

Premissas Orçamentárias Contas Setoriais 2027

CDE – CCC – RGR



ccee



SUMÁRIO

1. OBJETIVO	8
2. INTRODUÇÃO	8
2.1. HISTÓRICO DAS CONTAS SETORIAIS.....	9
CONTA DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO - CDE.....	9
CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS - CCC	9
CONTA RESERVA GLOBAL DE REVERSÃO - RGR.....	10
3. PAPÉIS E RESPONSABILIDADES - CONTAS SETORIAIS.....	11
3.1. CONTA DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO - CDE.....	11
3.2. CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS - CCC.....	12
3.3. CONTA RESERVA GLOBAL DE REVERSÃO - RGR	14
4. CENÁRIO MACROECONÔMICO E SETORIAL	15
5. COMPOSIÇÃO DA CDE	17
6. TETO DA CDE 2027	22
6.1. COMPARATIVOS CDE.....	24
PREMISSAS ADOTADAS	26
PREMISSAS NÃO CONSIDERADAS.....	27
7. CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS	28
7.1. SISTEMA ISOLADO	28
7.2. COMPOSIÇÃO DA CCC	29
7.3. COMPARATIVOS CCC.....	31
PREMISSAS DO PAC CCC.....	32
8. CONTA RESERVA GLOBAL DE REVERSÃO	37
8.1. COMPOSIÇÃO DA RGR.....	37
8.2. ORÇAMENTO RGR	40
8.3. COMPARATIVOS RGR	40
PREMISSAS ADOTADAS	40



PREMISSAS NÃO CONSIDERADAS.....	43
9. ORÇAMENTO CONTAS SETORIAIS 2027 - CONSOLIDADO	44
10. ANEXOS	45
10.1. ANEXO A – CONTAS SETORIAIS – CDE, CCC e RGR	45
A.I – Ofício nº 87/2024-STR/ANEEL.....	45
10.2. ANEXO B – CONTA DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO – CDE	49
B.I – Ofício nº 597/2026/DUPS/SNEE-MME	49
B.II - Custos Administrativos, Financeiros e Tributários – CAFT.....	51
B.III – Memorando nº 107/2017-SRG.....	61
10.3. ANEXO C – CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS – CCC.....	63
C.I – Plano Anual de Custos CCC.....	63
10.4. ANEXO D – RESERVA GLOBAL DE REVERSÃO – RGR.....	82
D.I - Memorando nº 524/2017 SFF-Aneel	82
D.II – Ofício nº 628/2026/ENBPar - CAFT BUSA	85
D.III - Ofício nº 643/2026/ENBPar - Financiamentos Concedidos.....	87
D.IV - Ofício nº 400/2017/SFF/Aneel.....	89
D.V - Ofício nº 285/2019/DIR/Aneel	99

ÍNDICE DE SIGLAS

ACR - Ambiente de Contratação Regulada

AIC - Ativo Imobilizado em Curso

Aneel - Agência Nacional de Energia Elétrica

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

AP - Audiência Pública

BUSA - Bens da União sob Administração

CadÚnico - Cadastro Único para Programas Sociais

CAFT - Custos Administrativos, Financeiros e Tributários

CCC - Conta de Consumo de Combustíveis

CCD's - Contratos de Confissão de Dívidas

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

Ccesi - Contratos de Comercialização de Energia Elétrica e Potência nos Sistemas Isolados

CCT - Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão

Ccvee - Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica

CDE - Conta de Desenvolvimento Energético

CMI - Custo Mensal de Instalação

CMO - Custo Marginal de Operação

CMSE - Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

Cofins - Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social

COM - Custo Mensal de Operação e Manutenção

CP – Consulta Pública

CTce - Custo Total de Contratação de Energia e Potência

CTcomb - Custo Total de Combustíveis e Despesas Acessórias

CTG - Custo Total de Geração

CTgp - Custo Total de Geração Própria

CVU - Custo Variável Unitário

Ea-1 - Estoque de carvão custeado e não consumido no ano anterior

Ehist - Estoque Histórico

EPE - Empresa de Pesquisa Energética

EUST - Encargo de Uso do Sistema de Transmissão

GWh - Gigawatt hora

ICMS - Imposto sobre Circulação de Mercadoria e Serviços

IGP-M - Índice Geral de Preços do Mercado

IPCA - Índice de Preços para o Consumidor Amplo

MIGDI - Microssistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica

MLA - Mais Luz para Amazônia

MME - Ministério de Minas e Energia

MP - Medida Provisória

MWm - Megawatt médio

NT - Nota Técnica

OGU - Orçamento Geral da União

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico

P&D - Pesquisa e Desenvolvimento

PAC - Plano Anual de Custos

PCHs - Pequenas Centrais Hidrelétricas

PCI - Poder Calorífico Inferior

PEL Sisol - Plano da Operação Elétrica dos Sistemas de Transmissão Localizados nos Sistemas Isolados

PEN Sisol - Plano Anual da Operação Energética dos Sistemas Isolados

PIE - Produtor Independente de Energia

PIS - Programa de Integração Social

PIS/Pasep - Programa de Integração Social e o Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público

PLD - Preços de Liquidação das Diferenças

PlpT - Programa Luz para Todos

Proret - Procedimentos de Regulação Tarifária

Qefetiva - Quantidade Efetiva

RAF - Receita Fixa Anual

REA - Resolução Autorizativa

REH - Resolução Homologatória

REN - Resolução Normativa

RGR - Reserva Global de Reversão

SELIC - Sistema Especial de Liquidação e de Custódia

SFF - Superintendência de Fiscalização Econômica, Financeira e de Mercado

SFT - Superintendência de Fiscalização Técnica dos Serviços de Energia Elétrica

SGM - Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração e do Mercado de Energia Elétrica

Siecsc - Sindicato da Indústria de Extração de Carvão do Estado de Santa Catarina

SIGA - Sistema de Informações de Geração da Aneel

SIGFI - Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente

SIN - Sistema Interligado Nacional

Sisol - Sistema Isolado

STR - Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica

TUSD - Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição

TUST - Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Transmissão

UBP - Utilização do Bem Público

VGP - Valor de Geração Própria

1. OBJETIVO

Este relatório tem por objetivo apresentar a proposta do orçamento das Contas Setoriais para o exercício de 2027 da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, Conta de Consumo de Combustíveis - CCC e Reserva Global de Reversão - RGR, reunindo em único documento as premissas utilizadas e analisadas até a data de 15 de outubro de 2026.

2. INTRODUÇÃO

As Contas Setoriais foram criadas, primeiramente, para subsidiar o desenvolvimento e a equanimidade do atendimento energético do Brasil, e, posteriormente para complementar o custo total de geração de energia elétrica para atendimento aos serviços de distribuição de energia nos Sistemas Isolados - Sisol, bem como o financiamento de projetos de melhoria e expansão do setor.

A Medida Provisória - MP nº 735/2016, convertida na Lei nº 13.360/2016, estabeleceu, à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, a responsabilidade de gerir os recursos da CDE, CCC e RGR, a partir de maio de 2017.

Posteriormente, o Decreto nº 9.022/2017 estabeleceu as normas e diretrizes para destinação, orçamento e gestão destes recursos.

A figura abaixo demonstra o fluxo financeiro da CDE:

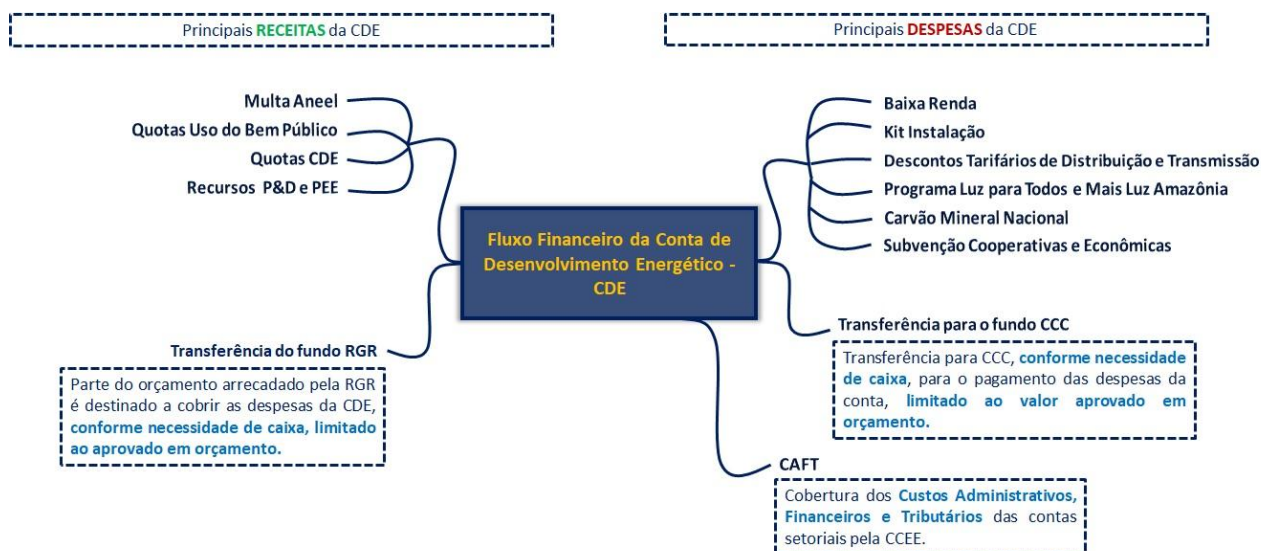


Figura 1 - Fluxo financeiro - CDE

2.1. HISTÓRICO DAS CONTAS SETORIAIS

CONTA DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO - CDE

A CDE foi criada a partir da Lei nº 10.438/2002, a princípio para o desenvolvimento energético dos estados, além de atender objetivos mais específicos, como a universalização do serviço de energia elétrica no país, garantir a subvenção econômica destinada à modicidade tarifária para classes de consumidores residenciais de baixa renda, promover a competitividade de geração provenientes de empreendimentos de fonte eólica, termosolar, fotovoltaica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, outras fontes renováveis e gás natural, fornecer os recursos compensatórios às distribuidoras referentes aos descontos aplicados às tarifas de uso do sistema de distribuição e de transmissão, e entre outros, prover recursos à CCC.

A Lei nº 12.783/2013 alterou algumas disposições do art. 13 da Lei nº 10.438/2002, como por exemplo, a possibilidade de transferência de recursos da conta RGR à CDE, permitiu a amortização de operações financeiras - indenização da reversão de concessões, constituiu a compensação dos descontos aplicados nas tarifas de energia e o efeito da não adesão à prorrogação das concessões de geração e instituiu a cobertura dos custos de geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados.

A previsão orçamentária da CDE engloba, além dos subsídios diretamente ligados à conta, a transferência de recursos da RGR e a transferência de recursos para a CCC.

CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS - CCC

A Resolução Normativa - [REN nº 1.016/2022](#) dispõe sobre os procedimentos para planejamento, formação, processamento e o gerenciamento da CCC, cujos dispêndios são cobertos com recursos da CDE.

A CCC é um benefício do setor elétrico brasileiro com o objetivo de subsidiar os custos anuais de geração em áreas ainda não integradas ao Sistema Interligado Nacional - SIN, chamadas de Sistemas Isolados.

A CCEE deve apurar os custos de geração e os valores de reembolsos a serem realizados para as distribuidoras e geradoras de energia elétrica, aplicar os limites de eficiência aos dados de medição, encaminhar esses dados ao Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, além de atender aos despachos e decretos emitidos pelos órgãos reguladores e fiscalizadores, referentes aos repasses de recursos aos beneficiários. Estes, por sua vez, devem atender aos requisitos e procedimentos para que o reembolso seja efetivado.

CONTA RESERVA GLOBAL DE REVERSÃO - RGR

A criação da RGR foi estabelecida no Decreto nº 41.019/1957, que regulamentou os serviços de energia elétrica. Os principais objetivos da RGR são prover recursos para reversão, encampação, expansão e melhoria do serviço público, financiamento de fontes alternativas, estudos de inventário e viabilidade de aproveitamentos de potenciais hidráulicos e combate ao desperdício e uso eficiente da energia elétrica. Ainda que, a extinção de tais quotas terem sido previstas para 2010, houve a prorrogação até 2035, conforme Lei nº 12.431/2011, por conta de sua importância para o investimento e modernização do setor.

3. PAPÉIS E RESPONSABILIDADES - CONTAS SETORIAIS

Os atos regulamentares: i) Decreto nº 9.022/2017 para a CCC, CDE e RGR e ii) a [REN nº 1.016/2022](#), emitida pela Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, para CCC e CDE - Carvão Mineral, determinam os papéis e responsabilidades, conforme exposto:

3.1. CONTA DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO - CDE

Para a elaboração do orçamento da CDE ficaram estabelecidas as seguintes responsabilidades:

- **CCEE:** elaborar e consolidar o orçamento da CDE e calcular o Plano Anual de Custos - PAC Carvão Mineral e da CCC, a partir das previsões encaminhadas pelo Ministério de Minas e Energia - MME, Aneel, ONS e ENBPar;
- **MME:** encaminhar a previsão dos custos referente aos programas de universalização do serviço de energia elétrica no território nacional; da transferência de recursos do Orçamento Geral da União - OGU, sujeita à disponibilidade orçamentária e financeira;
- **Aneel:** encaminhar os valores de custeio dos descontos tarifários para o mercado regulado de cada distribuidora e seu saldo remanescente, por meio de quotas da CDE (atualizado pela Inflação Acumulada Atual - IPCA); os valores de subvenção econômica destinada à modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda; os pagamentos anuais realizados a título de Utilização do Bem Público - UBP; os pagamentos de multas aplicadas pela Aneel; resultados de fiscalização da conta e abertura de consulta pública para aprovação do orçamento anual;
- **Agentes de geração:** informar os custos para o reembolso de carvão mineral nacional, destacando a previsão de estoque e consumo, tributos, dados de consumo de óleo combustível e/ou diesel e informações contratuais.

3.2. CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS - CCC

A [REN nº 1.016/2022](#) dispõe sobre a gestão da CCC, cujos dispêndios serão cobertos com recursos da CDE por meio das quotas. As responsabilidades de cada parte são destacadas a seguir:

- **CCEE:** calcular e apurar os custos de obras de sub-rogação e o reembolso mensal dos custos de geração da CCC, operacionalizar os demais créditos e débitos de acordo com os atos regulatórios vigentes, consolidar as informações recebidas pelos agentes, Aneel, ONS, MME e EPE, para posterior divulgação do resultado e informações relevantes ao mercado, e apoio no processo de aprovação orçamentária;
- **Aneel:** calcular o custo médio da energia e potência comercializadas pelos agentes de distribuição no Ambiente de Contratação Regulada - ACR; fiscalizar os cálculos de transferência pela CCEE e devolução realizadas pelo agente beneficiário, bem como apurar e fixar as eventuais diferenças, a maior ou a menor, a serem recebidas pelo agente ou devolvidas à CCC; calcular a sobrecontratação, aprovar o Plano da Operação Energética dos Sistemas de Transmissão Localizados nos Sistemas Isolados - PEN Sisol;
- **ONS:** elaborar o PEN Sisol 2027 e Plano da Operação Elétrica dos Sistemas de Transmissão Localizados nos Sistemas Isolados 2027 - PEL Sisol, detalhado no [Anexo C.I](#), com indicação das quantidades previstas de combustíveis e de geração de todas as fontes disponíveis, além da importação de energia, para fins de consolidação do PAC CCC;
- **Agentes de distribuição:** informar o custo total com contratação de potência e energia elétrica à CCEE incluindo os contratos de reserva de capacidade firmados, percentual de arrendamento de máquinas, no caso de geração própria e os tributos não recuperados; ; informar o cronograma atualizado de desembolsos de obras sub-rogadas de acordo com os valores aprovados em Resolução Aneel.
- **Agentes de geração:** informar a disponibilidade de geração, bem como as restrições eletroenergéticas, conforme prazos estabelecidos na [REN nº 1.016/2022](#).
- **MME:** responsável por enviar os cronogramas de conclusão anual das obras de Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente - SIGFI e Microssistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica – MIGDI, no âmbito do programa MLA, de forma a subsidiar a CCEE com as informações para o cálculo da Operação e Manutenção - O&M dos referidos sistemas.

- **Empresa de Pesquisa Energética - EPE¹:** Parceria firmada para apresentar as principais premissas, a metodologia adotada e, as projeções dos preços dos combustíveis (óleo diesel B e óleo combustível) a serem pagos pelos geradores de eletricidade (custo com combustíveis) contemplados pela CCC.

¹ A responsabilidade de projeção dos preços de combustíveis líquidos é atribuída à CCEE. Em busca de maior assertividade, a Câmara estabeleceu uma parceria com a EPE para elaboração das previsões dos referidos preços.

3.3. CONTA RESERVA GLOBAL DE REVERSÃO - RGR

O Decreto nº 9.022/2017, em seu art. 25, determinou a consolidação anual da RGR, em conjunto com o orçamento da CDE, pela CCEE e aprovado pela Aneel, conforme segue:

- **CCEE:** avaliar as diferenças entre as receitas e despesas para estabelecer o limite de recursos a serem transferidos à CDE, preservando o atendimento do cronograma de despesas da RGR;
- **MME:** dispor sobre as condições de desembolso; observar o calendário anual de elaboração do orçamento da RGR a fim de assegurar a condição mínima de sustentabilidade econômica e financeira da empresa;
- **Aneel:** estabelecer o cronograma de desembolso, a previsão, o acompanhamento e a fiscalização dos gastos relacionados à destinação de recursos;
- **ENBPar:** responsável pela gestão dos contratos de financiamentos com recursos da RGR celebrados até 17 de novembro de 2016, conforme determina o art. 28 do referido Decreto e pela gestão dos Bens da União sob Administração - BUSA, conforme MP nº 998/2020, convertida na Lei nº 14.120/2021. Tais atribuições anteriormente realizadas pela Eletrobras foram assumidas pela Energia Nuclear e Binacional S.A (ENBPar) conforme previsto no Contrato de Transição da Gestão dos Programas Setoriais celebrado em 22 de abril de 2022.

4. CENÁRIO MACROECONÔMICO E SETORIAL

O cenário econômico internacional para 2027 aponta para uma expansão moderada e desigual da atividade. O FMI projeta crescimento global de 3,4%, após 3,0% em 2026, com a dinâmica tecnológica, especialmente os investimentos associados à inteligência artificial, contribuindo para sustentar a atividade. Persistem, contudo, riscos relacionados às tensões geopolíticas, ao comércio internacional, às condições financeiras e à evolução dos preços de energia. A inflação global tende a continuar em trajetória de desaceleração, embora de forma heterogênea entre as economias.

Nos Estados Unidos e na Zona do Euro, as perspectivas permanecem de crescimento moderado, em um ambiente ainda condicionado pela evolução da inflação, das condições financeiras e da demanda externa. Para a economia norte-americana, o FMI projeta expansão de 2,2% em 2027, enquanto a Zona do Euro deverá crescer 1,2%. A evolução dessas economias permanece relevante para os fluxos de comércio, investimentos e condições financeiras globais, com possíveis efeitos sobre o custo de capital e as decisões de investimento.

Na China, o crescimento deverá desacelerar gradualmente, permanecendo condicionado à evolução da demanda doméstica, do setor imobiliário e do comércio internacional. O desempenho da economia chinesa mantém importância para os mercados de commodities e, consequentemente, para as condições externas da economia brasileira. Nesse contexto, a dinâmica da economia mundial e dos preços internacionais permanece como fator relevante para a atividade econômica e para os custos associados à cadeia energética.

No mercado de petróleo, as perspectivas para 2027 indicam acomodação dos preços em relação aos níveis observados em 2026, embora permaneça elevada a sensibilidade às condições geopolíticas e ao equilíbrio entre oferta e demanda. A EIA projeta preço médio do Brent de aproximadamente US\$ 74 por barril em 2027, após média estimada de US\$ 91 em 2026. A EPE, por sua vez, trabalha com trajetória próxima de US\$ 74 por barril em 2027 no PDE 2035. A evolução dos preços dos combustíveis permanece particularmente relevante para os custos de geração termelétrica e para os sistemas isolados.

No Brasil, o cenário para 2027 combina desaceleração da atividade econômica e perspectiva de flexibilização gradual das condições monetárias. O Banco Central projeta crescimento do PIB de 1,4% em 2027, enquanto a Secretaria de Política Econômica do Ministério da Fazenda estima expansão de 2,3%. Para a inflação, o Banco Central registra expectativas de mercado de 4,3% para o IPCA em 2027, enquanto a projeção da SPE é de 3,8%. A diferença entre as projeções evidencia a incerteza ainda presente no ambiente macroeconômico, especialmente quanto à trajetória da inflação, dos juros e das condições fiscais.

No setor elétrico, o PDE 2035 projeta crescimento consistente da demanda. No cenário de referência, o consumo total de eletricidade deverá manter crescimento médio de 3,3% ao ano até 2035. A expansão da demanda ocorre simultaneamente ao avanço das fontes renováveis, da geração distribuída e de novas cargas, como data centers, eletromobilidade e projetos de hidrogênio, aumentando a necessidade de flexibilidade, transmissão e adequada coordenação entre oferta e consumo. Para o PAC CDE, esse ambiente reforça a importância das premissas de demanda, preços de combustíveis, expansão da geração e evolução dos subsídios na projeção orçamentária de 2027.

5. COMPOSIÇÃO DA CDE

Os recursos da CDE advêm do encargo incluso nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição/transmissão, pagamentos da UBP, das multas aplicadas pela Aneel às concessionárias, permissionárias e autorizadas, além da possibilidade de a União realizar crédito na CDE. O orçamento da CDE para o ano de 2027 é composto pelas seguintes rubricas:

- **Quota Uso:** corresponde à diferença entre o total das necessidades de recursos da Conta e a arrecadação proporcionada pelas demais fontes de receita. Esse valor é repassado por todos os agentes que atendem consumidores finais, cativos e livres, mediante encargo incluído nas Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão – TUST e Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição - TUSD, conforme a Lei nº 10.438/2002;
- **Quota Transmissora:** a contribuição efetiva dos agentes de transmissão é fixada mensalmente por meio de Despacho da Superintendência de Gestão Tarifária – SGT da Aneel, resultando do faturamento do encargo junto aos consumidores da rede básica, mediante a aplicação da TUST ao mercado realizado;
- **Quota Permissionária:** aplicada para as concessionárias e permissionárias de distribuição, as quotas são definidas nos respectivos processos tarifários resultantes da aplicação do custo unitário da CDE, para o respectivo subsistema e nível de mercado de referência do processo tarifário;
- **Quota UBP:** são pagamentos anuais realizados pelas concessionárias a título de uso de bem público, de que trata a Lei nº 9.074/1995;
- **Repactuação da UBP:** refere-se ao recolhimento de valores relacionado à adesão das Usina Hidrelétricas à repactuação das parcelas vincendas de Uso do Bem Público (UBP), conforme disposto na Lei nº 15.235/2025.
- **Quota Geração Distribuída:** fonte de recursos para o custeio do subsídio de geração distribuída, referente aos componentes tarifários não associados ao custo da energia e não remunerados pelo consumidor-gerador, incidentes sobre a energia elétrica compensada pelas unidades consumidoras participantes do Sistema de Compensação de Energia Elétrica – SCEE de que se trata a Lei nº 14.300/2022. Com a publicação da Lei 15.269/2025 que alterou o parágrafo único do art.22 da Lei nº 14.300/2022 as componentes tarifárias não associadas ao custo da energia e que não são remuneradas pelo consumidor-gerador, incidentes sobre a energia elétrica compensada no âmbito do SCEE, passam a ser custeadas pela Quota CDE Uso.

- **Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Programa de Eficiência Energética – PEE:** conforme determina a MP nº 998/2020, convertida na Lei nº 14.120/2021 a aplicação dos recursos em projetos de pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética deverá estar orientada à busca do uso consciente e racional dos recursos energéticos e à modicidade tarifária quando os recursos forem destinados à CDE. Os recursos não comprometidos com projetos contratados ou iniciados até 1º de setembro de 2020 e aqueles relativos a projetos reprovados ou cuja execução não tenha sido comprovada, serão destinados à CDE em favor da modicidade tarifária, conforme regulamento da Aneel, por meio da REN nº 929/2021 e Despacho nº 904/2021. A destinação destes recursos se encerra em 31 de dezembro de 2025, conforme Art. 5º B da Lei nº 14.120/2021. Cumpre destacar que as competências correspondentes aos meses de novembro e dezembro de 2025 foram processadas nos meses de janeiro e fevereiro de 2026, respectivamente. Destacamos que os valores futuros referem-se a possíveis fiscalizações ou revisões de valores relativos a períodos anteriores a dezembro de 2025.
- **Multa Aneel:** são multas administrativas a serem impostas aos concessionários, permissionários e autorizados de instalações e serviços de energia elétrica, respeitando o limite de 2% do faturamento, ou do valor estimado da energia produzida nos casos de autoprodução e produção independente, correspondente aos últimos doze meses anteriores à lavratura do auto de infração ou estimados para um período de doze meses (Lei nº 9.427/1996);
- **Transferência do Fundo RGR:** corresponde a disponibilidade de recursos da conta RGR que poderão ser transferidos para a CDE, sendo este saldo projetado após a liquidação entre as receitas e despesas. E, desde que observadas as destinações dos recursos de cada fundo estabelecidos na legislação vigente;
- **Baixa Renda:** destinado a consumidores enquadrados na Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE), conforme os critérios de elegibilidade previstos na Lei nº 12.212/2010, com as alterações introduzidas pela Medida Provisória nº 1.300/2025, posteriormente convertida na Lei nº 15.235/2025. Fazem jus ao benefício as famílias que atendam a pelo menos uma das seguintes condições:
 - I. inscrição no Cadastro Único para Programas Sociais (CadÚnico), com renda familiar mensal per capita menor ou igual a meio salário-mínimo nacional;

- II. renda familiar de até três salários-mínimos, possuindo membro com deficiência ou doença cujo tratamento requeira uso continuado de aparelhos que demandem consumo de energia elétrica;
- III. idosos com 65 anos ou mais, ou pessoas com deficiência beneficiárias do Benefício de Prestação Continuada (BPC);
- IV. famílias indígenas ou quilombolas inscritos no CadÚnico;
- V. famílias residentes em áreas atendidas por sistemas isolados de geração.

Esses consumidores são beneficiados pela isenção das quotas de custeio da CDE e do Proinfa, além dos descontos progressivos aplicados sobre a tarifa de energia elétrica residencial. Com a alteração da Lei nº 12.212/2010 pela Lei nº 15.235/2025, foram ampliados os benefícios:

- Isenção total da tarifa de energia para consumo mensal de até 80 kWh;
- Para famílias com renda per capita entre $\frac{1}{2}$ e 1 salário-mínimo, inscritas no CadÚnico, isenção da cobrança da CDE para consumo mensal de até 120 kWh (vigência a partir de 1º de janeiro de 2026).
- **Reembolso de Carvão Mineral:** refere-se ao subsídio estabelecido pela Lei nº 10.438/2002 que determina uma política energética e de uso do carvão nacional, conferindo subvenção econômica para toda a cadeia produtiva, desde a exploração do carvão à geração de energia elétrica, para um determinado grupo de usinas, que estavam em operação no ano de 1998. O Decreto nº 4.541/2002, alterado pelo Decreto nº 9.022/2017, define que usinas termelétricas a carvão mineral nacional, situadas nas regiões abrangidas pelo SIN, terão direito à cobertura dos custos de combustível, e determina as condições para ter esse direito. A [REN nº 1.016/2022](#) estabelece os procedimentos para planejamento, formação, processamento e gerenciamento das parcelas Carvão Mineral associadas à CDE; entretanto, o reembolso do Carvão foi encerrado em abril de 2026, devido assinatura do Contrato de Energia de Reserva, conforme a Portaria MME nº 913/2026.
- **Programa Luz para Todos e Mais Luz para Amazônia:** refere-se ao subsídio destinado à universalização do atendimento de energia elétrica à parcela da população do meio rural brasileiro e regiões remotas da Amazônia legal, que ainda não possuem acesso a esse serviço público. O Decreto nº 4.873/2003 estabelece que parte dos recursos necessários para o custeio do programa será oriundo da CDE. O PLpT foi instituído pelo Decreto nº 7.520/2011, alterado pelo Decreto nº 11.628/2023 e o MLA foi instituído pelo Decreto nº 10.221/2020 com a edição do Decreto nº 11.111/2022;

- **Kit de Instalação:** refere-se ao atendimento de domicílios rurais, destinados às famílias de baixa renda, inscritas no CadÚnico do Governo Federal, quando não atendidas pelo PLpT, onde recebem subvenção econômica para a instalação do ramal de conexão, do kit de instalação interna e do padrão de entrada sem o medidor, conforme regulação da Aneel (Decreto nº 7.520/2011);
- **Subvenção Cooperativas:** subvenção que compensa o impacto tarifário da redução da densidade de carga do mercado de cooperativas de eletrificação rural, permissionárias e concessionárias de distribuição de energia, sendo embasada pela Lei nº 13.360/2016;
- **Subvenção Pequenas Distribuidoras:** subvenção destinada às concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica com mercados próprios anuais inferiores a 350 GWh, conforme Lei nº 14.299/2022, que alterou a Lei nº 10.438/2002.
- **Subsídios Tarifário de Distribuidoras de Fontes Incentivadas:** Corresponde aos valores destinados a compensar as distribuidoras pelos descontos aplicados às Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) concedidos a determinados empreendimentos de geração de energia elétrica a partir de fontes incentivadas, conforme regulamentação vigente.
- **Subsídios Descontos de Irrigação e Aquicultura de Distribuidoras:** Corresponde aos valores destinados à compensação das distribuidoras pela receita não arrecadada em decorrência dos descontos tarifários concedidos aos consumidores que utilizam energia elétrica nas atividades de irrigação e aquicultura, conforme regulamentação vigente.
- **Subsídios Descontos de Suprimento de Distribuidoras:** Corresponde aos valores destinados a compensar os descontos incidentes sobre o custo de suprimento de energia elétrica de distribuidoras, conforme as condições e critérios estabelecidos na regulamentação vigente.
- **Subsídios Tarifários da Transmissão – Fontes Incentivadas:** Corresponde aos valores destinados a compensar as transmissoras pelos descontos aplicados às tarifas de uso dos sistemas de transmissão (TUST) para determinados empreendimentos de geração de energia elétrica a partir de fontes incentivadas, conforme regulamentação vigente.
- **Subsídio Geração Distribuída:** Corresponde aos valores destinados à compensação das distribuidoras pelos efeitos financeiros associados aos incentivos concedidos à Micro e Minigeração Distribuída (MMGD), conforme regulamentação vigente.

- **Custos Administrativos, Financeiros e Tributários - CAFT:** são necessários para cobertura dos custos de administração das Contas Setoriais pela CCEE. O CAFT da gestão das contas visa manter a segregação do ressarcimento dos custos incorridos, de maneira que o orçamento da CCEE, aprovado pelos seus associados para a administração das atividades de comercialização de energia elétrica, não tendo utilização para qualquer atividade relacionada a este fim. De acordo com a lei nº 10.438/2002, os valores relativos aos custos administrativos e financeiros não podem exceder a 0,2% do orçamento anual da CDE;
- **Transferência para o Fundo CCC:** a partir da Lei nº 12.783/2013, a CDE ficou responsável por prover recursos para custear a CCC. Estas transferências são atualmente a principal fonte de subsídio do fundo;
- **Processos Judiciais e Honorários de Sucumbência:** contempla ações judiciais conhecidas pela CCEE, que tratam da CDE e possuem estimativa de risco contábil "provável", na data de outubro de 2026;
- **Reserva Técnica:** Conforme previsto no [Submódulo 5.2 do PRORET](#), a reserva técnica é destinada a garantir os compromissos assumidos pela conta, não podendo ultrapassar 5% do valor do orçamento anual da CDE. Esta reserva pode ser utilizada para cobrir as diferenças entre os fluxos de receitas e despesas mensais e as frustrações de caixa, a exemplo de inadimplências e/ou ações judiciais.

6. TETO DA CDE 2027

Em novembro de 2025 foi homologada a Lei nº 15.269/2025 que estabeleceu, a partir do orçamento de 2027, limites individualizados para determinadas despesas da CDE. Estão sujeitas ao teto as despesas com subsídios à MMGD; descontos na TUSD e na TUST concedidos às fontes incentivadas, tanto para carga quanto para geração; carvão mineral nacional e óleo combustível; e determinados descontos tarifários de distribuição aplicados ao suprimento de energia.

Para cada uma dessas rubricas, o limite corresponderá ao valor considerado no orçamento da CDE de 2025, atualizado pelo IPCA. Caso a despesa ultrapasse esse valor, o excedente será tratado por meio do Encargo de Complemento de Recursos - ECR, com redução proporcional dos benefícios da própria rubrica. Não estão sujeitas ao teto as despesas com o Programa Luz para Todos, a Tarifa Social de Energia Elétrica, a Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, a CAFT, os benefícios destinados às distribuidoras supridas, as subvenções para pequenas distribuidoras e os subsídios à irrigação e à aquicultura. Essas despesas permanecem calculadas com base nas necessidades e nos critérios específicos previstos na legislação. Para a CCEE, essa diferenciação resultou em controles separados por subsídio, de modo a identificar corretamente quais despesas estão limitadas, calcular eventuais excedentes e aplicar o ECR com rastreabilidade.

Conforme proposto na Nota Técnica nº 145/2026, o orçamento aprovado da CDE de 2025, tomado como referência legal por força expressa do inciso II do § 18. Nele identificam-se, no conjunto das despesas submetidas ao teto, quatro rubricas: Carvão, com R\$ 1.214.680.117,84; Descontos Suprimento, com R\$ 122.137.647,75; Fontes Incentivadas, com R\$ 15.315.404.271,50; e Subsídios MMGD, com R\$ 3.657.919.419,49, totalizando R\$ 20.310.141.456,59. A seguir a forma de cálculo aplicação do ECR:

$$\text{Fator ECR}_R = \frac{\text{Redução Necessária (ECR)}}{\text{Despesa Prevista}}$$

Aplicação por meio da inclusão de novo componente ao faturamento mensal:

- Redutor do Benefício = Desconto Concedido X Fator $\text{ECR}_{R,m}$
- Acompanhamento da execução financeira individualmente por rubrica, com registro do Benefício Bruto, do ECR aplicado, do Benefício Líquido, dos valores acumulados, da trajetória esperada e da projeção para o encerramento do exercício

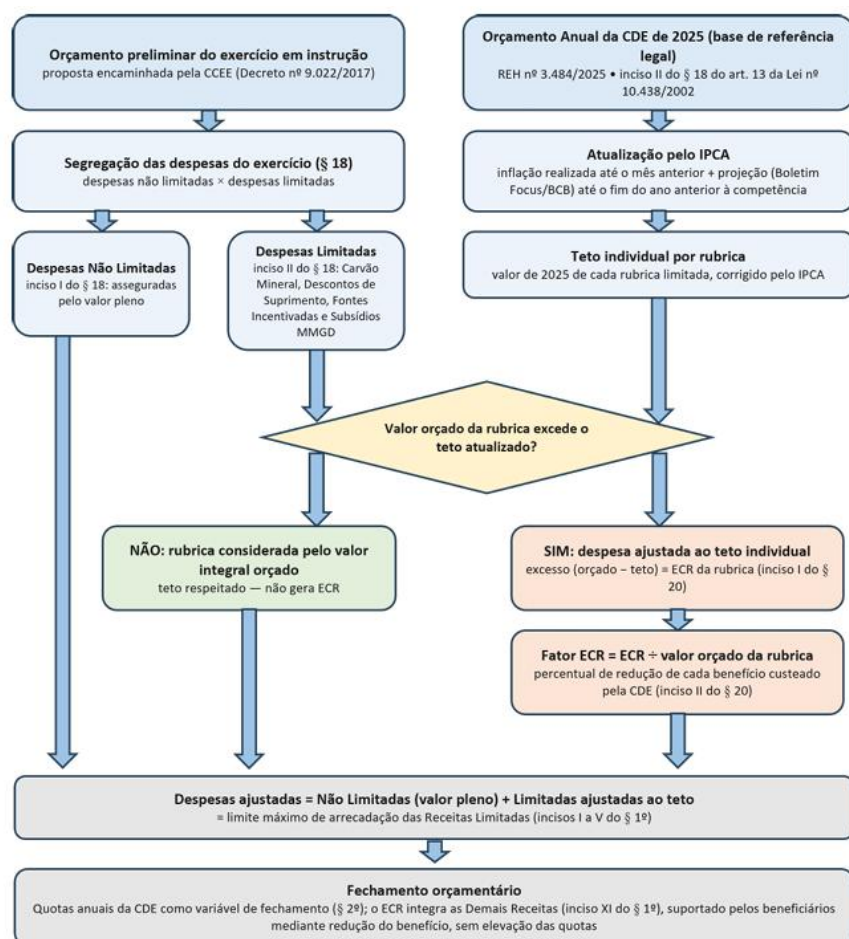


Tabela ANEEL – NT 145/2026

6.1. COMPARATIVOS CDE

A análise comparativa entre o orçamento de 2026 e a proposta para 2027, é realizada para avaliação da evolução dos custos de cada uma das rubricas, entre os ciclos orçamentários, e é apresentado a seguir:

ORÇAMENTO CDE (R\$)			VARIAÇÕES	VARIAÇÕES
RECEITAS	2026	2027	VARIAÇÃO 2027 x 2026 (R\$)	VARIAÇÃO 2027 x 2026 (R\$)
SALDO INICIAL	0	155	155	100,00%
QUOTAS CDE - USO	47.793	47.842	49	0,10%
QUOTAS UBP	1.444	446	-998	-69,13%
MULTAS ANEEL	434	290	-144	-33,21%
REPACTUAÇÃO UBP (Lei nº 15.235/2025)*	0	0	0	100,00%
QUOTAS CDE - GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	2.950	0	-2.950	-100,00%
DEMAIS RUBRICAS	39	0	-39	-100,00%
TOTAL	52.660	48.732	-3.928	-7,46%

DESPESAS NÃO LIMITADAS	2026	2027	VARIAÇÃO 2027 x 2026 (R\$)	VARIAÇÃO 2027 x 2026 (R\$)
TOTAL	27.540	27.766	226	0,82%
TRANSFERÊNCIA PARA CCC	11.454	10.739	-715	-6,24%
BAIXA RENDA	10.437	10.714	277	2,65%
AJUSTE SUBSÍDIOS	0	2.375	2.375	100,00%
PROGRAMA LUZ PARA TODOS E MLA	2.603	1.609	-993	-38,17%
SUBSÍDIO DISTRIBUIDORAS - IRRIGAÇÃO	1.548	1.354	-195	-12,59%
SUBVENÇÃO COOPERATIVAS/ECONÔMICA	715	859	144	20,09%
PROCESSOS JUDICIAIS	0	103	103	100,00%
CAFT	12	13	1	12,62%
RESTOS A PAGAR	771	0	-771	-100,00%
DESPESAS LIMITADAS (A PARTIR DE 2027)	2026	2027	VARIAÇÃO 2027 x 2026 (R\$)	VARIAÇÃO 2027 x 2026 (R\$)
TOTAL	25.120	20.967	-4.154	-16,54%
FONTES INCENTIVADAS	18.073	16.866	-1.207	-6,68%
SUBSÍDIOS MMGD	6.861	4.028	-2.833	-41,29%
REEMBOLSO CARVÃO MINERAL NACIONAL	186	0	-186	-100,00%
DESCONTOS SUPRIMENTO	0,4	72	71	100,00%
TOTAL FINAL	52.660	48.732	-3.928	-7,46%
SALDO FINAL	0	0		

Tabela 1 - Comparativo Orçamentário - CDE (R\$ milhões)

Considerando o orçamento vigente, verifica-se uma redução 7,46% na previsão para 2027 e um aumento de 0,10% na Quota de Uso CDE. A seguir, apresentam-se as justificativas relativas às principais variações apuradas na comparação entre o orçamento aprovado para o exercício de 2025 e a proposta orçamentária para 2027.

