

DOU
Diário Oficial da União
23.set.22



Ministério de Minas e Energia

GABINETE DO MINISTRO

PORTARIA NORMATIVA Nº 49/GM/MME, DE 22 DE SETEMBRO DE 2022

O MINISTRO DE ESTADO DE MINAS E ENERGIA, no uso da atribuição que lhe confere o art. 87, parágrafo único, inciso IV, da Constituição, e tendo em vista o que consta do Processo nº 48370.000632/2019-18, resolve:

Art. 1º Estabelecer, nos termos desta Portaria, as Diretrizes para a exportação de energia elétrica interruptível sem devolução, destinada à República Argentina ou à República Oriental do Uruguai, proveniente de excedente de geração de energia elétrica de usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, disponíveis para atendimento ao Sistema Interligado Nacional - SIN, cuja geração seja transmissível e não alocável na carga do SIN.

§ 1º Para fins desta Portaria, entende-se como excedente de geração de energia elétrica de usinas hidrelétricas a geração de energia elétrica realizada que, na ausência da possibilidade de exportação, produziria vertimento turbinável.

§ 2º A exportação poderá ser realizada durante todo o ano.

§ 3º A exportação de energia elétrica de que trata esta Portaria não deverá afetar a segurança eletroenergética do SIN.

§ 4º Fica dispensada a necessidade de lastro contratual para exportação nos termos desta Portaria.

Art. 2º Para exportação de energia elétrica de que trata esta Portaria, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE operacionalizará processo competitivo periódico entre os comercializadores interessados a participar do processo de exportação.

§ 1º Poderão participar do processo competitivo de que trata o caput os agentes comercializadores que estejam adimplentes com as obrigações setoriais, inclusive junto à CCEE, mesmo que não tenham sido autorizados pelo Ministério de Minas e Energia nos termos da Portaria nº 596/GM/MME, de 19 de outubro de 2011.

§ 2º Os comercializadores deverão apresentar ofertas de montante e preço no processo competitivo, considerando as perdas, com entrega de energia no último Ponto de Medição Padrão CCEE disponível, ou seja, na fronteira do Brasil ou na Conversora em que ocorrer a exportação e a contabilização no Centro de Gravidade do SIN.

§ 3º As Diretrizes para o processo competitivo, incluindo o preço mínimo, requisitos de habilitação e garantia financeira serão estabelecidas em regras, procedimentos de comercialização e procedimentos operativos específicos do processo competitivo.

§ 4º A metodologia de definição do preço mínimo de que trata o § 3º deverá ser submetida a instrumento de participação social, bem como não poderá estabelecer preço inferior ao valor mínimo regulatório do Preço de Liquidação das Diferenças - PLD.

§ 5º As regras de comercialização poderão estabelecer sanções aos agentes comercializadores vencedores do processo competitivo de que trata este artigo, em caso de exportação inferior ao montante de energia elétrica potencialmente programado destinado à exportação, nos termos desta Portaria, e à totalidade da exportação ofertada no processo competitivo de que trata o caput.

§ 6º Para que seja programada a exportação, a CCEE deverá informar ao ONS o resultado do processo competitivo conforme regras, procedimentos operativos e de comercialização específicos.

§ 7º Os agentes comercializadores responsáveis pela exportação de energia elétrica de que trata esta Portaria devem ser autorizados pelo Ministério de Minas e Energia nos termos da Portaria nº 596/GM/MME, de 2011, estar adimplentes com as obrigações setoriais, inclusive junto à CCEE, bem como cumprir regulamentação específica sobre a contratação, apuração e liquidação dos encargos referentes ao uso do sistema de transmissão.

§ 8º Os agentes comercializadores que participarem do processo competitivo de que trata o caput e não detenham autorização do Ministério de Minas e Energia para realizar a exportação nos termos da Portaria nº 596/GM/MME, de 2011, deverão firmar contratos bilaterais com os agentes comercializadores de que trata o § 7º para concluir o processo de exportação.

§ 9º Os agentes comercializadores apresentarão, diretamente às partes importadoras da República Argentina ou da República Oriental do Uruguai, ofertas de montante, preço e respectiva duração da exportação de energia elétrica.

Art. 3º O ONS deverá considerar as solicitações dos Países vizinhos para exportação pelo Brasil, nesta modalidade, na programação diária da operação, limitando ao montante ofertado pelos agentes comercializadores e informados pela CCEE, conforme processo competitivo de que trata o art. 2º, com entrega de energia no último Ponto de Medição Padrão CCEE disponível, ou seja, na fronteira do Brasil ou na Conversora em que ocorrer a exportação, considerando as perdas.

Art. 4º A energia elétrica gerada com fins de exportação será considerada no Mecanismo de Realocação de Energia - MRE e será destinada integralmente como recurso de geração para exportação de que trata esta Portaria.

§ 1º O recurso financeiro proveniente do processo competitivo promovido pela CCEE, considerando as ofertas de montante e preço apresentadas pelos agentes comercializadores, será rateado entre as usinas participantes do MRE, com o mesmo critério de rateio desse Mecanismo.

§ 2º O recurso financeiro de que trata o § 1º será destinado aos titulares das usinas participantes do MRE, com exceção das usinas do regime de cotas de garantia física e da Usina Hidrelétrica Itaipu, cujo recurso será destinado aos agentes distribuidores cotistas com fins de modicidade tarifária.

Art. 5º A exportação não será considerada na formação do PLD e nos processos de planejamento e programação da operação associados à otimização eletroenergética por meio de modelos computacionais.

§ 1º A CCEE deverá estabelecer estimativa de coeficiente de perdas associado ao despacho para exportação, que será considerado na operação pelo ONS.

§ 2º Em caso de restrições de operação para exportação, o ONS deverá considerar todas as modalidades de exportação e priorizar a ordem da apresentação da solicitação de despacho para exportação e da existência de excedentes hidrelétricos.

§ 3º O ONS deverá publicar informações relacionadas ao vertimento turbinável com base em dados dos agentes hidrelétricos de forma a garantir a transparência do processo.

§ 4º Na ocorrência de redução da exportação em relação ao valor programado, o ONS deverá buscar reduzir as diferenças entre a exportação e a geração das usinas associadas.

§ 5º Eventos do Sistema Elétrico Brasileiro que afetem a exportação de energia elétrica programada deverão ser documentados e disponibilizados pelo ONS aos agentes.

§ 6º Os agentes não disporão de quaisquer compensações por eventuais interrupções da referida exportação.

Art. 6º A CCEE e o ONS deverão disponibilizar, respectivamente, as regras e procedimentos de comercialização específicos para a contabilização e liquidação da energia exportada, os procedimentos operativos específicos, bem como celebrar acordos operacionais aderentes que permitam a exportação de energia elétrica, conforme disposto nesta Portaria.

§ 1º As regras e procedimentos de que trata o caput serão temporários até que haja aprovação pela Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, sem ensejar recontabilização em razão do advento da nova regulamentação.

§ 2º Os agentes de geração e comercialização participantes estarão obrigados a cumprir o disposto nas regras e procedimentos de que trata o caput para realizar a exportação de energia elétrica de que trata esta Portaria.

Art. 7º Fica vedada a prática de exportação de energia elétrica proveniente de usinas de que trata o art. 1º em modalidade distinta da estabelecida nesta Portaria, ressalvada situação emergencial ou de teste definida pelo operador nacional do sistema elétrico de cada País.

§ 1º A exportação de energia elétrica na modalidade de energia de oportunidade com devolução será permitida apenas ao(s) País(es) detentor(es) de saldo positivo para compensação de energia elétrica pelo Brasil nessa modalidade, até o esgotamento do referido saldo.

§ 2º Não se aplica o caput aos saldos eventuais decorrentes dos desvios da exportação de energia elétrica em relação à programação da exportação de que trata esta Portaria, bem como aos demais normativos relacionados aos intercâmbios internacionais de energia elétrica.

Art. 8º As Diretrizes de exportação de que trata esta Portaria terão validade até 31 de dezembro de 2026.

Art. 9º Esta Portaria entra em vigor em 3 de outubro de 2022.

ADOLFO SACHSIDA

PORTARIA Nº 688/GM/MME, DE 22 DE SETEMBRO 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. 31, § 1º, da Lei nº 9.784, de 29 de janeiro de 1999, no art. 18 do Decreto nº 9.830, de 10 de junho de 2019, e o que consta no Processo nº 48330.000134/2022-39, resolve:

Art. 1º Divulgar, para Consulta Pública, as Diretrizes propostas para licitação ou prorrogação das concessões de transmissão de energia elétrica vincendas, constantes do Anexo à esta Portaria.

Parágrafo único. Os documentos e informações pertinentes podem ser obtidos na página do Ministério de Minas e Energia na internet, no endereço eletrônico www.gov.br/mme, Portal de Consultas Públicas.

Art. 2º As contribuições dos interessados para o aprimoramento das Diretrizes de que trata o art. 1º serão recebidas pelo Ministério de Minas e Energia, por meio do citado Portal, pelo prazo de trinta dias, contados a partir da data de publicação desta Portaria.

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

ADOLFO SACHSIDA

ANEXO

Das Diretrizes Gerais

1) As concessões de transmissão serão licitadas no advento do termo contratual, utilizando o critério do menor valor de receita anual para prestação do serviço público, atendendo o disposto no inciso I do art. 15 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995.

2) As instalações das concessões poderão ser licitadas em conjunto com outras instalações de transmissão novas ou existentes.

3) Quando não houver viabilidade para a licitação, as concessões de transmissão de energia elétrica poderão ser prorrogadas nos termos do art. 4º da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, e do art. 6º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.

4) A concessionária deverá apresentar, com antecedência de 60 (sessenta) meses do advento do termo da contratual, diagnóstico dos equipamentos que integram a concessão, em formato previamente definido pelo Poder Concedente, contendo a condição, data de início de operação comercial, histórico de falhas e manutenção, sobressalentes acompanhados de data room das instalações constantes no contrato.

5) Caberá ao Ministério de Minas e Energia, subsidiado pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE e pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, definir as melhorias, reforços e novas instalações relacionadas às instalações de transmissão pertencentes à concessão em fim de vigência, as quais constarão no Plano de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica - POTE, conforme Portaria nº 215/GM/MME, de 11 de maio de 2020, e serão informadas à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL com antecedência de até 35 (trinta e cinco) meses do advento do termo contratual.

Da Licitação

6) A licitação poderá incluir, além dos ativos em serviço, melhorias, reforços e novas instalações previstas pelo planejamento setorial para garantir a atualidade do serviço, conforme o Plano de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica - POTE, elaborado de acordo com a Portaria nº 215/GM/MME, de 2020.

7) A licitação será realizada sem a reversão prévia dos bens vinculados à prestação do serviço.

8) A indenização pelos ativos ainda não amortizados a serem transferidos para a nova concessão deverá ser paga pelo vencedor do certame à antiga concessionária, nos termos do Edital do Leilão.

9) O valor da indenização será estabelecido conforme regulamentação da ANEEL, e observando-se o disposto no art. 4º, § 3º da Lei nº 9.074, de 1995, e nos §§ 2º e 4º do art. 8º da Lei nº 12.783, de 2013.

10) Será de responsabilidade da vencedora do certame a prestação do serviço público de transmissão, inclusive a assunção, renovação ou substituição dos contratos, escrituras e registros de imóveis existentes entre a antiga concessionária e terceiros, necessários à prestação do serviço, de acordo com regras e critérios estabelecidos pela ANEEL.

11) A ANEEL elaborará o edital de licitação e a minuta de contrato de concessão, observando o que estabelece a Lei nº 8.987, de 1995, bem como adotará as medidas necessárias para a realização do leilão, nos termos do art. 3º-A, § 2º, da Lei nº 9.427, de 1995.

12) A ANEEL poderá estabelecer em contrato a adequação regulatória dos ativos outorgados, por meio da transferência de ativos, observando a classificação das instalações de que trata o art. 17 da Lei nº 9.074, de 1995.

13) A adequação regulatória poderá ocorrer mediante a transferência das Demais Instalações de Transmissão - DIT da base de ativos da transmissora para as distribuidoras a ela conectadas.

14) As instalações de transmissão compartilhadas entre transmissoras poderão ser transferidas da concessão em final de vigência para a concessão de transmissão existente que compartilhe os ativos, conforme regulamentação da ANEEL, desde que haja benefícios para a operação das instalações e que seja preservada a adequação regulatória quanto à classificação das instalações de que trata o art. 17 da Lei nº 9.074, de 1995.

15) Poderá ser previsto um período de transição, após a assinatura do contrato, para transferência dos ativos e assunção do serviço concedido.

16) As regras e critérios do período de transição, inclusive quanto aos pagamentos devidos à concessionária antecessora, serão estabelecidos pela ANEEL e deverão constar do edital do leilão.

Da Prorrogação em Caso de Inviabilidade de Licitação

17) As concessões de transmissão de energia elétrica alcançadas pelo art. 4º da Lei nº 9.074, de 1995, ou pelo art. 6º da Lei nº 12.783, de 2013, poderão ser prorrogadas quando da inviabilidade de sua licitação, a fim de assegurar a continuidade, a eficiência da prestação do serviço e a modicidade tarifária, desde que requerido pela concessionária à ANEEL com antecedência mínima de 36 (trinta e seis) meses do advento do termo contratual.

18) A inviabilidade da licitação deverá ser fundamentada pela ANEEL, após a realização de Consulta Pública, com base em critérios de racionalidade operacional e econômica, que apontem de forma justificada não haver benefícios na licitação para o serviço ou para os usuários.

19) A ANEEL deverá informar ao Ministério de Minas e Energia a inviabilidade da licitação em até 21 (vinte e um) meses antes do advento do termo contratual.

20) A ANEEL deverá encaminhar ao Ministério de Minas e Energia o requerimento de prorrogação, acompanhado dos documentos comprobatórios de regularidade fiscal, trabalhista e setorial e das qualificações jurídica, econômico-financeira e técnica da concessionária.

21) O Ministério de Minas e Energia emitirá a decisão quanto à prorrogação em até 18 (dezoito) meses antes do advento do termo contratual.



22) A prorrogação será realizada sem a indenização antecipada dos bens vinculados à prestação do serviço ainda não amortizados e será condicionada à aceitação expressa pela concessionária da receita e das demais condições constantes do termo aditivo ao contrato de concessão elaborado pela ANEEL.

23) A partir da decisão do Ministério de Minas e Energia pela prorrogação, o Termo Aditivo ao Contrato de Concessão será disponibilizado à concessionária, devendo ser assinado no prazo de até 210 (duzentos e dez) dias contados da convocação.

24) O descumprimento do prazo de assinatura do Contrato implicará a impossibilidade da prorrogação da concessão, a qualquer tempo, cabendo ao Ministério de Minas e Energia, subsidiado pela ANEEL, definir uma alternativa para a continuidade do serviço.

SECRETARIA DE GEOLOGIA, MINERAÇÃO E TRANSFORMAÇÃO MINERAL

ATOS DE 21 DE SETEMBRO DE 2022

FASE DE REQUERIMENTO DE CONCESSÃO DE LAVRA
Outorga de Concessão de Lavra. (Cód. 4.00)

Os processos serão remetidos à Agência Nacional de Mineração.

- 27203.809359/1975 - Portaria Nº 363/SGM/MME - Companhia Geral de Minas - Bauxita - Poços de Caldas - Minas Gerais - 317,36 hectares.
- 27203.832719/2004 - Portaria Nº 364/SGM/MME - Varginha Mineração e Loteamentos Ltda., - Bauxita - Poços de Caldas - Minas Gerais - 253,49 hectares.
- 48404.840001/2018 - Portaria Nº 365/SGM/MME - Mineradora Era Mar Ltda., - Gipsita - Ouricuri - Pernambuco - 151,08 hectares.
- 48403.830619/1979 - Portaria Nº 366/SGM/MME - Companhia Geral de Minas - Minério de Alumínio - Caldas - Minas Gerais - 216,00 hectares.

