação específica para fins da produção combinada das utilidades calor e energia mecânica, esta geralmente convertida total ou parcialmente em energia elétrica, a partir da energia disponibilizada por uma fonte primária, observando que:

a) a instalação específica denomina-se central termelétrica cogedora, cujo ambiente não se confunde com o processo ao qual está conectada, sendo que, excepcionalmente e a pedido do interessado, a cogeração poderá alcançar a fonte e as utilidades no processo, além das utilidades produzidas pela central termelétrica cogedora a que está conectado, condicionando aquelas à exequibilidade de sua completa identificação, medição e fiscalização, a critério exclusivo da ANEEL; e  
b) a obtenção da utilidade eletromecânica ocorre entre a fonte e a transformação para obtenção da utilidade calor;

II - Cogeração qualificada: atributo concedido a cogedores que atendem os requisitos definidos nesta Resolução, segundo aspectos de racionalidade energética, para fins de participação nas políticas de incentivo à cogeração;

III - Energia da fonte (Ef): energia recebida pela central termelétrica cogedora, no seu regime operativo médio, em kWh/h, com base no conteúdo energético específico, que no caso dos combustíveis é o Poder Calorífico Inferior (PCI);

IV - Energia da utilidade eletromecânica (Ee): energia cedida pela central termelétrica cogedora, no seu regime operativo médio, em kWh/h, em termos líquidos, ou seja, descontando da energia bruta gerada o consumo em serviços auxiliares elétricos da central;

V - Energia da utilidade calor (Et): energia cedida pela central termelétrica cogedora, no seu regime operativo médio, em kWh/h, em termos líquidos, ou seja, descontando das energias brutas entregues ao processo as energias de baixo potencial térmico que retornam à central;

VI - Eficiência Energética: índice que demonstra o quanto da energia da fonte foi convertida em utilidade eletromecânica e utilidade calor;

VII - Eficiência Exergética: índice que demonstra o quanto da energia da fonte foi convertida em utilidades equivalentes à eletromecânica;

VIII - Fator de cogeração (Fc %): parâmetro definido em função da potência instalada e da fonte da central termelétrica cogedora, o qual aproxima-se do conceito de Eficiência Exergética; e

IX - Fator de ponderação (X): parâmetro adimensional definido em função da potência instalada e da fonte da central termelétrica cogedora, obtido da relação entre a eficiência de referência da utilidade calor e da eletromecânica, em processos de conversão para obtenção em separado destas utilidades.

## CAPÍTULO II

REQUISITOS PARA QUALIFICAÇÃO, SOLICITAÇÃO E OBRIGAÇÕES DA COGERAÇÃO QUALIFICADA

## Seção I

Dos requisitos para qualificação como "cogeração qualificada"

Art. 15. A central termelétrica cogedora, para fins de enquadramento na modalidade de "cogeração qualificada", deverá atender os seguintes requisitos:

I - estar regularizada perante a ANEEL, conforme o disposto na legislação específica e nesta Resolução; e

II - preencher os requisitos mínimos de racionalidade energética, mediante o cumprimento das inequações a seguir:

$$a) \frac{E_t}{E_f} \geq 15\%$$

$$b) (E_t/E_f)/X + E_e/E_f \geq Fc\%$$

§ 1º Os valores de "X" e "Fc" das fórmulas de que trata o inciso II deverão ser aplicados em função da potência elétrica instalada na central de cogeração e da respectiva fonte, obedecida a seguinte tabela:

Fonte/potência elétrica instalada	X	Fc%
<b>Derivados de Petróleo, Gás Natural e Carvão:</b>		
Até 5 MW	2,14	41
Acima de 5 MW e até 20 MW	2,13	44
Acima de 20 MW	2,00	50
<b>Demais combustíveis:</b>		
Até 5 MW	2,50	32
Acima de 5 MW e até 20 MW	2,14	37
Acima de 20 MW	1,88	42
<b>Calor recuperado de processo:</b>		
Até 5 MW	2,60	25
Acima de 5 MW e até 20 MW	2,17	30
Acima de 20 MW	1,86	35

§ 2º No caso de queima alternada ou mesclada de diferentes fontes, os valores de "X" e "Fc", representativos dessa situação, serão obtidos por ponderação dos valores contidos na tabela de que trata o parágrafo anterior, segundo a participação energética de cada fonte.

§ 3º Poderão candidatar-se à qualificação os blocos de cogeração pertencentes a uma central termelétrica contendo blocos de geração pura, desde que se distingam os primeiros dos segundos, e os blocos de cogeração apresentem medições perfeitamente individualizadas que permitam o cômputo das suas energias Ef, Ee e Et e a sua fiscalização.

## Seção II

Da solicitação de qualificação

Art. 16. A qualificação de central termelétrica cogedora deverá ser objeto de requerimento à ANEEL, acompanhado de relatório contendo as seguintes informações:

I - memorial descritivo simplificado da central e do processo associado;

II - planta geral do complexo destacando onde está inserida a central;

III - diagrama elétrico unifilar geral da central;

IV - caracterização do calendário do ciclo operativo da central, com indicação do seu regime operativo e o consequente fator de utilização média das instalações;

V - balanço da energia elétrica em kWh/h, indicando, tanto para "carga plena" quanto "carga média", as informações referentes a:

a) geração bruta;

b) consumo em serviços auxiliares da central;

c) consumo no processo industrial associado; e

d) intercâmbio externo, se houver importação ou exportação;

VI - fluxograma do balanço térmico na "carga plena" e na "carga média", indicando para cada situação a vazão mássica e as variáveis de estado de todos os fluidos envolvidos, na entrada e saída dos principais equipamentos e instalações da central;

VII - demonstração da eficiência energética individual dos principais equipamentos integrantes do ciclo térmico de cogeração; e

VIII - demonstração do atendimento aos requisitos de racionalidade a que se refere o inciso II do art. 15.

Parágrafo único. A documentação técnica, em todas as suas partes, deverá estar assinada pelo engenheiro responsável pelas informações, incluindo a comprovação de sua carteira-inscrição e certificado de regularidade perante o Conselho Regional de Engenharia, Arquitetura e Agronomia - CREA.

Art. 17. O requerimento da qualificação deverá considerar os dados energéticos extraídos da efetiva operação da central, podendo, na sua falta, ser instruído com as informações do planejamento operativo.

Art. 18. A ANEEL poderá solicitar outros dados e informações adicionais ou a complementação daqueles já apresentados, para melhor instrução e análise da qualificação requerida.

Art. 19. As centrais termelétricas que utilizam exclusivamente a biomassa como fonte primária de energia não necessitam de qualificação para fazer jus aos benefícios previstos na legislação, respeitadas as respectivas condições de aplicação.

## Seção III

As obrigações do cogedor qualificado

Art. 20. Uma vez reconhecida a qualificação, o agente obriga-se a manter em arquivo o registro mensal dos montantes energéticos referentes à Ef, Ee e Et, bem como o demonstrativo da sua apuração, com base na efetiva operação da central termelétrica cogedora, observando os seguintes procedimentos:

I - no caso da qualificação tiver sido outorgada com base nas informações do planejamento operativo, o agente deverá encaminhar à ANEEL, até nove meses após o início da operação, a apuração e a demonstração do atendimento aos requisitos de racionalidade a que se refere o inciso II do art. 15 desta Resolução, em base mensal, bem como o acumulado dos seis primeiros meses de operação; e

II - os arquivos anteriores aos últimos sessenta meses perdem a validade para fins de comprovação à ANEEL.

Parágrafo único. Deverão ser informadas à ANEEL as alterações que impliquem a violação de qualquer das condições de qualificação da central termelétrica cogedora.

Art. 21. O desatendimento não eventual às condições de qualificação da central termelétrica sujeitará o agente à revogação do ato de reconhecimento da qualificação, à cessação dos benefícios incorridos e à aplicação da respectiva penalidade conforme a Resolução Normativa nº 846, de 11 de junho de 2019, ou norma que vier a sucedê-la.

## TÍTULO III

## DAS DISPOSIÇÕES FINAIS

Art. 22. Ficam revogadas:

I - a Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004;

II - a Resolução Normativa nº 235, de 14 de novembro de 2006;

III - a Resolução Normativa nº 271, de 3 de julho de 2007;

IV - Resolução Normativa nº 481, de 17 de abril de 2012;

V - a Resolução Normativa nº 745, de 22 de novembro de 2016;

VI - o art. 20 da Resolução Normativa nº 869, de 28 de janeiro de 2020; e

VII - o art. 12 da Resolução Normativa ANEEL nº 954, de 30 de novembro de 2021.

Art. 23. Esta Resolução entra em vigor em 1º de setembro de 2022.

CAMILA FIGUEIREDO BOMFIM LOPES

## RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.032, DE 26 DE JULHO DE 2022

Consolida os atos regulatórios relativos à elaboração do Programa Mensal da Operação Energética - PMO, e para a formação do Custo Marginal da Operação - CMO e do Preço de Liquidação de Diferenças - PLD; à atualização do valor do patamar da função de custo do déficit de energia elétrica; e aos critérios e procedimentos para o cálculo dos limites máximo e mínimo do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) e do valor da tarifa de energia de otimização referente à cessão de energia efetuada pelo comercializador de energia da Usina Hidroelétrica Itaipu (TEOItaipu).

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 atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o que consta na Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996; na Lei nº 9.648, de 28 de maio de 1998; na Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004; no Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997; no Decreto nº 4.550, de 27 de dezembro de 2002; no Decreto nº 72.707, de 28 de agosto de 1973; Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004; no Decreto nº 5.081, de 14 de maio de 2004; no Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004; na Resolução do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE nº 7, de 14 de dezembro de 2016; na Resolução CNPE nº 22, de 5 de outubro de 2021; e o que consta dos Processos 48500.003207/2010-10, 48500.004659/2014-34, 48500.005442/2017-94, 48500.001825/2018-74, 48500.005003/2020-87 e 48500.003434/2022-71 resolve:

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

I - à elaboração do Programa Mensal da Operação Energética - PMO e à formação do Custo Marginal da Operação - CMO e do Preço de Liquidação de Diferenças - PLD;

II - à atualização do valor do patamar da função de custo do déficit de energia elétrica; e

III - aos critérios e procedimentos para o cálculo dos limites máximo e mínimo do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) e do valor da tarifa de energia de otimização referente à cessão de energia efetuada pelo comercializador de energia da Usina Hidroelétrica Itaipu (TEOItaipu).

## CAPÍTULO I

## DA ESTRUTURA DO PMO

Art. 2º O PMO tem por objetivo estabelecer as metas e diretrizes eletroenergéticas da operação do Sistema Interligado Nacional - SIN, de forma a assegurar a otimização dos recursos disponíveis para atendimento da carga.

Art. 3º O PMO será elaborado e coordenado pelo ONS, com apoio da CCEE e participação dos agentes setoriais, em reunião mensal, a qual deverá ser gravada e transmitida via internet.

§ 1º Os estudos para o PMO compreenderão até 5 (cinco) anos, em base mensal e por patamar de carga, sendo o primeiro mês discretizado em etapas semanais.

§ 2º As semanas operativas compreendidas no estudo correspondem ao período que se inicia à 0h00min do sábado e termina às 24h00min da sexta-feira subsequente e abrangem todos os dias do mês a que se refere o estudo, podendo também incluir dias dos meses adjacentes.

§ 3º A atualização da Função de Custo Futuro - FCF do modelo de médio prazo, conforme parágrafo 1º do art. 4º, será feita mensalmente quando da elaboração do PMO, observado o disposto no art. 27 desta Resolução.

§ 4º Os estudos para o PMO deverão ser revistos, com periodicidade máxima semanal.

§ 5º Nas revisões semanais deverão ser incorporadas informações atualizadas referentes ao estado do sistema, às previsões de carga e afliências e aos demais dados que tenham a periodicidade de atualização inferior a 1 (um) mês, conforme art. 5º.

§ 6º A atualização da FCF do modelo de curto prazo, conforme parágrafo 2º do art. 4º, será feita semanalmente, observado o disposto no art. 22 desta Resolução.

Art. 4º Para a elaboração do PMO deverão ser adotados modelos de otimização compatíveis com o horizonte de simulação, cujo uso deverá ser previamente autorizado pela ANEEL.





§ 1º O modelo para otimização hidrotérmica para subsistemas equivalentes interligados de médio prazo determina a estratégia de operação de até cinco anos, de forma a minimizar o valor esperado do custo total de operação ao longo do período de planejamento da operação.

§ 2º O modelo para otimização da operação de curto prazo com base em usinas individualizadas determina a estratégia que minimize o valor esperado do custo total de operação para o horizonte do planejamento da operação, considerando as usinas individualizadas que compõem os sistemas hidrotérmicos interligados.

§ 3º O modelo de despacho hidrotérmico de curtíssimo prazo tem o objetivo de determinar, por usina hidroelétrica e unidade geradora termoeletrica, um despacho hidrotérmico de mínimo custo operativo para o sistema para um período de até duas semanas e discretizado em patamares cronológicos com duração mínima de meia hora.

Art. 5º A sistemática, prazos, responsabilidades e produtos para elaboração do PMO deverão constar dos Procedimentos de Rede do ONS, devendo conter, no mínimo:

- I - base de dados do PMO e de suas revisões;
- II - responsabilidades dos participantes do PMO;
- III - cronograma de envio e análise das informações necessárias para a elaboração do PMO e de suas revisões;
- IV - cronograma de atualização das informações necessárias para a elaboração do PMO e de suas revisões;
- V - descrição das etapas do processo do PMO;
- VI - produtos do PMO.

§ 1º Caso haja necessidade de atualização de informação para o PMO cujo prazo esteja em desacordo com os cronogramas de que trata o inciso IV, deverá ser dada publicidade aos agentes com antecedência não inferior a um mês do PMO.

§ 2º Não se aplica o disposto no § 1º para os casos de erros de que trata o art. 27 desta Resolução.

#### CAPÍTULO II

#### DAS DIRETRIZES E INFORMAÇÕES A SEREM CONSIDERADAS NO PMO E SUAS REVISÕES

Art. 6º É de responsabilidade do ONS incorporar as informações e os dados nos modelos utilizados no PMO e suas revisões.

§ 1º Os agentes participantes do PMO deverão analisar as informações e os dados e submeter ao ONS os eventuais comentários e as necessidades de alterações detectadas.

§ 2º As informações consideradas no PMO devem ser rastreáveis e os processos do ONS para o PMO devem ser reproduzíveis.

§ 3º No horizonte comum dos modelos de otimização, os dados e informações considerados deverão estar compatíveis.

