



ccee

Câmara de Comercialização  
de Energia Elétrica

# Premissas Orçamentárias

# Contas Setoriais 2023



## SUMÁRIO

1. OBJETIVO .....	9
2. INTRODUÇÃO .....	9
2.1. BREVE HISTÓRICO DAS CONTAS SETORIAIS .....	10
2.1.1. Conta de Desenvolvimento Energético .....	10
2.1.2. Conta de Consumo de Combustíveis.....	10
2.1.3. Reserva Global de Reversão .....	11
3. PAPÉIS E RESPONSABILIDADES - CONTAS SETORIAIS.....	12
3.1. CONTA DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO .....	12
3.2. CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS .....	13
3.3. RESERVA GLOBAL DE REVERSÃO .....	15
4. CENÁRIO MACROECONÔMICO E SETORIAL .....	16
5. COMPOSIÇÃO DA CDE .....	17
5.1. ORÇAMENTO CDE.....	21
5.2. COMPARATIVOS CDE.....	23
5.2.1. Premissas adotadas.....	25
5.2.1.1. Premissas do PAC CDE - Carvão Mineral .....	26
5.2.1.2. Resultados Carvão Mineral .....	31
5.2.2. Premissas não consideradas .....	31
6. CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS .....	33
6.1. SISTEMA ISOLADO .....	33
6.1.1. Alterações nos Sistemas.....	34
6.2. COMPOSIÇÃO DA CCC .....	36
6.3. ORÇAMENTO PAC CCC .....	38
6.4. COMPARATIVOS CCC.....	40
6.4.1. Premissas do PAC CCC.....	41
6.4.1.1. Características dos contratos utilizados.....	46
6.4.2. Resultados CCC.....	53



6.4.2.1.	Variações Reembolso Final CCC por beneficiário.....	59
6.4.3.	Resultado de Fiscalização e Sobrecontratação .....	70
6.4.4.	Premissas não consideradas .....	71
7.	RESERVA GLOBAL DE REVERSÃO .....	72
7.1.	COMPOSIÇÃO DA RGR.....	72
7.2.	ORÇAMENTO RGR .....	75
7.3.	COMPARATIVOS RGR .....	77
7.3.1.	Premissas adotadas.....	78
7.3.2.	Premissas não consideradas .....	79
8.	ORÇAMENTO CONTAS SETORIAIS 2023 - CONSOLIDADO.....	81
9.	BOLETIM MENSAL - INFOCONTAS SETORIAIS .....	82
10.	ANEXOS .....	83
10.1.	ANEXO A – CONTAS SETORIAIS – CDE, CCC e RGR .....	83
	A.I – Ofício nº 255/2022-SGT/Aneel.....	83
	A.II – Nota Técnica EPE - Projeções dos Preços dos Combustíveis Líquidos para Atendimento aos Sistemas Isolados 2023.....	86
10.2.	ANEXO B – CONTA DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO – CDE .....	137
	B.I – Ofício nº 54/2022 .....	137
	B.II - Custos Administrativos, Financeiros e Tributários – CAFT.....	139
	B.III – Memorando nº 107/2017-SRG.....	152
	B.IV - Previsão reembolso de Carvão Mineral - Diamante .....	154
	B.V - Previsão reembolso de Carvão Mineral - Copel.....	155
	B.VI - Previsão reembolso de Carvão Mineral - CGT Eletrosul .....	156
	B.VII - Apuração Ea-1 – Carvão Mineral .....	157
	B.VIII - Índices de Eficiência Energética das Usinas a Carvão Mineral .....	158
	B.IX - Projeção do reembolso de Carvão Mineral – Competência .....	159
10.3.	ANEXO C – CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS – CCC.....	160
	C.I - Plano Anual da Operação Energética dos Sistemas Isolados .....	160



C.II – Cronograma SIGFI e MIGDI - MME.....	173
C.III - Custo Total de Despesa Acessória por Beneficiários .....	174
C.IV - Custo de Óleo Combustível por Beneficiários .....	175
C.V – Custo de Óleo Diesel por Beneficiários .....	176
C.VI – Custo de Gás Natural por Beneficiários .....	177
C.VII – Custo de Geração Própria por Beneficiários .....	178
C.VIII – SIGFI e MIGDI .....	179
C.IX – Custo de Contratação de Energia e Potência por Beneficiários.....	180
C.X – CCESI por Beneficiários.....	181
C.XI - CCVEE por Beneficiários .....	185
C.XII – CCVEE – Gás Natural por Beneficiários .....	186
C.XIII – CTG por Beneficiários .....	187
C.XIV – Custo de Sub-rogação por Beneficiários .....	192
10.4. ANEXO D – RESERVA GLOBAL DE REVERSÃO – RGR.....	193
D.I - Memorando nº 524/2017 SFF-Aneel .....	193
D.II – Projeção Eletrobras - CAFT BUSA.....	196
D.III - Projeção Eletrobras 2023 - Recebíveis sem IR.....	198
D.IV - Ofício nº 400/2017/SFF/Aneel.....	199

## 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

CPEE - Contratos de Potência e Energia Elétrica

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-DI - Índice Geral de Preços de Disponibilidade Interna

IGP-M - Índice Geral de Preços do Mercado

IPA-DI - Índice de Preços por Atacados – Disponibilidade Interna

IPCA - Índice de Preços para o Consumidor Amplo

MIGDI - Microsistema 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

SCD - Sistema de Coleta de Dados

SELIC - Sistema Especial de Liquidação e de Custódia

SFF - Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira

SGT - Superintendência de Gestão Tarifária

Siecesc - 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

SRG - Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração

TFSEE - Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica

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 2023 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 14/outubro/2022.

## 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:

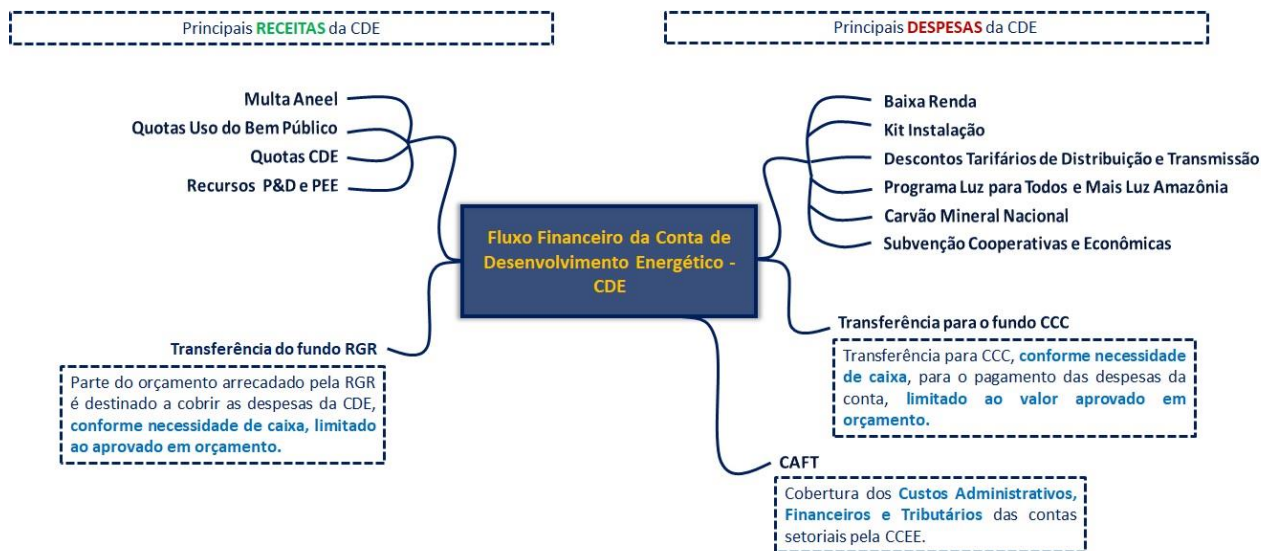


Figura 1 – Fluxo Financeiro - CDE

## 2.1. BREVE HISTÓRICO DAS CONTAS SETORIAIS

### 2.1.1. Conta de Desenvolvimento Energético

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 não somente as atribuições da referida conta, mas também a transferência de recursos da RGR e a transferência de recursos para a CCC.

### 2.1.2. Conta de Consumo de Combustíveis

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 por meio das quotas.

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 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.

### 2.1.3. Reserva Global de Reversão

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

As especificações de cada conta, quanto aos papéis e responsabilidades, descritas a seguir, assumem como base o Decreto nº 9.022/2017 para a CCC, CDE e RGR e a REN nº 1.016/2022, emitida pela Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, para CCC e CDE - Carvão Mineral.

#### 3.1. CONTA DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO

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 dos dados encaminhados pelo Ministério de Minas e Energia - MME, Aneel, ONS e Eletrobras;
- **MME:** repassar a previsão de gastos com a 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; dos dispêndios do Programa Luz para Todos - PLpT e Mais Luz para a Amazônia - MLA;
- **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

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 em 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 2023 e Plano da Operação Elétrica dos Sistemas de Transmissão Localizados nos Sistemas Isolados 2023 - 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 importação de energia e de reserva de capacidade firmados, percentual de arrendamento de máquinas, no caso de geração própria e os tributos não recuperados;
- **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 Microsistema 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 - EPE<sup>1</sup>:** 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.

