

DOU
Diário Oficial da União
02.dez.22



PORTARIA CPCIND/SENAJUS/MJSP Nº 1.741, DE 1º DE DEZEMBRO DE 2022

O COORDENADOR DE POLÍTICA DE CLASSIFICAÇÃO INDICATIVA - SUBSTITUTO, no uso de suas atribuições, tendo em vista o disposto nos artigos 21, inciso XVI, e 220, parágrafo 3º, inciso I, da Constituição Federal; artigo 74 da Lei 8.069, de 13 de julho de 1990, e com fundamento na Portaria MJ nº 502, de 23 de novembro de 2021, resolve classificar:

Trailer: UM FILHO (THE SON, França / Reino Unido - 2022)
 Diretor(es): Florian Zeller
 Distribuidor(es): DIAMOND FILMS DO BRASIL
 Classificação Pretendida: não recomendado para menores de 10 (dez) anos
 Gênero: Drama
 Classificação Atribuída: não recomendado para menores de 12 (doze) anos
 Recomenda-se sua exibição a partir das 20 (vinte) horas, quando apresentado em TV aberta
 Contém: Drogas e Temas Sensíveis
 Processo: 08017.002214/2022-67
 Requerente: GISELE CRUZ DE CARVALHO

ANTÔNIO CARLOS RAMOS DANTAS

PORTARIA CPCIND/SENAJUS/MJSP Nº 1.742, DE 1º DE DEZEMBRO DE 2022

O COORDENADOR DE POLÍTICA DE CLASSIFICAÇÃO INDICATIVA - SUBSTITUTO, no uso de suas atribuições, tendo em vista o disposto nos artigos 21, inciso XVI, e 220, parágrafo 3º, inciso I, da Constituição Federal; artigo 74 da Lei 8.069, de 13 de julho de 1990, e com fundamento na Portaria MJ nº 502, de 23 de novembro de 2021, resolve classificar:

Trailer: DESAPARECIDA - TRAILER 1B (MISSING, Estados Unidos da América - 2022)
 Produtor(es): Jo Henriquez
 Diretor(es): Nicholas D. Johnson/Will Merrick
 Distribuidor(es): COLUMBIA TRISTAR FILMES DO BRASIL LTDA.
 Classificação Pretendida: não recomendado para menores de 10 (dez) anos
 Gênero: Drama/Suspense
 Classificação Atribuída: não recomendado para menores de 12 (doze) anos
 Recomenda-se sua exibição a partir das 20 (vinte) horas, quando apresentado em TV aberta
 Contém: Violência e Drogas Lícitas
 Processo: 08017.002216/2022-56
 Requerente: SET SERVIÇOS EMPRESARIAIS LTDA

ANTÔNIO CARLOS RAMOS DANTAS

CONSELHO ADMINISTRATIVO DE DEFESA ECONÔMICA
SUPERINTENDÊNCIA-GERAL

DESPACHOS DE 1º DE DEZEMBRO DE 2022

Nº 1.766 - Processo Administrativo nº 08700.005726/2020-13 (Apartado de Acesso Restrito aos Representados 08700.005727/2020-50)
 Representante:Cade ex officio.
 Representados:Augusto Amorim Costa.
 Advogados:Victor Santos Rufino; João Ricardo Oliveira Munhoz; Manuela Lian Liebenritt Braga.
 Com fulcro no §1º do art. 50, da Lei nº 9.784, de 1999, integro as razões da Nota Técnica nº 85/2022/CGAA7/SGA2/SG/CADE (SEI1155714)à presente decisão,inclusive como sua motivação.Pelos fundamentos apontados na referida Nota Técnica e com base nos art. 13, inciso VI, alíneas seguintes e art. 72 da Lei nº 12.529, de 2011, decido pela(o):(i) indeferimento das preliminares alegadas pelos Representados; (ii) deferimento dos pedidos de produção de

prova documental, desde que realizada até o final da instrução; e (iii) a concessão do prazo de 5 dias úteis ao Representado, conforme indicado na seção anterior, para apresentar a qualificação completa da testemunha e as razões específicas para a oitiva, sendo, facultativamente, dada a oportunidade de o Representado trazer aos autos as declarações escritas assinadas pela pessoa arrolada como testemunha, contendo as informações fáticas que conheçam acerca do mérito do presente processo administrativo, às quais será dado o devido valor probatório.

Nº 1.667 - Processo Administrativo nº 08700.003249/2017-48 (Apartado Restrito nº 08700.003279/2017-54)
 Representante:Cade ex officio.
 Representados: Construções e Comércio Camargo Corrêa S.A., Construtora Andrade Gutierrez S.A, Construtora OAS S.A, Construtora Norberto Odebrecht S.A, CR Almeida S.A. Engenharia de Obras ("CR Almeida"),Mendes Júnior Trading Engenharia S.A, Serveng-Civilsan S.A. - Empresas Associadas de Engenharia, Via Engenharia S.A, Alexandre José Lopes Barradas, Aloysio Braga Cardoso da Silva, Carlos José de Souza, Fernando Márcio Queiroz, Gustavo da Costa Marques, João Antônio Pacífico Ferreira, José Adelmário Pinheiro Filho, José Linguinho Filho, Laize de Freitas, Luiz Felipe Cardoso de Carvalho, Paulo Roberto Venuto, Ricardo Roth Ferraz de Oliveira, Rodrigo Ferreira Lopes da Silva, Rony José Silva Moura e Sérgio Cunha Mendes.
 Advogados:Alexandre Ditzel Faraco, Bruno Hartkoff Rocha, Caroline de Souza Saldanha de Oliveira, Palomares, Caroline Guyt França, Eduardo Caminati Anders, José Fernando Torrente, Gustavo Pinto Zardi Ferreira, Hamilton Carvalhido, Herman Ted Barbosa, Lise Reis Batista de Albuquerque, Luiz Fernando Santos Lippi Coimbra, Luiz Guilherme Ros, Marcela Mattiuzo, Marcelo Procópio Calliari, Marcos Drummond Malvar, Melissa Suadini Ferrari de Melo, Olavo Zago Chinaglia, Paolo Zupo Mazzucato, Patricia Bandouk Carvalho, Paulo Leonardo Casagrande, Sarah Fernandes Curvino, Sérgio Palomares, Victor Cavalcanti Conto, Vinícius Marques de Carvalho e outros.

Com fulcro no §1º do art. 50, da Lei nº 9.784, de 1999, integro as razões da Nota Técnica nº 86/2022/CGAA7/SGA2/SG/CADE (SEI 1155753) à presente decisão, inclusive como sua motivação. Pelos fundamentos apontados na referida Nota Técnica e com base no art. 13, inciso VI, alíneas seguintes e art. 72 da Lei nº 12.529, de 2011, decido pela(o): (i) a retificação do polo passivo para que passe a constar como Representada apenas a empresa "CR Almeida S.A. Engenharia de Obras"; (ii) o indeferimento das demais preliminares por falta de amparo legal, nos termos ali referidos; (iii) o deferimento dos pedidos de provas documentais requeridas até o encerramento da instrução, para todos os representados; (iv) o deferimento da produção de prova pericial até o encerramento da instrução a ser produzida e apresentada por Serveng - Civilsan S/A Empresas Associadas de Engenharia, Aloysio Braga Cardoso da Silva e Laize de Freitas; (v) o indeferimento da produção de prova testemunhal formulado pelos Representados CR Almeida S/A - Engenharia de Obras, Serveng - Civilsan S/A Empresas Associadas de Engenharia, Alexandre Lopes Barradas, Aloysio Braga Cardoso da Silva, João Antônio Pacífico Ferreira, Laize de Freitas e Ricardo Roth Ferraz de Oliveira, a partir de pedido genérico e sem apresentação do rol de testemunhas, já que as notificações de instauração de Processo Administrativo, em observância ao art. 70 da Lei nº 12.529/2011, continham, de forma clara, a solicitação para que os Representados indicassem as provas que pretendiam produzir em suas respectivas defesas, inclusive declinando a qualificação completa de testemunhas; (vi) o indeferimento da produção de prova documental solicitada pelos Representados Mendes Júnior Trading Engenharia S.A. ("Mendes Júnior"), Rony José Silva Moura, Sérgio Cunha Mendes justificado nos termos do item II.3.11. desta Nota Técnica; (vii) a produção de provas documentais e testemunhais por esta Superintendência-Geral do CADE, a serem oportunamente produzidas, no interesse da instrução desse Processo Administrativo, nos termos do artigo 13, inciso VI, da Lei nº 12.529/2011.

FERNANDA GARCIA MACHADO
Superintendente-Geral
Substituta

RETIFICAÇÃO

Processo Administrativo nº 08700.002070/2019-35(Apartado de Acesso restrito nº 08700.002071/2019-80)
 Representante: CADE "ex officio"
 Representados: Akira Wada, Hideki Takasaki e Mitsuhiro Chiba
 Advogados(as):Não consta

No Despacho SG nº 1645/2022 (SEI nº 1147822), publicado no DOU nº 225, de 01/12/2022, Seção 1, página 65, bem como no Edital nº 694/2022 (SEI nº 1154818), publicado no DOU nº 225, de 01/12/2022, Seção 3, página 86, onde se lê "Processo Administrativo nº 08012.002070/2019-35(Apartado de Acesso Restrito nº 08700.002071/2019-80)", leia-se "Processo Administrativo nº 08700.002070/2019-35(Apartado de Acesso restrito nº 08700.002071/2019-80)". Publique-se.

Ministério de Minas e Energia

GABINETE DO MINISTRO

PORTARIA Nº 709/GM/MME, DE 30 DE NOVEMBRO DE 2022

O MINISTRO DE ESTADO DE MINAS E ENERGIA, no uso das atribuições que lhe confere o art. 87, parágrafo único, incisos II e IV, da Constituição, tendo em vista o disposto no art. 21, §§ 4º e 5º, do Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, no art. 4º, § 1º, do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, e o que consta no Processo nº 48360.000051/2022-92, resolve:

Art. 1º Aprovar a metodologia, os critérios, as premissas e as configurações que constam no Relatório "Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas - UHEs Despachadas Centralizadamente no Sistema Interligado Nacional - SIN", de 22 de novembro de 2022, atualizado pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE e pelo Ministério de Minas e Energia.

Parágrafo único. O Relatório de que trata o caput estará disponível na Internet, no endereço eletrônico do Ministério de Minas e Energia - www.gov.br/mme.

Art. 2º Definir, na forma do Anexo à presente Portaria, os valores revistos de garantia física de energia das Usinas Hidrelétricas Despachadas Centralizadamente no SIN, cujo cálculo encontra-se detalhado na Nota Técnica nº EPE-DEE-RE-059/2022-r2, de 22 de novembro de 2022, intitulada "Cálculo de Montante de Garantia Física de Energia - Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas".

§ 1º A Nota Técnica de que trata o caput estará disponível na Internet, no endereço eletrônico do Ministério de Minas e Energia - www.gov.br/mme.

§ 2º Os montantes de garantia física de energia das Usinas Hidrelétricas constantes no Anexo são determinados nas Barras de Saída dos Geradores.

§ 3º Os montantes de garantia física de energia revisados das Usinas Hidrelétricas constantes no Anexo são compostos:

I - da parcela de garantia física local efetivamente revista no âmbito da Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia de 2022;

II - da parcela de garantia física resultante de revisões extraordinárias ocorridas nos últimos cinco anos, mantida inalterada;

III - da parcela referente ao Benefício Indireto quando cabível; e

IV - da parcela de garantia física de casa de força secundária não despachada centralizadamente associada à Usina, quando for o caso.

§ 4º A parcela de garantia física de energia resultante de revisões extraordinárias ocorridas nos últimos cinco anos, não revistas na presente Revisão Ordinária de Garantia Física de 2022, poderão ser revistas na próxima Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das UHEs Despachadas Centralizadamente no SIN.

§ 5º Para efeitos de comercialização de energia elétrica, o Consumo Interno das Usinas Hidrelétricas e as perdas na Rede Elétrica deverão ser abatidos dos montantes de garantia física de energia definidos nesta Portaria, observando as Regras de Comercialização de Energia Elétrica vigentes.

§ 6º Os valores de garantia física de energia revista constantes do Anexo não incluem acréscimos decorrentes de modernizações avaliadas em processos de Revisões Extraordinárias das Usinas Hidrelétricas denominadas UHE Jupia, UHE Quebra-Queixo e UHE Salto Osório, já publicados em Portarias deste Ministério de Minas e Energia, porém ainda não vigentes.

Art. 3º Estabelecer que os montantes de garantia física de energia definidos no Anexo serão válidos a partir de 1º de janeiro de 2023.

Art. 4º Definir que os atuais valores de garantia física de energia das Usinas Hidrelétricas Despachadas Centralizadamente no SIN, que não constam no Anexo, permanecem válidos, conforme suas respectivas Portarias de definição ou de revisão.

Art. 5º Para todos os efeitos, os montantes de garantia física de energia definidos nesta Portaria poderão ser revisados com base na legislação vigente.

Art. 6º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

ADOLFO SACHSIDA

ANEXO

REVISÃO ORDINÁRIA DE GARANTIA FÍSICA DE ENERGIA DAS UHEs DESPACHADAS CENTRALIZADAMENTE - ROGF 2022

Código Único de Empreendimento de Geração (CEG) - ANEEL	Usina Hidrelétrica (UHE)	TEIF (%)	IP (%)	ROGF de 2022 Garantia Física de Energia Revista (MW médios)
UHE.PH.RS.000012-4.01	14 de Julho	1,052	3,641	45,2
UHE.PH.SP.001285-8.01	A.A. Laydner (Jurumirim)	1,844	3,641	42,5
UHE.PH.MG.000041-8.01	Água Vermelha	2,681	3,478	694,5