Art. 7º A oferta considerada nos estudos energéticos é composta pelos empreendimentos de geração em operação comercial e por suas previsões de expansão, além dos intercâmbios internacionais.

§ 1º Serão simuladas individualmente:

- I - usinas hidrelétricas e termelétricas com Custo Variável Unitário - CVU declarado, despachadas centralizadamente;
- II - usinas hidrelétricas cuja operação hidráulica afete ou seja afetada pela operação de usinas simuladas individualmente; e
- III - excepcionalmente, usinas não enquadradas nos critérios anteriores, desde que respaldadas por justificativa técnica do ONS ou regulamentação específica.

§ 2º As demais usinas, não enquadradas no § 1º, serão representadas por blocos de energia a serem abatidos da carga global.

§ 3º No caso de decisão da ANEEL de encaminhar ao MME proposta de declaração de caducidade de Contrato de Concessão de empreendimento de geração, o ONS deverá retirar o referido empreendimento da base de dados do PMO.

Art. 8º O ONS deverá atualizar os pontos de fronteira entre os submercados que compõem o SIN a cada revisão quadrimestral do Plano da Operação Energética - PEN.

§ 1º A atualização de que trata o caput não poderá alterar o submercado de agente de geração ou de consumo.

§ 2º O ONS deverá dar publicidade, com a possibilidade de participação dos agentes setoriais, antes de sua implementação.

§ 3º As informações relacionadas à atualização dos pontos de fronteira deverão ser disponibilizadas no sítio eletrônico do ONS.

#### Seção I

##### Usinas Simuladas Individualmente

Art. 9º O ONS deverá atualizar a oferta a ser considerada no PMO e revisões, com base na disponibilidade dos empreendimentos de geração.

§ 1º Para atualização da oferta relacionada à expansão da geração, deverá ser considerado o cronograma de entrada em operação comercial, conforme estabelecido no art. 7º da Resolução CNPE nº 22, de 2021.

§ 2º No caso de suspensão da operação comercial de unidade geradora, o agente de geração responsável pela usina deverá declarar ao ONS cronograma de restabelecimento da operação.

§ 3º Poderá ser adotado cronograma diferente do citado no § 2º caso o acompanhamento da ANEEL não esteja aderente ao cronograma declarado pelo agente responsável.

§ 4º O agente de geração de usina termelétrica deverá declarar para o PMO e revisões a disponibilidade da usina de forma compatível com o período que este disponha de comprovação de suprimento de combustível.

Art. 10. Para o PMO e revisões deverá ser utilizado o Custo Variável Unitário - CVU constante do Contrato de Comercialização em Ambiente Regulado - CCEAR ou o CVU aprovado pela ANEEL, no caso de usina termelétrica não comprometida com CCEAR.

§ 1º O agente de geração poderá declarar para o PMO suas revisões, valor inferior ao CVU aprovado pela ANEEL ou atualizado pela CCEE.

§ 2º A declaração de CVU de que trata o § 1º desse artigo deverá vigorar de acordo com o período declarado pelo agente, limitado ao mínimo da semana operativa e máximo ao mês operativo em questão, e, para os demais meses será considerado o CVU aprovado pela ANEEL ou atualizado pela CCEE, observado o § 4º do art. 9º.

§ 3º No caso de declaração do CVU inferior ao CVU constante do CCEAR por opção do agente termelétrico, o valor declarado substituirá, para todos os fins, o valor do CVU do respectivo contrato, conforme Regras de Comercialização.

§ 4º Para a substituição do CVU conforme o § 3º, os agentes termelétricos interessados deverão se manifestar perante a CCEE e ONS, conforme procedimento específico a ser estabelecido pelas entidades.

§ 5º A manifestação de que trata o parágrafo anterior será de inteira responsabilidade do agente vendedor e não modificará suas obrigações previstas no CCEAR.

Art. 11. O ONS decidirá, em caráter definitivo, pelo acionamento de usina termelétrica que utiliza como combustível o gás natural proveniente do Gás Natural Liquefeito - GNL quando o valor do Benefício GNL, resultante do modelo de Curto Prazo, "m" meses à frente, for maior ou igual ao CVU da usina.

§ 1º O procedimento de que trata o caput aplica-se exclusivamente ao empreendimento com previsão de utilização de GNL que for objeto de CCEAR na modalidade Disponibilidade de Energia Elétrica, decorrente de leilão de novos empreendimentos de geração realizados a partir de 5 de outubro de 2007.

§ 2º O valor de "m" será aquele utilizado para o cálculo do Índice de Custo Benefício - ICB.

§ 3º Quando decidido pelo acionamento de que trata o caput, a usina termelétrica a GNL será despachada após "m" meses, independentemente do valor do CMO.

§ 4º Quando despachada, a usina termelétrica irá receber o seu CVU, independentemente do valor do CMO no momento do seu despacho.

§ 5º Incorrerá em indisponibilidade por falta de combustível, nos termos dos regulamentos vigentes, a usina termelétrica a GNL que, tendo sido acionada com a antecedência estabelecida no caput deste artigo, não cumprir com a geração pré-determinada pelo ONS, independentemente do valor do CMO.

Art. 12. A usina termelétrica a GNL poderá ser despachada para atender razões elétricas e de segurança energética, respeitada a antecedência estabelecida no art. 11 desta Resolução.

#### Seção II

##### Usinas Não Simuladas Individualmente

Art. 13. A representação da geração das usinas não simuladas individualmente em operação comercial, deverá ser considerada com base na média mensal do histórico dos últimos cinco anos de geração líquida disponibilizada ao SIN de cada usina, agregada por subsistema, por mês e por patamar de carga, para todo o horizonte de planejamento.

§ 1º A CCEE deverá informar ao ONS os valores de geração de que trata o caput, conforme acordo operacional.

§ 2º O ONS deverá obter os valores de geração de que trata o caput das usinas que injetam energia na rede de distribuição ou nas Demais Instalações de Transmissão - DIT, e que não possuam medição registrada na CCEE.

§ 3º Para as usinas não simuladas individualmente com menos de 5 anos de histórico de geração líquida disponibilizada ao SIN, deverá ser considerada a média do histórico existente.

§ 4º Caso a usina tenha menos de um ano de operação comercial, serão utilizados nos meses sem histórico de geração, os montantes de energia conforme metodologia de que trata o art. 14, de forma a completar um ano de informações.

§ 5º No caso de usinas de autoprodução, com carga associada no mesmo sítio, a geração de que trata o caput deverá ser bruta.

§ 6º Usina com operação comercial suspensa não deve ser representada na oferta de que trata o caput a partir do PMO posterior à referida suspensão.

Art. 14 Para as usinas não simuladas individualmente que não iniciaram sua operação comercial, o montante de energia a ser considerado será calculado pela soma de suas potências instaladas multiplicada por um fator calculado pelo ONS.

§ 1º Para usinas hidrelétricas, eolioelétricas e fotovoltaicas, o fator de que trata o caput será calculado, por mês, fonte, submercado e patamar de carga, e será dado pela soma da razão entre a média da geração líquida e a média da potência dos últimos cinco anos de cada usina, dividido pelo número de usinas.

§ 2º Para usinas termelétricas o fator de que trata o caput será calculado, por mês, fonte, submercado, patamar de carga e ambiente de comercialização, e será dado pela soma da razão entre a média da geração líquida e a média da potência dos últimos cinco anos de cada usina alocada a cada ambiente, dividido pelo número de usinas de cada ambiente.

§ 3º Para as usinas de que trata o § 2º, a potência por usina será alocada proporcionalmente ao seu montante contratado no Ambiente de Contratação Regulada e a sua Disponibilidade para o Ambiente de Contratação Livre.

§ 4º Para fins de aplicação do disposto no § 3º, no Ambiente de Contratação Regulada deverão ser considerados montantes contratados nos leilões de energia elétrica, incluindo os Leilões de Energia de Reserva, e no âmbito do PROINFA.

§ 5º No caso de usinas com menos de 5 anos de operação, serão considerados no cálculo do fator somente os meses em que a usina esteve em operação.

Art. 15 As gerações de que trata o art. 13 e os fatores de que trata o art. 14 serão atualizados anualmente e utilizados a partir do PMO de maio de cada ano, sendo contemplada a apuração de dados pelo período de cinco anos, encerrado no mês de dezembro do ano anterior.

Parágrafo único. A atualização e utilização de que trata o caput, no que se refere aos patamares de carga, ocorrerá a partir do PMO de maio de 2020.

Art. 16. As usinas não simuladas individualmente com cronograma de entrada em operação comercial futuro deverão ser representadas a partir de sua data de entrada em operação comercial conforme estabelecido no art. 7º da Resolução CNPE nº 22, de 2021.

#### CAPÍTULO III

##### DOS RESULTADOS DO PMO

Art. 17 O PMO e suas revisões semanais e diárias terão como um dos produtos o Custo Marginal de Operação - CMO, por intervalo semi-horário e por barra do sistema, que servirá de referência para a política ótima de operação e para a formação do preço.

§ 1º O horário limite para divulgação do CMO bem como a previsão de protocolos de contingência no caso da impossibilidade de publicação no referido horário, deverão estar previstos nos Procedimentos de Rede.

§ 2º Os resultados do PMO devem ser disponibilizados para todos os agentes simultaneamente.

Art. 18. O ONS deverá emitir documento contendo os principais resultados e diretrizes do PMO e suas revisões, bem como seus pontos de destaque.

§ 1º No documento de que trata o caput, deverão estar explicitados os despachos programados fora da ordem de mérito de custo, bem como as respectivas motivações para cada despacho.

§ 2º No caso dos despachos por restrição elétrica, deverão ser indicadas, quando couber, as obras previstas nos estudos de planejamento da transmissão necessárias para evitar o despacho.

#### CAPÍTULO IV

##### DA FORMAÇÃO DO PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS - PLD

Art. 19 O PLD tem por objetivo valorar os montantes que serão liquidados no Mercado de Curto Prazo - MCP, tendo por base principal o resultado do PMO.

Parágrafo único. O PLD será determinado diariamente, por submercado, com granularidade horária, limitado por valores máximos e mínimo, conforme Capítulo V desta Resolução.

Art. 20 O processo de cálculo do PLD será elaborado e coordenado pela CCEE, com apoio do ONS.

§ 1º Para a formação do PLD, a CCEE deverá utilizar os mesmos modelos e dados de entrada adotados pelo ONS para elaboração do PMO e revisões, desconsiderando-se as restrições elétricas internas a cada submercado.

§ 2º Deverão ser representadas na formação do PLD as restrições elétricas internas que impactam a capacidade de intercâmbio entre submercados:

- I - cuja eliminação necessita de solução de planejamento; ou
- II - que a previsão de recomposição seja superior a um mês.

§ 3º A alteração de que trata o inciso II do § 2º deve ser feita sempre na elaboração do PMO.

§ 4º O ONS deverá manter atualizado na internet relatório com as restrições elétricas internas aos submercados que possam impactar a capacidade de intercâmbio entre os mesmos, conforme estabelecido no § 2º.

§ 5º O horário limite para divulgação do PLD, bem como a previsão de protocolos de contingência no caso da impossibilidade de publicação no referido horário, deverão estar previstos nas Regras ou Procedimentos de Comercialização.

Art. 21 A CCEE deverá realizar reuniões mensais com os agentes para tratar da adequabilidade dos dados, procedimentos e resultados dos modelos de otimização.

Parágrafo único. A reunião de que trata o caput deverá ser realizada após a reunião do PMO, e tratará, no mínimo, dos seguintes temas:

- I - apresentação das principais modificações nos arquivos de entrada dos modelos de formação de preço;
- II - análise dos principais fatores que influenciam na formação do PLD; e
- III - validação, pelos agentes, da adequabilidade dos dados, procedimentos e resultados.

#### CAPÍTULO V

##### DOS LIMITES MÁXIMO E MÍNIMO DO PLD E DO VALOR DA TARIFA DE ENERGIA DE OTIMIZAÇÃO - TEO

Art. 22 Ficam estabelecidos dois limites máximos do PLD:

- I - um limite máximo estrutural (PLD<sub>max\_estrutural</sub>); e
- II - um limite máximo horário (PLD<sub>max\_horário</sub>).



§ 1º O PLDmax\_estrutural corresponde ao nível de proteção ao risco de 95% da função densidade de probabilidades da renda inframarginal, obtida do deck de revisão ordinária de garantia física das usinas hidrelétricas, conforme metodologia disposta no Anexo desta Resolução.

§ 2º O PLDmax\_horário deve ser calculado com base na média ponderada, pela potência instalada, dos Custos Variáveis Unitários (CVUs) das usinas termelétricas a óleo diesel disponíveis no deck do Programa Mensal da Operação (PMO) de setembro de 2019.

Art. 23 A vigência dos limites máximos do PLD dar-se-á da seguinte forma:

I - a partir de 1º de janeiro de 2020 para o PLDmax\_estrutural; e

II - na mesma data de implementação do PLD horário no Mercado de Curto Prazo para o PLDmax\_horário.

§ 1º Os limites máximos do PLD serão atualizados pela ANEEL anualmente pela variação do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) a partir dos seguintes valores, a preços de setembro de 2019:

I - R\$ 556,58 / MWh, para o para o PLDmax\_estrutural; e

II - R\$ 1.141,85 / MWh, para o para o PLDmax\_horário.

§ 2º A atualização de que trata o § 1º ocorrerá anualmente em dezembro para utilização em janeiro do ano subsequente, sendo a primeira atualização em dezembro de 2019.

§ 3º A partir da vigência do PLDmax\_horário, caso a média diária dos PLDs horários for superior ao PLDmax\_estrutural, a CCEE deve ajustar a série de PLDs horários até que a média de seus valores seja igual ao PLDmax\_estrutural.

§ 4º Respeitado o valor do PLDmin, o ajuste na curva diária de PLDs horários deve ser realizado de forma uniforme e proporcional.

§ 5º O ajuste de que tratam os §§ 3º e 4º deve ser realizado para cada submercado, de forma independente.

Art. 24. O valor mínimo do PLD será calculado anualmente pela ANEEL considerando o maior valor entre:

I - a Tarifa de Energia de Otimização da UHE Itaipu (TEOItaipu); e

II - a Tarifa de Energia de Otimização (TEO) das outras usinas hidrelétricas do Sistema Interligado Nacional.

Art. 25. No cálculo do valor da TEOItaipu, deverão ser consideradas as parcelas referentes ao pagamento da cessão da energia do Paraguai, aos royalties, e à administração da usina pela Eletrobras.