LILIA MASCARENHAS SANT'AGOSTINO
Secretária-Adjunta

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.041, DE 20 DE SETEMBRO DE 2022

Approva novas versões dos Submódulos 7.4 e 9.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, aplicáveis às concessionárias de serviço público de transmissão de energia elétrica.

O DIRETOR-GERAL SUBSTITUTO DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, conforme a Portaria nº 237, de 12 de agosto de 2022, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com a deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no Decreto nº 10.139, de 28 de novembro de 2019, e na Portaria nº 6.405, de 27 de maio de 2020, e o que consta dos Processos nº 48500.003882/2011-11, nº 48500.001552/2018-68 e nº 48500.005908/2020-57, resolve:

Art. 1º Aprovar a versão 2.1 do Submódulo 7.4 e a versão 1.1 do Submódulo 9.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária- PRORET.

Art. 2º Esta Resolução entra em vigor em 3 de outubro de 2022

HÉLVIO NEVES GUERRA

ANEXO LIV

Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição

Submódulo 7.4

TARIFAS PARA CENTRAIS GERADORAS

Versão 2.1

1. OBJETIVO

1. Estabelecer a metodologia de cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição aplicáveis às centrais geradoras - TUSDg.

2. ABRANGÊNCIA

2. Aplica-se a todas as revisões e aos reajustes tarifários de concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica que possuam centrais geradoras conectadas ao sistema de distribuição.

3. CRITÉRIOS GERAIS

3. As tarifas para as centrais geradoras serão definidas de acordo com metodologias específicas aplicadas a cada subgrupo tarifário.

4. As tarifas para as centrais geradoras do subgrupo A2, conectadas em tensão igual a 138 kV ou 88 kV são nominais e definidas com utilização de metodologia nodal.

5. As tarifas para as centrais geradoras conectadas nos níveis de tensão de 2,3 kV a 69 kV serão definidas por subgrupo tarifário (A4, A3a e A3a).

6. As tarifas para as centrais geradoras conectadas em tensão igual ou inferior a 2,3 kV, pertencentes ao grupo B, será definida segundo características da central geradora e da rede em que se conecta.

7. As Tarifas de Referência serão apuradas no momento da revisão tarifária periódica, exceção para as centrais geradoras do subgrupo A2 que podem ter nova tarifa de referência apurada nos reajustes tarifários anuais ou das centrais geradoras que participem de leilão de energia nova.

4. DEFINIÇÕES

8. Para os fins e efeitos desse submódulo, são adotados os seguintes critérios e conceitos:

i. Redes Unificadas - RU: conjuntos de instalações de transmissão e distribuição, na tensão de 138 kV ou 88 kV, que possuam pelo menos uma central geradora conectada, incluindo:

a) transformadores de potência classificados como Rede Básica com tensão secundária de 138 kV ou 88 kV, b) Demais Instalações de Transmissão - DIT - classificadas como compartilhadas ou como de uso exclusivo de concessionárias ou de permissionárias de distribuição e c) as instalações de propriedade das concessionárias ou permissionárias de distribuição, separadas entre si segundo critérios técnicos;

ii. Fluxo de potência de referência: calculado com base na topologia da rede e nos montantes de carga e geração projetados no período de cálculo, para o Sistema Interligado Nacional - SIN, adicionado dos dados das concessionárias e permissionárias de distribuição e concessionárias de transmissão, necessários para modelagem das RU.

5. TARIFA PARA AS CENTRAIS GERADORAS DO AGRUPAMENTO AT-2 (SUBGRUPO A2)

5.1. TARIFA DE REFERÊNCIA

5.1.1 COMPOSIÇÃO DA TUSDg EM A2

9. As tarifas para as centrais geradoras do subgrupo A2 são nominais, formada por três componentes tarifárias como segue:

i. TUSDg-D/DIT: parcela relativa à receita da Rede Unificada - RU;

ii. TUSDg - T: parcela relativa ao fluxo de exportação para a Rede Básica; e

iii. TUSDg - ONS: parcela relativa ao custeio do ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico).

5.1.2 CÁLCULO DA COMPONENTE TUSDg-D/DIT

10. A receita de referência de uma RU será estabelecida pelo somatório das seguintes parcelas:

i. Receitas Anuais Permitidas dos transformadores de potência classificados como Rede Básica, com tensão secundária de 88 kV ou 138 kV;

ii. Parcela das Receitas Anuais Permitidas (RAP) das DIT compartilhadas ou de uso exclusivo de distribuidoras, no nível de tensão de 88 kV ou 138 kV; e

iii. Receita anual apurada pela ANEEL para as instalações em 88 kV ou 138 kV, incluídos os transformadores de potência com tensão secundária nestes níveis de tensão, de propriedade de concessionárias ou permissionárias de distribuição, composta pela soma dos valores dos seguintes itens:

a. Remuneração das instalações de distribuição em serviço;

b. Quota de reintegração regulatória;

c. Custos operacionais associados ao ativo em serviço;

d. Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE; e

e. Pesquisa e Desenvolvimento - P&D e Eficiência Energética

5.1.3 CRITÉRIO DE CÁLCULO DA COMPONENTE TUSDg-D/DIT

11. A componente TUSDg-D/DIT será estabelecida com base na metodologia nodal, disposta no Submódulo 9.4 do PRORET, e deverá observar os seguintes critérios:

i. rateio da receita de referência da RU de forma proporcional às cargas e aos Montantes de Uso do Sistema de Distribuição - MUSD - contratados por centrais geradoras representados na RU, considerando a diferença de montantes como geração ou carga fictícia, de acordo com a equação a seguir:

$$RRD_{138kV}^G = \frac{0,5 * (G_{real} + G_{ficticia}) * RRD_{138kV}}{(G_{real} + G_{ficticia})} \quad (1)$$

Onde:

RRD_{138kV}^G = Parcela da receita de referência alocada ao segmento geração;

RRD_{138kV} = Receita de referência da RU;

G_{real} = Geração real da RU despachada conforme fluxo de potência de referência;

$G_{ficticia}$ = Geração fictícia em relação à Rede Básica, apurada pelo déficit de Carga em relação à Geração real; e

$C_{ficticia}$ = Carga fictícia em relação à Rede Básica, apurada pelo déficit de Geração real em relação à Carga.

ii. limite mínimo de zero e máximo de cem por cento para o fator de ponderação de carregamento das linhas de transmissão e transformadores de potência;

iii. consideração do despacho de todas as centrais geradoras de forma proporcional às suas potências instaladas, com base no fluxo de potência de referência para atendimento às cargas dos submercados a que estiverem conectadas as referidas centrais, para consideração da parcela $TUSDg_D/DIT_{DR}$ e $TUSDg_T_{DR}$;

iv. consideração do despacho de todas as centrais geradoras de forma proporcional às suas potências instaladas, com base no fluxo de potência de referência para atendimento às cargas do Sistema Interligado Nacional - SIN, para formação da parcela $TUSDg_D/DIT_{DN}$ e $TUSDg_T_{DN}$;

v. utilização do Fator de Demanda definido no Submódulo 9.4 do PRORET;

vi. uso das capacidades nominais de longa duração constantes dos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão - CPST, para os transformadores de potência integrantes da Rede Básica;

vii. uso de valores padronizados para as capacidades nominais de longa duração das linhas de transmissão e transformadores de potência pertencentes às concessionárias ou permissionárias de distribuição ou integrantes das DIT, segundo critérios definidos pela ANEEL;

viii. uso de valores padronizados de custos de reposição de equipamentos para as linhas de transmissão e transformadores de potência, para fins de cálculo dos custos unitários dos equipamentos, segundo critérios definidos pela ANEEL;

ix. valor mínimo da tarifa igual a zero; e

x. Quando não existir déficit de carga ou geração, a correspondente componente fictícia da equação (1) será nula.

12. A componente TUSDg-D/DIT será definida pela composição dos dois despachos definidos nos itens iii e iv do parágrafo 11, conforme equação:

$$TUSDg_D/DIT = P_{DR} * TUSDgD/DIT_{DR} + P_{DN} * TUSDgD/DIT_{DN} \quad (2)$$

Onde:

P_{DR} = Participação do Despacho Regional;

P_{DN} = Participação do Despacho Nacional;

5.1.4 CRITÉRIO DE CÁLCULO DA COMPONENTE TUSDg-T

13. Quando o fluxo de potência de referência resultar em exportação de geração da RU para a Rede Básica, será calculada a componente tarifária TUSDg-T, destinada a remunerar o uso do sistema de transmissão, apurada com base nos seguintes critérios:

i. cálculo de encargo de uso do sistema de transmissão devido ao fluxo de exportação por ponto de conexão à Rede Básica; e

ii. rateio do somatório dos encargos de uso do sistema de transmissão proporcionalmente ao sinal locacional e ao MUSD de cada central geradora da RU.

14. A componente TUSDg-T será definida pela composição dos dois despachos definidos nos itens iii e iv do parágrafo 11, conforme equação:

$$TUSDg_T = P_{DR} * TUSDg_T_{DR} + P_{DN} * TUSDg_T_{DN} \quad (3)$$

5.1.5 CRITÉRIO DE CÁLCULO DA COMPONENTE TUSDg-ONS

15. A componente tarifária TUSDg-ONS será calculada com base no orçamento anual do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, homologado pela ANEEL, de forma proporcional aos Montantes de Uso dos Sistemas de Transmissão - MUST - e de Distribuição - MUSD - contratados pelas centrais geradoras.

5.1.6 LIMITADOR TARIFÁRIO

16. A TUSDg de referência terá seu valor limitado ao maior valor de Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão - TUST - apurado para o segmento geração nas barras de Rede Básica as quais as respectivas Redes Unificadas se conectam, da seguinte forma:

i. para todas as centrais geradoras que estão em operação comercial ou entrarem em operação comercial e celebrarem Contrato de Uso do Sistema de Distribuição - CUSD - até 30 de junho de 2013;

ii. para as centrais geradoras que se conectem em redes unificadas importadoras, assim identificadas no momento do cálculo das TUSDg de referência; e

iii. para as centrais geradoras de fonte hidráulicas, independente da característica da rede unificada ser importadora ou exportadora.

17. A aplicação do limitador tarifário será considerada no momento de cálculo da nova tarifa de referência.

5.1.7 CRITÉRIOS PARA CÁLCULO DAS TARIFAS DE REFERÊNCIA

18. Anualmente, até o dia 1º de julho, serão homologadas as TUSDg de referência, calculadas de acordo com o disposto nesse submódulo, para as novas centrais geradoras e para as centrais geradoras que possuam CUSD celebrados com distribuidora cuja revisão tarifária ocorrerá nos 12 meses seguintes ao dia 1º de julho, sendo que:

i. as TUSDg de referência servirão de base para o cálculo da TUSDg na data contratual de revisão ou reajuste tarifário de cada distribuidora;

ii. a central geradora que tiver o MUSD alterado será considerada como nova central geradora, para efeitos de cálculo da TUSDg.

19. Previamente aos leilões de energia nova, a ANEEL publicará a TUSDg de referência para os novos empreendimentos de geração que não estejam em operação comercial, participantes do certame, com conexão prevista em 138 ou 88 kV.

5.1.8 ABERTURA TARIFÁRIA - FORMAÇÃO DAS COMPONENTES TARIFÁRIAS

20. No processo tarifário da distribuidora a componente TUSDg-D/DIT de uma central geradora será decomposta proporcionalmente às parcelas da receita de referência da distribuidora com a qual possui Contrato de Uso dos Sistemas de Distribuição - CUSD - celebrado.

21. A receita de referência da distribuidora é composta pelas parcelas discriminadas no parágrafo 10.

22. As componentes tarifárias TUSDg-T e TUSDg-ONS são componentes específicas.



5.1.9 ATUALIZAÇÃO DAS TARIFAS DE REFERÊNCIA

23. No processo tarifário da distribuidora serão homologadas as TUSDg das centrais geradoras com novas tarifas de referência, a partir da atualização da TUSDg de referência definida em 1º de julho precedente, mediante a aplicação do Índice Geral de Preços do Mercado - IGP-M da Fundação Getúlio Vargas - FGV - acumulado no período.

24. Nos reajustes tarifários das distribuidoras, as TUSDg vigentes serão atualizadas de acordo com cada componente específico de custo, como segue:

i. Componente TUSDg-D/DIT:

a. Parcela B, formada pela receita correspondente às parcelas descritas nas alíneas a, b e c do inciso III do parágrafo 10: reajustada pelo valor da diferença (IVI - Fator X) apurado nos termos do Módulo 3 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET;

b. Parcela A, formada pelas receitas referidas nos incisos I, II e pelas parcelas de receita descritas nas alíneas d, e, f do inciso III, todos do parágrafo 10: reajustada pelo índice de variação de preços (IVI) apurado nos termos do Módulo 3 do PRORET.

ii. Componente TUSDg-T: reajustado pelo índice de variação de preços (IVI) apurado nos termos do Módulo 3 do PRORET;

iii. Componente TUSDg-ONS: reajustado pelo índice de variação de preços (IVI) apurado nos termos do Módulo 3 do PRORET.

25. A TUSDg de que trata o parágrafo 19, para as centrais geradoras que se sagrarem vencedoras dos respectivos certames, será aplicada aos 10 ciclos tarifários de distribuição a contar daquele da entrada em operação comercial das centrais de geração prevista no edital do leilão.

26. A TUSDg de referência publicada para os leilões de energia, nos termos do parágrafo 19, será atualizada pelo Índice Geral de Preços do Mercado - IGPM da Fundação Getúlio Vargas - FGV.

5.2 TARIFAS BASE ECONÔMICA

27. As Tarifas base econômica das centrais geradoras do subgrupo A2 não serão atualizadas pelo fator multiplicativo, sendo de valor igual às Tarifas de Referência.

5.3 TARIFAS DE APLICAÇÃO

28. As Tarifas base financeira das centrais geradoras serão apuradas conforme disposto no item 3.2 do Submódulo 7.3.

29. As Tarifas base financeira das centrais geradoras do subgrupo A2 que se sagraram vencedoras nos leilões de energia nova e que tiveram suas tarifas previamente estabelecidas e estabilizadas nos termos do parágrafo 25, não serão atualizadas pelo fator multiplicativo, sendo igual às Tarifas base econômica.

6. TARIFA PARA AS CENTRAIS GERADORAS DO AGRUPAMENTO AT-3 (SUBGRUPO A3)

6.1. TARIFA DE REFERÊNCIA

30. Para as centrais geradoras do subgrupo A3, conectadas em 69 kV, a Tarifa de referência será obtida pela atualização, de cada componente tarifário que compõe a tarifa de referência, pelo IGP-M - Índice Geral de Preços do Mercado, apurado pela Fundação Getúlio Vargas, acumulado desde o último processo tarifário.

6.2. TARIFAS BASE ECONÔMICA

31. As Tarifas base econômica das centrais geradoras do subgrupo A3 não serão atualizadas pelo fator multiplicativo, sendo de valor igual às Tarifas de Referência.

6.3. TARIFAS DE APLICAÇÃO

32. A Tarifa base financeira será obtida pelo produto da Tarifa base econômica por um fator multiplicativo, por componente tarifário, conforme definido no item 3.2 do Submódulo 7.3.

7. TARIFA PARA AS CENTRAIS GERADORAS DO AGRUPAMENTO MT (SUBGRUPO A3a e A4)

7.1. TARIFA DE REFERÊNCIA

7.1.1. TUSDg FIO B

33. A Tarifa de Referência TUSDg FIO B será apurada no momento da revisão tarifária a partir da Tarifa de Referência do segmento consumo, definida conforme o Submódulo 7.2, de acordo com a seguinte equação:

$$TR_FIO\ B_R^{MT} = \theta_{MT} \cdot (\rho^{MT} \times TR_FIOB_{PP}^{MT} + (1 - \rho^{MT}) \cdot TR_FIOB_P^{MT}) \quad (4)$$

onde:

$TR_FIO\ B_R^{MT}$: Tarifa de Referência TUSD FIO B da modalidade geração para o agrupamento MT, em R\$/kW;

$TR_FIOB_{PP}^{MT}$: Tarifa de Referência TUSD FIO B para consumidores do agrupamento MT, no posto tarifário fora ponta, em R\$/kW;

$TR_FIOB_P^{MT}$: Tarifa de Referência TUSD FIO B para consumidores do agrupamento MT, no posto tarifário ponta, em R\$/kW;

ρ^{MT} : ponderador que define a participação das Tarifas de Referência ponta e fora ponta do segmento consumo na composição da Tarifa de Referência das centrais geradoras em MT; e

θ_{MT} : relação entre o custo de atendimento de uma central geradora no agrupamento MT e o custo médio do agrupamento.