---

<sup>1</sup> 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. RESERVA GLOBAL DE REVERSÃO

O Decreto nº 9.022/2017, em seu art. 25, determinou que o orçamento da RGR será consolidado anualmente, 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;
- **Eletrobras:** 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.

## 4. CENÁRIO MACROECONÔMICO E SETORIAL

Atualmente, o cenário econômico internacional tem sido afetado pelos contínuos ajustes nas taxas de juros ao redor do globo promovido pelos bancos centrais, na tentativa de arrefecer a crescente inflação oriunda da retomada das atividades econômicas que promoveram gargalos na oferta de produtos e serviços e alta das commodities, além da escalada de preços dos combustíveis. Fatores não gerenciáveis como a Guerra na Europa e a política “Zero COVID” imposta pelo governo da China também contribuíram para este cenário inflacionário, trazendo volatilidade nos preços dos insumos e com o poder de compra reduzido, a atividade global perde velocidade e os efeitos da inflação são intensificados.

Sob a ótica dos índices de inflação, o Índice de Preços para o Consumidor Amplo (IPCA), Índice Nacional de Preços ao Consumidor (INPC) e o Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M) extrapolaram as expectativas previstas para o exercício de 2022. A meta de inflação perseguida pelo Banco Central não foi alcançada e a inflação segue pressionada pelo preço dos combustíveis, da energia elétrica e dos alimentos. Como consequência, a taxa básica de juros no Brasil também tem sido elevada substancialmente: em 2021, a SELIC iniciou o ano em 2% e a expectativa é de encerrar o exercício de 2022 no patamar de 14,25%.

Do ponto de vista de projeções macroeconômicas, o boletim da LCA – Soluções Estratégicas em Economia de 15/09/2022, a expectativa da SELIC para 2023 em seu cenário adverso é de alcançar 15,23% a.a., enquanto o IPCA projetado para o mesmo período em 8,17% a.a. A taxa de câmbio para 2023 está prevista em R\$/US\$ 5,95, devido à combinação de desvalorização do real em razão da imprevisibilidade do dólar em um ano eleitoral e a elevação das taxas de juros nos EUA.

No âmbito do Setor Elétrico Brasileiro, o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) figura dentro dos limites normais, visto que o período de escassez hídrica foi estancado e a Aneel voltou a acionar a bandeira verde, aliviando o preço da energia elétrica.



## 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 2023 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 Transmissoras:** 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;
- **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.
- **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 àqueles consumidores de energia elétrica que possuem direito à tarifa social e para tanto, 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 portador de doença ou deficiência que dependam do uso continuado de aparelhos que demandem consumo de energia elétrica; iii) idosos com 65 anos ou mais, ou pessoas com deficiência que recebam o benefício de prestação continuada da assistência social (BPC).

Estes consumidores são beneficiados através da tarifa social na isenção do custeio da CDE, do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – Proinfa, além dos descontos aplicados, de modo cumulativo, no restante da tarifa residencial;

- **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;
- **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 pela Lei nº 13.606/2018 e o MLA foi instituído com a edição do Decreto nº 10.221/2020;

- **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 Tarifários de Distribuição:** é destinado a compensar as distribuidoras pela perda de receita decorrente da concessão de descontos tarifários aos usuários do serviço:
  - Gerador e consumidor de fonte incentivada;
  - Atividade de irrigação e aquicultura em horário especial;
  - Agente de distribuição com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano;
  - Serviço público de água, esgoto e saneamento;
  - Classe rural;
  - Subclasse cooperativa de eletrificação rural e;
  - Subclasse de serviço público de irrigação.

A partir de 2013, quando a Lei nº 12.783/2013 entrou em vigor, todos os consumidores do SIN passaram a contribuir com o rateio dos subsídios tarifários, independentemente do mercado subsidiado da área de concessão onde o consumidor está localizado;

- **Subsídios Tarifários da Transmissão:** corresponde ao valor referente aos descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de transmissão de energia elétrica da referida competência, conforme previsto na Lei nº 10.438/2002;
- **Custos Administrativos, Financeiros e Tributários - CAFT:** são necessários para cobertura dos custos de administração das contas setoriais pela CCEE. Vale observar que 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 tenha utilização para qualquer atividade relacionada a este fim. Os valores relativos à administração 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", em outubro de 2022;
- **Desestatização Eletrobras:** A resolução CNPE nº 15/2021, alterada pela nº 30/2021, estabeleceu que o valor adicionado pelos novos contratos de concessão de geração de energia elétrica nos termos da Lei nº 14.182/2021, que dispõe sobre a desestatização da Eletrobras. O valor será pago pela Eletrobras ou por suas subsidiárias, distribuído na forma do Anexo V da resolução, com aportes anuais em abril de cada ano, pelo período de vinte e cinco anos. O montante arrecado será repassado integralmente às concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica.
- **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.

## 5.1. ORÇAMENTO CDE

Para elaboração do orçamento da CDE, a CCEE consolidou as informações recebidas da Aneel, EPE, MME, Eletrobras e ONS. Abaixo, apresenta-se a proposta orçamentária para o ano de 2023 da respectiva conta.



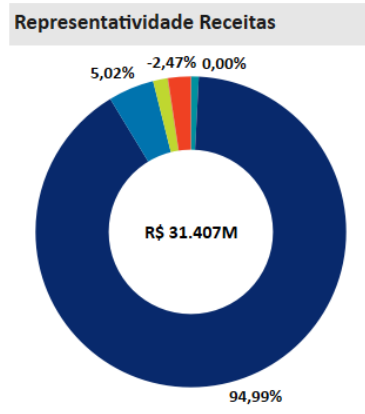
### ORÇAMENTO CDE 2023

CDE	JANEIRO	FEVEREIRO	MARÇO	ABRIL	MAIO	JUNHO	JULHO	AGOSTO	SETEMBRO	OUTUBRO	NOVEMBRO	DEZEMBRO	ORÇAMENTO 2023
<b>SALDO INICIAL</b>	775.527.854	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	775.527.854
Saldo Inicial	775.527.854	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	775.527.854
<b>ENTRADAS</b>	<b>2.360.252.274</b>	<b>2.693.381.542</b>	<b>2.565.229.462</b>	<b>3.203.035.180</b>	<b>2.615.668.819</b>	<b>2.733.181.775</b>	<b>2.828.204.400</b>	<b>2.639.322.526</b>	<b>2.589.145.638</b>	<b>2.545.590.992</b>	<b>2.659.509.533</b>	<b>2.606.573.989</b>	<b>32.039.096.130</b>
Quotas CDE - Uso	2.941.139.882	2.498.741.296	2.363.436.305	2.370.294.086	2.421.027.062	2.538.540.018	2.633.562.644	2.444.680.770	2.394.524.452	2.350.969.806	2.464.888.347	2.411.952.803	29.833.757.471
Quotas UB - Utilização Do Bem Público	131.302.783	131.302.783	131.302.783	131.302.783	131.302.783	131.302.783	131.302.783	131.302.783	131.302.783	131.302.783	131.302.783	131.302.783	1.575.633.390
Multas Aneel	21.974.884	21.974.884	21.974.884	21.974.884	21.974.884	21.974.884	21.974.884	21.974.884	21.974.884	21.974.884	21.974.884	21.974.884	263.698.608
Recursos projetos de P&D e PEE	41.342.009	41.342.009	41.342.009	41.342.009	41.342.009	41.342.009	41.342.009	41.342.009	41.342.009	41.342.009	41.342.009	41.342.009	496.104.113
Restituição Programa Luz Para Todos	-	-	7.152.911	5.902.432	-	-	-	-	-	-	-	-	13.055.343
Devolução Subsídio Tarifário - Dist.	-	-	-	-	1.510	1.510	1.510	1,510	1,510	1,510	1,510	1,510	12,079
Devolução Subvenção Pequenas Dist.	20.571	20.571	20.571	20.571	20.571	20.571	20.571	20.571	-	-	-	-	164,564
Desestatização Eletrobras	-	-	-	632.198.416	-	-	-	-	-	-	-	-	632.198.416
Reserva Técnica (Necessidade de Caixa) 2,5%	-	775.527.854	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	775.527.854
<b>TRANSFERÊNCIA DE OUTROS FUNDOS</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Transferência do Fundo RGR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>SAÍDAS</b>	<b>1.660.771.685</b>	<b>1.663.431.713</b>	<b>1.660.896.595</b>	<b>2.253.392.941</b>	<b>1.654.883.359</b>	<b>1.781.343.339</b>	<b>1.907.788.043</b>	<b>1.690.442.389</b>	<b>1.643.824.437</b>	<b>1.608.959.054</b>	<b>1.695.879.888</b>	<b>1.641.213.137</b>	<b>20.862.826.578</b>
Baixa Renda	415.857.933	419.555.865	423.253.798	426.951.730	430.649.663	434.347.596	438.045.528	441.743.461	445.441.394	449.139.326	452.837.259	456.535.191	5.234.358.744
Reembolso De Carvão Mineral	79.111.768	71.126.636	71.153.964	71.965.604	73.124.361	73.083.641	73.152.182	73.126.321	73.009.342	72.867.696	72.787.946	72.756.905	877.266.367
Programa Luz Para Todos e Mais Luz Amazonia	135.211.637	141.650.118	135.905.188	88.992.274	112.992.215	234.404.578	355.353.700	131.207.035	74.007.604	35.307.943	118.112.604	59.046.785	1.622.191.681
Kit Instalação	-	446.679	-	-	446.679	-	-	-	-	-	446.679	-	1.786.717
Subvenção Cooperativas	41.387.801	41.387.801	41.387.801	41.387.801	41.519.927	41.591.637	41.591.637	42.633.068	42.633.068	43.060.555	43.060.555	43.211.036	504.852.684
Subsídio Tarifário - Dist.	781.382.738	781.382.738	781.399.721	784.056.612	788.303.826	790.003.872	791.650.832	793.203.767	800.512.514	800.284.717	800.368.547	801.420.229	9.493.970.114
Subvenção Pequenas Dist.	4.153.372	4.153.372	4.153.372	4.153.372	4.153.372	4.215.625	4.276.251	4.287.097	4.510.363	4.510.363	4.510.363	4.510.363	51.587.282
Subsídio Tarifário - Transmissoras	202.976.900	202.976.900	202.976.900	202.976.900	202.976.900	202.976.900	202.976.900	202.976.900	202.976.900	202.976.900	202.976.900	202.976.900	2.435.722.805
Desestatização Eletrobras	-	-	-	632.198.416	-	-	-	-	-	-	-	-	632.198.416
Processos Judiciais e Honorários de Sucumbência	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CAFT - CCEE	689.536	751.604	665.851	710.232	716.416	719.491	741.013	818.060	733.252	811.553	779.034	755.727	8.891.768
<b>TRANSFERÊNCIA PARA OUTROS FUNDOS</b>	<b>1.475.008.444</b>	<b>1.029.949.829</b>	<b>904.332.867</b>	<b>949.642.239</b>	<b>960.785.460</b>	<b>951.838.436</b>	<b>920.416.357</b>	<b>948.880.137</b>	<b>945.321.202</b>	<b>936.631.938</b>	<b>963.629.645</b>	<b>965.360.852</b>	<b>11.951.797.406</b>
Transferência Para Fundo CCC	1.475.008.444	1.029.949.829	904.332.867	949.642.239	960.785.460	951.838.436	920.416.357	948.880.137	945.321.202	936.631.938	963.629.645	965.360.852	11.951.797.406
<b>SALDO FINAL</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>0</b>