§ 1º As estimativas dos custos de geração da usina de Itaipu para o ano seguinte serão fornecidas pela Itaipu Binacional.

§ 2º Na determinação da quantidade de energia cedida pelo Paraguai, deverá ser considerada a metade da geração da usina prevista para o ano seguinte, subtraída da energia a ser suprida diretamente à Administração Nacional de Electricidad - ANDE; e

§ 3º A conversão do valor, em dólares, da estimativa de custos de geração da UHE Itaipu para a moeda nacional deverá ser efetuada pela média geométrica diária das Cotações de Fechamento Ptax do dólar americano, publicadas pelo Banco Central do Brasil, no período de 1º de dezembro do ano anterior até 30 de novembro do ano do cálculo.

Art. 26. No cálculo do valor da TEO, deverão ser considerados os custos incrementais incorridos na operação e na manutenção das usinas hidrelétricas e o pagamento da compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos.

#### CAPÍTULO VI

##### DA IDENTIFICAÇÃO DE ERROS NO PROCESSO DE FORMAÇÃO DO PLD

Art. 27 Na hipótese de identificação de erro no processo de formação do PLD, o ONS e a CCEE deverão corrigi-lo, produzindo-se efeito na semana operativa subsequente à identificação.

§ 1º Os erros de que trata o caput referem-se:

I - à inserção de dados;

II - ao código fonte em qualquer programa da cadeia de modelos; ou

III - à representação de qualquer componente do sistema.

§ 2º A correção de que trata o caput deverá ser realizada inclusive na função de custo futuro.

§ 3º O ONS e a CCEE deverão informar à ANEEL a identificação de qualquer erro de que trata este artigo, devendo ser justificada eventual impossibilidade de correção no prazo estabelecido no caput.

§ 4º O ONS e a CCEE deverão dar publicidade à correção dos erros de que trata este artigo.

§ 5º O ONS e a CCEE deverão disponibilizar na internet, relatório contendo o apontamento das falhas relacionadas ao erro e as propostas de ação de melhorias, além de relatório de acompanhamento de sua implantação, quando for o caso.

§ 6º O prazo para disponibilização do relatório contendo o apontamento das falhas e as propostas de ação de melhorias é de 30 (trinta) dias a contar da identificação do erro.

#### CAPÍTULO VII

##### DO COMITÊ TÉCNICO

Art. 28 Deverá ser constituído comitê técnico, sob coordenação compartilhada do ONS e CCEE, para tratar de assuntos relacionados à elaboração do PMO e do PLD.

§ 1º O comitê poderá ser dividido em subcomitês temáticos para avaliação dos dados de entrada do PMO ou de propostas específicas relacionadas à elaboração do PMO e do PLD.

§ 2º Proposta de aprimoramento da regulação relacionada à elaboração do PMO e do PLD deverá ser previamente submetida e aprovada pelo comitê técnico para ser submetida ao processo de avaliação pela ANEEL.

§ 3º Deverá ser assegurada a representatividade dos diversos segmentos setoriais associados ao ONS e à CCEE.

Art. 29. A estrutura do comitê técnico, regimento interno, os subgrupos temáticos e demais medidas necessárias à sua instituição deverão ser definidas pelo ONS e pela CCEE até 1º de janeiro de 2020.

Parágrafo único. O regimento mencionado no caput deverá conter, no mínimo:

I - os mecanismos de governança do comitê;

II - a forma de representação no comitê dos diversos segmentos setoriais associados ao ONS e à CCEE;

III - a forma de determinação e seleção dos temas a serem tratados pelo comitê; e

IV - o modelo de decisão do comitê.

#### CAPÍTULO VIII

##### DA ATUALIZAÇÃO DO VALOR DO CUSTO DO DÉFICIT DE ENERGIA ELÉTRICA

Art. 30 A CCEE deverá atualizar anualmente o valor do patamar da função de custo do déficit de energia elétrica pela variação do Índice Geral de Preços - Disponibilidade Interna (IGP-DI) para o período de doze (12) meses, tomando-se como base o mês de novembro de cada ano, que será utilizado nos modelos de planejamento e programação da operação e cálculo do Preço de Liquidação das Diferenças - PLD entre a primeira e a última semana operativa do ano subsequente à atualização.

Parágrafo único. A CCEE deverá informar o valor atualizado ao ONS e disponibilizá-lo no seu sítio eletrônico, até o dia 20 de dezembro de cada ano.

#### CAPÍTULO IX

##### DAS DISPOSIÇÕES GERAIS

Art. 31 O ONS, com apoio da CCEE, deverá manter plataforma virtual relacionada ao Programa Mensal da Operação - PMO e suas revisões, de forma a:

I - disponibilizar o arquivo de dados preliminares do PMO - deck preliminar, dos modelos computacionais, bem como os documentos que o subsidiam, até o 1º dia útil da semana da reunião do Programa Mensal da Operação - PMO;

II - permitir a participação dos membros associados do ONS, da CCEE, além da ANEEL, Ministério de Minas e Energia - MME e Empresa de Pesquisa Energética - EPE;

III - permitir que sejam dirimidas dúvidas quanto aos dados de entrada e informações referentes aos modelos de planejamento e programação da operação e formação de preço; e

IV - assegurar que os fatos relevantes que impactem a formação do preço sejam divulgados aos agentes de forma simultânea e homogênea.

Art. 32 Será realizada Avaliação de Resultado Regulatório (ARR) do Capítulo V desta Resolução para vigência a partir de 1º de janeiro de 2024.

Art. 33 Ficam revogadas:

I - a Resolução Normativa nº 795 de 5 de dezembro de 2017;

II - a Resolução Normativa nº 843, de 2 de abril de 2019;

III - a Resolução Normativa nº 858, de 1 de outubro de 2019; e

IV - a Resolução Normativa ANEEL nº 910, de 15 de dezembro de 2020.

Art. 34. Esta Resolução entra em vigor em 1º de setembro de 2022.

CAMILA FIGUEIREDO BOMFIM LOPES

#### ANEXO - METODOLOGIA PARA O CÁLCULO DO PLDmax ESTRUTURAL

1. O PLDmax\_estrutural visa prover proteção ao mercado contra riscos sistêmicos, preservar níveis de eficiência alocativa e apresentar sinal econômico dentro de uma perspectiva estrutural.

1. 2. O PLDmax\_estrutural corresponde ao nível de proteção ao risco de 95% da função densidade de probabilidades da renda inframarginal.

1. 3. A renda inframarginal é o benefício definido pela integral da diferença entre o preço de equilíbrio e a curva de oferta do mercado.

1. 4. Deve-se extrair, do modelo NEWAVE, empregado tanto no problema de minimização do custo total de operação (custo presente e o custo futuro) como no problema de minimização do custo total de expansão (custo de investimento e o custo de operação), os pares de "quantidade e preço" das usinas simuladas ao longo de todo o horizonte do estudo de otimização (5 anos), para cada um dos 2.000 (dois mil) cenários de afluência gerados.

4. 1. No cálculo do PLDmax\_estrutural, deve-se considerar o deck do NEWAVE utilizado na última revisão ordinária de garantia física das usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente, em conformidade com a Portaria MME nº 178, de 3 de maio de 2017.

4. 2. Para a construção das curvas de oferta e, posteriormente, para o cálculo da renda inframarginal, deve-se considerar:

4. 2. 1. A geração das usinas termelétricas, hidrelétricas e das não despachadas centralizadamente, bem como as inflexibilidades das usinas termelétricas;

4. 2. 2. A atualização das variáveis econômicas envolvidas no processo (CVU e CMO); e

4. 2. 3. Os valores devem ser convertidos para a base anual, de modo que o resultado reflita um ciclo hidrológico completo, o que implica dispor de 10.000 (dez mil) eventos para análise estatística (2.000 cenários em 5 anos de simulação).

4. 3. Para a definição do PLDmax\_estrutural, adota-se um nível de proteção contra os 5% eventos mais gravosos em termos de renda inframarginal, o que equivale ao percentil 95 de sua curva de densidade de probabilidades.

#### 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.

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 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/Nm<sup>3</sup>], 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 [Nm<sup>3</sup>/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 Eólioeleétrica - 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:

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

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

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

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  $\eta_{eg_i}$  do mês correspondente;

$i$  - índice referente ao mês, de janeiro a dezembro;

PCI <sub>$i$</sub>  (kJ/kg ou kJ/Nm<sup>3</sup>) - valor esperado para o mês  $i$  do poder calorífico inferior do combustível utilizado;

$Q_i$  (kg/dia ou Nm<sup>3</sup>/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;

$\eta_{eg_i}$  (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:

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

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 Eólioeleétrica, 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<sub>rev</sub> (MWh/ano) - montante revisto de energia de referência;

Eger <sub>$i$</sub>  (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.

rt. 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 [Nm<sup>3</sup>/dia], e ao PCI, em [kJ/kg] ou [kJ/Nm<sup>3</sup>], 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 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 -  $Indisp_{referencia}$ , conforme inequação a seguir:

$$Indisp_{verificada} \leq Indisp_{referencia}$$

onde:

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

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:

$$AjI = GAG \times (Indisp_{referencia} - Indisp_{verificada})$$

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<sub>Desemp</sub>: 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 <sub>inf</sub>
24 ≤ m < 36	≥ 10%
36 ≤ m < 48	≥ 55%
48 ≤ m < 60	≥ 60%
60 ≤ m < 72	≥ 65%
72 ≤ m < 84	≥ 70%
84 ≤ m < 96	≥ 75%
96 ≤ m < 120	≥ 80%
m ≥ 120	≥ 85%

onde:

Lim<sub>inf</sub>: 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 Ajl, a qual será calculada da seguinte forma:

I - Para  $Ind_{Desemp} < Lim_{inf}$ :

$$Ajl = GAG \cdot (Ind_{Desemp} - Lim_{inf})$$

II - Para  $Lim_{inf} \leq Ind_{Desemp} \leq 100\%$ :

$$Ajl = 0$$

III - Para  $Ind_{Desemp} > 100\%$ :

$$Ajl = GAG \cdot (Ind_{Desemp} - 100\%)$$

Parágrafo único. A variação do Ajl 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 da 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 m<sup>3</sup>/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:

$$GM = \frac{12}{8760} \cdot \sum_{i=1}^n \frac{Eger_i}{m} \quad (MWmed)$$

Sendo:

GM: geração média de energia elétrica calculada;

Eger<sub>i</sub>: 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.

Número de meses registrados na CCEE posteriores ao décimo segundo mês de operação comercial (m)	(GM/GF)*100
24 ≤ m < 36	≥ 10%
36 ≤ m < 48	≥ 55%
48 ≤ m < 60	≥ 60%
60 ≤ m < 72	≥ 65%
72 ≤ m < 84	≥ 70%
84 ≤ m < 96	≥ 75%
96 ≤ m < 120	≥ 80%
m ≥ 120	≥ 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:

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

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

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 da 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 exige 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:

$$GFA = \min(GF, GF \times FID)$$

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

Onde:

GFA = garantia física apurada;

GF = garantia física vigente (MWh med);

FID = fator de disponibilidade de geração, valor adimensional, limitado (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.

$$D_{max} = P_{efetiva} \times FC_{m\acute{a}x} \times (1 - TEI_{Fa}) \times (1 - TEI_{P})$$

Onde:

Dmax = Disponibilidade máxima da usina (MW);

Pefetiva = Potência instalada, definida no ato autorizativo (MW); e

FCmax = 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:

$$FID = \frac{12}{8760} \times \frac{\sum_{m=1}^m E_{geri}}{m \times GF}$$

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 eolioelétricas - 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