- **Programa Luz para Todos:** Redução de 38,17%, conforme estimativa encaminhada pelo Ministério de Minas e Energia.
- **Transferência para o Fundo CCC:** Redução de 6,24% em decorrência do fim da Fiscalização da Eletrobras, bem como, a conclusão da operacional comercial da Cruzeiro do Sul em relação ao orçamento de 2026.
- **Subsídio Tarifário – Irrigação:** Redução de 12,59%, conforme estimativa encaminhada pela ANEEL.
- **Subsídio Tarifário – Fontes Incentivas:** Redução de 6,68%, conforme estimativa encaminhada pela ANEEL.
- **Subsídio MMGD:** Redução de 41,29%, conforme estimativa encaminhada pela Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR.
- **Quota UBP:** Uma redução de receita de 69,12% conforme previsão da Superintendência de Concessões, Permissões e Autorizações dos Serviços de Energia Elétrica – SCE, devido a Repactuação da UBP.
- **Multa Aneel:** Uma redução de receita de 33,21% decorre da projeção com base no histórico da arrecadação de anos anteriores.
- **Baixa Renda:** O aumento de 2,65% conforme estimativa a partir dos repasses mensais aprovados, fixados em despachos da ANEEL.
- **Ajuste de Subsídio:** Um aumento de 100%, trata-se de repasse de subsídios das competências relativas ao ciclo 2025-2026.
- **Subvenção Cooperativa/Econômica:** O aumento de 20,09%, conforme estimativa encaminhada pela ANEEL.

PREMISSAS ADOTADAS

As premissas adotadas para elaboração do orçamento 2027 estão listadas a seguir:

- a) **Quota Uso:** O valor previsto corresponde à diferença entre as necessidades de recursos e a arrecadação proporcionada pelas demais fontes da CDE, com posterior rateio entre os agentes que comercializam energia com consumidor final;
- b) **Quotas UBP:** Previsão conforme Ofício nº 304/2026 - [Anexo A I](#);
- c) **Multas Aneel:** Previsão conforme Ofício nº 304/2026 - [Anexo A I](#);
- d) **Baixa Renda:** Previsão conforme Ofício nº 304/2026 - [Anexo A I](#);
- e) **Programa Luz para Todos e Mais Luz para Amazônia:** Previsão conforme Ofício nº 597/2026/DUPS/SNEE-MME - [Anexo B I](#);
- f) **Kit Instalação:** Previsão conforme Ofício nº 304/2026 - [Anexo A I](#);
- g) **Subvenção Cooperativas:** Previsão conforme Ofício nº 304/2026 - [Anexo A I](#);
- h) **Subvenção Pequenas Distribuidoras:** Previsão conforme Ofício nº 304/2026 - [Anexo A I](#);
- i) **Subsídios Tarifários - Distribuidoras:** Previsão conforme Ofício nº 304/2026 - [Anexo A I](#);
- j) **Subsídios Tarifários - Transmissoras:** Previsão conforme Ofício nº 304/2026 - [Anexo A I](#);
- k) **Custos Administrativos, Financeiros e Tributários:** Conforme relatório CAFT - [Anexo B II](#).
- l) **Reserva Técnica:** Conforme previsto no [PRORET – Submódulo 5.2](#).
- m) **Processos Judiciais e Honorários de Sucumbência:** contempla ações judiciais conhecidas pela CCEE, que tratam da CDE e possuem estimativa de risco contábil "provável", até a efetiva data de outubro de 2026.
- n) **Saldo Inicial:** conforme melhor estimativa do ano de 2026;

PREMISSAS NÃO CONSIDERADAS

- a) Inadimplências;
- b) Fiscalizações em andamento pela Aneel, que aguardam conclusão;
- c) Passivos anteriores à gestão CCEE;
- d) **Estoque estratégico de Carvão Mineral:** O pagamento da reposição do estoque estratégico de Carvão Mineral no orçamento 2026, uma vez que é responsabilidade dos beneficiários;
- e) **Liminares:** Contempla ações judiciais conhecidas pela CCEE, até a efetiva data de outubro de 2026.

7. CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS

7.1. SISTEMA ISOLADO

A Conta de Consumo de Combustíveis foi criada pela Lei nº 5.899/1973, e inicialmente teve como objetivo o rateio dos custos com combustíveis utilizados no SIN, mas desde 1992 é utilizada para abarcar os custos de combustíveis do Sisol. Embora a CCC tenha sido concebida para reembolsar os custos de combustível das usinas térmicas, seus agentes beneficiários têm, atualmente, o direito de reembolsar outros custos de geração, considerando os tributos envolvidos em cada operação, reembolsados conforme o percentual de recuperação de impostos de cada beneficiário, sendo:

- Custo de combustível e despesas acessórias (combustíveis, frete e despesas acessórias do gás natural);
- Custo de geração própria (Custos de Receita Fixa e O&M de usinas de geração própria, locação de grupos geradores, O&M de SIGFI e MIGDI);
- Custo com contratação de potência e energia elétrica

Além disto, a CCC reembolsa a Sub-rogação de obras, benefício destinado a projetos de geração, distribuição e transmissão que proporcionem a redução do dispêndio de combustíveis fósseis e contribuam para a modicidade tarifária.

A REN nº 427/2011, que estabeleceu os procedimentos para gerenciamento da CCC, regulamentou a Lei nº 12.111/2009, que dispõe sobre os serviços para atendimento ao Sisol e o Decreto nº 7.246/2010, alterado pelo Decreto nº 9.047/2017, foi revogada e substituída pela [REN nº 1.016/2022](#), que estabelece os critérios, procedimentos e as regras para gestão da CCC e da CDE - Carvão Mineral Nacional.

O Sistema Isolado é composto pelas regiões geográficas que, por razões técnicas e/ou econômicas, não estão conectadas ao SIN e, dessa forma, são atendidas por sistemas regionais isolados. As localidades isoladas atualmente estão presentes nos seguintes estados: Acre, Amazonas, Amapá, Pará, Rondônia, Roraima e Fernando de Noronha, pertencente ao estado de Pernambuco, totalizando 142² sistemas com geração prevista de 278,0 MW médios para o ano de 2027.

Além disso, também são reembolsados custos dos contratos legados do sistema isolado em regiões interligadas ao SIN posteriormente. |

7.2. COMPOSIÇÃO DA CCC

As receitas e despesas consideradas no orçamento para esta conta são compostas pelos seguintes itens:

- **Transferência do Fundo CDE:** a partir da [Lei nº 12.783/2013](#), a CDE ficou responsável por prover recursos para custear a CCC. Essas transferências são atualmente a principal fonte de subsídio do fundo, sendo previstas no [Submódulo 5.2 do PRORET](#);
- **Reembolso Mensal:** os valores contabilizados nesta rubrica referem-se ao reembolso mensal dos agentes beneficiários, no montante igual à diferença entre o custo total de geração para o atendimento ao serviço público de distribuição de energia elétrica no Sisol e o produto da quantidade correspondente de energia pelo custo médio do ACR no SIN, observado o nível eficiente de perdas elétricas, definido na [REN nº 1.016/2022](#);
- **Sub-rogação:** referem-se aos valores de parcelas a serem repassadas aos beneficiários que possuem obras em empreendimentos homologados que gerem redução de consumo, façam a substituição de energia termoeletrica, que utilizem combustíveis fósseis em Sistemas Isolados homologados, ou que levem a interligação ao SIN, via Resolução Autorizativa - REA. O detalhamento dos critérios para atender aos requisitos da sub-rogação de empreendimento em operação comercial está descrito na [REN nº 1.016/2022](#);
- **Processos Judiciais e Honorários de Sucumbência:** contempla ações judiciais conhecidas pela CCEE, que tratam da CCC e possuem estimativa de risco contábil "provável", em outubro de 2026;
- **Ajuste Anual de Impostos:** Anualmente, a CCEE deve apurar o cálculo do ajuste dos tributos recuperados para que as diferenças verificadas do aproveitamento de créditos de ICMS e de PIS/PASEP e COFINS no exercício anterior, sejam devolvidas à CCC ou ao beneficiário, conforme o caso;
- **Sobrecontratação:** Os custos de sobrecontratação de energia da distribuidora são considerados para fins de reembolso da CCC, quando homologados pela Aneel no processo de reajuste e revisão tarifária ou conforme determinado pela [Portaria Normativa nº 38/GM/MME/2022](#), incidem em custo a ser recebido ou pago pela distribuidora. A previsão orçamentária deste item é responsabilidade da Aneel;
- **Resultado de Fiscalização:** A fiscalização é um instrumento de que a Aneel dispõe para garantir o cumprimento das obrigações legais e contratuais pelas empresas do setor elétrico nas áreas

de geração, transmissão e distribuição. Ela tem como finalidade preservar o interesse público e assegurar a qualidade dos serviços prestados por empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas em operação no país. O processo de fiscalização alcança também o Sisol, controlando a qualidade dos serviços prestados pelas distribuidoras e seus fornecedores;

- **Custos Operacionais:** Correspondem aos valores da Amazonas Energia ressarcidos pela Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), conforme deliberado em Resoluções Homologatórias de reajuste tarifário da ANEEL. Esses montantes decorrem das flexibilizações regulatórias associadas às Perdas Não Técnicas, Custos Operacionais, Receitas Irrecuperáveis e ao componente PD do Fator X, previstas nas Subcláusulas Primeira, Segunda, Terceira e Quinta da Cláusula Sexta do Terceiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 01/2019-ANEEL. A transferência da concessão passou a prever o repasse desses custos por meio da CCC em razão das disposições estabelecidas pela Medida Provisória nº 1.232/2024, que incorporou tais mecanismos ao termo aditivo do contrato de concessão.
- **Reprocessamento:** O reprocessamento refere-se à revisão de valores de reembolsos mensais de competências já processadas, de períodos posteriores a maio de 2017, podendo ser alterados por meio de solicitação do beneficiário, por verificação de necessidade pela CCEE e/ou determinada pela Aneel, em virtude de ajustes nas informações previamente apresentadas.

7.3. COMPARATIVOS CCC

A análise comparativa entre o orçamento 2026 x a proposta orçamentária 2027, é realizado para avaliação da evolução dos custos entre as competências é apresentado a seguir:

ORÇAMENTO CCC (em R\$ milhões)			VARIAÇÕES	
RECEITAS	2026	2027	VARIAÇÃO 2027 x 2026 (R\$)	VARIAÇÃO 2027 x 2026 (R\$)
SALDO INICIAL	0	0	0	100,00%
TRANSFERÊNCIA DA CDE	11.453	10.739	-715	-6,24%
RESULTADO DE FISCALIZAÇÃO	1	0	-1	-100,00%
DEVOLUÇÃO DE SOBRECONTRATAÇÃO	2	0	-2	-100,00%
TOTAL	11.456	10.739	-717	-6,26%

DESPESAS	2026	2027	VARIAÇÃO 2027 x 2026 (R\$)	VARIAÇÃO 2027 x 2026 (R\$)
REEMBOLSO MENSAL CCC + PRELIMINAR	8.686	9.038	352	4,05%
CUSTOS OPERACIONAIS	1.674	1.662	-12	-0,74%
RESULTADO DE FISCALIZAÇÃO	557	0	-557	-100,00%
ENCARGOS FINANCEIROS	181	0	-181	-100,00%
SUB-ROGAÇÃO	318	35	-284	-89,14%
OUTRAS RUBRICAS	0	5	5	100,00%
SOBRECONTRATAÇÃO	39	0	-39	-100,00%
TOTAL	11.456	10.739	-717	-6,26%
SALDO FINAL	0	0		

Tabela 2 - Comparativo Orçamentário CCC (R\$ milhões)

As variações por rubricas entre o PAC CCC 2026 e a proposta orçamentária de 2027 serão apresentadas nos próximos capítulos, visto a necessidade de maior detalhamento de cada item.

PREMISSAS DO PAC CCC

As premissas apresentadas a seguir se referem às rubricas de responsabilidade da CCEE:

- a) Reembolso Mensal:** Para os valores previstos de reembolso mensal utiliza-se como premissa as informações estimadas e declaradas por entidades responsáveis pela gestão da operação dos Sistemas Isolados. Apresentamos a seguir as seguintes considerações para as estimativas:

I) Carga e geração das localidades

Os dados de carga dos Sistemas Isolados e das usinas do SIN que ainda tem direito ao benefício da CCC e as disponibilidades de geração foram apresentados no [PEN Sisol 2026](#) e no PMO elaborado pelo ONS, os quais subsidiaram a geração de energia elétrica e os volumes de combustíveis para as usinas de geração própria utilizados para os cálculos do reembolso mensal da CCC.

Para os meses de competência novembro e dezembro de 2026, que compõe os meses caixa de janeiro e fevereiro de 2027, a CCEE recalcula os reembolsos com as premissas utilizadas nesta proposta orçamentária, utilizando a previsão de carga de novembro e dezembro de 2027 previstas pelo PEN SISOL atual, visto que o ONS não realiza previsão de geração para revisão dos dados de competência do ano anterior.

Adicionalmente, apesar de existirem localidades isoladas com atendimento previsto por meio de sistema MIGDI em Rondônia, a empresa não encaminhou dados de previsão de carga para as localidades, e, portanto, não foi previsto reembolso da CCC nesse caso.

Por fim, existem localidades interligadas com benefício da CCC que não possuem despacho centralizado pelo ONS. Nesse caso, foi considerada geração para a competência de 2027 com base nos dados históricos de sazonalização e geração das usinas, juntamente com os dados contratuais. É o caso das usinas hidrelétricas e pequenas centrais hidrelétricas no Amazonas, Rondônia e Mato Grosso.

II) Preço referência para Combustível

A CCEE, em busca de manter a assertividade nas projeções orçamentárias, conta com a parceria com a EPE para a estimativa de preços dos combustíveis líquidos.

Os preços bases para o Óleo Diesel e Biodiesel, foram projetados pela Diretoria de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis da EPE;

III) Fator de Corte

No âmbito da CCC, o fator de corte é utilizado na composição da apuração dos reembolsos às distribuidoras, referente à cobertura dos custos com contratação de energia. O Fator de Corte de Perdas Regulatórias, por beneficiário para 2027, considera os mesmos valores utilizados em 2026, pois ainda não foram homologados pela ANEEL os valores para o próximo ano. Portanto, seguem os definidos por meio do [DSP N° 3.180/2025 -STR/ANEEL](#).

CONCESSIONÁRIA	FATOR DE CORTE (fc)
AMAZONAS ENERGIA	0,783 ¹
ENERGISA RO	0,996
RORAIMA ENERGIA	1,000
ENERGISA AC	1,000
ENERGISA MT	1,000
NEOENERGIA PE	0,973
EQUATORIAL PA	0,988
CEA EQUATORIAL	1,000
ENERGISA TO	1,000
EQUATORIAL MA	1,000

Tabela 3 - Fator de Corte 2026, utilizada para o PAC CCC 2027

¹ O fator de corte homologado para a Amazonas Energia não será efetivamente utilizado na apuração do reembolso, devido à determinação da assinatura do Termo de Concessão sob a vigência da MP nº 1.232/2024, o qual assegura o pagamento das ineficiências à nova proprietária da distribuidora até que ocorra a transferência societária;

IV) ACR médio

O ACR médio (custo médio da energia e potência comercializadas no ACR) para 2027, permanece pendente de homologação pela ANEEL. Para o ano de 2027, foi utilizado o parâmetro estimado pela ANEEL, no valor de R\$ 421,15/MWh, conforme NT nº 187 – STR/ANEL.

V) Contratos de Compra e Venda de Energia, Potência e Despesas Acessórias

Foram consideradas como premissas de reembolso, as condições definidas nos contratos vigentes homologados pela Aneel, com suas variáveis e atualizações monetárias. Não foram previstas entrada em operação das usinas dos contratos vencedores do leilão SISOL de 2025, por não haver até o momento contrato homologado.

Adicionalmente os contratos CCESI nº 01/2021 e 118/2015 foram revogados pelo Despacho nº 2.014/2026, com a atribuição da continuidade de serviço à Energisa Rondônia. Os

custos de geração foram previstos conforme o §7º do art. 8º-A do Decreto nº 7.246/2010, mantendo-se equivalência aos CCESIs. Entretanto, permanece pendência de tratamento específico a ser instruído pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração e do Mercado – SGM/ANEEL.

VI) Geração Própria

Os custos de algumas distribuidoras foram divididos entre custos de geração própria e custos de geração própria referentes à locação, os quais seguiram as premissas definidas na [REN nº 1.016/2022](#) dos valores limites constantes no seu anexo II, como também o Valor de Geração Própria - VGP definidos por meio de comandos regulatórios.

Estão incluídas na rubrica de geração própria os reembolsos de custos de O&M para SIGFI e MIGDI das regiões remotas do Sisol, aquelas já em operação, bem como as previsões dos referidos sistemas para entrar em operação comercial em 2026, conforme cronograma encaminhado pelos agentes.

VII) Combustível

Para o reembolso do Óleo Diesel, o consumo de combustível foi adotado conforme previsto pelo ONS no PEN SISOL 2027, com base no limite de consumo definido na [REN nº 1.016/2022](#). O preço dos combustíveis baseia-se na projeção da EPE.

O reembolso do Gás Natural é previsto para as usinas que atendem o disposto da [REA nº 4.950/2014](#) e do Despacho nº 3.025/2024, nos quais foi assegurado o benefício de parte dos custos de compra desse combustível da CCC até o término da vigência do Contrato de Gás Natural entre a J&F e a Companhia de Gás do Amazonas previsto para 2030.

VIII) Tributos

Para fins de projeção tributária, foi considerada a alíquota de referência para o regime geral de CBS de 8,8%, conforme estimativas oficiais divulgadas no âmbito da regulamentação da Reforma Tributária³, pela Secretaria Extraordinária da Reforma Tributária do Ministério da Fazenda, utilizadas como base para a transição do novo sistema tributário e para a substituição da arrecadação de PIS/COFINS. Observa-se que os percentuais definitivos serão posteriormente fixados conforme a sistemática prevista na legislação da Reforma Tributária.

Ressalta-se que determinados bens e setores, inclusive combustíveis, estão sujeitos a regimes específicos previstos na Lei Complementar nº 214/2025, que poderão resultar em

³ [Fixação das Alíquotas de Referência na Transição para o IBS e a CBS. Apresentação oficial da Secretaria Extraordinária da Reforma Tributária \(jun/2024\)](#)

tratamento tributário distinto daquele considerado na presente projeção. Entretanto, diante da inexistência de alíquotas definitivas aplicáveis às operações projetadas à época da elaboração do estudo, foi utilizada a alíquota de referência da CBS como premissa uniforme para fins de estimativa de custos e comparação econômica.

b) Ajuste Anual de Tributos:

Nas competências de 2026 não foram identificadas divergências expressivas que sugerissem correções na previsão de tributos não recuperados. Assim, não foi previsto montante para reembolso no ajuste anual de tributos para 2027;

c) Sub-rogação de obras em andamento e em operação comercial:

Nos valores do reembolso foram considerados os montantes aprovados nos atos regulatórios emitidos pela Aneel, bem como cronogramas de desembolso declarados pelos agentes previstos até dezembro de 2027.

Para obras que se encontram atrasadas em relação à cronograma de orçamentos anteriores, cujo montante já foi arrecadado em outros anos não tem nova previsão para arrecadação. Os valores referentes à essas obras são alocadas no orçamento como restos a pagar.

Assim, conforme atuais cronogramas, a previsão de orçamento da sub-rogação de obras em andamento para 2027 considera o desembolso pela CCC para obras de interligações de regiões do estado do Pará (Equatorial Pará) que ainda possuíam saldo a ser arrecadado em 2027, conforme valores homologados na REA nº 9.536/2020.

Já para as sub-rogações em operação comercial, a proposta prevê desembolsos mensais com base na energia medida, relacionado aos empreendimentos de Paranorte e Guariba da Energisa Mato Grosso e Santa Cruz do Arari e Chaves da Equatorial Pará.

Não foi previsto montante para as demais localidades da REA nº 10.686/2021 por não haver previsão atual de interligação dessas localidades. Permanece assim, possibilidade de revisão desse montante durante a Consulta Pública.

d) Sobrecontratação:

Os custos de sobrecontratação de energia da distribuidora são considerados para fins de reembolso da CCC, quando homologados pela Aneel no processo de reajuste e revisão tarifária ou conforme determinado pela Portaria Normativa nº 38/GM/MME/2022, sendo desta forma, a previsão deste item de responsabilidade da Aneel.

O artigo 1º da Portaria Normativa nº 38/GM/MME/2022 alterou a redação da [Portaria Normativa nº 15/GM/MME/2021](#) e trouxe o seguinte comando:

“Art. 1º Os repasses à Conta de Consumo de Combustíveis - CCC dos efeitos financeiros, negativos ou positivos, da sobrecontratação involuntária das distribuidoras de energia elétrica abrangidas pelo art. 4º-C da Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, serão realizados observando os seguintes critérios:

(...)

II – deverá ser realizada mensalmente a apuração do efeito financeiro negativo ou positivo da sobrecontratação (...)

Art. 1º-A. Excepcionalmente para o ano de 2022, os efeitos financeiros negativos ou positivos da sobrecontratação de que trata o art. 1º, referentes aos meses anteriores aos da vigência deste artigo, deverão ser considerados na primeira apuração mensal subsequente.”

Não foi apresentado pela ANEEL estimativa dos custos financeiros de sobrecontratação para a Amazonas Energia e Roraima Energia no ano de 2027.

e) Processos Judiciais e Honorários de Sucumbência:

Contempla ações judiciais conhecidas pela CCEE, que tratam da CCC e possuem estimativa de risco contábil "provável", em outubro de 2027;

8. CONTA RESERVA GLOBAL DE REVERSÃO

8.1. COMPOSIÇÃO DA RGR

Os recursos da RGR são provenientes das quotas, parcelamentos, financiamentos, empréstimos a designadas e atos regulatórios de ordem específica. As receitas e despesas consideradas no orçamento para esta conta são compostas pelos seguintes itens:

- **Quotas Geradoras e Transmissoras:** Encargo do setor elétrico brasileiro pago mensalmente pelas empresas concessionárias de geração e transmissão. Os valores reconhecidos nessa rubrica são publicados em despacho anual emitido pela Aneel e não sofrem atualização monetária ao longo do período.
- **Amortização e Juros de Reversão:** Recursos do fundo RGR que foram utilizados pelos concessionários na expansão e na melhoria dos seus sistemas, entre 31 de dezembro de 1971 e 31 de dezembro de 1992. São corrigidos monetariamente pelos mesmos índices de correção dos ativos permanentes dos concessionários do serviço público de energia elétrica, devendo incidir juros de 5% a.a. As concessionárias que possuíam saldos em aberto iniciaram a amortização dos débitos em janeiro de 2018, devendo saldar integralmente os débitos com o fundo até 31 de dezembro de 2026 (Decreto nº 9.022/2017);
- **Reposição Empréstimos de Financiamentos Concedidos:** A rubrica trata da devolução ao fundo RGR de valores referentes à amortização de financiamentos pagos para a Eletrobras e que não foram transferidos ao fundo. Tal pagamento foi determinado pela Aneel com valores apurados no período de 1998 a 2011, no montante de R\$ 2,95 bilhão, que deverão ser devolvidos à RGR até o ano de 2026. Este valor é tomado como base para a incidência de juros de 5% ao ano, nos termos da Lei nº 12.783/2013;
- **Restituição Empréstimo Ex-Designadas:** Trata-se da restituição de recursos destinados as concessionárias de distribuição anteriormente designadas à prestação temporária do serviço, atendendo as especificações dos Despacho nº 3.623/2020 e Despacho nº 2023/2020, bem como, o Edital do Leilão nº 2/2018 PPI/PND.
- **Financiamentos Concedidos:** Contratos de financiamento concedidos pelo fundo que possuem gestão da Eletrobras, com valores recebidos por esta e repassados à CCEE. O saldo refere-se a recursos utilizados pela Eletrobras, durante o período em que era a gestora do fundo para a concessão de financiamentos destinados à expansão do setor elétrico brasileiro, melhoria do serviço e na realização dos programas do Governo Federal. A previsão

orçamentária deste item passa ser responsabilidade da ENBPar, conforme contrato de transição de gestão celebrado entre as empresas em 22 de abril de 2022.

- **Parcelamentos:** refere-se ao recebimento de débitos relativos às quotas mensais em atraso, acordado em requerimento fundamentado concedido ao agente setorial para pagamento em até 12 meses, podendo ter prazo estendido em situações excepcionais, a partir de aprovação da Aneel ou objeto de resultado de recursos administrativos e fiscalizações;
- **Encargos Financeiros:** correspondem a atualização monetária aplicada sobre sua operação de origem;
- **MME:** Como determinado na Lei nº 5.655/1971, alterada pela Lei nº 13.360/2016, é destinado 3% dos recursos da RGR ao MME para custeio de estudos e pesquisas de planejamento da expansão do sistema energético, bem como os de inventário e de viabilidade necessários ao aproveitamento dos potenciais hidroelétrico. A porcentagem é projetada com base na receita de quotas RGR e parcelamento;
- **Indenizações das Concessões:** refere-se ao controle dos valores pagos aos concessionários de energia elétrica por ocasião da renovação das concessões de geração, distribuição e transmissão, conforme condições estabelecidas na Lei nº 12.783/2013 e regulamentações específicas. Destaca-se que os concessionários foram indenizados pelo valor residual dos ativos, e os mesmos, em tese, revertidos à União.
- **Gestão dos Bens da União sob Administração – BUSA (CAFT):** Reembolso dos custos específicos incorridos pela ENBPar, referente a administração dos Bens da União sob Administração, no âmbito da Lei nº 14.120/2021;
- **Devolução Quota RGR:** Encargo do setor elétrico brasileiro pago a maior no último período pelas empresas concessionárias de geração e transmissão. Os valores reconhecidos nessa conta são publicados em despacho anual emitido pela Aneel.
- **Processos Judiciais e Honorários de Sucumbência:** contempla ações judiciais conhecidas pela CCEE, que tratam da RGR e possuem estimativa de risco contábil "provável", em outubro de 2026;
- **Transferência para o Fundo CDE:** Estas transferências entre fundos estão previstas no [Submódulo 5.2 do PRORET](#), e estão limitadas ao saldo projetado após a liquidação entre as

receitas e despesas. Observadas as destinações dos recursos de cada fundo estabelecidos na legislação vigente.

8.2. ORÇAMENTO RGR

Para elaboração do orçamento da RGR, a CCEE consolidou as informações recebidas da Aneel, MME e ENBPar. Abaixo, apresenta-se a proposta orçamentária para o ano de 2027 da respectiva conta.

8.3. COMPARATIVOS RGR

A análise comparativa entre a proposta 2026 x 2027, é realizado para avaliação da evolução dos custos entre as competências é apresentado a seguir:

ORÇAMENTO RGR (em R\$ milhões)			VARIAÇÕES	
RECEITAS	2026	2027	VARIAÇÃO 2027 x ME 2026 (R\$)	VARIAÇÃO 2027 x ME 2026 (R\$)
SALDO INICIAL	38	-57	-95	-251,66%
QUOTAS RGR + PARCELAMENTO	500	566	66	13,13%
ENCARGOS FINANCEIROS	92	76	-16	-17,11%
FINANCIAMENTOS CONCEDIDOS	63	44	-19	-30,43%
RESTITUIÇÃO EX-DESIGNADAS	31	32	2	5,00%
AIC E SOBRAS FÍSICAS	5	0	-5	-100,00%
REPOSIÇÃO EMPRÉST. FINAN. CONCEDIDOS	251	0	-251	-100,00%
AMORTIZAÇÃO E JUROS DE REVERSÃO	25	0	-25	-100,00%
TOTAL	1.005	661	-344	-34,18%

DESPESAS	2026	2027	VARIAÇÃO 2027 x ME 2026 (R\$)	VARIAÇÃO 2027 x ME 2026 (R\$)
INDENIZAÇÕES DAS CONCESSÕES	649	649	-0	-0,00%
ATUALIZAÇÃO - INDENIZAÇÃO	373	298	-75	-20,16%
MINISTÉRIO MINAS E ENERGIA	15	17	2	13,59%
CAFT BUSA ELETROBRAS	6	10	4	56,85%
DEVOLUÇÃO QUOTAS RGR	7	9	2	30,55%
AIC E SOBRAS FÍSICAS - A PAGAR	9	0	-9	-100,00%
PROCESSOS JUDICIAIS E HONORÁRIOS	2	2	0	11,80%
RESTOS A PAGAR	0	0	-0	-100,00%
TOTAL	1.062	985	-77	-7,22%
SALDO FINAL	-57	-324		

Tabela 3 - Comparativo orçamentário - RGR

PREMISSAS ADOTADAS

As premissas adotadas para elaboração do orçamento 2027 estão listadas a seguir:

- a) **Quotas Geradoras e Transmissoras:** Valores de agosto de 2026 a julho de 2027 estão homologados no Despacho nº 2.922/2026. Para os meses de agosto a dezembro de 2027,

foram considerados os valores previstos no Ofício nº 87/2024, relativo ao estudo plurianual da RGR - [Anexo A.I](#);

- b) Amortização e Juros de Reversão:** Conforme Memorando nº 524/2017 - [Anexo D.I](#);
- c) Reposição Empréstimo Financiamentos Concedidos:** Conforme [Despacho nº 1.476/2017](#) e Ofício Aneel nº 400/2017 - [Anexo D.IV](#);
- d) Financiamentos Concedidos:** Projeção encaminhada pela ENBPar (Recebíveis sem IR) - [Anexo D.III](#);
- e) Parcelamento:** Recebimento dos débitos relativos às quotas mensais em atraso da Eletrogoes, aprovado pela Aneel, conforme [Despacho nº 2.700/2020](#)
- f) MME:** Conforme a [Lei nº 13.360/2016](#) - 3% sobre o valor do recebimento do valor de Quotas e Parcelamento;
- g) Indenizações das Concessões - Lei 12.783:** Publicado por meio da [Portaria nº 727/2023](#) a indenização para a Usina Hidrelétrica - UHE Três Irmãos no valor de R\$ 1,7 bilhão, em 84 parcelas mensais, iniciado em 15 de outubro de 2023.
- h) CAFT BUSA:** Reembolso à ENBPar pelos custos de administração dos Bens da União no âmbito da Lei nº 14.120/2021. Projeção anual enviada pela empresa, conforme Ofício nº 300/2024 - [Anexo D.II](#);
- i) Devolução Quota RGR:** Conforme homologado no [Despacho nº 2.397/2025](#);
- j) Encargos financeiros:** Atualização do valor do principal das seguintes rubricas de receitas e despesas:
 - a. Amortização e Juros de Reversão:** Conforme Memorando nº 524/2017 - [Anexo D.I](#);
 - b. Reposição Financiamentos Concedidos:** Conforme [Despacho nº 1.476/2017](#) e Ofício Aneel nº 400/2017 - [Anexo D.IV](#);
 - c. Financiamentos Concedidos:** Projeção encaminhada pela ENBPar - [Anexo D.III](#);
 - d. Parcelamento RGR:** Nos termos do [Despacho Nº 2.700/2020](#);
 - e. Indenização de Concessão:** Companhia Energética de São Paulo - CESP, conforme [Portaria nº 727/2023](#).

k) **Processos Judiciais e Honorários de Sucumbência:** contempla ações judiciais conhecidas pela CCEE, que tratam da RGR e possuem estimativa de risco contábil "provável", em outubro de 2026;

l) **Restituição de Empréstimos às Designadas:** Conforme [Lei nº 14.120/2021](#) e [Despacho nº 3.073/2021](#), fica determinada a extinção da obrigação de pagamento dos empréstimos da RGR correspondente à parcela com direito a reconhecimento tarifário e que não tenha sido objeto de deságio nos termos do [Edital do Leilão nº 2/2018](#), de acordo com a [Lei nº 5.655/1971](#), Art. 4º, §4º.

A aplicação dos percentuais sobre o montante da dívida a ser reconhecida e a determinação do valor a ser devolvido ao fundo, está dividido em dois momentos: i) até a assinatura do edital do leilão, que reconhece o saldo devedor correspondente ao valor repassado pela RGR à distribuidora; ii) após a assinatura do edital do leilão, no qual foi reconhecido que o montante repassado pela RGR à distribuidora a partir deste momento, não seria considerado no cálculo para devolução.

Os percentuais determinados no contrato de concessão de cada distribuidora, seguem destacados na tabela abaixo:

Sigla	CNPJ	Contrato de Concessão	Até edital do Leilão nº 02/2018	Após edital do Leilão nº 02/2018
			Aplicação sobre o montante da dívida para o Reconhecimento Tarifário (%) ¹	Aplicação sobre o montante da dívida para o Devolução
CEPISA - EQUATORIAL PIAUÍ	06.840.748/0001-89	001/2018	0%	100%
CERON - ENERGISA RO	05.914.650/0001-66	002/2018	79%	21%
ELETOACRE - ENERGISA AC	04.065.033/0001-70	003/2018	69%	31%

¹ Conforme contrato de concessão de cada empresa descritos nos § 2º e 3º

Tabela 4 – Restituição dos empréstimos ex-designadas - aplicação de reajuste tarifário - RGR

As empresas Equatorial Piauí, Energisa Rondônia e Energisa Acre, deverão efetuar a devolução dos empréstimos para o fundo RGR, do montante da dívida declarado até a data de assinatura do edital do leilão, a serem realizadas mensalmente, entre o mês subsequente ao mês da primeira revisão tarifária ordinária e o prazo final dos seus contratos de concessão (nº [001/2018](#), [002/2018](#) e [003/2018](#), respectivamente, conforme §1º da 19ª cláusula). Sendo o montante declarado após o edital do leilão terá o reconhecimento integral na revisão tarifária.