Tabela 1 - Previsão Orçamentária CDE 2023 - (R\$)

### Receitas

Rubricas	Valor
Quotas CDE - Uso	R\$ 29.833,76M
Quotas UBP - Utilização Do Bem Público	R\$ 1.575,63M
Recursos projetos de P&D e PEE	R\$ 496,10M
Multas Aneel	R\$ 263,70M
Restituição Programa Luz Para Todos	R\$ 13,06M
Devolução Subvenção Pequenas Dist.	R\$ 0,16M
Devolução Subsídio Tarifário - Dist.	R\$ 0,01M
Transferência da RGR	R\$ 0,00M
Encargos Financeiros	R\$ 0,00M
Desestatização Eletrobras	R\$ 0,00M
Reserva Técnica	-R\$ 775,53M



### Despesas

Rubricas	Valor
Desestatização Eletrobras	R\$ 0,00M
Processos Judiciais e Honorários	R\$ 0,00M
Restos a Pagar	R\$ 0,00M
Kit Instalação	R\$ 1,79M
CAFT CCEE	R\$ 8,89M
Subvenção Pequenas Distribuidoras	R\$ 51,59M
Subvenção Cooperativas	R\$ 504,85M
Reembolso Carvão Mineral	R\$ 877,27M
Programa Luz Para Todos e Mais Luz Amazon..	R\$ 1.622,19M
Subsídio Tarifário Transmissoras	R\$ 2.435,72M
Baixa Renda	R\$ 5.234,36M
Subsídio Tarifário Distribuidoras	R\$ 9.493,97M
Transferência para CCC	R\$ 11.951,80M

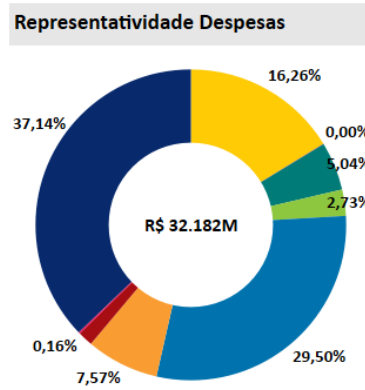


Gráfico 1 - Infográficos da proposta orçamentária da CDE 2023

## 5.2. COMPARATIVOS CDE

a) Análise comparativa entre o orçamento aprovado em 2022 e a proposta orçamentária para 2023:



### COMPARATIVO CDE

ORÇAMENTO CDE (em R\$ milhões)			VARIAÇÕES	
RECEITAS	2022	2023	2023 x 2022 (R\$)	2023 x 2022 (%)
Recursos projetos de P&D e PEE	422	496	74	17,42%
Reserva Técnica (Necessidade de Caixa) 2,5%	0	-776	-776	0,00%
Saldo Inicial	0	776	776	0,00%
Transferência do Fundo RGR	0	0	0	0,00%
Resultado de Fiscalização	39	0	-39	-100,00%
Reembolso Carvão Mineral	2	0	-2	-100,00%
Encargos Financeiros	1	0	-1	-100,00%
Multas Aneel	147	264	117	79,87%
Devolução Subsídio Tarifário - Dist.	3	0	-3	-99,57%
Devolução Subvenção Pequenas Dist.	0	0	0	0,00%
Quotas UBP - Utilização Do Bem Público	1.268	1.576	308	24,29%
Restituição Programa Luz Para Todos	285	13	-272	-95,42%
Desestatização Eletrobras	0	632	632	0,00%
Quotas CDE - Uso	30.219	29.834	-385	-1,27%
<b>TOTAL</b>	<b>32.386</b>	<b>32.182</b>	<b>-204</b>	<b>-0,63%</b>

DESPESAS	2022	2023	2023 x 2022 (R\$)	2023 x 2022 (%)
Transferência para Fundo CCC	-11.964	-11.952	12	-0,10%
Subsídio Tarifário - Transmissoras	-1.755	-2.436	-681	38,79%
Subsídio Tarifário - Dist.	-9.326	-9.494	-168	1,80%
Baixa Renda	-5.430	-5.234	196	-3,60%
Reembolso de Carvão Mineral	-901	-877	24	-2,62%
Programa Luz Para Todos e Mais Luz Amazonia	-1.424	-1.622	-199	13,94%
Subvenção Cooperativas	-463	-505	-41	8,93%
Subvenção Pequenas Dist.	-31	-52	-21	68,16%
Kit Instalação	-1	-2	-1	61,18%
Encargos Financeiros	0	0	0	0,00%
Restos a Pagar CDE + CCC	-1.071	0	1.071	-100,00%
CAFT - CCEE	-7	-9	-2	21,04%
Processos Judiciais e Honorários de Sucumbência	-13	0	13	-100,00%
<b>TOTAL</b>	<b>-32.386</b>	<b>-32.182</b>	<b>204</b>	<b>-0,63%</b>
<b>SALDO/DÉFICIT</b>	<b>0</b>	<b>0</b>		

Tabela 2 – Comparativo Orçamentário – CDE (R\$)

Observa-se uma redução de 0,63% no orçamento total e 1,27% nas Quotas CDE. Abaixo, as justificativas das principais variações apresentadas na comparação entre o orçamento aprovado para 2022 com a referida proposta orçamentária para o ano de 2023:

- **Subsídio Tarifário Transmissoras:** O aumento de 38,79%, decorre principalmente da expectativa de ampliação de beneficiários associados às novas outorgas de geração emitidas no último ano. Além da contribuição do valor da tarifa TUST, que indica valores crescentes nos próximos anos devido ao reperfilamento da incorporação à base tarifária dos ativos não depreciados e amortizados (Rede Básica Sistema Existente).
- **Programa Luz para Todos e Mais Luz para Amazonia:** Aumento de 13,94% conforme expectativa de cronograma de obras.
- **Subsídio Tarifário Distribuidoras:** O aumento recorrente de 1,80% se justifica pelo reposicionamento dos custos desde os processos tarifários de 2021, ocasionado por múltiplos fatores, como o aumento tarifário e o maior número de beneficiários de fonte incentivada, além da recuperação do mercado;
- **Baixa Renda:** A redução de 3,60% decorre da revisão da expectativa do número de unidades consumidoras inscritas no CadÚnico e que possuem o direito de receber o benefício, não sendo incluída qualquer previsão de eventual incremento de beneficiários devido ao cadastramento automático aprovado pela Lei nº 14.203/2021.
- **Quota UBP:** O aumento de 24,29% decorre dos índices inflacionários associados com a expectativa de geração.
- **Multa Aneel:** O aumento de 79,87% decorre da projeção com base no histórico da arrecadação de anos anteriores.