#### 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 e 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, SINOCON 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
Jurumirim			4.050	3,1
Paranapanema	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	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 Pastoral 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
Anhambí 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	Eng <sup>o</sup> 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., GERAOSTE - 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	Anhanguera	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 Coelho 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	Pégasus Desenvolvimento de Negócios SC Ltda.	Resolução no 056	17/02/2004	UEE Três Pinheiros	75.200
Bioenergy Geradora de Energia Ltda.	Resolução no 094	16/03/2004	UEE Presidente	11.742	Pégasus Desenvolvimento de Negócios SC Ltda.	Resolução no 031	27/01/2004	UEE Rio do Ouro	73.928
Bioenergy Geradora de Energia Ltda.	Resolução no 722	24/12/2003	UEE Fonseca	248.159	Pégasus Desenvolvimento de Negócios SC Ltda.	Resolução no 063	18/02/2004	UEE Cruz Alta	79.788
Bioenergy Geradora de Energia Ltda.	Resolução no 098	16/03/2004	UEE Coelho III	11.545	Pégasus Desenvolvimento de Negócios SC Ltda.	Resolução no 041	03/02/2004	UEE Bom Jardim	69.549
Bioenergy Geradora de Energia Ltda.	Resolução no 720	24/12/2003	UEE Zumbi	91.902	Rosa dos Ventos Ltda.	Resolução no 329	18/06/2002	UEE Canoa Quebrada	38.319
Bioenergy Geradora de Energia Ltda.	Resolução no 95	16/03/2004	UEE Camurim	11.356	Rosa dos Ventos Ltda.	Resolução no 596	11/11/2003	UEE Caraúbas	36.671
Bioenergy Geradora de Energia Ltda.	Resolução no 104	16/03/2004	UEE Coelho II	11.581	Rosa dos Ventos Ltda.	Resolução no 340	25/06/2002	UEE Lagoa do Mato	10.080
Bioenergy Geradora de Energia Ltda.	Resolução no 105	16/03/2004	UEE Coelho IV	11.545	Santa Cruz Energia Ltda.	Resolução no 032	27/01/2004	UEE Salto	81.318
Cardus Estratégias Urbanas Ltda	Resolução no 078	09/03/2004	UEE Vitória	11.844	Santa Cruz Energia Ltda.	Resolução no 029	27/01/2004	UEE Santo Antônio	4.776
Cataventos Paracuru Ltda.	Resolução no 227	06/05/2003	UEE Paracuru	395.438	Santa Cruz Energia Ltda.	Resolução no 030	27/01/2004	UEE Cascata	12.888
Cataventos Ubajara Ltda.	Resolução no 228	06/05/2003	UEE Ubajara	285.062	Santa Cruz Energia Ltda.	Resolução no 027	27/01/2004	UEE Pulpito	76.246
Cedin do Brasil Ltda.	Resolução no 134	06/04/2004	UEE Alhandra	7.857	Seawest do Brasil - Projetos e Participações Ltda.	Resolução no 534	1/10/2002	UEE de Gargaú	63.870
Compinvest Mercosul S.A.	Resolução no 195	09/04/2002	UEE Ponta do Mel	133.903	Seawest do Brasil - Projetos e Participações Ltda.	Resolução no 533	1/10/2002	UEE Pedra do Sal	68.463
Cooperativa de Energia, Comunicação e Desenvolvimento do Vale do Siriji Ltda. - CERSIL	Resolução no 030	23/01/2002	UEE Pirauá	11.215	Servtec Energia Ltda.	Resolução no 93	07/03/2003	UEE Bons Ventos	135.244
Eco Energy Beberibe Ltda	Resolução no 104	29/03/2001	UEE Beberibe	69.275	SES - Soluções de Energias Sustentáveis Ltda.	Resolução no 712	24/12/2003	UEE Paraíso Azul	136.423
Eletrowind S.A.	Resolução no 776	23/12/2002	UEE Vale da Esperança	74.800	SES - Soluções de Energias Sustentáveis Ltda.	Resolução no 299	04/06/2002	UEE Paraíso Farol	322.359
Eletrowind S.A.	Resolução no 659	16/12/2001	UEE Praia do Morgado	89.677	SIIF Energias do Brasil Ltda.	Resolução no 555	17/12/2001	UEE Quintanilha Machado I	288.553
Eletrowind S.A.	Resolução no 526	24/09/2002	UEE Praia de Parajuru	81.091	SIIF Energias do Brasil Ltda.	Resolução no 460	27/08/2002	UEE Paracuru	68.028
Eletrowind S.A.	Resolução no 660	27/12/2001	UEE Volta do Rio	173.881	SIIF Cinco Ltda.	Resolução no 306	04/06/2002	UEE Foz do Rio Choró	63.793
Eletrowind S.A.	Resolução no 762	20/12/2002	UEE Praia do Arrombado	64.660	Ventos Energia e Tecnologia Ltda.	Resolução no 680	10/12/2002	UEE Canoa Quebrada	179.866
Eletrowind S.A.	Resolução no 516	16/09/2002	UEE Ariós	43.658	Ventos Energia e Tecnologia Ltda.	Resolução no 777	23/12/2002	UEE Taíba Águia	98.104
EMEL - Empreendimentos em Energia Ltda.	Resolução no 217	24/04/2003	UEE Parque Eólico Caponga	22.721	Ventos Energia e Tecnologia Ltda.	Resolução no 778	23/12/2002	UEE Taíba Albatroz	58.774
Enerbrasil - Energias Renováveis do Brasil Ltda.	Resolução no 581	19/12/2001	UEE RN 15 - Rio do Fogo	161.636	Ventos Energia e Tecnologia Ltda.	Resolução no 022	27/01/2004	UEE Parque Eólico Taíba Andorinha	59.136
Enerbrasil - Energias Renováveis do Brasil Ltda.	Resolução no 574	17/12/2001	UEE PE 2 - Serra da Macambira	213.182	Wobben Windpower Indústria e Comércio Ltda.	Despacho no 063	14/02/2002	UEE da Fábrica da Winpower no Pacém	1.279
Enerbrasil - Energias Renováveis do Brasil Ltda.	Resolução no 652	26/12/2001	UEE RN 4 - Pititinga	164.224	Água Doce Energia Ltda	Resolução no 227	05/05/2004	UEE do Vigia	79.550
Enerbrasil - Energias Renováveis do Brasil Ltda.	Resolução no 717	31/12/2001	UEE PE 3 - Poção	75.283	Elebrás Projetos Ltda	Resolução no 495	04/09/2002	UEE Elebrás Cidreira I	220.310
Enerbrasil - Energias Renováveis do Brasil Ltda.	Resolução no 578	17/12/2001	UEE RN 1 - Mel	329.579	Empresa Energética Santa Marta Ltda - ENERSAN	Resolução no 123	25/03/2003	UEE Santa Marta	128.122
Enerbrasil - Energias Renováveis do Brasil Ltda.	Resolução no 656	26/12/2001	UEE RN 11 - Guamaré	412.035	Enerfin do Brasil - Produtora de Energia Ltda	Resolução no 690	17/12/2002	UEE dos Índios	154.647
Enerbrasil - Energias Renováveis do Brasil Ltda.	Resolução no 567	17/12/2001	UEE RN 3 - Gameleira	144.603	Enerfin do Brasil - Produtora de Energia Ltda	Resolução no 692	17/12/2002	UEE Osório	155.151
Energias Alternativas do Ceará Ltda. - Enacel	Resolução no 625	12/11/2002	UEE UEE Enacel	69.497	Enerfim do Brasil - Produtora de Energia Ltda	Resolução no 767	23/12/2002	UEE Palmares	18.802
Eólica Formosa Ltda.	Resolução no 307	04/06/2002	UEE Praia Formosa	209.992	Enerfin do Brasil - Produtora de Energia Ltda	Resolução no 691	17/12/2002	UEE Sangradouro	160.438
Eólica Icaraizinho Ltda.	Resolução no 454	27/08/2002	UEE Icaraizinho	181.940	Energia Regenerativa Brasil Ltda	Resolução no 534	14/10/2003	UEE Osório I	89.296
Eólica Maceió Ltda.	Resolução no 564	17/12/2001	UEE Maceió	565.396	Energia Regenerativa Brasil Ltda	Resolução no 512	30/09/2003	UEE Casqueiro I	19.294
Fruitrade Comércio e Exportação Ltda.	Resolução no 715	24/12/2003	UEE Xavante	10.826	Energia Regenerativa Brasil Ltda	Resolução no 543	14/10/2003	UEE Casqueiro II	140.966
Fruitrade Comércio e Exportação Ltda.	Resolução no 719	24/12/2003	UEE Mandacarú	11.614	Energia Regenerativa Brasil Ltda	Resolução no 501	30/09/2003	UEE Xangri-lá I	76.345
Fruitrade Comércio e Exportação Ltda.	Resolução no 723	24/12/2003	UEE Santa Maria	10.571	Energia Regenerativa Brasil Ltda	Resolução no 511	30/09/2003	UEE Xangri-lá II	17.746
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 Livramento	232.647					
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 - Caetité	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					

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

Agente Responsável	Ato Autorizativo		Nome da Usina	Antes da Ampliação ER (MWh/ano)	Após a Ampliação ou Usina Nova ER (MWh/ano)
	Número	Data			
ALCON- Companhia de Alcool 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 Alcool 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 São Francisco	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 Alcool 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. Açúcar e Alcool Filial 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 Alcool 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 Açúcar e Alcool 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 Açúcar e Alcool	Resolução nº 228	05/05/2004	UTE Coruripe	70.028	150.520
USACIGA-Açúcar, Alcool 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 Açúcar Sta. Terezinha Ltda.-USACUCAR	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 Alcool 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	
CELG	TOMBOS	1	
	VENÂNCIO	0,35	
	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
	CEMAT	PINHAL	3,7
SALTO GRANDE		3,3	
SANTANA		2,9	
SÃO JOAQUIM		2,9	
SOCORRO		0,6	
TRÊS SALTOS		0,6	
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	
ENERSUL	PERY	4	
	PIRAI	0,4	
	R.PEIXE	0,5	
	SALTO	8,8	
	SÃO LOURENÇO	0,18	
	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	
COELBA	TOUROS	0,1	
	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	

## RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.034, DE 26 DE JULHO DE 2022

Estabelece prazos e condições para sazonalização e modulação de garantia física de usinas de geração de energia elétrica, bem como para sazonalização da energia vinculada referente à Usina Hidrelétrica - UHE Itaipu.

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 atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no art. 2º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996; no art. 4º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004; no art. 2º do Anexo I do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997; nos arts. 2º e 3º do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004; no art. 1º do Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004; no art. 23 do Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998; e o que consta dos Processos nº 48500.003201/2013-87, 48500.005003/2020-87 e 48500.003434/2022-71 resolve:

Art. 1º Estabelecer prazos e condições para sazonalização de garantia física de usinas de geração de energia elétrica para fins de lastro e das usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE para fins de alocação de energia.

Parágrafo único. As sazonalizações de que trata o caput restringem-se às usinas com garantia física publicada em ato específico.

## DA SAZONALIZAÇÃO DE GARANTIA FÍSICA DE USINAS DE GERAÇÃO

Art. 2º As sazonalizações de que trata o art. 1º deverão ser realizadas anualmente para o ano de referência até três dias úteis antes do Programa Mensal de Operação - PMO realizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS em dezembro de cada ano, referente a janeiro do ano seguinte, observadas as seguintes condições:

I - até as operações de contabilização de energia referentes a dezembro de 2026, os agentes poderão realizar a sazonalização de garantia física para fins de lastro e para fins de alocação de energia no MRE, no caso de usinas participantes do mecanismo.

II - a partir das operações de contabilização de energia referentes a janeiro de 2027, os agentes poderão realizar a sazonalização de garantia física para fins de lastro.

Parágrafo único. O cronograma de etapas das sazonalizações será estipulado e comunicado aos agentes anualmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE até o dia 1º de dezembro de cada ano.

Art. 3º A sazonalização da garantia física para fins de lastro e para fins de alocação de energia no caso de usina hidrelétrica participante do MRE deverão ser efetuadas separadamente.

§ 1º Para as duas sazonalizações de que trata o caput, a CCEE deverá considerar para cada usina que:

I - a soma dos valores mensais de garantia física sazonalizada para fins de lastro e para fins de alocação de energia no MRE, em MWh, não pode ser superior ao valor de garantia física anual em MWh;

II - os valores mensais de garantia física sazonalizada para fins de lastro não podem ser superiores à potência instalada da usina;

III - até as operações de contabilização de energia referentes a dezembro de 2021, os valores mensais de garantia física sazonalizada para fins de alocação no MRE não podem ser superiores à potência instalada, exceto para as usinas que se enquadrarem no § 3º deste artigo;

IV - no período entre as operações de contabilização de energia referentes a janeiro de 2022 e dezembro de 2026, os valores mensais de garantia física sazonalizada para fins de alocação de energia no MRE devem constar do intervalo entre 80% (oitenta por cento) e 120% (cento e vinte por cento) do perfil de geração média do MRE dos cinco anos anteriores ao de vigência da sazonalização da garantia física, exceto para as usinas que se enquadrarem no § 3º deste artigo.

V - a partir das operações de contabilização de energia referentes a janeiro de 2027, os valores mensais de garantia física sazonalizada para fins de alocação de energia no MRE devem atender ao perfil de geração média do MRE dos cinco anos anteriores ao de vigência da sazonalização da garantia física.

§ 2º A sazonalização da garantia física para fins de lastro deverá ser uniforme, proporcional à quantidade de horas de cada mês do ano, para:

I - a Usina Hidrelétrica - UHE Itaipu;

II - as usinas cotistas de que trata a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013;

III - as parcelas de energia de usinas comprometidas com o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA;

IV - as Usinas Termelétricas Angra 1 e Angra 2;

V - as usinas até o mês de término da fase de motorização, devendo ser compatível com o montante de garantia física das unidades geradoras instaladas;

VI - as usinas com final de concessão durante o ano de referência, desde o mês de final de concessão até dezembro do ano de referência, devendo o montante em MWh ser proporcional a esse período; e

VII - as usinas sem declaração de valores nos prazos definidos no art. 2º.

§ 3º A sazonalização de energia no MRE seguirá o perfil de sazonalização dos demais agentes participantes do MRE para:

I - a UHE Itaipu;

II - as usinas cotistas de que trata a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013;

III - as usinas em fase de motorização durante o ano de referência, devendo ser compatível com o montante de garantia física das unidades geradoras instaladas;

IV - as usinas com final de concessão durante o ano de referência, desde o mês de final de concessão até dezembro do ano de referência, devendo o montante em MWh ser proporcional a esse período;

V - a parcela de aumento ou redução de garantia física estabelecida em legislação específica, com início de vigência durante o ano de referência;

VI - as usinas sem declaração de valores nos prazos definidos no art. 2º; e

VII - as demais usinas que assim optarem.

§ 4º Na hipótese de nenhuma usina participante do MRE declarar valores no prazo definido no art. 2º, a sazonalização para fins de alocação de energia no MRE deverá:

I - ser uniforme, proporcional à quantidade de horas de cada mês do ano de referência para todas as usinas, até as operações de contabilização de energia referentes a dezembro de 2021;

II - atender ao perfil de geração média do MRE dos cinco anos anteriores ao de vigência da sazonalização da garantia física, no período entre as operações de contabilização de energia referentes a janeiro de 2022 e dezembro de 2026.

§ 5º A CCEE deverá sazonalizar, para fins de lastro, para o ano de referência, com base na sazonalização originalmente realizada para a usina, a parcela de aumento ou redução de garantia física estabelecida em legislação específica com início de vigência durante o ano de referência, caso o agente não tenha feito a declaração de valores nos prazos estabelecidos nos Procedimentos de Comercialização da CCEE.

§ 6º Para o caso de aumento de garantia física estabelecida em legislação específica, com início de vigência durante o ano de referência, a CCEE deverá considerar, para fins de lastro, no ano seguinte ao de referência, o montante residual, em MWh, da parcela de aumento da garantia física que não foi sazonalizado no ano de referência, em razão de a parcela de aumento da garantia física, em MWh, ter sido superior à diferença, em MWh, entre a capacidade máxima de geração da usina acumulada até o fim do ano de referência e o montante originalmente sazonalizado para esse mesmo período.

§ 7º Para o caso de redução de garantia física estabelecida em legislação específica, com início de vigência durante o ano de referência, a CCEE deverá:

I - considerar, para fins de lastro, no ano seguinte ao de referência, eventual montante residual, em MWh, da parcela de redução da garantia física que não foi sazonalizado no ano de referência, em razão de essa parcela, em MWh, ter sido superior ao montante originalmente sazonalizado no ano de referência;

II - sazonalizar, para fins de alocação de energia no MRE, para o ano de referência, a parcela de redução de garantia física conforme o perfil de sazonalização dos demais agentes participantes do MRE, limitada ao montante, em MWh, tal que não existam valores mensais negativos de garantia física sazonalizada; e

III - considerar, para fins de alocação de energia no MRE, no ano seguinte ao de referência, eventual montante residual, em MWh, da parcela de redução da garantia física não sazonalizado conforme o inciso anterior.

Art. 4º A modulação da garantia física sazonalizada para fins de alocação de energia no MRE deverá ser efetuada, para cada período de comercialização, de acordo com o perfil de geração total das usinas do MRE.

Art. 5º A sazonalização da energia vinculada referente à UHE Itaipu deverá ser uniforme, proporcional à quantidade de horas de cada mês do ano e a modulação deverá ser igual ao disposto no art. 4º.