A data do reajuste ordinário está prevista para dessa forma, a restituição dos valores tem início em janeiro de 2024, conforme tabela abaixo:

Empresa	Nº do contrato de concessão	Previsão anterior de início de pagamento	Previsão atual de início de pagamento	Fim de pagamento ¹
ENERGISA AC	003/2018	jan/23	jan/24	dez/48
ENERGISA RO	002/2018	jan/23	jan/24	out/48
EQUATORIAL PIAUÍ	001/2018	set/23	jan/24	out/48

¹ Fim do contrato de concessão.

Tabela 5 - Cronograma de restituição dos empréstimos ex-designados - RGR

PREMISSAS NÃO CONSIDERADAS

- a) Inadimplências;
- b) Inadimplência de financiamentos concedidos: contratos sob gestão ENBPar;
- c) Fiscalizações em andamento pela Aneel;
- d) Passivos anteriores à gestão CCEE;
- e) Indenizações de concessões em processo de análises da Aneel;

9. ORÇAMENTO CONTAS SETORIAIS 2027 - CONSOLIDADO

Diante das premissas consideradas para cada conta setorial, descritas nos capítulos anteriores, a respectiva Proposta Orçamentária para o ano de 2027 totaliza R\$ 48,73 bilhões referentes à CDE, considerando o montante de R\$ 10,74 bilhões respectivos à CCC. Adicionalmente à RGR estima-se o montante de R\$ 985 milhões.

Esta proposta será analisada e revisada pela Aneel para submeter à Consulta Pública - CP pelo período estimado de 30 dias, para aprovação do orçamento anual das Contas Setoriais, observando as regras e critérios definidos no [Submódulo 5.2 do PRORET](#).

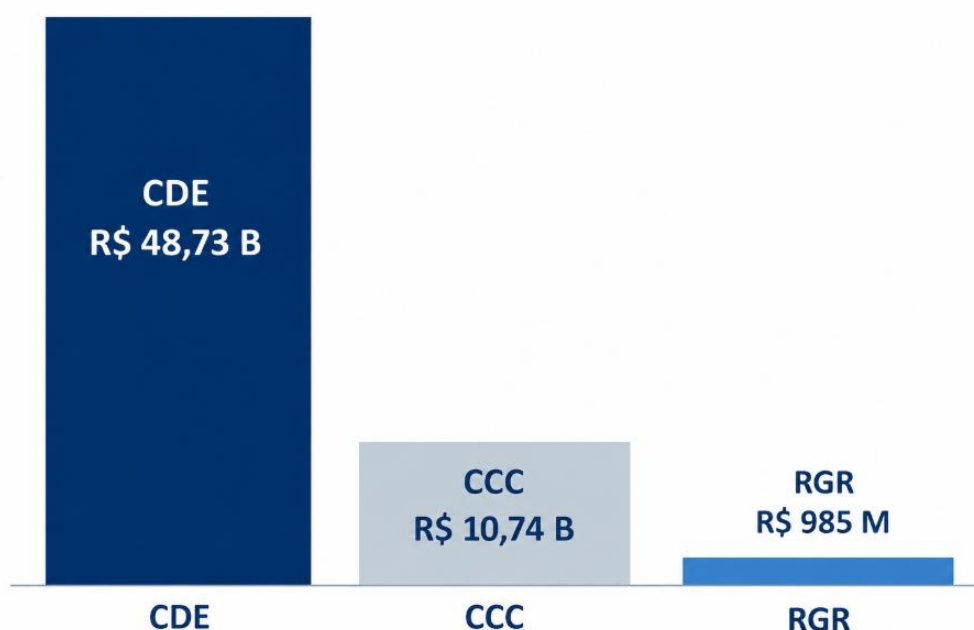


Gráfico 1 - Proposta Orçamentária 2027

10.ANEXOS

10.1. ANEXO A – CONTAS SETORIAIS – CDE, CCC e RGR

A.I – Ofício nº 87/2024-STR/ANEEL

Número: 48510.000238/2024-00



Ofício nº 87/2024-DIR/ANEEL

Brasília, 16 de abril de 2024.

Ao Senhor
Arthur Cerqueira Valerio
Secretário-Executivo
Ministério de Minas e Energia - MME
Brasília-DF

Assunto: Orçamento plurianual da Reserva Global de Reversão - RGR

Senhor Secretário,

1. Fazemos referência ao Ofício nº 300/2023/SE-MME, de 21 de dezembro de 2023, no qual o Ministério de Minas e Energia informa sobre o cenário de insuficiência de recursos financeiros da conta da Reserva Global de Reversão – RGR a partir de 2024, conforme apresentado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Além disso, este Ministério solicita, para aprofundamento dos cenários da conta da RGR, algumas informações relacionadas à Conta, bem como sobre processos em análise que possam resultar em indenização de ativos.
2. Em resposta, apresentamos, no quadro a seguir, a previsão de arrecadação de quotas de RGR a serem pagas pelos geradores e transmissores com obrigação de recolhimento do encargo no período de 2024 a 2030. Essas projeções foram elaboradas conforme a metodologia de fixação de quotas de RGR por ciclo¹, com base nos dados contábeis fornecidos pelas empresas em seus Balancetes Mensais Padronizados - BMP, e levando-se em consideração as seguintes premissas: i) data de vencimento de concessões; ii) redução regulatória de RAP de Transmissoras; iii) projeção de variação de ROL pelo IPCA anual de 4,5% a.a; iv) projeção de Depreciação Média de 3,5% a.a; v) projeção de possíveis ajustes de exercícios anteriores.

¹ Projeção de AIS Líquido e ROL de concessionárias de Geração e Transmissão com obrigações de recolhimento do Encargo, visando a apuração da base de cálculo que corresponde a 2,5% do AIS Líquido, limitado a 3,0% da ROL (considerando o menor entre os dois), com a dedução da Taxa de Fiscalização. Adicionalmente, são apurados os valores de ajustes das projeções de quotas fixadas no exercício anterior.

SGAN - Quadra 603 / Módulo "I" e "J"
CEP: 70830-110 - Brasília - DF - Brasil
Tel. 55 (61) 2192-8600
www.aneel.gov.br



Documento assinado digitalmente.
Consulte a autenticidade deste documento em <http://sictnet2.aneel.gov.br/sictnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação A1439D38007A1CE6

Total Líquido Projetado RGR Geração e Transmissão						
2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
533.145.175,30	591.386.376,66	596.488.782,64	565.544.134,59	558.254.713,49	550.104.216,18	540.020.959,65

3. Cabe ressaltar que os valores apresentados são projeções com a melhores estimativas atuais, mas que podem sofrer variações por eventuais baixas de ativos, desmobilizações ou outras alterações resultantes de processos de fiscalização da ANEEL.

4. Quanto às estimativas de valores e prazo de homologação de processos em análise, que devem resultar em indenização de ativos ou ingresso de recursos adicionais, informamos que, em 22 de dezembro de 2023, a Diretoria da ANEEL, por meio do Despacho nº 5.123/2023, estabeleceu os valores da Base de Remuneração Regulatória – BRR Bruta em R\$ 475.837.101,73 e da Base de Remuneração Líquida em R\$ 281.085.678,09 para as Usinas do Complexo Henry Borden, Porto Góes e Rasgão, pertencentes à Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A. – EMAE.

5. Ressaltamos, ainda, que as Bases de Remuneração dos empreendimentos de geração de outras cinco concessionárias estão atualmente em processo de fiscalização, com a estimativa de uma BRR Bruta de aproximadamente R\$ 1,35 bilhão e uma BRL Líquida de R\$ 986 milhões para o total de empresas em análise.

6. Por fim, informamos que, em 27 de fevereiro de 2024, a ANEEL publicou o Despacho 539/2024, que conhece e, no mérito, nega provimento ao Recurso Administrativo interposto pela Centrais Elétricas Brasileiras – Eletrobras em face do Despacho nº 5.057, de 20 de dezembro de 2023, emitido pela Superintendência de Fiscalização Econômica, Financeira e de Mercado – SFF da Agência que determinou à Eletrobras o ressarcimento à conta da RGR do montante total de R\$ 558.359.824,69, na posição de agosto/2023. O pagamento será efetuado em parcelas mensais e iguais até 31 de dezembro de 2026, com atualização de 5% ao ano, em decorrência da retenção feita pela Eletrobras de recursos da RGR no âmbito da gestão de contratos de financiamento celebrados com recursos da conta. Esse ressarcimento já se iniciou em janeiro de 2024.

Atenciosamente,

SANDOVAL DE ARAÚJO FEITOSA NETO
Diretor-Geral

SGAN - Quadra 603 / Módulo "I" e "J"
CEP: 70830-110 - Brasília - DF - Brasil
Tel. 55 (61) 2192-8600
www.aneel.gov.br

Baixa Renda	R\$ 10.713.941.722,53	Valor obtido de informação encaminhada à Secretaria de Monitoramento e Avaliação de Políticas Públicas e Assuntos Econômicos do Ministério do Planejamento e Orçamento. Ofício n. 285/2026-STD/ANEEL - 22/07/2026 (SEI 0410728).
Instalação de ramal de conexão, do kit de instalação interna e do padrão de entrada sem o medidor	R\$ 1.718.141,52	Valores praticados nos últimos 12 meses.
Descontos na Distribuição	R\$ 16.512.815.312,09	Estimativa obtida a partir de dados de mercado enviados à ANEEL (SAMP) pelas distribuidoras até a competência julho/2026. As projeções consideram a inflação média mensal projetada até dez/27 e a variação de mercado conforme estudos do ONS/EPE – PLAN 2026-2030, de 3,1% em 2026 e 4,6% em 2027.

Descontos na Transmissão	R\$ 3.721.588.790,04	Foram considerados os MUST contratados em 2026, a TUST do ciclo 2026/2027 para o 1º semestre e a TUST estimada do ciclo 2027/2028 para o segundo semestre.
Subvenção Cooperativas	R\$ 816.004.650,61	Estimativa com base nos processos tarifários de 2025/2026 incluídas revisões de valores esperadas para os processos tarifários de set/26.
Subvenção Lei 14.299/2022	R\$ 43.032.540,30	Estimativa com base nos processos tarifários de 2025/2026.
UBP	R\$ 445.760.367,25	Estimativa informada pela SCE/ANEEL e que considerada o recolhimento das obrigações remanescentes de UBP (após repactuações Lei nº 15.235/2025) reduzidas em 30% em razão da desvinculação de receitas orçamentárias determinada pela Emenda Constitucional nº 135/2024.
Multas	R\$ 289.689.219,96	Estimativa obtida de projeções de arrecadação da UBP considerada para o ano de 2027 (PLOA). Informação SGA/ANEEL.
Subsídio GD Lei nº 14.300/2022	R\$ 8.454.518.126,51	Estimativa obtida a partir de dados de mercado enviados à ANEEL (SAMP) pelas distribuidoras até a competência julho/2026. As projeções consideram a inflação média mensal projetada até dez/27 e o crescimento esperado para a MMDG

		(Previsão de Carga ONS - EPE – Planejamento Anual 2026/2030) de 8,8% para 2027.
--	--	---

4. Importa destacar que, em 15/09/2026, as previsões aqui apresentadas foram inseridas no Ambiente de Operações da CCEE, mediante utilização do Módulo de Orçamento Anual do Sistema de Contas Setoriais.

5. Não obstante, conforme proposta de aprimoramento do Submódulo 5.2 em debate na Consulta Pública nº 28/2026, entende-se necessário segregar algumas das previsões apresentadas para que se possa operacionalizar a aplicação do teto da CDE e a adequada identificação do Encargo de Complemento de Recursos – ECR.

Tabela 2 – Segregação de Descontos Tarifários – Previsão CDE 2027

Rubrica Aneel	Detalhamento	Previsão 2027 (R\$)
Descontos na Transmissão	Descontos Fonte Incentivada (Carga + Geração)	3.721.588.790,04
Descontos na Distribuição	Descontos Fonte Incentivada (Carga + Geração)	15.087.607.157,12
Descontos na Distribuição	Descontos Irrigação e Aquicultura	1.353.578.274,89
Descontos na Distribuição	Descontos Suprimento Distribuidoras	71.629.880,08
Subsídio GD	Descontos MMGD - Lei nº 14.300	8.454.518.126,51
Total		28.688.922.228,64

6. Prestadas as informações acima, colocamo-nos à disposição para esclarecimentos adicionais que se façam necessários, bem como para o envio de dados complementares.

Atenciosamente,

(Assinado digitalmente)

LEANDRO CAIXETA MOREIRA

Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação Econômica



Documento assinado eletronicamente por **Leandro Caixeta Moreira, Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação Econômica**, em 16/09/2026, às 18:22, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.aneel.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0459769** e o código CRC **A6F28F2B**.

10.2. ANEXO B – CONTA DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO – CDE

B.I – Ofício nº 597/2026/DUPS/SNEE-MME



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Secretaria Nacional de Energia Elétrica
Departamento de Universalização e Políticas Sociais de Energia Elétrica
Esplanada dos Ministérios - Bloco U, Sala 652, Brasília/DF, CEP 70065-900
Telefone: (61) 2032-5012 / dups@mme.gov.br

Ofício nº 597/2026/DUPS/SNEE-MME

Brasília, na data da assinatura eletrônica.

Ao Senhor

RICARDO TAKEMITSU SIMABUKU

Diretor-Presidente Interino

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

Avenida Paulista, nº 2064, 13º andar - Edifício Paulista,

01310-200 – São Paulo/SP

Assunto: Resposta à CT-CCEE nº 902/2026 – Proposta de previsão de gastos da CDE para o Programa Luz para Todos – exercício de 2027.

Referência: Caso responda este Ofício, indicar expressamente o Processo nº 48370.000672/2017-90.

Senhor Presidente,

1. Fazemos referência à CT-CCEE nº 902/2026 (SEI nº 1288009), por meio da qual a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, na qualidade de gestora da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, solicita a este Ministério de Minas e Energia as informações necessárias à consolidação do orçamento anual da CDE para o exercício de 2027, especialmente aquelas previstas nos incisos I e II do § 1º do art. 9º do Decreto nº 9.022, de 31 de março de 2017. A correspondência da CCEE solicita o encaminhamento dessas informações no âmbito do rito de elaboração e consolidação do orçamento anual da Conta.
2. No que se refere à previsão de gastos destinada à universalização do serviço de energia elétrica, prevista no inciso I do art. 4º do Decreto nº 9.022, de 2017, informa-se que o Ministério de Minas e Energia promoveu a elaboração da proposta de orçamento da CDE destinada ao Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica – Luz para Todos para o exercício de 2027, considerando as necessidades de recursos para a continuidade das ações do Programa e as respectivas metas físicas propostas.
3. Como etapa do processo de elaboração da referida previsão orçamentária, foi editada a Portaria MME nº 936, de 9 de setembro de 2026, publicada no Diário Oficial da União em 10 de setembro de 2026, por meio da qual a proposta de orçamento da CDE destinada ao Programa Luz para Todos para 2027 foi submetida à Consulta Pública.
4. A proposta atualmente submetida à participação social contempla meta física de 67.805 unidades consumidoras e previsão de recursos da CDE no montante de R\$ 1.607.688.510,17, distribuídos entre as unidades da Federação constantes do Anexo da Portaria. Nos termos do art. 2º da Portaria MME nº 936, de 2026, as contribuições dos interessados para o aprimoramento da proposta serão recebidas pelo Ministério de Minas e Energia pelo prazo de 15 (quinze) dias, contado da publicação da Portaria, por meio dos Portais indicados no referido ato. A Consulta Pública constitui justamente o mecanismo de

participação social destinado a subsidiar o processo decisório e o aperfeiçoamento das propostas submetidas pela Administração Pública.

5. Dessa forma, os valores ora encaminhados possuem natureza de proposta e poderão ser objeto de aperfeiçoamento em decorrência das contribuições recebidas durante a Consulta Pública, não correspondendo, neste momento, à previsão definitiva de gastos do Programa Luz para Todos para o exercício de 2027. Concluída a Consulta Pública, as contribuições recebidas serão avaliadas pelo Ministério de Minas e Energia e, após a conclusão das etapas pertinentes, será definida a previsão final de gastos da CDE destinada ao Programa Luz para Todos para o exercício de 2027, para os fins previstos no art. 9º do Decreto nº 9.022, de 2017, inclusive para subsidiar a continuidade do processo de consolidação do orçamento anual da CDE pela CCEE e sua posterior aprovação pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

6. Nesse contexto, encaminham-se, para conhecimento e acompanhamento dessa Câmara no âmbito do processo de consolidação do orçamento da CDE para 2027, a Portaria MME nº 936, de 2026, sua publicação no Diário Oficial da União, bem como os documentos técnicos que fundamentaram a proposta submetida à Consulta Pública.

Anexos: I - Portaria MME nº 936 de 09/09/2026 (SEI nº 1308750);
II - Publicação no DOU Portaria MME nº 936 de 10/09/2026 (SEI nº 1308751);
III - Nota Técnica nº 46/2026/DUPS/SNEE (SEI nº 1274684);
IV - Planilha - Orçamento LPT PROPOSTA (2027) (SEI nº 1282296);
V - CT-CCEE nº 902/2026 (SEI nº 1288009).

Atenciosamente,



Documento assinado eletronicamente por **João Daniel de Andrade Cascalho**, **Secretário Nacional de Energia Elétrica**, em 15/09/2026, às 10:20, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://sei.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **1310713** e o código CRC **2494546E**.

Referência: Caso responda este Ofício, indicar expressamente o Processo nº 48370.000672/2017-90

SEI nº 1310713

restrito

CAFT - Custos Administrativos Financeiros e Tributários 2027

- **Conta de Desenvolvimento Energético - CDE**
- **Conta de Consumo de Combustível – CCC**
- **Reserva Global de Reversão - RGR**

Gerência/área: contabilidade, custos e controladoria – AE

Autor: Yuri Santos

Data: 31/08/26

Versão: 1.0

ccee



Sumário

Introdução	3
Recursos Humanos	7
Serviços Jurídicos	8
Custos Indiretos	8
Sustentação de Aplicações.....	8
Projeto.....	8
Agente Administrativo Fiduciário.....	9
Auditoria de Dados	9
Despesas Gerais	9
Serviço do Banco Gestor	9
Anexo I: Visão Competência	11
Anexo II – Relação de Horas.....	12

Introdução

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, é responsável pela gestão dos recursos financeiros necessários para a operacionalização da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, que engloba a Conta de Consumo de Combustíveis – CCC e a Reserva Global de Reversão – RGR.

Em cumprimento ao que estabelece a Resolução Normativa ANEEL nº 957, de 07 de dezembro de 2021, a CCEE encaminha para apreciação e homologação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, a estimativa dos Custos Administrativos, Financeiros e Tributários – CAFTs, como parte do processo de aprovação anual da CDE e posterior submissão ao rito de audiência pública no âmbito do orçamento para o exercício de 2027.

Os CAFTs estão segregados por meio dos seguintes componentes de custos: (i) Recursos Humanos; (ii) Custos Indiretos; (iii) Sustentação de Aplicações; (iv) Serviços Jurídicos; (v) Projeto; (vi) Auditoria de Dados; (vii) Despesas Gerais e (viii) Serviço do Banco Gestor e Agente Administrativo Fiduciário.

- i. Recursos Humanos – Corresponde a dedicação dos profissionais da CCEE que são alocados para atuar de maneira integral ou parcial nos processos do Mercado Regulado. As atividades ocorrem de maneira transversal, percorrendo praticamente, todas as áreas da organização, conforme detalhamento das atribuições apresentadas na Tabela 1, a seguir:

ÁREA	ATRIBUIÇÕES
ESTRATÉGICA	Atendimento jurídico, gestão de segurança de mercado, auditoria interna, compliance, gestão de riscos e segurança da informação, gestão contábil e financeira, prestação de contas e CAFTs, atendimento ao órgão fiscalizador.
OPERAÇÃO DO MERCADO	Operacionalização, gestão e liquidação financeira dos processos da CDE, CCC e RGR.
TECNOLOGIA DO MERCADO	Suporte, manutenção e evolução dos sistemas computacionais utilizados no processo da CDE, CCC e RGR.

Tabela 1 - Atribuições das Áreas da Organização

- ii. Custos Indiretos - Corresponde às expectativas de alocação de parte das despesas da CCEE com infraestrutura física e tecnológica, que são transferidas para os processos do Mercado Regulado.
- iii. Sustentação de Aplicações - Corresponde às expectativas de despesas com serviços de tecnologia, através de profissionais *Bodyshop*, com atuação em funcionalidades pontuais do

Sistema de Gestão das Contas Setoriais – SGCS, e sua integração com os módulos que possuem interfaces com os demais sistemas computacionais da CCEE.

- iv. Serviços Jurídicos - Corresponde às expectativas de despesas com pagamento de honorários e custas judiciais junto aos escritórios contratados para defesa dos interesses das Contas Setoriais.
- v. Projeto - Corresponde às expectativas de despesas decorrentes de intervenções tecnológicas necessárias para o cumprimento de demandas regulatórias ou sistêmicas, que impactam os módulos que possuem interfaces com os processos do Mercado Regulado.
- vi. Auditoria de Dados - Corresponde às expectativas de despesas com serviços de auditoria independente de dados para assecuração razoável mensal da apuração do processo.
- vii. Despesas Gerais - Corresponde às expectativas de despesas com transportes, viagens e hospedagens, além de eventuais despesas administrativas do processo.
- viii. Serviço do Banco Gestor e Agente Administrativo Fiduciário - Corresponde a expectativa de despesas com a prestação de serviços referentes a operação de antecipação dos recebíveis da CDE Eletrobrás, estruturada durante a vigência da MP 1212/2024. No âmbito dos referidos Contratos restou definido que o Banco Bradesco S.A. (“Bradesco”) desempenhará o papel de Banco Gestor, que terá como principais funções controlar e operacionalizar o fluxo financeiro da operação, enquanto fiel depositário da Conta Vinculada, o que inclui o pagamento dos valores devidos às Distribuidoras, ao passo que a Oliveira Trust Servicer S.A. restou eleita Agente Administrativo, que terá como principais funções supervisionar as Garantias e outros aspectos operacionais relacionados à Operação.

Para correção dos contratos vigentes, incidentes nos componentes do processo, foi aplicado o índice de 4,77% (IPCA), conforme os indicadores macroeconômicos¹ previstos para o período.

Em cumprimento ao processo de amortização dos créditos tributários² incidentes sobre o desenvolvimento do Sistema de Gestão das Contas Setoriais – SGCS, foram deduzidos da composição total dos CAFTs, o montante de R\$ 121.846,37 (cento e vinte e um mil, oitocentos e quarenta e seis reais e trinta e sete centavos), correspondente ao saldo remanescente proporcional ao período de vigência de 3 (três) meses, referentes ao primeiro trimestre de 2027 (janeiro a março).

O valor estimado do processo, apresentou um total de R\$ 12.977.862,93 (doze milhões, novecentos e setenta e sete mil, oitocentos e sessenta e dois reais e noventa e três centavos). Em relação ao custo anterior aprovado, há uma expectativa de aumento para o período de aproximadamente 9%, conforme demonstra a Tabela 2, a seguir:

COMPONENTES	APROVADO 2026	ESTIMADO 2027	Δ \$ 2027	Δ % 2027
Recursos Humanos	R\$ 5.842.076,79	R\$ 5.368.623,31	-R\$ 473.453,48	-8%
Serviços Jurídicos	R\$ 2.080.000,00	R\$ 2.205.444,00	R\$ 125.444,00	6%
Custos Indiretos	R\$ 1.691.731,59	R\$ 1.893.246,18	R\$ 201.514,60	12%
Sustentação de Aplicações	R\$ 1.321.865,56	R\$ 1.384.918,44	R\$ 63.052,88	5%

¹ Projeções disponíveis no Boletim LCA base jul/2026 – cenário base.

² Os créditos tributários provenientes dos custeios realizados no desenvolvimento do SGCS, serão deduzidos da composição dos CAFTs da CDE durante o período de 2022 a 2027, conforme informado na CT-CCEE01436/2022.

Projeto	-	R\$ 1.158.989,46	R\$ 1.158.989,46	-
Agente Adm. Fiduciário	R\$ 647.668,17	R\$ 678.901,87	R\$ 31.233,70	5%
Auditoria de Dados	R\$ 313.046,45	R\$ 293.356,00	-R\$ 19.690,45	-6%
Despesas Gerais	R\$ 82.718,68	R\$ 82.718,68	-	-
Serviços do Banco Gestor	R\$ 31.969,62	R\$ 33.511,35	R\$ 1.541,73	5%
Total	R\$ 12.011.076,86	R\$ 13.099.709,30	R\$ 1.088.632,43	9%
Créditos Tributários ²	-R\$ 487.385,48	-R\$ 121.846,37	-	-
Total	R\$ 11.523.691,38	R\$ 12.977.862,93	-	-

Tabela 2 - Total Estimado por Componente do Processo

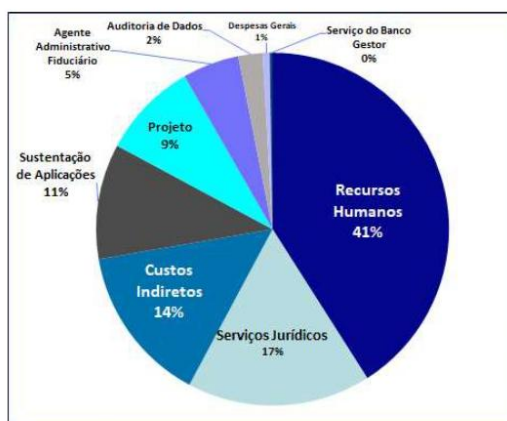


Gráfico 1 – Distribuição dos Componentes do Processo

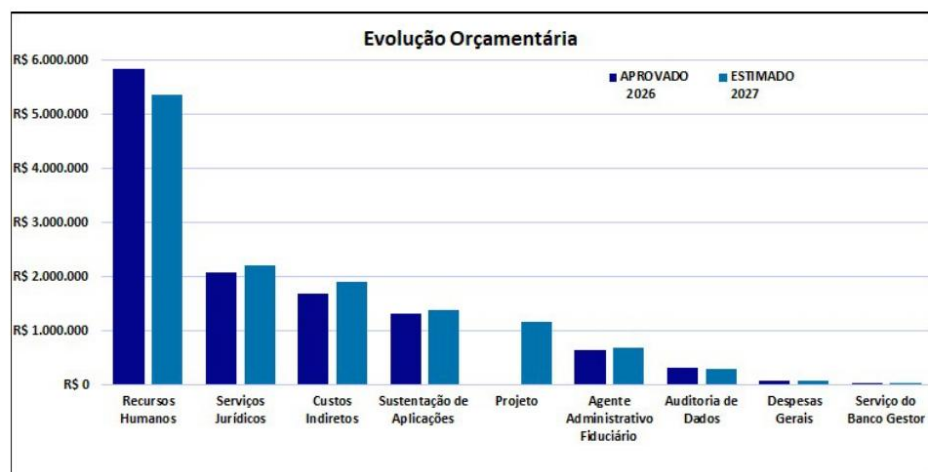


Gráfico 2 – Evolução Anual dos Componentes do Processo



No transcorrer deste relatório, será apresentada a descrição de cada componente de custo, assim como a análise de suas respectivas variações, em relação ao custo anterior aprovado. O total estimado do processo, segregado por mês previsto de realização, encontra-se disponível no *Anexo I – Visão Competência*.

Recursos Humanos

A linha de recursos humanos foi estimada em R\$ 5.368.623,31 (*cinco milhões, trezentos e sessenta e oito mil, seiscentos e vinte e três reais e trinta e um centavos*). Em relação ao custo anterior aprovado, há uma expectativa de redução para o período de 8%.

A Tabela 3, a seguir, apresenta os valores praticados na elaboração deste componente e considera as estimativas de esforço homem/hora, de acordo com o valor médio classificado por categoria profissional, da organização:

CATEGORIA PROFISSIONAL	R\$/HORA
EXECUTIVO	R\$ 630,57
GERENTE	R\$ 358,35
ESPECIALISTA	R\$ 209,75
SÊNIOR	R\$ 152,91
PLENO	R\$ 106,59
JÚNIOR	R\$ 79,55
ASSISTENTE	R\$ 46,22
ESTAGIÁRIO	R\$ 28,23

Tabela 3 - Valor Hora por Categoria Profissional

Os valores aplicados refletem a posição do quadro de pessoal vigente, correspondente ao mês de julho de 2026. Eventuais variações, se comparado aos valores anteriormente utilizados, decorrerão, em virtude do número de profissionais alocados por categoria profissional e posição da faixa salarial.

Os indicadores de reajustes macroeconômicos³ previstos e aplicados sobre a base salarial de 2026, para correção deste componente, encontram-se disponíveis na Tabela 4, a seguir:

ÍNDICE	%	ITEM	INCIDÊNCIA
INPC	6,20%	PREVISÃO DISSÍDIO COLETIVO BASE 2026	JAN-JUL/2027
INPC	5,77%	PREVISÃO DISSÍDIO COLETIVO BASE 2027	AGO-DEZ/2027

Tabela 4 - Índices Macroeconômicos

Com relação ao volume de horas que serão dedicadas no processo, estima-se um total de 31.149 (*trinta e um mil, cento e quarenta e nove*) horas. O quadro total estimado, segregado por colaborador, gerência executiva e perfil profissional, encontra-se disponível no *Anexo II – Relação de Horas*.

Importante ressaltar que fatores como ausências (licença médica, férias), capacitação dos profissionais, preparação de *backup*, reposição de vagas (em virtude de substituição ou promoção), impactam significativamente no resultado estimado para este componente.

³Projeções disponíveis no Boletim LCA base jul/2026 – cenário base. Como política de remuneração salarial, a CCEE aplica a título de Mérito, 1% de reajuste, incidente sobre o período de mar-dez/2027.

Serviços Jurídicos

A linha de serviços jurídicos foi estimada em R\$ 2.205.444,00 (*dois milhões, duzentos e cinco mil e quatrocentos e quarenta e quatro reais*). Em relação ao custo anterior aprovado, há uma expectativa de aumento para o período de 6%, decorrente da aplicação da correção inflacionária prevista para o período, bem como da consideração dos eventos extraordinários já mapeados para o próximo exercício, que demandarão suporte jurídico especializado no âmbito do processo da CDE, CCC e RGR.

Custos Indiretos

A linha de custos indiretos foi estimada em R\$ 1.893.246,18 (*um milhão, oitocentos e noventa e três mil, duzentos e quarenta e seis reais e dezoito centavos*). Em relação ao custo anterior aprovado, há uma expectativa de aumento para o período de 12%.

Ressalta-se que a estimativa foi elaborada com base no valor real/projetado de 2026, incorporando a atualização dos índices inflacionários previstos para o período e as bases de composição dos custos indiretos, de modo a refletir de forma mais aderente o comportamento esperado das despesas de infraestrutura física e tecnológica no exercício subsequente.

Sustentação de Aplicações

A linha de sustentação de aplicações⁴ de sistemas computacionais foi estimada em R\$ 1.384.918,44 (*um milhão, trezentos e oitenta e quatro mil, novecentos e dezoito reais e quarenta e quatro centavos*). Em relação ao custo anterior aprovado, há uma expectativa de aumento para o período de aproximadamente 5%.

As estimativas consideraram a manutenção dos 3 (*três*) recursos terceiros⁵, perfil Sênior, contratados para atuação nas frentes de suportes tecnológicos e praticadas as taxas dos profissionais que estão alocados atualmente no processo.

Projeto

Foi prevista uma nova rubrica de projetos para atendimento das demandas relacionadas à operacionalização do 3º Leilão do Sistema Isolado, realizado em 26/09/2025, conforme Portaria MME nº101, de 19/02/2025, estimada em R\$ 1.158.989,46 (*um milhão, cento e cinquenta e oito mil, novecentos e oitenta e nove reais e quarenta e seis centavos*).

A iniciativa contempla a evolução e adequação das soluções sistêmicas no CliqCCEE, incluindo o desenvolvimento de motor de cálculo e relatórios necessários para suportar a apuração e a gestão da

⁴ A frente de sustentação tecnológica dos sistemas utilizados na gestão das contas setoriais foi estimada considerando 3 (*três*) recursos terceiros/externos e 2 (*dois*) recursos internos, alocados na linha RH dentro da TM.

⁵ Conforme os contratos firmados junto as empresas de Bodyshop homologadas para atendimento de consultorias de serviços de tecnologia da informação junto a CCEE.



receita de venda dos agentes geradores vencedores do certame, bem como a operacionalização de eventuais penalidades previstas contratualmente.

A partir deste leilão, essas atividades passam a ser de responsabilidade da CCEE, em conformidade com os requisitos regulatórios e operacionais aplicáveis aos Sistemas Isolados.

Adicionalmente, a solução permitirá a gestão financeira dos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica e Potência nos Sistemas Isolados (CCESI). A inclusão desta rubrica visa preparar a estrutura tecnológica e operacional da CCEE para suportar a execução das atividades decorrentes do 3º Leilão do Sistema Isolado, fortalecendo a governança, reduzindo riscos operacionais e garantindo maior segurança, transparência, automatização e confiabilidade na operacionalização das atividades associadas à Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) e custeada pela Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

Agente Administrativo Fiduciário

A linha de agente administrativo fiduciário foi estimada em R\$ 678.901,87 (*seiscentos e setenta e oito mil, novecentos e um reais e oitenta e sete centavos*). Em relação ao custo anterior aprovado, há uma expectativa de aumento para o período de 5%.

Auditoria de Dados

A linha de auditoria independente de dados foi estimada em R\$ 293.356,00 (*duzentos e noventa e três mil, trezentos e cinquenta e seis reais*). Em relação ao custo anterior aprovado, há uma expectativa de redução para o período de 6%, que corresponde a renegociação de contrato após revisão da periodicidade.

Despesas Gerais

A linha de despesas gerais foi estimada em R\$ 82.718,68 (*oitenta e dois mil, setecentos e dezoito reais e sessenta e oito centavos*). A CCEE optou por manter os valores anteriormente aprovados (sem a correção dos índices macroeconômicos previstos para o período).

Serviço do Banco Gestor

A linha de serviço do banco gestor foi estimada em R\$ 33.511,35 (*trinta e três mil, quinhentos e onze reais e trinta e cinco centavos*). Em relação ao custo anterior aprovado, há uma expectativa de aumento para o período de 5%.

Anexos



Anexo I: Visão Competência

Contas Setoriais - CDE, CCC e RGR Custos Administrativos Financeiros e Tributários - CAFT 2027													
Descrição	jan-27	fev-27	mar-27	abr-27	mai-27	jun-27	jul-27	ago-27	set-27	out-27	nov-27	dez-27	Total
Recursos Humanos	R\$ 428.970,05	R\$ 436.533,00	R\$ 445.796,13	R\$ 433.534,30	R\$ 437.960,36	R\$ 443.180,05	R\$ 426.415,47	R\$ 427.022,04	R\$ 470.752,37	R\$ 459.087,87	R\$ 462.570,43	R\$ 480.413,34	R\$ 5.346.623,31
Serviços Jurídicos	R\$ 183.787,00	R\$ 183.787,00	R\$ 183.787,00	R\$ 183.787,00	R\$ 183.787,00	R\$ 183.787,00	R\$ 183.787,00	R\$ 183.787,00	R\$ 183.787,00	R\$ 183.787,00	R\$ 183.787,00	R\$ 183.787,00	R\$ 2.205.444,00
Custos Indiretos	R\$ 169.842,50	R\$ 155.620,56	R\$ 166.646,31	R\$ 164.359,22	R\$ 140.318,69	R\$ 147.835,75	R\$ 157.770,52	R\$ 157.770,52	R\$ 157.770,52	R\$ 157.770,52	R\$ 157.770,52	R\$ 157.770,52	R\$ 1.893.246,18
Sustentação de Aplicações	R\$ 117.271,32	R\$ 106.102,82	R\$ 122.805,62	R\$ 106.102,82	R\$ 111.686,97	R\$ 117.271,32	R\$ 126.440,02	R\$ 117.271,32	R\$ 122.855,62	R\$ 111.686,97	R\$ 100.518,27	R\$ 122.855,62	R\$ 1.384.918,44
Prêmio	R\$ 189.970,76	R\$ 189.970,76	R\$ 189.970,76	R\$ 189.970,76	R\$ 189.970,76	R\$ 189.970,76	R\$ 32.194,15	R\$ 32.194,15	R\$ 32.194,15	R\$ 32.194,15	R\$ 32.194,15	R\$ 32.194,15	R\$ 1.148.999,46
Agente Administrativo Fiscalizador	R\$ 55.689,69	R\$ 55.689,69	R\$ 55.689,69	R\$ 55.689,69	R\$ 55.689,69	R\$ 55.689,69	R\$ 55.689,69	R\$ 55.689,69	R\$ 58.346,09	R\$ 58.346,09	R\$ 58.346,09	R\$ 58.346,09	R\$ 671.901,87
Auxílios de Dados	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 146.678,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 146.678,00	R\$ 291.358,00
Despesas Gerais	R\$ 0.000,00	R\$ 0.000,00	R\$ 0.000,00	R\$ 0.000,00	R\$ 0.000,00	R\$ 0.000,00	R\$ 0.000,00	R\$ 0.000,00	R\$ 0.000,00	R\$ 0.000,00	R\$ 0.000,00	R\$ 0.000,00	R\$ 0,00
Serviço do Banco Gestor	R\$ 2.740,90	R\$ 2.740,90	R\$ 2.740,90	R\$ 2.740,90	R\$ 2.740,90	R\$ 2.740,90	R\$ 2.740,90	R\$ 2.740,90	R\$ 2.880,83	R\$ 2.880,83	R\$ 2.880,83	R\$ 2.880,83	R\$ 31.511,55
Subtotal	R\$ 1.123.182,31	R\$ 1.198.346,37	R\$ 1.148.377,89	R\$ 1.114.085,73	R\$ 1.104.255,89	R\$ 1.118.377,29	R\$ 1.140.616,97	R\$ 982.977,44	R\$ 1.041.479,24	R\$ 1.013.225,94	R\$ 1.004.965,70	R\$ 1.191.818,01	R\$ 12.099.709,30
Créditos Tributários	-R\$ 48.815,46	-R\$ 48.815,46	-R\$ 48.815,46	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	-R\$ 121.648,37
Total	R\$ 1.082.567,85	R\$ 1.047.736,91	R\$ 1.104.782,34	R\$ 1.114.085,73	R\$ 1.104.255,89	R\$ 1.118.377,29	R\$ 1.140.616,97	R\$ 982.977,44	R\$ 1.041.479,24	R\$ 1.013.225,94	R\$ 1.004.965,70	R\$ 1.191.818,01	R\$ 12.077.860,93

B.III – Memorando nº 107/2017-SRG

Número: 48550.000947/2017-00



Memorando nº 107/2017-SRG/ANEEL

Em 12 de setembro de 2017.