UHE.PH.MG.000042-6.01	Aimorés	1,591	3,707	172,9
UHE.PH.SP.001328-5.01	Armando Salles de Oliveira	1,684	3,796	14,3
UHE.PH.MG.029453-5.01	Baguari	1,844	3,641	81,9
UHE.PH.AM.000190-2.01	Balbina	1,844	3,641	125,7
UHE.PH.SP.000203-8.01	Bariri (A.S. Lima)	0,316	6,334	59,6
UHE.PH.SP.000208-9.01	Barra Bonita	1,844	3,641	46,7
UHE.PH.GO.028757-1.01	Barra dos Coqueiros	1,844	3,641	54,6
UHE.PH.RS.027556-5.01	Barra Grande	0,370	3,072	356,0
UHE.PH.MG.029454-3.01	Batalha (Paulista)	5,154	4,722	47,0
UHE.PH.AP.031186-3.01	Cachoeira Caldeirão	4,278	8,511	123,3
UHE.PH.GO.000528-2.01	Cachoeira Dourada	1,658	3,695	374,6
UHE.PH.SP.000588-6.01	Caconde	1,844	3,641	32,5
UHE.PH.GO.028756-3.01	Caçu	1,844	3,641	38,8
UHE.PH.MG.000608-4.01	Camargos	1,684	3,796	21,6
UHE.PH.SC.027401-1.01	Campos Novos	0,077	2,925	382,2
UHE.PH.GO.000630-0.01	Cana Brava	1,591	3,707	247,8
UHE.PH.MG.000641-6.01	Candonga (Risoleta Neves)	1,844	3,641	62,1
UHE.PH.SP.000647-5.01	Canoas I	1,684	3,796	51,5
UHE.PH.SP.027092-0.01	Canoas II	1,684	3,796	43,4
UHE.PH.MG.027483-6.01	Capim Branco I (Amador Aguiar I)	1,591	3,707	146,7
UHE.PH.MG.027484-4.01	Capim Branco II (Amador Aguiar II)	1,591	3,707	125,2
UHE.PH.SP.000657-2.01	Capivara	1,591	3,707	328,6
UHE.PH.RS.000718-8.01	Castro Alves	0,052	2,950	59,8
UHE.PH.SP.000764-1.01	Chavantes	1,591	3,707	168,9
UHE.PH.GO.028352-5.01	Corumbá III	1,844	3,641	47,0
UHE.PH.GO.027795-9.01	Corumbá IV	0,987	2,382	72,0
UHE.PH.MT.029597-3.01	Dardanelos	1,826	3,658	147,2
UHE.PH.RS.027012-1.01	Dona Francisca	0,503	2,964	72,5
UHE.PH.MG.027115-2.01	Emborcação	2,681	3,478	474,8
UHE.PH.GO.000908-3.01	Espora	3,205	1,732	21,4
UHE.PH.MA.028863-2.01	Estreito	1,591	3,707	609,1
UHE.PH.SP.000923-7.01	Euclides da Cunha	1,684	3,796	47,1
UHE.PH.AP.030385-2.01	Ferreira Gomes	5,193	4,086	145,5
UHE.PH.RJ.000973-3.01	Fontes Nova	4,513	6,909	93,9
UHE.PH.RS.028354-1.01	Foz do Chapecó	0,178	3,328	408,9
UHE.PH.GO.029455-1.01	Foz do Rio Claro	1,844	3,574	37,1
UHE.PH.PR.028360-6.01	Fundão	2,291	7,537	62,1
UHE.PH.MG.001006-5.01	Funil (MG)	1,591	3,707	80,4
UHE.PH.SC.030415-8.01	Garibaldi	1,591	3,707	84,9
UHE.PH.PR.000984-9.01	Gov Bento Munhoz Neto (Foz do Areia)	2,681	3,478	575,3
UHE.PH.PR.001042-1.01	Gov Pedro V.P. de Souza	2,019	3,456	103,6
UHE.PH.MT.001066-9.01	Guaporé	2,179	2,690	54,4
UHE.PH.MG.001079-0.01	Guilman Amorim	8,161	5,300	65,0
UHE.PH.SP.001084-7.01	Henry Borden	6,609	3,185	115,4
UHE.PH.SP.001097-9.01	Ibitinga	0,231	5,977	66,8
UHE.PH.SP.001098-7.01	Igarapava	1,844	3,641	127,5
UHE.PH.RJ.001113-4.01	Ilha dos Pombos	0,836	5,918	103,9
UHE.PH.SP.001120-7.01	Ilha Solteira	1,591	3,707	1.645,0
UHE.PH.MG.001146-0.01	Irapé	1,591	3,707	197,9
UHE.PH.RS.001152-5.01	Itá	0,360	3,382	704,5
UHE.PH.PR.001161-4.01	Itaipu	4,018	2,783	7.750,8
UHE.PH.BA.001175-4.01	Itapebi	1,591	3,707	202,1
UHE.PH.MT.027244-2.01	Itiquira I	2,139	4,058	40,8
UHE.PH.MT.027244-2.01	Itiquira II	3,960	4,012	65,6
UHE.PH.MG.001197-5.01	Itutinga	1,108	6,673	26,6
UHE.PH.SP.001225-4.01	Jaguara	5,116	15,090	324,0
UHE.PH.SP.027131-4.01	Jaguari	3,441	2,670	12,7
UHE.PH.MT.001245-9.01	Jauru	1,351	2,846	74,4
UHE.PH.RO.029736-4.01	Jirau	1,591	3,707	2.101,5
UHE.PH.SP.001282-3.01	Jupia	3,190	5,923	844,9
UHE.PH.TO.001304-8.01	Lajeado (Luís Eduardo Magalhães)	1,591	3,707	479,9
UHE.PH.SC.001356-0.01	Machadinho	2,681	3,478	519,8
UHE.PH.MT.001401-0.01	Manso	1,844	3,641	83,5
UHE.PH.ES.001432-0.01	Mascarenhas	5,574	3,917	128,1
UHE.PH.PR.029598-1.01	Mauá	1,591	3,707	188,5
UHE.PH.MG.001469-9.01	Miranda	1,591	3,707	188,3
UHE.PH.RS.028562-5.01	Monjolinho (Alzir S. Antunes)	1,844	3,641	39,7
UHE.PH.RS.027968-4.01	Monte Claro	0,512	4,751	53,3
UHE.PH.RJ.001536-9.01	Nilo Peçanha	3,134	3,269	321,1
UHE.PH.SP.001552-0.01	Nova Avanhandava	1,591	3,707	125,5
UHE.PH.MG.001574-1.01	Nova Ponte	1,591	3,707	256,6
UHE.PH.SP.027872-6.01	Ourinhos	1,025	8,682	22,4
UHE.PH.SP.027122-5.01	Paraibuna	1,844	3,641	45,2
UHE.PH.RS.002001-0.01	Passo Fundo	2,950	4,403	107,5
UHE.PH.RS.029456-0.01	Passo São João	1,844	3,641	39,1
UHE.PH.BA.028565-0.01	Pedra do Cavalo	1,112	5,503	60,0
UHE.PH.TO.028353-3.01	Peixe Angical	1,591	3,707	266,6
UHE.PH.RJ.002043-5.01	Pereira Passos	0,927	2,878	46,1
UHE.PH.MG.002053-2.01	Picada	1,684	3,796	29,6
UHE.PH.SP.002077-0.01	Pirajú	0,522	4,533	38,4
UHE.PH.MT.002103-2.01	Ponte de Pedra	1,844	3,641	127,6
UHE.PH.MG.027196-9.01	Porto Estrela	1,844	3,641	58,8
UHE.PH.SP.002158-0.01	Promissão	1,591	3,707	93,9
UHE.PH.SC.002167-9.01	Quebra Queixo	1,484	3,217	55,0
UHE.PH.MG.002176-8.01	Queimado	4,140	2,087	64,6
UHE.PH.MG.029457-8.01	Retiro Baixo	8,847	0,529	34,8
UHE.PH.RO.027448-8.01	Rondon II	1,526	2,983	39,2
UHE.PH.ES.002553-4.01	Rosal	14,432	1,144	27,7
UHE.PH.SP.002555-0.01	Rosana	1,591	3,707	173,6
UHE.PH.MG.002563-1.01	Sá Carvalho	1,746	3,736	54,4
UHE.PH.GO.028758-0.01	Salto	1,844	3,641	63,2
UHE.PH.PR.002591-7.01	Salto Caxias (Gov José Richa)	2,681	3,478	575,4
UHE.PH.GO.028760-1.01	Salto do Rio Verdinho	0,753	3,793	56,8
UHE.PH.MG.027210-8.01	Salto Grande	1,684	3,796	73,8
UHE.PH.SP.002648-4.01	Salto Grande (L.N. Garcez)	1,684	3,796	49,7
UHE.PH.PR.002659-0.01	Salto Osório	0,089	7,458	477,5
UHE.PH.SC.028564-1.01	Salto Pílo	0,270	4,980	108,4
UHE.PH.PR.002672-7.01	Salto Santiago	0,554	2,958	702,2
UHE.PH.RO.002687-5.01	Samuel	1,844	3,641	88,1
UHE.PH.SP.002696-4.01	Santa Branca (SP)	1,475	2,507	28,9
UHE.PH.MG.002699-9.01	Santa Clara (MG)	1,684	3,796	26,6
UHE.PH.PR.028361-4.01	Santa Clara (PR)	1,591	3,707	66,0
UHE.PH.RO.029707-0.01	Santo Antônio	1,591	3,707	2.313,3
UHE.PH.AP.026792-9.01	Santo Antônio do Jari	4,667	7,202	211,3
UHE.PH.RS.029459-4.01	São José	1,620	3,796	28,9



UHE.PH.TO.028567-6.01	São Salvador	2,101	3,562	140,8
UHE.PH.GO.002704-9.01	São Simão	1,570	6,284	1.151,5
UHE.PH.PR.002715-4.01	Segredo	2,681	3,478	558,3
UHE.PH.GO.002731-6.01	Serra da Mesa	2,681	3,478	605,7
UHE.PH.GO.028355-0.01	Serra do Fação	1,591	3,707	174,4
UHE.PH.MG.029458-6.01	Simplício	1,591	3,707	182,6
UHE.PH.MG.002757-0.01	Sobragi	0,414	4,104	36,7
UHE.PH.SP.002821-5.01	Taquaruçu	1,591	3,707	195,4
UHE.PH.PA.030557-0.01	Teles Pires	0,710	3,478	964,2
UHE.PH.SP.002873-8.01	Três Irmãos	1,159	3,788	206,7
UHE.PH.MG.027113-6.01	Três Marias	0,529	5,464	227,1
UHE.PH.SP.003045-7.01	Volta Grande	6,118	3,577	219,1

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA**RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 3.145, DE 29 DE NOVEMBRO DE 2022**

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, com base no art. 16, IV, do Regimento Interno da ANEEL, resolve:

Processo nº 48500.003267/2020-04. Interessados: Energisa Mato Grosso - EMT, CNPJ nº 03.467.321/0001-99; Energisa Tocantins - ETO, CNPJ nº 25.086.034/0001-71; Energisa Rondônia - ERRO, CNPJ nº 05.914.650/0001-66 e Agentes do Setor Elétrico Nacional. Objeto: Alterar as metas do Programa Mais Luz para a Amazônia estabelecidas pela Resolução Homologatória nº 2.891, de 29 de junho de 2021. A íntegra desta Resolução consta nos autos e estará disponível no endereço eletrônico <http://biblioteca.aneel.gov.br>.

SANDOVAL DE ARAÚJO FEITOSA NETO

RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 3.146, DE 29 DE NOVEMBRO DE 2022

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, com base no art. 16, IV, do Regimento Interno da ANEEL, resolve:

Processo nº: 48500.004954/2021-10. Interessados: Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A. - Equatorial PI (CNPJ nº 06.840.748/0001-89), Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, Arteon Z2 Energia S.A. - Z2, São Pedro Transmissora de Energia S.A. - São Pedro, Serra de Ibiapaba de Energia - SITE, Simões Transmissora de Energia S.A. - Simões, Companhia Hidroelétrica do São Francisco - Chesf, Centrais Elétricas do Norte do Brasil - Eletronorte, concessionárias e permissionárias de distribuição, consumidores, usuários e agentes do Setor. Objeto: Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2022 da Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A. - Equatorial PI, a vigorar a partir de 2 de dezembro de 2022, e dá outras providências. A íntegra desta Resolução e de seus anexos estão juntados aos autos e disponíveis no endereço eletrônico <https://biblioteca.aneel.gov.br/>.

SANDOVAL DE ARAÚJO FEITOSA NETO

RESOLUÇÃO AUTORIZATIVA Nº 13.178, DE 22 DE NOVEMBRO DE 2022

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, com base no art. 16, IV, do Regimento Interno da ANEEL, resolve:

Processo nº 48500.001837/2014-75. Interessado: Kairós Wind Holding S.A., CNPJ/MF nº 10.690.234/0001-61. Objeto: alterar as características técnicas e a denominação da EOL Mutamba VII para EOL Kairós Wind 9, cadastrada sob o Código Único de Empreendimentos de Geração - CEG EOL.CV.CE.032486-8.01. A íntegra desta Resolução e seu anexo consta dos autos e estará disponível em biblioteca.aneel.gov.br.

SANDOVAL DE ARAÚJO FEITOSA NETO

RESOLUÇÃO AUTORIZATIVA Nº 13.183, DE 22 DE NOVEMBRO DE 2022

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, com base no art. 16, IV, do Regimento Interno da ANEEL, resolve:

Processo nº 48500.005969/2022-86. Interessado: Sol Energia Master Participações S.A. Objeto: Declarar de Utilidade Pública, para instituição de servidão administrativa, em favor da Sol Energia Master Participações S.A., a área de terra necessária à passagem da Linha de Transmissão 500 kV UFV Solidão - SE Janaúba 3, localizada no município de Janaúba, estado de Minas Gerais. A íntegra desta Resolução e seu anexo consta nos autos e estará disponível no endereço eletrônico biblioteca.aneel.gov.br.

SANDOVAL DE ARAÚJO FEITOSA NETO

RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.048, DE 22 DE NOVEMBRO DE 2022

Altera os Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET para contemplar a regulação da Lei n. 14.299 de 2022.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com a deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto na Lei 9.427 de 26 de dezembro de 1996, na Lei n. 10.438 de 26 de abril de 2002, na Lei 14.299, de 5 de janeiro de 2022, no Decreto m. 9.022 de 31 de março de 2017 e o que consta no Processo 48500.000184/2022-17, resolve:

Art. 1º Esta Resolução Normativa dispõe sobre a regulação da Lei nº 14.299 de 2022.

Art. 2º Aprovar as versões dos Submódulos dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET:

- I - Submódulo 5.2, versão 1.2;
- II - Submódulo 7.1, versão 2.7; e
- III - Submódulo 7.3, versão 2.5.

Art. 3º Alterar os Quadros I e II do Anexo I da Resolução Normativa n. 1.003, de 1º de fevereiro de 2022, incluindo a vigência das novas versões dos Submódulos do PRORET.

Art. 4º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

SANDOVAL DE ARAÚJO FEITOSA NETO

ANEXO XXXIX

Módulo 5: Encargos Setoriais

Submódulo 5.2

CONTA DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO - CDE

Versão 1.2

1. OBJETIVO

Estabelecer os procedimentos regulatórios referentes à Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, fundo setorial regido pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, pela Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021, pelo Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013 e pelo Decreto nº 9.022, de 31 de março de 2017.

2. ABRANGÊNCIA

Este Submódulo aplica-se aos seguintes procedimentos da CDE:

Elaboração do Orçamento Anual;

Fixação das quotas anuais pagas por todos os agentes que atendem consumidor final, mediante encargo tarifário incluído nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição;

Definição dos repasses de recursos para custeio de benefícios tarifários incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários dos serviços de distribuição e transmissão de energia elétrica;

Gestão econômica e financeira; e

Divulgação de informações.

3. A CONTA DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO - CDE

3.1. FONTES DE RECURSOS

3.1.1. PAGAMENTOS DE UBP

3. Os pagamentos anuais realizados pelas concessionárias a título de Uso de Bem Público - UBP, de que trata a Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, são fontes de recursos da CDE.

4. A estimativa de arrecadação de UBP, para fins de aprovação do orçamento anual, é feita por meio de previsão da Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração - SCG, com base nos contratos de concessão, a ser encaminhada à Superintendência de Gestão Tarifária - SGT, até 10 de setembro de cada ano.

3.1.2. MULTAS DA ANEEL

5. Os pagamentos de multas aplicadas pela ANEEL, nos termos do art. 3º da Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1996 e da Resolução Normativa nº 846, de 11 de junho de 2019, ou o que vier a sucedê-la, são fontes de recursos da CDE.

6. A estimativa de arrecadação de multas, para fins de aprovação do orçamento anual, é feita pela SGT, considerando a média dos valores de multas recolhidas nos últimos três anos. A Superintendência de Administração e Finanças - SAF deverá encaminhar essas informações à SGT até 10 de setembro de cada ano.

3.1.3. QUOTAS ANUAIS

7. Os pagamentos de quotas anuais da CDE efetuados pelos agentes que atendem consumidores finais, cativos e livres, mediante a cobrança das tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão de energia.

8. O montante total a ser arrecadado em quotas anuais da CDE corresponderá à diferença entre as necessidades de recursos e as demais fontes do orçamento anual.

3.1.4. RECURSOS DA UNIÃO

9. É fonte de recursos da CDE, a transferência de recursos do Orçamento Geral da União - OGU, sujeita à disponibilidade orçamentária e financeira, incluindo: os créditos que a União e a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRAS detêm contra a Itaipu Binacional, conforme o art. 17 e art. 18 da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, observado o limite do art. 16 da Lei nº 12.865, de 9 de outubro de 2013; e

o pagamento da bonificação pela outorga de que trata o §7º do art. 8º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, observado o limite de R\$ 3.500.000.000,00 (três bilhões e quinhentos milhões de reais).

10. Os recursos da União a serem considerados para aprovação do orçamento anual serão aqueles publicados, por meio de ato do Ministro de Minas e Energia, ouvido o Ministério da Fazenda, até 15 de setembro de cada ano.

11. Os pagamentos da bonificação pela outorga serão destinados exclusivamente para a finalidade determinada no inciso IX do art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.

3.1.5. RECURSOS DA RGR

12. O Poder concedente define a destinação específica dos recursos da Reserva Global de Reversão - RGR, nos termos da Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, com a redação alterada pela Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016, regulamentada pelo Decreto nº 9.022, de 31 de março 2017, para as seguintes finalidades:

a reversão, a encampação, a expansão e a melhoria dos serviços públicos energia elétrica;

o custeio de estudos e pesquisas de planejamento da expansão do sistema energético, e os de inventário e de viabilidade necessários ao aproveitamento dos potenciais hidroelétricos;

os empréstimos destinados ao custeio ou investimento a serem realizados por empresa controlada direta ou indiretamente pela União, que tenha sido designada para a prestação de serviço nos termos do § 1º, ou por empresa autorizada conforme § 7º, ambos do art. 9º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013; e

a CDE.

13. Ao final de cada ano civil, o saldo da Reserva Global de Reversão - RGR, correspondente à diferença entre as receitas do fundo (que inclui quotas pagas pelos agentes, reposição de empréstimos concedidos, amortização e juros de reversão, rendimentos financeiros de seus recursos, juros de mora e multas por atraso de pagamentos ao fundo, dentre outros) e as suas destinações, deve ser transferido à CDE, preservados os recursos necessários para o atendimento da finalidade prevista na alínea "c" do parágrafo 12 deste Submódulo.

14. Para aprovação do orçamento da CDE, a previsão de arrecadação de quotas da RGR a serem pagas pelos agentes de geração e transmissão de energia, os montantes e o cronograma de desembolso dos empréstimos destinados às distribuidoras designadas para a prestação do serviço e o saldo do fundo de reversão, serão informados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira - SFF à SGT até 10 de setembro de cada ano.

15. A ELETROBRAS deverá informar à CCEE, até 10 de setembro de cada ano, a previsão de reposição de financiamentos concedidos pela RGR.

16. A CCEE encaminhará à ANEEL, até 15 de outubro de cada ano, o orçamento consolidado da RGR, com a previsão total de gastos e receitas do fundo.

17. Após Audiência Pública e análise da SFF, o orçamento da RGR será aprovado pela ANEEL, em conjunto com o orçamento da CDE.

3.1.6. APORTE ELETROBRAS - Lei 14.182/2021 - Art 4º, I

18. Conforme definido pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) por meio da Resolução CNPE nº 15, de 31 de agosto de 2021, estão previstos aportes anuais à CDE a serem realizados pela Eletrobrás após sua desestatização.

19. O aporte inicial corresponde a R\$ 5 bilhões, com data-base de janeiro de 2022, e deve ocorrer em até 30 dias após a assinatura dos novos contratos de concessão das usinas sob gestão da Eletrobrás e suas subsidiárias. Nos 25 anos subsequentes, de 2023 a 2047, o aporte deve ocorrer até o dia 20 do mês de abril de cada ano, cujos valores estão definidos no quadro a seguir, todos na data-base de janeiro de 2022. Para efetivo recolhimento ao fundo setorial, os valores deverão ser atualizados pelo IPCA, ou índice que venha a substituí-lo.



Data	Parcelas	Aporte à CDE
2022 - Aporte Inicial	1	R\$ 5.000.000.000,00
2023	1	R\$ 574.628.536,39
2024	1	R\$ 1.149.257.072,78
2025	1	R\$ 1.723.885.609,17
2026	1	R\$ 2.298.514.145,57
2027-2047	21	R\$ 2.873.142.681,96
Total	26	R\$ 71.082.281.685,07

3.1.7. OUTROS

20. Também são fontes de recursos da CDE, os saldos dos exercícios anteriores, os juros de mora e multas aplicados nos pagamentos em atraso à CDE e à RGR e os rendimentos auferidos com o investimento financeiro de seus recursos, entre outros.

21. Adicionalmente, serão considerados como fonte de recursos da CDE, os recursos destinados pela Eletrobrás que até o ano de 2037 não estejam comprometidos com projetos contratados ou aprovados relacionados aos Programas de:

Revitalização dos recursos hídricos das bacias dos rios São Francisco e Rio Parnaíba (Lei 14.182, art 6º)
redução estrutural de custos de geração de energia na Amazônia Legal e de navegabilidade do Rio Madeira e do Rio Tocantins (Lei 14.182/2021, art. 7º); e revitalização dos recursos hídricos das bacias hidrográficas na área de influência dos reservatórios das usinas hidrelétricas de Furnas (Lei 14.182/2021, art. 8º).

3.2. DESTINAÇÃO DOS RECURSOS

3.2.1. UNIVERSALIZAÇÃO

22. A CDE busca promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional, nos termos do art. 14 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, do Decreto nº 7.520, de 8 de julho de 2011, e da regulamentação da ANEEL.