### 5.2.1. Premissas adotadas

As premissas adotadas para elaboração do orçamento 2023 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 255/2022 - [Anexo A.I.](#);
- c) **Multas Aneel:** Previsão conforme Ofício nº 255/2022 - [Anexo A.I.](#);
- d) **Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Programa de Eficiência Energética – PEE:** Previsão conforme Ofício nº 255/2022 - [Anexo A.I.](#);
- e) **Baixa Renda:** Previsão conforme Ofício nº 255/2022 - [Anexo A.I.](#);
- f) **Reembolso de Carvão Mineral:** Reembolso calculado conforme REN nº 1.016/2022, e contratos apresentados pelos beneficiários, além da projeção de reajuste, conforme informações recebidas e as estimativas de preço encaminhadas pela EPE;
- g) **Programa Luz para Todos e Mais Luz para Amazônia:** Previsão conforme [Portaria MME nº 687/2022](#) e Ofício nº 54/2022 - [Anexo B.I.](#);
- h) **Kit Instalação:** Previsão conforme Ofício nº 255/2022 - [Anexo A.I.](#);
- i) **Subvenção Cooperativas:** Previsão conforme Ofício nº 255/2022 - [Anexo A.I.](#);
- j) **Subvenção Pequenas Distribuidoras:** Previsão conforme Ofício nº 255/2022 - [Anexo A.I.](#);
- k) **Subsídios Tarifários - Distribuidoras:** Previsão conforme Ofício nº 255/2022 - [Anexo A.I.](#);
- l) **Subsídios Tarifários - Transmissoras:** Previsão conforme Ofício nº 255/2022 - [Anexo A.I.](#);
- m) **Custos Administrativos, Financeiros e Tributários:** Conforme relatório CAFT - [Anexo B.II.](#)
- n) **Reserva Técnica:** Conforme previsto no [PRORET – Submódulo 5.2.](#)
- o) **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 2022.
- p) **Saldo Inicial:** conforme melhor estimativa do ano de 2022;

#### 5.2.1.1. Premissas do PAC CDE - Carvão Mineral

A Subconta Carvão Mineral, cujos procedimentos para planejamento, formação, processamento e gerenciamento estão estabelecidos na REN nº 1.016/2022, com seus dispêndios cobertos com recursos da CDE, reembolsa o carvão mineral nacional utilizado nas termelétricas brasileiras desde que cumpridos os contratos de aquisição vigentes na data da Lei nº 10.438/2002. O intuito da subconta é o de promover a competitividade nos estados de Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná, conforme constituído inicialmente na REN nº 129/2004, visto que o poder calorífico do carvão mineral nacional é inferior ao do carvão importado.

As termelétricas mais antigas que utilizam este mineral, em operação ou planejadas antes da reforma dos anos 1990, também são reembolsadas por meio da CDE, com base em critérios de rentabilidade e de preservação do nível de produção da indústria do carvão, que atualmente abrange a totalidade da energia elétrica produzida por estas usinas.

Atualmente, as usinas que contemplam esse cenário são: UTE Figueira (Copel), Complexo Jorge Lacerda (Diamante<sup>2</sup>) e Candiota III (CGT Eletrosul<sup>3</sup>), localizadas na região Sul do país, com remuneração fundamentada na compra mínima do(s) contrato(s) de fornecimento do carvão mineral e limitada ao reembolso médio dos anos 2013, 2014 e 2015, atualizados pelo IPCA.



Figura 2 - Localidade das Usinas que utilizam o carvão mineral

No PAC CDE - Carvão Mineral 2023, o reembolso do carvão mineral é calculado com base na eficiência energética líquida da usina, mensurado ao preço de seus combustíveis, seja carvão mineral ou óleos secundários. Desta forma, adota-se os seguintes conceitos estabelecidos na REN nº 1.016/2022:

- **Eficiência Energética Líquida:** A eficiência energética líquida considerada é calculada com base na razão entre o rendimento da usina e sua eficiência de referência, conforme apresentado no

<sup>2</sup> Revogada a outorga da UTE Charqueadas, a pedido da Tractebel, pela [REA nº 5.922/2016](#), com efeitos a partir de 1º de janeiro de 2017

<sup>3</sup> São Jerônimo e Presidente Médici extintas conforme [Despacho nº 415/2018](#) e [Portaria nº 488/2018](#)

[Anexo B.VIII](#). Para o cálculo do rendimento é utilizado o valor da energia elétrica líquida gerada no ponto de conexão, comparada a quantidade energética dos combustíveis consumidos. A energia elétrica líquida desconsidera os dados invalidados pela CCEE, relacionados à exportação de energia elétrica e às situações específicas de despacho pelo ONS;

- **Quantidade de Carvão Mineral Efetiva:** Para apuração da quantidade efetiva a ser reembolsada devem ser seguidos os seguintes passos: i) utilizar o menor valor entre a compra mínima vigente em 2002 e a atual; ii) aplicar a eficiência energética da usina; iii) descontar os montantes já reembolsados pela CDE, como Estoque Histórico - Ehist, o Estoque de Carvão Custeado e Não Consumido no ano anterior - Ea-1, conforme apuração realizada - [Anexo B.VII](#), e eventuais diferenças decorrentes de fiscalização;
- **Óleos Secundários:** No intuito de estabelecer o preço para o reembolso dos óleos combustíveis e do óleo diesel foram utilizadas para composição dos preços, as apurações apresentadas pela EPE, conforme [Anexo A.II - Nota Técnica EPE – Projeções dos Preços dos Combustíveis Líquidos para Atendimento aos Sistemas Isolados 2023](#).

Para estimar o valor a ser reembolsado é necessário obter o consumo dos óleos para cada usina, desta forma os beneficiários informaram o número previsto de partidas “a quente” e “a frio” no ano e consumo de combustível para cada partida;

- **Limite do Reembolso:** Na REN nº 1.016/2022 está instituído que o limite reconhecido pela CDE para fins de reembolso será a média de reembolso dos anos de 2013, 2014 e 2015, corrigido pelo IPCA de setembro de cada ano. Para a elaboração deste orçamento, a CCEE considerou os valores determinados pela Aneel, por meio do Memorando nº 107/2017-SRG - [Anexo B.III](#);
- **Reajuste de Preço do Carvão Mineral:** O reajuste do preço do carvão mineral ocorre anualmente mediante o envio de documentações comprobatórias com seus respectivos índices de atualização, termos aditivos e memórias de cálculo. Os contratos atuais consideram em sua composição o preço do carvão e o frete.

A projeção do Reembolso de Carvão Mineral Nacional, por competência, está no [Anexo B.IX](#) e os resultados por beneficiário, estão detalhados nos [Anexos B.IV](#), [B.V](#) e [B.VI](#). As premissas adotadas para a composição dos montantes estão segmentadas a seguir também por beneficiário, devido suas particularidades:

### a) Copel

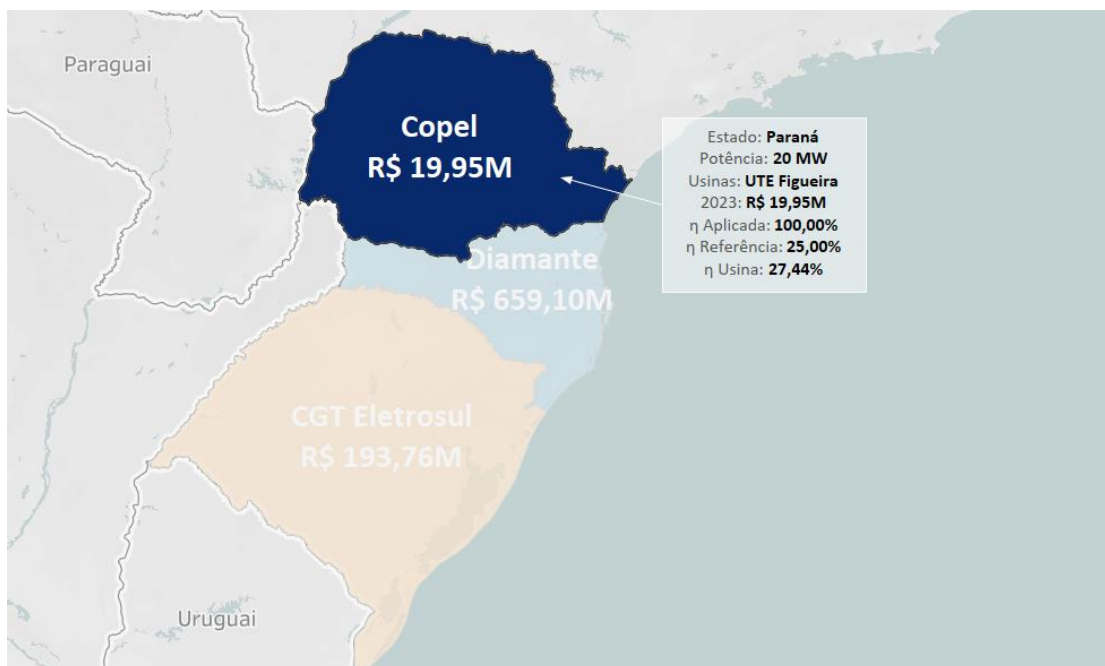


Figura 3 - Projeção de reembolso competência - Copel

De acordo com o processo nº 48500003535-2017-84, a usina Figueira (Copel) está em processo de modernização, que teve início de sua operação em teste deliberada por meio do [Despacho nº 1.047/2022](#), cujo retorno operacional está previsto para outubro de 2022.