34. O custo de atendimento de uma central geradora no agrupamento MT é obtido a partir do custo médio calculado conforme item 3.2 do Submódulo 7.2, considerando apenas o custo das linhas e conexão de linha do agrupamento MT.

7.1.2. TUSDg PERDAS TÉCNICAS

35. As Tarifas de Referência para as perdas técnicas, apuradas no momento da revisão tarifária, são calculadas por agrupamento de acordo com a seguinte equação:

$$TR_PT_g^k = \frac{FPE\%(k) \cdot PME}{100} \cdot (1 - \theta_k) \cdot \left(\frac{E_g(k)}{MD(kW)_k} \right) \quad (5)$$

onde:

$TR_PT_g^k$: tarifa de referência TUSDg Perdas Técnicas do agrupamento k, em R\$/kW;

$FPE\%(k)$: fator de perdas de energia do agrupamento k;

PME : preço médio de repasse de energia da concessionária em R\$/MWh;

θ_k : definido conforme Submódulo 7.2;

$E_g(k)$: energia gerada pelas centrais geradoras conectadas no agrupamento k;

e

$MD(kW)_k$: mercado de referência de demanda, em kW, para o agrupamento.

7.1.4. TUSDg ENCARGOS

36. A Tarifa de Referência para a componente tarifária TFSEE é definida aplicando-se a alíquota percentual da base de cálculo à tarifa de referência do componente tarifário TUSDg FIO B.

37. A Tarifa de Referência para a componente tarifária P&D é definida aplicando-se a alíquota percentual da base de cálculo ao somatório das tarifas de referência dos componentes tarifários TUSDg FIO B, TUSDg Perdas Técnicas e TUSDg TFSEE.

7.2 TARIFAS BASE ECONÔMICA

38. A TUSDg Base Econômica será a tarifa de referência atualizada pelo fator multiplicativo de cada componente tarifário, conforme disposto no item 3.1 do Submódulo 7.3.

7.3. TARIFAS DE APLICAÇÃO

39. A tarifa base financeira deverá ser obtida pelo ajuste da tarifa base econômica pelo fator multiplicativo da receita financeira de cada componente tarifário, conforme procedimento disposto no item 3.2 do Submódulo 7.3.

40. A TUSDg de Aplicação será o somatório da TUSDg base econômica e TUSDg base financeira.

8. TARIFA PARA AS CENTRAIS GERADORAS DO AGRUPAMENTO BT (GRUPO B)

8.1. TARIFA DE REFERÊNCIA

8.1.1. TUSDg FIO B

41. As Tarifas de Referência TUSDg FIO B para as centrais geradoras do agrupamento BT, conectadas em tensão inferior a 2,3 kV, apuradas no momento da revisão tarifária, são determinadas de acordo com o Montante de Uso do Sistema de Distribuição - MUSD da central geradora em relação à potência nominal do transformador de distribuição existente na rede no momento da solicitação de acesso. São definidos 2 tipos de conexões:

i. Tipo 1: MUSD menor que a potência nominal do transformador de distribuição; a Tarifa de Referência TUSDg FIO B será definida com base no custo de atendimento considerando apenas o custo das redes de baixa tensão; ou

ii. Tipo 2: MUSD maior que a potência nominal do transformador de distribuição; a Tarifa de Referência TUSDg FIO B será definida com base no custo de atendimento considerando os custos das redes, postos de transformação e transformadores de distribuição de baixa tensão e os custos de linhas e conexão de linhas de média tensão.

42. A Tarifa de Referência TUSDg FIO B é obtida a partir da Tarifa de Referência do segmento consumo, definido conforme o Submódulo 7.2, de acordo com a seguinte equação:

$$TR_FIO\ B_R^{BT-u} = \theta_{BT-u} \cdot (\rho^{BT} \times TR_FIOB_{PP}^{BT} + (1 - \rho^{BT}) \cdot TR_FIOB_P^{BT}) \quad (6)$$

onde:

u : Tipo de conexão, 1 ou 2, conforme parágrafo 10;

$TR_FIO\ B_R^{BT-u}$: Tarifa de Referência TUSDg FIO B da modalidade geração para o agrupamento BT, em R\$/kW, para o tipo u ;

$TR_FIOB_{PP}^{BT}$: Tarifa de Referência TUSD FIO B para consumidores do agrupamento BT, no posto tarifário fora ponta, em R\$/kW;

$TR_FIOB_P^{BT}$: Tarifa de Referência TUSD FIO B para consumidores do agrupamento BT, no posto tarifário ponta, em R\$/kW;

ρ^{BT} : ponderador que define a participação das Tarifas de Referência ponta e fora ponta do segmento consumo na composição da Tarifa de Referência das centrais geradoras em BT; e

θ_{BT-u} : relação entre o custo de atendimento de uma central geradora no agrupamento BT e o custo médio do agrupamento para o tipo u (Tipo 1 ou Tipo 2).

8.1.2. TUSDg PERDAS TÉCNICAS

43. As Tarifas de Referência para as perdas técnicas, apuradas no momento da revisão tarifária, são calculadas por agrupamento de acordo com a equação 5.

8.1.3. TUSDg ENCARGOS

44. A Tarifa de Referência para a componente tarifária TFSEE é definida aplicando-se a alíquota percentual da base de cálculo à tarifa de referência do componente tarifário TUSDg FIO B.

45. A Tarifa de Referência para a componente tarifária P&D é definida aplicando-se a alíquota percentual da base de cálculo ao somatório das tarifas de referência dos componentes tarifários TUSDg FIO B, TUSDg Perdas Técnicas e TUSDg TFSEE.

8.2 TARIFAS BASE ECONÔMICA

46. A TUSDg Base Econômica será a tarifa de referência atualizada pelo fator multiplicativo de cada componente tarifário, conforme disposto no item 3.1 do Submódulo 7.3.

8.3. TARIFAS DE APLICAÇÃO

47. A tarifa base financeira deverá ser obtida pelo ajuste da tarifa base econômica pelo fator multiplicativo da receita financeira de cada componente tarifário, conforme procedimento disposto no item 3.2 do Submódulo 7.3.

48. A TUSDg de Aplicação será o somatório da TUSDg base econômica e TUSDg base financeira.

9. DA RECEITA FATURADA PELA DISTRIBUIDORA COM A TUSDg DO AGRUPAMENTO AT-2

49. As receitas associadas às componentes TUSDg-T e TUSDg-ONS serão repassadas respectivamente às transmissoras e ao ONS, pelas distribuidoras, por meio do Contrato de Uso dos Sistemas de Transmissão - CUST.

50. Para as distribuidoras que não possuam CUST com o ONS, o repasse da receita deverá ser feito por meio do CUSD celebrado entre a distribuidora supridora e a respectiva supridora.

10. DISPOSIÇÕES GERAIS E TRANSITÓRIAS

51. Para mitigar grandes variações da TUSDg dos agrupamentos MT e BT, pode-se analisar em cada processo tarifário uma regra de transição, escalonando a aplicação da nova.

52. Para as centrais geradoras conectadas em 138 kV ou 88 kV, não consideradas nominalmente no momento de cálculo das tarifas de referência, será definida uma tarifa genérica, com base na média das tarifas de referência de todas as centrais geradoras, consideradas como novas, da respectiva distribuidora acessada.

53. As tarifas de que tratam o parágrafo 52 devem ser utilizadas no faturamento do encargo de uso do sistema de distribuição para acesso ao sistema de distribuição em caráter temporário em níveis de tensão de 88 kV ou 138 kV.

54. Para o ciclo tarifário 2023/2024, a participação P_{DR} será igual a 90% e P_{DN} igual a 10%.

55. Para o ciclo tarifário 2024/2025, a participação P_{DR} será igual a 80% e P_{DN} igual a 20%.

56. Para o ciclo tarifário 2025/2026, a participação P_{DR} será igual a 70% e P_{DN} igual a 30%.

57. Para o ciclo tarifário 2026/2027, a participação P_{DR} será igual a 60% e P_{DN} igual a 40%.

58. Do ciclo 2027/2028 em diante, a participação P_{DR} será igual a 50% e P_{DN} igual a 50%.

ANEXO LXIII

Submódulo 9.4
CÁLCULO DAS TARIFAS DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO (TUST) E TARIFA DE TRANSPORTE DE ITAIPU

Versão 1.1 C

1. OBJETIVO

1. Estabelecer os procedimentos utilizados para o cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e da Tarifa de Transporte de Itaipu.

2. ABRANGÊNCIA

2. Aplica-se às centrais de geração, autoprodutores, consumidores, importadores e exportadores de energia elétrica, ou seja, todos aqueles que acessam a rede básica (sistêmica), em nível de tensão igual ou superior a 230 kV, bem como aos novos empreendimentos de geração participantes de leilões de energia nova com previsão de conexão à rede básica e que não estejam em operação comercial.

3. METODOLOGIA NODAL PARA CÁLCULO DA TUST-RB

3. A metodologia para cálculo das tarifas e encargos nodais se baseia na estimativa de custos que os usuários impõem à rede nos períodos de exigência máxima, calculados a partir dos custos de investimento, operação e manutenção da rede mínima capaz de transportar os fluxos ocasionados em tais pontos.

4. Os encargos são ajustados ao montante necessário para cobrir os custos de serviço do sistema de transmissão ou de distribuição, por meio de valor aditivo à tarifa de cada barra, de forma a preservar a relatividade dos encargos entre os diversos agentes usuários.

5. Assim, metodologia nodal busca capturar a variação dos custos de expansão da rede, decorrente de um incremento marginal de injeção de potência, causados pelo crescimento da carga ou da geração, considerando as condições de demanda em que os elementos de transmissão são utilizados em carregamento máximo.



6. Para a aplicação da metodologia são adotadas as seguintes hipóteses:
 I - utiliza-se a "rede ideal de custo mínimo", que se refere à rede necessária para o atendimento da demanda a partir das usinas existentes, e que tem a mesma topologia e impedâncias da rede existente no horizonte de cálculo;
 II - a capacidade de transmissão de cada linha e transformador da rede ideal coincide com o fluxo verificado no elemento, na condição de demanda considerada para o estabelecimento das tarifas de transmissão; e
 III - admite-se que a expansão da rede de transmissão se fará utilizando as rotas existentes. Isto implica em considerar que é possível expandir por meio de acréscimos marginais na capacidade de transmissão das rotas existentes.
 7. A solução analítica do modelo é obtida a partir da rede ideal de custo mínimo em que é calculado um caso base de fluxo de potência linear por meio da construção da matriz de sensibilidade que relaciona os fluxos de potência nas diferentes linhas e transformadores com a potência injetada em cada barra do sistema.
 8. Esta matriz de sensibilidade é obtida a partir da matriz de impedâncias "Zbus" que se calcula como parte do processo de solução do fluxo de potência linear. Cada sensibilidade é definida matematicamente como:

$$\beta_{Lb} = \frac{dF_L}{dI_b}$$

Onde:

β_{Lb} - fluxo incremental resultante no elemento L, linha ou transformador, devido ao incremento da demanda ou da geração na barra b;

F_L - fluxo de potência no elemento L, em MW; e

I_b - potência injetada ou retirada na barra b, em MW.

9. Em outros termos, aumentando-se em 1 MW a carga ou a geração em uma barra do sistema, pode-se determinar a variação dos fluxos nas linhas e transformadores. Como se está considerando que não há folgas na capacidade de transmissão, tais variações acarretam investimentos para elevar marginalmente a capacidade desses elementos.

10. A partir desses fluxos incrementais e usando custos padronizados de expansão (custos de reposição de linhas e subestações, parametrizados pelo comprimento das linhas, níveis de tensão e potência nominal de transformadores), é determinada a variação do custo de reposição da rede ideal para um aumento de 1 MW na geração ou na carga de cada barra do sistema, que definirá o preço nodal na barra, em R\$/MW.

11. Para a determinação das tarifas nodais utilizam-se custos unitários, isto é, custos normalizados pelas capacidades padronizadas para cada elemento do sistema. Estes são baseados em custos de reposição, operação e manutenção típicos do sistema de transmissão.

$$C_L = \frac{\text{Custo}_L}{\text{Cap}_L}$$

Onde:

C_L - custo unitário do elemento L, em R\$/MW;

Custo_L - custo de reposição do elemento L, em base anual, calculado a partir do custo total de reposição do elemento, em R\$; e

Cap_L - capacidade de transmissão do elemento L, em MW.

12. Para a obtenção dos custos unitários das linhas de transmissão, as capacidades de transporte são padronizadas por nível de tensão e para os transformadores, as capacidades são padronizadas pelas potências nominais, conforme valores dispostos no Anexo I.

13. Para o cálculo da tarifa nodal foi introduzido o fator de ponderação com limite inferior de 0% e limite máximo de 100% no carregamento dos elementos (linhas de transmissão e transformadores), estabelecido da seguinte forma:

$$r_L = \frac{|F_L|}{\text{Cap}_L}$$

$$F_{pL} = \begin{cases} 0; & r_L < r_{\min} \\ \frac{r_L - r_{\min}}{r_{\max} - r_{\min}}; & r_{\min} \leq r_L \leq r_{\max} \\ 1; & r_L > r_{\max} \end{cases}$$

Onde

F_{pL} - fator de ponderação do elemento L, que representa o carregamento resultante do fluxo de potência linear normalizado pela capacidade do elemento L;

r_L - fator de carregamento do elemento L.

r_{\max} - fator de carregamento máximo, acima do qual o fator de ponderação é 1; e

r_{\min} - fator de carregamento mínimo, abaixo do qual o fator de ponderação é 0.

14. Assim, determinam-se os custos (ou benefícios) associados a uma unidade de incremento na demanda ou na geração em cada barra do sistema de acordo com a seguinte fórmula:

$$\pi_b = \sum_{L=1}^{n^{\circ} \text{ elementos}} \beta_{Lb} \cdot C_L \cdot F_{pL}$$

Onde:

π_b - tarifa nodal da barra b, em R\$/MW;

β_{Lb} - sensibilidade do elemento L em relação à barra b;

C_L - custo unitário do elemento L, em R\$/MW; e

F_{pL} - fator de ponderação do elemento L, para carga ou geração.

15. As tarifas nodais são estabelecidas em função de seu ponto de conexão à rede, não existindo relação entre pontos de injeção e pontos de retirada. Para o cálculo dessas tarifas, é definida uma barra de referência, advinda dos estudos de caso base de planejamento e única para todo o sistema, em que são compensadas as variações de injeção nas demais barras. Sendo assim, esta prerrogativa é considerada na equação acima, uma vez que os fatores β_{Lb} dependerão da referência escolhida.

3.1. AJUSTE DAS TARIFAS PARA COBERTURA TOTAL DA RECEITA ANUAL PERMITIDA - RAP

16. Os custos de transmissão da rede básica são remunerados às transmissoras por meio da RAP. Esta receita é arrecadada por meio dos Encargos de Uso do Sistema de Transmissão (EUST), que são pagos pelos usuários da rede básica.

17. Denomina-se EUST, o valor resultante do produto entre a TUST-RB e o Montante de Uso do Sistema de Transmissão - MUST contratado pelos usuários nos pontos de conexão com a rede básica, por meio dos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST).