23. As previsões de gastos da CDE referentes ao "Programa Luz para Todos" - PlpT a serem consideradas para aprovação do orçamento anual serão aquelas publicadas, por meio de ato do Ministro de Minas e Energia, até 15 de setembro de cada ano, após consulta pública.

3.2.2. TARIFA SOCIAL DE ENERGIA ELÉTRICA - TSEE

24. Dentre as finalidades da CDE está a subvenção econômica destinada à modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda, de que tratam a Lei nº 12.212, de 20 de janeiro de 2010, conforme o Decreto nº 7.583, de 13 de outubro de 2011, e a regulamentação da ANEEL.

25. A estimativa de repasses da CDE para a subvenção à TSEE, para fins de aprovação do orçamento anual da CDE, será feita pela ANEEL a partir de informações referentes aos benefícios tarifários médios concedidos nos últimos anos, à projeção de crescimento da carga divulgada pelo Operador Nacional do Sistema - ONS e à projeção do IPCA divulgada pelo BACEN, e encaminhadas anualmente à CCEE até 15 de setembro de cada ano.

3.2.3. CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS - CCC

26. A CDE busca prover recursos para os dispêndios da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, os termos da Lei nº 12.111, 9 de dezembro de 2009, do Decreto nº 7.246, de 28 de julho de 2010, e da regulamentação da ANEEL.

27. O ONS encaminhará à CCEE, até 15 de setembro de cada ano, o planejamento da operação dos sistemas isolados, com indicação das quantidades eficientes previstas de combustíveis e de geração de todas as fontes disponíveis, além da importação de energia, para fins de consolidação do Plano Anual de Custos - PAC da CCC, por parte da CCEE.

28. A SGT publicará, até 05 de outubro de cada ano, por meio de Despacho, o custo médio da potência e energia comercializadas no Ambiente de Contratação Regulada do Sistema Interligado Nacional - SIN (ACR médio), os fatores de corte de perdas regulatórias (fc).

29. A CCEE encaminhará à ANEEL, até 15 de outubro de cada ano, o PAC da CCC.

30. Para fins de aprovação do orçamento da CDE, deverá ser levado em consideração os limites de reembolso previstos na Resolução Normativa nº 801/2017.

31. Após Audiência Pública e análise da SRG, o Plano Anual de Custos - PAC da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC será considerado no processo de aprovação anual do orçamento da CDE.

3.2.4. CARVÃO MINERAL

32. A CDE busca promover a competitividade de energia produzida a partir da fonte carvão mineral nacional nas áreas atendidas pelos sistemas interligados, destinando-se à cobertura do custo de combustível de empreendimentos termelétricos em operação até 6 de fevereiro de 1998, e de usinas enquadradas no §2º do art.11 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998.

33. A cobertura do carvão mineral ocorrerá para usinas termelétricas a carvão mineral nacional, situadas nas regiões abrangidas pelos sistemas elétricos interligados, que participam da otimização dos referidos sistemas e que mantenham, a partir de 1º de janeiro de 2004, a obrigatoriedade de compra mínima de combustível estipulada nos contratos vigentes em 29 de abril de 2002.

34. A CCEE encaminhará à ANEEL, até 15 de outubro de cada ano, a previsão de gastos com a subvenção do carvão mineral para aprovação do orçamento da CDE, considerando o estoque de carvão mineral custeado pela CDE e não consumido no ano anterior e o estoque estratégico do combustível, conforme Resolução Normativa nº 801/2017.

35. Para fins de aprovação do orçamento da CDE, deverá ser levado em consideração os limites de reembolso previstos na Resolução Normativa 801/2017, ou o quer vier a sucedê-la.

36. Após Audiência Pública e análise da SRG, o Plano Anual de Custos da Subconta Carvão Mineral - PACcarvão será considerado no processo de aprovação anual do orçamento da CDE.

3.2.5. COMPETITIVIDADE DE ENERGIA PRODUZIDA A PARTIR DE DETERMINADAS FONTES

37. A CDE busca promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, termossolar e fotovoltaica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa e outras fontes renováveis, na forma estabelecida em ato do Ministro de Minas e Energia.

38. As previsões de gastos da CDE referentes a essas rubricas a serem consideradas para aprovação do orçamento anual da CDE serão aquelas publicadas, por meio de ato do Ministro de Minas e Energia, até 15 de setembro de cada ano, após consulta pública.

39. O custeio dessas finalidades ocorrerá com recursos destinados à CDE exclusivamente para esses fins.

3.2.6. BENEFÍCIOS TARIFÁRIOS NA DISTRIBUIÇÃO

40. Os recursos da CDE também visam custear benefícios nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de distribuição e nas tarifas de energia elétrica, de que trata o artigo 1º do Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013.

41. Os benefícios custeados pela CDE são destinados aos seguintes usuários do serviço de distribuição, nos termos da regulamentação da ANEEL:

- gerador e consumidor de fonte incentivada;
- atividade de irrigação e aquicultura em horário especial;
- agente de distribuição com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano;
- serviço público de água, esgoto e saneamento;
- classe rural;
- subclasse cooperativa de eletrificação rural; e
- subclasse serviço público de irrigação.

42. As previsões de gastos da CDE com benefícios tarifários na distribuição, a serem consideradas para aprovação do orçamento anual da CDE serão feitas pela ANEEL, a partir de informações referentes aos benefícios tarifários médios concedidos nos últimos anos, à projeção de crescimento da carga divulgada pelo ONS e à projeção do IPCA divulgada pelo BACEN, e encaminhadas anualmente à CCEE até 15 de setembro de cada ano.

3.2.7. BENEFÍCIOS TARIFÁRIOS NA TRANSMISSÃO

43. Os recursos da CDE também se destinam a custear benefícios aplicados nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão - TUSTs concedidos aos geradores e consumidores de fonte incentivada, de que trata a Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004, ou o quer vier a sucedê-la.

44. Os benefícios tarifários apurados nos últimos 12 meses e a previsão da alíquota de PIS/Cofins a ser considerado no reembolso da CDE, por transmissora, para o ano civil subsequente serão encaminhados pelo ONS à SGT até o dia 30 de agosto de cada ano.

45. As previsões de gastos da CDE com benefícios tarifários na transmissão serão feitas pela SGT, a partir das TUSTs vigentes, da previsão das TUSTs a serem homologadas com vigência a partir de julho do próximo ano, dos montantes de uso contratados para o próximo ano e da previsão da alíquota de PIS/Cofins por transmissora.

46. A estimativa do orçamento associado aos benefícios tarifários na transmissão será encaminhada pela SGT à CCEE até 15 de setembro de cada ano, incluindo a estimativa de tributos competentes.

3.2.8. RECURSOS PARA A MODICIDADE TARIFÁRIA - DESESTATIZAÇÃO ELETROBRAS

47. A destinação de recursos para a modicidade tarifária vincula-se diretamente aos aportes anuais a serem realizados pela Eletrobrás à CDE em atendimento ao disposto no inciso I, artigo 4º da Lei nº 14.182/2022. Tais recursos se destinam exclusivamente às distribuidoras de energia elétrica para fins da modicidade tarifária no Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

3.2.9. CUSTOS OPERACIONAIS, ADMINISTRATIVOS, FINANCEIROS E TRIBUTÁRIOS (CAFT) DA CCEE

48. Os valores relativos à gestão e à movimentação da CDE, da CCC e da RGR pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, incluídos os custos administrativos, os custos financeiros e os tributos, são custeados pelos recursos da CDE.

49. Esses valores não podem exceder a 0,2% (dois décimos por cento) do orçamento anual da CDE, sendo excluídos desse limite os encargos tributários.

50. A CCEE apresentará a previsão de CAFTs relativos à administração e à movimentação da CDE, da CCC e da RGR para o próximo ano no orçamento consolidado que encaminhará à ANEEL até 15 de outubro de cada ano.

51. Após Audiência Pública e análise da SFF, os CAFTs da CDE, da CCC e da RGR serão considerados em conjunto no processo de aprovação anual do orçamento da CDE.

3.2.10. PROGRAMA DE DESENVOLVIMENTO E QUALIFICAÇÃO DE MÃO DE OBRA TÉCNICA

52. Os recursos da CDE poderão ser destinados a Programas de Desenvolvimento e Qualificação de Mão de Obra Técnica, no segmento de instalação de equipamentos de energia fotovoltaica, conforme regulamentação pelo poder concedente.

53. As previsões de dispêndios da CDE referentes a esses programas a serem consideradas para aprovação do orçamento anual serão aquelas publicadas, por meio de ato do Ministro de Minas e Energia, até 15 de setembro de cada ano, após consulta pública.

54. O custeio dessas finalidades ocorrerá com recursos destinados à CDE exclusivamente para esses fins.

3.2.11. SUBVENÇÃO PARA COOPERATIVAS DE ELETRIFICAÇÃO RURAL

55. A subvenção para cooperativas de eletrificação rural refere-se à compensação do impacto tarifário decorrente da reduzida densidade de carga do mercado de cooperativas de eletrificação rural, concessionárias ou permissionárias, em relação à principal distribuidora, de que trata os parágrafos § 2º ao § 7º do art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

56. A subvenção para cooperativas de eletrificação rural será homologada no processo de revisão tarifária periódica da principal supridora, de acordo com o Submódulo 8.5 do PRORET.

57. As previsões de subvenção para cooperativas de cooperativas de eletrificação rural serão feitas pela SGT, a partir dos valores homologados no último ano, e serão encaminhadas à CCEE até 15 de setembro de cada ano.

3.2.12. SUBVENÇÃO PARA CONCESSIONÁRIAS COM MERCADO PRÓPRIO ANUAL INFERIOR A 350 GWh

58. A subvenção para as concessionárias com mercado próprio anual inferior a 350 GWh refere-se à modicidade tarifária relativa a consumidores atendidos por essas concessionárias, de modo que as tarifas aplicáveis não poderão ser superiores às tarifas da concessionária de área adjacente com mercado próprio anual superior a 700 GWh, na mesma unidade federativa, de que trata o Art. 2º da Lei nº 14.299, de 5 de janeiro de 2022.

59. A subvenção para as concessionárias com mercado próprio anual inferior a 350 GWh será homologada no processo tarifário anual da concessionária afetada.

60. As previsões de subvenção para concessionárias com mercado próprio anual inferior a 350 GWh serão feitas pela SGT, a partir dos valores homologados no último ano, e serão encaminhadas à CCEE até 15 de setembro de cada ano.

3.2.13. RESERVA TÉCNICA

61. A reserva técnica é destinada a garantir os compromissos assumidos pela CDE, não podendo ultrapassar 5% do valor do orçamento anual da CDE.

62. A reserva técnica pode ser utilizada para cobrir as diferenças entre os fluxos de receitas e despesas mensais e as frustrações de caixa, a exemplo de inadimplências e/ou ações judiciais.

63. Para fins de aprovação do orçamento da CDE, da CCC e da RGR, a CCEE encaminhará à ANEEL, até 15 de outubro de cada ano, o orçamento consolidado da ANEEL, incluindo o valor da reserva técnica, para a aprovação da ANEEL.

3.2.14. OUTROS

64. A CDE provê ainda recursos para a instalação do ramal de conexão, do kit de instalação interna e do padrão de entrada sem o medidor para domicílios rurais com ligações monofásicas ou bifásicas, destinadas a famílias de baixa renda não atendidas pelo PlpT, conforme disposição do art. 3º do Decreto nº 7.520, de 8 de julho de 2011, e Resolução Normativa nº 488, de 15 de maio de 2012, ou o quer vier a sucedê-la.

65. A estimativa de repasses da CDE para os dispêndios descritos no parágrafo anterior, para fins de aprovação do orçamento da CDE, é feita pela SRD e encaminhadas à SGT até 10 de setembro de cada ano.

66. Além das finalidades acima descritas, a CDE também se destina a custear eventuais restos a pagar de anos anteriores.

4. RITO ORÇAMENTÁRIO

67. O orçamento da CDE será consolidado anualmente pela CCEE e aprovado pela ANEEL.

68. Por meio de ato do Ministro de Estado de Minas e Energia, deverão ser publicadas, até 15 de setembro de cada ano, as previsões dos gastos referentes aos itens 3.2.1, 3.2.5, 3.2.9, após consulta pública e os recursos do item 3.1.4, ouvido o Ministério da Fazenda.

69. A CCEE receberá da ANEEL, até 15 de setembro de cada ano, as previsões dos gastos referentes aos itens 3.1.5, 3.2.2, 3.2.3, 3.2.6, 3.2.7, 3.2.10, 3.2.11 e 3.2.13, dos recursos referentes aos itens 3.1.1 e 3.1.2, e, até que se encerre o prazo de devolução, dos valores referidos nos § 5º e § 7º do art. 4º-A do Decreto nº 7.891, de 2013.

70. A CCEE receberá do ONS, até 15 de setembro de cada ano, o planejamento da operação dos sistemas isolados, com indicação das quantidades eficientes previstas de combustíveis e de geração de todas as fontes disponíveis, além



da importação de energia, para fins de consolidação do Plano Anual de Custos da CCC - PAC, por parte da CCEE, conforme Acordo Operacional celebrado entre CCEE e ONS.

71. Para fins de aprovação do orçamento e da fixação das quotas anuais da CDE, a CCEE encaminhará à ANEEL, até 15 de outubro de cada ano, o orçamento consolidado da CDE, que conterá previsão de todas as despesas e as receitas do fundo do ano civil subsequente.

72. Após a realização de Audiência Pública, pelo período de 30 dias, e para fins de aprovação do orçamento da CDE, a ANEEL poderá atualizar quaisquer informações/estimativas apresentadas na Audiência Pública, observando as regras e critérios definidos neste Submódulo.

73. Após a audiência pública, até 10 de janeiro de cada ano, a ANEEL aprovará o orçamento anual da CDE, as quotas anuais a serem pagas pelos agentes de distribuição e transmissão de energia e os custos unitários a serem considerados nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão.

74. Os agentes ou beneficiários do PACccc e do PACcarvão deverão prestar as informações requeridas pela CCEE até 15 de setembro para a elaboração do orçamento da CCC e da CDE, respectivamente.

5. QUOTAS ANUAIS

5.1. REGRA DE RATEIO DAS QUOTAS ANUAIS

75. O montante a ser arrecadado em quotas anuais da CDE corresponderá à diferença entre as necessidades de recursos e as demais fontes do orçamento anual aprovado pela ANEEL.

76. Esse montante será rateado entre os agentes de transmissão e distribuição de energia, e repassado às tarifas de uso dos consumidores finais, cativos e livres, considerando o custo unitário da CDE, definido em R\$ por MWh.

77. O custo unitário da CDE será calculado considerando a quota anual aprovada pela ANEEL, o mercado faturado entre setembro do ano "n-2" e agosto do ano "n-1" e as tarifas de referência, definidas por subsistema e nível de tensão de atendimento.

78. O mercado dos consumidores cativos e livres do sistema de distribuição é deduzido do mercado Subclasse Residencial Baixa Renda, do Consumidor Livre Autoprodutor e do Produtor Independente de Energia. As informações são obtidas do Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica - SAMP.

79. Para o mercado de transmissão, consideram-se as informações do ONS e para a identificação do mercado livre e geração própria associada, as informações da CCEE.

80. As tarifas de referência, constantes da Tabela 1, proporcionam um ajuste gradual e uniforme dos custos unitários da CDE, no período de 2017 a 2030, para que não haja diferenciação regional e a diferenciação por nível de tensão obedeça à proporção AT = 1/3 BT e MT = 2/3 BT, nos termos dos parágrafos 3º a 3º-G do art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.

Tabela 1 - Tarifas de Referência CDE

Ano	Trajetória Tarifas de Referência da CDE			
	(S/SE/CO) / (N/NE)	AT / BT	MT / BT	BT
2016	4,53	1,00	1,00	1,00
2017	4,07	0,92	0,97	1,00
2018	3,65	0,85	0,94	1,00
2019	3,28	0,79	0,92	1,00
2020	2,94	0,73	0,89	1,00
2021	2,64	0,67	0,87	1,00
2022	2,37	0,62	0,84	1,00
2023	2,13	0,57	0,82	1,00
2024	1,91	0,53	0,80	1,00
2025	1,72	0,49	0,77	1,00
2026	1,54	0,45	0,75	1,00
2027	1,38	0,42	0,73	1,00
2028	1,24	0,39	0,71	1,00
2029	1,11	0,36	0,69	1,00
2030	1,00	0,33	0,67	1,00

81. Os custos unitários da CDE, por subsistema e nível de tensão, são definidos anualmente por meio de Resolução Homologatória, a ser publicada até 10 de janeiro de cada ano, no mesmo ato de aprovação do orçamento anual da CDE.

82. As quotas dos agentes de transmissão são definidas mensalmente por meio de Despacho da SGT, até quatro dias úteis anteriores à respectiva data de pagamento, resultante da aplicação do custo unitário da CDE para o respectivo subsistema e nível de mercado, ao mercado realizado.

83. A aplicação da TUST-CDE segue o mesmo período de vigência do orçamento anual da CDE.

84. Para as concessionárias e permissionárias de distribuição, as quotas são definidas nos respectivos processos tarifários, resultante da aplicação do custo unitário da CDE, para o respectivo subsistema e nível de mercado, ao mercado de referência do processo tarifário. Essas quotas são definidas para os doze meses subsequentes ao respectivo processo tarifário anual.

85. Na hipótese de insuficiência de recursos nos fundos da CDE, da CCC e da RGR, a CCEE deverá comunicar à ANEEL a necessidade de revisão do orçamento anual da CDE, caso em que a Agência analisará a conveniência e a oportunidade de se proceder uma Revisão Tarifária Extraordinária das quotas anuais a serem rateadas entre os agentes de transmissão e distribuição, sendo repassadas às tarifas dos consumidores finais.

5.2. PROCEDIMENTOS DE COBRANÇA DAS QUOTAS ANUAIS

86. As quotas anuais das concessionárias de distribuição deverão ser convertidas em duodécimos e recolhidas à CDE até o dia 10 (dez) do mês de competência.

87. As quotas mensais das concessionárias de transmissão deverão ser recolhidas à CDE até o dia 10 (dez) do terceiro mês subsequente ao de medição.

88. Quando a data de vencimento das quotas mensais da CDE coincidir com dia em que não haja expediente bancário, a liquidação deverá ser efetivada no primeiro dia útil imediatamente posterior.