Parágrafo único. A CCEE deverá proceder à sazonalização de que trata o caput para o ano de referência observando o prazo estabelecido no art. 2º.

Art. 6º As Superintendências de Regulação dos Serviços de Geração - SRG e de Estudos de Mercado - SRM deverão apresentar avaliação dos efeitos desta Resolução até dezembro de 2015.

Art. 7º Ficam revogados:

I - os arts. 1º e 2º da Resolução Normativa ANEEL nº 899, de 1º de dezembro de 2020;

II - a Resolução Normativa nº 638, de 9 de dezembro de 2014; e

III - a Resolução Normativa nº 584, de 29 de outubro de 2013.

Art. 8º Esta Resolução entra em vigor em 1º de setembro de 2022.

CAMILA FIGUEIREDO BOMFIM LOPES





## RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.035, DE 26 DE JULHO DE 2022

Consolida os atos regulatórios relativos à metodologia para cálculo da compensação aos titulares das usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, nos termos da Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, alterada pela Lei nº 14.052, de 8 de setembro de 2020.

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 atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto nas Leis nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995; nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996; nº 10.848, de 15 de março de 2004; nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, alterada pela Lei nº 14.052, de 8 de setembro de 2020; nos Decretos nº 2.335, de 6 de outubro de 1997; nº 2.655, de 2 de julho de 1998; e nº 5.163, de 30 de julho de 2004; e o que consta dos Processos nº 48500.000373/2019-94, 48500.005003/2020-87 e 48500.003434/2022-71 resolve:

Art. 1º Consolidar, nos termos desta Resolução, os atos regulatórios relativos à metodologia de compensação aos titulares das usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE pelos efeitos causados pelos empreendimentos hidrelétricos com prioridade de licitação e implantação indicadas pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE e pela geração termelétrica fora da ordem de mérito e importação sem garantia física, nos termos da Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, alterada pela Lei nº 14.052, de 8 de setembro de 2020.

§ 1º Os empreendimentos hidrelétricos com prioridade de licitação e implantação de que trata o caput são as usinas hidrelétricas de Santo Antônio, Jirau e Belo Monte, doravante Usinas Estruturantes.

§ 2º Os titulares das usinas hidrelétricas participantes do MRE que fazem jus à compensação de que trata o caput são aqueles cuja outorga da usina hidrelétrica estava vigente na data de publicação da Lei nº 14.052, de 8 de setembro de 2020.

§ 3º Não são objeto da compensação de que trata o caput as seguintes usinas:

I - Itaipu Binacional;

II - usinas em regime de cotas nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, na parcela contratada no Ambiente de Contratação Regulado - ACR.

III - centrais geradoras que não sejam objeto de outorga.

Art. 2º Os titulares das usinas hidrelétricas participantes do MRE serão compensados pelos efeitos causados pelas Usinas Estruturantes decorrentes de restrições ao escoamento de energia em função do atraso na entrada em operação ou da entrada em operação em condição técnica insatisfatória das instalações de transmissão destinadas ao escoamento, retroativamente entre a data em que se iniciaram as restrições de escoamento e o mês da referência temporal contábil estabelecido nesta Resolução.

§ 1º Para as usinas hidrelétricas Jirau e Santo Antônio, as instalações de transmissão destinadas ao escoamento e que causaram as restrições de escoamento na forma do caput são os dois bipolos, em corrente contínua que interligam a SE Coletora Porto Velho à SE Araraquara 2 e os dois Back-to-Back da SE Coletora Porto Velho.

§ 2º O atraso na entrada em operação das instalações de transmissão citadas no § 1º é o período entre a data de entrada em operação comercial estabelecida no ato de outorga das instalações de transmissão e a data de disponibilização ao SIN estabelecida nos termos de liberação emitidos para essas instalações.

§ 3º Para a usina hidrelétrica Belo Monte, as instalações de transmissão destinadas ao escoamento e que causaram as restrições de escoamento na forma do caput são a SE Serra Pelada, LT 500 kV Xingu / Serra Pelada - C1 e C2, LT 500 kV Serra Pelada / Miracema C1 e C2 e LT 500 kV Serra Pelada / Itacaiúnas, outorgadas pelo Contrato de Concessão nº 03/2018-ANEEL.

§ 4º O atraso para a entrada em operação das instalações de transmissão citadas no § 3º é o período entre 1º de agosto de 2016 e a data de disponibilização ao SIN estabelecida nos termos de liberação emitidos para essas instalações.

§ 5º O período de entrada em operação em condição técnica insatisfatória das instalações de transmissão citadas nos §§ 1º e 3º se encerra na data de entrada em operação comercial definitiva dessas instalações estabelecida no respectivo Termo de Liberação Definitivo - TLD.

§ 6º O ONS deverá encaminhar à ANEEL em até 10 (dez) dias após a publicação desta Resolução, as seguintes informações, em base horária:

I - a geração bruta de energia por Usina Estruturante;

II - o fluxo de potência nos corredores de escoamento de energia das Usinas Estruturantes;

III - a capacidade operativa dos corredores de escoamento de energia das Usinas Estruturantes em decorrência do atraso ou da entrada em operação em condição técnica insatisfatória das instalações de transmissão destinadas ao escoamento;

IV - a geração potencial de energia elétrica, dada pelo montante de energia vertida turbinável em cada Usina Estruturante, em MWh, calculado considerando:

a) a disponibilidade das unidades geradoras;

b) a energia natural afluente, observada a produtividade cadastral;

c) a existência de restrições operativas, verificadas na operação real, associadas às características técnicas das Usinas Estruturantes; e

d) a capacidade operativa das instalações de transmissão.

§ 7º O Anexo I apresenta a metodologia de cálculo da geração potencial de energia elétrica, para compensar os titulares do MRE devido ao atraso ou à entrada em operação em condição técnica insatisfatória das instalações de transmissão destinadas ao escoamento das Usinas Estruturantes.

§ 8º O ONS deverá encaminhar, no mesmo prazo estabelecido no caput, à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, as informações do inciso IV do § 6º.

§ 9º O efeito energético apurado para atendimento ao caput será dado pela nova energia alocada às usinas no MRE obtida a partir da geração potencial de energia elétrica calculada conforme este artigo, abatidas as perdas internas e referenciada ao centro de gravidade, distribuída proporcionalmente à garantia física ajustada das usinas do MRE.

§ 10. O montante financeiro da compensação dar-se-á pelo efeito energético de que trata o parágrafo anterior multiplicado pela diferença entre o Preço de Liquidação das Diferenças - PLD do submercado da usina beneficiária no momento da restrição e a Tarifa de Otimização de Energia - TEO referente às Usinas Estruturantes.

Art. 3º Os titulares das usinas hidrelétricas participantes do MRE serão compensados pelos efeitos causados pela usina hidrelétrica de Belo Monte decorrentes de restrições ao escoamento de energia em função do atraso na entrada em operação comercial ou da entrada em operação comercial em condição técnica insatisfatória das instalações de transmissão destinadas ao escoamento, entre o mês seguinte ao da referência temporal contábil estabelecida nesta Resolução e a data atestada como de esgotamento desses efeitos.

§ 1º As instalações de transmissão destinadas ao escoamento e que causaram as restrições de escoamento na usina hidrelétrica de Belo Monte são as mesmas definidas no § 3º do art. 2º.

§ 2º Para apuração dos efeitos de que tratam o caput deverá ser considerado o período de atraso para entrada em operação comercial ou da entrada em operação comercial em condição técnica insatisfatória das instalações de transmissão citadas no § 3º do art. 2º, entre o mês seguinte ao da referência temporal contábil estabelecida nesta Resolução e a data de disponibilização ao SIN estabelecida nos termos de liberação emitidos para essas instalações. Para o caso de condição técnica insatisfatória dessas instalações, deverá ser seguido o critério estabelecido § 5º do art. 2º.

§ 3º A apuração dos efeitos energéticos e montantes financeiros para atendimento do caput deverá respeitar os critérios e procedimentos estabelecidos no art. 2º desta Resolução, observando os seguintes prazos:

I - o ONS deverá encaminhar à ANEEL as informações referidas no § 6º do art. 2º desta Resolução em até 10 (dez) dias após a data atestada como de esgotamento dos efeitos a que se refere o caput;

II - o ONS deverá encaminhar, no mesmo prazo estabelecido no inciso anterior, à CCEE, as informações referidas no inciso IV do § 6º do art. 2º desta Resolução; e

III - a CCEE deverá apresentar o cálculo do montante financeiro da compensação juntamente com os dados necessários e suficientes para a reprodutibilidade dos cálculos, em até 60 (sessenta) dias após a data atestada como de esgotamento dos efeitos a que se refere o caput.

§ 4º A ANEEL deverá efetivar a extensão do prazo da outorga das usinas hidrelétricas em até 90 (noventa) dias a partir da data de emissão de ato da ANEEL atestando o esgotamento dos efeitos de que trata o caput para atendimento ao inciso I, do § 5º, do art. 2º-A da Lei 13.203, de 8 de dezembro de 2015.

§ 5º A ANEEL instruirá processo administrativo específico para cada usina hidrelétrica enquadrada no inciso II, do § 5º, do art. 2º-A, da Lei 13.203, de 8 de dezembro de 2015.

Art. 4º Os titulares das usinas hidrelétricas participantes do MRE, incluídas as Usinas Estruturantes, serão compensados pelos efeitos da diferença entre a garantia física outorgada na fase de motorização às Usinas Estruturantes e os valores da agregação efetiva de cada unidade geradora motorizada ao Sistema Interligado Nacional - SIN, conforme critérios técnicos aplicados pelo poder concedente às demais usinas hidrelétricas, retroativamente, desde a data em que se iniciaram as respectivas diferenças de garantia física.

§ 1º A garantia física outorgada de que trata o caput é aquela estabelecida no Contrato de Concessão firmado por cada uma das usinas ou em Portárias do Ministério de Minas e Energia - MME, conforme a vigência de cada um dos atos.

§ 2º O marco final dos efeitos da diferença de garantia física de que trata o caput consiste na data da entrada em operação comercial da última unidade geradora de cada uma das Usinas Estruturantes.

§ 3º Aos valores de garantia física informados pela EPE deverão ser aplicados os mesmos critérios de sazonalização, modulação, abatimento de perdas internas, referência ao centro de gravidade e mecanismo de redução de garantia física originalmente considerados nas contabilizações e recontabilizações de energia pela CCEE.

§ 4º O efeito energético apurado para atendimento ao caput, ressalvado o disposto no § 5º, será dado pela diferença entre:

I - a nova energia alocada às usinas no MRE obtida a partir de novo processamento da alocação de energia do MRE que utilize os valores de garantia física das Usinas Estruturantes informados pela EPE; e

II - a energia alocada originalmente às usinas no MRE nos processos ordinários de contabilização e recontabilização de energia.

§ 5º O efeito energético apurado para atendimento ao caput, para as Usinas Estruturantes, será dado pela diferença entre:

I - a nova energia alocada obtida a partir da aplicação do novo fator de ajuste do MRE, resultado do novo processamento de que trata o inciso I do § 4º, aos valores de garantia física estabelecidos em ato de outorga, observados os mesmos critérios de sazonalização, modulação, abatimento de perdas internas, referência ao centro de gravidade e mecanismo de redução de garantia física originalmente considerados nas contabilizações e recontabilizações de energia pela CCEE; e

II - a energia alocada originalmente às usinas no MRE nos processos ordinários de contabilização e recontabilização de energia.

§ 6º O montante financeiro da compensação dar-se-á pelo efeito energético de que trata o parágrafo anterior multiplicado pela diferença entre o Preço de Liquidação das Diferenças - PLD do submercado da usina beneficiária e a Tarifa de Otimização de Energia - TEO de compra médio do MRE.

Art. 5º Os titulares das usinas hidrelétricas participantes do MRE serão compensados pelos efeitos decorrentes da geração termelétrica que exceder aquela por ordem de mérito e importação sem garantia física, retroativamente, desde 1º de janeiro de 2013 até o mês de dezembro de 2020.

§ 1º O montante de energia de importação sem garantia física proveniente de outros países elegível ao deslocamento de geração hidrelétrica é aquele que não tenha sido programado por ordem de mérito, descontados os montantes de energia importados com fundamento na Portaria MME nº 339, de 15 de agosto de 2018.

§ 2º O montante de geração de energia de usina termelétrica despachado fora da ordem de mérito por razões de segurança energética elegível ao deslocamento de geração hidrelétrica é aquele verificado por ocasião de deliberação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE.

§ 3º O montante de geração de energia de usina termelétrica despachado fora da ordem de mérito por razões de restrição elétrica elegível ao deslocamento de geração hidrelétrica é aquele verificado por ocasião de restrições elétricas que produzam efeitos sobre o Sistema Interligado Nacional - SIN de modo generalizado, conforme classificação efetuada pelo ONS dada pelo Agrupamento de submercado (SUB\_SS) igual a SIN do Módulo Encargos das Regras de Comercialização.

§ 4º Não são elegíveis ao deslocamento de geração hidrelétrica, os montantes de geração de energia de usina termelétrica verificados decorrentes de:

I - representação nos modelos computacionais de programação da operação Newave, Decomp e Dessem ou resultantes deles;

II - necessidade de recuperação de reserva de potência operativa classificados como restrição elétrica;

III - aplicação da Resolução Normativa nº 822, de 26 de junho de 2018, determinados na programação diária ou em tempo real;

IV - atendimento às Portárias do MME nº 41, de 26 de fevereiro de 2015; nº 180, de 11 de maio de 2016; e nº 406, de 6 de novembro de 2020; e

V - inflexibilidade.

§ 5º O ONS deverá informar à CCEE e à ANEEL a classificação da geração de energia de usina termelétrica despachada fora da ordem de mérito por razões de restrição elétrica conforme critérios definidos nos §§ 2º e 3º deste artigo, em até 10 (dez) dias após a publicação desta Resolução.