18. Entretanto, os encargos resultantes da aplicação da tarifa nodal, que representa a parcela locacional da TUST-RB, não são suficientes para recuperar a RAP total provisionada no cálculo das tarifas. Desta forma, adiciona-se às tarifas nodais uma parcela aditiva, constante em R\$/MW, garantindo o total de receita a ser arrecadada:

$$TUST - RB_B = \pi_B + K_{\text{carga ou geração}B}$$

19. A parcela aditiva para o segmento geração ($K_{\text{geração}}$) é calculada:

$$K_{\text{geração}} = \frac{RAP_{\text{geração}} - \sum_{b=1}^{Nb} \pi_b \cdot P_b}{\sum_{i=b}^{Nb} P_b}$$

$$RAP_{\text{geração}} = RAP \cdot \%G$$

Onde:

π_b - tarifa nodal da barra b, em R\$/MW;

P_b - MUST contratado em regime permanente pelo segmento geração em cada barra do sistema (MW);

Nb - número de barras da rede de transmissão;

$RAP_{\text{geração}}$ - parcela da receita anual permitida a ser recuperada pelos geradores (R\$/ano); e

$\%G$ - percentual inicial estabelecido ao segmento geração para provisionamento da RAP, definido em 50%.

20. A parcela aditiva para o segmento consumo (K_{consumo}) é determinada de forma semelhante, de modo que:

$$K_{\text{consumo}} = \frac{RAP_{\text{consumo}} - \sum_{b=1}^{Nb} \pi_b \cdot D_b}{\sum_{i=b}^{Nb} D_b}$$

$$RAP_{\text{consumo}} = RAP \cdot \%D$$

Onde:

D_b - MUST contratado em regime permanente pelo segmento consumo em cada barra do sistema (MW);

RAP_{consumo} - parcela da receita anual permitida a ser recuperada pelas cargas (R\$/ano); e

$\%D$ - percentual inicial estabelecido ao segmento consumo para provisionamento da RAP, definido em 50%.

4. PROCEDIMENTOS GERAIS PARA CÁLCULO DA TUST-RB

21. As TUST serão aplicadas em base mensal, considerando a metodologia descrita na seção 3, considerando as disposições a seguir:

$$TUST - RB_b = (P_{DR} \times TUST - RB_{Rb} + P_{DN} \times TUST - RB_{Nb}) + (\text{Parcela Aditiva})$$

Onde:

$TUST - RB_b$: TUST-RB na barra b (ponto de conexão);

$TUST - RB_{Rb}$: Componente Regional da TUST-RB na barra b (ponto de conexão), obtida pelo despacho proporcional por submercado definido nas regras de comercialização, limitada a zero;

P_{DR} : Percentual da Participação do Despacho Regional para a $TUST - RB_{Rb}$;

$TUST - RB_{Nb}$: Componente Nacional da TUST-RB na barra b (ponto de conexão), obtida pelo despacho proporcional unificado com Fator de Demanda (FD), limitada a zero;

P_{DN} : Percentual da Participação do Despacho Nacional para a $TUST - RB_{Nb}$; e

Parcela Aditiva: Componente aditiva necessária para fechar a arrecadação, em função da junção das componentes regional ($TUST - RB_{Rb}$) e nacional ($TUST - RB_{Nb}$).

22. O limite mínimo da TUST-RB deve ser 50% da Tarifa Equivalente Uniforme (TEU) de cada segmento, calculada da seguinte forma:

$$TEU_{\text{geração}} = \frac{RAP_{\text{geração}}}{\sum_{b=1}^{Nb} P_b} \quad TEU_{\text{consumo}} = \frac{RAP_{\text{consumo}}}{\sum_{b=1}^{Nb} D_b}$$

23. Os encargos de uso do sistema de transmissão deverão ser suficientes para a prestação deste serviço e serão devidos aos respectivos concessionários e ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), observando:

i. as receitas anuais permitidas para as empresas concessionárias de transmissão, determinadas pela ANEEL;

ii. a parcela do orçamento anual do ONS a ser coberta por estes encargos, conforme estabelecido no seu Estatuto e aprovada pela ANEEL;

iii. passivos financeiros excepcionais aprovados pela ANEEL; e

iv. a compensação de déficit ou superávit do exercício anterior, contabilizado anualmente pelo ONS e aprovado pela ANEEL.

24. As perdas elétricas nos sistemas de transmissão para fins de contabilização e liquidação serão tratadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), de acordo com as regras específicas.

25. Deverão ser considerados os Montantes de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) contratados pelos usuários em regime permanente, de acordo com as Regras de Transmissão.

26. Para o segmento geração, será descontada as Parcelas TUSDg-T e TUSDg-ONS definidas no Submódulo 7.4 do Proret, por meio de parcela aditiva para formação da TUST-RB.

27. Para o segmento consumo, será considerado os ajustes de arrecadação por meio de parcela aditiva decorrentes dos itens 6.1 e 7.3, especificamente.

28. O fator de ponderação será calculado considerando igual a 0% e igual a 100%.

29. Deverá ser utilizada as capacidades nominais de longa duração constantes dos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST) para fins de definição da Cap_L .

30. Deverá ser utilizado os custos-padrão estabelecidos a partir do Banco de Preços de Referência ANEEL e cadastrados no SIGET, conforme Anexo I, para definição dos custos de reposição (Custo_L).



31. Deverá ser utilizado caso base de fluxo de potência com a configuração anual do Sistema Interligado Nacional (SIN), considerando:

- i. o despacho de todas as centrais de geração de forma proporcional aos MUST contratados em regime permanente, de forma a manter o equilíbrio entre carga e geração em cada submercado do SIN, para a formação da componente regional, denominada de TUST R_B; e
- ii. o despacho de todas as centrais de geração de forma proporcional aos MUST contratados em regime permanente, de forma a manter o equilíbrio entre carga e geração do SIN para a formação da componente nacional, denominada de TUST R_{NB};
- iii. Deverá ser aplicado Fator de Demanda (FD) sobre os MUST contratados em regime permanente para o segmento consumo, calculado a cada ciclo tarifário considerando o horizonte dos últimos 5 ciclos tarifários, unicamente para o cálculo do fluxo de potência a ser utilizado na parcela locacional

(πb)

para a formação da componente TUST R_{NB}; conforme equação a seguir:

$$FD = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{DM_i}{MUST_i}}{n}$$

$$DM = \frac{\sum_{k=1}^d D_k}{d}$$

Onde:

FD: Fator de Demanda (adimensional)

DM: Demanda média obtida no ciclo i, em base diária (GW);

D: Demanda máxima instantânea no dia k (GW);

MUST: Maior valor entre os MUST contratados nos horários de ponta e fora de ponta no ciclo i (GW);

d: número de dias do ciclo i; e

n: Número de ciclos tarifários do intervalo de cálculo (adimensional).

iv. as instalações em operação comercial e as com previsão de entrada em operação no horizonte de cálculo; e

v. a modelagem dos efeitos da etapa de motorização de cada central de geração.

5. TUST-RB DO SEGMENTO GERAÇÃO

32. As TUST-RB do segmento geração serão controladas por ponto de conexão de Rede Básica, a partir de métrica denominada de envoltória tarifária, descrita a seguir:

i. para o primeiro ciclo de aplicação (ciclo N-1), considerar a TUST Controlada (TC) por ponto de conexão de Rede Básica igual à TUST calculada na Barra (TB), também denominada de Tarifa de Partida (TP):

$$TC_{N-1} = TB_{N-1}$$

ii. a partir do segundo ciclo (ciclo N), considerar o seguinte mecanismo de controle tarifário:

$$LS_N = (P_{TC} TC_{N-1} + P_{TB} TB_N) \times [1 + (|IAT_N| + r_e)]$$

$$LI_N = (P_{TC} TC_{N-1} + P_{TB} TB_N) \times [1 - (|IAT_N| + r_e)]$$

$$TC_N = \begin{cases} TB_N, & LI_N \leq TB_N \leq LS_N \\ LS_N, & TB_N > LS_N \\ LI_N, & TB_N < LI_N \end{cases}$$

Onde,

N - ciclo tarifário de aplicação do controle tarifário;

TB - TUST-RB da Barra calculada anualmente;

P_{TB} - Participação da TUST da Barra calculada anualmente, definida em 20%;

TC - TUST-RB Controlada da barra;

P_{TC} - Participação da TUST Controlada, definida em 80%;

LS - Limite Superior;

LI - Limite Inferior;

IAT - Índice de Atualização da Transmissão (%); e

r_e - Risco de expansão da transmissão, definido em 5%.

33. O IAT será calculado considerando a seguinte equação:

$$IAT_i = (IGP-M_j \times CIGP-M_i) + (IPCA_j \times CIPCA_i)$$

Onde:

IAT_i - Índice de Atualização da Transmissão no ciclo tarifário i;

IGP-M_j - IGP-M acumulado no ciclo tarifário j;

IPCA_j - IPCA acumulado no ciclo tarifário j;

CIGP-M_j - Proporção da RAP das instalações de Rede Básica em operação com contratos de concessão reajustados por IGP-M no início do ciclo tarifário j;

CIPCA_j - Proporção da RAP das instalações de Rede Básica em operação com contratos de concessão reajustados por IPCA no início do ciclo tarifário j;

i - ciclo tarifário atual; e

j - ciclo tarifário anterior, que considera os índices de maio do ciclo (i-2) a maio do ciclo (i-1).

34. A partir da edição desse regulamento, o IAT manterá seu histórico inalterado, atualizando apenas os índices relacionados ao período do ciclo j.

35. As TUST-RB das centrais de geração cuja remuneração seja integralmente oriunda de cotas de garantia física destinadas ao atendimento do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) serão aquelas efetivamente obtidas para cada ciclo tarifário mediante cálculo anual (TB), não se aplicando o disposto nos parágrafos 32 e 33.

36. As TUST-RB poderão ser estimadas pelas centrais de geração a partir das Tarifas Controladas (TC) homologadas a cada ciclo por ponto de conexão de Rede Básica.

37. A Tarifa de Partida (TP) para o controle tarifário dos pontos de conexão de Rede Básica ainda não homologados no ciclo tarifário, relacionados à participação de novas centrais de geração em leilões do ACR, será estabelecida previamente ao certame desde que:

i. o novo ponto de conexão seja oriundo de novo sistema de transmissão integrante de Rede Básica planejado estritamente para o escoamento da geração relacionada ao leilão do ACR, de modo que a tarifa de partida para o controle tarifário será obtida mediante cálculo prospectivo no ciclo previsto para início de suprimento a partir de base de dados elaborada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) com base no Plano Decenal de Energia Elétrica (PDE) e de RAP prospectiva calculada nos termos da seção 8;

ii. a Tarifa de Partida (TP) será válida em caso de êxito no certame e contratação do ponto de conexão declarado no leilão mediante celebração do Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST); e

iii. a Tarifa de Partida será atualizada pelo IAT para a referência do ciclo imediatamente anterior ao ciclo previsto para a entrada em operação do respectivo ponto de conexão.

38. Seccionamento de Linhas de Transmissão de Rede Básica não é considerado novo sistema de transmissão planejado, de modo que não ensejará o cálculo descrito no parágrafo anterior.

39. Para os casos de TUST-RB de pontos de conexão de Rede Básica ainda não homologados, as centrais de geração poderão estimar a partir das tarifas da barra (TB) calculadas nos pontos de conexão adjacentes ao ponto de interesse.

40. No âmbito da Apuração Mensal dos Serviços e Encargos de Transmissão (AMSE), fica o ONS autorizado a definir os EUST considerando as TUST-RB homologadas:

i. para cada ponto de conexão contratado (caso geral); ou

ii. nominalmente para cada central de geração, caso se conforme nos termos do parágrafo 35 ou dos procedimentos transitórios definidos na seção 10.

41. Caso alguma central de geração celebre CUST e não haja TUST-RB homologada para o ponto de conexão de Rede Básica contratado, o ONS deverá aplicar a Tarifa Controlada (TC) homologada do ponto de conexão eletricamente mais próximo até o ciclo tarifário subsequente, quando o ponto de conexão contratado passar a ser modelado na base de dados, considerando a tarifa aplicada no ciclo anterior como de partida (TP) para a envoltória tarifária.

42. Para as centrais geradoras associadas, a TUST será única para o conjunto associado e será estabelecida nas apurações mensais de serviços e encargos de transmissão pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS após a celebração do respectivo Contrato de Uso do Sistema de Transmissão - CUST da seguinte forma:

$$TUST \text{ associação} = \frac{\sum_{i=1}^n TUST_{gi} \times MUST_{gi}}{\sum_{i=1}^n MUST_{gi}}$$

Onde:

TUST_g - TUST-RB calculada pela ANEEL aplicável para cada central de geração integrante do conjunto associado;

MUST_g - Parcela do Montante de Uso do Sistema de Transmissão - MUST contratado declarada para cada central geradora integrante do conjunto associado;

l - central geradora participante da associação; e

n - total de centrais geradoras participantes da associação.

43. Aplicam-se às centrais geradoras associadas as demais condições estabelecidas neste regulamento.

6. TUST DO SEGMENTO CONSUMO

6.1. TUST-RB DO SEGMENTO CONSUMO

44. As TUST-RB do segmento consumo serão estabelecidas a cada ciclo tarifário, nos horários de ponta e fora de ponta, com o montante a ser arrecadado rateado de forma proporcional ao total de MUST contratado em regime permanente e em cada horário.

45. As diferenças anuais apuradas a cada ciclo tarifário, para mais ou para menos, entre as TUST-RB estabelecidas para o segmento geração e aquelas efetivamente obtidas para o mesmo ciclo mediante simulação anual (TB), serão contabilizadas e atribuídas ao segmento consumo do SIN de forma proporcional aos MUST contratados em regime permanente.

46. No âmbito da AMSE, caso algum usuário do segmento consumo celebre CUST e não haja TUST-RB homologada para o ponto de conexão contratado, o ONS deverá aplicar a tarifa homologada do ponto de conexão eletricamente mais próximo até o ciclo tarifário subsequente, quando o ponto de conexão contratado passar a ser modelado na base de dados.

6.2. TUST-FR DAS DISTRIBUIDORAS E PERMISSIONÁRIAS

47. A RAP associada às instalações de fronteira deve considerar as parcelas relacionadas aos transformadores e conexões com tensão primária igual ou superior a 230 kV pertencentes à Rede Básica e as instalações classificadas como Demais Instalações de Transmissão (DIT) de uso compartilhado, bem como a parcela de ajuste proveniente das diferenças entre a RAP e o valor recebido das distribuidoras no ciclo anterior, nos termos do Submódulo 9.3 do PRORET.

48. A TUST-FR será obtida a partir do rateio do valor total da RAP e PA pelo somatório dos MUST contratados em regime permanente e em cada ponto de conexão, pelas respectivas distribuidoras e permissionárias, nos postos tarifários de ponta e fora de ponta.

49. No âmbito da AMSE, caso algum usuário do segmento consumo celebre CUST e não haja TUST-FR homologada para o ponto de conexão contratado, o ONS deverá:

i. aplicar a tarifa homologada para os pontos de conexão pertencentes à Rede Básica de Fronteira/DIT compartilhada, caso o ponto de conexão faça parte dessas instalações; ou

ii. solicitá-la à ANEEL, caso contrário.

7. BASE DE DADOS DA TUST

50. A Base de Dados para cálculo da TUST deverá ser colocada em Tomada de Subsídios a cada ciclo tarifário, para que a sociedade possa excluir a ela, de modo a propiciar a participação pública e a promoção da qualidade dos dados a serem utilizados no cálculo.

51. Deverá ser representada a rede elétrica em operação comercial acrescida das instalações previstas para entrarem em operação comercial até o fim do ciclo tarifário sob cálculo, conforme dados disponibilizados no SIGET.

52. Após a homologação da Base de Dados pela ANEEL, ela se torna blindada, não podendo haver alterações posteriores.

7.1. REPRESENTAÇÃO DA CARGA

53. A representação da carga na base de dados de cálculo da TUST do ciclo tarifário deve considerar as premissas elencadas abaixo:

i. a representação da carga das distribuidoras e das unidades consumidoras com acesso à Rede Básica deve considerar a média dos MUST efetivamente contratados na modalidade permanente para o ciclo tarifário sob cálculo;

ii. para os CUST que apresentem mais de um valor de MUST em seus anexos, o MUST representado deve ser aquele aderente à rede elétrica prevista para o ciclo tarifário sob cálculo; e

iii. para CUST em outras modalidades, a unidade consumidora ou distribuidora ou importadora deve ser representada:

iii.a) com valor da carga igual a 0,1 MW, quando a barra associada não tenha outra carga em regime permanente; ou

iii.b) com valor de carga igual a zero, caso a barra já possua carga em regime permanente.