89. A inadimplência no recolhimento das quotas mensais da CDE implicará a aplicação de multa de 2% (dois por cento) e juros de mora de 1% (um por cento) ao mês, "pro rata tempore", sobre o valor total não recolhido, sem prejuízo da aplicação de penalidades previstas na Resolução Normativa nº 846, de 11 de junho de 2019, ou o que vier a sucedê-la.

6. GESTÃO ECONÔMICA E FINANCEIRA

90. Compete à CCEE realizar a movimentação da CDE, da CCC e da RGR, de modo a não obter vantagem ou prejuízo econômico ou financeiro e sem assumir compromissos ou riscos incompatíveis com a sua condição de gestora.

91. A CCEE utilizará contas-correntes específicas para a gestão administrativa e a movimentação dos recursos financeiros da CDE, da CCC e da RGR.

92. Os saldos disponíveis nas contas-correntes de que trata o item anterior deverão ser aplicados em investimentos financeiros de baixo risco.

93. A CCEE pode realizar transferências de recursos entre a CDE, a CCC e a RGR, no limite da disponibilidade de recursos e desde que observadas as destinações dos recursos de cada fundo estabelecidos na legislação vigente.

94. O atraso nos desembolsos da CDE, CCC e da RGR, por insuficiência de recursos, ensejará a incidência dos juros de mora de 1% (um por cento) ao mês, pro rata tempore, custeada pela conta setorial, sem prejuízo da aplicação de penalidades previstas na Resolução Normativa nº 846, de 11 de junho de 2019, ou o que vier a sucedê-la.

95. Se o atraso nos desembolsos da CDE, CCC e RGR ocorrer por responsabilidade imputada ao beneficiário, somente haverá a incidência dos emolumentos previstos no item anterior, se ultrapassado o prazo limite de 30 dias da solicitação do beneficiário.

96. Ajustes nos valores dos desembolsos da CDE, CCC e RGR, que gerem créditos ou débitos aos beneficiários das Contas, em função da correção ou reprocessamento de dados, com responsabilidade imputada ao beneficiário ou à CCEE, incluindo os resultados de processos fiscalizatórios da ANEEL, serão atualizados monetariamente pelo IPCA.

97. O inadimplemento, pelas concessionárias, pelas permissionárias e pelas autorizadas, no recolhimento dos encargos tarifários criados por lei acarretará a impossibilidade de revisão, exceto a extraordinária, e de reajuste de seus níveis de tarifas, assim como de recebimento de recursos provenientes da RGR, CDE e CCC.

98. A CCEE comunicará mensalmente à ANEEL o eventual inadimplemento do concessionário em relação ao recolhimento das quotas mensais e das outras obrigações relativas à RGR e à CDE.

99. Compete à CCEE realizar o parcelamento de débitos relativos às quotas mensais da CDE e RGR em atraso, mediante requerimento escrito e fundamentado do Agente Setorial interessado.

100. Regra geral, o prazo do parcelamento concedido ao Agente Setorial será de no máximo 12 (doze) meses. Somente em situações excepcionais, o parcelamento se dará em período superior, caso em que deverá ser submetido à aprovação da ANEEL.

101. A CCEE poderá realizar encontro de contas dos débitos e créditos dos agentes com benefícios e obrigações vencidas relacionadas aos fundos setoriais.

102. O valor objeto do parcelamento consolidado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE deverá ser remunerado mensalmente por 111% da taxa do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia - SELIC pelo período do parcelamento.

103. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE deverá exigir dos Agentes Setoriais a constituição de garantia(s) suficiente(s) para cobertura de, no mínimo, 3 (três) parcelas do parcelamento concedido e idônea(s) em seu favor.

104. Sobre o valor das obrigações inadimplidas pelo Agente Setorial será aplicada multa de 2% (dois por cento) acrescidos de juros moratórios de 1% (um por cento) ao mês, incidentes sobre o saldo devedor vencido acrescido da multa, que serão calculados pro rata tempore.

105. O contrato deverá prever que o parcelamento poderá ser cancelado automaticamente, com vencimento antecipado da dívida e com a devida execução da garantia ofertada, quando houver inadimplência de 2 (duas) parcelas consecutivas.

106. Novo pedido de parcelamento somente será deferido depois de quitado o parcelamento já concedido.

107. O deferimento de parcelamento não descaracteriza a infração cometida pelo agente setorial e, portanto, não suspende e/ou interrompe eventual processo punitivo já instaurado.

108. Na hipótese de insuficiência de recursos no fundo da CDE, a CCEE deverá efetuar, na data da efetivação do pagamento, os desembolsos de forma proporcional aos direitos dos beneficiários, preservadas as finalidades cujos recursos possuem destinação específica, conforme item 6.1, e o CAFT da CCEE.

109. Os procedimentos de regularização das despesas em atraso devem observar a priorização das pendências mais antigas e a isonomia entre os credores.

110. A CCEE deve editar, publicar e revisar os Procedimentos de Contas Setoriais para o detalhamento operacional e financeiro da CDE, CCC e da RGR, conforme disposto na Resolução nº 801/2017, ou o que vier a sucedê-la.

111. A CCEE deverá analisar e efetuar o processamento das solicitações dos agentes, referentes aos reembolsos da CCC e da Subconta Carvão Mineral, cabendo à ANEEL esclarecer eventuais dúvidas quanto aos normativos aplicáveis.

112. A CCEE deverá efetuar o processamento das solicitações das distribuidoras referentes à compensação dos benefícios tarifários concedidos aos usuários do serviço de distribuição, conforme definido neste Submódulo.

113. Compete à CCEE efetuar os repasses de recursos da CDE às concessionárias de transmissão relativos à compensação pelos benefícios tarifários concedidos aos usuários do serviço de transmissão, conforme valores informados mensalmente pelo ONS.

114. Compete à CCEE realizar em até 10 (dez) dias o pagamento ou o recebimento de parcelas de contratos celebrados com recursos da CDE para a universalização do serviço de energia elétrica, após a devida comunicação pela ELETROBRAS.

115. Os recursos da CDE, da CCC e da RGR não transitarão nas contas de resultados da CCEE, em razão da inexistência de disponibilidade econômica ou jurídica.

6.1. RECURSOS COM DESTINAÇÃO ESPECÍFICA

116. O custeio da competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, termossolar e fotovoltaica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, outras fontes renováveis e do programa de desenvolvimento e qualificação de mão de obra técnica ocorrerá com recursos destinados à CDE exclusivamente para estes fins.

117. Os custos com a realização de obras no sistema de distribuição de energia elétrica, com prestação de serviços, fornecimento de equipamentos e materiais, na cidade do Rio de Janeiro, definidas pela Autoridade Pública Olímpica - APO, para atendimento aos requisitos determinados pelo Comitê Olímpico Internacional - COI serão cobertos por receita obtida mediante transferência orçamentária a ser feita entre o Ministério dos Esportes e o Ministério de Minas e Energia.

118. Os recursos provenientes do pagamento da bonificação pela outorga de que trata o § 7º do art. 8º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, observado o limite de R\$ 3.500.000.000,00 (três bilhões e quinhentos milhões de reais) serão destinados exclusivamente para prover recursos para o pagamento dos reembolsos das despesas com aquisição de combustível, incorridas até 30 de abril de 2016 pelas concessionárias titulares das concessões de que trata o art. 4º-A da Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, comprovadas, porém não reembolsadas por força das exigências de eficiência econômica e energética, incluindo atualizações monetárias.

7. PRESTAÇÃO DE CONTAS

119. A CCEE elaborará, anualmente, Relatório de Prestação de Contas do Exercício da CDE, da CCC e da RGR, que deverá:

abrange as demonstrações financeiras, análise de conformidade dos valores pagos, memória de cálculo, situação de inadimplência e consonância com o orçamento aprovado, bem como a justificativa do uso de recursos provenientes de reserva técnica;

ser objeto de manifestação de auditoria independente, contratada pela CCEE;



ser enviado para a ANEEL até 31 dia maio do ano subsequente, com a aprovação de seu Conselho de Administração e de sua Assembleia Geral; e ser tornado público, com a divulgação em espaço criado em sítio da internet.

8. DO REPASSE DE RECURSOS AOS AGENTES

120. Para fins de repasse de recursos da CDE, CCC e RGR, os beneficiários devem estar adimplentes com as obrigações setoriais, bem como com suas obrigações fiscais, devendo as certidões a seguir especificadas estarem válidas até a data de vencimento de cada pagamento, e ser enviadas até 5 (cinco) dias úteis antes da data estabelecida para cada reembolso:

- a. Certidão de Adimplência da ANEEL;
- b. Certidão Conjunta Negativa de Débitos Relativos aos Tributos Federais e à Dívida Ativa da União ou Certidão Conjunta Positiva com Efeitos de Negativa de Débitos Relativos aos Tributos Federais e à Dívida Ativa da União;
- c. Certidão Negativa, ou Certidão Positiva com Efeitos de Negativa de regularidade fiscal para com a Fazenda Estadual/Distrital, inclusive quanto à Dívida Ativa;
- d. Certidão Negativa, ou Certidão Positiva com Efeitos de Negativa de regularidade fiscal para com a Fazenda Municipal; e
- e. Certidão Negativa, ou Certidão Positiva com Efeitos de Negativa de cadastro do Fundo de Garantia por Tempo de Serviço da Caixa Econômica Federal (FGTS).

8.1. DO REEMBOLSO DE BENEFÍCIOS TARIFÁRIOS

121. O reembolso dos benefícios tarifários dispostos nos itens 3.2.2 e 3.2.6 será processado a partir das informações individualizadas para cada beneficiário, recebidas pela ANEEL, conforme disposições do Submódulo 10.6 do PRORET.

122. O repasse concedido a cada beneficiário será apurado considerando a diferença entre o faturamento dos respectivos montantes com as respectivas tarifas homologadas, para cada variável de faturamento, sem a consideração dos benefícios tarifários, e o faturamento dos mesmos montantes e tarifas homologadas, contudo considerando os benefícios tarifários. Em ambos os casos, sem a incidência dos tributos e bandeiras tarifárias.

123. No caso do item 3.2.2, TSEE, o benefício tarifário concedido para fins de reembolso pela CDE será apurado pela diferença entre a receita que seria obtida pelo faturamento com a tarifa homologada do subgrupo B1 subclasse Baixa Renda e a receita obtida com a aplicação da tarifa reduzida pelo benefício concedido.

124. No caso do faturamento do acesso de outra distribuidora, o valor referente ao repasse de reembolso da CDE será a diferença entre as tarifas publicadas, sem e com desconto, multiplicado pelos montantes de faturamento.

125. Serão apurados de forma individualizada, conforme Submódulo 10.6 do PRORET, os valores repassados ou cobrados dos beneficiários que não estejam relacionados ao faturamento regular da competência, a exemplo de refaturamentos e procedimentos de recuperação de receita, dentre outros.

126. O não encaminhamento das informações no prazo estipulado no Submódulo 10.6 do PRORET implicará na suspensão dos pagamentos até a regularização da situação.

127. Para os benefícios tarifários dispostos no item 3.2.7, o ONS deverá contabilizar para cada concessionária de transmissão o valor não arrecadado a título de Encargo de Uso dos Sistemas de Transmissão, incluindo o custo de PIS/COFINS, em função dos benefícios incidentes sobre as tarifas de que trata a Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004, ou o que vier a sucedê-la, e informar à CCEE até 15 dias após a emissão dos Avisos de Débito (AVD) / Avisos de Crédito (AVC) da competência e divulgar essas informações em seu site.

128. O valor de repasse para as transmissoras será considerando a diferença do faturamento dos respectivos montantes com as respectivas tarifas homologadas, para cada variável de faturamento, sem a consideração dos benefícios tarifários, com do faturamento dos mesmos montantes e tarifas homologadas, contudo considerando os benefícios tarifários. Em ambos os casos, a incidência dos tributos deve ser destacada na informação prestada pelo ONS.

129. Para os subsídios dispostos no item 3.2.14 relacionados à instalação do ramal de conexão, do kit de instalação interna e do padrão de entrada dos domicílios rurais, as distribuidoras deverão encaminhar à ANEEL, até o décimo dia útil do mês subsequente ao trimestre de referência, as informações referentes às instalações realizadas, conforme Manual de Instruções a ser disponibilizado pela ANEEL.

8.1.1. DA VALIDAÇÃO DA SOLICITAÇÃO

130. Para os subsídios dos itens 3.2.2 e 3.2.6 serão validadas pela ANEEL, no mínimo, as seguintes informações:

- a. identificação do beneficiário;
- b. valor do subsídio tarifário; e
- c. informações obrigatórias para o recebimento dos benefícios.

131. A validação do reembolso solicitado será realizada apenas para os registros em que não forem verificadas inconsistências cadastrais e, erros nos valores repassados o que poderá implicar no recebimento parcial do reembolso solicitado.

132. Para os subsídios dispostos no item 3.2.14 relacionados à instalação do ramal de conexão, do kit de instalação interna e do padrão de entrada dos domicílios rurais, a validação dos valores terá como limite a tabela de custos de referência homologada pela ANEEL para o trimestre.

133. A Superintendência de Gestão Tarifária - SGT homologará até o último dia útil do mês subsequente ao do recebimento das informações previstas no Submódulo 10.6 do PRORET, por meio de Despacho, os valores relativos aos itens 3.2.2 e 3.2.6 a serem repassados pela CCEE aos Agentes.

134. Os registros não validados poderão ser retificados, conforme instruções da ANEEL.

8.1.2. DO PAGAMENTO DO REEMBOLSO DA CDE

135. A CCEE realizará o pagamento do reembolso para os registros validados nos seguintes prazos:

- a. distribuidoras: até o décimo dia útil do mês subsequente à respectiva homologação pela ANEEL, e
- b. concessionárias de transmissão: até o décimo dia útil do segundo mês subsequente ao da competência do faturamento.

136. Os pagamentos realizados em atraso por motivo de responsabilidade dos Agentes, exclusiva ou concorrente, ocorrerão sem atualização monetária.

8.1.3. DA AUDITORIA E FISCALIZAÇÃO DAS INFORMAÇÕES

137. Quando da realização dos procedimentos de auditoria e de fiscalização da concessão dos benefícios tarifários, a ANEEL poderá encaminhar à CCEE determinações contendo eventuais glosas a serem compensadas nos pagamentos subsequentes dos reembolsos da CDE aos Agentes, assegurado o direito à ampla defesa e ao contraditório

138. As glosas encaminhadas pela ANEEL até o último dia útil devem ser processadas pela CCEE no pagamento do reembolso imediatamente subsequente.

139. Nos procedimentos de auditoria e de fiscalização, a ANEEL poderá determinar aos Agentes o cancelamento dos benefícios tarifários que não atenderem aos critérios de elegibilidade.

8.2. DO REPASSE PARA A MODICIDADE TARIFÁRIA - DESESTATIZAÇÃO ELETROBRAS

140. O repasse às distribuidoras previsto no item 3.2.8 deverá ocorrer em até 5 dias úteis da publicação do ato da ANEEL e corresponderá ao rateio do aporte anual da Eletrobras e seu valor será fixado anualmente por meio de Despacho da Superintendência de Gestão Tarifária a ser publicado até o dia 30 de abril.

141. O rateio do aporte anual será realizado de forma proporcional aos montantes de energia descontratados em decorrência da alteração do regime de exploração das concessões do grupo Eletrobrás, aplicando-se para tanto, o rateio com base no fator de garantia física ponderado dos Contratos de Cota de Garantia Física (CCGF) associados às usinas do grupo Eletrobras e vigentes no mês anterior ao aporte anual.

8.3. OUTROS BENEFÍCIOS

142. O reembolso da CCC e da Subconta Carvão Mineral deverá seguir as disposições normativas específicas.

143. O pagamento de parcelas de contratos celebrados com recursos da CDE para a universalização do serviço de energia elétrica deverá ser realizado de acordo com as informações fornecidas pela ELETROBRAS.

9. DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÕES

144. As receitas e despesas da CDE deverão ser tornadas públicas, em sítio da internet.

9.1. PUBLICIDADE PELA ANEEL

145. A ANEEL publicará em seu sítio da internet: o orçamento anual, os custos unitários da CDE e as quotas fixadas para os agentes.

146. A ANEEL disponibilizará as informações dos beneficiários, a razão social ou nome e o número de inscrição no Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica - CNPJ ou no Cadastro de Pessoas Físicas - CPF, desde que recebidas nos termos do Submódulo 10.6 do PRORET.

9.2. PUBLICIDADE PELA CCEE

147. A CCEE deverá divulgar mensalmente, até o 10º dia útil do mês, em seu sítio na internet, todas as informações relativas a respeito da CDE, CCC e RGR, com a possibilidade da aplicação de filtros por período e agente beneficiário, contendo, no mínimo:

- i. os saldos e a movimentação financeira das contas, com discriminação da origem dos valores recebidos e da destinação dos valores gastos;
- ii. a memória de cálculo dos reembolsos da CCC e do Carvão Mineral;
- iii. a relação e vigência dos contratos que são objeto dos fundos setoriais, inclusive aqueles decorrentes de parcelamentos de dívidas, exceto aqueles geridos pela Eletrobras;

9.3. PUBLICIDADE PELA ELETROBRAS

148. A Eletrobras deverá divulgar mensalmente, até o 10º dia útil do mês, em seu sítio na internet, os valores a serem repassados e recebidos para cumprimento do PLpT e dos contratos de financiamentos celebrados no âmbito da CDE e da RGR. Nessa relação deverá estar discriminada a inadimplência bem como a vigência dos contratos.

149. Em relação aos agentes financiados, a Eletrobras deverá divulgar a razão social ou nome e o número de inscrição no Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica - CNPJ ou no Cadastro de Pessoas Físicas - CPF, e os valores devidos e recebidos.

10. DISPOSIÇÕES FINAIS E TRANSITÓRIAS

150. Até a completa devolução pelos consumidores cativos, os recursos repassados às distribuidoras nos termos do Decreto nº 7.945, de 7 de março de 2013 e do Decreto 8.203, de 07 de março de 2014 serão fontes de recursos da CDE e serão aprovadas as quotas anuais e mensais para as concessionárias de distribuição conjuntamente com o orçamento da CDE.

151. As quotas mensais referidas no item anterior serão definidas para os doze meses a partir da competência do respectivo processo anual, devendo ser recolhidas diretamente à gestora do fundo até o dia 10 do mês seguinte ao da competência.