Para calcular a eficiência energética da usina, conforme a referida REN nº 1.016/2022, é necessário a utilização dos dados de geração mais atuais disponíveis. Diante da ausência desses dados, está sendo considerada a eficiência de 100%, conforme orientações da Agência.

O estoque de carvão mineral custeado pela CDE em 2022 e não consumido pela usina, devido sua inatividade, deverá ser descontado no cálculo da quantidade efetiva a ser reembolsada no próximo período, conforme determinado na REN nº 1.016/2022. Dessa forma, considerando o consumo de 15 mil toneladas de carvão mineral de outubro, novembro e dezembro de 2022, devido à previsão de retorno operacional da usina, a mesma apresenta como estoque 30 mil toneladas, correspondentes aos meses de abril a setembro de 2022.

O preço atual do carvão mineral é de R\$ 599,54 por tonelada, e para a estimativa de preço a partir da competência de janeiro de 2023, utilizou-se o índice de IPCA de 7,02% informado pelo beneficiário, conforme determinado no contrato nº 4600016286/2018. Dessa forma, o preço estimado para a proposta orçamentária de 2023 é de R\$ 641,63 por tonelada.

A compra mínima definida em contrato para o ano de 2023 corresponde a 60 mil toneladas de carvão. Aplicando-se a eficiência energética estimada e a devolução, citadas anteriormente, o resultado previsto é um reembolso efetivo de 30 mil toneladas. Para os óleos secundários a previsão

informada pelo beneficiário para o ano de 2023 totaliza 128,00 mil litros de óleo diesel. Com isso, a proposta orçamentária de 2023 corresponde a R\$ 19,95 milhões.

Adicionalmente, foi aprovado na Nota Técnica nº 076/2021 o reembolso de combustível secundário à Copel. Entretanto, devido a não entrada em operação da usina em dezembro/2021, o beneficiário deverá devolver à CDE, o montante de R\$ 86,69 mil. Para o ano de 2022, observa-se o mesmo acontecimento, onde se faz necessária a devolução do valor de R\$ 62,76 mil, referente aos óleos secundários não consumidos no período de abril a setembro de 2022, visto que a nova previsão informada pelo beneficiário de retomada, está para outubro/2022.

## b) CGT Eletrosul

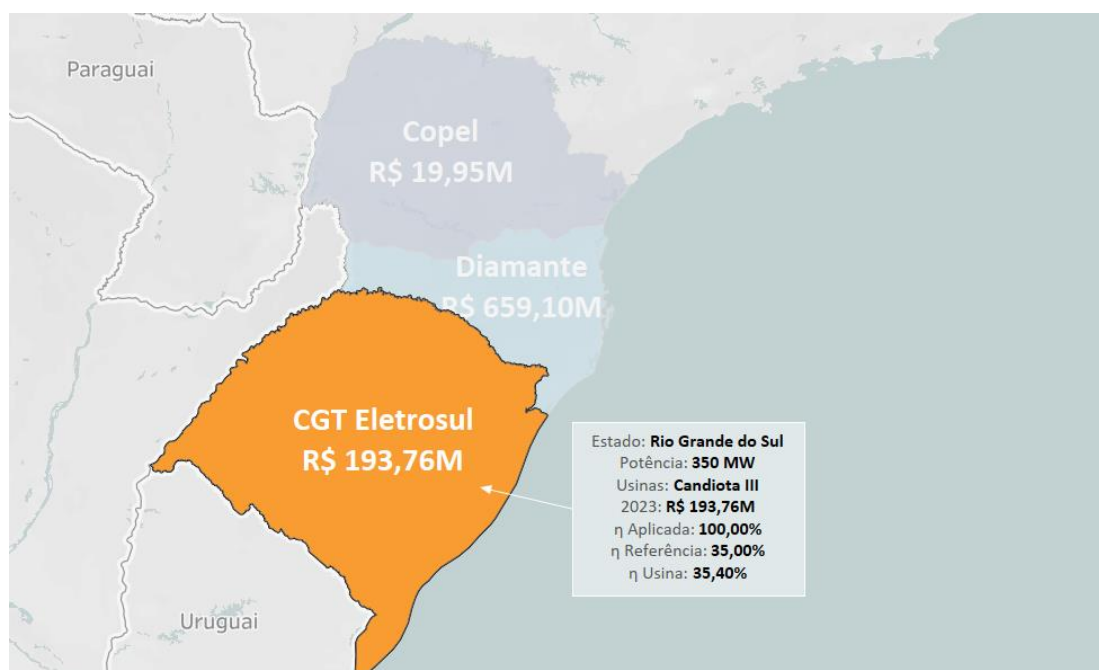


Figura 4 - Projeção de reembolso competência - CGT Eletrosul

Durante o período de envio de documentação à CCEE, a CGT Eletrosul sinalizou um novo fornecedor de carvão mineral, o qual está sendo avaliado junto a Aneel, dado a possível alteração no valor de compra mínima para cálculo do reembolso final do carvão mineral.

Para o Ea-1 foi considerado o consumo previsto de 764 mil toneladas, informado pelo beneficiário para os meses de setembro a dezembro de 2022. Caso o consumo seja verificado, o Ea-1 será zero em 2023.

Ressalta-se que não está sendo contemplada nessa proposta orçamentária o recebimento do resultado de fiscalização, devido a suspensão do [Despacho nº 2.616/2020](#), dado pelo [Despacho nº 295/2021](#), o montante de R\$ 122 milhões, que teria a última parcela em dezembro/2022. Assim como, o montante do estoque histórico poderá ser alterado, caso a suspensão do despacho seja revogada.

Por fim, a quantidade efetiva a ser reembolsada de carvão é de 1,2 milhão de tonelada, visto a previsão de 100% de eficiência e não incidência do estoque histórico previsto no Despacho nº 2.616/2020. Para os óleos secundários a previsão informada pelo beneficiário para o ano de 2023, corresponde a 1,02 milhão de litros de óleo diesel e 4,8 milhões de quilos de óleo combustível.

O preço por tonelada vigente do carvão mineral para a CGT Eletrosul de janeiro a março de 2023 é de R\$ 130,01. Para os meses de abril a dezembro de 2023, a atualização do preço deve seguir a fórmula estabelecida em contrato entre a usina e a carbonífera. Diante do exposto, foi considerado o reajuste informado pelo beneficiário de 10% obtendo-se o preço de R\$ 143,01, a ser confirmado por meio de laudo técnico no mês de reajuste (abril de 2023). Com isso, a proposta orçamentária para o reembolso do carvão mineral 2023 à CGT Eletrosul totaliza R\$ 193,76 milhões.