7.2. REPRESENTAÇÃO DA GERAÇÃO

54. A representação da geração na base de dados de cálculo da TUST do ciclo tarifário deve considerar as premissas elencadas abaixo:

i. representação da geração com acesso à Rede Básica deve considerar o maior MUST efetivamente contratado na modalidade permanente para o ciclo tarifário sob cálculo, proporcionalmente a cada ponto de conexão contratado; e



ii. para CUST em outras modalidades, a central de geração não deve ser representada na base de dados.

55. A ANEEL poderá adotar critérios mais restritivos de representação dos geradores a serem incluídos na arrecadação do ciclo tarifário, a depender da evolução dos cronogramas de implantação dos empreendimentos de geração e transmissão associados ao escoamento da energia produzida.

7.3. MECANISMOS DE AJUSTE DE ARRECAÇÃO

56. Os mecanismos de ajuste de arrecadação são denominados de MUST Parcial e EUST Parcial, justificados pela finalidade de evitar a majoração dos encargos de uso por parte do segmento geração, e consequente déficit de receita ao fim do ciclo, assegurando assim, a arrecadação de recursos suficientes para cobertura dos custos dos sistemas de transmissão, conforme preconizado na alínea a, inciso XVIII, do art. 3º da Lei nº 9.427, de 1996.

57. Cumpre destacar que caso esses recursos não sejam provisionados para pagamento no ciclo tarifário, eles serão pagos por meio de Parcela de Ajuste no próximo ciclo. Assim, o provisionamento permite identificar um montante de recurso que, de outra forma, seria considerado uma incerteza até a apuração pelo ONS da Parcela de Ajuste. Portanto, as parcelas MUST Parcial e EUST Parcial não representam custos adicionais, mas a redução da incerteza associada ao acréscimo de valores positivos à Parcela de Ajuste.

7.3.1 MUST PARCIAL

58. As centrais de geração devem declarar montantes de uso conforme cronograma contido no respectivo ato de outorga, conforme Regras de Transmissão.

59. Desta forma, as usinas que passam por período de motorização até atingir a potência outorgada contratam MUST que reflita esse processo, ensejando na apuração de encargos de uso que variam ao longo do ciclo de forma crescente.

60. Ocorre que o cálculo tarifário comporta apenas um valor de MUST, dado pela máxima potência injetável a fim de refletir a máxima utilização da rede pelo usuário. Dessa forma, a arrecadação fica majorada por um montante que não será utilizado para apurar todos os encargos de uso do ciclo, gerando um déficit de arrecadação. Portanto, faz-se necessário implementar mecanismo que ajíze o pagamento mais preciso da usina, chamado de MUST Parcial.

61. Neste cálculo adota-se o conceito do MUST equivalente, dado pela razão entre o somatório dos MUST escalonados no ciclo tarifário e os 12 meses do ciclo, que representa a parcela de contribuição da central de geração no rateio da receita a ser arrecadada no ciclo.

62. A arrecadação mensal associada à rubrica MUST Parcial é dada pela multiplicação do resultado da diferença entre o MUST máximo contratado no ciclo e o MUST equivalente pela respectiva TUST-RB.

7.3.2. EUST PARCIAL

63. As centrais de geração devem contratar o uso do sistema de transmissão conforme as datas estabelecidas na outorga, nos termos das Regras de Transmissão, de modo que o início de execução do MUST pode ocorrer em qualquer mês do ciclo tarifário.

64. Contudo, o cálculo tarifário considera as usinas com pagamentos constantes durante o ciclo, num total de 12 meses, ocasionando a majoração dos encargos de uso pelas novas centrais de geração. Dessa forma, faz-se necessário implementar mecanismo que determine o real pagamento da usina, desde o início da contratação, denominado de EUST Parcial.

7.4. CUSTOS DE REPOSIÇÃO

65. Os custos de reposição das instalações modeladas na base de dados deverão ser compostos de acordo valores dispostos no Anexo I, obtidos a partir do Banco de Preços de Referência ANEEL, nos termos da Nota Técnica nº 092/2013-SRT/ANEEL disponibilizada na Audiência Pública nº 040/2013.

7.5. TRATAMENTO DAS INSTALAÇÕES DE CORRENTE CONTÍNUA

66. A metodologia nodal empregada para o cálculo tarifário não trata especificamente das instalações de corrente contínua, cujo fluxo de potência utilizado para encontrar as relatividades entre as TUST-RB tem por origem um despacho pré-definido dos geradores, de forma proporcional à potência contratada.

67. Ocorre que os fluxos de potência em instalações de corrente contínua são determinados pelo Operador do sistema. Caso se estabeleçam os fluxos nas instalações de corrente contínua, fica calculado o custo arrecadado na instalação em questão. Assim, o nível da TUST-RB dos empreendimentos com sensibilidade positiva e negativa em relação àquela instalação passa a ser afetada pelo critério de determinação do fluxo de potência na instalação.

68. Sendo assim, para o cálculo da TUST-RB, as instalações de corrente contínua devem ser modeladas como circuitos de corrente alternada equivalentes pelo ONS, em termos de parâmetros elétricos, a fim de que o fluxo nos elementos seja resultado da convergência do fluxo de potência, como nas demais instalações modeladas.

69. Para o caso da energia proveniente das usinas hidrelétricas UHE Santo Antônio e Jirau, há que se considerar que o escoamento ocorre por meio de dois bipolos de corrente contínua ± 600 kV e de dois sistemas de conversoras de Corrente Alternada (CA)/Corrente Contínua (CC) back-to-back 500/230 kV.

70. De forma a evitar que a modelagem leve a fluxo de potência somente pelo elo de corrente contínua, as usinas devem ser modeladas de modo a escoar a potência de forma proporcional à capacidade dos equipamentos (bipolos e back-to-back). Assim, 90% da capacidade total de geração utilizam os bipolos de corrente contínua, enquanto os restantes 10% da capacidade de geração utilizam as conversoras back-to-back.

71. Caso outros sistemas de transmissão sejam construídos para que o escoamento de uma mesma usina se dê em circuitos de corrente alternada e em circuitos de corrente contínua concomitantemente, o ONS está autorizado a modelar o escoamento da central de geração de forma proporcional à capacidade dos equipamentos CA/CC envolvidos no acesso ao sistema.

8. RAP PROSPECTIVA

72. As RAPs prospectivas são calculadas a partir da RAP homologada no ciclo tarifário vigente e utilizadas para o cálculo da TUST-RB descrito no parágrafo 37. Para estimar o incremento de receita associada à expansão prevista para a Rede Básica no horizonte de cálculo, parte-se da RAP inicial para o ciclo tarifário sem componentes financeiros imprevisíveis, como a Parcela de Ajuste - PA e Outros Ajustes.

73. A RAP inicial é composta de:

- i. parcela da RAP referente às instalações de transmissão Licitadas - RBL;
- ii. parcela da RAP referente às instalações de transmissão existentes, integrantes da Rede Básica, conforme as Resoluções nº 166 e nº 167, de 2000 - RBSE;
- iii. parcela da RAP correspondente às novas instalações autorizadas, integrantes da Rede básica e com receitas estabelecidas por resolução específica após a publicação da Resolução ANEEL nº 167, de 2000 - RBNI;
- iv. parcela da RAP correspondente às melhorias nas instalações de transmissão, conforme REN nº 443, de 2011 - RMEL;
- v. interligações Internacionais - REQNI;
- vi. previsão de receita para novas instalações de transmissão no ciclo; e
- vii. outras que porventura vierem a ser criadas.

74. A RAP do ciclo inicial deve desconsiderar os componentes financeiros imprevisíveis, tais como: passivos excepcionais, Parcelas de Ajuste e Outros Ajustes, pois possuem característica provisória de ajuste de recursos entre ciclos tarifários, não se perpetuando nas receitas futuras.

75. Importante salientar que as parcelas de RBL, RBNI, REQNI e RMEL da RAP inicial somente alcançam o ciclo tarifário objeto do cálculo. Para o cálculo da RAP Prospectiva faz-se necessário adicionar:

- i. as receitas estimadas subsequentes das ampliações de instalações de Rede Básica - caracterizadas como estimativas da RBL;
- ii. as receitas estimadas subsequentes referentes à substituição das instalações com vida útil regulatória esgotada - caracterizadas como estimativas da RMEL;
- iii. as receitas estimadas subsequentes referentes às novas instalações autorizadas - caracterizadas como estimativas da RBNI; e
- iv. outras que porventura vierem a ser criadas.

76. As estimativas das receitas subsequentes relacionadas a uma expansão da Rede Básica para consecução das RAPs prospectivas serão formadas pela agregação das componentes dispostas abaixo, a partir da RAP inicial:

i. as receitas dos empreendimentos outorgados na Rede Básica e Interligações Internacionais, classificadas como RBL, RBNI, RMEL e REQNI, constantes do Sistema de Gestão da Transmissão - SIGET, e previstos no horizonte do PDE para entrada em operação comercial;

ii. as estimativas das receitas dos empreendimentos não outorgados na Rede Básica e Interligações Internacionais (estimativa das parcelas de receita classificadas como RBL, RBNI e REQNI), obtidas a partir dos investimentos constantes do PET/PELP compreendidos no horizonte do PDE para entrada em operação comercial;

iii. os efeitos decorrentes da Portaria MME nº 120/2016;

iv. a redução devido ao perfil degrau (redução de 50% no 16º ano) constante em contratos de concessão de transmissão celebrados entre 2000 e 2007.

77. Para as estimativas associadas ao item (ii):

i. os investimentos do PET/PELP deverão ser atualizados pelo IAT até a data de referência do ciclo tarifário sob cálculo;

ii. Sobre o valor obtido em (i), aplica-se o REIDI médio de 91,67%, calculado a partir do índice referente à linha de transmissão (91,90%) e do índice referente à subestações (91,44%). Tais valores foram obtidos a partir da Resolução Homologatória ANEEL nº 1.706, de 2014, que estabelece em seu art. 1º os valores devidos ao Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura - REIDI a serem aplicados para linhas de transmissão e subestações; e

iii. por fim, aplica-se a metodologia constante do Submódulo 9.7 do PRORET para a definição das estimativas de receita dos empreendimentos não outorgados previstos no PET/PELP, considerando o WACC¹, TFEE e P&D homologados pela ANEEL, bem como a Taxa Média de Depreciação - TMD igual a 0,33% (1/30 anos).

9. TARIFA DE TRANSPORTE DE ITAIPU

78. As instalações de transmissão dedicadas à usina hidrelétrica de Itaipu são remuneradas diretamente por meio da tarifa de transporte de Itaipu, que é definida como a razão entre os encargos de conexão das instalações no ciclo tarifário em análise, adicionada à parcela de ajuste do período, e a potência média contratada pelos cotistas-partes para o ano civil.

$$\text{Tarifa de Transporte de Itaipu} = \frac{\text{EC Itaipu}_{\text{ciclo tarifário}} + \text{PA Itaipu}_{\text{ciclo tarifário}} + \text{PA PM Itaipu}}{\text{PM Itaipu}_{\text{ano civil}} * 12}$$

Onde:

Tarifa de Transporte de Itaipu - tarifa mensal de transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu a ser aplicada aos seus cotistas-parte, em R\$/MW;

EC Itaipu - encargo de conexão anual, referente às instalações de conexão dedicadas à Itaipu, não integrantes da rede básica, durante o ciclo tarifário, em R\$;

PA Itaipu - parcela de ajuste referente aos déficits ou superávits de receita entre o valor devido e o apurado, referente às instalações de conexão dedicadas à Itaipu, durante o ciclo tarifário vigente, em R\$;

PA PM Itaipu - parcela de ajuste referente as variações de potência contratada decorrentes do descasamento entre ano civil e ciclo tarifário, em R\$; e

PM Itaipu - potência média contratada pelas distribuidoras por meio de cotas-parte a cada ano civil, em MW.

79. A potência de Itaipu contratada pelo Brasil é vendida por meio de cotas-parte às distribuidoras de energia elétrica das Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, de acordo com o mercado dessas empresas. Desta forma, para cada ano civil subsequente, a ANEEL publica, em resolução homologatória específica, as cotas-parte e os montantes de potência contratada e energia vinculada referente à Itaipu, que deverão ser repassados às distribuidoras.

80. Os valores dos encargos de conexão e das PAs são reajustados monetariamente com a aplicação do IVI nos termos estabelecidos no contrato de concessão associado a essas instalações.

10. PROCEDIMENTOS TRANSITÓRIOS

81. As TUST-RB homologadas anteriormente à edição desse regulamento, nos termos das Resoluções Normativas nº 267/2007 e nº 559/2013, devem ser mantidas durante os prazos de validade inicialmente estabelecidos e atualizadas monetariamente pelo IAT. Ademais, a partir da publicação desse regulamento não serão homologadas novas tarifas estabilizadas nos termos das referidas Resoluções.

82. As TUSDg associadas às centrais de geração vencedoras de leilão que alteraram seus acessos posteriormente ao certame para a Rede Básica, nos termos do §3º do art. 20-A da Resolução Normativa nº 349/2009, terão seus valores mantidos como TUST-RB durante 10 ciclos tarifários a contar daquele da entrada em operação comercial das centrais de geração prevista no edital, sendo apenas atualizadas monetariamente pelo IAT nesse período. Terminando a citada validade, as TUST-RB passam a ser estabelecidas conforme metodologia vigente aplicada às demais centrais de geração que acessam à Rede Básica.

83. A mudança de regime metodológico das tarifas atualmente homologadas para a métrica descrita na seção 5 incorrerá em alguma das seguintes condições:

i. para as TUST-RB homologadas nos termos da Resolução Normativa nº 267/2007, caso tenha findado o prazo de validade do conjunto de TUST-RB homologado;

ii. para as TUST-RB homologadas nos termos da Resolução Normativa nº 559/2013, nas seguintes condições:

ii.a) vencida a validade da outorga da central de geração vencedora de leilão do ACR, com TUST-RB pré-estabelecida ao certame; ou

ii.b) para a central de geração não conformada no item (ii.a) desde que: vencida a validade de 10 ciclos tarifários da TUST-RB ou da outorga; ou tenha a outorga renovada, prorrogada ou relicitada, o que ocorrer primeiro dentre os critérios deste item.

iii. alteração de ponto de conexão em relação ao considerado no estabelecimento da TUST-RB; ou

iv. aumento acima de 10% da máxima potência injetável considerada no estabelecimento da TUST-RB.

84. A mudança de regime metodológico de que trata o parágrafo 83, deverá considerar período de transição a fim de atenuar variações tarifárias abruptas entre a TUST-RB Nova recalculada e a Vigente antes do recálculo, atualizada pelo IAT para a mesma referência de preços da TUST-RB nova, nos seguintes termos:

$$\text{TUST-RB}_{\text{Ciclo 1}} = 1/3 \times \text{TUST-RB}_{\text{Nova}} + 2/3 \times \text{TUST-RB}_{\text{Vigente}}$$

$$\text{TUST-RB}_{\text{Ciclo 2}} = 2/3 \times \text{TUST-RB}_{\text{Nova}} + 1/3 \times \text{TUST-RB}_{\text{Vigente}}$$

85. O parágrafo 84 aplica-se indistintamente a todo o segmento geração para quaisquer movimentos tarifários (aumentos ou reduções), exceto:

i. para as centrais de geração cuja remuneração seja integralmente oriunda de cotas de garantia física destinadas ao atendimento do ACR;

ii. para as centrais relativas ao item (i) que alterarem seu regime para qualquer outro que enseje a comercialização de energia elétrica; e

iii. a partir do ciclo 2022/2023, para as centrais de geração cuja TUST estabilizada tenha sido fixada nos termos da Resolução Normativa nº 267, de 5 de junho de 2007.