152. Até o completo pagamento dos custos com a realização de obras no sistema de distribuição de energia elétrica, com prestação de serviços, fornecimento de equipamentos e materiais, na cidade do Rio de Janeiro, definidas pela Autoridade Pública Olímpica - APO, a ANEEL no processo de definição do orçamento da CDE deverá considerar como item de despesa esses dispêndios, tendo como contrapartida na receita aporte de igual valor a ser obtido mediante transferência orçamentária a ser feita entre o Ministério dos Esportes e o Ministério de Minas e Energia.

153. Os reembolsos dos benefícios tarifários concedidos aos usuários dos serviços de distribuição de energia, de que tratam os itens 3.2.2, 3.2.6 e 8 deste Submódulo, continuarão a ser realizados conforme regulamentos atualmente vigentes até a entrada em vigor das disposições previstas no Submódulo 10.6 do PRORET e conforme orientações da ANEEL, com exceção da metodologia de cálculo prevista no item 116, que passa a vigorar a partir do primeiro processo tarifário homologado após a publicação deste Submódulo.

154. A concatenação das quotas das concessionárias de distribuição com os seus respectivos processos tarifários dependerá da devida previsão orçamentária.

155. A CCEE, na condição de nova gestora dos Fundos Setoriais Conta de Desenvolvimento Energético - CDE e Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, deverá celebrar Termos Aditivos aos contratos que envolvam recursos destes fundos, assinados em data anterior a 30 de abril de 2017, visando substituir a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras.

156. A celebração dos Termos Aditivos para esses contratos assinados pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras está dispensada de qualquer anuência da ANEEL, cabendo à CCEE manter as mesmas cláusulas constantes dos contratos originais, visando apenas efetuar a substituição da Eletrobras pela CCEE, que poderá aprimorar as garantias de parcelamento mediante negociação

157. Permanecerá sob responsabilidade da Eletrobras quaisquer atos praticados na elaboração, gestão e execução destes contratos até o dia 30 de abril de 2017.

158. Com relação ao reembolso dos benefícios tarifários na transmissão, o ONS deverá incluir nas informações repassadas à CCEE, a partir da competência de julho de 2017, o custo de PIS/COFINS na contabilização para cada concessionária de transmissão do valor não arrecadado a título de Encargo de Uso dos Sistemas de Transmissão.



ANEXO LI

Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição

Submódulo 7.1

PROCEDIMENTOS GERAIS

Versão 2.7

1. OBJETIVO

1. Estabelecer os procedimentos gerais a serem aplicados ao processo de definição da Estrutura Tarifária para as concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

2. ABRANGÊNCIA

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

3. CRITÉRIOS GERAIS

3. Estrutura Tarifária é um conjunto de tarifas aplicadas ao faturamento do mercado de distribuição de energia elétrica, que refletem a diferenciação relativa dos custos regulatórios da distribuidora entre os subgrupos, classes e subclasses tarifárias, de acordo com as modalidades e os postos tarifários.

4. O custo regulatório – Receita Requerida ou Receita Anual – é obtido, respectivamente, nos processos de revisão ou de reajuste tarifário, sendo decomposto em diversos componentes tarifários que refletem nas funções de custo: Transporte, Perdas, Encargos e Energia comprada para revenda. Por sua vez, as funções de custo agregam-se para formar as tarifas:

a) TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição;

b) TE – Tarifa de Energia.

5. A partir das funções de custo, constroem-se, tanto para TUSD quanto para TE, as diferentes modalidades tarifárias, com base em critério temporal – postos tarifários – e por faixa de tensão – grupos/subgrupos tarifários.

6. Para a definição da TUSD e da TE, serão utilizados os conceitos, critérios, procedimentos e metodologias descritas neste Submódulo e nos seguintes:

a) Submódulo 7.2: Tarifas de Referência;

b) Submódulo 7.3: Tarifas de Aplicação;

c) Submódulo 7.4: Tarifas para Centrais Geradoras;

d) Submódulo 6.3: Encargo de Conexão; e

e) Submódulo 6.8: Bandeiras Tarifárias.

4. DEFINIÇÕES

7. São adotados os seguintes termos e conceitos:

I. TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição: valor monetário unitário determinado pela ANEEL, em R\$/MWh ou em R\$/kW, utilizado para efetuar o faturamento mensal de usuários do sistema de distribuição de energia elétrica pelo uso do sistema;

II. TUST – Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão: $TUST_{RB}$, relativa ao uso de instalações da Rede Básica, e $TUST_{FR}$, relativa ao uso de transformadores de potência da Rede Básica com tensão inferior a 230 kV e Demais Instalações de Transmissão – DIT, quando de uso em caráter compartilhado, conforme Resolução Normativa nº 67/2004, art. 3º, inciso II e art. 4º, inciso III, ou o que vier a sucedê-lo;

III. TE – Tarifa de Energia: valor monetário unitário determinado pela ANEEL, em R\$/MWh, utilizado para efetuar o faturamento mensal pela distribuidora referente ao consumo de energia dos seguintes contratos:

a) Contrato de Compra de Energia Regulada – CCER, nos termos da Resolução Normativa nº 414/2010, art. 62, ou o que vier a sucedê-lo;

b) Contrato de fornecimento de consumidores do grupo A, nos termos da Resolução Normativa nº 414/2010, art. 63, ou o que vier a sucedê-lo;

c) Contrato de Adesão de consumidores do grupo B, nos termos da Resolução Normativa nº 414/2010, art. 60, ou o que vier a sucedê-lo;

d) Contrato de Compra e Venda da Energia – CCE, para suprimento de concessionária ou permissionária de distribuição com mercado inferior a 500 GWh/ano, nos termos do PRORET, Submódulo 11.1;

V. Mercado de Referência: definido no PRORET, Submódulo 2.1;

V. Período de Referência: definido no PRORET, Submódulo 2.1;

/I. Benefício Tarifário: descontos e subsídios concedidos em atos legais e normativos;

II. Bandeiras Tarifárias: sistema tarifário que tem como finalidade sinalizar aos consumidores faturados pela distribuidora, por meio de adicional na Tarifa de Energia, dos custos da geração de energia elétrica.

5. SUBGRUPOS E MODALIDADES TARIFÁRIAS

8. Para os usuários do sistema de distribuição, a TUSD diferencia-se por subgrupo, posto e modalidade tarifária. A TE diferencia-se por posto e modalidade tarifária.

9. Os usuários do sistema de distribuição são classificados em grupos e subgrupos tarifários, conforme incisos XXXVII e XXXVIII, do art. 2º, da Resolução Normativa nº 414/2010, ou o que vier a sucedê-los.

10. Os postos tarifários são:

I. Posto Tarifário Ponta: período composto por três horas diárias consecutivas definidas pela distribuidora considerando a curva de carga de seu sistema elétrico, aprovado pela ANEEL para toda a área de concessão, exceto para fins de semana e os feriados definidos na Resolução Normativa nº 414/2010, art. 2º, inciso LVIII, ou o que vier a sucedê-lo;

II. Posto Tarifário Intermediário: período de duas horas, sendo uma hora imediatamente anterior e outra imediatamente posterior ao posto ponta;

III. Posto Tarifário Fora de Ponta: período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas nos postos ponta e intermediário.

11. É admitida a flexibilização dos postos tarifários conforme disposto no item 10 deste Submódulo.



12. As modalidades tarifárias são:

I. Modalidade tarifária horária Azul: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia;

II. Modalidade tarifária horária Verde: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia, assim como de uma única tarifa de demanda de potência;

III. Modalidade tarifária Convencional Binômia: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica e demanda de potência, independentemente das horas de utilização do dia;

IV. Modalidade tarifária horária Branca: aplicada às unidades consumidoras do grupo B, conforme Resolução Normativa nº 414/2010, ou o que vier a sucedê-la, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia;

V. Modalidade tarifária Convencional Monômia: aplicada às unidades consumidoras do grupo B, caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica, independentemente das horas de utilização do dia;

VI. Modalidade tarifária Geração: aplicada às centrais geradoras e aos agentes importadores conectados aos sistemas de distribuição, caracterizada por tarifas de demanda de potência, independentemente das horas de utilização do dia;

VII. Modalidade tarifária Distribuição: aplicada às concessionárias ou às permissionárias de distribuição conectadas aos sistemas de outra distribuidora, caracterizada por tarifas diferenciadas de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia, e de consumo de energia elétrica;

VIII. Modalidade tarifária pré-pagamento: aplicada no faturamento das unidades consumidoras que aderirem ao sistema de faturamento pré-pago nos termos da Resolução Normativa nº 610/2014, ou o que vier a sucedê-la;

13. Para os agentes exportadores, aplicam-se as modalidades tarifárias das unidades consumidoras, respeitados os subgrupos tarifários.

14. A Tabela 1 apresenta os subgrupos tarifários e as modalidades tarifárias, com as respectivas grandezas de faturamento, na forma de TUSD e de TE.

Tabela 1: Tarifas aplicadas aos Subgrupos e Modalidades Tarifárias

6.COMPOSIÇÃO DA TARIFA DE USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO – TUSD

GRUPO	SUBGRUPO	MODALIDADE	TUSD				TE			
			Ponta	Intermediária	Fora Ponta	Sem posto	Ponta	Intermediária	Fora Ponta	Sem posto
A (≥ 2,3 kV)	A1 (≥230 kV)	Azul	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh		R\$/MWh	
		Distribuição	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh			R\$/MWh	
	A2 (88 kV a 138 kV)	Azul	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh		R\$/MWh	
		Distribuição	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh			R\$/MWh	
		Geração				R\$/kW				
	A3 (69 kV)	Azul	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh		R\$/MWh	
		Distribuição	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh			R\$/MWh	
		Geração				R\$/kW				
	A3a (30 kV a 44 kV)	Azul	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh		R\$/MWh	
		Verde	R\$/MWh		R\$/MWh	R\$/kW	R\$/MWh		R\$/MWh	
		Convencional B.				R\$/kW			R\$/MWh	
		Distribuição	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh			R\$/MWh	
	A4 (2,3 kV a 25 kV)	Azul	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh		R\$/MWh	
		Verde	R\$/MWh		R\$/MWh	R\$/kW	R\$/MWh		R\$/MWh	
		Convencional B.				R\$/kW			R\$/MWh	
		Distribuição	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh			R\$/MWh	
	A5 (< 2,3 kV subterrâneo)	Azul	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh		R\$/MWh	
		Verde	R\$/MWh		R\$/MWh	R\$/kW	R\$/MWh		R\$/MWh	
		Convencional B.				R\$/kW			R\$/MWh	
	B (< 2,3 kV)	B1 (residencial)	Convencional				R\$/MWh			R\$/MWh
Branca			R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh		R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh	
Pré-pagamento						R\$/MWh			R\$/MWh	
B2 (rural)		Convencional				R\$/MWh			R\$/MWh	
		Branca	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh		R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh	
B3 (demais classes)		Convencional				R\$/MWh			R\$/MWh	
		Branca	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh		R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh	
		Pré-pagamento				R\$/MWh			R\$/MWh	
B4 (IP)		Convencional				R\$/MWh			R\$/MWh	
		Distribuição				R\$/MWh			R\$/MWh	
	Geração				R\$/kW					

15. Os custos regulatórios que formam a TUSD são definidos no processo de reajuste ou revisão tarifária.

16. As funções de custos da TUSD são formadas de acordo com os seguintes componentes tarifários:

I. TUSD TRANSPORTE – parcela da TUSD que compreende a TUSD FIO A e a TUSD FIO B, sendo:

a) TUSD FIO A – formada por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade de terceiros, compreendida por:

- i) uso dos sistemas de transmissão da Rede Básica;
- ii) uso dos transformadores de potência da Rede Básica com tensão inferior a 230 kV e das DIT compartilhadas;
- iii) uso dos sistemas de distribuição de outras distribuidoras; e
- iv) conexão às instalações de transmissão ou de distribuição.

b) TUSD FIO B – formada por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade da própria distribuidora que compõem a Parcela B, compreendida por: i) custo anual dos ativos (CAA); ii) custo de administração, operação e manutenção (CAOM).

II. TUSD ENCARGOS – parcela da TUSD que recupera os custos de:



- a) Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – P&D_EE;
- b) Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE;
- c) Contribuição para o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS;
- d) Quota da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE;
- e) Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA; e
- f) Quota da Conta de Desenvolvimento Energético associada aos Empréstimos da Conta COVID e Conta Escassez Hídrica – CDE CONTAS

II. TUSD PERDAS – parcela da TUSD que recupera os custos regulatórios com:

- a) Perdas técnicas do sistema da distribuidora;
- b) Perdas não técnicas;
- c) Perdas na Rede Básica devido às perdas regulatórias da distribuidora; e
- d) Receitas Irrecuperáveis.

V. TUSD OUTROS – parcela da TUSD referente:

- a) Subvenção D < 350;
- b) Outros.

17. A Figura 1 apresenta a TUSD e as funções de custos com os respectivos componentes tarifários:

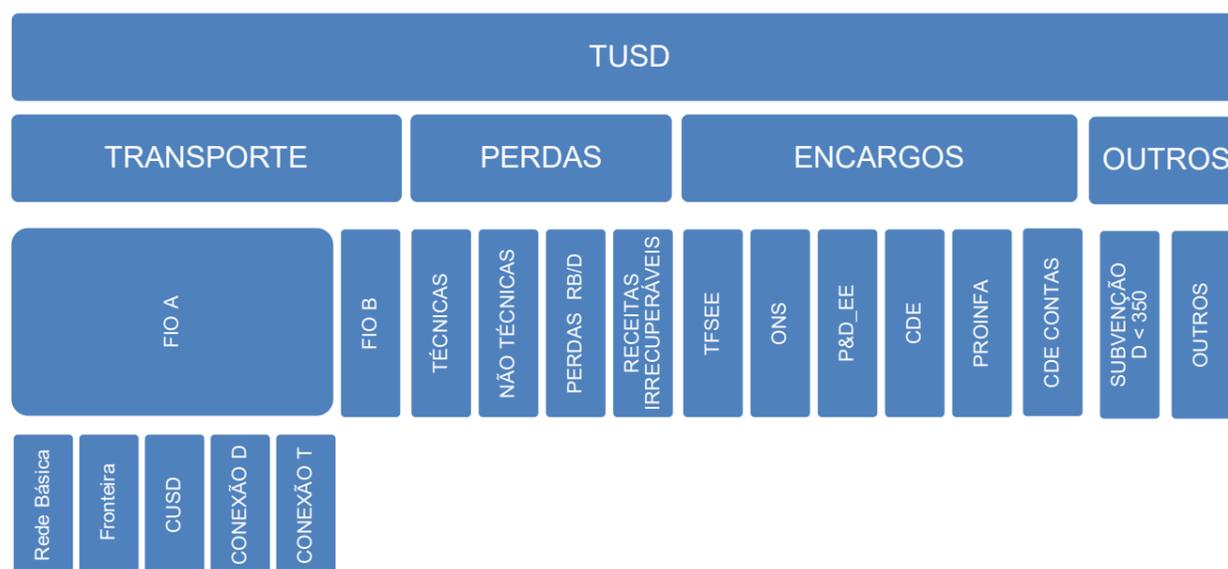


Figura 1: Funções de Custos e Componentes Tarifários da TUSD

7. INCIDÊNCIA DA TUSD

18. Para os usuários do sistema de distribuição, aplicam-se todos os componentes tarifários, exceto:

- I. Para concessionária ou permissionária de distribuição, o inciso II e a alínea “b” do inciso III do parágrafo 16 deste Submódulo;
- II. Para a subclasse baixa renda, as alíneas “d”, “e” e “f” do inciso II do parágrafo 16 deste Submódulo;
- II. Para a parcela do consumo atendido por empreendimento próprio de produção independente e/ou de autoprodução, as alíneas “d”, “e” e “f” do inciso II do parágrafo 16 deste Submódulo; e
- V. Para centrais geradoras que possuem uma forma específica de cálculo da TUSD, conforme descrito nos Submódulos 7.3 e 7.4.

19. A TUSD classifica-se em:

I. TUSD AZUL:

- a) TUSD AZUL ponta – R\$/kW;
- b) TUSD AZUL fora ponta – R\$/kW; e
- c) TUSD AZUL – R\$/MWh – definida sem distinção horária.

II. TUSD VERDE:

- a) TUSD VERDE – R\$/kW - definida sem distinção horária;
- b) TUSD VERDE ponta – R\$/MWh; e
- c) TUSD VERDE fora ponta – R\$/MWh.

II. TUSD CONVENCIONAL binômica – R\$/kW e R\$/MWh – definida sem distinção horária;

V. TUSD BRANCA:

- a) TUSD BRANCA ponta – R\$/MWh;
- b) TUSD BRANCA intermediária – R\$/MWh; e
- c) TUSD BRANCA fora ponta – R\$/MWh.



V. TUSD CONVENCIONAL monômia – R\$/MWh – definida sem distinção horária;

/I. TUSD DISTRIBUIÇÃO - TUSDd:

a) TUSD DISTRIBUIÇÃO ponta – R\$/kW;

b) TUSD DISTRIBUIÇÃO fora ponta – R\$/kW; e

c) TUSD DISTRIBUIÇÃO – R\$/MWh – definida sem distinção horária.

II. TUSD GERAÇÃO – TUSDg – R\$/kW – definida sem distinção horária.

8. COMPOSIÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA – TE

20. Os custos regulatórios que formam a TE são definidos no processo de reajuste ou revisão tarifária.

21. As funções de custos da TE são formadas de acordo com os seguintes componentes tarifários:

I. TE ENERGIA – é a parcela da TE que recupera os custos pela compra de energia elétrica para revenda ao consumidor, incluindo: i) compra nos leilões do Ambiente de Contratação Regulada - ACR; ii) quota de Itaipu; iii) geração própria; iv) aquisição do atual agente supridor; v) compra de geração distribuída.

II. TE ENCARGOS – é a parcela da TE que recupera os custos de:

a) Encargos de Serviços de Sistema – ESS e Encargo de Energia de Reserva – EER;

b) Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – P&D_EE;

c) Contribuição sobre Uso de Recursos Hídricos – CFURH;

d) Quota da Conta de Desenvolvimento Energético associada aos Empréstimos da Conta COVID e Conta Escassez Hídrica – TE CDE; e

e) Quota da Conta de Desenvolvimento Energético para modicidade tarifária resultado da desestatização da Eletrobras – CDE ELET.