Ao Superintendente de Gestão tarifária
Davi Antunes Lima

Assunto: **CDE 2018 – Subvenção Carvão Mineral.**
Processo: 48500.000287/2017-10.

1. Em resposta ao Memorando nº 284/2017-SGT/ANEEL, de 6 de setembro de 2017 (SICNet 48581.002144/2017-00), por meio do qual, com vistas à estimativa de gastos da CDE em 2018 com a subvenção do Carvão Mineral, a SGT solicita (i) custo médio do combustível reconhecido pela CDE para fins de reembolso nos anos de 2013, 2014 e 2015, corrigido pelo IPCA, e (ii) o estoque de carvão mineral custeado pela CDE e não consumindo no ano anterior, preservado o estoque estratégico, temos a informar o que se segue.

2. Quanto ao item (i), apresentamos a tabela abaixo contendo o custo médio do combustível reembolsado¹ pela CDE nos anos de 2013, 2014 e 2015, com valores atualizados mensalmente até dezembro de 2016. Conforme inciso I do § 2º do art. 5º do Decreto nº 9.022, de 31 de março de 2017, tais valores representam limites para fins de reembolso que devem ser atualizados anualmente pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA.

		J. Lacerda	P. Médici A e B	Candiota III	Figueira
Reembolso 2013 (IPCA: correção mensal até dez/16)	R\$	913.291.261	82.029.211	104.392.284	31.002.883
Reembolso 2014 (IPCA: correção mensal até dez/16)	R\$	1.007.617.365	82.996.000	94.182.923	31.143.445
Reembolso 2015 (IPCA: correção mensal até dez/16)	R\$	895.338.712	47.436.156	104.611.319	27.969.664
Valor máximo calculado pela média	R\$	938.749.113	70.820.456	101.062.176	30.038.664

3. Em relação ao item (ii), dispomos das informações constantes da Nota Técnica nº 13/2017-SGT-SRG/ANEEL, de 3 de fevereiro de 2017 (SICNet 48581.000306/2017-00), a qual trata do orçamento da CDE do ano de 2017. Na ocasião, foram utilizados os valores encaminhados pela SFG²

¹ Os valores históricos constam em planilhas disponíveis no site eletrônico da Eletrobras (<http://eletrobras.com/pt/Paginas/Conta-de-Desenvolvimento-Energetico.aspx>), gestora da CDE até 01/05/2017.

² Por meio do Memorando nº 32/2017-SFG/ANEEL, de 27 de janeiro de 2017 (SICNet 48532.001081/2017-00).



ASSINADO DIGITALMENTE POR GENTIL NOGUEIRA DE SA JUNIOR

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 2B983559004103E5 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



Pág. 2 do Memorando nº 107/2017-SRG/ANEEL, de 12/09/2017.

referente ao estoque histórico³ das UTEs Presidente Médici A e B (1.582.953 t) e Candiota III (1.993.667 t) e, para as demais usinas, tendo em vista que não havia análise de tais dados por parte da fiscalização, foram adotados os montantes informados pela Eletrobras⁴, a saber: UTE Jorge Lacerda (770.000 t); e UTE Figueira (21.993 t). Todavia, tais valores ainda necessitam de atualização e validação, pois tratavam-se de estimativas produzidas no final de 2016 e início de 2017. Isto posto, sugerimos que haja consulta da CCEE às beneficiárias, assim como o posicionamento da SFG sobre o tema no decorrer do processo de elaboração do orçamento.

4. Em relação ao estoque estratégico, tendo em vista que se encontra aberta a Audiência Pública nº 45/2017 (período de 24/08/2017 a 06/10/2017), a qual trata, dentre outros pontos, da regulamentação do estoque estratégico pela Agência, e considerando que o critério proposto na minuta de norma poderá ser revisto em função das análises das contribuições dos agentes, sugerimos que se adote, por ora, os valores informados pela Eletrobras⁴ quando da elaboração do orçamento da CDE de 2017. A tabela abaixo apresenta tais valores.

		J. Lacerda	P. Médici A + B	Candiota III	Figueira
Estoque estratégico	t	400.000	33.333	283.333	13.000

Atenciosamente,

GENTIL NOGUEIRA DE SÁ JÚNIOR
Superintendente de Regulação dos Serviços de Geração Substituto

C/c.: Alessandro D'Afonseca Cantarino - SFG

FAC

³ O estoque histórico se refere ao montante de carvão mineral reembolsado pela CDE em anos anteriores, mas ainda não consumido pela usina.

⁴ Por meio do Memorando GCO-040/2016, de 18 de novembro de 2016, o qual encaminha em anexo a Nota Técnica "Compra de Carvão Mineral Nacional e Combustíveis Secundários para o Orçamento - CDE 2017", de 11 de novembro de 2016 (SICNet 48513.029530/2016-00).



ASSINADO DIGITALMENTE POR GENTIL NOGUEIRA DE SÁ JÚNIOR

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 2B983559004103E5 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>

10.3. ANEXO C – CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS – CCC

C.I – Plano Anual de Custos CCC

RELATÓRIO TÉCNICO

Relatório Técnico nº 15/2026/GCSE/GELMC/AOM

Data: na data da assinatura eletrônica

Assunto: Detalhamento da previsão de custos da Conta de Consumo de Combustíveis – Orçamento CDE 2027

I. OBJETIVO

1. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) elabora anualmente o Plano Anual de Custos da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), com o objetivo de estimar os montantes a serem reembolsados pela conta e, consequentemente, os recursos a serem arrecadados por meio da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).
2. A elaboração do Plano requer a participação de entidades e agentes do setor de energia elétrica que atuam na gestão, operação e comercialização de energia nos Sistemas Isolados. Nesse contexto, o presente relatório apresenta o Plano Anual de Custos (PAC) referente aos reembolsos previstos pela CCC para o exercício de 2027.
3. Este relatório tem por objetivo consolidar as informações de previsão fornecidas pelos agentes setoriais, apresentar as premissas adotadas na elaboração do orçamento e demonstrar os resultados obtidos para a estimativa dos custos a serem considerados no orçamento da CDE.
4. Adicionalmente, é apresentada uma análise comparativa entre o PAC 2027 e os planos elaborados em exercícios anteriores, destacando as principais alterações observadas nos Sistemas Isolados e seus respectivos impactos nas projeções de custos da CCC.

II. PREMISSAS

5. Para a estimativa dos reembolsos mensais da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), foram consideradas as informações operacionais, regulatórias e contratuais disponíveis à época da elaboração da proposta orçamentária.
6. A elaboração do Plano Anual de Custos da CCC para o exercício de 2027 buscou refletir, de forma conservadora e aderente às informações disponíveis, os custos estimados para o atendimento dos Sistemas Isolados e das demais localidades elegíveis ao benefício da CCC. Para tanto, foram considerados os contratos vigentes, os cronogramas de implantação dos empreendimentos, as projeções de preços de combustíveis e as condições regulatórias conhecidas até a data de consolidação do orçamento. Ressalta-se que eventuais alterações regulatórias, contratuais, operacionais ou de mercado poderão impactar os valores efetivamente realizados ao longo do exercício.
7. No que se refere aos parâmetros regulatórios, foram mantidos para 2027 os mesmos fatores de corte adotados no exercício anterior, em razão da inexistência de homologação de novos valores pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Por outro lado, foi considerado o valor do ACR Médio previsto pela Agência na Nota Técnica nº 187/2026/STR-ANEEL, correspondente a R\$ 421,15/MWh.
8. Para as projeções tributárias, foi adotada a alíquota estimada de referência de 8,8% para a Contribuição sobre Bens e Serviços (CBS), em consonância com as estimativas oficiais divulgadas pela Secretaria Extraordinária da Reforma Tributária do Ministério da Fazenda no contexto da implementação do novo sistema tributário. Considerando a inexistência de alíquotas definitivas aplicáveis às operações projetadas, a referida premissa foi utilizada de forma uniforme nas estimativas econômicas elaboradas. Eventuais regulamentações futuras, especialmente aquelas relacionadas a regimes tributários específicos, poderão resultar em ajustes nos valores efetivamente realizados.
9. Os custos referentes à geração própria foram estimados com base nos limites, critérios e parâmetros estabelecidos pela Resolução Normativa nº 1.016/2022, bem como pelos demais normativos aplicáveis, contemplando os custos de operação e manutenção dos sistemas SIGFI e MIGDI em operação e daqueles com previsão de entrada em funcionamento durante o exercício, conforme cronogramas informados pelos agentes responsáveis.
10. No caso dos Sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente (SIGFI), são reembolsáveis os custos de operação e manutenção das instalações fotovoltaicas destinadas ao atendimento de unidades consumidoras por meio de sistemas individuais ou microrredes. Com base nas informações encaminhadas pelos agentes beneficiários da CCC, a previsão para dezembro de 2027 contempla as seguintes quantidades de unidades consumidoras, por estado:



II.1 PREVISÃO ENERGÉTICA

11. As projeções de carga, geração e consumo de combustíveis foram elaboradas com base nas informações constantes do PEN SISOL e do planejamento operativo do ONS, complementadas, quando necessário, por dados históricos de geração, perfis de sazonalidade da carga e condições contratuais dos empreendimentos beneficiários da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC). Para as localidades isoladas cujos agentes não apresentaram previsão formal de carga, não foram considerados valores de reembolso para o exercício de 2027.
12. Para as localidades classificadas como Sistemas Isolados, foi projetada geração total de 3.007.275,793 MWh no exercício de 2027, correspondente a uma disponibilidade média de 343,296 MW médios ao longo do período. A figura a seguir apresenta a distribuição geográfica da carga prevista por unidade da

Geração prevista SISOL CCC - MWmédios



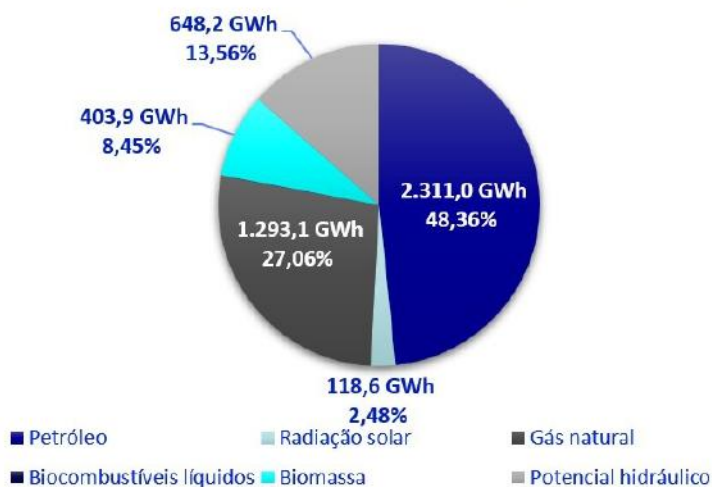
13. Para as localidades já interligadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN), mas que permanecem elegíveis ao benefício da CCC nos termos da regulamentação vigente, foi projetada geração total de 9.508.034,947 MWh no exercício de 2027, equivalente a 1.085,392 MW médios. Parcela significativa dessa energia está associada ao atendimento do estado do Amazonas, especialmente em decorrência da aquisição de gás natural destinada ao suprimento do Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) da UTE Mauá 3, bem como dos contratos de Energia de Reserva decorrentes da MP nº 1.232/2024 e do Despacho nº 3.025/2024. Nessas situações, o custo do combustível associado à geração contratada constitui parcela relevante dos valores passíveis de reembolso pela CCC. A figura a seguir apresenta a distribuição da carga prevista por estado:

Geração prevista SIN CCC - MWmédios



14. A análise da matriz energética dos empreendimentos beneficiários da CCC evidencia a manutenção de elevada participação das fontes térmicas fósseis, com destaque para o óleo diesel e o gás natural. Embora a expansão de fontes renováveis tenha avançado nos últimos anos, especialmente por meio da implantação de sistemas fotovoltaicos e da contratação de novos empreendimentos nos Leilões para Suprimento aos Sistemas Isolados, o atendimento energético dessas localidades, predominantemente isoladas, ainda depende significativamente de fontes despacháveis para garantir a confiabilidade e a continuidade do suprimento.

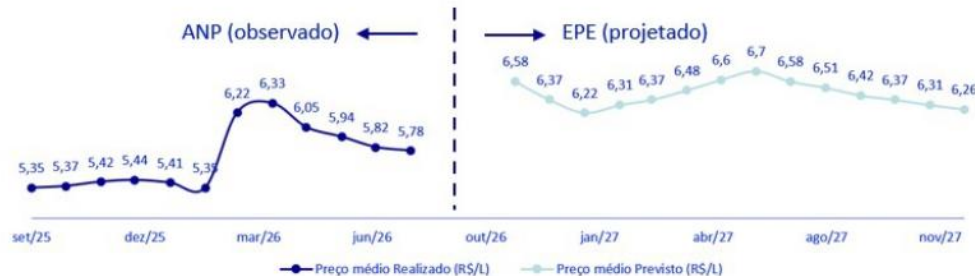
Energia (por fonte)



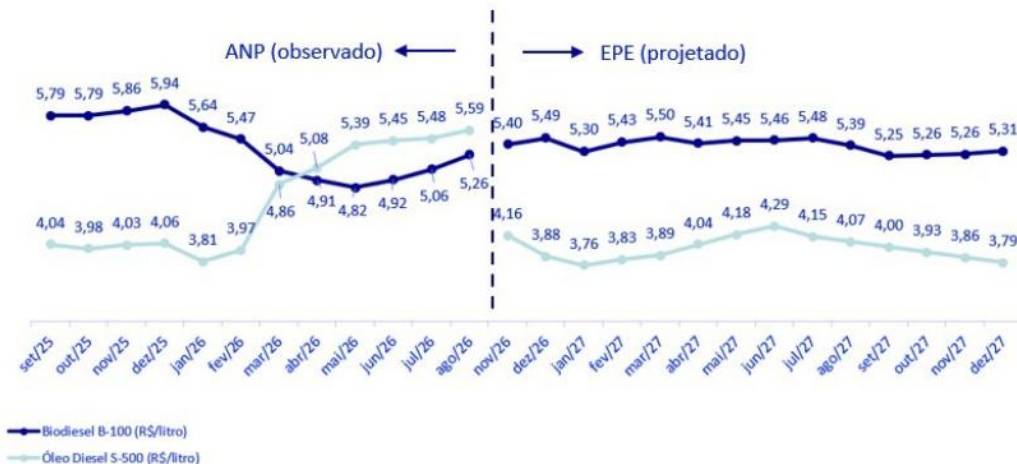
15. Nesse contexto, os combustíveis fósseis permanecem como os principais determinantes dos custos reembolsáveis pela CCC, uma vez que sua participação na matriz de geração influencia diretamente a composição dos dispêndios projetados para o exercício. Por outro lado, a ampliação gradual da participação de fontes renováveis contribui para a diversificação da matriz energética dos Sistemas Isolados e para a mitigação da dependência de combustíveis, ainda que seus efeitos sobre a redução dos custos totais ocorram de forma progressiva.

II.2 PREVISÃO DE PREÇOS DE COMBUSTÍVEIS

16. As projeções dos preços de referência dos combustíveis utilizados na elaboração do Plano Anual de Custos foram baseadas nas estimativas disponibilizadas pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para o atendimento aos Sistemas Isolados no exercício de 2027. Para o gás natural, foram consideradas as condições comerciais previstas nos contratos vigentes, bem como os critérios regulatórios aplicáveis ao reembolso desse combustível para os empreendimentos elegíveis ao benefício da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC).
17. Os preços projetados pela EPE constituem importante premissa para a estimativa dos custos de geração térmica nos Sistemas Isolados, sendo utilizados tanto no cálculo dos custos de geração própria quanto na projeção das receitas de contratos que possuem parcelas vinculadas à evolução dos preços do óleo diesel e do biodiesel.
18. Para a estimativa dos custos associados à geração própria, foram considerados os preços projetados do óleo diesel destinados aos geradores localizados nos Sistemas Isolados. A figura a seguir apresenta a comparação entre os preços médios observados (em reais por litro), com base nas informações publicadas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), e os valores projetados utilizados na elaboração do PAC, para o período compreendido entre novembro de 2026 e dezembro de 2027.



19. Observa-se que a projeção dos preços do óleo diesel busca refletir as expectativas de mercado disponíveis no momento da elaboração do orçamento, considerando as particularidades logísticas e regionais associadas ao abastecimento dos Sistemas Isolados. Tendo em vista a elevada participação desse combustível na matriz de geração das localidades beneficiárias da CCC, variações em seu preço possuem impacto direto sobre os custos estimados de reembolso. Dessa forma, a evolução dos preços projetados representa uma das principais variáveis econômicas consideradas na composição do Plano Anual de Custos para 2027.
20. Para a estimativa dos custos contratuais, foram considerados os preços projetados de realização do óleo diesel e do biodiesel, utilizados nos mecanismos de reajuste previstos em contratos cujas receitas dependem da variação desses combustíveis. A figura a seguir apresenta a comparação entre os preços médios observados, divulgados pela ANP, e os valores projetados considerados na elaboração do PAC para o período de novembro de 2026 a dezembro de 2027.



21. Os preços do óleo diesel e do biodiesel influenciam diretamente a formação dos custos de diversos contratos beneficiários da CCC, especialmente aqueles cujas fórmulas de reajuste incorporam índices de preços desses combustíveis. Nesse contexto, as projeções adotadas buscam representar a trajetória esperada dos preços ao longo do exercício, contribuindo para uma estimativa mais aderente dos valores passíveis de reembolso. Eventuais desvios entre os preços projetados e os preços efetivamente realizados poderão resultar em diferenças entre os custos orçados e os valores posteriormente apurados.
22. O preço do gás natural possui natureza contratual e sua atualização ocorre conforme os mecanismos de reajuste previstos nos contratos de fornecimento e transporte. O preço final reembolsável pela CCC é composto pelas parcelas de commodity, transporte, margem de comercialização e ramal termelétrico, as quais possuem índices e datas de atualização específicos.
23. Destaca-se que a parcela de transporte representa componente relevante na formação do custo final do combustível utilizado pelas usinas do estado do Amazonas, contribuindo de forma significativa para o valor unitário da geração associada a essa fonte. A tabela a seguir apresenta os valores projetados para cada uma das parcelas e o respectivo preço líquido do gás natural considerados no período de novembro de 2026 a dezembro de 2027.

PERÍODO INÍCIO	PERÍODO FIM	Commodity	Ramal	Transporte	Margem	Incremento da margem	PREÇO LÍQUIDO GN
11/2026	12/2026	0,345654	0,08548	1,12118	0,05653	0,00206	1,61091
01/2027	01/2027	0,345654	0,08548	1,19276	0,05653	0,00206	1,68249
02/2027	09/2027	0,345654	0,08548	1,19276	0,05996	0,00206	1,68591
10/2027	12/2027	0,372272	0,092063	1,19276	0,05996	0,00222	1,71927

II.3 PREVISÃO DE VIGÊNCIAS CONTRATUAIS

24. Os custos associados à contratação de energia, potência e demais despesas acessórias foram estimados com base nos contratos homologados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), observadas as condições vigentes, os reajustes previstos contratualmente e os demais parâmetros regulatórios aplicáveis. Não foram considerados nesta projeção os empreendimentos vencedores do Leilão para Suprimento aos Sistemas Isolados de 2025 que, até a data de elaboração deste Plano Anual de Custos, ainda não possuíam contratos homologados.
25. Para a elaboração do PAC CCC 2027, foram considerados exclusivamente os contratos vigentes e homologados pela ANEEL, abrangendo as diferentes modalidades de contratação atualmente elegíveis ao reembolso pela Conta de Consumo de Combustíveis. As subseções a seguir apresentam os contratos

contemplados nas estimativas, segregados conforme sua natureza e forma de remuneração.

Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica (CCVEE)

26. Os Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica (CCVEE) correspondem aos instrumentos celebrados entre agentes beneficiários da CCC e geradores de energia elétrica, destinados ao suprimento de carga mediante remuneração baseada no fornecimento de energia contratada.

BENEFICIÁRIO	CONTRATO	INÍCIO DE VIGÊNCIA	FIM DE VIGÊNCIA	FORNECEDOR	COMBUSTÍVEL	TIPO CONTRATO	Nº USINAS
CELPA	081/2004	20/1/2004	19/12/2002	CURUA ENERGIA S/A	Potencial hidráulico	CCVEE Padrão	1
CELPA	082/2004	20/1/2004	19/12/2002	BURITI ENERGIA S/A	Potencial hidráulico	CCVEE Padrão	1
ENERGISA MT	62/2005	01/11/2005	10/12/2007	JURUENA ENERGIA S.A.	Potencial hidráulico	CCVEE Padrão	1
ENERGISA MT	312/2003	05/01/2003	04/01/2008	MAGGI ENERGIA S/A	Potencial hidráulico	CCVEE Padrão	1
ENERGISA MT	669/2000	01/06/2000	31/05/2003	MAGGI ENERGIA S/A	Potencial hidráulico	CCVEE Padrão	1
ENERGISA MT	802/2003	01/07/2004	09/09/2007	CENTRAIS ELÉTRICAS SALTO DOS DARDANELOS S/A	Potencial hidráulico	CCVEE Padrão	1
ENERGISA MT	956/1999	14/02/2000	13/02/2003	HIDRELETRICA COMODORO LTDA	Potencial hidráulico	CCVEE por Faixa	3
ENERGISA RO	DT/324/2006	23/11/2006	31/05/2008	HIDROELETRICA CHUPINGUAIA LTDA	Potencial hidráulico	CCVEE com TUSD e MUSD	1
AMAZONAS ENERGIA	006/2018	01/07/2022	30/11/2030	CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL S/A ELETRONORTE	Gás natural	CCVEE Padrão	1
AMAZONAS ENERGIA	007/2018	01/07/2022	30/11/2030	CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL S/A ELETRONORTE	Gás natural	CCVEE Padrão	1
AMAZONAS ENERGIA	008/2018	01/07/2022	30/11/2030	CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL S/A ELETRONORTE	Gás natural	CCVEE Padrão	1
AMAZONAS ENERGIA	009/2018	01/07/2022	30/11/2030	CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL S/A ELETRONORTE	Gás natural	CCVEE Padrão	1
AMAZONAS ENERGIA	87495/2013	28/04/2015	01/03/2027	CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL S/A ELETRONORTE	Potencial hidráulico	CCVEE Padrão	1

Contratos para Comercialização de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados (CCESI)

27. Os Contratos para Comercialização de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados (CCESI) decorrem dos processos licitatórios destinados ao atendimento dos Sistemas Isolados e são celebrados entre os agentes vencedores dos certames e as distribuidoras responsáveis pelo atendimento das respectivas localidades.

BENEFICIÁRIO	CONTRATO	INÍCIO DE VIGÊNCIA	FIM DE VIGÊNCIA	FORNECEDOR	COMBUSTÍVEL	TIPO CONTRATO	Nº USINAS
CEA	98/2015	18/07/2016	31/03/2028	OIAPOQUE ENERGIA SA	Petróleo	CCESI Padrão	1
CELPA	1/2016	18/07/2016	31/08/2028	ENERGY ASSETS DO BRASIL LTDA.	Petróleo	CCESI Padrão	6
CELPA	1/2016	01/03/2025	30/03/31	SOENERGY - SISTEMAS INTERNACIONAIS DE ENERGIA S/A	Petróleo	CCESI Padrão	2
ENERGISA AC	217/2015	01/01/2022	31/03/38	BRASIL BIOFUELS ACRE S/A	Petróleo	CCESI Padrão	4
ENERGISA RO	01/2021	21/10/15	25/03/31	CONSORCIO BBF ENERGIA RONDONIA	Biocombustíveis líquidos	CCESI Fontes Renováveis	2
ENERGISA RO	118/2015	01/12/19	27/06/28	BRASIL BIO FUELS S.A.	Petróleo	CCESI Padrão	10
RORAIMA ENERGIA	01/2019	02/12/21	31/03/28	OLIVEIRA ENERGIA S.A	Petróleo	CCESI Padrão	1
RORAIMA ENERGIA	01/2021	22/11/19	27/06/36	USINA XAVANTES S.A	Petróleo	CCESI Padrão	3
RORAIMA ENERGIA	02/2019	01/04/25	27/06/36	AZULAO GERACAO DE ENERGIA S.A.	Gás natural	CCESI Gás Natural	1
RORAIMA ENERGIA	03/2019	28/02/20	27/06/36	BBF SAO JOAO DA BALIZA S/A	Biomassa	CCESI Fontes Renováveis	1
RORAIMA ENERGIA	06/2019	28/02/20	27/06/36	BONFIM GERACAO E COMERCIO DE ENERGIA SPE S/A	Biomassa	CCESI Fontes Renováveis	1
RORAIMA ENERGIA	07/2019	28/02/20	27/06/36	CANTA GERACAO E COMERCIO DE ENERGIA SPE S/A	Biomassa	CCESI Fontes Renováveis	1
RORAIMA ENERGIA	08/2019	28/02/20	27/06/36	PAU RAINHA GERACAO E COMERCIO DE ENERGIA SPE S/A	Biomassa	CCESI Fontes Renováveis	1
RORAIMA ENERGIA	09/2019	01/10/23	27/06/36	SANTA LUZ GERACAO E COMERCIO DE ENERGIA SPE S/A	Biomassa	CCESI Fontes Renováveis	1
RORAIMA ENERGIA	05/2019	01/07/19	30/11/30	PALMAPLAN ENERGIA SPE S.A	Biocombustíveis líquidos	CCESI Padrão	1
AMAZONAS ENERGIA	001/2019	01/01/21	07/04/31	CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL S/A ELETRONORTE	Gás natural	CCESI Padrão	1
AMAZONAS ENERGIA	109423/2017	10/01/18	29/02/36	VP FLEXGEN (BRAZIL) SPE LTDA.	Petróleo	CCESI Padrão	3
AMAZONAS ENERGIA	109425/2017	01/01/21	18/09/34	VP FLEXGEN (BRAZIL) SPE LTDA.	Petróleo	CCESI Padrão	1
AMAZONAS ENERGIA	109426/2017	01/01/21	13/11/34	POWERTECH ENGENHARIA SERVICOS E LOCACOES DE GERADORES DE ENERGIA, MAQUINAS E EQUIPAMENTOS S.A.	Petróleo	CCESI Padrão	7
AMAZONAS ENERGIA	109432/2017	01/01/21	12/01/35	VP FLEXGEN (BRAZIL) SPE LTDA.	Petróleo	CCESI Padrão	1
AMAZONAS ENERGIA	109438/2017	05/01/18	07/01/30	OLIVEIRA ENERGIA S.A	Petróleo	CCESI Padrão	16
AMAZONAS ENERGIA	109439/2017	05/01/18	25/03/35	OLIVEIRA ENERGIA S.A	Petróleo	CCESI Padrão	6
AMAZONAS ENERGIA	109440/2017	09/01/18	10/12/33	OLIVEIRA ENERGIA S.A	Petróleo	CCESI Padrão	19
AMAZONAS ENERGIA	109424/2017	12/06/26	10/12/33	AGGREKO ENERGIA LOCACAO DE GERADORES LTDA.	Petróleo	CCESI Padrão	16
AMAZONAS ENERGIA	109433/2017	18/07/16	31/03/28	AGGREKO ENERGIA LOCACAO DE GERADORES LTDA.	Petróleo	CCESI Padrão	16

Contrato de Fornecimento de Gás Natural

28. O contrato de fornecimento de gás natural contempla os instrumentos firmados para atendimento das usinas termelétricas elegíveis ao benefício da CCC. Além das parcelas associadas ao fornecimento da molécula de gás, esse contrato inclui componentes relativos ao transporte, ramal dedicado, margem de comercialização e demais encargos previstos contratualmente.

29. Adicionalmente, prevê mecanismos do tipo Take-or-Pay e Ship-or-Pay, que estabelecem obrigações mínimas de pagamento independentemente do volume efetivamente consumido ou transportado, constituindo parcela relevante dos custos associados ao combustível.

COMPRADOR	CONTRATO	FIM DE VIGÊNCIA	FORNECEDOR	Nº USINAS
JEF	1902/2006	30/11/2030	COMPANHIA DE GAS DO AMAZONAS - CIGAS	10

Contratos de Transporte de Combustíveis

30. Os contratos de transporte de combustíveis compreendem os instrumentos celebrados para viabilizar a logística de abastecimento das usinas beneficiárias da CCC, contemplando modalidades de transporte terrestre, fluvial e marítimo, conforme as características operacionais de cada localidade.

BENEFICIÁRIO	CONTRATO	INÍCIO DE VIGÊNCIA	FIM DE VIGÊNCIA	FORNECEDOR	TIPO CONTRATO	Nº USINAS
CELPE	4600068787/2022	24/10/22	23/10/26	AGEMAR TRANSPORTES E EMPREENDIMENTOS LTDA	Transporte Terrestre / Marítimo (preço por litro)	1
CELPE	4600069599/2022	01/11/22	31/10/26	ALFAMARES TRANSPORTES APOIO MARÍTIMO E PORTUÁRIO LTDA	Transporte Terrestre / Marítimo (preço por litro)	1
RORAIMA ENERGIA	4600003669/2026	01/04/26	01/07/27	TRANSRIOS TRANSPORTE E NAVEGAÇÃO DA AMAZONIA LTDA	Transporte Fluvial (preço por viagem)	12
RORAIMA ENERGIA	4600003752/2026	01/06/26	01/09/27	LUCAS E ZANDONATO LTDA	Transporte Terrestre (preço por rota)	10

Contratos de Locação e Disponibilidade de Unidades Geradoras

31. Os contratos de locação e disponibilidade referem-se à contratação de unidades geradoras destinadas ao atendimento temporário ou complementar da demanda das localidades beneficiárias da CCC, assegurando a continuidade do suprimento energético durante o período de vigência contratual.

BENEFICIÁRIO	CONTRATO	INÍCIO DE VIGÊNCIA	FIM DE VIGÊNCIA	FORNECEDOR	USINA	DISPONIBILIDADE (MW)
AMAZONAS ENERGIA	101129/2015	29/02/16	29/05/26	OLIVEIRA ENERGIA S.A	RIO PRETO DA EVA	3
AMAZONAS ENERGIA	101129/2015	29/02/16	29/05/26	OLIVEIRA ENERGIA S.A	CAMARUÃ	0,4
AMAZONAS ENERGIA	101130/2016	09/03/16	09/08/26	AGGREKO ENERGIA LOCAÇÃO DE GERADORES LTDA.	RIO PRETO DA EVA	2,7
AMAZONAS ENERGIA	107315/2017	04/07/17	04/07/27	GOPOWER & AIR LOCAÇÃO DE EQUIPAMENTOS INDUSTRIAIS LTDA	CAMARUÃ	0,1
AMAZONAS ENERGIA	109035/2017	16/11/17	16/08/27	GOPOWER & AIR LOCAÇÃO DE EQUIPAMENTOS INDUSTRIAIS LTDA	RIO PRETO DA EVA	7,2
AMAZONAS ENERGIA	93159/2014	04/08/14	04/08/26	OLIVEIRA ENERGIA S.A	RIO PRETO DA EVA	2
AMAZONAS ENERGIA	93159/2014	04/08/14	04/08/26	OLIVEIRA ENERGIA S.A	RIO PRETO DA EVA	1

32. A análise das vigências contratuais demonstra que a maior parte dos custos projetados para o exercício de 2027 permanece associada a contratos de médio e longo prazo já homologados pela ANEEL, conferindo maior previsibilidade às estimativas orçamentárias e reduzindo a exposição do PAC à celebração de novos instrumentos contratuais.

33. Observa-se, ainda, que parcela relevante desses contratos possui mecanismos de reajuste vinculados à evolução dos preços de combustíveis, índices inflacionários ou demais parâmetros regulatórios específicos. Dessa forma, embora a estrutura contratual apresente relativa estabilidade para o exercício de 2027, a atualização contratual prevista continua sendo um dos principais fatores de variação dos custos projetados.

34. Destaca-se também a permanência de contratos voltados à utilização de fontes renováveis e de menor intensidade carbônica nos Sistemas Isolados, bem como a continuidade da utilização de gás natural em empreendimentos de maior porte, especialmente aqueles localizados no estado do Amazonas. Essa combinação de fontes reflete o estágio atual de transição da matriz de atendimento das localidades beneficiárias da CCC, ainda caracterizada pela coexistência de soluções térmicas convencionais e alternativas renováveis.

III. ANÁLISE

III.1 REEMBOLSO MENSAL DA CCC

35. Com base nas premissas operacionais, regulatórias e econômicas adotadas para a elaboração do Plano Anual de Custos, estima-se para o exercício de 2027 um reembolso total da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) de R\$ 9.021.789.484,94, referente aos custos de geração incorridos nas competências de janeiro a dezembro de 2027. A tabela a seguir apresenta, por beneficiário, a energia considerada nas projeções, o respectivo Custo Total de Geração (CTG), os descontos regulatórios aplicáveis e o valor final estimado para reembolso.

Beneficiário	Geração [MWh]	CTG [R\$]	Desconto ACRméd [R\$]	Desconto Fator de Corte [R\$]	Reembolso Previsto [R\$]
AMAZONAS ENERGIA	2.361.133,85	4.351.513.478,91	994.391.521,29	0,00	3.357.121.957,62
CELPA	508.574,18	1.248.614.125,97	214.186.013,83	12.413.137,34	1.022.014.974,80
ENERGISA AC	39.551,59	240.522.815,59	16.657.153,11	0,00	223.865.662,48
CEA	73.643,87	247.179.409,41	31.015.117,25	0,00	216.164.292,16
CELPE	38.789,59	135.028.145,90	16.336.236,89	3.204.681,54	115.487.227,47
ENERGISA MT	198.126,39	120.061.123,28	83.440.929,56	0,00	36.620.193,72
ENERGISA RO	59.420,98	82.140.781,06	25.025.146,80	22.846,53	56.887.171,73
RORAIMA ENERGIA	1.494.507,82	1.487.228.845,10	629.411.969,25	0,00	857.816.875,85
ENERGISA TO	1.450,14	13.830.745,42	610.726,44	0,00	13.220.018,98
JEF	0,00	2.983.613.428,68	0,00	0,00	2.983.613.428,68
CEMAR	3.545,88	33.816.671,73	1.493.347,32	0,00	32.323.324,41
VIBRA ENERGIA	0,00	106.654.357,04	0,00	0,00	106.654.357,04
	4.778.744,300	11.050.203.928,09	2.012.568.161,74	15.846.281,41	9.021.789.484,94

36. Verifica-se que os custos projetados se concentram principalmente nos beneficiários Amazonas Energia, JEF, Celpa e Roraima Energia, que juntos representam a maior parcela dos reembolsos previstos para o exercício. Esse resultado reflete a relevância dos contratos associados ao suprimento térmico, ao consumo de gás natural e à operação dos sistemas isolados de maior porte.

