

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

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 eólioeletricas; 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.

Voto

A DIRETORA-GERAL SUBSTITUTA DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA –ANEEL, conforme a Portaria nº 139, de 18 de maio de 2022 no uso de suas de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o que consta na Lei nº 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 eólioelétricas;

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 a 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 a 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-a 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 eólioelétricas 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 eólioelétricas, classificado como razão de indisponibilidade externa, conforme inciso I do art. 14, a partir da curva de produtividade da usina eólioelétrica, 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 eólioelétricas 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 eólioelétricas.

§ 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 eólioelétrica 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 eólioelétricas.

§ 9º No caso de conjuntos de usinas eólioelétricas, o ONS deverá considerar o rateio da referência da frustração de geração de energia proporcionalmente à capacidade instalada de cada usina eólioelétrica 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 eólioelétricas, 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 eólioelétricas, 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_{anem} : geração estimada em função da velocidade do vento medido no anemômetro;

E_{cont} : montante de energia vendida em contratos associados à respectiva usina eólicoelétrica, 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 eólicoelétricas no respectivo período de comercialização.

§ 6º As usinas eólicoelétricas 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 eólicoelétricas, 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 eólicoelétricas 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 eólioelétricas, 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 eólioelétricas;

III - o período do evento e quais usinas eólioelétricas 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 eólioelétricas 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 eólioelétricas 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 eólioelétricas 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 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:

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

Caso contrário, Atendimento Insatisfatório ao Despacho

Onde:

G_h: Geração medida na hora h, em MWh;

G_{Desph}: 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 “l”, 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_{energético}: 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

$INDISPT_{energético}$: 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:

$Desloc_{elétrico}$: 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

$INDISPT_{elétrico}$: 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 as usinas termelétricas despachadas centralizadamente por ordem de mérito de custo, em MWh; e

$INDISPT_{energético}$: 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:

$CustoDesloc_{energético_p}$: valor do custo do deslocamento da geração hidrelétrica da usina p por segurança energética, em R\$;

$CustoDesloc_{elétrico_p}$: 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_x : 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_x 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_x ;

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_x ;

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_x ;

IV - limitar o PLD médio mensal dos submercados aos valores vigentes de PLD máximo e mínimo do ano corrente ao cálculo do PLD_x ; 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