II. TE TRANSPORTE – é a parcela da TE que recupera os custos de transmissão relacionados ao transporte de Itaipu e à Rede Básica de Itaipu.

V. TE PERDAS – é a parcela da TE que recupera os custos com perdas na Rede Básica devido ao mercado de referência de energia.

V. TE OUTROS – parcela da TE referente:

a) Subvenção D < 350;

b) Outros.

22. A Figura 2 apresenta a TE e as funções de custos com os respectivos componentes tarifários:

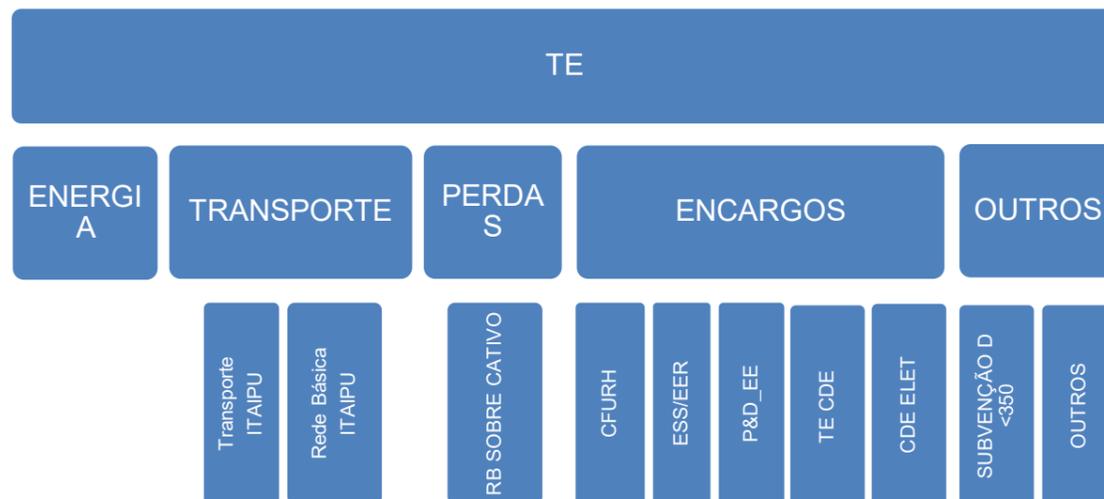


Figura 2: Funções de custos e componentes tarifários da TE

9. INCIDÊNCIA DA TE

23. Para o mercado de referência da TE, definido no parágrafo 7 deste Submódulo, aplicam-se todos os componentes tarifários, exceto:

I. Para concessionária ou permissionária de distribuição que possua Contrato de Compra e Venda de Energia – CCE com o agente de distribuição supridor, agente da CCEE, o inciso IV do parágrafo 21 deste Submódulo; e

II. Para concessionária ou permissionária de distribuição que possua Contrato de Compra e Venda de Energia – CCE com o agente de distribuição supridor, cotista de Itaipu, o inciso III do parágrafo 21 deste Submódulo.

24. A TE classifica-se em:

I. Horária – é segmentada em dois postos tarifários ou períodos de faturamento:

a) TE ponta - R\$/MWh;

b) TE intermediária – R\$/MWh; e

c) TE fora ponta - R\$/MWh.

II. TE convencional - R\$/MWh – definida sem distinção horária.

II. TE suprimento - R\$/MWh – definida sem distinção horária.

10. FLEXIBILIZAÇÃO DE PARÂMETROS DA ESTRUTURA TARIFÁRIA

25. De forma a adequar a estrutura tarifária, tanto a distribuidora quanto os consumidores podem propor alterações, com análise substantiva, comprovando ser mais adequado e oportuno ao interesse público do que a proposta padrão, nos seguintes parâmetros de construção da tarifa de uso:

- I. Utilização ou não do posto intermediário para a modalidade tarifária horária Branca;
- II. Utilização do posto intermediário para a modalidade tarifária horária Branca, em horário e duração diversa daquela estabelecida, sempre em períodos conjugados ao posto ponta;
- II. Utilização de relação ponta/fora ponta/intermediário para a modalidade tarifária horária Branca diversa daquela estabelecida na proposta padrão;
- V. Utilização de relação entre a TUSD do posto fora de ponta da modalidade tarifária horária Branca e a TUSD da modalidade tarifária convencional – parâmetro kz – diversa daquela estabelecida na proposta padrão para cada subgrupo tarifário;
- V. Utilização de relação ponta/fora ponta para as modalidades tarifárias horárias Azul e Verde diversa daquela estabelecida na proposta padrão;
- VI. Fator de carga do cruzamento das retas tarifárias Azul e Verde;
- II. Valores dos Custos Marginais de Expansão calculados pela ANEEL, baseados em metodologia de custos médios; e
- II. Definição de horário de ponta distinto para parcela do mercado nos termos da Resolução Normativa nº 414/2010, art. 59, ou o que vier a sucedê-la.
26. A distribuidora deve apresentar sua proposta conforme cronograma definido no Submódulo 10.1 e os consumidores, durante o rito da Audiência Pública específica da revisão.
27. Cabe à ANEEL analisar as propostas e definir os parâmetros a serem utilizados.
28. A Estrutura Tarifária Padrão, proposta pela ANEEL, terá os seguintes fatores:

Tabela 2: Fatores para Construção de Tarifas

Fator	Valor
Relação Ponta/Fora de Ponta A2	Relação Atual
Relação Ponta/Fora de Ponta A3	Relação Atual
Relação Ponta/Fora de Ponta A4	Relação Atual
Relação Ponta/Fora de Ponta AS	Relação Atual
Relação Ponta/Fora de Ponta B	5,00
Relação Intermediária/Fora de Ponta B	3,00
Fator de Cruzamento entre retas AZUL/VERDE	0,66
Fator de Ponta da Energia	1,72
Fator de Fora de Ponta da Energia	1,00
Fator Convencional da Energia	1,06

11. PUBLICAÇÃO DAS TARIFAS DE APLICAÇÃO

29. A TUSD e a TE serão publicadas nas respectivas resoluções homologatórias de reajuste e revisão tarifária para cada modalidade e subgrupo tarifário.

12. DA FATURA DO CONSUMIDOR FINAL

30. A distribuidora deve disponibilizar aos consumidores do grupo B e aos consumidores do grupo A optantes pelas tarifas do grupo B, o valor correspondente à energia, ao serviço de distribuição, à transmissão, às perdas de energia, aos encargos setoriais e aos tributos.
31. A informação mencionada no item anterior dar-se-á pela disponibilização da mesma no sítio da distribuidora, por meio de comunicado aos consumidores ou pela fatura de energia elétrica.

Tabela 3: Apresentação dos valores na fatura

Custo	Faturamento dos componentes tarifários associados
Energia	TE-ENERGIA, TE-TRANSPORTE e bandeira tarifária em vigor
Serviços de Distribuição	TUSD – FIO B
Transmissão	TUSD – FIO A
Perdas de Energia	TUSD – PERDAS e TE -PERDAS
Encargos Setoriais	TUSD – ENCARGOS e TE - ENCARGOS
Outros	TUSD – OUTROS e TE - OUTROS

32. Para os consumidores do grupo A, a ANEEL disponibilizará, em até 15 (quinze) dias após publicação da respectiva resolução homologatória, em seu sítio na internet, os valores das tarifas segregados nos componentes tarifários.

13. DISPOSIÇÕES GERAIS E TRANSITÓRIAS

13.1. MODALIDADE TARIFÁRIA CONVENCIONAL BINÔMIA

33. A modalidade tarifária convencional binômica será aplicada até o término do 3CRTP.
34. Nas revisões tarifárias, a partir de 2015, serão consideradas as tarifas de referência, conforme Submódulo 7.2, para a modalidade tarifária convencional binômica na definição das TUSD e TE, contudo, não serão publicadas Tarifas de Aplicação para essa modalidade.

13.2. MODALIDADES TARIFÁRIAS PARA O SISTEMA ISOLADO

35. Aplicam-se ao sistema isolado as mesmas modalidades tarifárias do Sistema Interligado Nacional - SIN.

13.3. TRANSIÇÃO DA APLICAÇÃO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA

36. A ANEEL poderá propor período de transição em virtude de impactos tarifários significativos aos usuários do sistema de distribuição provenientes da aplicação deste PRORET.

13.4. EFEITO AO CONSUMIDOR

37. Na divulgação dos resultados do processo tarifário, será apurado o Efeito ao Consumidor por subgrupo e modalidade tarifária, considerando um consumidor-padrão equivalente ao Mercado de Referência.

13.5. DESCONTO PARA FONTES INCENTIVADAS

38. 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.



ANEXO LIII

Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição

Submódulo 7.3

TARIFAS DE APLICAÇÃO

Versão 2.5

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, ENCARGOS e OUTROS.

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, TRANSPORTE e OUTROS.

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 suprimento 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 suprimento, 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 suprimento deverá ser dividida pelo montante de energia regulatório excluído o montante relativo ao PROINFA.

22. 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

23. 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 as 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

24. 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.

25. As Tarifas de Aplicação para os benefícios descritos nos itens "c", "e", "f" e "j" 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 art. 53-A, 53-J, 53-K e 53-R da Resolução Normativa nº 414/2010, ou o que vier a sucedê-los.

26. 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.

27. 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.

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

29. 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

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

31. 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

32. 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.

33. 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

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

35. 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

36. 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.

37. 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.

38. 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.

9. TARIFA DE APLICAÇÃO - SUBVENÇÃO DISTRIBUIDORAS COM MERCADO PRÓPRIO ANUAL INFERIOR A 350 GWH

45. A Tarifa de Aplicação das concessionárias com mercado próprio inferior a 350 GWh/ano será limitada ao valor da Tarifa de Aplicação da concessionária adjacente, da mesma unidade federativa, conforme:

Para o grupo B, caso a tarifa de aplicação do Subgrupo B1, modalidade convencional, classe residencial, subclasse residencial, da concessionária com mercado próprio inferior a 350 GWh/ano seja superior à respectiva tarifa da concessionária adjacente, substitui-se a tabela de tarifas de aplicação, TUSD e TE, pela tabela de tarifas de aplicação da concessionária adjacente; e

Para o grupo A, caso a tarifa média da concessionária com mercado próprio inferior a 350 GWh/ano, de determinado subgrupo, seja superior à respectiva tarifa média da concessionária adjacente, avalia-se se deve-se alterar a tabela tarifária da TUSD, da TE, ou ambas, do subgrupo com tarifa média superior.

46. A tarifa média que trata o item b do parágrafo 45 será definida pela razão entre a receita total de cada subgrupo, incluindo as receitas auferida com TUSD e TE, e o mercado de referência TUSD em MWh, para a definição da substituição ou não da tabela tarifária

47. A avaliação da substituição da tabela tarifária da TUSD e/ou TE se dará pela comparação entre as tarifas médias TUSD e TE da concessionária com mercado próprios inferior a 350 GWh/ano e a concessionária adjacente, definidas, respectivamente, como a razão entre a receita total de TUSD e o mercado de referência TUSD em MWh, e a razão entre a receita total de TE e o mercado de referência TUSD em MWh.

48. As componentes tarifárias TUSD - Subvenção D < 350 e TE - Subvenção D < 350, terão apenas componente financeiro, dado pela diferença entre a tarifa de aplicação, considerando a aplicação do disposto nos parágrafos 45, 46 e 47, e a tarifa originalmente calculada.

49. A concessionárias com mercado próprio inferior a 350 GWh/ano terá direito a subvenção, conforme disciplina a Lei nº 14.299, de 5 de janeiro de 2022, caso se aplique uma das tabelas tarifárias da concessionária adjacente, dada pela diferença de tarifas aplicada ao mercado de referência.

50. Anualmente, no processo tarifário da concessionária com mercado próprio inferior a 350 GWh/ano será realizada a comparação entre as tarifas.

51. Anualmente, quando da publicação do resultado da avaliação do mercado das concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN, com mercado próprio inferior a 700 GWh/ano, se fará a publicação das concessionárias com mercado próprio inferior a 350 GWh/ano e elegíveis à aplicação do disposto nos parágrafos 45 a 50.



PORTARIA Nº 6.792, DE 21 DE NOVEMBRO DE 2022

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com a deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no art. 8º do Anexo Regimento Interno da ANEEL e nos arts. 13 e 14 da Norma de Organização ANEEL nº 18, revisada pela Resolução Normativa nº 698, de 15 de dezembro de 2015, e o que consta do Processo nº 48500.004055/2004-72, resolve:

Art. 1º Aprovar o Calendário de Reuniões Públicas Ordinárias da Diretoria da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL para o ano 2023, conforme as datas indicadas no quadro a seguir:

Mês	Datas das reuniões
Janeiro	24 e 31
Fevereiro	7, 14 e 28
Março	7, 14, 21 e 28
Abril	4, 11, 18 e 25
Mai	2, 9, 16, 23 e 30
Junho	6, 13, 20 e 27
Julho	4, 11, 18 e 25
Agosto	1, 8, 15, 22 e 29
Setembro	5, 12, 19 e 26
Outubro	3, 10, 17, 24 e 31
Novembro	7, 14, 21 e 28
Dezembro	5 e 12

Art. 2º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

SANDOVAL DE ARAÚJO FEITOSA NETO

DESPACHO Nº 2.999, DE 18 DE OUTUBRO DE 2022

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, tendo em vista a deliberação da Diretoria e o que consta dos Processos nº 48500.005054/2019-75 e nº 48500.002108/2020-84, decide não conhecer do pedido de medida cautelar interposto pela Oliveira Energia em face do Despacho nº 2.331, de 2022, emitido pela Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração - SFG.

SANDOVAL DE ARAÚJO FEITOSA NETO

DESPACHO Nº 3.338, DE 22 DE NOVEMBRO DE 2022

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, tendo em vista a deliberação da Diretoria e o que consta nos Processos nº 48500.000950/2008-95 e 48500.001678/2004-39, decide por conhecer e, no mérito, negar provimento ao Pedido de Reconsideração interposto pela EDP Espírito Santo Distribuição de Energia S.A. CNPJ nº 28.152.650/0001-71 em face dos Despachos nº 2.620, de 2020 e nº 2.621, de 2020, que aprovaram parcialmente o Quarto Termo Aditivo ao Contrato de Geração Distribuída - CGD e o Sexto Termo Aditivo ao Contrato de Comercialização de Energia anterior a 2003 - CCE2003, respectivamente, celebrados entre a EDP Espírito Santo Distribuição de Energia S.A. e a EDP Pequenas Centrais Hidroelétricas S.A. CNPJ nº 21.813.271/0001-36, em relação aos montantes repactuados em 2018; e determinou à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE que recontabilize os montantes referentes ao ano de 2017.

SANDOVAL DE ARAÚJO FEITOSA NETO

DESPACHO Nº 3.386, DE 29 DE NOVEMBRO DE 2022

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, tendo em vista a deliberação da Diretoria e o que consta no Processo nº 48500.008384/2022-18, decide por deferir o pleito apresentado pelo consumidor: Beneficência Nipo Brasileira de São Paulo, inscrito no CNPJ nº 60.992.427/0001-45, para o afastamento da aplicação da vedação ao Consumidor Especial, no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, à modelagem de unidades consumidoras que se enquadrem nas condições estabelecidas nos arts. 15 ou 16 da Lei nº 9.074, de 1995, para que possa modelar carga na condição de Consumidor Especial viabilizando a formação de comunhão de interesses de fato ou de direito com as unidades consumidoras filiais: Parque Novo Mundo, CNPJ 60.992.427/0006-50, com demanda contratada de 1000 kW, e Liberdade, CNPJ 60.992.427/0009-00, com demanda contratada de 170kW, hoje consumidores da ENEL-SP, condicionado ao cumprimento do requisito de adquirir energia nos termos do § 5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 1996, permanecendo em vigor a impossibilidade de um agente compatibilizar a manutenção de comunhão de interesses de fato ou de direito com uma eventual qualificação como Consumidor Livre, devendo a CCEE, quando solicitada, operacionalizar o enquadramento da Beneficência Nipo-Brasileira de São Paulo na condição de Consumidor Especial.

SANDOVAL DE ARAÚJO FEITOSA NETO

DESPACHO Nº 3.398, 29 DE NOVEMBRO DE 2022

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com a deliberação da Diretoria e o que consta dos Processos nºs 48500.005497/2021-81, 48500.005530/2021-72, 48500.005653/2022-94, decide conhecer e, no mérito, negar provimento ao Pedido de Reconsideração interposto pelas empresas: Linhares Geração S.A., CNPJ/ME nº 10.472.905/0001-18, e Povoação Energia S.A., CNPJ/ME 43.174.526/0001-09, em face dos Despachos nº 1.873 e 1.874, de 12 de julho de 2022.

SANDOVAL DE ARAÚJO FEITOSA NETO

DESPACHO Nº 3.403, DE 29 DE NOVEMBRO DE 2022

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, tendo em vista deliberação da Diretoria e o que consta do Processo nº 48500.003633/2021-06, decide por conhecer e, no mérito, negar provimento ao Recurso Administrativo interposto pela Maracanaú Geradora de Energia S.A., CNPJ nº 09.047.261/0001-31, detentora da Usina Termelétrica - UTE Maracanaú I, de modo a manter na integralidade a aplicação da penalidade de multa no valor de R\$ 1.161.677,14 (um milhão, cento e sessenta e um mil, seiscentos e setenta e sete reais e catorze centavos), nos termos do Auto de Infração nº 02, de 2020, emitido pelas: Agência Reguladora de Serviços Públicos Delegados do Estado do Ceará - ARCE, e Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração - SFG/ANEEL.

SANDOVAL DE ARAÚJO FEITOSA NETO

DESPACHO Nº 3.405, DE 29 DE NOVEMBRO DE 2022

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com a deliberação da Diretoria e o que consta dos Processos nº 48500.001973/2019-70, 48500.001956/2019-32 e 48500.001943/2019-63, decide indeferir o pleito de outorga de autorização para as Centrais Geradoras Eólicas Ponta da Pedra I, Ponta da Pedra II e Ponta da Pedra III, da empresa Parque Eólico Ponta da Pedra Ltda. - CNPJ/ME nº 15.778.223/0001-51, por não atendimento ao disposto na Resolução Normativa Aneel nº 876, de 10 de março de 2020.