§ 6º O efeito energético apurado para atendimento ao caput e o montante financeiro da compensação de cada usina do MRE deverão ser apurados conforme critérios definidos nos arts. 2º, 3º, 4º e 8º da Resolução Normativa nº 764, de 18 de abril de 2017, ou a que vier a sucedê-la, exceto pela formulação dos parâmetros INDISPTenergético e INDISPTelétrico, os quais deverão obedecer às seguintes formulações:

$$INDISPT_{energético} = INDISPT \times \frac{GTSE + ILEGF}{GTSE + ILEGF + GTRE + GTRE_{nelg}}$$

$$INDISPT_{elétrico} = INDISPT \times \frac{GTRE}{GTSE + ILEGF + GTRE + GTRE_{nelg}}$$

Onde:

INDISPTenergético: parcela da indisponibilidade verificada das usinas termelétricas despachadas centralizadamente por ordem de mérito de custo, em MWh;

INDISPTelétrico: parcela da indisponibilidade verificada das usinas termelétricas despachadas centralizadamente por ordem de mérito de custo, em MWh;

INDISPT: indisponibilidade verificada das usinas termelétricas despachadas centralizadamente por ordem de mérito de custo, em MWh;

GTSE: geração termelétrica verificada por razão de segurança energética, em MWh;

GTRE: geração termelétrica elegível pelo ONS por razão de restrição elétrica, em MWh;

GTREnelg: geração termelétrica não elegível pelo ONS por razão de restrição elétrica, em MWh; e

ILEGF: importação líquida de energia sem garantia física, não programada por ordem de mérito e proveniente de outros países, em MWh.

§ 7º Para cálculo do efeito energético, devese ser subtraído o efeito energético já contabilizado quando da aplicação da Resolução Normativa nº 764, de 18 de abril de 2017, ou a que vier a sucedê-la, a partir de abril de 2017 até o mês de dezembro de 2020.





Art. 6º Os prazos de extensão de outorga das usinas do MRE com outorga vigente na data de publicação da Lei nº 14.052, de 8 de setembro de 2020, bem como os valores apurados referentes ao art. 2º-D da Lei nº 13.203, de 2015, serão calculadas pela CCEE e informados à ANEEL para cada usina participante do MRE, até 3 de março de 2021.

§ 1º Os montantes financeiros da compensação de cada usina do MRE estabelecidos conforme arts. 2º, 4º e 5º deverão ser atualizados pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), bem como pela taxa de desconto de 9,63% ao ano, ressalvado o disposto no § 2º, desde o mês de referência da contabilização original até o mês de dezembro de 2020.

§ 2º Os montantes financeiros de compensação tratados no § 1º referentes a períodos em que a usina teve o fator de ajuste do MRE limitado por decisão judicial serão atualizados apenas pelo IPCA durante o período em que não houve dispêndio financeiro.

§ 3º Os montantes financeiros de compensação de cada usina do MRE, atualizados conforme §§ 1º e 2º, deverão ser levados a valor futuro pela taxa de desconto de 9,63% ao ano até a data de fim da outorga vigente.

§ 4º O prazo da extensão da outorga será calculado a partir dos montantes financeiros de compensação de cada usina do MRE, calculados conforme o § 3º, e da margem líquida unitária de referência, calculada em R\$/MWh, a data base do mês de dezembro de 2020, conforme a seguinte equação:

$$ML_{refACL} = (P_{ref} \times (1 - PIS\&COFINS - TFSEE - P\&D) - OPEX_{ref}) \times (1 - IRPJ\&CSLL)$$

Onde:

$ML_{refACL}$ : Margem líquida unitária de referência;

$P_{ref}$ : Preço a ser praticado na extensão do prazo de outorga, equivalente a R\$153,77/MWh à data base de janeiro de 2015;

PIS&COFINS: Soma das alíquotas do Programa de Integração Social - PIS e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS, de 9,25%;

TFSEE: Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica, de 0,40%;

P&D Encargo de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética, de 0,9075%;

$OPEX_{ref}$ : Custo operacional de referência, equivalente a R\$29,88/MWh à data base de janeiro de 2015, incluídos os custos de uso da rede e as estimativas de Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos - CFURH e de pagamento pelo Uso do Bem Público - UBP;

IRPJ&CSLL: Somatório das alíquotas do Imposto de Renda de Pessoa Jurídica - IRPJ e da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido - CSLL, de 34%.

§ 5º O prazo total da extensão de outorga decorrente do somatório dos efeitos a que se referem os arts. 2º, 4º e 5º desta Resolução estará limitado a 7 (sete) anos.

§ 6º O prazo total da extensão de outorga decorrente do somatório dos efeitos a que se refere o art. 3º desta Resolução estará limitado a 7 (sete) anos.

§ 7º O prazo de extensão da outorga será calculado com base na parcela de energia, desde que o agente titular da outorga vigente de geração, cumulativamente:

I - tenha desistido da ação judicial cujo objeto seja a isenção ou a mitigação de riscos hidrológicos relacionados ao MRE e renunciado a qualquer alegação de direito sobre o qual se funda a ação;

II - não tenha repactuado o risco hidrológico nos termos do art. 1º da Lei nº 13.203, de 2015, para a respectiva parcela de energia.

§ 8º De acordo com o § 9º do art. 2º-B da Lei nº 13.203, de 2015, para o período anterior ao início dos efeitos da repactuação de risco hidrológico, a integralidade da garantia física da usina será considerada como parcela de energia não repactuada para fins da aplicação do inciso II do § 7º.

§ 9º A ANEEL deverá publicar, por meio de Resolução Homologatória, o prazo da extensão da outorga de cada usina do MRE apurado conforme arts. 2º, 4º, 5º e 6º desta Resolução, bem como os valores apurados referentes ao art. 2º-D da Lei nº 13.203, de 2015, em até 30 (trinta) dias da data de eficácia das Regras de Comercialização aprovadas pela Aneel.

§ 10. Durante o prazo de extensão de outorga, os titulares das usinas hidrelétricas participantes do MRE disporão livremente da energia.

Art. 7º A ANEEL autorizará a extensão da outorga de cada usina do MRE com outorga vigente na data da publicação da Lei nº 14.052, de 8 de setembro de 2020, conforme prazos estabelecidos em Resolução Homologatória, e estabelecerá os atos necessários para efetivação da extensão das outorgas.

§ 1º A aplicação do disposto neste artigo é condicionada ao pedido do interessado em até 60 (sessenta) dias contados da data da publicação pela ANEEL do prazo da extensão da outorga de cada usina do MRE conforme § 9º do art. 6º, bem como ao cumprimento das condições de que tratam os incisos I e II do caput do art. 2º-B da Lei nº 13.203, de 2015.

§ 2º A desistência e a renúncia de que trata o inciso I do caput do art. 2º-B da Lei nº 13.203, de 2015, serão comprovadas por meio de cópia do protocolo do requerimento de extinção do processo com resolução de mérito, nos termos da alínea "c" do inciso III do caput do art. 487 da Lei nº 13.105, de 16 de março de 2015 (Código de Processo Civil).

§ 3º Na hipótese em que o agente não seja litigante ou que não seja apontado como beneficiário na inicial da ação ajuizada por associação representativa de classe da qual o titular faça parte, a aplicação do disposto neste artigo fica condicionada à assinatura do Termo de Aceitação de Prazo de Extensão de Outorga e de Desistência e Renúncia disposto no Anexo II, com declaração de renúncia a qualquer pretensão judicial de limitação percentual de riscos hidrológicos relacionados ao MRE para a usina hidrelétrica objeto do Termo de Aceitação de Prazo de Extensão de Outorga e de Desistência e Renúncia.

§ 4º A extensão do prazo das outorgas cuja titularidade seja exercida por empresas reunidas em consórcio está condicionada ao cumprimento das condições de que tratam os incisos I e II do caput do art. 2º-B e § 1º do art. 2º-B, da Lei nº 13.203, de 2015, pela totalidade dos agentes titulares da outorga objeto da extensão de prazo pretendida.

§ 5º A desistência e a renúncia de que trata o inciso I do caput do art. 2º-B da Lei nº 13.203/2015 e a sua respectiva comprovação, na forma do § 2º deste artigo, nas hipóteses em que o interessado for titular de mais de um empreendimento enquadrado nos requisitos indicados no art. 1º desta Resolução, poderá se dar somente à pretensão de discussão judicial do empreendimento objeto da extensão da outorga, indicado pelo interessado na forma da presente Resolução Normativa.

Art. 8º Para apuração dos efeitos energéticos e montantes financeiros de que tratam os arts. 2º, 4º e 5º, a CCEE deverá considerar como parâmetros de entrada do cálculo os eventos de contabilização ou recontabilização realizados até o processamento da contabilização referente ao mês de dezembro de 2020.

§ 1º Na apuração de que trata o caput, a CCEE deverá respeitar decisões judiciais em vigor que têm como parte usinas hidrelétricas participantes do MRE, mas cujos objetos não se referem à isenção ou mitigação de riscos hidrológicos relacionados ao MRE.

§ 2º Eventual reversão de decisão de que trata o § 1º implicará em recálculo do prazo de extensão da outorga estabelecido no Termo de Aceitação de Prazo de Extensão de Outorga e de Desistência e Renúncia firmado pelo agente cuja usina hidrelétrica era beneficiada pela decisão judicial e não implicará em recálculo do prazo de extensão de outorga das demais usinas hidrelétricas não beneficiadas pela decisão judicial.

Art. 9º Na data de 3 de dezembro de 2020, fica atestado o esgotamento dos efeitos referidos nos incisos I e II do art. 2º-A da Lei nº 13.203, de 2015, para as usinas hidrelétricas de Santo Antônio e Jirau, e do inciso II para a usina hidrelétrica de Belo Monte.

Parágrafo único. A ANEEL emitirá ato que atesta o esgotamento dos efeitos referidos no inciso I do art. 2º-A da Lei nº 13.203, de 2015, para a usina hidrelétrica de Belo Monte, o qual será estabelecido pela data de entrada em operação comercial das instalações outorgadas pelo Contrato de Concessão nº 03/2018-ANEEL definida no Termo de Liberação Definitivo - TLD das instalações de transmissão.

Art. 10 Fica aprovado o módulo específico das Regras de Comercialização para atendimento à Lei nº 14.052, de 8 de setembro de 2020, conforme Anexo III.

Parágrafo único. A eficácia do módulo específico das Regras de Comercialização se dará na data em que a CCEE apresentar os cálculos e resultados dos prazos de extensão de outorga das usinas do MRE conforme art. 6º.

Art. 11 Ficam revogadas:

I - a Resolução Normativa ANEEL nº 895, de 1º de dezembro de 2020;

II - a Resolução Normativa ANEEL nº 930, de 30 de março de 2021; e

III - a Resolução Normativa ANEEL nº 945, de 14 de setembro de 2021.

Art. 12 Esta Resolução entra em vigor em 1º de setembro de 2022.

CAMILA FIGUEIREDO BOMFIM LOPES

ANEXO I

METODOLOGIA DE CÁLCULO DA ENERGIA VERTIDA TURBINÁVEL ELEGÍVEL PARA COMPENSAR OS TITULARES DO MRE DEVIDO AO ATRASO OU À ENTRADA EM OPERAÇÃO EM CONDIÇÃO TÉCNICA INSATISFATÓRIA DAS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DESTINADAS AO ESCOAMENTO DAS USINAS ESTRUTURANTES.

1. Usinas hidrelétricas Jirau e Santo Antônio

1.1. Corredores de escoamento

Os Corredores de Escoamento das usinas hidrelétricas Jirau e Santo Antônio são:

i. Os dois Bipolos, em corrente contínua, que interligam a SE Coletora Porto Velho à SE Araraquara 2; e

ii. Os dois Back-to-Back - BTB, em corrente contínua, da SE Coletora Porto Velho.

1.2. Capacidade Operativa dos Corredores de Escoamento (CO<sub>CE</sub>)

As Capacidades Operativas dos Corredores de Escoamento - CO<sub>CE</sub> das usinas hidrelétricas Jirau e Santo Antônio são:

$$CO_{CE} = 0,95 * CO_{IO\_MOP\_SGI}, \text{ se } F_{CE} < 0,95 * CO_{IO\_MOP\_SGI}$$

$$CO_{CE} = F_{CE}, \text{ se } F_{CE} \geq 0,95 * CO_{IO\_MOP\_SGI}$$

Onde:

CO<sub>IO\\_MOP\\_SGI</sub> = Capacidade Operativa dos Corredores de Escoamento estabelecida pelas Instruções de Operação - IO, Mensagens Operativas - MOP e Recomendações em Registros de Intervenção - SGI emitidas pelo ONS e relacionadas ao atraso ou à entrada em operação em condição técnica insatisfatória das instalações destinadas ao escoamento das usinas hidrelétricas Jirau e Santo Antônio.

F<sub>CE</sub> = Fluxo de Potência nos Corredores de Escoamento das usinas hidrelétricas Jirau e Santo Antônio.

O Limite de Transmissão do Complexo Madeira - LIMITE<sub>Madeira</sub> é dado por:

$$LIMITE_{Madeira} = CO_{CE\_Bipolos} + F_{CE\_BTB}, \text{ se } CO_{IO\_MOP\_SGI\_Bipolos} < 6300$$

$$LIMITE_{Madeira} = CO_{CE\_Bipolos} + CO_{CE\_BTB}, \text{ se } CO_{CE\_Bipolos} \geq 6300$$

Onde:

CO<sub>CE\\_Bipolos</sub> = CO<sub>CE</sub> considerando apenas os bipolos;

CO<sub>IO\\_MOP\\_SGI\\_Bipolos</sub> = CO<sub>IO\\_MOP\\_SGI</sub> considerando apenas os bipolos;

CO<sub>CE\\_BTB</sub> = CO<sub>CE</sub> considerando apenas o BTB; e

F<sub>CE\\_BTB</sub> = F<sub>CE</sub> considerando apenas o BTB.

1.3. Energia Vertida Turbinável Elegível (EVT<sub>E</sub>)

A Energia Vertida Turbinável Elegível - EVT<sub>E</sub> para compensar os titulares do MRE devido ao atraso ou à entrada em condição técnica insatisfatória das instalações de transmissão destinadas ao escoamento das usinas hidrelétricas Jirau e Santo Antônio é dada por:

$$EVT_E = 0, \text{ se } GB < LIMITE_{Madeira}$$

$$EVT_E = EVT_{Madeira\_Ajustada}, \text{ se } GB \geq LIMITE_{Madeira}$$

Onde:

GB = Geração Bruta das usinas hidrelétricas Jirau e Santo Antônio;

EVT<sub>Madeira\_Ajustada</sub> = Energia Vertida Turbinável (EVT) das usinas hidrelétricas Jirau e Santo Antônio limitada à capacidade máxima de escoamento dos bipolos e do BTB.

1. Usinas hidrelétricas Belo Monte

2.1. Corredores de escoamento

Os Corredores de Escoamento da usina hidrelétrica Belo Monte são:

i. Os Bipolos Xingu / Estreito e Xingu / Terminal Rio (CC);

ii. a Interligação Norte-Sul - FSN (CA);

iii. o Recebimento Nordeste - RNE (CA); e

iv. a LT Itacaiúnas / Colinas (CA).