### c) Diamante

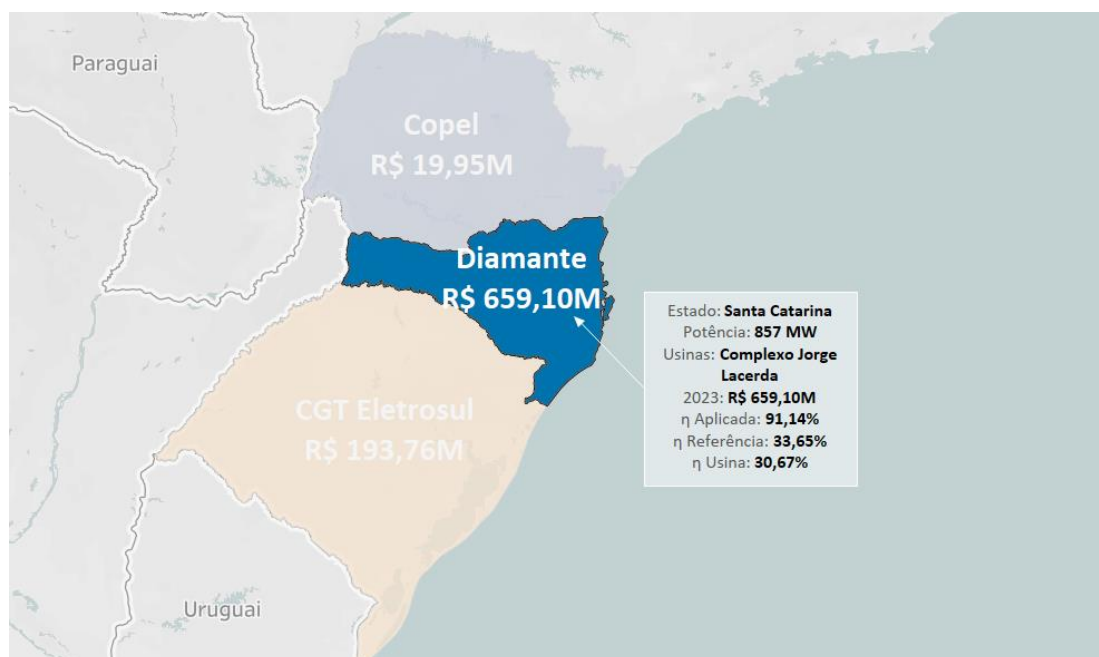


Figura 5 - Projeção de reembolso competência - Diamante

O reajuste dos contratos de fornecimento de carvão mineral para a Diamante, acontecem anualmente no mês de janeiro. Desta forma, para o cálculo do reembolso do carvão de 2023, foi utilizado os preços praticados em 2022, adicionados de uma previsão de aumento de 12,38%, conforme declarado pelo beneficiário a CCEE.

Para o ano de 2022 foi previsto um consumo de 2,23 milhões de toneladas de carvão. Sendo, que até o mês de agosto foram consumidas 958,59 mil, e para os meses de setembro a dezembro, a Diamante prevê um consumo de 598,79 mil. Portanto, o beneficiário deverá devolver no ano de 2023 o total de 670,98 mil toneladas referente ao Ea-1.

A compra mínima definida em contrato para o ano de 2023 corresponde a 2,40 milhões de toneladas de carvão. Aplicando-se uma eficiência energética estimada de 91,14% e a devolução citada anteriormente, o resultado previsto é um reembolso efetivo de 1,52 milhões de toneladas. Para os óleos secundários a previsão informada pelo beneficiário para o ano de 2023 totaliza 5,00 milhões de litros de óleo diesel. Com isso, a proposta orçamentária de 2023 corresponde a R\$ 659,09 milhões.

### 5.2.1.2. Resultados Carvão Mineral

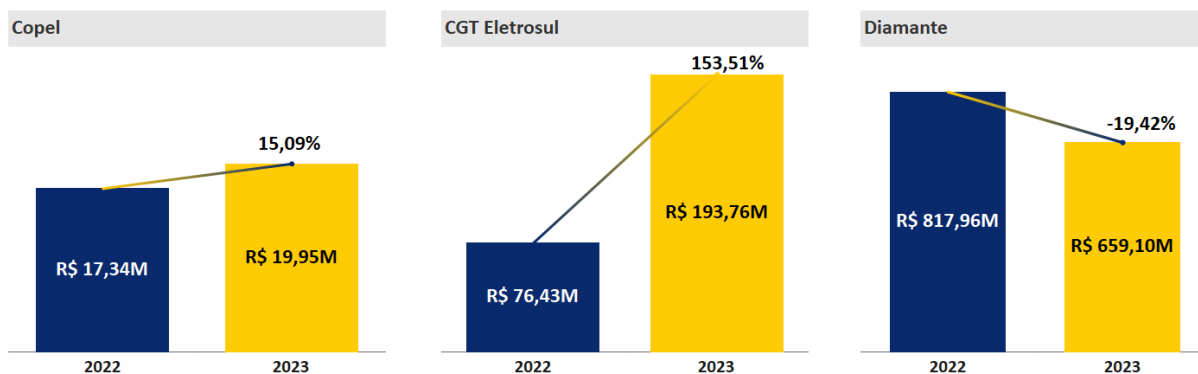


Gráfico 2 - Variação Reembolso 2022 x 2023 por beneficiário

- **Copel:** Variação de 15,09% justifica-se por: i) geração da usina prevista para os 12 meses de 2023, após finalização do projeto de modernização; ii) previsão de reajuste no preço do carvão mineral em 7,02% quando comparado ao aprovado na Nota Técnica nº 61/2022;
- **CGT Eletrosul:** Variação de 153,51% justifica-se por: i) aumento de 147,62% na quantidade efetiva de carvão a ser reembolsada, resultado da ausência de descontos do Ea-1 em 2023, visto o consumo de todo o estoque custeado pela CDE em 2022 e o fim da devolução do estoque histórico do período de 2013 a 2016; ii) previsão de reajuste no preço do carvão mineral em 15,91% quando comparado ao aprovado na Nota Técnica nº 61/2022; iii) elevação dos preços de óleo diesel e óleo combustível, sendo 60,68% e 46,36% respectivamente;
- **Diamante:** Redução de 19,42% justifica-se pela: i) diminuição da eficiência energética estimada em 1,71% quando comparado ao aprovado na Nota Técnica nº 61/2022; ii) previsão de desconto de devolução do Ea-1 em 2023, conforme detalhado no [item C do capítulo 5.2.1.1. Premissas do PAC CDE – Carvão Mineral](#)

### 5.2.2. Premissas não consideradas

a) Inadimplências de quotas;

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 2023, uma vez que é responsabilidade dos beneficiários;
- e) **Resultado de Fiscalização Carvão Mineral:** [Despacho nº 2.616/2020](#) da CGT Eletrosul, suspenso integralmente pela decisão judicial nº 1000199-05.2021.4.01.0000, conforme informações contidas no [Despacho nº 295/2021](#);
- f) **Liminares:** Contempla ações judiciais conhecidas pela CCEE, até a efetiva data de outubro de 2022.



## 6. CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS

### 6.1. 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 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 176<sup>4</sup> sistemas com geração prevista de 422 MW médios para o ano de 2023.

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

Nas figuras a seguir, é possível visualizar a disposição dos sistemas e da geração por estado previstos para 2023:

---

<sup>4</sup> Conforme PEN SISOL 2023 do ONS

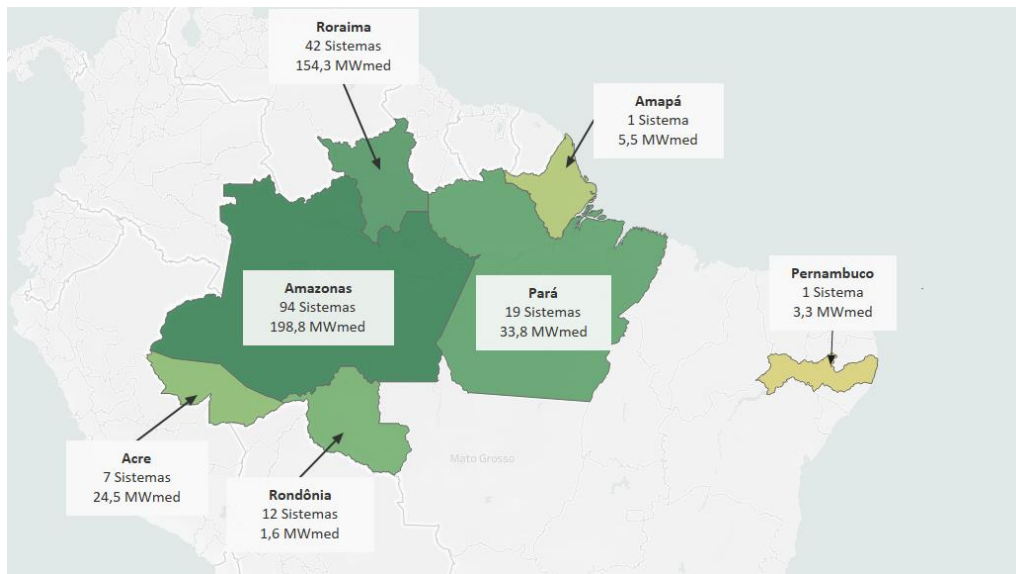
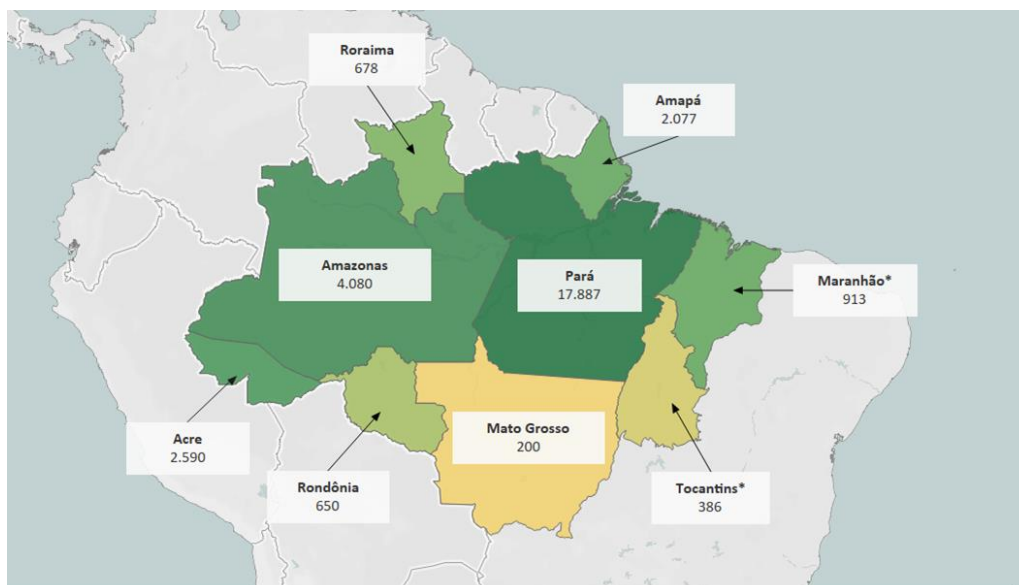