SANDOVAL DE ARAÚJO FEITOSA NETO

DESPACHO Nº 3.444, DE 29 DE NOVEMBRO DE 2022

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com a deliberação da Diretoria e o que consta dos Processos nº 48100.001175/1996-76 e 48500.002428/2020-34, decide: (i) conceder da Medida Cautelar interposta por Furnas Centrais Elétricas S.A., CNPJ nº 23.274.194/0001-19, com vistas à não desconexão da Usina Termelétrica - UTE Santa Cruz, cadastrada sob CEG UTE.GN.RJ.027243-4.01, do Sistema Interligado Nacional - SIN; (ii) autorizar o o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, a celebrar o Contrato de Uso do Sistema de Transmissão - CUST, e o Contrato de Conexão às Instalações de Transmissão - CCT, considerando o Contrato de Concessão nº 04, de 2004 e a Resolução ANEEL nº 294, de 2002, estabelecendo condição resolutive de eficácia no caso de não prorrogação da concessão e revistos a qualquer tempo a depender da análise de mérito definitivo do pedido de prorrogação da usina; e (iii) autorizar a emissão da Declaração de Atendimento aos Procedimentos de Rede para Operação em Teste e operação comercial - DAPR/T e DAPR/P, com as características técnicas atualmente instaladas da UTE Santa Cruz.

SANDOVAL DE ARAÚJO FEITOSA NETO

RETIFICAÇÃO

Nas Resoluções Autorizativas de 16 de novembro de 2022, publicadas no DOU de 1º/12/2022, Seção 1, página 70, onde se lê: Nº 3.081, Nº 3.082 e Nº 3.083, leia-se: Nº 13.081, Nº 13.082 e Nº 13.083, respectivamente.

(N. da CODOU)

SUPERINTENDÊNCIA DE CONCESSÕES E AUTORIZAÇÕES DE GERAÇÃO

DESPACHO Nº 2.636, DE 30 DE NOVEMBRO DE 2022

Processo nº 48500.007176/2022-00. Interessado: Petrobrás Comercializadora de Gás e Energia e Participações S.A. Decisão: Autorizar a empresa Petrobrás Comercializadora de Gás e Energia e Participações S.A., inscrita no CNPJ/MF sob nº 03.538.572/0001-17, a atuar como Agente Comercializador de Energia Elétrica no âmbito da CCEE. A íntegra deste despacho consta dos autos e estará disponível em <http://biblioteca.aneel.gov.br/>.

RENATO MARQUES BATISTA
Superintendente Adjunto

DESPACHOS DE 29 DE NOVEMBRO DE 2022

Nº 3.430. Processo nº: 48500.008195/2022-45. Interessado: Wunder Engenharia Ltda. Decisão: (i) conferir o DRI-PCH referente à PCH Engenho de Cima, com 13.700 kW de potência instalada, cadastrada sob o CEG PCH.PH.MG.048833-0.01, localizada no rio Samburá, estado de Minas Gerais; e (ii) esse DRI-PCH não poderá ser conferido a outros interessados.

Nº 3.431. Processo nº: 48500.008546/2022-18. Interessado: Wunder Engenharia Ltda. Decisão: (i) conferir o DRI-PCH referente à PCH Eixo B1A, com 5.300 kW de potência instalada, cadastrada sob o CEG PCH.PH.MG.037571-3.01, localizada no rio São João, estado de Minas Gerais; e (ii) esse DRI-PCH não poderá ser conferido a outros interessados.

Nº 3.432. Processo nº: 48500.008547/2022-62. Interessado: Wunder Engenharia Ltda. Decisão: (i) conferir o DRI-PCH referente à PCH Saudade, com 9.900 kW de potência instalada, cadastrada sob o CEG PCH.PH.MG.031437-4.01, localizada no rio Cágado, estado de Minas Gerais; e (ii) esse DRI-PCH não poderá ser conferido a outros interessados.

Nº 3.434. Processo nº: 48500.008593/2022-61. Interessada: Energética Guandu Ltda. Decisão: (i) conferir o DRI-PCH referente à PCH Engenheiro Pedreira, com 9.600 kW de potência instalada, cadastrada sob o CEG PCH.PH.RJ.037409-1.01, localizada no rio Guandu, estado do Rio de Janeiro; e (ii) esse DRI-PCH não poderá ser conferido a outros interessados.

As íntegras destes Despachos constam dos autos e estarão disponíveis em biblioteca.aneel.gov.br.

RENATO MARQUES BATISTA
Superintendente Adjunto

DESPACHO Nº 3.435, DE 30 DE NOVEMBRO DE 2022

Processo nº 48500.008201/2022-64. Interessado: Cooperativa Regional de Desenvolvimento Teutônia - CERTEL. Decisão: Autorizar a Cooperativa Regional de Desenvolvimento Teutônia - CERTEL, inscrita no CNPJ/MF sob nº 89.777.692/0001-92, a atuar como Agente Comercializador de Energia Elétrica no âmbito da CCEE; (ii) informar que a atividade poderá ser exercida por meio de sua filial, CNPJ/MF sob nº 89.777.692/0125-22. A íntegra deste despacho consta dos autos e estará disponível em biblioteca.aneel.gov.br.

RENATO MARQUES BATISTA
Superintendente Adjunto

DESPACHO Nº 3.436, DE 30 DE NOVEMBRO DE 2022

Processo nº 48500.008414/2022-96. Interessado: Embaré Indústrias Alimentícias S.A. Decisão: Autorizar a empresa Embaré Indústrias Alimentícias S.A., inscrita no CNPJ/MF sob nº 21.992.946/0001-51, a atuar como Agente Comercializador de Energia Elétrica no âmbito da CCEE; (ii) informar que a atividade poderá ser exercida por meio de sua filial, CNPJ/MF sob nº 21.992.946/0087-21; A íntegra deste despacho consta dos autos e estará disponível em biblioteca.aneel.gov.br/.

RENATO MARQUES BATISTA
Superintendente Adjunto

DESPACHOS DE 30 DE NOVEMBRO DE 2022

Nº 3.449. Processo nº: 48500.008617/2022-82. Interessada: Energética Guandu Ltda. Decisão: (i) conferir o DRI-PCH referente à PCH Japeri, com 7.200 kW de potência instalada, cadastrada sob o CEG PCH.PH.RJ.037410-5.01, localizada no rio Guandu, estado do Rio de Janeiro; e (ii) esse DRI-PCH não poderá ser conferido a outros interessados.



Nº 3.450. Processo nº: 48500.003692/2015-28. Interessados: Flora Agronegócio Ltda. e L & S Par Ltda. Decisão: (i) revogar, parcialmente, o Despacho nº 3.008, de 2022, apenas o aproveitamento UHE Jequié; (ii) restaurar os efeitos do Despacho nº 975, de 2019, do Registro da Adequabilidade do Sumário Executivo - DRS da UHE Jequié; (iii) restabelecer os efeitos dos Despachos nº 2.709, de 2015, e nº 2.885, de 2016, que concederam o Registro e o Aceite concernentes à UHE Jequié; e (iv) prorrogar, por 3 (três) anos, contados a partir de 5 de abril de 2022, a vigência do DRS nº 975, de 2019, referente à UHE Jequié, cadastrada sob o CEG: UHE.PH.BA.033758-7.01.

As íntegras destes Despachos constam dos autos e estarão disponíveis em biblioteca.aneel.gov.br.

RENATO MARQUES BATISTA
Superintendente Adjunto

SUPERINTENDÊNCIA DE FISCALIZAÇÃO DOS SERVIÇOS DE GERAÇÃO

DESPACHOS DE 29 DE NOVEMBRO DE 2022

Decisão: Liberar as unidades geradoras para início de operação a partir de 30 de novembro de 2022.

Nº 3.443 Processo nº: 48500.002320/2020-41. Interessados: Baraúnas IV Energética S.A. Modalidade: Operação comercial. Usina: EOL Baraúnas IV (Antiga Massaroca II). Unidades Geradoras: UG1 e UG3, de 3.465,00 kW cada. Localização: Município de Sento Sé, no estado da Bahia.

Nº 3.446 Processo nº: 48500.000341/2020-22. Interessados: Rio do Cedro Energia S/A. Modalidade: Operação comercial. Usina: PCH Foz do Cedro (Antiga A1E8). Unidades Geradoras: UG2, de 12.000,00 kW. Localização: Municípios de Lucas do Rio Verde e Sorriso, no estado do Mato Grosso.

As íntegras destes Despachos constam dos autos e estarão disponíveis em <https://biblioteca.aneel.gov.br>.

GENTIL NOGUEIRA DE SÁ JÚNIOR
Superintendente

DESPACHOS DE 1º DE DEZEMBRO DE 2022

Decisão: Liberar as unidades geradoras para início de operação a partir de 2 de dezembro de 2022.

Nº 3.459 Processo nº: 48500.002354/2020-36. Interessados: Ventos de São Joaquim Energias Renováveis S.A. Modalidade: Operação em teste. Usina: EOL Ventos de São João 16. Unidades Geradoras: UG12, de 4.500,00 kW. Localização: Municípios de Morro do Chapéu e Várzea Nova, no estado da Bahia.

Nº 3.460 Processo nº: 48500.002353/2020-91. Interessados: Ventos de Santa Jacinta Energias Renováveis S.A. Modalidade: Operação em teste. Usina: EOL Ventos de São João 15. Unidades Geradoras: UG14 e UG15, de 4.500,00 kW cada. Localização: Município de Várzea Nova, no estado da Bahia.

Nº 3.461 Processo nº: 48500.004079/2021-76. Interessados: Ômega Desenvolvimento de Energia 7 S.A. Modalidade: Operação em teste. Usina: EOL Assuruá 4 III. Unidades Geradoras: UG4 a UG8, de 4.500,00 kW cada. Localização: Município de Gentio do Ouro, no estado da Bahia.

Nº 3.462 Processo nº: 48500.000659/2020-11. Interessados: Oitis 21 Energia Renovável S.A. Modalidade: Operação em teste. Usina: EOL Oitis 21. Unidades Geradoras: UG8, de 5.500,00 kW. Localização: Município de Casa Nova, no estado da Bahia.

Nº 3.463 Processo nº: 48500.000655/2020-25. Interessados: Oitis 6 Energia Renovável S.A. Modalidade: Operação em teste. Usina: EOL Oitis 6. Unidades Geradoras: UG3, de 5.500,00 kW. Localização: Município de Dom Inocêncio, no estado do Piauí.

Nº 3.464 Processo nº: 48500.003031/2016-83. Interessados: Aggreko Energia Locação de Geradores Ltda. Modalidade: Operação comercial. Usina: UTE Santo Antônio do Itá - CGA. Unidades Geradoras: UG1 a UG14, de 352,00 kW cada. Localização: Município de Santo Antônio do Itá, no estado do Amazonas.

Nº 3.465 Processo nº: 48500.005878/2020-89. Interessados: Ventos de São Caio Energias Renováveis S/A. Modalidade: Operação comercial. Usina: EOL Ventos de São Caio. Unidades Geradoras: UG1 a UG4, de 4.400,00 kW cada. Localização: Municípios de Betânia do Piauí e Paulistana, no estado do Piauí.

Nº 3.466 Processo nº: 48500.005876/2020-90. Interessados: Ventos de São Ciró Energias Renováveis S/A. Modalidade: Operação comercial. Usina: EOL Ventos de São Ciró. Unidades Geradoras: UG7, de 4.400,00 kW. Localização: Município de Betânia do Piauí, no estado do Piauí.

Nº 3.467 Processo nº: 48500.003056/2018-49. Interessados: Chafariz 3 Energia Renovável S.A. Modalidade: Operação comercial. Usina: EOL Chafariz 3. Unidades Geradoras: UG7, de 3.465,00 kW. Localização: Município de Santa Luzia, no estado da Paraíba.

As íntegras destes Despachos constam dos autos e estarão disponíveis em <https://biblioteca.aneel.gov.br>.

GENTIL NOGUEIRA DE SÁ JÚNIOR
Superintendente

SUPERINTENDÊNCIA DE FISCALIZAÇÃO ECONÔMICA E FINANCEIRA

DESPACHO Nº 3.312, DE 22 DE NOVEMBRO DE 2022

A SUPERINTENDENTE DE FISCALIZAÇÃO ECONÔMICA E FINANCEIRA DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso das atribuições que lhe foram delegadas por meio da Portaria nº 4.659, de 18 de julho de 2017, e considerando o disposto na Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, na Resolução Normativa nº 948, de 16 de novembro de 2021, na correspondência protocolada sob o nº 48513.000943/2022-00, e o constante do Processo nº 48500.003743/2021-60, decide: considerar atendida pelas empresas Primavera Energia S.A. - CNPJ nº 07.283.830/0001-12, Alvorada Energia S.A. - CNPJ nº 04.946.784/0001-04, Apiacás Energia S.A. - CNPJ nº 07.283.824/0001-65, Isamu Ikeda Energia S.A. - CNPJ nº 04.158.565/0001-52, Socibe Energia S.A. - CNPJ nº 02.131.646/0001-33, Quatiara Energia S.A. - CNPJ nº 07.282.383/0001-87, Enel Green Power Salto Apiacás S.A. - CNPJ nº 17.832.065/0001-04, Enel Green Power Cabeça de Boi S.A. - CNPJ nº 16.993.629/0001-10, Enel Green Power Parapanema S.A. - CNPJ nº 23.842.003/0001-78, Enel Green Power Mourão S.A. - CNPJ nº 23.842.022/0001-02, Enel Green Power Cachoeira Dourada S.A. - CNPJ nº 01.672.223/0001-68, Enel Green Power Volta Grande S.A. - CNPJ nº 25.176.391/0001-20, e Enel Green Power Fazenda S.A. - CNPJ nº 17.018.327/0001-93, a exigência de envio dos documentos comprobatórios de formalização da operação anuída pelo Despacho nº 2.775, de 8 de setembro de 2021.

CAMILA FIGUEIREDO BOMFIM LOPES

DESPACHO Nº 3.319, DE 21 DE NOVEMBRO DE 2022

A SUPERINTENDENTE DE FISCALIZAÇÃO ECONÔMICA E FINANCEIRA DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso das atribuições que lhe foram delegadas por meio da Portaria nº 4.659, de 18 de julho de 2017, considerando o disposto na Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, na Resolução Normativa nº 948, de 16 de novembro

de 2021, e o que consta do Processo nº 48500.008103/2022-27, decide: anuir previamente à transferência de controle societário da BRE Implantação de Sistemas de Transmissão Elétrica Sociedade de Propósito Específico S.A. - BRE, CNPJ nº 29.774.616/0001-00, e BRE 3 Implantação de Sistemas de Transmissão Elétrica Sociedade de Propósito Específico S.A. - BRE 3, CNPJ nº 31.260.687/0001-28, que passará a ser detido diretamente pela Órion Transmissão S.A., CNPJ nº 36.113.075/0001-26, e indiretamente pelo XP Infra II Fundo de Investimentos em Participações em Infraestrutura, CNPJ nº 30.317.464/0001-97. O prazo para implementação da operação é de até 120 (cento e vinte) dias a contar da data de publicação deste Despacho, e a empresa, cujo controle foi alterado, deverá enviar à Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira da ANEEL cópia autenticada dos documentos comprobatórios da formalização da operação no prazo de até 30 (trinta) dias a contar da data de sua efetivação.

CAMILA FIGUEIREDO BOMFIM LOPES

DESPACHO Nº 3.418, DE 28 DE NOVEMBRO DE 2022

A SUPERINTENDENTE DE FISCALIZAÇÃO ECONÔMICA E FINANCEIRA DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso das atribuições que lhe foram delegadas por meio da Portaria nº 4.659, de 18 de julho de 2017, considerando o disposto nas Notas Técnicas nº 105/2022-SFF/ANEEL, de 27 de junho de 2022 e nº 2018/2022-SFF/ANEEL, de 25 de novembro de 2022, bem como o que consta de todo o teor do processo de fiscalização 48500.000737/2021-51, decide: (i) que a CCEE faça a cobrança adicional aos valores fixados para a Amazonas Energia, CNPJ 07.386.098/0001-06 no Quadro 1 anexo ao Despacho nº 904/2021, no prazo máximo de 30 (trinta) dias após a publicação deste Despacho, o montante adicional de R\$ 9.286.708,82, (nove milhões e duzentos e oitenta e seis mil e setecentos e oito reais e oitenta e dois centavos), na posição de agosto/2020, relativo à diferença apurada pela fiscalização do saldo "passivo" não comprometido do P&D, e o montante de R\$ 13.737.453,65 (treze milhões e setecentos e trinta e sete mil e quatrocentos e cinquenta e três reais e sessenta e cinco centavos), relativo à diferença apurada pela fiscalização do saldo "passivo" não comprometido do PEE. Os valores devem ser atualizados pela SELIC, a partir da data base de 31 de agosto de 2020 até o efetivo recolhimento; (ii) a Amazonas Energia faça o recolhimento ao FNDCT o montante de R\$ 2.762.968,99 (dois milhões e setecentos e sessenta e dois mil e novecentos e sessenta e oito reais e noventa e nove centavos) e ao MME de R\$ 1.829.971,43, ambos na posição de agosto de 2020, com atualização de 1% ao mês até o efetivo recolhimento; (iii) que a Amazonas Energia faça a apuração da Receita Operacional Líquida, a partir de setembro de 2020, em conformidade com os procedimentos apontados pela fiscalização, de modo a apurar se as divergências apontadas afetam: (iii.a) os valores correntes de P&D e PEE que são recolhidos à CDE a partir de setembro/2020, no percentual de 30% para ambos os programas, nos termos do Quadro 2 anexo ao Despacho nº 904, de 2021. Se for verificada diferenças nos recolhimentos mensais realizados a partir da referida competência, a empresa deverá fazer o ajuste com atualização pela SELIC desde a competência de cada mês em que foi apurada a divergência até o efetivo ajuste de recolhimentos para a CDE, em um prazo máximo de 30 (trinta) dias após a publicação do Despacho; (iii.b) os recolhimentos mensais do FNDCT e MME desde setembro/2020 que, nesse caso, se for apurada divergências mensais, deve ser aplicado 1% de mora ao mês em caso de recolhimento a menor e 2% de multa caso não tenha sido efetuado nenhum recolhimento. O saldo das divergências deve ser ajustado e recolhido, se for o caso, em até 30 dias da publicação do Despacho; (iv) que a Amazonas Energia faça os ajustes da conta do PROCEL, que, na posição de 31/agosto/2020, deve ser considerando o montante adicional a ser contabilizado na conta passiva de R\$ 2.011.600,18 (dois milhões e onze mil e seiscentos reais e dezoito centavos) e (v) que a Amazonas Energia encaminhe à SFF/ANEEL as memórias de cálculo dos ajustes realizados, bem como dos comprovantes de ajustes (inclusive de recolhimentos), em um prazo máximo de 60 (sessenta) dias após a publicação deste Despacho.