2.2. Capacidade Operativa dos Corredores de Escoamento (CO<sub>CE</sub>)

As Capacidades Operativas dos Corredores de Escoamento - CO<sub>CE</sub> da usina hidrelétrica Belo Monte são:

$$CO_{CE} = 0,95 * CO_{IO\_MOP\_SGI}$$

Onde:

CO<sub>IO\\_MOP\\_SGI</sub> = Capacidade Operativa dos Corredores de Escoamento estabelecida pelas IO, MOP e SGI emitidas pelo ONS e relacionadas ao atraso ou à entrada em operação em condição técnica insatisfatória das instalações destinadas ao escoamento da usina hidrelétrica Belo Monte.

2.3. Energia Vertida Turbinável Elegível (EVT<sub>E</sub>)

A Energia Vertida Turbinável Elegível - EVT<sub>E</sub> para compensar os titulares do MRE devido ao atraso ou à entrada em condição técnica insatisfatória das instalações de transmissão destinadas ao escoamento da usina hidrelétrica Belo Monte é dada por:

$$EVT_E = EVT_{Belo\ Monte}, \text{ se:}$$

$$(F_{CE\_Bipolos} \geq CO_{CE\_Bipolos}) \text{ e } [(F_{CE\_FSN} \geq CO_{CE\_FSN}) \text{ ou } (F_{CE\_RNE} \geq CO_{CE\_RNE}) \text{ ou } (F_{CE\_Itacaiunas} \geq CO_{CE\_Fluxo\_Itacaiunas}) \text{ ou } (F_{CE\_Itacaiunas} \geq CO_{CE\_Corrente\_Itacaiunas})]$$

$$\text{Caso contrário, } EVT_E = 0$$

Onde:

EVT<sub>Belo Monte</sub> = Energia Vertida Turbinável da usina hidrelétrica Belo Monte;

CO<sub>CE\\_Bipolos</sub> = CO<sub>CE</sub> considerando apenas os bipolos;

CO<sub>CE\\_FSN</sub> = CO<sub>CE</sub> considerando apenas a Interligação Norte / Sul;

CO<sub>CE\\_RNE</sub> = CO<sub>CE</sub> considerando apenas o Recebimento Nordeste;

CO<sub>CE\\_Fluxo\\_Itacaiunas</sub> = CO<sub>CE</sub> considerando apenas o fluxo de potência da LT Itacaiúnas / Colinas;

CO<sub>CE\\_Corrente\\_Itacaiunas</sub> = CO<sub>CE</sub> considerando apenas a Corrente Elétrica da LT Itacaiúnas / Colinas;

F<sub>CE\\_Bipolos</sub> = Fluxo de Potência nos Corredores de Escoamento considerando apenas os Bipolos Xingu / Estreito e Xingu / Terminal Rio;

F<sub>CE\\_FSN</sub> = Fluxo de Potência nos Corredores de Escoamento considerando apenas a Interligação Norte / Sul;





$F_{CE\ RNE}$  = Fluxo de Potência nos Corredores de Escoamento considerando apenas o Recebimento Nordeste;

$F_{CE\ Itacaiúnas}$  = Fluxo de Potência nos Corredores de Escoamento considerando apenas a LT Itacaiúnas / Colinas; e

$I_{CE\ Itacaiúnas}$  = Corrente elétrica na LT Itacaiúnas / Colinas.

## ANEXO II

TERMO DE ACEITAÇÃO DE PRAZO DE EXTENSÃO DE OUTORGA E DE DESISTÊNCIA E RENÚNCIA AO DIREITO DE DISCUTIR A ISENÇÃO OU A MITIGAÇÃO DE RISCOS HIDROLÓGICOS RELACIONADOS AO MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA - MRE

Pelo presente instrumento, a(s) empresa(s)

<RAZÃO SOCIAL DA EMPRESA A>, com sede na <ENDEREÇO COMPLETO>, município de <MUNICÍPIO>, estado de <ESTADO>, inscrita no CNPJ/MF sob o nº <CNPJ>, representada na forma de seu Estatuto Social pelo seu <CARGO>, <NOME REPRESENTANTE>, inscrito no CPF sob o nº <CPF> e por <CARGO>, <NOME REPRESENTANTE>, inscrito no CPF sob o nº <CPF>, e-mail <ENDEREÇO DE E-MAIL>;

<RAZÃO SOCIAL DA EMPRESA B>, com sede na <ENDEREÇO COMPLETO>, município de <MUNICÍPIO>, estado de <ESTADO>, inscrita no CNPJ/MF sob o nº <CNPJ>, representada na forma de seu Estatuto Social pelo seu <CARGO>, <NOME REPRESENTANTE>, inscrito no CPF sob o nº <CPF> e por <CARGO>, <NOME REPRESENTANTE>, inscrito no CPF sob o nº <CPF>, e-mail <ENDEREÇO DE E-MAIL>;

(...)

<RAZÃO SOCIAL DA EMPRESA N>, com sede na <ENDEREÇO COMPLETO>, município de <MUNICÍPIO>, estado de <ESTADO>, inscrita no CNPJ/MF sob o nº <CNPJ>, representada na forma de seu Estatuto Social pelo seu <CARGO>, <NOME REPRESENTANTE>, inscrito no CPF sob o nº <CPF> e por <CARGO>, <NOME REPRESENTANTE>, inscrito no CPF sob o nº <CPF>, e-mail <ENDEREÇO DE E-MAIL>;

detentor(as) de outorga(s) para geração de energia elétrica, doravante denominada(s) simplesmente GERADOR, por este instrumento e na melhor forma de direito, resolve(m) firmar o presente TERMO de acordo com as condições e cláusulas a seguir.

## CLAUSULA PRIMEIRA - DO OBJETO

Este TERMO dispõe sobre as obrigações e condições as quais o GERADOR se compromete a cumprir livre e espontaneamente, para fins de atendimento ao art. 2º da Lei n. 14.052, de 8 de setembro de 2020, que alterou a Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2020.

Este TERMO relaciona as principais condições estabelecidas pela Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2020, alterada pela Lei nº 14.052, de 8 de setembro de 2020, que dispõe sobre a compensação pelos efeitos causados pelos empreendimentos hidrelétricos com prioridade de licitação e implantação indicados pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), para o(s) empreendimento(s) a seguir listados, participantes do MRE.

Empreendimento	CEG	Ato de Outorga	Potência Instalada (kW)	Extensão do Prazo (dias)	Nova vigência
					//

Subcláusula Primeira - O GERADOR declara a aceitação do(s) prazo(s) de extensão de outorga apresentado(s) na tabela acima, conforme estabelecido na Resolução Homologatória nº \_\_, de \_\_ de \_\_ de 20\_\_.

Subcláusula Segunda - O GERADOR declara ciência de que o(s) prazo(s) de extensão de outorga foi calculado considerando decisões judiciais, em vigor na data de publicação da Resolução Normativa nº \_\_, de \_\_ de \_\_ de 2020, cuja reversão não ensejará o recálculo do(s) prazo(s), salvo se o empreendimento do GERADOR fizer parte da ação cuja decisão foi revertida, caso em que o presente TERMO será aditado para considerar o novo prazo de extensão de outorga recalculado.

## CLAUSULA SEGUNDA - DA RENÚNCIA AO DIREITO DE AÇÃO

O GERADOR, em caráter irrevogável e irretroatável, compromete-se a desistir de eventuais ações judiciais, processos administrativos ou litígios arbitrais que tenha proposto cujo objeto trata a respeito da isenção ou a mitigação de riscos hidrológicos relacionados ao MRE, bem como renunciar a qualquer alegação de direito sobre o qual se fundam as respectivas ações.

Subcláusula Primeira - A desistência e a renúncia de que tratam o caput da Cláusula Segunda deverão ser comprovadas por meio da apresentação pelo GERADOR de cópia do protocolo do requerimento de extinção do processo com resolução de mérito, nos termos da alínea "c" do inciso III do caput do art. 487, do Código de Processo Civil, devidamente anexada ao presente TERMO.

## CLAUSULA TERCEIRA - DA REPACTUAÇÃO CONFORME ART. 1º DA LEI 13.203/2015

O GERADOR declara não ter repactuado o risco hidrológico, conforme disciplina o art. 1º da Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, para a respectiva parcela de energia objeto do acordo que se pretende estabelecer com o presente TERMO.

## CLAUSULA QUARTA - DO COMPROMISSO DE RENÚNCIA À PRETENSÃO JUDICIAL

Na hipótese em que o GERADOR não seja litigante ou que não seja apontado como beneficiário na inicial da ação ajuizada por associação representativa de classe da qual o titular faça parte, o GERADOR declara a renúncia a qualquer pretensão judicial de limitação percentual de riscos hidrológicos relacionados ao MRE, em conformidade com o que estabelece o §1º do art. 2º-B, da Lei 13.203, de 8 de dezembro de 2015.

## CLAUSULA QUINTA - DAS DISPOSIÇÕES GERAIS

O GERADOR declara e garante que está autorizado, nos termos da lei e de seu Estatuto Social, a assumir as obrigações e a cumprir as disposições deste TERMO, da Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, e a Resolução Normativa nº \_\_, de \_\_ de 2020.

Este TERMO DE ACEITAÇÃO é firmado em caráter irrevogável e irretroatável. (Local de assinatura), em (dia) de (mês) de (ano).

GERADOR:

(assinado digitalmente por todos os representantes acima qualificados)

TESTEMUNHAS:

Nome: \_\_\_\_\_

CPF: \_\_\_\_\_

RG: \_\_\_\_\_

Nome: \_\_\_\_\_

CPF: \_\_\_\_\_

RG: \_\_\_\_\_

## ANEXO III

Módulo específico "Apuração dos Impactos do GSF - Lei nº 14.052, de 8 de setembro de 2020" das Regras de Comercialização

## RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.036, DE 26 DE JULHO DE 2022

Consolida os atos regulatórios relativos aos requisitos para a certificação de centrais geradoras termelétricas na modalidade de geração distribuída, para fins de comercialização de energia elétrica no Ambiente de Contratação Regulada - ACR, na forma do artigo 14, inciso II, do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.

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 disposto nos incisos IV e IX, do art. 4º, Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 6 de

outubro de 1997, nos arts. 1º, incisos II, IV e VIII e 2º, inciso I da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, nos arts. 13, inciso III, e 14, inciso II, do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, o que consta dos Processos nº 48500.003674/2005-30, 48500.005003/2020-87 e 48500.003434/2022-71, resolve:

Art. 1º Consolidar, nos termos desta Resolução, os atos regulatórios relativos aos requisitos para certificação de centrais geradoras termelétricas na modalidade de geração distribuída, com vistas à comercialização de energia elétrica no Ambiente de Contratação Regulada - ACR, conforme disposto no Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.

Art. 2º O disposto nesta Resolução aplica-se ao empreendimento que esteja conectado diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, devendo o agente gerador ser:

I - pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que produzam ou venham a produzir energia elétrica destinada ao serviço público ou à produção independente; ou

II - pessoa física, pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que produzam ou venham a produzir energia elétrica destinada à autoprodução, com excedente para comercialização eventual ou temporária.

## CAPÍTULO I

## DOS REQUISITOS PARA CERTIFICAÇÃO

Art. 3º A central geradora termelétrica, para fins de certificação na modalidade de geração distribuída, deverá atender os seguintes requisitos:

I - estar regularizada perante a Agência, atendendo ao disposto na legislação específica e na Resolução Normativa nº 876, de 10 de março de 2020;

II - Preencher os requisitos mínimos de racionalidade energética, mediante o cumprimento da inequação a seguir:

$$\frac{E_t + E_e}{E_f} \geq 75\%$$

Onde:

Energia da fonte (Ef): energia recebida pela central termelétrica, no seu regime operativo médio, em kWh, com base no conteúdo energético específico, que no caso dos combustíveis é o Poder Calorífico Inferior (PCI);

Energia da utilidade eletromecânica (Ee): energia cedida pela central termelétrica, no seu regime operativo médio, em kWh, em termos líquidos, ou seja, descontando da energia bruta gerada o consumo em serviços auxiliares elétricos da central;

Energia da utilidade calor (Et): energia cedida pela central termelétrica, no seu regime operativo médio, em kWh, em termos líquidos, ou seja, descontando das energias brutas entregues ao processo as energias de baixo potencial térmico que retornam à central (aplicada apenas aos casos de centrais de cogeração);

Eficiência Energética: índice que demonstra o quanto da energia da fonte foi convertida em utilidade eletromecânica e utilidade calor (75%);

§ 1º As energias Ef, Ee e Et devem ser consideradas para um mesmo período.

§ 2º Os requisitos do inciso II deste artigo não se aplicam às centrais geradoras que utilizam biomassa ou resíduos de processo como fonte primária, estando automaticamente enquadradas na modalidade de geração distribuída, para fins de comercialização de energia elétrica no ACR, conforme disposto no art. 14 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.

## CAPÍTULO II

## DA SOLICITAÇÃO DE CERTIFICAÇÃO

Art. 4º A certificação de central geradora deverá ser objeto de requerimento à ANEEL, acompanhado de relatório contendo as informações a seguir especificadas:

I - memorial descritivo simplificado da central geradora e do processo

associado;

II - planta geral do complexo destacando onde está inserida a central geradora;

III - diagrama elétrico unifilar geral da central geradora;

IV - caracterização do calendário do ciclo operativo da central, com indicação do seu regime operativo e o consequente fator de utilização média das instalações;

V - balanço da energia elétrica em kW, indicando, tanto para "carga plena" quanto para "carga média", as informações referentes a:

a) geração bruta;

b) consumo em serviços auxiliares da central geradora;

c) consumo no processo associado; e

d) intercâmbio externo, se houver importação ou exportação;

VI - fluxograma do balanço térmico na "carga plena" e na "carga média", indicando para cada situação a vazão mássica e as variáveis de estado de todos os fluidos envolvidos, na entrada e saída dos principais equipamentos e instalações da central geradora;

VII - demonstração da eficiência energética individual dos principais equipamentos integrantes do ciclo térmico; e

VIII - demonstração do atendimento ao requisito de racionalidade a que se refere o inciso II do art. 3º.

Parágrafo único. A documentação técnica, em todas as suas partes, deverá estar assinada pelo engenheiro responsável pelas informações, incluindo a comprovação de sua carteira-inscrição e certificado de regularidade perante o Conselho Regional de Engenharia, Arquitetura e Agronomia - CREA.