Figura 6 - Sistemas e geração por estado em 2023

Adicionalmente, são reembolsados os custos de operação e manutenção de instalações fotovoltaicas em micro redes e sistemas individuais. Para o ano de 2023, o MME prevê as seguintes unidades consumidoras, que compõe a rubrica de reembolso mensal:



\*Esses estados não são considerados sistemas isolados para fins de reembolso da CCC.

Figura 7 – Meta 2023 de Unidades SIGFI

### 6.1.1. Alterações nos Sistemas

Conforme apontado pelo ONS haverá uma redução de 29 localidades, na comparação entre os anos de 2023 e 2022 principalmente pelas interligações, conforme demonstrado abaixo e apresentado no [Anexo C.I.](#)

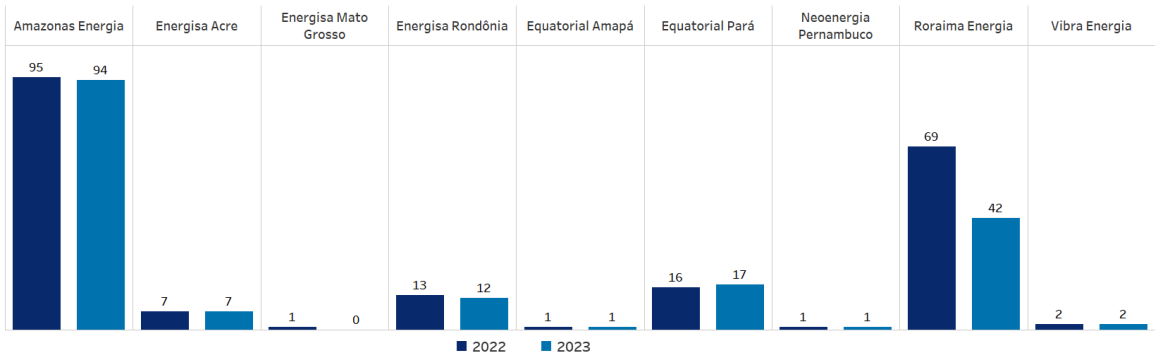


Gráfico 3 – Interligações previstas para 2023

De acordo com os mesmos dados, a previsão da carga total das distribuidoras para o ano de 2023 corresponde a 422 MW médios, uma diminuição de 5,5% em relação ao ano de 2022.

Nos gráficos a seguir é possível observar a participação das distribuidoras na carga global de energia verificada de 2022 e o Plano Anual de 2023.

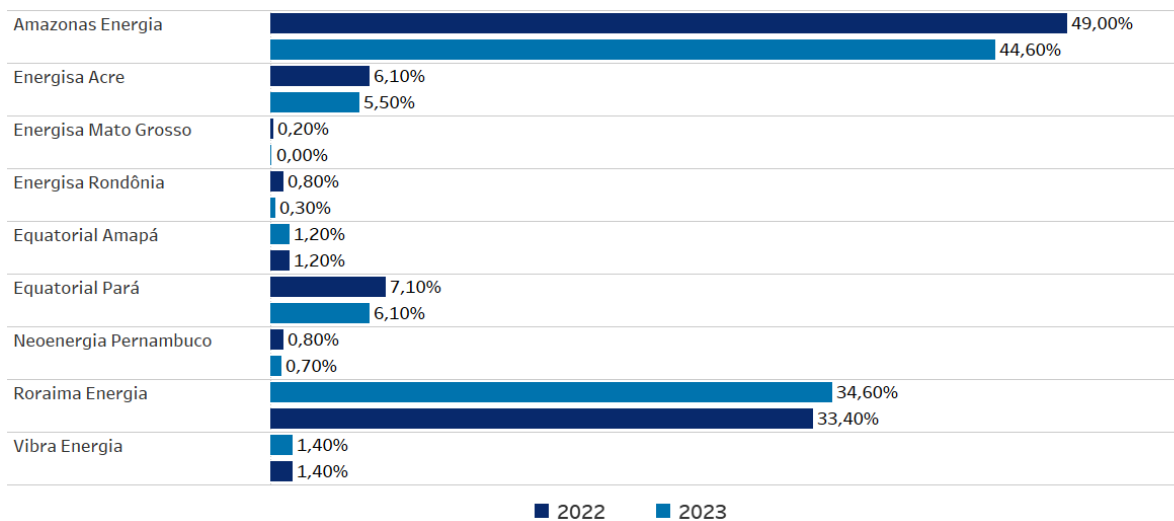


Gráfico 4 – Participação das Distribuidoras na Carga Global  
Fonte: PEN SISOL ONS

## 6.2. 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 2022;
- **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 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 no processo de reajuste e revisão tarifária, incidem em custo a ser recebido 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;

- **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 apenas por meio de solicitação do beneficiário, obedecendo o prazo limite, conforme REN nº 1.016/2022 e/ou determinada via ofício, pela Aneel, em virtude de ajustes nas informações previamente apresentadas.

### 6.3. ORÇAMENTO PAC CCC

A CCEE apurou o cenário base<sup>5</sup> orçamentário para o ano de 2023 no qual apresenta uma previsão de reembolso a ser coberto pelo fundo CDE. A descrição do cenário está disposta a seguir:



### ORÇAMENTO CCC 2023

CCC	JANEIRO	FEVEREIRO	MARÇO	ABRIL	MAIO	JUNHO	JULHO	AGOSTO	SETEMBRO	OUTUBRO	NOVEMBRO	DEZEMBRO	ORÇAMENTO 2023
<b>SALDO INICIAL</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>ENTRADAS</b>	<b>20.000.000,00</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>20.000.000</b>
Parcelamentos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado de Fiscalização	20.000.000,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>20.000.000</b>
Encargos Financeiros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>TRANSFERÊNCIA DE OUTROS FUNDOS</b>	<b>1.475.008.444</b>	<b>1.029.949.829</b>	<b>904.332.867</b>	<b>949.642.239</b>	<b>960.785.460</b>	<b>951.838.436</b>	<b>920.416.357</b>	<b>948.880.137</b>	<b>945.321.202</b>	<b>936.631.938</b>	<b>963.629.645</b>	<b>965.360.852</b>	<b>11.951.797.406</b>
Transferência Do Fundo CDE	1.475.008.444	1.029.949.829	904.332.867	949.642.239	960.785.460	951.838.436	920.416.357	948.880.137	945.321.202	936.631.938	963.629.645	965.360.852	<b>11.951.797.406</b>
<b>SÁIDAS</b>	<b>1.495.008.444</b>	<b>1.029.949.829</b>	<b>904.332.867</b>	<b>949.642.239</b>	<b>960.785.460</b>	<b>951.838.436</b>	<b>920.416.357</b>	<b>948.880.137</b>	<b>945.321.202</b>	<b>936.631.938</b>	<b>963.629.645</b>	<b>965.360.852</b>	<b>11.971.797.406</b>
Reembolso Mensal de CCC	631.519.280	582.945.391	534.342.270	563.978.747	536.252.027	543.209.271	533.148.539	548.381.939	558.350.495	552.398.423	571.727.857	561.085.765	<b>6.717.340.004</b>
Reembolso Preliminar CCC	218.699.560	234.079.506	197.319.750	186.071.033	195.972.236	189.640.885	184.283.190	179.912.376	186.257.579	185.815.354	178.649.785	187.667.904	<b>2.324.369.159</b>
Sub-Rogação	17.136.150	58.315.091	17.846.261	39.411.538	62.282.113	24.353.136	25.641.252	25.319.915	23.325.611	20.423.109	40.155.550	37.968.638	<b>392.178.365</b>
Processos Judiciais e Honorários de Sucumbência	461.130.545	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>461.130.545</b>
Ajuste Anual de Impostos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sobrecontratação	101.509.167	89.094.687	88.565.496	93.503.989	99.237.878	127.179.252	109.560.291	127.102.059	108.857.603	109.078.041	103.815.820	108.835.030	<b>1.266.339.315</b>
Resultado de Fiscalização CCC	58.432.378	58.432.378	58.432.378	58.432.378	58.432.378	58.432.378	58.432.378	58.432.378	58.432.378	58.432.378	58.432.378	58.432.378	<b>701.188.538</b>
Encargos Financeiros	6.581.364	7.082.775	7.826.712	8.244.554	8.608.827	9.023.513	9.350.707	9.731.470	10.097.535	10.484.633	10.848.254	11.371.137	<b>109.251.481</b>
<b>SALDO FINAL</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