CAMILA FIGUEIREDO BOMFIM LOPES

DESPACHOS DE 30 DE NOVEMBRO DE 2022

Nº 3.452. Processo nº: 48500.006802/2022. Interessados: Companhia de Eletricidade do Amapá - CEA. Decisão: (i) que a CCEE faça a cobrança adicional aos valores fixados no Quadro 1 para a Companhia de Eletricidade do Amapá - CEA, anexo ao Despacho nº 904/2021, no prazo máximo de 30 dias após a publicação deste Despacho, no montante adicional de R\$ 10.926.123,01 (Dez milhões e novecentos e vinte e seis mil e cento e vinte e três reais e um centavo), na posição de agosto/2020, relativo à diferença apurada pela fiscalização do saldo "passivo" não comprometido do P&D, e o montante de R\$ 29.101.896,19 (Vinte e nove milhões e cento e um mil e oitocentos e noventa e seis reais e dezoito centavos), relativo à diferença apurada pela fiscalização do saldo "passivo" não comprometido do PEE. Os valores devem ser atualizados pela SELIC, a partir da data base de 31 de agosto de 2020 até o efetivo recolhimento; (ii) que, caso Projeto Sistema IoT - Cloud de Medição Centralizada de energia Voltado à Rede CEA, que está em execução, seja finalizado com valor inferior ao provisionado, a concessionária apure o saldo a devolver à CDE, no prazo máximo de 30 dias após o encerramento do projeto, com a devida atualização pela SELIC desde 01/09/2020 até o efetivo pagamento; (iii) que a concessionária faça o recolhimento ao FNDCT, no montante de R\$ 228.753,01 (Duzentos e vinte e oito mil e setecentos e cinquenta e três reais e um centavo), e ao MME, de R\$ 220.189,03 (Duzentos e vinte mil e cento e oitenta e nove reais e três centavos), em razão de saldo de débito apurado na posição de agosto/2020, com atualização de 1% ao mês até o efetivo recolhimento; (iv) que a concessionária faça a apuração da Receita Operacional Líquida, a partir de setembro de 2020, em conformidade com os procedimentos apontados pela fiscalização, de modo a apurar se as divergências apontadas afetam: (iv.a), os valores correntes de P&D e PEE que foram recolhidos à CDE a partir de setembro/2020, no percentual de 30% para ambos os programas, nos termos do Quadro 2 anexo ao Despacho nº 904/2021, os quais deverão ser ajustados, com atualização pela SELIC, desde a competência em que for apurada a divergência até o efetivo recolhimento adicional à CDE, num prazo máximo de 30 dias após a publicação deste Despacho, e (iv.b), os recolhimentos mensais do FNDCT e MME desde setembro/2020, os quais deverão ser ajustados com 1% de mora ao mês, em caso de recolhimento a menor, e 2% caso não tenha sido efetuado recolhimento, num prazo máximo de 30 dias após a publicação deste Despacho; (v) que a concessionária realize os ajustes da conta do PROCEL, considerando, na posição de 31/agosto/2020, o montante adicional a ser contabilizado na conta passiva de R\$ 1.472.247,23 (Um milhão e quatrocentos e setenta e dois mil e duzentos e quarenta e sete reais e vinte e três centavos); e (vi) que a concessionária encaminhe à SFF/ANEEL as memórias de cálculo dos ajustes realizados, bem como dos comprovantes de ajustes (inclusive de recolhimentos), em um prazo máximo de 60 dias após a publicação deste Despacho.

Nº 3.453. Processo nº: 48500.000736/2021. Interessados: COPEL Distribuição Decisão: (i) que a CCEE faça a cobrança adicional aos valores fixados no Quadro 1 para a COPEL Distribuição, anexo ao Despacho nº 904/2021, no prazo máximo de 30 (trinta) dias após a publicação do Despacho, o montante adicional de R\$ 13.216.268,43 (Treze milhões e duzentos e dezesseis mil e duzentos e sessenta e quatro reais e três centavos), na posição de agosto/2020, relativo à diferença apurada pela fiscalização do saldo "passivo" não comprometido do PEE. O valor deve ser atualizado pela SELIC, a partir da data base de 31 de agosto de 2020 até o efetivo recolhimento; (ii) que a Concessionária, no âmbito da execução dos projetos de P&D e PEE que foram iniciados e com execução programada para o período posterior a agosto/2020, deduzidos do saldo passivo recolhido à CDE, realize os procedimentos operacionais elencados pela fiscalização após o encerramento de cada projeto, conforme disposto nas mencionadas Notas Técnicas; (iii) que a Concessionária, em razão de saldo de crédito apurado na posição de agosto/2020, faça a compensação ao FNDCT no montante de R\$ 25.156,21 (Vinte e cinco mil e cento e cinquenta e seis reais e vinte e um centavos) e ao MME no montante de R\$ 245,64 (Duzentos e quarenta e cinco reais e sessenta e quatro centavos), sem aplicação de atualização; (iv) que a concessionária faça a apuração da Receita Operacional Líquida, a partir de setembro de 2020, em conformidade com os procedimentos apontados pela fiscalização, de modo a apurar se as



divergências apontadas afetam: (iv.a) os valores correntes de P&D e PEE que foram recolhidos à CDE a partir de setembro/2020, no percentual de 30% para ambos os programas, nos termos do Quadro 2 anexo ao Despacho nº 904/2021, os quais deverão ser ajustados, com atualização pela SELIC, desde a competência em que for apurada a divergência até o efetivo recolhimento adicional à CDE, num prazo máximo de 30 (trinta) dias após a publicação desse Despacho, e (iv.b) os recolhimentos mensais do FNDCT e MME desde setembro/2020, os quais deverão ser ajustados com 1% de mora ao mês, em caso de recolhimento a menor, e 2% caso não tenha sido efetuado recolhimento, num prazo máximo de 30 (trinta) dias após a publicação desse Despacho; (v) que a Concessionária faça os ajustes da conta do PROCEL, que, na posição de 31/agosto/2020, deve ser considerando o montante adicional a ser contabilizado na conta passiva de R\$ 1.913.625,00 (Um milhão e novecentos e treze mil e seiscentos e vinte e cinco reais); e (vi) que a Concessionária encaminhe à SFF/ANEEL as memórias de cálculo dos ajustes realizados, bem como dos comprovantes de ajustes (inclusive de recolhimentos), em um prazo máximo de 60 (sessenta) dias após a publicação deste Despacho.

As íntegras destes Despachos constam dos autos e estarão disponíveis em <http://biblioteca.aneel.gov.br/>.

CAMILA FIGUEIREDO BOMFIM LOPES
Superintendente

SUPERINTENDÊNCIA DE MEDIAÇÃO ADMINISTRATIVA, OUVIDORIA SETORIAL E PARTICIPAÇÃO PÚBLICA

DESPACHO Nº 3.456, DE 1º DE DEZEMBRO DE 2022

O SUPERINTENDENTE 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 48500.005800/2022-26, decide: (i) conhecer do requerimento interposto pelo Sr. Epitácio Pedrosa Ribeiro da Costa em face da Equatorial Piauí e, no mérito, dar-lhe provimento parcial; (ii) determinar que a distribuidora encaminhe ao empreendedor o detalhamento do orçamento dos custos de transformação e da participação financeira nas obras de conexão; (iii) determinar que a distribuidora, após a ligação das unidades consumidoras, realize a compensação prevista no art. 151 da Resolução Normativa nº 414, de 2010, em virtude do descumprimento do prazo previsto em seu art. 32, considerando o período de 27/12/2019 a 07/10/2022; e (iv) determinar que esta decisão seja cumprida no prazo de 15 (quinze) dias após o seu trânsito em julgado.

ANDRÉ RUELLI

DESPACHO Nº 3.457, DE 1º DE DEZEMBRO DE 2022

O SUPERINTENDENTE 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 48500.006263/2022-31, decide por conhecer do requerimento interposto pelo consumidor Frigosteak Alimentos Ltda. (antigo Frinal Frigorífico Niquelândia Ltda.) (CNPJ nº 07.455.328/0001-41), unidade consumidora nº 2750110847, em face da Enel Distribuição Goiás (CNPJ nº 01.543.032/0001-04) 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.

ANDRÉ RUELLI

DESPACHO Nº 3.458, DE 1º DE DEZEMBRO DE 2022

O SUPERINTENDENTE 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 48500.006401/2022-82, decide por conhecer do requerimento interposto pelo consumidor Sercol Serviço e Comercio do Vale Ltda., CNPJ nº 03.074.736/0001-00, unidade consumidora nº 3006719917, em face da Cemig Distribuição S.A. - Cemig-D, CNPJ nº 06.981.180/0001-16, e, no mérito, dar-lhe parcial provimento, e, por conseguinte: (i) determinar que a distribuidora efetue a devolução dos valores faturados a maior decorrente do erro de classificação, de forma simples para o período de 30/01/2009 até 14/12/2010, mas em dobro para o período de 15/12/2010 até 03/02/2019, nos termos do art. 113 da Resolução Normativa nº 414, de 2010, descontados os valores já devolvidos; (ii) determinar que a distribuidora efetue a devolução simples dos valores faturados a maior decorrente do erro de classificação, conforme previsto no art. 114, da Resolução Normativa nº 414, de 2010, para o período de 03/04/2019 a 30/06/2019, descontados os valores já devolvidos; e (iii) determinar que esta decisão seja cumprida no prazo de 15 (quinze) dias após o seu trânsito em julgado.

ANDRÉ RUELLI

SUPERINTENDÊNCIA DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO E EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

DESPACHO Nº 3.331, DE 22 DE NOVEMBRO DE 2022

Processo n.º: 48500.005954/2022-18. Interessado: Energisa Tocantins Distribuidora de Energia S.A CNPJ: 25.086.034/0001-71. Decisão: (i) reconhecer o total de R\$ 528.812,47 (quinhentos e vinte e oito mil, oitocentos e doze reais e quarenta e sete centavos), referente à realização do Projeto de Eficiência Energética, código PE-00032-0003/2011; e (ii) declarar o encerramento deste projeto. A íntegra deste Despacho consta dos autos e estará disponível em biblioteca.aneel.gov.br/.

PAULO LUCIANO DE CARVALHO
Superintendente

DESPACHO Nº 3.336, DE 22 DE NOVEMBRO DE 2022

Processo n.º: 48500.002407/2022-81. Interessado: Companhia Piratininga de Força e Luz - CPFL Piratininga, CNPJ: 04.172.213/0001-51. Decisão: (i) reconhecer o total de R\$ 901.605,51 (novecentos e um mil, seiscentos e cinco reais e cinquenta e um centavos), referente à realização do Projeto de Eficiência Energética, código PE-02937-0053/2016; e (ii) declarar o encerramento deste projeto. A íntegra deste Despacho consta dos autos e estará disponível em <http://biblioteca.aneel.gov.br/>.

PAULO LUCIANO DE CARVALHO
Superintendente

DESPACHO Nº 3.343, DE 22 DE NOVEMBRO DE 2022

Processo n.º: 48500.006160/2022-71. Interessado: Companhia Paulista de Força e Luz - CPFL Paulista. CNPJ: 02.429.144/0001-93 Decisão: (i) reconhecer o total de R\$ 244.128,87 (duzentos e quarenta e quatro mil, cento e vinte e oito reais e oitenta e sete centavos), referente à realização do Projeto de Eficiência Energética, código PE-00063-0036/2011; e (ii) declarar o encerramento deste projeto. A íntegra deste Despacho consta dos autos e estará disponível em <http://biblioteca.aneel.gov.br/>.

PAULO LUCIANO DE CARVALHO
Superintendente

DESPACHO Nº 3.344, DE 22 DE NOVEMBRO DE 2022

Processo n.º: 48500.005671/2022-76. Interessado: Companhia Jaguari de Energia - CPFL Santa Cruz, CNPJ: 53.859.112/0001-69. Decisão: (i) reconhecer o total de R\$ 585.209,20 (quinhentos e oitenta e cinco mil, duzentos e nove reais e vinte centavos), referente à realização do Projeto de Eficiência Energética, código PE-00073-0005/2011; e (ii) declarar o encerramento deste projeto. A íntegra deste Despacho consta dos autos e estará disponível em <http://biblioteca.aneel.gov.br/>.

PAULO LUCIANO DE CARVALHO
Superintendente

DESPACHO Nº 3.357, DE 22 DE NOVEMBRO DE 2022

Processo n.º: 48500.006408/2022-02. Interessado: EDP Espírito Santo Distribuição de Energia S.A. - EDP ES, CNPJ: 28.152.650/0001-71. Decisão: (i) reconhecer o total de R\$ 229.009,71 (duzentos e vinte e nove mil e nove reais e setenta e um centavos), referente à realização do Projeto de Eficiência Energética, código PE-00380-0011/2010; e (ii) declarar o encerramento deste projeto. A íntegra deste Despacho consta dos autos e estará disponível em <http://biblioteca.aneel.gov.br/>.

PAULO LUCIANO DE CARVALHO
Superintendente

DESPACHO Nº 3.359, DE 22 DE NOVEMBRO DE 2022

Processo n.º: 48500.004229/2022-22. Interessado: Enel Distribuição São Paulo. CNPJ 61.695.227/0001-93 Decisão: (i) reconhecer o total de R\$ 75.972.186,18 (setenta e cinco milhões, novecentos e setenta e dois mil, cento e oitenta e seis reais e dezoito centavos), referente à realização do Projeto de Eficiência Energética, código PE-00390-0001/2008; e (ii) declarar o encerramento deste projeto. A íntegra deste Despacho consta dos autos e estará disponível em www.aneel.gov.br/biblioteca.

PAULO LUCIANO DE CARVALHO
Superintendente

DESPACHO Nº 3.362, DE 23 DE NOVEMBRO DE 2022

Processo n.º: 48500.006464/2022-39. Interessado: EDP Espírito Santo Distribuição de Energia S.A. - EDP ES. CNPJ 28.152.650/0091-28, Decisão: (i) reconhecer o total de R\$ 117.166,72 (cento e dezessete mil, cento e sessenta e seis reais e setenta e dois centavos), referente à realização do Projeto de Eficiência Energética, código PE-00380-0035/2011; e (ii) declarar o encerramento deste projeto. A íntegra deste Despacho consta dos autos e estará disponível em <http://biblioteca.aneel.gov.br/>.

PAULO LUCIANO DE CARVALHO
Superintendente

DESPACHO Nº 3.363, DE 23 DE NOVEMBRO DE 2022

Processo n.º: 48500.003717/2022-12. Interessado: EDP São Paulo Distribuição S.A. CNPJ: 02.302.100/0001-06. Decisão: (i) reconhecer o total de R\$ 20.153.545,09 (vinte milhões, cento e cinquenta e três mil, quinhentos e quarenta e cinco reais e nove centavos), referente à realização do Projeto de Eficiência Energética, código PE-00391-0024/2011; e (ii) declarar o encerramento deste projeto. A íntegra deste Despacho consta dos autos e estará disponível em <http://biblioteca.aneel.gov.br/>.

PAULO LUCIANO DE CARVALHO
Superintendente

SUPERINTENDÊNCIA DE REGULAÇÃO DOS SERVIÇOS DE TRANSMISSÃO

DESPACHO Nº 3.427, DE 29 DE NOVEMBRO DE 2022

O SUPERINTENDENTE ADJUNTO DE REGULAÇÃO DOS SERVIÇOS DE TRANSMISSÃO DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso das atribuições que lhe foram delegadas pela Portaria nº 3.924, de 29 de março de 2016, e tendo em vista o que consta do Processo nº 48500.007058/2022-93, decide indeferir o pleito formulado pela Companhia Paranaense de Energia - Copel Dis, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 76.483.817/0001-20, de expurgo da Parcela de Ineficiência por Sobrecontratação - PIS, apurado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS no ano de 2021, no ponto de conexão Rosana 138 kV.

TITO RICARDO VAZ DA COSTA

DESPACHO Nº 3.447, DE 30, DE NOVEMBRO DE 2022

O SUPERINTENDENTE ADJUNTO DE REGULAÇÃO DOS SERVIÇOS DE TRANSMISSÃO DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso das atribuições que lhe foram delegadas pela Portaria nº 3.924, de 29 de março de 2016, e tendo em vista o que consta do Processo nº 48500.005521/2022-62, decide indeferir o pleito da Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A - Eletronorte, inscrita no CNPJ sob o nº 00.357.038/0001-16, de afastamento da aplicação da Parcela Variável por Indisponibilidade - PVI associada ao desligamento da LT 230 kV Jauru/Vilhena C3 para substituição de cadeias de isoladores e instalação de arranjo com pesos adicionais nas fases laterais (B e V) das estruturas 204, 207, 210, 278 e 299, para a intervenção SI 29264-20, ocorrido no período de 6 a 19 de agosto de 2020.

TITO RICARDO VAZ DA COSTA

SUPERINTENDÊNCIA DE REGULAÇÃO ECONÔMICA E ESTUDOS DO MERCADO

DESPACHO Nº 3.422, DE 29 DE NOVEMBRO DE 2022

Processo n.º: 48500.000043/2016-56. Interessados: Copel Geração e Transmissão S.A. - COPEL GT (CNPJ/MF nº 04.370.284/0001-70); Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE (CNPJ nº 03.034.433/0001-56); e distribuidoras compradoras do 4º Leilão de Energia Elétrica Proveniente de Empreendimentos Existentes - 4º LEE. Decisão: Alterar o Termo de Repactuação do Risco Hidrológico nº 68/2016 conforme o disposto no Despacho nº 1.198, de 10 de maio de 2022. A íntegra deste Despacho (e seu anexo) consta dos autos e estará disponível em <http://biblioteca.aneel.gov.br/>.

JÚLIO CÉSAR REZENDE FERRAZ
Superintendente de Regulação Econômica e Estudos do Mercado

FELIPE ALVES CALABRIA
Superintendente Adjunto de Regulação dos Serviços de Geração