86. Excepcionalmente, para as centrais de geração que tiveram a TUST estabilizada fixada nos termos da Resolução Normativa nº 267, de 5 de junho de 2007, e reduzida com a aplicação do cálculo da transição de que trata o caput do art. 8º da Resolução Normativa nº 559/213 até o ciclo tarifário 2021/2022, os valores resultantes devido à aplicação desta regra de transição deverão ser creditados para essas centrais geradoras no ciclo tarifário 2022/2023 devidamente atualizado pelo Índice de Atualização de Transmissão - IAT.



87. No ciclo 2022/2023 se dará o início (ciclo N-1) da métrica disposta na seção 5 para estabelecimento das Tarifas de Partida dos pontos de conexão de Rede Básica modelados neste ciclo.

88. Para o ciclo tarifário 2023/2024, a participação P_{DR} será igual a 90% e P_{DN} igual a 10%.

89. Para o ciclo tarifário 2024/2025, a participação P_{DR} será igual a 80% e P_{DN} igual a 20%.

90. Para o ciclo tarifário 2025/2026, a participação P_{DR} será igual a 70% e P_{DN} igual a 30%.

91. Para o ciclo tarifário 2026/2027, a participação P_{DR} será igual a 60% e P_{DN} igual a 40%.

92. Do ciclo 2027/2028 em diante, a participação P_{DR} será igual a 50% e P_{DN} igual a 50%.

11. GLOSSÁRIO

93. Na tabela abaixo, estão listadas as definições dos termos utilizados neste submódulo.

Informação	Unidade	Definição
ACR	---	Ambiente de Contratação Regulado
AMSE	---	Apuração Mensal dos Serviços e Encargos de Transmissão
Barra	---	Ponto de Conexão
CUST	---	Contrato de Uso do Sistema de Transmissão.
Cotas-parte de Itaipu	%	Percentuais referentes à produção de Itaipu atribuídos às distribuidoras das regiões Centro Oeste, Sudeste e Sul.
DIT	---	Demais Instalações de Transmissão
Potência contratada Itaipu	MW	Potência a contratada pelas distribuidoras por meio de cotas-partes a cada ano civil junto à ELETROBRAS, referentes à Itaipu.
EC	R\$	Encargo de Conexão às Instalações de Transmissão.
EUST	R\$	Encargos de Uso do Sistema de Transmissão.
IAT	%	Índice de Atualização da Transmissão.
IGP-M	%	Índice Geral de Preços ao Mercado publicado pela Fundação Getúlio Vargas - FGV.
IPCA	%	Índice de Preços ao Consumidor Amplo publicado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE.
IVI	%	Índice de Variação da Inflação definido no contrato de concessão de transmissão.
MUST	MW	Montante de Uso do Sistema de Transmissão.
PA	R\$	Parcela de Ajuste.
Parcela TUSDg _{ONS}	R\$	Parcela arrecadada por meio da componente TUSDg-ONS, referente ao custeio do ONS, em função de geradores que acessam Redes Unificadas.
Parcela TUSDg-T	R\$	Parcela arrecadada por meio da componente TUSDg-T, referente aos geradores em Redes Unificadas que exportam para a Rede Básica.
PDE	---	Plano Decenal de Energia Elétrica
P&D	%	Taxa de Pesquisa e Desenvolvimento
PET	---	Plano de Expansão da Transmissão
PELP	---	Plano de Expansão de Longo Prazo
RAP	R\$	Receita Anual Permitida.
RU	---	Redes Unificadas (redes de âmbito de distribuição em tensão de 88 kV e 138 kV)
RB	---	Rede Básica
SIGET	---	Sistema de Gestão da Transmissão
Tarifa de Itaipu	R\$/MW	Tarifa mensal de transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu a ser aplicada aos seus cotistas-parte.
TFSEE	%	Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica
TMD	%	Taxa Média de Depreciação
TUSDg	R\$/kW.mês	Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição associada às centrais de geração conectadas em Redes Unificadas.
TUST	R\$/kW.mês	Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão.
TC	R\$/kW.mês	TUST-RB Controlada da barra.
TB	R\$/kW.mês	TUST-RB da Barra calculada anualmente.
TP	R\$/kW.mês	TUST-RB de partida para o controle tarifário.
TUST-RB	R\$/kW.mês	Tarifas de uso do sistema de transmissão destinadas a custear as instalações da rede básica.
TUST-FR	R\$/kW.mês	Tarifas de uso do sistema de transmissão destinadas a custear as instalações da rede básica de fronteira e DIT compartilhadas.
WACC	%	Wheighted Average Cost of Capital (Custo Médio Ponderado de Capital)

ANEXO I - CUSTOS DE REPOSIÇÃO UTILIZADOS NA BASE DE DADOS PARA CÁLCULO DA TUST-RB.

Custos de Reposição das Linhas de Transmissão		
Nível de Tensão (kV)	Custo 1997 ¹ (R\$ x 1000 / km)	Custo Banco de Preços ANEEL ¹ (R\$ x 1000 / km)
765	429,68	1.257,07
500	314,51	855,43
440	294,45	668,35
345	202,35	479,91
230	125,31	292,28

Custos de Reposição de Vãos de Linhas e Transformadores		
Nível de Tensão (kV)	Configuração de Barramentos	Custo Banco de Preços ANEEL ¹ (R\$ x 1000)
765	Disjuntor e Meio - DJM	16.706,87
500	Disjuntor e Meio - DJM	15.211,84
440	Disjuntor e Meio - DJM	13.691,89
345	Barra Dupla 5 Chaves - BD5	8.612,11
230	Barra Dupla 4 Chaves - BD4	5.442,35

Bancos de Autotransformadores		
Primário (kV)	Secundário (kV)	Custo Médio Banco de Preços ANEEL ¹ (R\$ x 1000) / MVA
765	500	26,75
765	345	27,48
550	440	31,91
525	345	47,29
525	138	51,07
500	345	42,72
500	230	45,97
500	138	52,72
500	69	108,68
440	345	41,62
440	230	51,40
440	138	68,83
345	300	42,93
345	230	48,01
345	138	50,73
230	161	62,69
230	138	63,96

Autotransformadores trifásicos		
Primário (kV)	Secundário (kV)	Custo Médio Banco de Preços ANEEL ¹ (R\$ x 1000) / MVA
500	345	31,57
500	230	25,60
345	230	39,52
345	138	46,04
300	138	50,73
230	138	48,34
230	88	75,13
230	34	74,78

Primário (kV)	Banco de Transformadores		Custo Médio Banco de Preços ANEEL ¹ (R\$ x 1000) / MVA
	Secundário (kV)		
500	138		53,65
440	230		55,38
440	138		75,65
440	88		61,40
440	16		76,95
345	138		63,42
345	10,5		114,99
230	138		74,80
230	88		76,66
230	69		73,10
230	13		55,32

Primário (kV)	Transformadores Trifásicos		Custo Médio Banco de Preços ANEEL ¹ (R\$ x 1000) / MVA
	Secundário (kV)		
500	345		45,89
500	138		52,17
345	34,5		66,70
345	20		42,37
345	13,8		124,30
230	138		63,80
230	115		116,39
230	88		101,13
230	69		60,00
230	34		79,73
230	20		52,13
230	13,8		66,04
230	13		88,34 ³
230	11		111,00
225	138		63,80

¹ Ref.: Jun/2012

² Adotada a relação 230/12,3 kV como referência, visto que a relação 230/13 kV não existe no Banco de Preços de Referência ANEEL.

DESPACHO Nº 2.637, DE 16 DE SETEMBRO DE 2022

O DIRETOR DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso das suas atribuições regimentais, com fulcro no disposto no § 3º do artigo 43 da Norma do Organização ANEEL nº 001, revisada pela Resolução Normativa nº 273, de 10 de julho de 2007 e o que consta do Processos nº 48500.004753/2021-12 e nº 48500.004754/2021-67, decide declarar a perda de objeto dos Requerimentos Administrativos interpostos pela Brasil Comercializadora de Energia Ltda, cadastrada sob o CNPJ 13.145.928/0001-06 e pela Argon Comercializadora de Energia Ltda, cadastrada sob o CNPJ 21.642.355/0001-54 com vistas à anuência à resolução de Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEARs celebrados com a Companhia de Eletricidade do Amapá - CEA.

HÉLVIO NEVES GUERRA

RETIFICAÇÃO

Na Resolução Normativa ANEEL nº 1.043, de 19 de setembro de 2022 constante no Processo nº 48500.005649/2014-16, publicada no DOU nº 181, de 22 de setembro de 2022, Seção 1, p. 90, onde se lê: "Art. 2º Esta Resolução entra em vigor em 28 de setembro de 2022.", leia-se: "Art. 2º Esta Resolução entra em vigor em 3 de outubro de 2022".

RETIFICAÇÃO

No Despacho nº 2.124, de 9 de agosto de 2022, constante no Processo nº 48500.003312/2022-84, publicado no DOU nº 153, de 12 de agosto de 2022, Seção 1, página 46, foi alterado o Anexo. A íntegra desta Resolução e seus anexos constam dos autos e estarão disponíveis em biblioteca.aneel.gov.br.

Onde se lê:

ANEXO

Parcelas da Receita Anual Permitida referentes à operação e manutenção associadas às instalações de transmissão transferidas a Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CTEEP), Contrato de Concessão nº 59/2001.

I.1.Parcelas da RAP referentes ao seccionamento da Linha de Transmissão 440 kV Bauru - Oeste na SE Bracell.

DATA DE REFERÊNCIA:		01/06/2021			
INÍCIO DA VIGÊNCIA DA RECEITA:		01/07/2022			
EDIFICAÇÃO	OBRA	VIGÊNCIA DA RAP (ANOS)	RAP (R\$)	TIPO DA RAP	USUÁRIO
Seccionamento da Linha de Transmissão 440 kV Bauru - Oeste C1 na SE Bracell.	Parcela adicional de RAP para operação e manutenção de trecho de Linha de Transmissão em 440 kV, circuito duplo, Bauru -Bracell C1, originado do seccionamento da Linha de Transmissão 440 kV Bauru - Oeste C1, e a subestação seccionadora Bracell, com 5 km de extensão.	36	177.853,92	RBNI	Rede Básica
	Parcela adicional de RAP para operação e manutenção de trecho de Linha de Transmissão em 440 kV, circuito duplo, Bracell-Oeste C1, originado do seccionamento da Linha de Transmissão 440 kV Bauru - Oeste C1, e a subestação seccionadora Bracell, com 5 km de extensão.	36	177.853,92	RBNI	Rede Básica
SE Bracell	Parcela adicional de RAP para operação e manutenção de Entrada de Linha em 440 kV, arranjo Disjuntor e Meio, na subestação Bracell, associada à Linha de Transmissão 440 kV Bauru - Bracell C1.	29	220.256,92	RBNI	Rede Básica
	Parcela adicional de RAP para operação e manutenção de Entrada de Linha em 440 kV, arranjo Disjuntor e Meio, na subestação Bracell, associada à Linha de Transmissão 440 kV Bracell - Oeste C1.	29	220.256,92	RBNI	Rede Básica
	Parcela adicional de RAP para operação e manutenção de Interligação de Barra em 440 kV, arranjo Disjuntor e Meio, na SE Bracell, devido ao seccionamento da Linha de Transmissão 440 kV Bauru - Oeste na SE Bracell.	32	243.378,71	RBNI	Rede Básica
	Parcela adicional de RAP para operação e manutenção de 1 Módulo de Infraestrutura de Manobra 440 kV na SE Bracell, associado as entradas de linha 440 kV para as SE's Bauru e Oeste, em função do seccionamento da LT 440 kV Bauru - Oeste C1.	31	67.058,06	RBNI	Rede Básica
TOTAL			1.108.619,65		

Leia-se:

ANEXO

Parcelas da Receita Anual Permitida referentes à operação e manutenção associadas às instalações de transmissão transferidas a Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CTEEP), Contrato de Concessão nº 59/2001.

I.1.Parcelas da RAP referentes ao seccionamento da Linha de Transmissão 440 kV Bauru - Oeste na SE Bracell.

DATA DE REFERÊNCIA:		01/06/2021			
INÍCIO DA VIGÊNCIA DA RECEITA:		01/07/2022			
EDIFICAÇÃO	OBRA	VIGÊNCIA DA RAP (ANOS)	RAP (R\$)	TIPO DA RAP	USUÁRIO
Seccionamento da Linha de Transmissão 440 kV Bauru - Oeste C1 na SE Bracell.	Parcela adicional de RAP para operação e manutenção de trecho de Linha de Transmissão em 440 kV, circuito duplo, Bauru -Bracell C1, originado do seccionamento da Linha de Transmissão 440 kV Bauru - Oeste C1, e a subestação seccionadora Bracell, com 5 km de extensão.	36	178.834,52	RBNI	Rede Básica
	Parcela adicional de RAP para operação e manutenção de trecho de Linha de Transmissão em 440 kV, circuito duplo, Bracell-Oeste C1, originado do seccionamento da Linha de Transmissão 440 kV Bauru - Oeste C1, e a subestação seccionadora Bracell, com 5 km de extensão.	36	178.834,52	RBNI	Rede Básica



SE Bracell	Parcela adicional de RAP para operação e manutenção de Entrada de Linha em 440 kV, arranjo Disjuntor e Meio, na subestação Bracell, associada à Linha de Transmissão 440 kV Bauru - Bracell C1.	29	220.256,92	RBNI	Rede Básica
	Parcela adicional de RAP para operação e manutenção de Entrada de Linha em 440 kV, arranjo Disjuntor e Meio, na subestação Bracell, associada à Linha de Transmissão 440 kV Bracell - Oeste C1.	29	220.256,92	RBNI	Rede Básica
	Parcela adicional de RAP para operação e manutenção de Interligação de Barra em 440 kV, arranjo Disjuntor e Meio, na SE Bracell, devido ao seccionamento da Linha de Transmissão 440 kV Bauru - Oeste na SE Bracell.	32	243.378,71	RBNI	Rede Básica
	Parcela adicional de RAP para operação e manutenção de 1 Módulo de Infraestrutura de Manobra 440 kV na SE Bracell, associado as entradas de linha 440 kV para as SE's Bauru e Oeste, em função do seccionamento da LT 440 kV Bauru - Oeste C1.	31	67.058,06	RBNI	Rede Básica
TOTAL			1.108.619,65		

RETIFICAÇÃO

No Despacho nº 2.195, de 16 de agosto de 2022, constante nos Processos nº 48500.003307/2022-71 e nº 48500.003308/2022-16, publicado no DOU nº 160, de 23 de agosto de 2022, Seção 1, página 62, foi alterado o item I.1 do Anexo. A íntegra desta Resolução e seus anexos constam dos autos e estarão disponíveis em biblioteca.aneel.gov.br.

Onde se lê:

I.1 Parcelas da RAP referentes aos seccionamentos das Linhas de Transmissão 440 kV Ilha Solteira - Bauru, circuitos 1 e 2, e 138 kV Avanhandava - Valparaíso, circuitos 1 e 2, todos na SE Bagaçu.