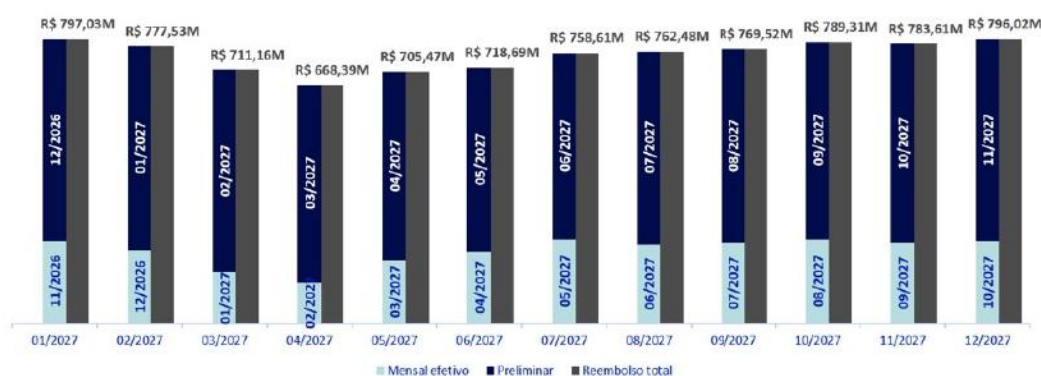
37. O gráfico a seguir apresenta a composição do Custo Total de Geração (CTG), destacando as diferentes rubricas de reembolso consideradas na elaboração do PAC CCC 2027, bem como os descontos regulatórios aplicados para apuração do reembolso final.



38. A composição dos custos demonstra a predominância das despesas associadas à contratação de energia e potência, ao fornecimento de gás natural e aos combustíveis utilizados na geração térmica dos Sistemas Isolados. Em contrapartida, os descontos regulatórios decorrentes da aplicação do ACR Médio e dos fatores de corte reduzem parcialmente os valores passíveis de reembolso, em conformidade com os critérios estabelecidos pela regulação vigente.

39. Ressalta-se que os valores apresentados neste Plano correspondem às competências de geração projetadas para o período de janeiro a dezembro de 2027. Entretanto, em função dos mecanismos de apuração e liquidação da CCC, os desembolsos financeiros ocorrem em períodos subsequentes, observando a sistemática de reembolso preliminar e de reembolso mensal prevista na regulamentação aplicável.

40. A figura a seguir ilustra a dinâmica temporal entre a ocorrência dos custos de geração, sua apuração regulatória e os respectivos desembolsos financeiros realizados pela CCC.



41. Em razão dessa defasagem operacional, o fluxo financeiro da CCC não coincide integralmente com o período de competência dos custos de geração. Dessa forma, os desembolsos previstos para o exercício de 2027 contemplam parcialmente custos incorridos em períodos anteriores, assim como parcela dos custos gerados em 2027 será liquidada apenas no exercício subsequente.

42. Considerando a sistemática de desembolso da CCC, estima-se para o exercício de 2027 um fluxo financeiro de aproximadamente R\$ 9,038 bilhões, correspondente principalmente aos custos de geração apurados entre novembro de 2026 e novembro de 2027.

43. Para melhor compreensão da composição do Custo Total de Geração projetado para 2027, as subseções seguintes apresentam o detalhamento dos custos por natureza de despesa. A segregação das rubricas permite identificar os principais direcionadores do orçamento da CCC e avaliar a participação relativa de cada componente na formação do reembolso final.

44. A seguir, os custos totais de geração, que compõe o reembolso, são detalhados por cada tipo de custo.

Custo de frete

45. Os custos de frete compreendem as despesas associadas ao transporte dos combustíveis utilizados na geração de energia elétrica nas localidades beneficiárias da CCC. Em razão das características geográficas dos Sistemas Isolados, especialmente na Região Norte, a logística de abastecimento representa parcela relevante do custo total de operação de determinados empreendimentos.

BENEFICIÁRIO	USINA	Combustível (L)	Custo Líquido (R\$)	Custo tributos (R\$)	Custo total (R\$)
CELPE	TUBARÃO	10.977.454,69	61.472.556,01	0,00	61.472.556,01
RORAIMA ENERGIA	COM. IND. ÁGUA FRIA	60.702,72	140.087,57	13.517,23	153.604,79
RORAIMA ENERGIA	COM. IND. CAJU	6.428,29	555,95	53,65	609,60
RORAIMA ENERGIA	COM. IND. CARAPARÚ IV	1.960,88	555,95	53,64	609,60
RORAIMA ENERGIA	COM. IND. FELIZ ENCONTRO	41.505,85	61.715,40	5.955,00	67.670,40
RORAIMA ENERGIA	COM. IND. MUTUM	18.174,80	11.119,11	1.072,89	12.192,00
RORAIMA ENERGIA	COM. IND. PERDIZ	3.608,39	6.337,89	611,55	6.949,44
RORAIMA ENERGIA	COM. IND. SABIÁ	3.471,69	1.028,74	99,26	1.128,00
RORAIMA ENERGIA	COM. IND. SANTA ROSA	8.567,39	37.798,39	3.647,21	41.445,60
RORAIMA ENERGIA	COM. IND. SURUMU	985.276,98	350.192,64	33.790,99	383.983,23
RORAIMA ENERGIA	COM. INDÍGENA ENTRONCAMENTO	10.036,90	34.462,66	3.325,35	37.788,00
RORAIMA ENERGIA	VILA CACHOEIRINHA	29.272,72	91.874,89	8.865,12	100.740,00
RORAIMA ENERGIA	VILA CAICUBI	121.796,76	146.999,80	14.184,18	161.183,99
RORAIMA ENERGIA	VILA ITAQUERA	248,34	55.124,93	5.319,07	60.444,00

RORAIMA ENERGIA	VILA LAGO GRANDE	83.266	55.124,93	5.319,07	60.444,00
RORAIMA ENERGIA	VILA REMANSO	1.500,83	55.124,93	5.319,07	60.444,00
RORAIMA ENERGIA	VILA S. F. DO BAIXO RIO BRANCO	5.150,94	18.374,98	1.773,02	20.148,00
RORAIMA ENERGIA	VILA SACAÍ	60.174,78	146.999,81	14.184,19	161.183,99
RORAIMA ENERGIA	VILA SANTA MARIA DO BOIAÇÚ	310.368,89	551.249,25	53.190,70	604.439,95
RORAIMA ENERGIA	VILA SANTA MARIA DO XERUINI	5.390,13	73.499,90	7.092,10	80.592,00
RORAIMA ENERGIA	VILA SANTA MARIA VELHA	934,90	18.374,98	1.773,02	20.148,00
RORAIMA ENERGIA	VILA TERRA PRETA	14.201,85	73.499,91	7.092,09	80.592,00
RORAIMA ENERGIA	VILA XIXUAÚ	1.238,25	25.724,97	2.482,23	28.207,20

BENEFICIÁRIO	Combustível (L)	Custo Líquido (R\$)	Custo tributos (R\$)	Custo total (R\$)
CELPE	10.977.454,69	61.472.556,01	0	61.472.556,01
RORAIMA ENERGIA	1.690.844,939	1.955.827,557	188.720,25	2.144.547,81
TOTAL				63.617.103,82

46. Observa-se que a maior parcela dos custos de frete está concentrada nas localidades que dependem de extensas cadeias logísticas fluviais ou multimodais para o suprimento de combustíveis. Embora sua participação seja inferior aos custos diretos de geração e contratação de energia, essas despesas permanecem essenciais para garantir a continuidade do abastecimento energético dos Sistemas Isolados.

Custo de Óleo Diesel

47. Os custos associados ao óleo diesel referem-se ao consumo de combustível necessário para a operação das unidades de geração térmica próprias. As estimativas foram elaboradas a partir dos consumos previstos e dos preços de referência adotados para o exercício de 2027.

BENEFICIÁRIO	USINA	Combustível (L)	Custo Líquido (R\$)	Custo tributos (R\$)	Custo total (R\$)
AMAZONAS ENERGIA	CAMARUÁ	601.476,54	3.124.740,95	897.092,04	4.021.832,99
AMAZONAS ENERGIA	RIO PRETO DA EVA	20.472.604,72	106.409.150,68	30.534.541,91	136.943.692,59
CELPE	TUBARÃO	10.977.454,69	45.929.844,48	13.037.714,36	58.967.558,84
RORAIMA ENERGIA	COM. IND. ÁGUA FRIA	60.702,72	316.116,70	90.537,08	406.653,78
RORAIMA ENERGIA	COM. IND. CAJU	6.428,29	33.470,65	9.587,69	43.058,34
RORAIMA ENERGIA	COM. IND. CARAPARÚ IV	1.960,88	10.198,61	2.924,62	13.123,23
RORAIMA ENERGIA	COM. IND. FELIZ ENCONTRO	41.505,85	216.441,95	61.905,26	278.347,21
RORAIMA ENERGIA	COM. IND. MUTUM	18.174,80	94.581,72	27.107,40	121.689,12
RORAIMA ENERGIA	COM. IND. PERDIZ	3.608,39	18.768,76	5.381,85	24.150,61
RORAIMA ENERGIA	COM. IND. SABIÁ	3.471,69	18.078,06	5.177,97	23.256,03
RORAIMA ENERGIA	COM. IND. SANTA ROSA	8.567,39	44.734,48	12.778,12	57.512,60
RORAIMA ENERGIA	COM. IND. SURUMÚ	985.276,98	5.129.892,43	1.469.523,87	6.599.416,30
RORAIMA ENERGIA	COM. INDÍGENA ENTRONCAMENTO	10.036,90	52.297,79	14.969,87	67.267,66
RORAIMA ENERGIA	VILA CACHOEIRINHA	29.272,72	152.151,40	43.659,77	195.811,17
RORAIMA ENERGIA	VILA CAICUBI	121.796,76	634.447,43	181.657,79	816.105,22
RORAIMA ENERGIA	VILA ITAQUERA	248,34	1.293,48	370,40	1.663,88
RORAIMA ENERGIA	VILA LAGO GRANDE	83.266	4.373,29	1.241,90	5.615,19
RORAIMA ENERGIA	VILA REMANSO	1.500,83	7.818,11	2.238,45	10.056,56
RORAIMA ENERGIA	VILA S. F. DO BAIXO RIO BRANCO	5.150,94	26.761,16	7.682,53	34.443,69
RORAIMA ENERGIA	VILA SACAÍ	60.174,78	313.110,23	89.749,67	402.859,90
RORAIMA ENERGIA	VILA SANTA MARIA DO BOIAÇÚ	310.368,89	1.616.922,19	462.909,92	2.079.832,11
RORAIMA ENERGIA	VILA SANTA MARIA DO XERUINI	5.390,13	28.069,62	8.039,29	36.108,91
RORAIMA ENERGIA	VILA SANTA MARIA VELHA	934,90	4.870,25	1.394,38	6.264,63
RORAIMA ENERGIA	VILA TERRA PRETA	14.201,85	73.334,42	21.181,82	94.516,24
RORAIMA ENERGIA	VILA XIXUAÚ	1.238,25	6.448,29	1.846,82	8.295,11
VIBRA ENERGIA	UTE ALCOA BENEFICIAMENTO	13.531.079,00	69.544.903,61	20.181.374,30	89.726.277,91
VIBRA ENERGIA	UTE ALCOA PORTO	2.553.226,00	13.119.985,96	3.808.093,18	16.928.079,13

BENEFICIÁRIO	Combustível (L)	Custo Líquido (R\$)	Custo tributos (R\$)	Custo total (R\$)
AMAZONAS ENERGIA	21.074.081,26	109.533.891,63	31.431.633,94	140.965.525,57
CELPE	10.977.454,69	45.929.844,48	13.037.714,36	58.967.558,84
RORAIMA ENERGIA	1.690.844,94	8.804.181,03	2.521.866,48	11.326.047,51
VIBRA ENERGIA	16.084.305,00	82.664.889,57	23.989.467,48	106.654.357,05
TOTAL				317.913.488,97

48. O óleo diesel permanece como um dos principais insumos utilizados nos Sistemas Isolados, especialmente em localidades de menor porte ou com restrições logísticas para utilização de combustíveis alternativos.

Custo de Gás Natural

BENEFICIÁRIO	USINA	Combustível (m³)	Custo Líquido (R\$)	Custo tributos (R\$)	Custo total (R\$)
JEF	APARECIDA	298.097.987,55	373.972.693,05	74.794.553,64	448.767.246,69
JEF	JARAQUI	153.601.880,68	192.698.002,13	38.539.608,17	231.237.610,30
JEF	MAUA 3	933.797.190,57	1.171.475.848,61	234.295.216,80	1.405.771.065,40
JEF	PIRARUCU	148.130.304,58	185.833.765,14	37.166.760,49	223.000.525,63
JEF	PORAQUE	122.023.459,40	153.081.945,85	30.616.395,32	183.698.341,18
JEF	TAMBAQUI	186.109.640,80	233.479.984,76	46.696.006,34	280.175.991,09
JEF	TUCUNARE	140.133.983,55	175.802.201,09	35.160.447,28	210.962.648,37

TOTAL	2.983.613,428,66
-------	------------------

49. O gás natural representa uma das principais parcelas individuais do orçamento da CCC em 2027. Os custos estão concentrados nos contratos associados ao suprimento das usinas termelétricas do Amazonas, em especial aquelas vinculadas ao contrato de geração da UTE Mauá 3 e aos empreendimentos de Energia de Reserva. Em função dos volumes contratados e das obrigações associadas ao fornecimento e transporte do combustível, essa rubrica exerce influência significativa sobre o resultado global do PAC.

Custo de Geração Própria

BENEFICIÁRIO	USINA	Energia (MWh)	Custo Líquido (R\$)	Custo tributos (R\$)	Custo total (R\$)
AMAZONAS ENERGIA	CAMARUÁ	1.828,20	1.944.110,34	0,00	1.944.110,34
AMAZONAS ENERGIA	RIO PRETO DA EVA	72.341,36	34.491.466,72	0,00	34.491.466,72
CELPE	TUBARÃO	38.789,59	14.588.031,05	0,00	14.588.031,05
RORAIMA ENERGIA	COM. IND. ÁGUA FRIA	173,93	138.550,19	0,00	138.550,19
RORAIMA ENERGIA	COM. IND. CAJU	15,91	12.603,48	0,00	12.603,48
RORAIMA ENERGIA	COM. IND. CARAPARUÍV	4,85	3.844,22	0,00	3.844,22
RORAIMA ENERGIA	COM. IND. FELIZ ENCONTRO	118,93	94.667,37	0,00	94.667,37
RORAIMA ENERGIA	COM. IND. MUTUM	44,99	35.647,82	0,00	35.647,82
RORAIMA ENERGIA	COM. IND. PERDIZ	8,93	7.080,07	0,00	7.080,07
RORAIMA ENERGIA	COM. IND. SABIÁ	8,59	6.807,51	0,00	6.807,51
RORAIMA ENERGIA	COM. IND. SANTA ROSA	21,21	16.826,77	0,00	16.826,77
RORAIMA ENERGIA	COM. IND. SURUMÚ	2.994,76	2.384.908,72	0,00	2.384.908,72
RORAIMA ENERGIA	COM. INDÍGENA ENTRONCAMENTO	24,84	19.697,18	0,00	19.697,18
RORAIMA ENERGIA	VILA CACHOEIRINHA	83,88	66.770,74	0,00	66.770,74
RORAIMA ENERGIA	VILA CAICUBI	348,99	277.949,03	0,00	277.949,03
RORAIMA ENERGIA	VILA ITAQUERA	0,61	487,13	0,00	487,13
RORAIMA ENERGIA	VILA LAGO GRANDE	2,06	1.624,01	0,00	1.624,01
RORAIMA ENERGIA	VILA REMANSO	3,71	2.943,39	0,00	2.943,39
RORAIMA ENERGIA	VILA S. F. DO BAIXO RIO BRANCO	12,75	10.102,34	0,00	10.102,34
RORAIMA ENERGIA	VILA SACÁI	148,95	117.811,43	0,00	117.811,43
RORAIMA ENERGIA	VILA SANTA MARIA DO BOIAÇU	943,37	751.149,85	0,00	751.149,85
RORAIMA ENERGIA	VILA SANTA MARIA DO XERUINI	13,34	10.574,43	0,00	10.574,43
RORAIMA ENERGIA	VILA SANTA MARIA VELHA	2,31	1.834,58	0,00	1.834,58
RORAIMA ENERGIA	VILA TERRA PRETA	35,15	27.913,73	0,00	27.913,73
RORAIMA ENERGIA	VILA XIXUAÚ	3,06	2.429,20	0,00	2.429,20

BENEFICIÁRIO	Energia (MWh)	Custo Líquido (R\$)	Custo tributos (R\$)	Custo total (R\$)
AMAZONAS ENERGIA	74.169,56	36.435.577,06	0,00	36.435.577,06
CELPE	38.789,59	14.588.031,05	0,00	14.588.031,05
RORAIMA ENERGIA	5.015,15	3.992.223,21	0,00	3.992.223,21
TOTAL				55.015.831,32

Custo de MIGDI

BENEFICIÁRIO	USINA	Energia (MWh)	Custo líquido (R\$)	Custo tributos (R\$)	Custo total (R\$)
ENERGISA AC	UFV VILA RESTAURAÇÃO	332,93	3.174.644,66	0,00	3.174.644,66
RORAIMA ENERGIA	UFV LAGO GRANDE USINA 1	22,75	216.941,10	0,00	216.941,10
RORAIMA ENERGIA	UFV LAGO GRANDE USINA 2	22,75	216.941,10	0,00	216.941,10
RORAIMA ENERGIA	UFV REMANSO USINA 1	32,26	307.622,17	0,00	307.622,17
RORAIMA ENERGIA	UFV REMANSO USINA 2	32,26	307.622,17	0,00	307.622,17
RORAIMA ENERGIA	UFV TERRA PRETA USINA 1	24,75	236.009,29	0,00	236.009,29
RORAIMA ENERGIA	UFV TERRA PRETA USINA 2	24,75	236.009,29	0,00	236.009,29
RORAIMA ENERGIA	UFV TERRA PRETA USINA 3	24,75	236.009,29	0,00	236.009,29
RORAIMA ENERGIA	UFV VILA ITAQUERA USINA 1	29,32	279.706,36	0,00	279.706,36
RORAIMA ENERGIA	UFV VILA ITAQUERA USINA 2	29,32	279.706,36	0,00	279.706,36
RORAIMA ENERGIA	UFV VILA XIXUAÚ USINA 1	20,58	196.372,96	0,00	196.372,96
RORAIMA ENERGIA	CACHOEIRINHA P01	27,95	266.557,79	0,00	266.557,79
RORAIMA ENERGIA	CACHOEIRINHA P02	27,95	266.557,79	0,00	266.557,79
RORAIMA ENERGIA	CACHOEIRINHA P03	27,95	266.557,79	0,00	266.557,79
RORAIMA ENERGIA	CACHOEIRINHA P04	27,95	266.557,79	0,00	266.557,79
RORAIMA ENERGIA	CACHOEIRINHA P05	27,95	266.557,79	0,00	266.557,79
RORAIMA ENERGIA	SACÁI P01	15,25	145.923,22	0,00	145.923,22
RORAIMA ENERGIA	SACÁI P02	15,25	145.923,22	0,00	145.923,22
RORAIMA ENERGIA	SACÁI P03	15,25	145.923,22	0,00	145.923,22
RORAIMA ENERGIA	SACÁI P04	15,25	145.923,22	0,00	145.923,22
RORAIMA ENERGIA	SACÁI P05	15,25	145.923,22	0,00	145.923,22
RORAIMA ENERGIA	SANTA MARIA VELHA P0	32,45	309.702,48	0,00	309.702,48
RORAIMA ENERGIA	VILA SANTA MARIA DO XERUINI P01	34,17	326.013,52	0,00	326.013,52
RORAIMA ENERGIA	VILA SANTA MARIA DO XERUINI P02	34,17	326.013,52	0,00	326.013,52

BENEFICIÁRIO	Energia (MWh)	Custo líquido (R\$)	Custo tributos (R\$)	Custo total (R\$)
ENERGISA AC	33.293	3.174.644,66	0,00	3.174.644,66
RORAIMA ENERGIA	580,25	5.537.074,64	0,00	5.537.074,64
TOTAL				8.711.719,29

Custo de Contratação de Energia e Potência por CCESI

BENEFICIÁRIO	USINA	Energia (MWh)	Custo líquido (R\$)	Custo tributos (R\$)	Custo total (R\$)
AMAZONAS ENERGIA	AL TEROSA - CGA	2.483,24	5.068.882,94	4.89.102,74	5.557.985,68
AMAZONAS ENERGIA	ALVARÊS - CGA	16.797,32	31.638.185,89	3.052.807,41	34.690.993,30
AMAZONAS ENERGIA	AMATURA - CGA	9.897,41	21.006.019,33	2.026.896,60	23.032.915,94

AMAZONAS ENERGIA	BELÉM DO SOLIMÕES - CGA	3.369,30	7.629.795,57	736.208,34	8.366.003,91
AMAZONAS ENERGIA	BENJAMIN CONSTANT + ATALÁIA DO NORTE - CGA	51.092,94	97.356.711,02	9.394.068,61	106.750.779,62
AMAZONAS ENERGIA	BETÂNIA - CGA	2.309,54	6.119.742,02	590.501,42	6.710.243,44
AMAZONAS ENERGIA	CAIAMBÉ - CGA	3.480,96	9.438.645,13	910.746,46	10.349.391,60
AMAZONAS ENERGIA	CARAUARI - CGA	36.864,08	72.113.290,99	6.958.300,01	79.071.591,00
AMAZONAS ENERGIA	COARI - GÁS	144.185,95	122.083.477,65	11.779.984,69	133.863.462,34
AMAZONAS ENERGIA	EIRUNEPÉ - CGA	33.933,49	64.599.452,87	6.233.280,54	70.832.733,41
AMAZONAS ENERGIA	FEIJÓAL - CGA	2.557,90	7.104.410,00	685.513,25	7.789.923,25
AMAZONAS ENERGIA	FONTE BOA - CGA	36.380,72	63.695.936,26	6.146.099,11	69.842.035,37
AMAZONAS ENERGIA	HUMAITA - VPTM	124.703,13	215.605.253,83	20.804.015,72	236.409.269,55
AMAZONAS ENERGIA	IPIRANGA - CGA	475,16	4.182.586,07	403.582,87	4.586.168,94
AMAZONAS ENERGIA	ITAMARATI - CGA	10.628,20	21.890.218,52	2.112.214,07	24.002.432,59
AMAZONAS ENERGIA	JAPURÁ - CGA	802,75	4.637.859,18	447.512,73	5.085.371,91
AMAZONAS ENERGIA	JURUÁ - CGA	10.077,50	20.294.273,14	1.958.219,34	22.252.492,48
AMAZONAS ENERGIA	JUTÁI - CGA	33.254,57	60.239.672,43	5.812.599,97	66.052.272,41
AMAZONAS ENERGIA	LIMOIEIRO - CGA	14.327,34	29.427.511,72	2.839.496,75	32.267.008,47
AMAZONAS ENERGIA	MARAA - CGA	16.031,45	31.020.433,02	2.993.199,68	34.013.632,69
AMAZONAS ENERGIA	MURITUBA - CGA	835,25	4.673.195,69	450.922,39	5.124.118,08
AMAZONAS ENERGIA	SANTO ANTÔNIO DO IÇÁ - CGA	27.237,65	49.573.161,69	4.783.375,25	54.356.536,94
AMAZONAS ENERGIA	SÃO PAULO DE OLIVENÇA - CGA	20.703,84	39.547.836,85	3.816.019,34	43.363.856,19
AMAZONAS ENERGIA	TABATINGA - CGA	98.711,72	185.588.574,54	17.907.669,47	203.496.244,01
AMAZONAS ENERGIA	TAMANQUÁ - CGA	1.361,67	5.544.056,19	534.952,79	6.079.008,98
AMAZONAS ENERGIA	TEFÉ - CGA	141.172,65	264.163.675,88	25.489.477,50	289.653.153,37
AMAZONAS ENERGIA	TONANTINS - CGA	17.081,49	34.452.709,69	3.324.384,27	37.777.093,96
AMAZONAS ENERGIA	UARINI - CGA	19.476,20	36.349.509,38	3.507.408,80	39.856.918,18
AMAZONAS ENERGIA	UTE APUÍ	33.365,26	55.686.114,04	5.373.221,53	61.059.335,56
AMAZONAS ENERGIA	UTE ARARAS - COE	1.208,28	2.218.294,77	214.045,99	2.432.340,76
AMAZONAS ENERGIA	UTE AUGUSTO MONTENEGRO - COE	1.578,61	3.074.641,45	296.675,93	3.371.317,38
AMAZONAS ENERGIA	UTE AUTAZES - VPTM	49.059,67	80.901.779,06	7.806.312,01	88.708.091,08
AMAZONAS ENERGIA	UTE AUXILIADORA	3.604,25	5.597.065,89	540.067,76	6.137.133,65
AMAZONAS ENERGIA	UTE AXINIM	3.536,51	5.383.545,08	519.464,88	5.903.009,96
AMAZONAS ENERGIA	UTE BARCELOS - COE	22.857,18	48.329.159,98	4.663.340,00	52.992.499,97
AMAZONAS ENERGIA	UTE BARREIRINHA - COE	31.060,37	56.861.570,13	5.486.642,73	62.348.212,86
AMAZONAS ENERGIA	UTE BBF ENVIRA	15.399,58	30.798.394,76	2.971.774,93	33.770.169,69
AMAZONAS ENERGIA	UTE BBF ESTIRÃO DO EQUADOR	578,75	4.344.951,93	419.249,75	4.764.201,68
AMAZONAS ENERGIA	UTE BBF IPIXUNA	17.103,71	33.087.943,48	3.192.696,30	36.280.639,78
AMAZONAS ENERGIA	UTE BBF PALMEIRAS DO JAVARI	471,65	4.178.448,87	403.183,66	4.581.632,54
AMAZONAS ENERGIA	UTE BERURI - COE	18.581,43	35.172.103,21	3.393.799,43	38.565.902,64
AMAZONAS ENERGIA	UTE BOA VISTA DO RAMOS + CAMETÁ - COE	22.795,69	40.864.269,29	3.943.043,53	44.807.312,82
AMAZONAS ENERGIA	UTE BOCA DO ACRE - COE	59.393,98	103.928.811,33	10.028.218,64	113.957.029,97
AMAZONAS ENERGIA	UTE BORBA - VPTM	39.037,36	68.963.117,91	6.654.335,94	75.617.453,84
AMAZONAS ENERGIA	UTE CABORÉ - COE	4.784,41	8.794.063,66	848.550,00	9.642.613,67
AMAZONAS ENERGIA	UTE CAMPINAS - COE	1.504,09	2.834.964,68	273.549,22	3.108.513,90
AMAZONAS ENERGIA	UTE CANUTAMA - COE	12.165,81	21.209.633,56	2.046.543,59	23.256.177,15
AMAZONAS ENERGIA	UTE CAREIRO DA VÁRZEA - COE	15.866,41	27.686.919,65	2.671.544,88	30.358.464,53
AMAZONAS ENERGIA	UTE CARVOEIRO - COE	208,55	422.085,78	40.727,58	462.813,36
AMAZONAS ENERGIA	UTE CASTANHO I - COE	91.426,00	145.946.793,82	14.082.585,37	160.029.379,19
AMAZONAS ENERGIA	UTE CAVIANA - COE	2.668,22	4.926.173,35	475.332,52	5.401.505,86
AMAZONAS ENERGIA	UTE CUCUI	751,81	1.823.707,98	175.971,82	1.999.679,80
AMAZONAS ENERGIA	UTE IAUARETE	1.248,44	2.849.654,50	274.966,66	3.124.621,17
AMAZONAS ENERGIA	UTE ITAPURU - COE	1.694,24	3.059.105,72	295.176,87	3.354.282,59
AMAZONAS ENERGIA	UTE LÁBREA - COE	61.842,76	108.468.653,35	10.466.273,57	118.934.926,92
AMAZONAS ENERGIA	UTE LINDÓIA - COE	6.554,21	12.580.172,28	1.213.876,27	13.794.048,55
AMAZONAS ENERGIA	UTE MANAQUIRI - COE	32.389,49	56.949.053,53	5.495.084,11	62.444.137,64
AMAZONAS ENERGIA	UTE MANICORÉ - POWERTECH	58.085,22	98.029.468,77	9.458.983,83	107.488.452,60
AMAZONAS ENERGIA	UTE MAUÉS - COE	75.946,09	162.551.947,16	15.684.837,01	178.236.784,16
AMAZONAS ENERGIA	UTE MOCAMBO - COE	2.460,90	5.401.143,80	521.163,00	5.922.306,79
AMAZONAS ENERGIA	UTE MOURA - COE	1.593,22	3.074.434,57	296.655,97	3.371.090,54
AMAZONAS ENERGIA	UTE NHAMUNDÁ - COE	22.602,51	42.087.878,08	4.061.111,04	46.148.989,13
AMAZONAS ENERGIA	UTE NOVA OLINDA DO NORTE - VPTM	44.368,90	75.794.168,61	7.313.472,41	83.107.641,02
AMAZONAS ENERGIA	UTE NOVO AIRÃO - COE	34.090,42	61.551.552,71	5.939.184,91	67.490.737,62
AMAZONAS ENERGIA	UTE NOVO ARIPUANA	31.882,22	53.722.281,17	5.183.728,88	58.906.010,06
AMAZONAS ENERGIA	UTE NOVO CÉU - COE	23.275,38	37.704.356,33	3.638.139,65	41.342.495,97
AMAZONAS ENERGIA	UTE NOVO REMANSO - COE	38.720,66	68.938.422,36	6.651.953,03	75.590.375,40
AMAZONAS ENERGIA	UTE PARAÚÁ - COE	3.663,65	5.772.773,94	557.022,05	6.329.795,98
AMAZONAS ENERGIA	UTE PAUÍNÍ - COE	14.317,36	25.087.465,78	2.420.720,38	27.508.186,16
AMAZONAS ENERGIA	UTE PEDRAS - COE	3.045,20	6.367.575,34	614.415,16	6.981.990,50
AMAZONAS ENERGIA	UTE SACAMBU - COE	1.796,78	3.304.016,69	318.808,63	3.622.825,32
AMAZONAS ENERGIA	UTE SANTA ISABEL DO RIO NEGRO - COE	13.848,22	25.496.502,07	2.460.188,80	27.956.690,86
AMAZONAS ENERGIA	UTE SANTA RITA DO WELL	4.734,34	9.447.328,83	911.584,36	10.358.913,19
AMAZONAS ENERGIA	UTE SANTANA DO UATUMÁ - COE	1.000,26	1.990.821,81	192.096,84	2.182.918,65
AMAZONAS ENERGIA	UTE SÃO GABRIEL DA CACHOEIRA - VPTM	58.169,31	99.258.743,10	9.577.598,02	108.836.341,11
AMAZONAS ENERGIA	UTE SÃO SEBASTIÃO DO UATUMÁ - COE	12.697,86	24.238.067,28	2.338.760,88	26.576.828,16
AMAZONAS ENERGIA	UTE SUCUNDURI	2.110,66	3.691.326,32	356.180,61	4.047.506,93
AMAZONAS ENERGIA	UTE TAPAUÁ - COE	22.273,63	38.905.628,37	3.754.051,86	42.659.680,23
AMAZONAS ENERGIA	UTE TUIUÉ - COE	3.617,00	6.602.487,03	637.082,08	7.239.569,11
AMAZONAS ENERGIA	UTE URUCARÁ - COE	24.177,48	46.185.645,18	4.456.509,62	50.642.154,80
AMAZONAS ENERGIA	UTE URUCURITUBA + ITAPEAÇÚ - COE	31.196,51	57.085.925,74	5.508.291,08	62.594.216,83
AMAZONAS ENERGIA	UTE VILA AMAZÔNIA + ZE AÇÚ - COE	12.513,73	24.205.870,18	2.335.654,14	26.541.524,32
AMAZONAS ENERGIA	UTE VILA DE BELO MONTE - COE	1.222,14	2.238.491,45	215.994,79	2.454.486,24
AMAZONAS ENERGIA	UTE VILA DE MATUPI	24.369,22	40.457.211,70	3.903.766,04	44.360.977,75
AMAZONAS ENERGIA	UTE VILA DE URUCURITUBA - COE	1.595,89	2.935.988,94	283.297,18	3.219.286,11

AMAZONAS ENERGIA	VILA BITENCOURT - CGA	753,95	3.440.996,32	332.025,96	3.773.022,28
CEA	UTE OIAPOQUE	65.998,83	155.412.419,84	14.995.935,25	170.408.355,08
CELPA	AFUA	24.036,89	50.453.384,55	0,00	50.453.384,55
CELPA	ANAJÁS	25.929,37	51.787.691,46	0,00	51.787.691,46
CELPA	FARO	10.287,60	22.993.752,21	0,00	22.993.752,21
CELPA	GURUPA	31.598,17	61.782.081,60	0,00	61.782.081,60
CELPA	JACAREACANGA	24.287,08	54.616.201,16	0,00	54.616.201,16
CELPA	MUANA	35.589,46	76.362.486,28	0,00	76.362.486,28
CELPA	SÃO SEBASTIÃO DA BOA VISTA	26.659,03	52.734.653,88	0,00	52.734.653,88
CELPA	TERRA SANTA	31.118,19	65.163.366,36	0,00	65.163.366,36
ENERGISA AC	UTE JORDÃO	4.344,18	23.746.963,20	2.291.373,64	26.038.336,84
ENERGISA AC	UTE MARECHAL THAUMATURGO	10.341,39	38.166.538,10	3.682.736,13	41.849.274,23
ENERGISA AC	UTE PORTO WALTER	9.021,09	31.601.049,32	3.049.224,06	34.650.273,38
ENERGISA AC	UTE SANTA ROSA DO PURUS	3.502,77	18.443.230,08	1.779.608,96	20.222.839,04
ENERGISA RO	BBF IZIDOLÂNDIA	1.226,85	2.076.810,86	200.394,03	2.277.204,89
ENERGISA RO	BBF URUCUMACUÃ	2.729,20	3.674.222,89	354.530,28	4.028.753,17
ENERGISA RO	UTE CALAMA - BBF RO	2.881,96	8.506.308,76	820.784,18	9.327.092,94
ENERGISA RO	UTE CONCEIÇÃO DA GALERA - BBF RO	126,90	390.665,48	37.695,79	428.361,27
ENERGISA RO	UTE DEMARCAÇÃO - BBF RO	329,92	963.306,91	92.941,02	1.056.147,93
ENERGISA RO	UTE MAÍCT - BBF RO	10,66	73.067,17	7.050,34	80.117,51
ENERGISA RO	UTE NAZARÉ - BBF RO	1.235,85	3.112.655,92	300.343,99	3.412.999,91
ENERGISA RO	UTE PEDRAS NEGRAS - BBF RO	288,16	796.753,52	76.879,73	873.633,25
ENERGISA RO	UTE ROLIM DE MOURA DO GUAPORÉ - BBF RO	1.242,62	3.326.752,81	321.002,46	3.647.755,27
ENERGISA RO	UTE SANTA CATARINA - BBF RO	350,60	975.414,00	94.118,89	1.069.532,89
ENERGISA RO	UTE SÃO CARLOS - BBF RO	2.464,47	7.931.614,46	765.331,22	8.696.945,68
ENERGISA RO	UTE SURPRESA - BBF RO	1.897,97	4.841.575,16	467.169,53	5.308.744,69
RORAIMA ENERGIA	BBF BALIZA	58.327,20	52.011.845,98	5.018.686,89	57.030.532,88
RORAIMA ENERGIA	BONFIM	86.383,20	76.456.380,41	7.377.370,04	83.833.750,45
RORAIMA ENERGIA	CANTA	86.383,20	76.456.380,41	7.377.370,04	83.833.750,45
RORAIMA ENERGIA	JAGUATIRI II	1.062.446,40	902.446.733,12	87.078.193,55	989.524.926,66
RORAIMA ENERGIA	M. CRISTO SUC	0,00	16.704.566,91	1.611.844,18	18.316.411,08
RORAIMA ENERGIA	PALMAPLAN 2	0,00	18.199.694,10	1.756.110,83	19.955.804,94
RORAIMA ENERGIA	PAU RAINHA	86.383,20	73.185.735,74	7.061.781,52	80.247.517,26
RORAIMA ENERGIA	SANTA LUZ	86.383,20	73.185.735,74	7.061.781,52	80.247.517,26
RORAIMA ENERGIA	UTX AMAJARI	0,00	2.687.899,81	259.358,75	2.947.258,56
RORAIMA ENERGIA	UTX PACARAIMA	16.228,75	23.268.129,14	2.245.170,36	25.513.299,50
RORAIMA ENERGIA	UTX UIRAMUTÃ	4.801,79	7.053.532,99	680.604,06	7.734.137,05

BENEFICIÁRIO	Energia (MWh)	Custo líquido (R\$)	Custo tributos (R\$)	Custo total (R\$)
AMAZONAS ENERGIA	2.003.098,87	3.527.554.790,18	340.378.093,79	3.867.932.883,97
CEA	65.998,83	155.412.419,84	14.995.935,25	170.408.355,08
CELPA	209.505,79	435.893.617,50	0,00	435.893.617,50
ENERGISA AC	27.209,43	111.957.770,71	10.802.942,79	122.760.713,49
ENERGISA RO	14.785,16	36.669.047,94	3.538.241,47	40.207.289,40
RORAIMA ENERGIA	1.487.336,94	1.321.656.634,36	127.528.271,74	1.449.184.906,10
TOTAL				6.086.387.765,55

50. Os contratos CCESI representam a principal rubrica de custos da CCC em 2027, respondendo por aproximadamente dois terços do custo total projetado. A predominância dessa modalidade decorre da ampla utilização de contratos de suprimento celebrados nos leilões dos Sistemas Isolados, que atualmente constituem o principal mecanismo de atendimento energético das localidades beneficiárias.