Art. 5º O requerimento da qualificação deverá considerar os dados energéticos extraídos da efetiva operação da central, podendo, na sua falta, ser baseado no planejamento operativo.

Art. 6º A ANEEL poderá solicitar outros dados e informações adicionais ou a complementação daqueles já apresentados, para melhor instrução e análise da qualificação requerida.

## CAPÍTULO III

## DAS OBRIGAÇÕES DO GERADOR DISTRIBUÍDO CERTIFICADO

Art. 7º Uma vez reconhecida a qualificação, o agente obriga-se a manter em arquivo o registro mensal dos montantes energéticos referentes à Ef, Ee e Et, bem como o demonstrativo de sua apuração, com base na efetiva operação da central termelétrica, observando os seguintes procedimentos:

I - os arquivos anteriores aos últimos sessenta meses perdem a validade para fins de comprovação à ANEEL.

II - no caso da qualificação tiver sido outorgada com base nas informações do planejamento operativo, o agente deverá encaminhar à ANEEL, até nove meses após o início da operação, a apuração e a demonstração do atendimento aos requisitos de racionalidade a que se refere o inciso II do art. 3º, em base mensal, bem como o acumulado dos seis primeiros meses de operação.

Parágrafo único. Deverão ser informadas à ANEEL as alterações que impliquem a violação de qualquer das condições de qualificação da central termelétrica.

Art. 8º O desatendimento às condições de certificação da central geradora termelétrica sujeitará o agente ao cancelamento da certificação e às penalidades previstas na Resolução Normativa nº 846, de 11 de junho de 2019, e legislação específica.

Art. 9º Ficam revogadas:

I - a Resolução Normativa nº 228, de 25 de julho de 2006; e

II - a Resolução Normativa nº 284, de 16 de outubro de 2007.

Art. 10. Esta Resolução entra em vigor em 1º de setembro de 2022.

CAMILA FIGUEIREDO BOMFIM LOPES



## DESPACHO Nº 2.056, DE 28 DE JULHO DE 2022

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 atribuições regimentais, tendo em vista o que consta nos Processos nº 48500.001329/2016-59 e nº 48500.006572/2014-00, decide conhecer do pedido de concessão de efeito suspensivo ao agravo apresentado pela Termelétrica Rio Grande S.A. em face do Despacho nº 1.044, de 2022, para, no mérito, negar-lhe provimento.

CAMILA FIGUEIREDO BOMFIM LOPES

## RETIFICAÇÃO

Na íntegra da Resolução Homologatória n. 3.068, de 12 de julho de 2022, publicada no D.O. n. 134, de 18 de julho de 2022, Seção 1, página 67, constante do Processo n. 48500.004632/2022-51, retificar os valores da usina Santa Rosa que constam no Anexo V. Onde se lê no Anexo V:

Usina Hidrelétrica	Código CIE	Concessionária	RAG (R\$) - Ciclo 2022-2023 (Julho a dezembro de 2022)	Receita Mensal (R\$) Julho a dezembro de 2022
Santa Rosa	026730-9	Companhia Estadual de Geração de Energia Elétrica-CEEE G	525.823,26	87.637,21

Leia-se:

Usina Hidrelétrica	Código CIE	Concessionária	RAG (R\$) - Ciclo 2022-2023 (Julho a dezembro de 2022)	Receita Mensal (R\$) Julho a dezembro de 2022
Santa Rosa	026730-9	Companhia Estadual de Geração de Energia Elétrica-CEEE G	535.445,08	89.240,85

## SUPERINTENDÊNCIA DE CONCESSÕES E AUTORIZAÇÕES DE GERAÇÃO

## DESPACHO Nº 2.068, DE 29 DE JULHO DE 2022

Processo nº: 48500.002447/2022-22. Interessado: Painitec Energia I SPE Ltda. Decisão: Registrar o Recebimento do Requerimento de Outorga - DRO das Centrais Geradoras Fotovoltaicas - UFVs relacionadas no ANEXO I deste Despacho, localizadas no município de Morro Do Chapéu, no estado de Bahia. A íntegra deste Despacho e seu Anexo constam dos autos e estarão disponíveis em biblioteca.aneel.gov.br.

CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO  
Superintendente

## DESPACHO Nº 2.073, DE 1º DE AGOSTO DE 2022

Processo nº: 48500.004105/2002-87. Interessado: Hidroelétrica Cachimbo Alto Ltda. Decisão: registrar a compatibilidade do Sumário Executivo com os Estudos de Inventário Hidrelétrico e com o uso do potencial hidráulico por meio da emissão de DRS-PCH da alteração do projeto básico da PCH Cachoeira Cachimbo Alto, com 12.002,00 kW de Potência Instalada, cadastrada sob o Código Único de Empreendimentos de Geração - CEG - PCH.PH.RO.030573-1.01, localizada no rio Branco, integrante da sub-bacia 15, na bacia hidrográfica do Rio Amazonas, cuja casa de força localiza-se no município de Alta Floresta D'Oeste, estado de Rondônia. A íntegra deste Despacho consta dos autos e estará disponível em biblioteca.aneel.gov.br.

CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO  
Superintendente

## RETIFICAÇÃO

Na linha referente à UFV Caetitê 03, no Anexo da íntegra do Despacho nº 1.920, de 19 de julho de 2022, constante do Processo nº 48500.005785/2014-14, disponível no endereço eletrônico <http://biblioteca.aneel.gov.br>, publicado no D.O. de 21.07.2022, Seção 1, p. 37, v. 160, n. 137, onde se lê: "UFV Solar Caetitê 02", leia-se: "UFV Solar Caetitê 03".

## SUPERINTENDÊNCIA DE FISCALIZAÇÃO DOS SERVIÇOS DE GERAÇÃO

## DESPACHOS DE 29 DE JULHO DE 2022

Decisão: Liberar as unidades geradoras para início de operação a partir de 30 de julho de 2022.

Nº 2.062 Processo nº: 48500.000672/2020-62. Interessados: Oitis 8 Energia Renovável S.A. Modalidade: Operação em teste. Usina: EOL Oitis 8. Unidades Geradoras: UG6, de 5.500,00 kW. Localização: Município de Dom Inocêncio, no estado do Piauí.

Nº 2.064 Processo nº: 48500.006393/2019-79. Interessados: São Pedro do Lago S.A. Modalidade: Operação comercial. Usina: EOL São Pedro do Lago. Unidades Geradoras: UG13, de 3465 kW. Localização: Município de Sento Sé, no estado de Bahia.

Nº 2.065 Processo nº: 48500.000695/2020-77. Interessados: Janaúba I Geração Solar Energia S.A. Modalidade: Operação comercial. Usina: UFV Janaúba 1. Unidades Geradoras: UG1 a UG294, de 175,00 kW cada. Localização: Município de Janaúba, no estado de Minas Gerais.

Nº 2.066 Processo nº: 48500.000697/2020-66: Janaúba III Geração Solar Energia S.A. Modalidade: Operação comercial. Usina: UFV Janaúba 3. Unidades Geradoras: UG1 a UG294, de 175,00 kW cada. Localização: Município de Janaúba, no estado de Minas Gerais.

Nº 2.067 Processo nº: 48500.000698/2020-19. Interessados: Janaúba IV Geração Solar Energia S.A. Modalidade: Operação comercial. Usina: UFV Janaúba 4. Unidades Geradoras: UG1 a UG294, de 175,00 kW cada. Localização: Município de Janaúba, no estado de Minas Gerais.

Nº 2.070 Processo nº: 48500.005497/2021-81. Interessados: Povoação Energia S.A. Modalidade: Operação comercial. Usina: UTE Povoação 1. Unidades Geradoras: UG7, de 9.370,00 kW. Localização: Município de Linhares no estado do Espírito Santo.

As íntegras destes Despachos constam dos autos e estarão disponíveis em [www.aneel.gov.br/biblioteca](http://www.aneel.gov.br/biblioteca).

GENTIL NOGUEIRA DE SÁ JÚNIOR  
Superintendente

## DESPACHO Nº 2.063, DE 29 DE JULHO DE 2022

O SUPERINTENDENTE DE FISCALIZAÇÃO DOS SERVIÇOS DE GERAÇÃO DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso das atribuições conferidas pela Resolução Normativa ANEEL nº 583, de 22 de outubro de 2013, e considerando o que consta do Processo nº 48500.005491/2012-12, decide liberar a unidade geradora UG3, de 47.300,00 kW, da UHE São Roque, Código Único de Empreendimentos de Geração - CEG UHE.PH.SC.030938-9.01, localizada nos municípios de Brunópolis, Curitibaanos, Frei Rogério, São José do Cerrito e Vargem no estado de Santa Catarina, de titularidade da São Roque Energética S.A., para início da operação comercial a partir de 1º de agosto de 2022.

GENTIL NOGUEIRA DE SÁ JÚNIOR

## RETIFICAÇÃO

Na íntegra da Resolução Homologatória n. 3.067, de 12 de julho de 2022, publicada no D.O. n. 132, de 14 de julho de 2022, Seção 1, página 128, constante do Processo n. 48500.000395/2022-50, n. 48500.000394/2022-13 e n. 48500.000424/2022-83, substituir os arquivos "Anexo VI - Ciclo 2022-2023", que consta na pasta "06 - Anexo VI - PA", e "Lista PA 2022-2023 Final", que consta na pasta "11 - Anexo XI - Planilhas", para compatibilizar os valores homologados de Demais Instalações de Transmissão dos contratos de concessão nº 017/2009 e nº 015/2008 com os valores aprovados pela Diretoria.

## DESPACHOS DE 1º DE AGOSTO DE 2022

Decisão: Liberar as unidades geradoras para início de operação a partir de 2 de agosto de 2022.

Nº 2.078 Processo nº: 48500.002673/2020-41. Interessados: Sol Serra do Mel II SPE S.A. Modalidade: Operação em teste. Usina: UFV Serra do Mel II. Unidades Geradoras: UG15 a UG18, de 3.437,00 kW cada. Localização: Município de Serra do Mel, no estado do Rio Grande do Norte.

Nº 2.079 Processo nº: 48500.005497/2021-81. Interessados: Povoação Energia S.A. Modalidade: Operação comercial. Usina: UTE Povoação 1. Unidades Geradoras: UG6, de 9.370,00 kW. Localização: Município de Linhares, no estado do Espírito Santo.

As íntegras destes Despachos constam dos autos e estarão disponíveis em <https://biblioteca.aneel.gov.br>.

GENTIL NOGUEIRA DE SÁ JÚNIOR  
Superintendente

## RETIFICAÇÃO

No Despacho nº 2.032, de 28 de julho de 2022, publicado em resumo no D.O. de 29.07.2022, Seção 1, p. 95, v. 160, n. 143., constante do processo nº 48500.002320/2019-16, onde se lê: "totalizando 4.949.984,00 kW de capacidade instalada", leia-se: "totalizando 49.500,00 kW de capacidade instalada".

## SUPERINTENDÊNCIA DE GESTÃO TARIFÁRIA

## DESPACHO Nº 2.075, DE 1º DE AGOSTO DE 2022

Processo nº: 48500.005750/2015-58 Interessados: Concessionárias e Permissionárias de Distribuição e Consumidores do Sistema Interligado Nacional. Decisão: Fixar, para os consumidores interligados ao SIN, a bandeira tarifária Verde com vigência no mês de agosto de 2022, nos termos da versão 1.8 do Submódulo 6.8 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - Proret. A íntegra deste Despacho consta dos autos e estará disponível em biblioteca.aneel.gov.br.

DAVI ANTUNES LIMA  
Superintendente

## SUPERINTENDÊNCIA DE MEDIAÇÃO ADMINISTRATIVA, OUVIDORIA SETORIAL E PARTICIPAÇÃO PÚBLICA

## DESPACHO Nº 2.071, DE 29 DE JULHO DE 2022

O SUPERINTENDENTE ADJUNTO DE MEDIAÇÃO ADMINISTRATIVA, OUVIDORIA SETORIAL E PARTICIPAÇÃO PÚBLICA DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso das suas competências, em conformidade com o disposto no inciso IV do art. 1º da Portaria nº 4.595, de 23 de maio de 2017, e com o constante no Processo nº 48500.005746/2022-19, decide por conhecer do requerimento interposto pelo consumidor Silva Pereira Duarte, CPF nº \*\*\*.723.602-\*\*, de restituição de valores decorrentes de extensão de rede elétrica para a ligação das unidades consumidoras nº 11702931 e nº 1.170.133-1 e no mérito negar-lhe provimento, e, por conseguinte, determinar que esta decisão seja cumprida no prazo de 15 (quinze) dias após o seu trânsito em julgado

GUSTAVO MANGUEIRA DE ANDRADE SALES

## DESPACHO Nº 2.072, DE 29 DE JULHO DE 2022

O SUPERINTENDENTE ADJUNTO DE MEDIAÇÃO ADMINISTRATIVA, OUVIDORIA SETORIAL E PARTICIPAÇÃO PÚBLICA DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso das suas competências, em conformidade com o disposto no inciso IV do art. 1º da Portaria nº 4.595, de 23 de maio de 2017, e com o constante no Processo nº 48500.000008/2021-02, decide por (i) conhecer do requerimento interposto pelo Município de Governador Jorge Teixeira, em face da Centrais Elétricas de Rondônia S.A. - CERON sobre restituição de valores decorrentes de antecipação de obras de extensão de rede elétrica e, no mérito, dar-lhe parcial provimento, e, por conseguinte: (i.a) indeferir o pleito para a unidades consumidoras nº 11919000 e nº 2753030; (i.b) determinar que a distribuidora realize o levantamento, a incorporação dos ativos e a restituição dos valores das redes que interligam as unidades consumidoras nº 5997488, 12869724, 12869740, 13487485, 2630508, 2630516, 2630494, 2753537, 5945089, 5997496, 10234365, 5984785, 6003192, 5959713, 5974453 e 5974461, à rede da distribuidora e os processos referentes a construções de trechos de redes de distribuição, sem unidades consumidoras identificadas; (i.c) determinar que o cálculo da restituição deve ser realizado nos termos da Resolução nº 223, de 2003 e das Resoluções Normativas nº 229, de 2006, nº 250, de 2007, nº 414, de 2010 e nº 1.000, de 2021, conforme a data de energização, com atualização monetária e juros de mora, quando aplicável; e (i.d) determinar que esta decisão seja cumprida no prazo de 15 (quinze) dias após o seu trânsito em julgado.

GUSTAVO MANGUEIRA DE ANDRADE SALES