DATA DE REFERÊNCIA:		01/06/2021			
INÍCIO DA VIGÊNCIA DA RECEITA:		01/07/2022			
EDIFICAÇÃO	OBRA	VIGÊNCIA DA RAP (ANOS)	RAP (R\$)	TIPO DA RAP	USUÁRIO
Seccionamento da Linha de Transmissão 440 kV Ilha Solteira - Bauru, circuito 1, na SE Bagaçu.	Parcela adicional de RAP para operação e manutenção de trecho com 0,6 km de extensão da Linha de Transmissão 440 kV Ilha Solteira - Bagaçu C1, circuito duplo, derivada do seccionamento da Linha de Transmissão 440 kV Ilha Solteira - Bauru C1 na SE Bagaçu.	36	21.469,90	RBNI	RB
	Parcela adicional de RAP para operação e manutenção de trecho com 0,6 km de extensão da Linha de Transmissão 440 kV Bagaçu - Bauru C1, circuito duplo, derivada do seccionamento da Linha de Transmissão 440 kV Ilha Solteira - Bauru C1 na SE Bagaçu.	36	21.469,90	RBNI	RB
Seccionamento da Linha de Transmissão 440 kV Ilha Solteira - Bauru, circuito 2, na SE Bagaçu.	Parcela adicional de RAP para operação e manutenção de trecho com 0,6 km de extensão da Linha de Transmissão 440 kV Ilha Solteira - Bagaçu C2, circuito duplo, derivada do seccionamento da Linha de Transmissão 440 kV Ilha Solteira - Bauru C2 na SE Bagaçu.	36	21.469,90	RBNI	RB
	Parcela adicional de RAP para operação e manutenção de trecho com 0,6 km de extensão da Linha de Transmissão 440 kV Bagaçu - Bauru C2, circuito duplo, derivada do seccionamento da Linha de Transmissão 440 kV Ilha Solteira - Bauru C2 na SE Bagaçu.	36	21.469,90	RBNI	RB
Seccionamento da Linha de Transmissão 138 kV Avanhandava - Valparaíso, circuito 1, na SE Bagaçu.	Parcela adicional de RAP para operação e manutenção de trecho com 8,3 km de extensão da Linha de Transmissão 138 kV Avanhandava - Bagaçu C1, circuito duplo, derivada do seccionamento da Linha de Transmissão 138 kV Avanhandava - Valparaíso C1 na SE Bagaçu.	34	87.913,91	RCDM	DIT
	Parcela adicional de RAP para operação e manutenção de trecho com 8,3 km de extensão da Linha de Transmissão 138 kV Bagaçu - Valparaíso C1, circuito duplo, derivada do seccionamento da Linha de Transmissão 138 kV Avanhandava - Valparaíso C1 na SE Bagaçu.	34	87.913,91	RCDM	DIT
Seccionamento da Linha de Transmissão 138 kV Avanhandava - Valparaíso, circuito 2, na SE Bagaçu.	Parcela adicional de RAP para operação e manutenção de trecho com 8,3 km de extensão da Linha de Transmissão 138 kV Avanhandava - Bagaçu C2, circuito duplo, derivada do seccionamento da Linha de Transmissão 138 kV Avanhandava - Valparaíso C2 na SE Bagaçu.	34	87.913,91	RCDM	DIT
	Parcela adicional de RAP para operação e manutenção de trecho com 8,3 km de extensão da Linha de Transmissão 138 kV Bagaçu - Valparaíso C2, circuito duplo, derivada do seccionamento da Linha de Transmissão 138 kV Avanhandava - Valparaíso C2 na SE Bagaçu.	34	87.913,91	RCDM	DIT
SE Bagaçu	Parcela adicional de RAP para operação e manutenção de Entrada de Linha em 440 kV, arranjo Disjuntor e Meio, na SE Bagaçu, associada à Linha de Transmissão 440 kV Ilha Solteira - Bagaçu C1.	29	243.059,12	RBNI	RB
	Parcela adicional de RAP para operação e manutenção de Entrada de Linha em 440 kV, arranjo Disjuntor e Meio, na SE Bagaçu, associada à Linha de Transmissão 440 kV Ilha Solteira - Bagaçu C2.	29	227.571,86	RBNI	RB
	Parcela adicional de RAP para operação e manutenção de Entrada de Linha em 440 kV, arranjo Disjuntor e Meio, na SE Bagaçu, associada à Linha de Transmissão 440 kV Bagaçu - Bauru C1.	29	227.571,86	RBNI	RB
	Parcela adicional de RAP para operação e manutenção de Entrada de Linha em 440 kV, arranjo Disjuntor e Meio, na SE Bagaçu, associada à Linha de Transmissão 440 kV Bagaçu - Bauru C2.	29	227.571,86	RBNI	RB
	Parcela adicional de RAP para operação e manutenção de 2 Módulos de Infraestrutura de Manobra - MIM 440 kV na SE Bagaçu, associados as Entradas de Linha 440 kV para as SEs Ilha Solteira e Bauru.	31	227.571,86	RBNI	RB
	Parcela adicional de RAP para operação e manutenção de Entrada de Linha em 138 kV, arranjo barra dupla com quatro chaves, na SE Bagaçu, associada à Linha de Transmissão 138 kV Avanhandava - Bagaçu C1.	28	126.457,50	RCDM	DIT
	Parcela adicional de RAP para operação e manutenção de Entrada de Linha em 138 kV, arranjo barra dupla com quatro chaves, na SE Bagaçu, associada à Linha de Transmissão 138 kV Avanhandava - Bagaçu C2.	28	126.457,50	RCDM	DIT
	Parcela adicional de RAP para operação e manutenção de Entrada de Linha em 138 kV, arranjo barra dupla com quatro chaves, na SE Bagaçu, associada à Linha de Transmissão 138 kV Bagaçu - Valparaíso C1.	28	126.457,50	RCDM	DIT
	Parcela adicional de RAP para operação e manutenção de Entrada de Linha em 138 kV, arranjo barra dupla com quatro chaves, na SE Bagaçu, associada à Linha de Transmissão 138 kV Bagaçu - Valparaíso C2.	28	126.457,50	RCDM	DIT
	Parcela adicional de RAP para operação e manutenção de 4 Módulos de Infraestrutura de Manobra - MIM 138 kV na SE Bagaçu, associados as Entradas de Linha 138 kV para as SEs Avanhandava e Valparaíso.	31	45.838,52	RCDM	DIT
TOTAL			2.033.607,31		

Leia-se:

I.1 Parcelas da RAP referentes aos seccionamentos das Linhas de Transmissão 440 kV Ilha Solteira - Bauru, circuitos 1 e 2, e 138 kV Avanhandava - Valparaíso, circuitos 1 e 2, todos na SE Bagaçu

DATA DE REFERÊNCIA:		01/06/2021			
INÍCIO DA VIGÊNCIA DA RECEITA:		01/07/2022			
EDIFICAÇÃO	OBRA	VIGÊNCIA DA RAP (ANOS)	RAP (R\$)	TIPO DA RAP	USUÁRIO
Seccionamento da Linha de Transmissão 440 kV Ilha Solteira - Bauru, circuito 1, na SE Bagaçu.	Parcela adicional de RAP para operação e manutenção de trecho com 0,6 km de extensão da Linha de Transmissão 440 kV Ilha Solteira - Bagaçu C1, circuito duplo, derivada do seccionamento da Linha de Transmissão 440 kV Ilha Solteira - Bauru C1 na SE Bagaçu.	36	21.469,90	RBNI	RB
	Parcela adicional de RAP para operação e manutenção de trecho com 0,6 km de extensão da Linha de Transmissão 440 kV Bagaçu - Bauru C1, circuito duplo, derivada do seccionamento da Linha de Transmissão 440 kV Ilha Solteira - Bauru C1 na SE Bagaçu.	36	21.469,90	RBNI	RB
Seccionamento da Linha de Transmissão 440 kV Ilha Solteira - Bauru, circuito 2, na SE Bagaçu.	Parcela adicional de RAP para operação e manutenção de trecho com 0,6 km de extensão da Linha de Transmissão 440 kV Ilha Solteira - Bagaçu C2, circuito duplo, derivada do seccionamento da Linha de Transmissão 440 kV Ilha Solteira - Bauru C2 na SE Bagaçu.	36	21.469,90	RBNI	RB
	Parcela adicional de RAP para operação e manutenção de trecho com 0,6 km de extensão da Linha de Transmissão 440 kV Bagaçu - Bauru C2, circuito duplo, derivada do seccionamento da Linha de Transmissão 440 kV Ilha Solteira - Bauru C2 na SE Bagaçu.	36	21.469,90	RBNI	RB



Seccionamento da Linha de Transmissão 138 kV Avanhandava - Valparaíso, circuito 1, na SE Bagaçu.	Parcela adicional de RAP para operação e manutenção de trecho com 8,3 km de extensão da Linha de Transmissão 138 kV Avanhandava - Bagaçu C1, circuito duplo, derivada do seccionamento da Linha de Transmissão 138 kV Avanhandava - Valparaíso C1 na SE Bagaçu.	34	87.913,91	RCDM	DIT
	Parcela adicional de RAP para operação e manutenção de trecho com 8,3 km de extensão da Linha de Transmissão 138 kV Bagaçu - Valparaíso C1, circuito duplo, derivada do seccionamento da Linha de Transmissão 138 kV Avanhandava - Valparaíso C1 na SE Bagaçu.	34	87.913,91	RCDM	DIT
Seccionamento da Linha de Transmissão 138 kV Avanhandava - Valparaíso, circuito 2, na SE Bagaçu.	Parcela adicional de RAP para operação e manutenção de trecho com 8,3 km de extensão da Linha de Transmissão 138 kV Avanhandava - Bagaçu C2, circuito duplo, derivada do seccionamento da Linha de Transmissão 138 kV Avanhandava - Valparaíso C2 na SE Bagaçu.	34	87.913,91	RCDM	DIT
	Parcela adicional de RAP para operação e manutenção de trecho com 8,3 km de extensão da Linha de Transmissão 138 kV Bagaçu - Valparaíso C2, circuito duplo, derivada do seccionamento da Linha de Transmissão 138 kV Avanhandava - Valparaíso C2 na SE Bagaçu.	34	87.913,91	RCDM	DIT
SE Bagaçu	Parcela adicional de RAP para operação e manutenção de Entrada de Linha em 440 kV, arranjo Disjuntor e Meio, na SE Bagaçu, associada à Linha de Transmissão 440 kV Ilha Solteira - Bagaçu C1.	29	227.571,86	RBNI	RB
	Parcela adicional de RAP para operação e manutenção de Entrada de Linha em 440 kV, arranjo Disjuntor e Meio, na SE Bagaçu, associada à Linha de Transmissão 440 kV Ilha Solteira - Bagaçu C2.	29	227.571,86	RBNI	RB
	Parcela adicional de RAP para operação e manutenção de Entrada de Linha em 440 kV, arranjo Disjuntor e Meio, na SE Bagaçu, associada à Linha de Transmissão 440 kV Bagaçu - Bauru C1.	29	227.571,86	RBNI	RB
	Parcela adicional de RAP para operação e manutenção de Entrada de Linha em 440 kV, arranjo Disjuntor e Meio, na SE Bagaçu, associada à Linha de Transmissão 440 kV Bagaçu - Bauru C2.	29	227.571,86	RBNI	RB
	Parcela adicional de RAP para operação e manutenção de 2 Módulos de Infraestrutura de Manobra - MIM 440 kV na SE Bagaçu, associados as Entradas de Linha 440 kV para as SEs Ilha Solteira e Bauru.	31	134.116,11	RBNI	RB
	Parcela adicional de RAP para operação e manutenção de Entrada de Linha em 138 kV, arranjo barra dupla com quatro chaves, na SE Bagaçu, associada à Linha de Transmissão 138 kV Avanhandava - Bagaçu C1.	28	126.457,50	RCDM	DIT
	Parcela adicional de RAP para operação e manutenção de Entrada de Linha em 138 kV, arranjo barra dupla com quatro chaves, na SE Bagaçu, associada à Linha de Transmissão 138 kV Avanhandava - Bagaçu C2.	28	126.457,50	RCDM	DIT
	Parcela adicional de RAP para operação e manutenção de Entrada de Linha em 138 kV, arranjo barra dupla com quatro chaves, na SE Bagaçu, associada à Linha de Transmissão 138 kV Bagaçu - Valparaíso C1.	28	126.457,50	RCDM	DIT
	Parcela adicional de RAP para operação e manutenção de Entrada de Linha em 138 kV, arranjo barra dupla com quatro chaves, na SE Bagaçu, associada à Linha de Transmissão 138 kV Bagaçu - Valparaíso C2.	28	126.457,50	RCDM	DIT
	Parcela adicional de RAP para operação e manutenção de 4 Módulos de Infraestrutura de Manobra - MIM 138 kV na SE Bagaçu, associados as Entradas de Linha 138 kV para as SEs Avanhandava e Valparaíso.	31	45.838,52	RCDM	DIT
TOTAL			2.033.607,31		

SUPERINTENDÊNCIA DE CONCESSÕES E AUTORIZAÇÕES DE GERAÇÃO

DESPACHO Nº 2.463, DE 22 DE SETEMBRO DE 2022

Processos nº 48500.002432/2020-01, 48500.002431/2020-58, 48500.000232/2020-13 e 48500.000233/2020-50. Interessados: Sol Serra do Mel III SPE S.A.-39.702.802/0001-89; Sol Serra do Mel IV SPE S.A.-39.702.815/0001-58, Sol Serra do Mel V SPE S.A.-39.702.823/0001-02 e Sol Serra do Mel VI SPE S.A.-39.702.834/0001-84. Decisão: alterar as características técnicas e as instalações de interesse restrito das UFV Serra do Mel III a VI, localizadas no município de Serra do Mel, estado do Rio Grande do Norte. A íntegra deste Despacho e seu Anexo constam dos autos e estarão disponíveis em <http://biblioteca.aneel.gov.br>.

RENATO MARQUES BATISTA
Superintendente Adjunto

DESPACHO Nº 2.648, DE 19 DE SETEMBRO DE 2022

Processo nº: 48500.005877/2022-04. Interessados: Moxxy Administração e Participações - Eireli. e Construnível Energias Renováveis Ltda. Decisão: conferir o Registro para a elaboração dos Estudos de Inventário Hidrelétrico do rio Ipiranga, integrante da sub-bacia 18, no estado do Pará, cadastrado sob o Código de Inventários - CINV: INV.18.0045.01. A íntegra deste Despacho consta dos autos e estará disponível em biblioteca.aneel.gov.br.

RENATO MARQUES BATISTA
Superintendente Adjunto

DESPACHO Nº 2.692, DE 21 DE SETEMBRO DE 2022

Processos: listados no Anexo. Interessado: Dunamis Projetos de Energia Fotovoltaica SPE Ltda.. Decisão: alterar as características técnicas e o sistema de transmissão de interesse restrito das UFV Dunamis I, Dunamis II e Dunamis III. A íntegra deste Despacho e seu Anexo constam dos autos e estarão disponíveis em biblioteca.aneel.gov.br.

RENATO MARQUES BATISTA
Superintendente Adjunto

DESPACHO Nº 2.693, DE 21 DE SETEMBRO DE 2022

Processo nº 48500.001742/2021-81. Interessado: Dunamis Projetos de Energia Fotovoltaica SPE Ltda.. Decisão: alterar as características técnicas e o sistema de transmissão de interesse restrito da UFV Dunamis IV. A íntegra deste Despacho e seus Anexos constam dos autos e estarão disponíveis em biblioteca.aneel.gov.br.

RENATO MARQUES BATISTA
Superintendente Adjunto

DESPACHO Nº 2.698, DE 22 DE SETEMBRO DE 2022

Processo nº 48500.003437/2015-85. Interessado: Oliveira Energia Geração e Serviços Ltda. Decisão: alterar as características técnicas e registrar o sistema de transmissão de interesse restrito da UTE Cucuí, cadastrada no CEG sob o nº UTE.PE.AM.037694-9.01, outorgada por meio da Resolução Autorizativa nº 6.531, de 25 de julho de 2017. A íntegra deste Despacho e seus Anexos constam dos autos e estarão disponíveis em biblioteca.aneel.gov.br.

RENATO MARQUES BATISTA
Superintendente Adjunto

DESPACHO Nº 2.699, DE 22 DE SETEMBRO DE 2022

Processo nº: 48500.005520/2020-56. Interessado: Construnível Execuções Ltda. Decisão: não registrar a compatibilidade do Sumário Executivo com os Estudos de Inventário Hidrelétrico e com o uso do potencial hidráulico por meio da emissão de DRS-PCH da PCH Nova Usina da Serra, com 6.000 kW de Potência Instalada, cadastrada sob o Código Único de Empreendimentos de Geração - CEG - PCH.PH.MS.033915-6.01, localizada no rio Santana, integrante da sub-bacia 60, na bacia hidrográfica do Rio Paraná, cuja casa de força localiza-se no município de Paranaíba, estado de Mato Grosso do Sul. A íntegra deste Despacho consta dos autos e estará disponível em biblioteca.aneel.gov.br.