Custo de Contratação de Energia e Potência por CCVEE

BENEFICIÁRIO	USINA	Energia (MWh)	Custo líquido (R\$)	Custo tributos (R\$)	Custo total (R\$)
AMAZONAS ENERGIA	ANAMÁ - GÁS	13.665,59	17.963.044,58	17.963.044,58	19.696.320,82
AMAZONAS ENERGIA	ANORI - GÁS	23.334,54	29.626.224,39	29.626.224,39	32.484.895,17
AMAZONAS ENERGIA	BALBINA	187.758,57	83.885.877,58	83.885.877,58	91.980.128,93
AMAZONAS ENERGIA	CAAPIRANGA - GÁS	13.440,08	17.148.869,03	17.148.869,03	18.803.584,46
AMAZONAS ENERGIA	CODAJÁS - GÁS	36.024,48	46.620.687,87	46.620.687,87	51.119.175,30
CELPA	PCH SALTO BURITI	63.801,69	26.883.700,41	26.883.700,41	26.883.700,41
CELPA	PCH SALTO CURUÁ	159.942,27	67.309.695,68	67.309.695,68	67.309.695,68
ENERGISA MT	CGH MARGARIDA	4.871,49	2.137.458,73	2.137.458,73	2.343.704,75
ENERGISA MT	CGH MASUTTI	3.166,40	1.387.631,72	1.387.631,72	1.521.526,01
ENERGISA MT	PCH FAXINAL II	80.475,93	27.991.718,15	27.991.718,15	30.692.673,41
ENERGISA MT	PCH RIO PRATA	12.740,53	5.580.282,16	5.580.282,16	6.118.730,43
ENERGISA MT	PCH SANTA LÚCIA	27.586,90	12.428.230,53	12.428.230,53	13.627.445,76
ENERGISA MT	PCH SANTA LÚCIA II	57.987,40	24.262.441,68	24.262.441,68	26.603.554,47
ENERGISA MT	UHE ARIQUANÁ	7.891,77	6.043.739,86	6.043.739,86	6.626.907,74
ENERGISA RO	PCH CASCATA CHUPINGUAIA	41.960,00	14.976.114,83	14.976.114,83	16.421.178,54

BENEFICIÁRIO	Energia (MWh)	Custo líquido (R\$)	Custo tributos (R\$)	Custo total (R\$)
AMAZONAS ENERGIA	274.223,26	195.244.703,46	195.244.703,46	214.084.104,67
CELPA	223.743,96	94.193.396,08	94.193.396,08	94.193.396,08
ENERGISA MT	194.720,41	79.831.502,83	79.831.502,83	87.534.542,58
ENERGISA RO	41.960,00	14.976.114,83	14.976.114,83	16.421.178,54
TOTAL				412.233.221,87

51. Os contratos CCVEE apresentam participação significativamente inferior à observada para os contratos CCESI, sendo compostos majoritariamente por empreendimentos hidrelétricos e usinas a gás natural. Apesar da menor representatividade financeira, esses contratos continuam desempenhando papel relevante na diversificação das fontes de suprimento consideradas no orçamento da CCC.

CTG por Beneficiários

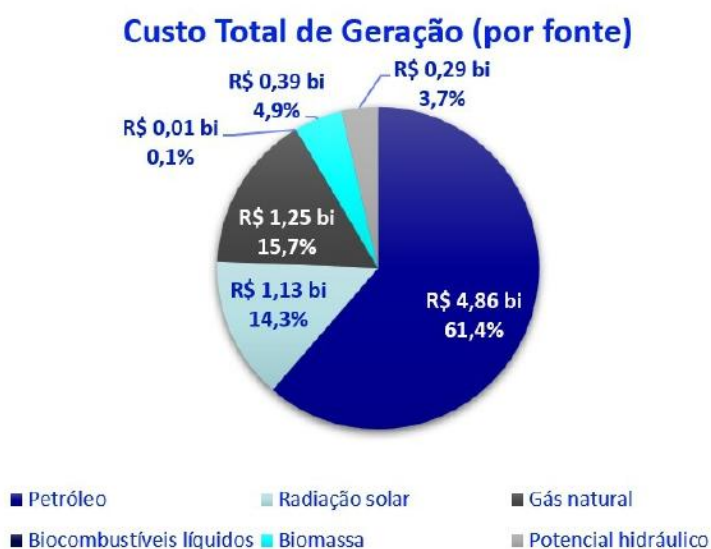
BENEFICIÁRIO	Geração (MWh)	CBS não recuperado (R\$)	ICMS não recuperado (R\$)	Tributos não recuperado (R\$)	Custo líquido (R\$)	Custo total (R\$)	Desconto ACRméd (R\$)	Desconto Fator de Corte (R\$)	Reembolso (R\$)
AMAZONAS ENERGIA	2.361.133,85	365.619.843,04	25.029.285,91	390.649.128,94	3.960.864.349,96	4.351.513.478,91	994.391.521,29	0,00	3.357.121.957,62
CELPE	38.789,59	0,00	13.037.714,36	13.037.714,36	121.990.431,54	135.028.145,90	16.336.236,89	3.204.681,54	115.487.227,47
CELPA	508.574,18	0,00	0,00	0,00	1.248.614.125,99	1.248.614.125,99	214.186.013,83	12.413.137,34	1.022.014.974,80
RORAIMA ENERGIA	1.494.507,82	128.230.674,06	2.008.184,41	130.238.858,47	1.356.989.986,62	1.487.228.845,09	629.411.969,25	0,00	857.816.875,85
ENERGISA AC	39.551,59	10.802.942,79	0,00	10.802.942,79	229.719.872,79	240.522.815,58	16.657.153,11	0,00	223.865.662,48
VIBRA ENERGIA	0,00	4.886.444,03	19.103.023,45	23.989.467,48	82.664.889,57	106.654.357,05	0,00	0,00	106.654.357,04
CEA	73.643,87	14.995.935,25	0,00	14.995.935,25	232.183.474,17	247.179.409,42	31.015.117,25	0,00	216.164.292,16
JEF	0,00	0,00	497.268.988,03	497.268.988,03	2.486.344.440,63	2.983.613.428,66	0,00	0,00	2.983.613.428,68
ENERGISA MT	198.126,39	7.703.039,75	0,00	7.703.039,75	112.358.083,53	120.061.123,27	83.440.929,56	0,00	36.620.193,72
ENERGISA RO	59.420,98	4.983.305,18	0,00	4.983.305,18	77.157.475,87	82.140.781,05	25.025.146,80	228.462,53	56.887.171,73
CEMAR	3.545,88	0,00	0,00	0,00	33.816.671,73	33.816.671,73	1.493.347,32	0,00	32.323.324,41
ENERGISA TO	1.450,14	0,00	0,00	0,00	13.830.745,41	13.830.745,41	610.726,44	0,00	13.220.018,98

52. A distribuição dos custos por beneficiário evidencia elevada concentração dos recursos em poucos agentes. Amazonas Energia, JEF e Roraima Energia representam conjuntamente a maior parcela dos valores projetados para reembolso em 2027, refletindo a dimensão de suas operações, o volume de energia atendida e a expressiva participação de combustíveis fósseis e contratos de grande porte em suas estruturas de custo. Essa concentração reforça a relevância dessas concessões para a evolução futura dos dispêndios da Conta de Consumo de Combustíveis.

III.1.1 REEMBOLSO MENSAL DA CCC POR TIPO DE FONTE DE GERAÇÃO

53. A análise do reembolso mensal por tipo de fonte demonstra que os custos associados ao óleo diesel e ao gás natural representam a parcela mais significativa dos recursos previstos para 2027.

54. Observa-se que as fontes movidas a combustíveis fósseis permanecem como os principais componentes do orçamento da CCC, refletindo a estrutura de atendimento atualmente existente nos Sistemas Isolados, onde requisitos de confiabilidade e disponibilidade energética ainda demandam elevada participação de geração despachável.



55. A participação predominante do gás natural decorre, principalmente, dos contratos associados ao atendimento do estado do Amazonas, especialmente aqueles vinculados à UTE Mauá 3 e aos empreendimentos contratados para fornecimento de Energia de Reserva. Em razão dos elevados volumes contratados e da estrutura de custos associada ao combustível, essa fonte constitui uma das principais parcelas dos reembolsos previstos pela CCC.

56. O óleo diesel, por sua vez, permanece como o principal combustível utilizado nas localidades isoladas de menor porte e naquelas que apresentam limitações de infraestrutura para utilização de alternativas energéticas. Dessa forma, as projeções de reembolso associadas a essa fonte permanecem fortemente influenciadas pelo comportamento dos preços do combustível e pelos custos logísticos de transporte e abastecimento.

57. As fontes renováveis, como os empreendimentos fotovoltaicos, de biomassa e de biocombustíveis, apresentam participação crescente nos custos elegíveis ao reembolso. Embora sua representatividade financeira ainda seja inferior à observada para as fontes fósseis, tais empreendimentos desempenham papel relevante na diversificação da matriz energética dos Sistemas Isolados, contribuindo para a redução gradual da dependência de combustíveis convencionais.

58. A distribuição mensal dos reembolsos apresenta relativa estabilidade ao longo do exercício, sem concentrações expressivas em períodos específicos. Esse comportamento reflete o perfil contínuo de atendimento da carga dos Sistemas Isolados e a natureza dos contratos atualmente vigentes, cujas obrigações de suprimento e disponibilidade permanecem distribuídas de forma homogênea ao longo do ano.

59. Assim, a composição projetada dos reembolsos evidencia que a evolução dos custos da CCC permanece fortemente condicionada às despesas relacionadas ao suprimento térmico e ao consumo de combustíveis, especialmente gás natural e óleo diesel, os quais continuam sendo os principais direcionadores econômicos do Plano Anual de Custos para 2027.

60. O preço unitário médio de geração apresenta diferenças significativas entre as fontes consideradas no PAC CCC 2027. Observa-se que os empreendimentos de geração solar apresentam o maior custo médio projetado, alcançando aproximadamente R\$ 9.540,45/MWh, valor substancialmente superior às demais tecnologias contempladas no orçamento.



61. O elevado custo unitário observado para a geração fotovoltaica está relacionado, principalmente, aos valores regulatórios de referência utilizados para o reembolso dos sistemas SIGFI e MIGDI, conforme estabelecido pela Resolução Normativa nº 1.016/2022. Apesar da revisão regulatória ocorrida em dezembro de 2025 ter reduzido esses valores de referência, o custo médio associado a essa modalidade permanece relevante quando comparado às demais fontes, refletindo as características de atendimento descentralizado, a baixa escala individual das instalações e os custos de operação e manutenção em localidades remotas dos Sistemas Isolados.

62. Entre as fontes térmicas, o petróleo apresenta o maior custo unitário médio, com aproximadamente R\$ 2.102,90/MWh, refletindo tanto os custos de combustível quanto as despesas logísticas necessárias para o abastecimento de localidades de difícil acesso. Os biocombustíveis líquidos apresentam custo médio de R\$ 1.594,83/MWh, enquanto o gás natural registra custo médio de R\$ 963,18/MWh.

63. Destaca-se que a geração a gás natural apresenta custo unitário inferior ao das demais fontes térmicas baseadas em combustíveis líquidos, o que favorece sua competitividade no atendimento de cargas de maior porte. Contudo, quando comparada a empreendimentos mais recentemente contratados para os Sistemas Isolados, como a UTE Jaguatirica, resultante do Leilão CCESI de 2019, observa-se que os custos médios da geração a gás natural associada às usinas do Amazonas ainda permanecem relativamente elevados.

64. Tal diferença decorre, em grande medida, da composição do contrato de fornecimento de gás natural vigente, especialmente em razão da relevante participação da parcela de transporte na formação do preço final do combustível. Em virtude do elevado volume de energia atendido por essas usinas, os custos totais associados ao gás natural continuam figurando entre os principais componentes do orçamento da CCC para 2027.

65. Por sua vez, a biomassa apresenta custo unitário médio de R\$ 953,80/MWh, próximo ao observado para o gás natural, enquanto os empreendimentos de potencial hidráulico registram o menor custo médio dentre as fontes analisadas, de aproximadamente R\$ 447,60/MWh, evidenciando a elevada competitividade dessa tecnologia quando disponível para aproveitamento energético.

66. De modo geral, os dados evidenciam que a composição dos custos da CCC é influenciada não apenas pelo volume de energia gerado por cada fonte, mas também pelas particularidades operacionais, logísticas e tecnológicas de cada empreendimento beneficiário. Nesse contexto, fontes com menor participação na geração de energia podem apresentar custos unitários significativamente superiores à média observada no sistema, em razão de suas especificidades de atendimento e das condições locais de operação.

III.1.2 ANÁLISE DE VARIAÇÃO PAC 2026 E PAC 2027

67. A comparação entre os Planos Anuais de Custos de 2026 e 2027 indica aumento de aproximadamente R\$ 149,30 milhões no reembolso anual previsto da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), correspondente a uma variação de 1,7% em relação ao exercício anterior.

2026	2027
CTG: R\$ 10,92 bilhões	CTG: R\$ 11,05 bilhões
Desconto ACR Médio (R\$ 343,05/MWh): -R\$ 2,03 bilhões	Desconto ACR Médio (R\$ 421,15/MWh): -R\$ 2,01 bilhões
Desconto Fator de Corte: -R\$ 0,02 bilhões	Desconto Fator de Corte: -R\$ 0,02 bilhões
Reembolso Anual: R\$ 8,87 bilhões	Reembolso Anual: R\$ 9,02 bilhões
Variação entre previsões: R\$ 149,30 milhões	

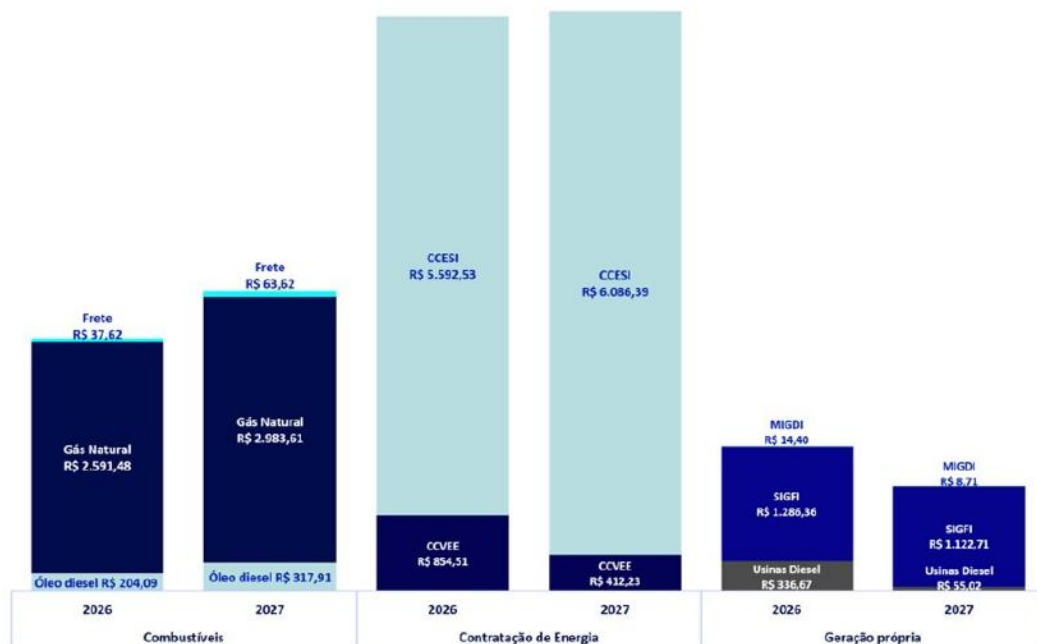
68. Apesar das variações observadas em determinadas rubricas de custo, o orçamento global da CCC apresenta relativa estabilidade entre os dois exercícios. O aumento projetado decorre, principalmente, da atualização dos preços dos combustíveis e dos reajustes contratuais previstos para os empreendimentos beneficiários da Conta, efeitos parcialmente compensados por reduções associadas à geração própria, à locação de usinas e à continuidade do processo de integração de localidades anteriormente atendidas por Sistemas Isolados.

69. Observa-se que o Custo Total de Geração (CTG) projetado para 2027 atingiu R\$ 11,05 bilhões, representando crescimento de aproximadamente 1,2% em relação ao orçamento de 2026. Por outro lado, os descontos regulatórios apresentaram comportamento relativamente estável, contribuindo para que a variação do reembolso final permanecesse limitada.

70. Em relação ao desconto associado ao ACR Médio, verifica-se que, embora o valor de referência utilizado na apuração tenha aumentado de R\$ 343,05/MWh (valor utilizado em outubro/2026, antes do valor final homologado) para R\$ 421,15/MWh, o impacto financeiro dessa elevação foi substancialmente mitigado pela redução de aproximadamente 19,1% da energia sujeita ao desconto. Como resultado, a diferença observada entre os montantes descontados nos dois exercícios permaneceu pouco significativa.

71. A redução da energia passível de aplicação do desconto está relacionada, principalmente, à evolução das condições operativas do sistema de Boa Vista (RR) após sua interligação ao Sistema Interligado Nacional (SIN). A ampliação da capacidade de importação de energia reduziu a necessidade de geração local anteriormente reembolsada pela CCC, impactando diretamente os volumes considerados na projeção para 2027.

72. A figura a seguir apresenta a comparação dos custos projetados para 2026 e 2027 por categoria de despesa.

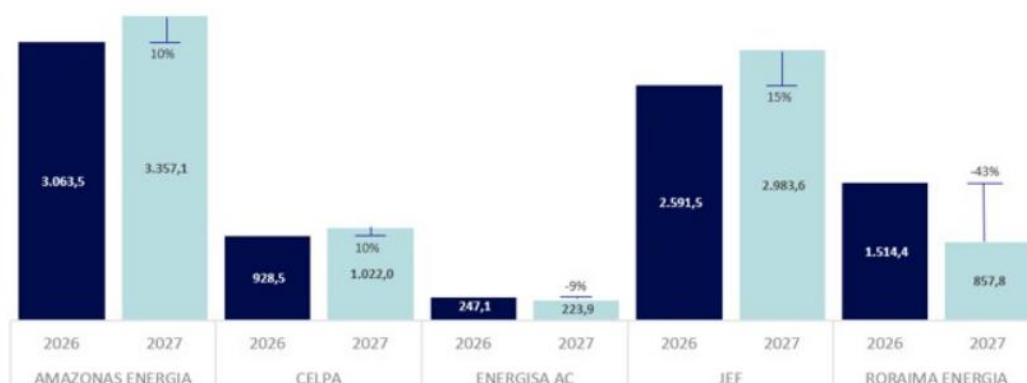


73. Principais variações por rubrica:

- Óleo Diesel: aumento de R\$ 113,82 milhões (+55,77%), decorrente principalmente da atualização dos preços projetados do combustível e da ampliação da geração prevista para a UTE Rio Preto da Eva (AM).
- Gás Natural: aumento de R\$ 392,14 milhões (+15,13%), refletindo a atualização dos componentes econômicos dos contratos de fornecimento e transporte de gás natural.
- Frete: aumento de R\$ 25,99 milhões (+69,08%), influenciado pela atualização contratual dos custos logísticos e pela incorporação de novos contratos de transporte de combustível.
- Geração Própria e Locação: redução de R\$ 281,66 milhões (-83,66%), em razão da desativação das usinas de locação anteriormente utilizadas no parque gerador de Boa Vista (RR), após a consolidação da interligação ao SIN.
- SIGFI: redução de R\$ 163,65 milhões (-12,72%), em decorrência da revisão dos valores regulatórios de referência para operação e manutenção dos sistemas fotovoltaicos estabelecidos na REN nº 1.016/2022.
- MIGDI: redução de R\$ 5,69 milhões (-39,50%), pelos mesmos efeitos regulatórios observados nos sistemas SIGFI.
- CCESJ: aumento de R\$ 493,86 milhões (+8,83%), explicado principalmente pelos reajustes contratuais atrelados ao IPCA, IGP-M e à atualização dos preços de combustíveis.
- CCVEE: redução de R\$ 442,27 milhões (-51,76%), em função do encerramento de contratos cuja vigência terminou durante o exercício de 2026.

74. As variações verificadas por beneficiário são apresentadas nos gráficos a seguir (em milhões de reais):

variação do reembolso CCC por beneficiário (5 maiores)



variação do reembolso CCC por beneficiário (7 menores)



75. Em termos consolidados, os principais fatores que contribuíram para o aumento do orçamento entre os exercícios foram os reajustes contratuais das usinas contratadas, a atualização dos preços dos combustíveis e o crescimento dos custos logísticos associados ao suprimento energético dos Sistemas Isolados.

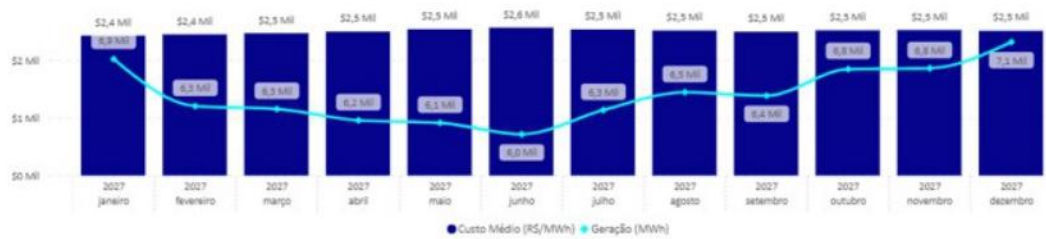
76. Em sentido contrário, observou-se redução dos custos associados aos sistemas fotovoltaicos SIGFI e MIGDI em decorrência da revisão regulatória dos preços de referência promovida em dezembro de 2025, bem como expressiva redução dos custos de geração própria e locação em Roraima após a consolidação da interligação ao SIN.

77. Destaca-se ainda que as reduções observadas para a Energisa MT e a Energisa RO estão associadas, principalmente, ao encerramento de contratos de pequenas centrais hidrelétricas localizadas em áreas anteriormente beneficiárias da CCC, cujas vigências contratuais se encerraram ao longo de 2026.

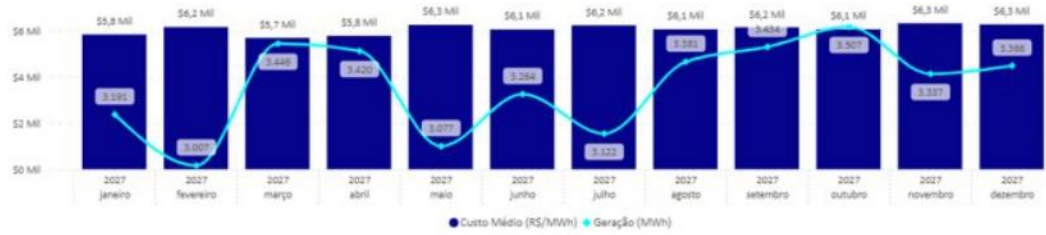
III.1.3 ANÁLISE DE EVOLUÇÃO DOS CUSTOS POR BENEFICIÁRIO EM 2027

78. Os gráficos a seguir apresentam a evolução mensal da energia projetada e do respectivo custo médio de geração para cada beneficiário considerado no PAC CCC 2027.

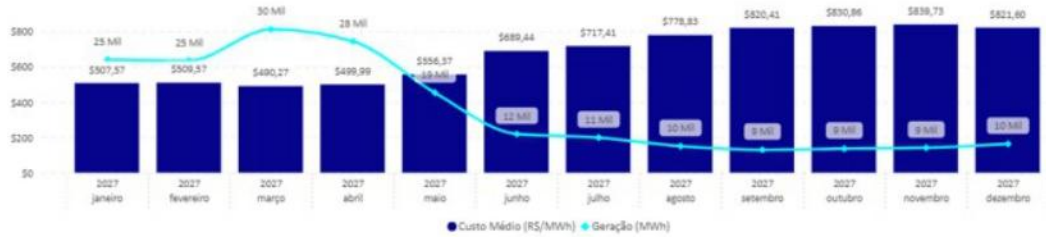




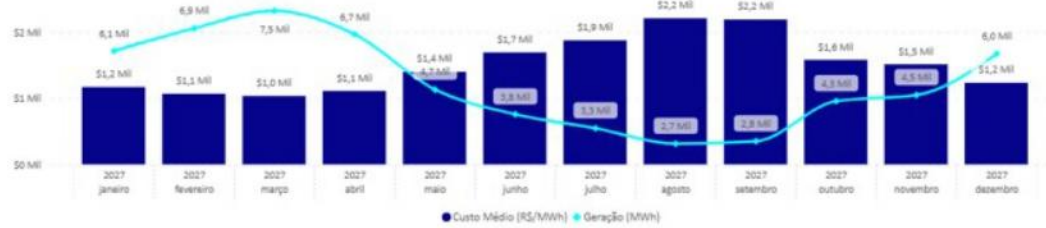
ENERGISA AC



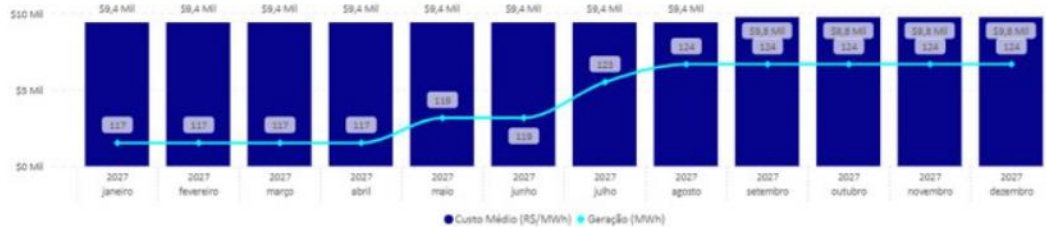
ENERGISA MT



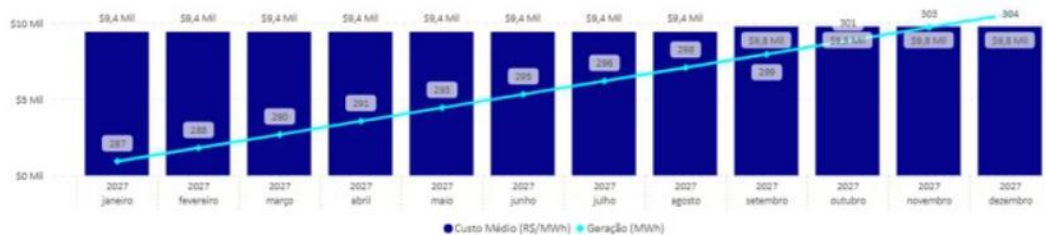
ENERGISA RO



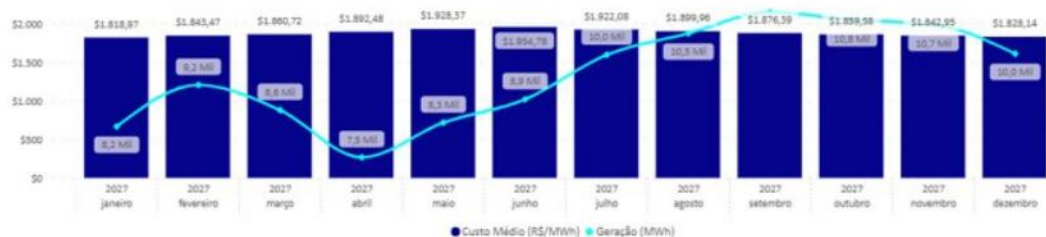
ENERGISA TO



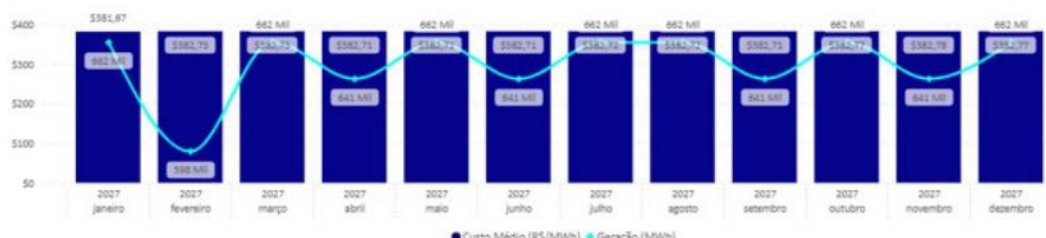
CEMAR



VIBRA ENERGIA



J&F



79. Observa-se que os agentes cuja estrutura de custos é predominantemente baseada em contratos de fornecimento de energia apresentam variações de preço mais concentradas nos períodos de aplicação dos reajustes contratuais previstos. Comportamento semelhante é observado nas distribuidoras cujo reembolso está associado majoritariamente aos custos de operação e manutenção dos sistemas fotovoltaicos SIGFI e MIGDI, bem como no reembolso relativo ao fornecimento de gás natural, cujos custos acompanham os mecanismos de atualização definidos nos respectivos contratos.

80. De modo geral, as curvas de geração apresentam comportamento relativamente estável ao longo do exercício, enquanto as oscilações observadas nos preços médios refletem principalmente a incidência de reajustes econômicos, atualizações de preços de combustíveis e alterações previstas nos contratos considerados na elaboração do Plano Anual de Custos.

III.2 SUB-ROGAÇÃO DE OBRAS EM ANDAMENTO E OPERAÇÃO COMERCIAL

81. Para fins de projeção orçamentária, os reembolsos relativos à sub-rogação foram segregados entre empreendimentos em operação comercial e obras em andamento, em função das diferenças existentes na sistemática de desembolso aplicável a cada modalidade.

82. Para os empreendimentos já em operação comercial, o fluxo financeiro da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) ocorre com defasagem de um mês em relação à competência do benefício. Dessa forma, os valores apurados para as competências compreendidas entre janeiro e dezembro de 2027 serão desembolsados entre fevereiro de 2027 e janeiro de 2028.

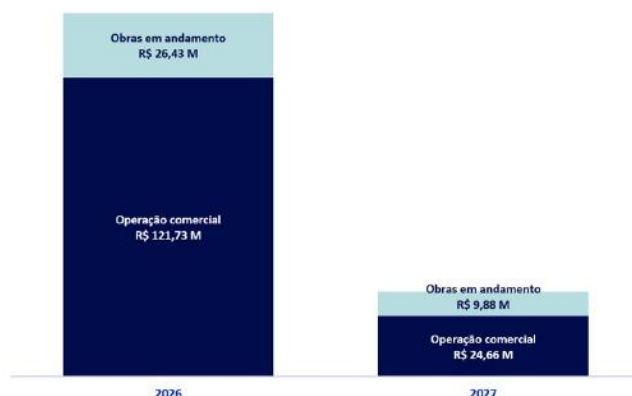
83. Para as obras em andamento, por sua vez, os desembolsos ocorrem de acordo com a evolução física e financeira dos empreendimentos, não havendo deslocamento temporal equivalente ao observado para as obras em operação comercial.

84. Para o exercício de 2027, está previsto o reembolso total de R\$ 34.531.565,58, dos quais R\$ 24.656.318,16 referem-se a empreendimentos em operação comercial e R\$ 9.875.247,42 a obras ainda em fase de implantação.

Beneficiário	Resolução Autorizativa	Empreendimento	Valor sub-rogado operação comercial (R\$)
ENERGISA MT	6.174/2017	LD/SE Paranorte	609.077,26
ENERGISA MT	7.854/2019	LD/SE Guariba	8.137.340,59
CELPA	10.986/2021	Marajó - Santa Cruz do Arari	8.050.749,47
CELPA	10.986/2021	Marajó - Chaves	7.859.150,83
SUBTOTAL			24.656.318,15
Beneficiário	Resolução Autorizativa	Empreendimento	Valor sub-rogado em andamento (R\$)
CELPA	9.536/2020	Interligação Faro	2.692.352,30
CELPA	9.536/2020	Interligação Gurupá	7.182.895,12
SUBTOTAL			9.875.247,42
TOTAL SUB-ROGAÇÃO			34.531.565,57

85. Em relação às obras em andamento, destaca-se que as quotas correspondentes aos valores autorizados foram arrecadadas pela CDE conforme os cronogramas originalmente aprovados nas respectivas Resoluções Autorizativas. Dessa forma, recursos arrecadados em exercícios anteriores e ainda não desembolsados permanecem registrados como restos a pagar, não demandando novas arrecadações para sua cobertura.

86. No caso dos empreendimentos já em operação comercial, projeta-se redução de aproximadamente 79,7% em relação ao orçamento de 2026, influenciada principalmente pelo encerramento do período de sub-rogação associado ao empreendimento de interligação de Cruzeiro do Sul.



III.3 DEMAIS RUBRICAS DA CCC

87. Além dos reembolsos relacionados ao reembolso dos custos de geração e às sub-rogações, a CCC contempla outras rubricas previstas na regulamentação setorial, cujos valores são definidos por atos específicos da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

88. No caso dos resultados de fiscalização e dos valores associados à sobrecontratação, as projeções orçamentárias dependem de deliberação específica da ANEEL. Até a conclusão deste Plano Anual de Custos, não havia definição regulatória de valores a serem suportados pela CCC durante o exercício de 2027, razão pela qual não foram consideradas estimativas para essas rubricas.

89. Os custos operacionais da Amazonas Energia permanecem contemplados no orçamento da CCC, conforme critérios estabelecidos no processo tarifário da distribuidora

90. A Resolução Homologatória nº 3.588/2026 estabelece o valor mensal de R\$ 138.227.949,43, vigente até maio de 2027. Considerando a inexistência de definição regulatória posterior no momento da elaboração do PAC, o mesmo valor foi mantido como premissa para todo o exercício, resultando em previsão anual de R\$ 1.661.692.985,04

91. Para a Roraima Energia, a Resolução Homologatória nº 3.565/2026 estabeleceu o pagamento parcelado do montante homologado em doze prestações mensais. Dessa forma, para o exercício de 2027 permanece prevista apenas a quitação da última parcela, no valor de R\$ 4.512.839,74, com desembolso programado para janeiro de 2027.

III.4 PRINCIPAIS DESTAQUES DO PAC CCC 2027

92. A análise consolidada das premissas, projeções operacionais e estimativas econômicas consideradas na elaboração do PAC CCC 2027 permite destacar os seguintes aspectos relevantes:

- manutenção da predominância dos custos associados à contratação de energia e ao consumo de combustíveis fósseis na composição do orçamento da CCC;
- continuidade dos efeitos da interligação de localidades ao Sistema Interligado Nacional (SIN), reduzindo a necessidade de geração isolada e contribuindo para a diminuição de determinados custos operacionais;
- crescimento dos custos associados ao gás natural, ao óleo diesel e aos serviços logísticos de transporte de combustíveis, em decorrência da atualização das premissas econômicas e contratuais adotadas para 2027;
- redução expressiva dos custos relacionados à geração própria e à locação de usinas anteriormente utilizadas para atendimento temporário de carga, especialmente em decorrência da evolução do processo de integração de Boa Vista ao SIN;
- redução dos custos associados aos sistemas SIGFI e MIGDI, em função da atualização dos valores regulatórios de referência previstos na Resolução Normativa nº 1.016/2022;
- redução gradual das despesas relacionadas às sub-rogações, refletindo a conclusão de empreendimentos anteriormente beneficiados e a utilização de recursos arrecadados em exercícios anteriores;
- manutenção da elevada participação dos contratos de fornecimento de energia e do consumo de gás natural na composição do orçamento, especialmente nos empreendimentos localizados no estado do Amazonas;
- estabilidade relativa do orçamento global da CCC, apesar das variações observadas em rubricas específicas, indicando que os aumentos decorrentes de combustíveis e reajustes contratuais foram parcialmente compensados por reduções em outras parcelas relevantes do orçamento.

93. Em conjunto, esses fatores evidenciam a continuidade do processo de transformação dos Sistemas Isolados, marcado pela ampliação das interligações ao SIN, pela expansão gradual das fontes renováveis e pela redução progressiva da dependência de soluções temporárias de atendimento, sem prejuízo da importância ainda exercida pela geração térmica para a garantia da segurança energética dessas localidades.

IV. CONCLUSÃO

94. Com base nas premissas regulatórias, operacionais, contratuais e econômicas adotadas na elaboração deste Plano Anual de Custos, estima-se para o exercício de 2027 um reembolso total da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) compatível com as necessidades de atendimento energético dos Sistemas Isolados e dos demais empreendimentos elegíveis aos benefícios da Conta.

95. As projeções realizadas indicam relativa estabilidade do orçamento em comparação ao exercício anterior, com aumento moderado dos valores previstos para reembolso. A variação observada decorre, principalmente, da atualização dos preços dos combustíveis, dos reajustes contratuais aplicáveis aos contratos de fornecimento de energia e da atualização dos custos logísticos associados ao transporte de combustíveis.

96. Em contrapartida, parte desses impactos foi compensada pela redução dos custos associados à geração própria e à locação de unidades geradoras, especialmente em decorrência da evolução do processo de integração de Boa Vista ao Sistema Interligado Nacional (SIN), bem como pela redução dos valores de referência aplicáveis aos sistemas fotovoltaicos SIGFI e MIGDI

97. Verifica-se que parcela relevante dos custos projetados permanece concentrada na contratação de energia e no fornecimento de gás natural, evidenciando a significativa influência dessas rubricas sobre a composição do orçamento da CCC. Destaca-se, ainda, a relevância dos contratos de gás natural associados ao atendimento do estado do Amazonas, cujos elevados volumes de consumo mantêm essa fonte entre os principais componentes dos reembolsos previstos.

98. Observa-se, adicionalmente, a continuidade da transformação da matriz de suprimento dos Sistemas Isolados, caracterizada pela ampliação da participação de fontes renováveis, pela redução gradual de soluções temporárias de geração e pela consolidação dos empreendimentos de interligação anteriormente beneficiados por recursos da CCC.

99. No que se refere às sub-rogações, as projeções para 2027 indicam continuidade da trajetória de redução dos desembolsos, refletindo a entrada em operação de empreendimentos anteriormente subvencionados e a utilização de recursos arrecadados em exercícios anteriores para financiamento das obras ainda em andamento.

100. Dessa forma, entende-se que as estimativas apresentadas refletem adequadamente o cenário esperado para o exercício de 2027, observadas as informações, premissas e condições regulatórias disponíveis na data de elaboração deste relatório.

V. RECOMENDAÇÃO

101. Diante do exposto, recomenda-se a adoção das premissas e projeções apresentadas neste relatório como base para a consolidação do Plano Anual de Custos da Conta de Consumo de Combustíveis referente ao exercício de 2027, que deverá ser encaminhado à ANEEL no dia 15/10/2026, em atendimento ao disposto no Decreto nº 9.022/2017, art. 9º, § 3º.

102. Recomenda-se, ainda, o acompanhamento contínuo das variáveis econômicas, regulatórias e operacionais consideradas neste estudo, especialmente aquelas relacionadas à evolução dos preços dos combustíveis, aos reajustes contratuais, à execução dos empreendimentos subvencionados, às revisões tarifárias e às eventuais alterações normativas decorrentes da implementação da Reforma Tributária.

103. Considerando a elevada representatividade dos custos de combustíveis e contratação de energia no orçamento da CCC, recomenda-se especial atenção à evolução dos contratos de fornecimento de gás natural, dos preços de óleo diesel e das condições operacionais dos Sistemas Isolados, de forma a subsidiar futuras revisões orçamentárias e assegurar maior aderência entre os valores projetados e aqueles efetivamente realizados ao longo do exercício.

104. Recomenda-se, por fim, que as projeções sejam reavaliadas sempre que ocorrerem alterações relevantes nas condições regulatórias, contratuais ou operacionais consideradas neste Plano, de modo a preservar a consistência das estimativas utilizadas na definição das necessidades de arrecadação da Conta de Desenvolvimento Energético.

Atenciosamente,



Documento assinado eletronicamente por **VINICIUS AMBROSIO GONCALES**, **Gerente de Contas Setoriais**, em 14/10/2026, às 19:37, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **MARIANA ARAUJO ZUCCHI**, **Analista de Contas Setoriais SR**, em 14/10/2026, às 19:39, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site [http://\[servidor_php\]/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0](http://[servidor_php]/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **0154546** e o código CRC **FCDE73DB**.

Referência: Caso responda este Relatório Técnico, indicar expressamente o Processo nº 03030.000291/2026-14

SEI nº 0154546

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE
Av. Paulista, 2064 - 13º andar - Bela Vista - São Paulo / SP
01310-200 - Tel 5043 1480 - www.ccee.org.br

10.4. ANEXO D – RESERVA GLOBAL DE REVERSÃO – RGR

D.I - Memorando nº 524/2017 SFF-Aneel

Número: 48536.004295/2017-00



Memorando nº 524/2017–SFF/ANEEL

Em 15 de setembro de 2017.

Ao Superintendente de Gestão Tarifária – SGT
Davi Antunes Lima

Assunto: **Estimativa de arrecadação das quotas da Reserva Global de Reversão (RGR) para o exercício de 2018.**

1. Reporta-se ao Memorando nº 285/2017-SGT/ANEEL¹, de 6 de setembro de 2017, por meio do qual a SGT solicitou previsão de arrecadação das quotas da Reserva Global de Reversão (RGR) para o exercício de 2018, bem como o saldo do fundo de reversão (conta contábil 2219.8).
2. Em complemento ao Memorando nº 523/2017-SFF/ANEEL², de 14 de setembro de 2017, segue no **Anexo I** os saldos de débitos correspondentes ao fundo de reversão registrados na conta contábil 2219 - Outros Passivos Não Circulantes - 2219.8 - Reversão/Amortização das empresas listadas.
3. Acrescenta-se que o saldo atual da conta contábil 2219.8 (plano de conta vigente a partir de 01/01/2015) que consta nos Balancetes Mensais Padronizados – BMPs das referidas empresas é resultante da junção dos saldos das contas 221.92.1 e 221.92.2 (plano de contas vigentes até 31/12/2014), tendo sido identificadas divergências para algumas empresas em conferência dos BMPs mais recentes, razão pela qual os referidos valores passaram por processo de validação, podendo vir a sofrer alteração.

Atenciosamente,

TICIANA FREITAS DE SOUSA
Superintendente de Fiscalização Econômica e Financeira

¹ Sic nº 48581.002145/2017-00.

² Sic nº 48536.004273/2017-00.

EBD



ASSINADO DIGITALMENTE POR TICIANA FREITAS DE SOUSA

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 3E32E1740041222D CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



(Fl. 02 do Memorando nº 524/2017-SFF/ANEEL, de 15/09/2017)

Anexo I – Saldo da conta contábil 2219.8 – Juros de Reversão:

EMPRESAS	VALOR DEVIDO	JUROS ANUAL (5%A.A)
CESP - Companhia Energética de São Paulo	R\$ 9.118.046,40	455.902,32
CTEEP - Cia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista	R\$ 22.322.953,60	1.116.147,68
EMAE - Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A	R\$ 16.204.495,80	810.224,79
ELETROSUL Centrais Elétricas S.A.	R\$ 85.393,00	4.269,65
COELCE - Companhia Energética do Ceará	R\$ 601.000,80	30.050,04
COSERN - Companhia Energética do Rio Grande do Norte	R\$ 96.000,00	4.800,00
Energisa Borborema – Distribuidora de Energia S.A.	R\$ 11.623,60	581,18
Companhia Energética de Alagoas	R\$ 151.999,20	7.599,96
Energisa Sergipe – Distribuidora de Energia S.A.	R\$ 301.999,20	15.099,96
Energisa Minas Gerais – Distribuidora de Energia S.A.	R\$ 1.406.828,80	70.341,44
DME-PC - Departamento Mun. de Eletric. Poços de Caldas	R\$ 164.786,20	8.239,31
Empresa Luz e Força Santa Maria S.A.	R\$ 323.786,80	16.189,34
Light Serviços de Eletricidade S.A.	R\$ 59.140.605,40	2.957.030,27
Light Energia S.A.	R\$ 10.792.743,80	539.637,19
Elektro – Eletricidade e Serviços	R\$ 326.538,00	16.326,90
AES Tietê S.A.	R\$ 2.815.281,40	140.764,07
Empresa Elétrica Bragantina S.A.	R\$ 432.000,00	21.600,00
Duke Energy Internat. Geração Paranapanema S.A.	R\$ 2.914.032,80	145.701,64

EBD



ASSINADO DIGITALMENTE POR TICIANA FREITAS DE SOUSA

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 3E32E1740041222D CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



(Fl. 03 do Memorando nº 524/2017–SFF/ANEEL, de 15/09/2017)

Caiuá Distribuição de Energia S.A.	R\$ 1.662.000,00	83.100,00
Companhia Luz e Força Santa Cruz	R\$ 1.661.123,20	83.056,16
Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A.	R\$ 1.686.000,00	84.300,00
Companhia Nacional de Energia Elétrica	R\$ 1.255.999,20	62.799,96
Eletropaulo Metropolitana de. Eletricidade de São Paulo S.A.	R\$ 66.085.001,80	3.304.250,09
Bandeirante de Energia S.A.	R\$ 17.491.785,60	874.589,28
Companhia Piratininga de Força e Luz	R\$ 13.743.546,40	687.177,32
Companhia Força e Luz do Oeste	R\$ 123.000,00	6.150,00
Iguaçu Distribuidora de Energia Elétrica Ltda.	R\$ 32.089,60	1.604,48
Tractebel Energia S.A.	R\$ 203.194,40	10.159,72
CHESP - Companhia Hidroelétrica São Patricio	R\$ 10.999,20	549,96
CEB - Companhia Energética de Brasília	R\$ 723.689,80	36.184,49
TOTAL	R\$ 231.888.544,00	

EBD



ASSINADO DIGITALMENTE POR TICIANA FREITAS DE SOUSA

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 3E32E1740041222D CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



EMPRESA BRASILEIRA DE PARTICIPAÇÕES EM ENERGIA NUCLEAR E BINACIONAL
Setor Comercial Sul, Quadra 09, Bloco B, Salas 701/705, Edifício Parque Cidade Corporate, Brasília/DF, CEP 70308-200
Telefone: 61 37732700 - <https://enbpar.gov.br>

Ofício nº 628/2026/ENBPar

Ao Senhor
Ricardo Takemitsu Simabuku
Diretor-Presidente Interino
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE
Av. Paulista, 2.064 – 13º andar – Bela Vista
São Paulo – SP - CEP: 01.310-200

Assunto: Proposta de Orçamento Anual da RGR 2027. Reembolso dos custos de administração, conservação e gestão dos Bens da União Sob Administração - BUSA. Processo nº 03030.000211/2026-21.

Referência: Caso resposta este Ofício, indicar expressamente o Processo nº 48110.000391/2024-27.

Senhor Diretor-Presidente Interino,

1. Cumprimentando-o cordialmente, informamos que a composição do orçamento para o exercício de 2027 da conta Reserva Global de Reversão (RGR), sob a gestão da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), é de R\$10.175.090,80 (dez milhões, cento e setenta e cinco mil noventa reais e oitenta centavos).
2. O referido montante corresponde aos custos administrativos, financeiros e tributários associados ao registro, à conservação e à gestão dos Bens da União sob Administração (BUSA), para fins de ressarcimento, conforme estabelecido no Decreto-Lei nº 1.383, de 1974, com as alterações promovidas pela Lei nº 14.120, de 2021.
3. Esclarecemos que o montante previsto para 2027 é consideravelmente superior ao orçamento de 2026 em razão da assunção, pela ENBPar, da gestão direta do imóvel da desativada Usina Termelétrica de Alegrete, localizada no município de Alegrete/RS.
4. Com a transferência da gestão para a ENBPar, passaram a ser de nossa responsabilidade todas as atividades relacionadas à administração, conservação, manutenção e demais obrigações inerentes à gestão do imóvel, o que resultou no incremento dos custos projetados para o exercício de 2027.
5. Na oportunidade, renovamos nossos mais elevados protestos de estima e consideração.

(assinado eletronicamente)
LEANDRO XINGÓ TENÓRIO DE OLIVEIRA
Diretor de Gestão Corporativa e Sustentabilidade

Anexo:

I - Planilha de Previsão Orçamentária para 2027 - BUSA



Documento assinado eletronicamente por **Leandro Xingó Tenório de Oliveira, Diretor**, em 02/09/2026, às 10:04, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://enbpar.sei.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0095315** e o código CRC **BD20837C**.

Referência: Caso responda este Ofício, indicar expressamente o Processo nº 48110.000391/2024-27

SEI nº 0095315

D.III - Ofício nº 643/2026/ENBPar - Financiamentos Concedidos



EMPRESA BRASILEIRA DE PARTICIPAÇÕES EM ENERGIA NUCLEAR E BINACIONAL
Setor Comercial Sul, Quadra 09, Bloco B, Salas 701/705, Edifício Parque Cidade Corporate, Brasília/DF, CEP 70308-200
Telefone: - <https://enbpar.gov.br>

Ofício nº 643/2026/ENBPar

Ao Senhor
Ricardo Takemitsu Simabuku
Diretor-Presidente Interino
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE
Avenida Paulista, 2064 - 13º andar - Bela Vista
São Paulo/SP

Assunto: Proposta de Orçamento Anual da RGR 2027 - Solicitação de Informações

Referência: Caso responda este Ofício, indicar expressamente o Processo nº 48110.001166/2025-99.

Senhor Presidente Interino,

1. Cumprimentando-o cordialmente, refiro-me à Carta CT-CCEE nº 904/2026, de 11 de agosto de 2026, por meio da qual essa Câmara solicita à ENBPar o fornecimento das informações de sua competência necessárias à elaboração das projeções orçamentárias, financeiras e operacionais relativas ao exercício de 2027, em observância às atribuições conferidas à CCEE pelo Decreto nº 10.791, de 10 de setembro de 2021, relacionado ao item 16 do Procedimento de Regulação Tarifária (PRORET), submódulo 5.2, a previsão de reposição de financiamentos concedidos pela Reserva Global de Reversão - RGR.
2. Certifico que o Plano de Transição da gestão dos contratos de financiamento concedidos com recursos da RGR para a ENBPar, conforme previsto no Contrato de Transição da Gestão dos Programas Setoriais celebrado com a Eletrobras em 22 de abril de 2022, foi devidamente concluído em 7 de junho de 2023.
3. Em atenção à solicitação, encaminhando, em anexo (SEI 0095102), as informações sob responsabilidade da ENBPar, referentes à previsão de reposição de financiamentos concedidos pela RGR, em conformidade com a regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.
4. As informações relativas aos financiamentos concedidos à Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A. (atual denominação da Centrais Elétricas do Pará S.A. – CELPA), à Global Energia Elétrica S.A. (GLOBAL), à Elma Eletricidade de Mato Grosso Ltda. (ELMA) e à Enerleste S.A. Energia do Leste (ENERLESTE) apresentam a seguinte situação:
 - 4.1. Quanto à CELPA, o crédito encontra-se vinculado à Recuperação Judicial nº 0005939-47.2012.8.14.0301, em trâmite no Tribunal de Justiça do Estado do Pará. Aguarda-se pronunciamento judicial acerca da titularidade do crédito e das condições aplicáveis ao pagamento dos valores, permanecendo suspensa a sua exigibilidade até ulterior decisão do juízo competente;
 - 4.2. Em relação à GLOBAL, a prescrição da pretensão de cobrança foi reconhecida por decisão judicial transitada em julgado, proferida nos autos da Ação de Cobrança nº 0038913-73.2005.8.19.0001. Em observância à autoridade da coisa julgada, o Tribunal de Contas da União, por meio do Acórdão nº 262/2024-TCU-Plenário, determinou o arquivamento da correspondente Tomada de Contas Especial. Diante da inviabilidade de prosseguimento da cobrança, a ENBPar procedeu à baixa dos valores registrados em seus controles, preservando o respectivo histórico documental;
- 4.3. No que se refere à ELMA, encontra-se em curso a Ação de Execução nº 1093056-

79.2026.4.01.3400, ajuizada pela ENBPar para cobrança do crédito constituído pelo Acórdão nº 1.402/2020-TCU-Plenário, posteriormente confirmado pelo Acórdão nº 737/2022-TCU-Plenário. Até o momento, não foi proferida decisão judicial nos autos;

4.4. Por fim, no que se refere à ENERLESTE, a matéria encontra-se em análise interna pela ENBPar, para definição das providências cabíveis relativas ao crédito.

5. Aproveito a oportunidade para renovar a Vossa Senhoria votos de elevada estima e distinta consideração.

Atenciosamente,

(assinado eletronicamente)

MARLOS COSTA DE ANDRADE

Diretor-Presidente



Documento assinado eletronicamente por **Marlos Costa de Andrade, Presidente**, em 04/09/2026, às 16:27, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://enbpar.sei.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0095878** e o código CRC **56B34B0E**.

Referência: Caso responda este Ofício, indicar expressamente o Processo nº 48110.001166/2025-99

SEI nº 0095878



Ofício nº 400/2017–SFF/ANEEL

Brasília, 18 de julho de 2017.

Ao Senhor
Armando Casado de Araújo
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores
Centrais Elétricas Brasileiras S/A - ELETROBRAS
Rio de Janeiro - RJ

Assunto: **CTA-DF-1672/2017, de 22 de junho de 2017.**

Senhor Diretor,

1. Reporta-se à correspondência em epígrafe, cadastrada nesta ANEEL sob SIC nº 48513.023797/2017-00, por meio da qual a Centrais Elétricas Brasileiras S/A – Eletrobras, em cumprimento ao item (ii) do Despacho nº 1.476, de 30 de maio de 2017, publicado no Diário Oficial da União, de 07 de junho de 2017, apresenta à Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF/ANEEL os valores atualizados do montante que foi determinado à Eletrobras devolver ao Fundo RGR.

2. Relata ainda que o citado Despacho determina a devolução do valor de até R\$ 1.924 milhões, sendo R\$ 1.417 milhões em 114 parcelas mensais, iniciando em julho de 2017, e até R\$ 506 milhões 30 dias após o recebimento, pela Eletrobras, dos recursos provenientes da alienação das ações da Ceal, Ceron, Cepisa e Eletroacre. Ademais, faz algumas considerações que foram levadas em conta pela Eletrobras na atualização do valor, conforme apresentado resumidamente abaixo:

- a. “Registre-se que a Eletrobras não efetuou a reposição de principal e juros líquidos no período de 1998 a 2004, além da parte dos juros equivalente ao imposto de renda retido na fonte, referente ao período de 1998 a 2011”;
- b. “A partir de 2005 todos os valores recebidos a título de amortização e juros, líquidos do IR – Fonte, foram integralmente repassados ao Fundo RGR”;
- c. “do valor determinado à devolução deve ser deduzido os valores correspondentes aos dois últimos meses do ano final do período de fiscalização, tendo em vista que foi efetivamente reposto ao Fundo RGR no início do ano seguinte, valendo dizer 2012, o valor de R\$ 158 milhões”.

48536.003310/2017-00



SGAN - Quadra 603 / Módulo “I” e “J”
CEP: 70830-110 - Brasília - DF - Brasil
Tel. 55 (61) 2192-8600
Ouvidoria: 167
www.aneel.gov.br

ASSINADO DIGITALMENTE POR TICIANA FREITAS DE SOUSA

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 1A4A4F3B00400C34 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



Fl. 2 do Ofício nº 400/2017–SFF/ANEEL, de 18/07/2017.

3. A Eletrobras relata ainda que, diante do exposto acima, considerou que o valor devido passou a ser de R\$ 1.766 milhões, valor este tomado como base para a incidência de juros de 5% ao ano, com base nos termos do parágrafo único, do art. 21-A da Lei nº 12.783/2013. Portanto, atualizando o montante de R\$ 1.766 milhões a juros de 5% ao ano, atinge-se o valor de R\$ 2.486 milhões (planilha anexa) que, deduzido o montante de R\$ 957 milhões referente à aquisição das distribuidoras, atualizado à mesma razão, chega-se ao montante a devolver ao Fundo RGR, na data base de 30 de junho de 2017, de R\$ 1.528 milhões, cuja primeira parcela (1/114) será satisfeita até 31 de julho de 2017.

4. Diante das planilhas encaminhadas pela Eletrobras, a SFF conferiu os valores e os cálculos realizados por essa empresa, bem como refez o cálculo da atualização do valor de R\$ 1.924 milhões, sendo R\$ 1.417 milhões em 114 parcelas mensais, iniciando em julho de 2017 e, até R\$ 506 milhões 30 dias após o recebimento, pela Eletrobras, dos recursos provenientes da alienação das ações da Ceal, Ceron, Cepisa e Eletoacre, considerando as premissas que serão apresentadas abaixo.

5. Primeiramente, cumpre-nos ressaltar o disposto no art. 21-A da Lei nº 12.783/2013:

Art. 21-A. É anuída a recomposição da dívida perante a RGR, pelo valor de compra das distribuidoras adquiridas nos termos do art. 1º da Lei nº 9.619, de 2 de abril de 1998, com a aplicação dos critérios estabelecidos pelo § 5º do art. 4º da Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, em decorrência da operação de que trata a alínea “a” do inciso I do art. 9º da Medida Provisória nº 2.181-45, de 24 de agosto de 2001. (Incluído pela Lei nº 13.299, de 2016) (Vide Decreto nº 9.022, de 2017)

Parágrafo único. Eventuais valores da RGR retidos pela Eletrobras e que excedam o valor da recomposição anuída nos termos do caput deverão ser devolvidos pela Eletrobras à RGR até o ano de 2026, aplicados os critérios estabelecidos pelo § 5º do art. 4º da Lei nº 5.655 de 20 de maio de 1971. (Incluído pela Lei nº 13.299, de 2016) (grifo nosso)

6. Ademais, importante também relembrar o disposto no item (i) do Despacho nº 1.476, emitido pela ANEEL em 30 de maio de 2017, publicado no Diário Oficial da União, de 07 de junho de 2017:

(i) devolver o valor de R\$1.417.481.999,33 (um bilhão, quatrocentos e dezessete milhões, quatrocentos e oitenta e um mil, novecentos e noventa e nove reais e trinta e três centavos), montante histórico referente à amortização de financiamentos não transferidos pela Eletrobras à Reserva Global de Reversão - RGR, apurados no período de 1998 a 2011, aplicando a atualização monetária baseada nos termos do parágrafo único do art. 21-A da Lei 12.783/2013, com redação pela Lei 13.299/2016 e regulamentado pelo Decreto 9.022/2017, em parcelas mensais no período de julho de 2017 a Dezembro de 2026 (grifo nosso)

7. Importante se faz mencionar a legislação acima para contrapor os argumentos da Eletrobras de que a partir de 2005 todos os valores recebidos a título de amortização e juros, líquidos do IR – Fonte, foram integralmente repassados ao Fundo RGR e que do valor determinado à devolução deve ser deduzido os valores correspondentes aos dois últimos meses do ano final do período de fiscalização, tendo em vista que foi efetivamente reposto ao Fundo RGR no início do ano seguinte, valendo dizer 2012, o valor de R\$ 158 milhões.



SGAN - Quadra 603 / Módulo “J” e “J”
CEP: 70830-110 - Brasília - DF - Brasil
Tel. 55 (61) 2192-8600
Ouvidoria: 167
www.aneel.gov.br

ASSINADO DIGITALMENTE POR TICIANA FREITAS DE SOUSA

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 1A4A4F3B00400C34 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



Fl. 3 do Ofício nº 400/2017–SFF/ANEEL, de 18/07/2017.

8. Conforme pode-se verificar no processo 48500.005114/2010-11, não há comprovação por parte da Eletrobras da reposição à RGR dos valores acima mencionados, visto que durante todo o processo tanto esta SFF/ANEEL bem como a Diretoria desta Agência não reduziram o montante a ser reposto pela Eletrobras, com exceção do valor de R\$ 506.706.433,66 (quinhentos e seis milhões, setecentos e seis mil, quatrocentos e trinta e três reais e sessenta e seis centavos) referente à compra das ações da Companhia Energética de Alagoas – CEAL, da Companhia Energética do Piauí – CEPISA, da Centrais Elétricas de Rondônia S.A – CERON e da Companhia de Eletricidade do Acre – ELETROACRE. Diante do exposto, tais valores não podem ser excluídos da referida atualização.

9. Ademais, importante destacar a legislação acima visto que esta SFF, ao analisar a planilha de atualização encaminhada, verificou que a Eletrobras equivocadamente apenas corrigiu, nos termos do parágrafo único do art. 21-A da Lei 12.783/2013, com redação pela Lei 13.299/2016 e regulamentado pelo Decreto 9.022/2017, os valores do “principal” não repostos à RGR, deixando de corrigir os demais valores (juros e crédito de IR). Ressalta-se que ambos dispositivos determinam que tais valores sejam atualizados, visto que os mesmos não foram repostos tempestivamente à RGR pela Eletrobras.

10. Além disso, cumpre-nos ressaltar que a Eletrobras deixou de considerar no montante a ser devolvido o valor disposto no item ii.c) do Despacho 1.208, de 10 de maio de 2016, reformado por meio do Despacho nº 2.585, de 27 de setembro de 2016, que determina à Eletrobras “*devolver o valor de R\$113.576.621,62 – montante histórico referente à apropriação da Eletrobras de encargos financeiros da RGR (juros de mora, multas e comissão de reserva de crédito), apurados no período de 1998 a 2011 – aplicando a atualização monetária baseada nos termos do parágrafo único do art. 21-A da Lei 12.783/2013, com redação pela Lei 13.299/2016, a partir de janeiro de 2017, em parcelas mensais*”.

11. Ressalta-se que esse ponto específico não foi objeto de recurso da Eletrobras conforme pode ser verificado no processo, mais precisamente por meio da análise dos documentos SIC nº 48513.025863/2016-00, 48575.001583/2017-00 e 48513.017187/2017-00, motivo pelo qual tal valor não foi abordado no Despacho nº 1.476, de 30 de maio de 2017. Diante do exposto, esta SFF incluiu referido valor no cálculo do montante a ser devolvido pela Eletrobras devidamente atualizado.

12. Cumpre-nos ressaltar ainda que conforme pode-se observar na planilha de atualização elaborada por esta SFF, encaminhada em anexo, que esta Superintendência utilizou as mesmas fórmulas utilizadas pela Eletrobras no cálculo da referida atualização, apenas acrescentando os valores acima relatados, conforme as justificativas apresentadas.

13. Diante de todo o exposto, esta SFF considerou que o valor histórico devido é de R\$ 2.038 milhões (R\$1.924 milhões + R\$ 114 milhões), valor este tomado como base para a incidência de juros de 5% ao ano, com base nos termos do parágrafo único, do art. 21-A da Lei nº 12.783/2013. Portanto, atualizando o montante de R\$ 2.038 milhões a juros de 5% ao ano, atinge-se o valor de R\$ 3.369 milhões (planilhas anexas) que, deduzido o montante de R\$ 986 milhões referente à aquisição das distribuidoras, atualizado à mesma razão, chega-se ao montante a devolver ao Fundo RGR, na data base de 30 de junho de 2017, de R\$ 2.383 milhões, cuja primeira parcela (1/114) deverá ser satisfeita até 31 de julho de 2017.



SGAN - Quadra 603 / Módulo “I” e “J”
CEP: 70830-110 - Brasília - DF - Brasil
Tel. 55 (61) 2192-8600
Ouvidoria: 167
www.aneel.gov.br

ASSINADO DIGITALMENTE POR TICIANA FREITAS DE SOUSA

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 1A4A4F3B00400C34 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



Fl. 4 do Ofício nº 400/2017–SFF/ANEEL, de 18/07/2017.

14. Por fim, cumpre-nos ressaltar que estamos encaminhando cópia deste Ofício à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, atual gestora da Reserva Global de Reversão – RGR, para as providências de cobrança, e outras que julgar cabíveis, dos valores a serem restituídos pela Eletrobras, conforme planilha anexa, devendo a primeira parcela ser satisfeita até 31 de julho de 2017.

15. Colocamo-nos à disposição para eventuais esclarecimentos.

Atenciosamente,

TICIANA FREITAS DE SOUSA
Superintendente de Fiscalização Econômica e Financeira

Anexo(s): Citado(s).

C/C: CCEE.



SGAN - Quadra 603 / Módulo "I" e "J"
CEP: 70830-110 - Brasília - DF - Brasil
Tel. 55 (61) 2192-8600
Ouvidoria: 167
www.aneel.gov.br

ASSINADO DIGITALMENTE POR TICIANA FREITAS DE SOUSA

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 1A4A4F3B00400C34 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



ANEXO 1 do Ofício nº 400/2017-SFF/ANEEL, de 18/07/2017

TABELA I - PLANILHA DA ANEEL (ANUAL) - DATA BASE: 12/2011							
Ano	Amortizações pelos Agentes		Crédito de IR tomado pela	Reposição à RGR			Saldo a Repor à RGR
	Principal	Juros		Principal	Juros	Reembolso das	
1998	342.139,84	3.121,49	780,37	-	-		346.041,70
1999	17.412.225,54	2.887.111,78	721.777,95	8.306.481,99	430.306,48		12.284.326,80
2000	71.418.993,33	10.192.999,13	2.548.249,78	-	-		84.160.242,24
2001	110.404.114,80	17.688.527,58	4.422.131,90	-	-		132.514.774,28
2002	195.736.239,45	75.517.806,07	18.879.451,52	-	-		290.133.497,03
2003	331.816.328,16	162.447.181,10	40.611.795,27	-	-		534.875.304,53
2004	276.252.343,95	90.023.469,02	22.505.867,25	-	-		388.781.680,23
2005	272.387.109,95	83.379.235,75	20.844.808,94	45.422.964,82	15.005.839,42		316.182.350,39
2006	322.876.348,21	97.238.668,59	24.309.667,15	474.102.609,39	144.698.250,85		(174.376.176,29)
2007	447.256.706,85	321.849.618,57	80.462.404,64	362.469.430,54	147.566.772,77		339.532.526,76
2008	444.814.943,34	126.079.581,22	31.519.895,30	483.566.415,44	287.850.403,92		(169.002.399,50)
2009	567.376.586,88	191.654.285,91	47.913.571,48	547.595.566,18	179.673.913,66		79.674.964,43
2010	667.276.985,84	232.335.515,17	58.083.878,79	638.212.167,65	226.659.213,39		92.824.998,76
2011	726.334.512,07	239.604.940,48	59.901.235,12	769.738.884,13	259.846.477,39		(3.744.673,85)
TOTAL	4.451.705.578,22	1.650.902.061,86	412.725.515,46	3.329.414.520,14	1.261.731.177,88	-	1.924.187.457,52



SGAN - Quadra 603 / Módulo "J" e "J"
 CEP: 70830-110 - Brasília - DF - Brasil
 Tel. 55 (61) 2192-8600
 Ouvidoria: 167
www.aneel.gov.br

ASSINADO DIGITALMENTE POR TICIANA FREITAS DE SOUSA

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 1A4A4F3B00400C34 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>