RENATO MARQUES BATISTA
Superintendente Adjunto

DESPACHO Nº 2.701, DE 22 DE SETEMBRO DE 2022

Processo nº: 48500.000001/1997-09. Interessado: Engie Brasil Energia S.A. Decisão: homologar, para fins de Revisão Extraordinária de Garantia Física, os novos parâmetros das unidades geradoras nº 5 e nº 6 da UHE Salto Osório, cadastrada sob o CEG UHE.PH.PR.002659-0.01. A íntegra deste Despacho consta dos autos e estará disponível em biblioteca.aneel.gov.br.

RENATO MARQUES BATISTA
Superintendente Adjunto

SUPERINTENDÊNCIA DE FISCALIZAÇÃO ECONÔMICA E FINANCEIRA

DESPACHO Nº 2.700, DE 22 DE SETEMBRO DE 2022

Processo nº 48500.007212/2022-27. Interessadas: CPFL Geração de Energia S.A. - CNPJ nº 03.953.509/0001-47. Decisão: anuir previamente a assunção do controle societário direto da Campos Novos Energia - Enercan, CNPJ nº 03.356.967/0001-07, pela Interessada. A íntegra deste Despacho consta dos autos e estará disponível em: www.aneel.gov.br/biblioteca.

CAMILA FIGUEIREDO BOMFIM LOPES
Superintendente

SUPERINTENDÊNCIA DE REGULAÇÃO DOS SERVIÇOS DE GERAÇÃO

DESPACHO Nº 2.681, DE 21 DE SETEMBRO DE 2022

O SUPERINTENDENTE DE REGULAÇÃO DOS SERVIÇOS DE GERAÇÃO DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso das atribuições delegadas por meio da Portaria nº 4.163, de 30 de agosto de 2016, e tendo em vista o que consta no Processo nº 48500.000619/2015-02, decide: (i) conhecer e, no mérito, dar provimento à solicitação da empresa Usina Termelétrica Norte Fluminense S.A., inscrita no CNPJ sob o nº 03.258.983/0001-59, para revisão do Custo Variável Unitário - CVU da Usina Termelétrica - UTE Norte Fluminense (CEG: UTE.GN.RJ.001544-0.01), nos valores a seguir descritos, relativos aos meses de agosto e setembro de 2022; (ii) determinar ao Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS a aplicação dos valores do CVU de agosto de 2022 para os patamares 1, 2 e 3 e do valor do CVU de setembro de 2022 para o patamar 4 a partir da primeira revisão do Programa Mensal de Operação - PMO após a publicação deste Despacho; e (iii) determinar à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE a utilização dos valores de CVU constantes da tabela abaixo para fins de contabilização da geração verificada na citada usina nos respectivos meses.

Patamar da usina	Agosto/2022	setembro/2022
Norte Fluminense 1	98,28	-
Norte Fluminense 2	114,52	-
Norte Fluminense 3	217,53	-
Norte Fluminense 4	-	819,62

ALESSANDRO D'AFONSECA CANTARINO



SUPERINTENDÊNCIA DE REGULAÇÃO ECONÔMICA E ESTUDOS DO MERCADO

DESPACHO Nº 2.697, DE 21 DE SETEMBRO DE 2022

O SUPERINTENDENTE DE REGULAÇÃO ECONÔMICA E ESTUDOS DO MERCADO DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso da atribuição conferida pelo inciso XI do art. 1º da Portaria 3.925, de 29 de março de 2016, considerando o que consta do Processo nº 48500.000278/2010-52, decide: (i) determinar à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, CNPJ nº 03.034.433/0001-56, que atribua o valor zero para o acrônimo ENFA_DT (montantes de Energia Não Gerada Involuntariamente): (i.a) referente aos anos de apuração 2019 e 2020, para todas as Usinas Termelétricas à Biomassa contratadas no âmbito dos Leilões de Energia de Reserva; e (i.b) referente ao ano de apuração 2021, para todas as centrais geradoras de energia elétrica contratadas no âmbito dos Leilões de Energia de Reserva, independentemente da fonte.

JÚLIO CÉSAR REZENDE FERRAZ

AGÊNCIA NACIONAL DE MINERAÇÃO
GERÊNCIA REGIONAL DA ANM NO ESTADO DE ALAGOASDESPACHO
Relação nº 55/2022

Fase de Requerimento de Licenciamento
Outorga o Registro de Licença com vigência a partir dessa publicação:(730)
844.002/2022-S DA SILVA LOPES-Registro de Licença Nº 028/2022 - Vencimento em Indeterminado

FERNANDO JOSE DA COSTA BISPO
Gerente

GERÊNCIA REGIONAL DA ANM NO ESTADO DE GOIÁS

DESPACHO
Relação nº 130/2022

Fase de Disponibilidade
Multa aplicada/ prazo para pagamento 30 dias.(1843)
860.748/2018-GABRYHELLA GRATAO BANDEIRA DE PAULA PACHECO PIRES -AI Nº1934/2020 - Gerência Regional - GO
860.432/2013-RIO CLARO MINERALS PESQUISA E EXPLORAÇÃO MINERAL SA - AI Nº1619/2020 - Gerência Regional - GO
860.433/2013-RIO CLARO MINERALS PESQUISA E EXPLORAÇÃO MINERAL SA - AI Nº1621/2020 - Gerência Regional - GO
861.147/2014-LYNCE NAVEIRA E SILVA -AI Nº1898/2020 - Gerência Regional - GO
860.397/2016-GUILHERME MORETTI -AI Nº1785/2020 - Gerência Regional - GO
860.567/2016-SUL AMERICANA PARTICIPAÇÕES E EMPREENDIMENTOS LTDA - AI Nº1891/2020 - Gerência Regional - GO
860.687/2016-MINERACAO ALDEIA DO VALE EIRELI -AI Nº1519/2020 - Gerência Regional - GO
860.722/2016-BARIBRAS MINERAÇÃO LTDA -AI Nº1750/2020 - Gerência Regional - GO
860.790/2016-DANILO DE OLIVEIRA BRASIL -AI Nº1487/2020 - Gerência Regional - GO
861.149/2016-CARDEAL GEOLOGIA-GEOTECNICA, MINERACAO E MEIO AMBIENTE LTDA -AI Nº1612/2020 - Gerência Regional - GO
861.353/2016-LEMONS CONST. TRANSP. AREIA E CASCALHO LTDA -AI Nº1973/2020 - Gerência Regional - GO
860.065/2017-CLODOALDO ROGÉRIO DOS REIS -AI Nº1602/2020 - Gerência Regional - GO
860.326/2017-J. R. PEREIRA LTDA -AI Nº1625/2020 - Gerência Regional - GO
860.364/2017-PEDREIRA ARAGUAIA LTDA -AI Nº1470/2020 - Gerência Regional - GO
860.396/2017-JUNIOR VIEIRA DE PAIVA -AI Nº1847/2020 - Gerência Regional - GO
860.416/2017-COOPERBRITA DESENVOLVIMENTO E GESTÃO MINERAL LTDA ME -AI Nº1849/2020 - Gerência Regional - GO
860.447/2017-WARLE RODRIGUES DA SILAS -AI Nº1863/2020 - Gerência Regional - GO
860.457/2017-IVAN VIEIRA DO NASCIMENTO -AI Nº1887/2020 - Gerência Regional - GO
860.486/2017-CENTRO MINERAÇÃO LTDA -AI Nº1888/2020 - Gerência Regional - GO
860.488/2017-WATHOS PEREIRA DIAS -AI Nº1538/2020 - Gerência Regional - GO
860.498/2017-RENATO DE SOUZA -AI Nº4001/2020 - Gerência Regional - GO
860.555/2017-CARLOS DIVINO VIEIRA RODRIGUES -AI Nº1722/2020 - Gerência Regional - GO
860.574/2017-GILSON DIVINO DA SILVA -AI Nº1963/2020 - Gerência Regional - GO
860.582/2017-L & L DISTRIBUIDORA DE AREIA E TRANSPORTES EIRELI -AI Nº1727/2020 - Gerência Regional - GO
860.628/2017-COOPERBRITA DESENVOLVIMENTO E GESTÃO MINERAL LTDA ME -AI Nº1728/2020 - Gerência Regional - GO
860.646/2017-ODAILSON MOURA DE ARAUJO -AI Nº1479/2020 - Gerência Regional - GO
860.653/2017-LUIZ ANTONIO ASSUENA -AI Nº1512/2020 - Gerência Regional - GO
860.806/2017-RENATO DE CARVALHO COUTINHO -AI Nº1513/2020 - Gerência Regional - GO
860.807/2017-RENATO DE CARVALHO COUTINHO -AI Nº1514/2020 - Gerência Regional - GO
860.833/2017-LEONARDO JOFFILY -AI Nº1516/2020 - Gerência Regional - GO
860.883/2017-L & L DISTRIBUIDORA DE AREIA E TRANSPORTES EIRELI -AI Nº1968/2020 - Gerência Regional - GO
860.935/2017-WASHINGTON MINERAÇÃO LTDA. ME -AI Nº1931/2020 - Gerência Regional - GO
860.974/2017-DANIELA LOBO MACHADO SANCHES -AI Nº1586/2020 - Gerência Regional - GO
860.202/2018-GONÇALVES E ALMEIDA LTDA ME -AI Nº1636/2020 - Gerência Regional - GO
860.516/2018-BENEDITO DIOGO DE OLIVEIRA -AI Nº1632/2020 - Gerência Regional - GO
860.517/2018-EMIVALDO MIRANDA -AI Nº1633/2020 - Gerência Regional - GO
860.518/2018-BENEDITO DIOGO DE OLIVEIRA -AI Nº1634/2020 - Gerência Regional - GO

DAGOBERTO PEREIRA SOUZA
GerenteDESPACHO
Relação nº 131/2022

Fase de Licenciamento
Indefere pedido de prorrogação do Registro de Licença(744)
861.826/2013-JOSÉ MOREIRA FILHO
Fase de Requerimento de Lavra Garimpeira
Indefere de Plano o Requerimento de PLG(567)
860.448/2022-ODORA MINERALS LTDA
Nega prorrogação prazo para cumprimento de exigência(347)
861.457/2021-COOPERATIVA DOS GARIMPEIROS E MINERADORES DE NIQUELANDIA E REGIAO-OF. Nº23365/2022/DIFAM-GO/ANM
861.141/2021-COOPERATIVA DOS GARIMPEIROS E MINERADORES DE NIQUELANDIA E REGIAO-OF. Nº23127/2022/DIFAM-GO/ANM
Indefere Requerimento de PLG(335)
861.457/2021-COOPERATIVA DOS GARIMPEIROS E MINERADORES DE NIQUELANDIA E REGIAO
860.209/2022-COOPERATIVA DOS GARIMPEIROS E MINERADORES DE NIQUELANDIA E REGIAO
861.141/2021-COOPERATIVA DOS GARIMPEIROS E MINERADORES DE NIQUELANDIA E REGIAO
Fase de Requerimento de Licenciamento
Indefere requerimento de Licenciamento - área onerada(2095)
860.646/2020-CONSTRUTORA PERFIL LTDA
860.282/2020-MAURÍCIO PERES DA CUNHA
860.035/2020-PAULO CEZAR BOGES DE MELLO
Indefere requerimento de Licenciamento- área sem oneração(2096)
860.722/2022-HELENA GONCALVES DE OLIVEIRA GAGO
860.703/2022-LEONARDO ARRUDA TOME
Fase de Requerimento de Pesquisa
Determina arquivamento definitivo do processo(155)
860.214/2021-COOPERATIVA DE MINERADORES E GARIMPEIROS DA REGIAO DE NIQUELANDIA - COOPERMINI
860.217/2021-COOPERATIVA DE MINERADORES E GARIMPEIROS DA REGIAO DE NIQUELANDIA - COOPERMINI
860.223/2021-COOPERATIVA DE MINERADORES E GARIMPEIROS DA REGIAO DE NIQUELANDIA - COOPERMINI
860.226/2021-COOPERATIVA DE MINERADORES E GARIMPEIROS DA REGIAO DE NIQUELANDIA - COOPERMINI

DAGOBERTO PEREIRA SOUZA
GerenteDESPACHO
Relação nº 132/2022

Fase de Autorização de Pesquisa
Concede anuência e autoriza averbação da cessão parcial de direitos(175)
860.727/2018-ANTONIO MENDES FERREIRA JUNIOR- Alvará nº726/2019 - Cessionario:860.585/2022-MIRIAN MARIA DE MENEZES PINTO- CPF ou CNPJ 919.627.651-72
860.727/2018-ANTONIO MENDES FERREIRA JUNIOR- Alvará nº726/2019 - Cessionario:860.638/2022-ITAMAR LUIZ MEIRELES SACHETTO- CPF ou CNPJ 509.419.257-49
Concede anuência e autoriza averbação da cessão total do direito de requerer a Lavra(331)
861.044/2011-PAULO CESAR CAMPOS LOUREIRO- Alvará nº8.380/2019 - Cessionário: SOAPSTONE BRAZIL COMÉRCIO EXPORTAÇÃO LTDA- CNPJ 13.268.448/0001-32
Nega a anuência prévia aos atos de cessão parcial de autorização de pesquisa(194)
860.933/2019-MINERADORA SERRA GERAL LTDA- Cessionário:860.214/2021-COOPERATIVA DE MINERADORES E GARIMPEIROS DA REGIÃO DE NIQUELÂNDIA
860.933/2019-MINERADORA SERRA GERAL LTDA- Cessionário:860.217/2021-COOPERATIVA DE MINERADORES E GARIMPEIROS DA REGIÃO DE NIQUELÂNDIA
860.934/2019-MINERADORA SERRA GERAL LTDA- Cessionário:860.223/2021-COOPERATIVA DE MINERADORES E GARIMPEIROS DA REGIÃO DE NIQUELÂNDIA
860.934/2019-MINERADORA SERRA GERAL LTDA- Cessionário:860.226/2021-COOPERATIVA DE MINERADORES E GARIMPEIROS DA REGIÃO DE NIQUELÂNDIA
Fase de Concessão de Lavra
Concede prévia anuência e autoriza averbação da transferência da Concessão de Lavra(451)
860.190/2004-AREIA MENEZES LTDA.- 164/2019- Cessionário:AREAL PARANAÍBA LTDA- CNPJ 45.701.942/0001-35
860.326/2011-CONSTRUTORA JAD LTDA- 315/2017- Cessionário:FUTURA PARTICIPAÇÕES LTDA EPP- CNPJ 23.448.428/0001-05
808.490/1976-COMGEO MINERAÇÃO EMPREENDIMENTOS E PARTICIPAÇÕES LTDA- 07/1998- Cessionário:CALCÁRIO OURO BRANCO LTDA- CNPJ 37.883.097/0001-38

DAGOBERTO PEREIRA SOUZA
GerenteDESPACHO
Relação nº 133/2022

FASE DE AUTORIZAÇÃO DE PESQUISA Multa aplicada-(Não comunicou início de pesquisa)/prazo para pagamento ou interposição de recurso: 30 dias. (2.25)
Carlos Henrique Silva Netto - 861857/12
Eden Maciel Dos Santos - 862153/11
Felipe Monaco Balakirev Resende - 862571/11
Gerson Martins da Costa Junior - 860091/11
Jackson Lucas Bezerra - 861666/11
Jamil Morue - 862254/11, 862253/11
Jose Rosa do Nascimento - 862209/11
Junior da Silva Ribeiro - 862083/11
Justino de Sousa Vieira - 861903/13
Miriam Engelhardt - 861639/11
Nilton Cesar da Silva - 862282/11
Recursos Naturais Internacionais e Mineração e Participações Societárias LTDA. - 861700/11, 861697/11
Ricardo de Souza Lobo - 862218/11
Tatiana da Silva - 861938/11
Waltecy José Das Dores - 862278/11
Wilson Martins de Aguiar - 862210/11, 862104/11, 862106/11.

DAGOBERTO PEREIRA SOUZA
Gerente