ANEXO 2 do Ofício nº 400/2017–SFF/ANEEL, de 18/07/2017

TABELA II - PLANILHA DA ANEEL - MÊS A MÊS - ATUALIZAÇÃO											
MÊS/ANO	Amortizações pelos Agentes		Crédito de IR tomado pela Eletrobras *	Reposição à RGR		Saldo a Repor RGR - Amortiz	Outros Valores Despacho 63/2014			Total a Repor RGR - Valor Histórico	Atualização 30/06/2017
	Principal	Juros		Principal	Juros		Juros de Mora	Multa	Comissão de Reserva de Crédito		
nov/98	296.590,79	2.207,96	551,99	-	-	299.350,74	-	-	-	299.350,74	282.179,65
dez/98	45.549,05	913,53	228,38	-	-	46.690,96	-	-	-	46.690,96	43.811,68
jan/99	99.136,86	3.558,87	889,72	-	-	103.585,44	-	-	-	103.585,44	96.751,68
fev/99	363.731,46	10.923,25	2.730,81	-	-	377.385,52	-	-	-	377.385,52	351.020,95
mar/99	190.434,70	19.666,16	4.916,54	-	-	215.017,40	-	-	-	215.017,40	199.070,28
abr/99	590.712,56	86.497,22	21.624,30	-	-	698.834,08	-	-	-	698.834,08	644.092,07
mai/99	781.377,09	116.162,06	29.040,52	-	-	926.579,67	-	-	-	926.579,67	850.008,16
jun/99	953.799,53	139.575,66	34.893,91	-	-	1.128.269,11	364,88	-	-	1.128.633,99	1.030.662,29
jul/99	1.247.233,53	198.593,96	49.648,49	8.306.481,99	430.306,48	(7.241.312,50)	-	-	-	(7.241.312,50)	6.581.548,47
ago/99	1.893.037,62	353.811,45	88.452,86	-	-	2.335.301,93	-	-	-	2.335.301,93	2.112.475,21
set/99	2.227.590,33	354.553,60	88.638,40	-	-	2.670.782,32	-	-	-	2.670.782,32	2.404.816,92
out/99	2.703.871,40	404.131,39	101.032,85	-	-	3.209.035,63	-	-	-	3.209.035,63	2.875.652,48
nov/99	2.955.381,61	735.245,11	183.811,28	-	-	3.874.438,00	-	-	-	3.874.438,00	3.455.783,45
dez/99	3.405.918,86	464.393,07	116.098,27	-	-	3.986.410,20	-	-	-	3.986.410,20	3.538.492,72
jan/00	3.390.934,32	477.517,97	119.379,49	-	-	3.987.831,78	-	-	-	3.987.831,78	3.522.584,74
fev/00	7.273.724,21	1.223.376,92	305.844,23	-	-	8.802.945,36	-	-	-	8.802.945,36	7.740.478,76
mar/00	5.748.136,43	850.100,00	212.525,00	-	-	6.810.761,43	-	-	-	6.810.761,43	5.959.416,25
abr/00	5.470.555,69	824.515,57	206.128,89	-	-	6.501.200,16	-	-	-	6.501.200,16	5.661.461,80
mai/00	5.590.504,54	824.034,89	206.008,72	-	-	6.620.548,16	-	-	-	6.620.548,16	5.736.888,88
jun/00	5.591.031,13	786.329,58	196.582,40	-	-	6.573.943,11	-	-	-	6.573.943,11	5.669.112,88
jul/00	5.356.607,72	763.843,66	190.960,91	-	-	6.311.412,30	-	-	-	6.311.412,30	5.415.542,38
ago/00	6.529.099,87	924.081,05	231.020,26	-	-	7.684.201,18	1,95	-	-	7.684.203,13	6.560.388,43
set/00	6.606.420,61	861.768,28	215.442,07	-	-	7.683.630,96	34,54	-	841.085,00	8.524.750,50	7.242.485,94
out/00	6.245.072,25	888.692,77	222.173,19	-	-	7.355.938,21	-	-	-	7.355.938,21	6.217.811,11
nov/00	6.869.670,39	908.407,83	227.101,96	-	-	8.005.180,17	0,55	-	356.972,67	8.362.153,39	7.033.500,13
dez/00	6.747.236,18	860.330,60	215.082,65	-	-	7.822.649,43	-	-	658.309,02	8.480.958,45	7.096.913,15
jan/01	8.152.227,23	1.116.261,21	279.065,30	-	-	9.547.553,74	-	-	-	9.547.553,74	7.948.338,49
fev/01	7.805.497,16	1.054.247,64	263.561,91	-	-	9.123.306,71	-	-	-	9.123.306,71	7.559.673,31
mar/01	8.335.499,49	1.079.499,95	269.874,99	-	-	9.684.874,42	-	-	-	9.684.874,42	7.983.295,79
abr/01	8.699.029,38	1.222.416,24	305.604,06	-	-	10.227.049,68	-	-	-	10.227.049,68	8.387.601,16
mai/01	9.264.567,58	1.375.234,58	343.808,64	-	-	10.983.610,80	-	-	-	10.983.610,80	8.960.795,81
jun/01	7.835.362,48	1.289.535,36	322.383,84	-	-	9.447.281,68	-	-	-	9.447.281,68	7.668.043,63
jul/01	9.361.827,06	1.787.887,99	446.972,00	-	-	11.596.687,04	-	-	-	11.596.687,04	9.362.714,14
ago/01	9.416.614,97	1.777.939,40	444.484,85	-	-	11.639.039,22	-	-	-	11.639.039,22	9.346.795,11
set/01	9.143.943,74	1.754.570,47	438.642,62	-	-	11.337.156,83	-	-	-	11.337.156,83	9.057.128,62
out/01	16.155.371,60	1.652.675,54	413.168,89	-	-	18.221.216,03	-	-	-	18.221.216,03	14.478.274,57
nov/01	8.044.976,28	1.790.439,69	447.609,92	-	-	10.283.025,88	-	-	-	10.283.025,88	8.127.875,04
dez/01	8.189.197,85	1.787.819,52	446.954,88	-	-	10.423.972,24	2.555,05	-	167.545,12	10.594.072,41	8.328.118,03
jan/02	9.846.080,52	4.941.127,07	1.235.281,77	-	-	16.022.489,36	1.339,10	-	681.813,77	16.705.642,23	13.060.563,90
fev/02	10.965.601,41	5.431.295,58	1.357.823,89	-	-	17.754.720,88	6.212,69	-	44.783,07	17.805.716,64	13.851.363,73
mar/02	13.291.692,42	5.725.586,50	1.431.396,62	-	-	20.448.675,54	10.424,55	-	269.404,46	20.728.504,55	16.035.801,44
abr/02	11.193.768,71	5.657.714,25	1.414.428,56	-	-	18.265.911,52	3.130,55	-	108.855,41	18.377.897,48	14.140.771,12
mai/02	12.386.919,47	6.015.258,26	1.503.814,56	-	-	19.905.992,30	3.154,15	-	808.815,23	20.717.961,68	15.852.118,18
jun/02	12.522.340,30	6.075.453,44	1.518.863,36	-	-	20.116.657,09	16.077,21	-	183.625,34	20.316.359,64	15.460.185,35
jul/02	11.662.586,42	5.784.386,36	1.446.096,59	-	-	18.893.069,37	3.821,82	-	103.694,42	19.000.585,61	14.377.109,78
ago/02	12.383.649,73	5.864.147,34	1.466.036,84	-	-	19.713.833,91	11.583,75	-	810.760,40	20.536.178,06	15.450.621,74
set/02	23.475.649,12	8.610.123,55	2.152.530,89	-	-	34.238.303,57	199.179,74	-	344.247,22	34.781.730,53	26.023.497,55
out/02	19.402.756,77	6.560.242,25	1.640.060,56	-	-	27.603.059,59	53.853,70	-	949.039,18	28.605.952,47	21.279.650,20
nov/02	14.263.452,37	8.255.229,36	2.063.807,34	-	-	24.582.489,07	21.400,38	-	191.152,30	24.795.041,75	18.341.443,38
dez/02	44.341.742,21	6.597.242,11	1.649.310,53	-	-	52.588.294,84	7.665,74	-	1.052.454,57	53.648.415,15	39.453.938,64
jan/03	14.790.861,93	9.370.352,27	2.342.588,07	-	-	26.503.802,26	327,92	-	1.117.175,70	27.621.305,88	20.194.243,63
fev/03	14.865.335,65	9.733.096,83	2.433.274,21	-	-	27.031.706,70	5.047,55	-	284.177,55	27.320.931,80	19.868.388,73
mar/03	15.731.899,69	7.937.880,42	1.984.470,11	-	-	25.654.250,22	13.290,93	-	148.489,73	25.816.030,88	18.662.838,99
abr/03	14.368.278,51	7.718.539,00	1.929.634,75	-	-	24.016.452,25	13.288,25	-	-	24.029.740,50	17.271.375,99
mai/03	20.965.411,35	8.339.130,80	2.084.782,70	-	-	31.389.324,85	14.130,03	-	-	31.403.454,88	22.436.023,87
jun/03	19.494.370,22	8.221.255,41	2.055.313,85	-	-	29.770.939,48	180.738,52	-	389.474,62	30.341.152,62	21.550.646,46
jul/03	19.717.034,20	8.994.836,48	2.248.709,12	-	-	30.960.579,79	4.497,46	-	-	30.965.077,25	21.860.484,40
ago/03	27.518.769,05	8.729.286,62	2.182.321,65	-	-	38.430.377,33	282,22	-	285.081,27	38.715.740,82	27.165.544,81
set/03	20.374.725,41	7.120.964,99	1.780.241,25	-	-	27.295.931,64	158,51	-	-	29.276.090,15	20.420.072,88
out/03	20.536.095,27	7.034.021,81	1.758.505,45	-	-	29.328.622,52	-	-	326.950,56	29.655.573,08	20.557.078,51
nov/03	21.610.295,23	7.273.457,31	1.818.364,33	-	-	30.702.116,86	42,57	-	-	30.702.159,43	21.154.640,68
dez/03	121.843.251,67	71.974.359,18	17.993.589,79	-	-	211.811.200,64	5.747.608,50	-	123.663,74	217.682.472,88	149.052.026,57
jan/04	19.664.526,41	9.537.059,01	2.384.264,75	-	-	31.585.850,17	53.598,77	-	601.471,93	32.240.920,87	21.937.259,91
fev/04	20.184.698,41	6.483.068,48	1.620.767,12	-	-	28.288.534,02	939,22	-	-	28.289.473,24	19.134.685,37
mar/04	23.504.929,99	7.585.708,68	1.896.427,17	-	-	32.987.065,85	6.533,31	-	478.466,67	33.472.065,83	22.496.017,58
abr/04	22.038.680,46	8.173.063,70	2.043.265,92	-	-	32.255.010,08	738,15	-	545.273,40	32.801.021,63	21.908.349,03
mai/04	19.910.321,82	6.600.119,81	1.650.029,95	-	-	28.160.471,58	4.151,66	-	264.867,36	28.429.490,60	18.866.125,85
jun/04	24.456.042,29	7.511.822,10	1.877.955,53	-	-	32.845.819,92	705,62	-	148.551,66	33.995.077,20	22.417.864,80
jul/04	23.895.581,68	7.099.893,71	1.774.973,43	-	-	32.770.448,83	-	-	759.275,34	33.529.724,17	21.966.626,23
ago/04	25.650.867,95	8.143.554,10	2.035.888,53	-	-	35.830.310,58	10.400,06	-	535.315,83	36.376.026,47	23.674.730,56
set/04	23.300.182,00	7.093.639,08	1.773.409,77	-	-	32.367.230,85	-	-	-	32.367.230,85	20.930.809,28
out/04	19.082.495,84	4.300.980,99	1.075.245,25	-	-	24.458.722,07	4,27	-	33.049,24	24.491.775,58	15.732.564,18
nov/04	26.700.927,93	9.756.471,14	2.439.117,79	-	-	38.896.516,86	4,27	-	66.032,83	38.962.553,96	24.865.685,48
dez/04	27.663.089,17	7.738.088,20	1.934.522,05	-	-	37.335.699,42	2.481,19	-	1.480.929,00	38.819.109,61	24.607.002,26

SGAN - Quadra 603 / Módulo "I" e "J"
CEP: 70830-110 - Brasília - DF - Brasil
Tel. 55 (61) 2192-8600
Ouvidoria: 167
www.aneel.gov.br



ASSINADO DIGITALMENTE POR TÍCIANA FREITAS DE SOUSA

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 1A4A4F3B00400C34 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>

jan/05	21.120.826,79	4.982.566,44	1.245.641,61	-	-	27.349.034,85	8,74	-	-	880.774,79	28.229.818,37	17.773.023,15
fev/05	24.752.737,22	7.280.330,01	1.820.082,50	-	-	33.853.149,74	-	-	-	202.250,14	34.055.399,87	21.308.274,50
mar/05	29.529.015,06	9.370.742,77	2.342.685,69	20.719.074,43	5.916.835,42	14.606.533,67	-	-	-	350.009,38	14.956.543,04	9.293.829,66
abr/05	20.444.720,99	7.320.486,98	1.830.121,75	24.703.890,39	9.089.004,00	(4.197.564,68)	297,38	-	-	-	(4.197.267,30)	2.590.646,65
mai/05	35.988.590,98	6.942.163,41	1.735.540,85	-	-	44.666.295,25	-	-	-	-	44.666.295,25	27.376.716,79
jun/05	21.866.987,60	7.208.937,50	1.802.234,37	-	-	30.878.159,47	8,268,52	-	-	-	30.886.427,99	18.802.113,04
jul/05	16.544.318,64	4.832.945,30	1.208.236,33	-	-	22.585.500,27	1,242,78	-	-	-	22.586.743,04	13.652.431,35
ago/05	18.681.940,73	4.819.603,21	1.204.900,80	-	-	24.706.444,74	2,328,97	-	-	-	24.708.773,71	14.828.696,00
set/05	26.111.621,40	9.717.032,08	2.429.258,02	-	-	38.257.911,50	6,326,50	-	-	-	38.264.238,00	22.804.422,95
out/05	19.187.573,53	7.021.938,05	1.755.484,51	-	-	27.964.996,09	312,479,70	-	-	-	28.277.475,80	16.730.839,85
nov/05	21.131.622,64	8.782.443,27	2.195.610,82	-	-	32.109.676,72	57,094,81	-	-	965.449,82	33.132.221,34	19.465.180,04
dez/05	17.027.154,37	5.100.046,72	1.275.011,68	-	-	23.402.212,78	6,654,59	-	-	93.036,43	23.501.903,80	13.706.179,73
jan/06	27.849.857,59	9.827.620,53	2.456.905,13	201.016.544,30	60.573.452,95	(221.455.613,99)	3,616,02	-	-	47.900,46	(221.404.097,51)	128.168.372,01
fev/06	22.945.851,29	7.419.378,16	1.854.844,54	16.610.380,28	4.866.653,24	10.743.040,47	210,66	-	-	-	10.743.251,14	6.177.369,40
mar/06	18.145.657,28	4.946.597,48	1.236.649,37	27.433.083,50	9.595.662,60	(12.699.841,97)	-	-	-	-	(12.699.841,97)	7.247.729,26
abr/06	18.123.989,21	4.989.065,82	1.247.266,46	22.529.077,20	7.188.684,89	(5.357.440,60)	807,60	-	-	-	(5.356.633,00)	3.034.681,39
mai/06	53.897.379,06	16.227.499,39	4.056.874,85	17.728.883,19	4.717.371,74	5.735.498,37	25.704,18	490,33	-	-	51.761.692,87	29.101.573,99
jun/06	20.645.806,48	8.178.735,39	2.044.683,85	17.707.215,12	4.761.229,32	84.008.781,28	118.255,76	30.817,07	-	-	8.549.854,11	4.771.293,59
jul/06	23.457.158,32	7.453.840,08	1.863.460,02	49.903.192,59	15.989.220,05	(33.171.954,23)	5.459,48	18.297,70	-	-	(33.094.197,05)	18.325.911,62
ago/06	27.839.552,98	7.501.064,80	1.875.266,20	19.891.537,44	7.953.677,39	9.370.669,14	4.805,01	-	-	-	9.375.474,15	5.151.302,19
set/06	24.824.973,34	7.413.811,53	1.853.452,88	23.457.158,32	7.453.840,08	3.181.239,35	33,08	-	-	-	3.181.272,43	1.734.677,16
out/06	26.855.251,96	7.558.929,75	1.889.732,44	21.764.427,06	5.355.262,74	9.184.224,35	2.247,66	435,42	-	-	9.186.907,43	4.969.867,16
nov/06	29.617.214,01	8.006.290,43	2.001.572,61	24.408.199,25	7.179.081,88	8.037.795,92	3,729,85	-	-	3.335.570,62	11.377.096,39	6.107.288,55
dez/06	28.673.656,70	7.715.835,22	1.928.958,80	31.652.911,14	9.064.113,97	(2.398.574,39)	17,855,77	-	-	-	(2.380.118,62)	1.267.732,67
jan/07	37.021.299,66	11.993.984,51	2.998.496,13	28.484.805,33	7.569.701,55	15.959.273,41	6.013,42	383,85	-	-	15.965.670,68	8.432.978,56
fev/07	30.740.398,27	13.483.605,78	3.370.901,45	28.256.882,61	7.499.112,69	11.838.910,19	14.394,40	-	-	69.531,90	11.922.836,49	6.251.209,41
mar/07	35.087.194,67	15.016.051,08	3.754.012,77	36.527.533,67	11.749.146,22	5.580.578,64	564,06	-	-	-	33.644,46	5.614.787,16
abr/07	29.714.206,99	13.504.287,96	3.376.071,99	30.323.624,18	13.269.661,75	3.001.281,01	269,33	-	-	-	33.644,46	3.035.194,80
mai/07	28.570.498,74	13.024.899,27	3.256.224,82	34.659.909,78	14.803.461,27	(4.611.748,22)	122,67	-	-	-	33.644,46	(4.577.981,09)
jun/07	27.814.390,41	13.116.002,83	3.279.000,71	29.297.432,90	13.293.068,43	1.618.892,61	545,94	-	-	-	32.659,02	1.652.097,57
jul/07	24.436.984,65	12.543.235,86	3.135.808,97	28.093.951,85	12.793.007,05	(770.929,42)	-	-	-	32.940,60	(737.988,82)	371.249,38
ago/07	27.553.786,07	13.357.348,13	3.339.337,03	27.323.074,05	12.870.736,33	4.056.660,85	908,54	-	-	32.940,58	4.090.509,97	2.040.141,85
set/07	41.733.960,54	14.007.222,44	3.501.805,61	22.863.153,97	12.537.989,76	23.841.844,86	617.390,06	15.385,15	-	32.940,58	24.507.560,65	12.121.031,04
out/07	29.053.498,13	14.636.069,14	3.659.017,29	26.694.596,00	12.944.584,36	7.709.404,20	1.982,56	2.595,73	-	33.184,02	7.747.166,51	3.798.263,58
nov/07	29.831.091,78	14.029.926,52	3.507.481,63	41.307.742,16	13.802.971,66	(7.742.213,89)	126,54	66,22	-	15.915,25	(7.590.105,88)	3.689.634,10
dez/07	105.699.396,94	173.136.985,05	43.284.246,26	28.636.724,04	14.433.331,70	27.950.572,51	57.574.525,44	1.469,66	-	73.518,67	336.700.086,28	162.223.972,83
jan/08	28.552.021,63	10.197.727,28	2.527.431,82	28.772.027,56	13.826.344,74	(1.409.191,57)	1.498.047,47	-	-	51.103,51	13.959,51	66.830,62
fev/08	31.290.360,01	9.321.745,60	2.330.436,40	132.751.400,09	182.671.480,53	(272.480.338,60)	-	1.955,25	-	68.683,18	(272.409.700,17)	128.974.426,10
mar/08	28.007.198,83	9.623.045,54	2.405.761,38	-	-	40.036.005,75	264,08	4.166,96	-	115.966,31	40.156.403,10	18.840.045,79
abr/08	30.281.673,91	8.767.986,89	2.191.996,72	27.995.114,61	9.124.472,54	4.122.070,37	480,68	326.173,19	-	99.312,82	4.548.037,06	2.114.837,22
mai/08	35.078.734,45	10.070.978,35	2.697.519,59	27.584.175,42	9.426.713,32	11.555.443,64	538,34	-	-	169.048,35	11.725.030,33	5.401.656,33
jun/08	37.454.696,93	10.638.298,90	2.659.574,73	29.864.899,83	8.573.492,31	12.405.178,41	1.663,40	4.101,37	-	164.257,90	12.575.201,08	5.740.928,61
jul/08	40.964.690,89	10.172.429,84	2.678.107,46	34.650.200,52	10.596.973,02	9.108.054,66	15.368,66	10.229,46	-	196.266,79	9.302.919,47	4.206.986,91
ago/08	41.492.453,98	10.771.746,99	2.544.436,75	33.967.933,70	10.422.425,92	9.282.728,10	12.038,81	9.369,89	-	183.033,74	10.028.720,54	4.492.031,07
set/08	44.609.267,90	10.428.208,00	2.607.052,00	40.543.941,69	10.522.103,01	6.578.483,20	5.662,70	16.135,58	-	224.407,90	6.824.689,38	3.028.455,91
out/08	42.585.322,40	12.643.042,25	3.160.760,56	41.075.679,89	9.988.809,40	7.324.635,91	44.351,02	58.079,19	-	188.239,60	7.615.307,32	3.346.503,79
nov/08	38.456.632,37	11.150.559,46	2.787.639,87	44.192.493,81	10.240.705,97	(2.038.368,08)	-	-	-	190.129,93	(1.848.238,15)	804.497,00
dez/08	45.950.896,20	11.716.712,13	2.929.178,03	42.129.548,32	12.456.883,16	5.971.348,72	985,65	11.579,95	-	211.529,66	6.195.443,92	2.670.064,26
jan/09	43.144.746,25	16.201.687,73	4.050.421,93	49.009.858,29	10.965.789,61	14.391.208,02	1.806,43	17.810,22	-	209.278,56	14.620.103,23	6.237.910,71
fev/09	43.363.572,92	15.977.666,10	3.874.416,53	45.502.922,35	11.533.320,17	5.699.413,03	-	-	-	211.987,15	5.913.400,28	2.500.054,19
mar/09	48.597.044,24	15.913.295,17	3.978.323,79	85.651.553,22	31.336.760,38	(48.499.550,39)	7.542,01	24.701,82	-	216.901,26	(48.250.505,30)	20.191.496,85
abr/09	46.261.878,00	15.957.127,02	3.899.281,75	-	-	65.758.286,77	6.667,62	-	-	229.060,13	65.994.014,51	27.341.886,18
mai/09	45.006.660,59	15.980.854,21	3.847.713,55	48.045.462,09	15.734.221,25	465.545,01	2,88	-	-	229.341,05	694.888,94	284.904,46
jun/09	46.786.867,63	15.576.555,66	3.894.138,91	45.845.103,92	15.419.303,41	4.993.154,87	1.587,51	25.803,88	-	230.348,22	5.221.880,96	2.119.218,84
jul/09	51.757.556,09	16.076.582,02	4.019.145,51	44.589.886,51	15.214.419,85	12.048.977,26	-	-	-	291.681,66	12.340.658,92	4.955.117,35
ago/09	45.765.348,61	15.812.871,84	3.953.217,96	46.370.093,55	15.401.556,86	3.759.788,00	460,76	-	-	343.199,42	4.103.448,18	1.629.980,80
set/09	50.023.710,80	16.439.936,65	4.109.984,16	51.338.646,93	15.902.926,15	3.323.058,53	-	-	-	376.838,29	3.708.896,82	1.457.802,50
out/09	47.673.302,16	16.425.347,00	4.106.336,75	45.348.574,53	15.640.605,22	7.215.806,16	114,61	-	-	330.040,45	7.545.961,22	2.933.492,42
nov/09	47.766.623,63	15.810.373,17	3.952.593,29	49.606.936,72	16.269.151,89	1.653.501,48	200,68	3,26	-	352.276,47	2.005.981,89	771.467,20
dez/09	51.229.275,98	16.911.989,34	4.227.997,33	47.256.528,07	16.255.858,87	8.856.875,71	24.965,90	27.501,68	-	373.511,81	9.282.855,09	3.530.063,51
jan/10	51.569.175,13	19.686.871,93	4.921.717,98	47.349.849,54	15.642.274,29	13.185.641,22	117.533,22	-	-	510.076,86	13.813.251,29	5.193.398,78
fev/10	50.513.529,10	19.697.430,66	4.924.357,67	50.812.501,89	16.745.279,70	7.577.535,84	8.130,11	-	-	539.054,46	8.124.720,41	3.023.073,05
mar/10	51.418.772,17	19.331.333,61	4.832.833,40	101.873.679,10	39.383.683,23	(65.674.923,15)	34,66	-	-	589.193,87	(65.085.694,62)	23.937.072,13
abr/10	50.753.305,88	19.464.808,01	4.866.202,00	-	-	75.084.315,89	33,68	-	-	542.815,97	75.627.165,54	27.498.877,69
mai/10	53.889.603,89	19.432.587,93	4.858.146,98	51.418.272,17	19.331.333,61	7.430.733,02	36,50	91,55	-	547.532,55	7.978.393,63	2.866.681,15
jun/10	52.160.184,42	19.347.725,23	4.836.931,31	50.753.305,88	19.464.808,01	6.126.710,47	-	135,58	-	570.383,75	6.697.280,41	2.378.454,72



ANEXO 3 do Ofício nº /2017-SFF/ANEEL, de 18/07/2017

COMPRAS DE AÇÕES ACUMULADAS POR PERÍODO - ATUALIZAÇÃO							
Empresas	1996	1997	Até Outubro/1998	Total em valor histórico	Juros de 5% a.a. até 31/10/1998	Total atualizado 31/10/1998	Atualização 30/06/2017
CEAL		107.700.000,00	61.000.000,00	168.700.000,00	6.661.178,08	175.361.178,08	166.032.937,64
CELPA		70.088.384,07		70.088.384,07	4.764.890,36	74.853.274,43	70.871.496,08
CEPISA	20.003.368,27	100.000.000,00		120.003.368,27	6.733.190,47	126.736.558,74	119.994.877,91
CERON	22.100.000,00	56.000.000,00	17.703.417,75	95.803.417,75	4.763.306,03	100.566.723,78	95.217.132,78
ELETROACRE		15.000.000,00	13.000.000,00	28.000.000,00	1.188.698,63	29.188.698,63	27.636.022,02
TOTAL	42.103.368,27	348.788.384,07	91.703.417,75	482.595.170,09	24.111.263,57	506.706.433,66	479.752.466,43
TOTAL ATUALIZADO							986.458.900,09



SGAN - Quadra 603 / Módulo "I" e "J"
 CEP: 70830-110 - Brasília - DF - Brasil
 Tel. 55 (61) 2192-8600
 Ouvidoria: 167
www.aneel.gov.br

ASSINADO DIGITALMENTE POR TICIANA FREITAS DE SOUSA

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 1A4A4F3B00400C34 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



ANEXO 4 do Ofício nº 400/2017-SFF/ANEEL, de 18/07/2017

FLUXO DE PAGAMENTOS - CALCULO SFF/ANEEL				
Data	Saldo Devedor	Principal	juros	Total Pagamento
30/06/2017	2.382.620.047,41			
31/07/2017	2.361.719.871,55	20.900.175,85	9.927.583,53	30.827.759,39
31/08/2017	2.340.819.695,70	20.900.175,85	9.840.499,46	30.740.675,32
30/09/2017	2.319.919.519,84	20.900.175,85	9.753.415,40	30.653.591,25
31/10/2017	2.299.019.343,99	20.900.175,85	9.666.331,33	30.566.507,19
30/11/2017	2.278.119.168,13	20.900.175,85	9.579.247,27	30.479.423,12
31/12/2017	2.257.218.992,28	20.900.175,85	9.492.163,20	30.392.339,05
31/01/2018	2.236.318.816,42	20.900.175,85	9.405.079,13	30.305.254,99
28/02/2018	2.215.418.640,57	20.900.175,85	9.317.995,07	30.218.170,92
31/03/2018	2.194.518.464,72	20.900.175,85	9.230.911,00	30.131.086,86
30/04/2018	2.173.618.288,86	20.900.175,85	9.143.826,94	30.044.002,79
31/05/2018	2.152.718.113,01	20.900.175,85	9.056.742,87	29.956.918,72
30/06/2018	2.131.817.937,15	20.900.175,85	8.969.658,80	29.869.834,66
31/07/2018	2.110.917.761,30	20.900.175,85	8.882.574,74	29.782.750,59
31/08/2018	2.090.017.585,44	20.900.175,85	8.795.490,67	29.695.666,53
30/09/2018	2.069.117.409,59	20.900.175,85	8.708.406,61	29.608.582,46
31/10/2018	2.048.217.233,73	20.900.175,85	8.621.322,54	29.521.498,39
30/11/2018	2.027.317.057,88	20.900.175,85	8.534.238,47	29.434.414,33
31/12/2018	2.006.416.882,03	20.900.175,85	8.447.154,41	29.347.330,26
31/01/2019	1.985.516.706,17	20.900.175,85	8.360.070,34	29.260.246,20
28/02/2019	1.964.616.530,32	20.900.175,85	8.272.986,28	29.173.162,13
31/03/2019	1.943.716.354,46	20.900.175,85	8.185.902,21	29.086.078,06
30/04/2019	1.922.816.178,61	20.900.175,85	8.098.818,14	28.998.994,00
31/05/2019	1.901.916.002,75	20.900.175,85	8.011.734,08	28.911.909,93
30/06/2019	1.881.015.826,90	20.900.175,85	7.924.650,01	28.824.825,87
31/07/2019	1.860.115.651,05	20.900.175,85	7.837.565,95	28.737.741,80
31/08/2019	1.839.215.475,19	20.900.175,85	7.750.481,88	28.650.657,73
30/09/2019	1.818.315.299,34	20.900.175,85	7.663.397,81	28.563.573,67
31/10/2019	1.797.415.123,48	20.900.175,85	7.576.313,75	28.476.489,60
30/11/2019	1.776.514.947,63	20.900.175,85	7.489.229,68	28.389.405,54
31/12/2019	1.755.614.771,77	20.900.175,85	7.402.145,62	28.302.321,47
31/01/2020	1.734.714.595,92	20.900.175,85	7.315.061,55	28.215.237,40
29/02/2020	1.713.814.420,06	20.900.175,85	7.227.977,48	28.128.153,34
31/03/2020	1.692.914.244,21	20.900.175,85	7.140.893,42	28.041.069,27
30/04/2020	1.672.014.068,36	20.900.175,85	7.053.809,35	27.953.985,21
31/05/2020	1.651.113.892,50	20.900.175,85	6.966.725,28	27.866.901,14
30/06/2020	1.630.213.716,65	20.900.175,85	6.879.641,22	27.779.817,07
31/07/2020	1.609.313.540,79	20.900.175,85	6.792.557,15	27.692.733,01
31/08/2020	1.588.413.364,94	20.900.175,85	6.705.473,09	27.605.648,94
30/09/2020	1.567.513.189,08	20.900.175,85	6.618.389,02	27.518.564,88
31/10/2020	1.546.613.013,23	20.900.175,85	6.531.304,95	27.431.480,81
30/11/2020	1.525.712.837,37	20.900.175,85	6.444.220,89	27.344.396,74
31/12/2020	1.504.812.661,52	20.900.175,85	6.357.136,82	27.257.312,68
31/01/2021	1.483.912.485,67	20.900.175,85	6.270.052,76	27.170.228,61
28/02/2021	1.463.012.309,81	20.900.175,85	6.182.968,69	27.083.144,54
31/03/2021	1.442.112.133,96	20.900.175,85	6.095.884,62	26.996.060,48
30/04/2021	1.421.211.958,10	20.900.175,85	6.008.800,56	26.908.976,41
31/05/2021	1.400.311.782,25	20.900.175,85	5.921.716,49	26.821.892,35
30/06/2021	1.379.411.606,39	20.900.175,85	5.834.632,43	26.734.808,28
31/07/2021	1.358.511.430,54	20.900.175,85	5.747.548,36	26.647.724,21
31/08/2021	1.337.611.254,68	20.900.175,85	5.660.464,29	26.560.640,15
30/09/2021	1.316.711.078,83	20.900.175,85	5.573.380,23	26.473.556,08
31/10/2021	1.295.810.902,98	20.900.175,85	5.486.296,16	26.386.472,02
30/11/2021	1.274.910.727,12	20.900.175,85	5.399.212,10	26.299.387,95
31/12/2021	1.254.010.551,27	20.900.175,85	5.312.128,03	26.212.303,88

SGAN - Quadra 603 / Módulo "I" e "J"
 CEP: 70830-110 - Brasília - DF - Brasil
 Tel. 55 (61) 2192-8600
 Ouvidoria: 167
www.aneel.gov.br



ASSINADO DIGITALMENTE POR TICIANA FREITAS DE SOUSA

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 1A4A4F3B00400C34 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



31/01/2022	1.233.110.375,41	20.900.175,85	5.225.043,96	26.125.219,82
28/02/2022	1.212.210.199,56	20.900.175,85	5.137.959,90	26.038.135,75
31/03/2022	1.191.310.023,70	20.900.175,85	5.050.875,83	25.951.051,69
30/04/2022	1.170.409.847,85	20.900.175,85	4.963.791,77	25.863.967,62
31/05/2022	1.149.509.671,99	20.900.175,85	4.876.707,70	25.776.883,55
30/06/2022	1.128.609.496,14	20.900.175,85	4.789.623,63	25.689.799,49
31/07/2022	1.107.709.320,29	20.900.175,85	4.702.539,57	25.602.715,42
31/08/2022	1.086.809.144,43	20.900.175,85	4.615.455,50	25.515.631,36
30/09/2022	1.065.908.968,58	20.900.175,85	4.528.371,44	25.428.547,29
31/10/2022	1.045.008.792,72	20.900.175,85	4.441.287,37	25.341.463,22
30/11/2022	1.024.108.616,87	20.900.175,85	4.354.203,30	25.254.379,16
31/12/2022	1.003.208.441,01	20.900.175,85	4.267.119,24	25.167.295,09
31/01/2023	982.308.265,16	20.900.175,85	4.180.035,17	25.080.211,03
28/02/2023	961.408.089,30	20.900.175,85	4.092.951,10	24.993.126,96
31/03/2023	940.507.913,45	20.900.175,85	4.005.867,04	24.906.042,89
30/04/2023	919.607.737,60	20.900.175,85	3.918.782,97	24.818.958,83
31/05/2023	898.707.561,74	20.900.175,85	3.831.698,91	24.731.874,76
30/06/2023	877.807.385,89	20.900.175,85	3.744.614,84	24.644.790,70
31/07/2023	856.907.210,03	20.900.175,85	3.657.530,77	24.557.706,63
31/08/2023	836.007.034,18	20.900.175,85	3.570.446,71	24.470.622,56
30/09/2023	815.106.858,32	20.900.175,85	3.483.362,64	24.383.538,50
31/10/2023	794.206.682,47	20.900.175,85	3.396.278,58	24.296.454,43
30/11/2023	773.306.506,61	20.900.175,85	3.309.194,51	24.209.370,36
31/12/2023	752.406.330,76	20.900.175,85	3.222.110,44	24.122.286,30
31/01/2024	731.506.154,91	20.900.175,85	3.135.026,38	24.035.202,23
29/02/2024	710.605.979,05	20.900.175,85	3.047.942,31	23.948.118,17
31/03/2024	689.705.803,20	20.900.175,85	2.960.858,25	23.861.034,10
30/04/2024	668.805.627,34	20.900.175,85	2.873.774,18	23.773.950,03
31/05/2024	647.905.451,49	20.900.175,85	2.786.690,11	23.686.865,97
30/06/2024	627.005.275,63	20.900.175,85	2.699.606,05	23.599.781,90
31/07/2024	606.105.099,78	20.900.175,85	2.612.521,98	23.512.697,84
31/08/2024	585.204.923,92	20.900.175,85	2.525.437,92	23.425.613,77
30/09/2024	564.304.748,07	20.900.175,85	2.438.353,85	23.338.529,70
31/10/2024	543.404.572,22	20.900.175,85	2.351.269,78	23.251.445,64
30/11/2024	522.504.396,36	20.900.175,85	2.264.185,72	23.164.361,57
31/12/2024	501.604.220,51	20.900.175,85	2.177.101,65	23.077.277,51
31/01/2025	480.704.044,65	20.900.175,85	2.090.017,59	22.990.193,44
28/02/2025	459.803.868,80	20.900.175,85	2.002.933,52	22.903.109,37
31/03/2025	438.903.692,94	20.900.175,85	1.915.849,45	22.816.025,31
30/04/2025	418.003.517,09	20.900.175,85	1.828.765,39	22.728.941,24
31/05/2025	397.103.341,23	20.900.175,85	1.741.681,32	22.641.857,18
30/06/2025	376.203.165,38	20.900.175,85	1.654.597,26	22.554.773,11
31/07/2025	355.302.989,53	20.900.175,85	1.567.513,19	22.467.689,04
31/08/2025	334.402.813,67	20.900.175,85	1.480.429,12	22.380.604,98
30/09/2025	313.502.637,82	20.900.175,85	1.393.345,06	22.293.520,91
31/10/2025	292.602.461,96	20.900.175,85	1.306.260,99	22.206.436,85
30/11/2025	271.702.286,11	20.900.175,85	1.219.176,92	22.119.352,78
31/12/2025	250.802.110,25	20.900.175,85	1.132.092,86	22.032.268,71
31/01/2026	229.901.934,40	20.900.175,85	1.045.008,79	21.945.184,65
28/02/2026	209.001.758,54	20.900.175,85	957.924,73	21.858.100,58
31/03/2026	188.101.582,69	20.900.175,85	870.840,66	21.771.016,52
30/04/2026	167.201.406,84	20.900.175,85	783.756,59	21.683.932,45
31/05/2026	146.301.230,98	20.900.175,85	696.672,53	21.596.848,38
30/06/2026	125.401.055,13	20.900.175,85	609.588,46	21.509.764,32
31/07/2026	104.500.879,27	20.900.175,85	522.504,40	21.422.680,25
31/08/2026	83.600.703,42	20.900.175,85	435.420,33	21.335.596,18
30/09/2026	62.700.527,56	20.900.175,85	348.336,26	21.248.512,12
31/10/2026	41.800.351,71	20.900.175,85	261.252,20	21.161.428,05
30/11/2026	20.900.175,85	20.900.175,85	174.168,13	21.074.343,99
31/12/2026	-	20.900.175,85	87.084,07	20.987.259,92



SGAN - Quadra 603 / Módulo "I" e "J"
 CEP: 70830-110 - Brasília - DF - Brasil
 Tel. 55 (61) 2192-8600
 Ouvidoria: 167
www.aneel.gov.br

ASSINADO DIGITALMENTE POR TICIANA FREITAS DE SOUSA

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 1A4A4F3B00400C34 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



OFÍCIO Nº 285/2019-DIR/ANEEL

Brasília, 1 de agosto de 2019.

Ao Senhor
Rui Guilherme Altieri Silva
Superintendente
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE
São Paulo - SP

Assunto: CT-CCEE - 0906/2019 - Repasses nos termos da Medida Provisória nº 855, de 2018.

Senhor Superintendente;

1. Referimo-nos à Carta CT-CCEE - 0906/2019, de 22 de julho de 2019, na qual a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE informa os procedimentos que adotará em relação aos repasses relativos ao Termo de Compromisso celebrado entre a CCEE e a Amazonas Distribuidora de Energia S.A., em 18 de março de 2019.
2. Quanto ao tema, informamos que o Termo de Compromisso foi homologado pela ANEEL, mediante o **Despacho nº 1.962, de 16 de julho de 2019¹**, nos seguintes termos:

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso das suas atribuições regimentais, tendo em vista a deliberação da Diretoria e o que consta do Processo nº 48500.002152/2019-51, decide: (i) **homologar o Termo de Compromisso** firmado entre a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE e a Amazonas Energia S.A, para repasses de recursos da conta de Reserva Global de Reversão – RGR, nos termos da Medida Provisória nº 855, de 2018; e (ii) determinar que a Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF, **fiscalize os valores apurados pela CCEE e contidos no Termo de Compromisso, determinando imediato ajuste nos repasses da RGR à Amazonas Energia caso sejam encontradas irregularidades.** (grifos nossos)

¹ Ver o DOU de 17/7/2019, Seção 1, p. 33.



APAP

ASSINADO DIGITALMENTE POR ANDRE PEPITONE DA NOBREGA

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 476245F6004E6DB2 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



(Fl. 2 do Ofício nº 285/2019-DR/ANEEL, de 1/8/2019)

3. Nesse sentido, destacamos que na Cláusula Segunda do Termo de Compromisso foi consignado o montante de **R\$ 1.911.084.355,00**, a título de valores não reembolsados pela Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, por força das exigências de eficiência econômica e energética, bem como limitações previstas nos §12º e §16º do art. 3º da Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009.

4. Observamos ainda o conteúdo normativo das Cláusulas 3.1 e 9.1, ambas constantes do próprio Termo de Compromisso, homologado pelo Despacho nº 1.962, de 2019:

3.1. **Tendo em vista o valor total apurado nos termos da Cláusula Segunda**, a CCEE operacionalizará o pagamento dos recursos de RGR em favor da AMAZONAS ENERGIA **por meio de 60 (sessenta) parcelas mensais**, no 10º (décimo) dia útil de cada mês ou nos termos e datas previstos nas normas e regulamentações vigentes.

[...]

9.1. **As PARTES declaram e concordam que qualquer outro ato administrativo**, seja da ANEEL ou da União, que venha a alterar os valores objeto deste TERMO, restará automaticamente incorporado a este Termo de Compromisso.

5. Dessa maneira, informamos que os repasses relativos ao Termo de Compromisso devem ser realizados pela CCEE com base nos valores e na forma previstos no próprio Termo de Compromisso, já homologado pela ANEEL, sendo que eventuais efeitos decorrentes de atos administrativos (decisões) da ANEEL, sobretudo os resultantes da fiscalização determinada pelo Despacho nº 1.962, de 2019, serão tempestivamente informados à CCEE, para os ajustes necessários.

Atenciosamente,

(assinado digitalmente)

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA

Diretor-Geral

c/c:

Tarcísio Estefano Rosa - Diretor-Presidente da Amazonas Distribuidora de Energia S.A.



ASSINADO DIGITALMENTE POR ANDRE PEPITONE DA NOBREGA

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 476245F6004E6DB2 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>