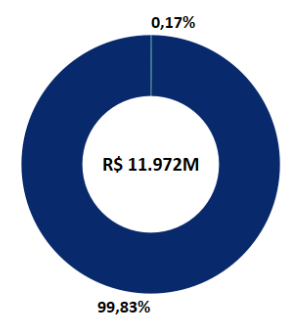
Tabela 3 - Previsão Orçamentária CCC 2023 - (R\$)

<sup>5</sup> De acordo com o PEN SISOL 2023 do ONS

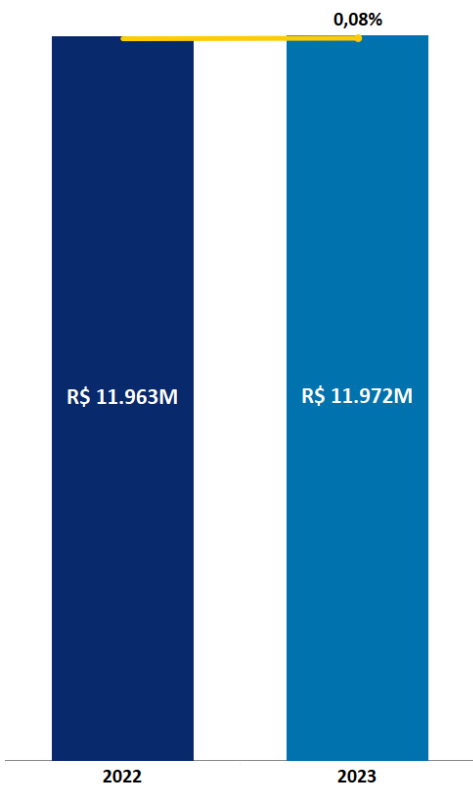
**Receitas**



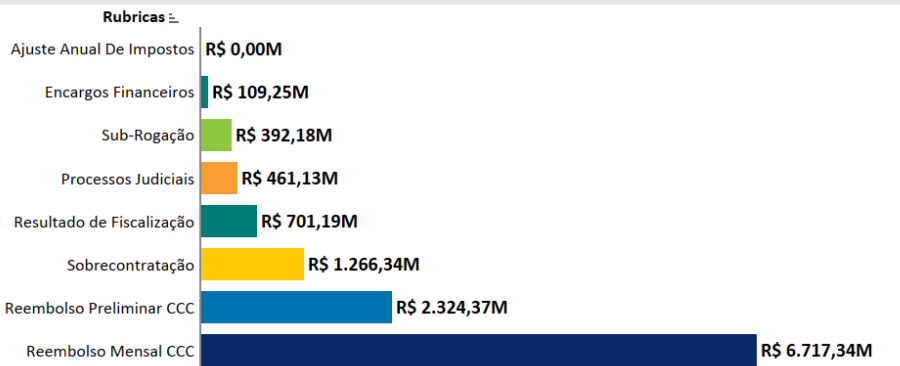
**Representatividade Receitas**



**Evolução Orçamento**



**Despesas**



**Representatividade Despesas**

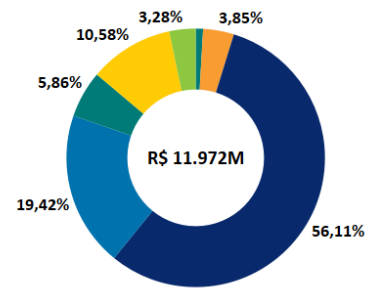


Gráfico 5 - Infográficos da proposta orçamentária da CCC 2023

## 6.4. COMPARATIVOS CCC

a) Análise comparativa entre o orçamento aprovado em 2022 e a proposta orçamentária para 2023:



### COMPARATIVO CCC

ORÇAMENTO CCC (em R\$ milhões)			VARIAÇÕES	
RECEITAS	2022	2023	2023 x 2022 (R\$)	2023 x 2022 (%)
Resultado de Fiscalização	0	20	20	0,00%
Transferência do Fundo CDE	11.963	11.952	-11	-0,09%
<b>TOTAL</b>	<b>11.963</b>	<b>11.972</b>	<b>9</b>	<b>0,07%</b>
DESPESAS	2022	2023	2023 x 2022 (R\$)	2023 x 2022 (%)
Reembolso Mensal CCCC + Preliminar	-9.763	-9.042	721	-7,39%
Restos a Pagar	-70	0		
Processos Judiciais e Honorários	-45	-461	-416	0,00%
Resultado de Fiscalização	-646	-701	-55	8,59%
Ajuste Anual de Impostos	-103	0	103	-100,00%
Sub-Rogação	-440	-392	48	-10,87%
Encargos Financeiros	-31	-109	-78	252,42%
Sobrecontratação	-866	-1.266	-400	46,23%
<b>TOTAL</b>	<b>-11.963</b>	<b>-11.972</b>	<b>-9</b>	<b>0,08%</b>
<b>SALDO/DÉFICIT</b>	<b>0</b>	<b>0</b>		

Tabela 4 - Comparativo Orçamentário - CCC (R\$)

As variações por rubricas entre o PAC CCC 2022 e a proposta orçamentária de 2023 serão apresentadas nos próximos capítulos, visto a necessidade de mais detalhamento de cada item.



### 6.4.1. Premissas do PAC CCC

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

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

#### I) Geração

Os dados de carga dos Sistemas Isolados e as disponibilidades de geração foram apresentados no PEN Sisol 2023 elaborado pelo ONS, e seu detalhamento é apresentado no [Anexo C.I.](#), os quais subsidiaram os volumes de combustíveis e a geração de energia elétrica para os cálculos do reembolso mensal da CCC.

Para os meses de competência novembro e dezembro de 2022, que compõe os meses caixa de janeiro e fevereiro de 2023, a CCEE recalcula os reembolsos com as premissas utilizadas nesta proposta orçamentária, porém sem atualização da alocação de geração, que mantém os dados considerados no PEN Sisol do ano anterior, visto que o ONS não realiza revisão dos dados de competência do ano anterior.

#### II) Preço referência para Combustível

A CCEE, em busca de manter a assertividade nas projeções orçamentárias, firmou parceria com a EPE para a estimativa de preços dos combustíveis líquidos por mais um ano.

Para o Óleo Diesel e Óleo Combustível A1, foi utilizado como preço base o projetado pela Diretoria de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis da EPE, encaminhado à CCEE – [Anexo A.II - Nota Técnica EPE – Projeções dos Preços dos Combustíveis Líquidos para Atendimento aos Sistemas Isolados 2023](#);

#### III) Fator de Corte

No âmbito da CCC, o fator de corte é utilizado na composição dos recursos liberados às distribuidoras na cobertura dos custos com contratação de energia. O Fator de Corte de Perdas Regulatórias por beneficiário considerado no cálculo dos reembolsos mensais foram definidos por meio do [Despacho nº 2.905/2022](#).

Concessionária	Fator de Corte
Amazonas *	0,840
Energisa Rondônia	0,988
Roraima	1,000
Energisa Acre	1,000
Energisa Mato Grosso	0,989
Celpe	0,972
Equatorial Pará	0,982
Cea**	0,953

Tabela 5 - Fator de Corte 2023

\*O fator de corte homologado para a Amazonas Energia não será utilizado, devido ao termo de compromisso<sup>6</sup> sob a vigência da MP nº 855/2018, o qual assegura o pagamento das ineficiências à distribuidora, até março de 2024;

\*\* O fator de corte para a CEA já incorpora a transferência de custos de ineficiência conforme alteração promovida pela Lei nº 14.146/2021.

#### IV) ACR médio

O ACR médio refere-se ao custo médio da energia e potência comercializadas no ACR. Para o ano de 2023, o valor definido por meio do [Despacho nº 2.904/2022](#) é de R\$ 348,72/MWh.

#### 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, como também a entrada em operação de parte das usinas, conforme as declarações fornecidas pela Aneel, dos Leilões nº 02/2016 (Amazonas), 01/2019 (Roraima), 03/2021 (Energisa Acre, Energisa Rondônia, Equatorial Pará e Roraima).

Nos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica e Potência nos Sistemas Isolados - CCESI celebrados entre os beneficiários e seus fornecedores, foi utilizado o valor de adição de óleo biodiesel na composição da sua parcela variável, considerando os termos da Lei nº 13.033/2014 e Resolução nº 16/2018 - CNPE.

<sup>6</sup> Firmado em março de 2019 entre a CCEE e a Amazonas Energia com prazo de cinco anos (até março de 2024)

As Usinas: Balbina, Aparecida, Jaraqui, Tambaqui, Ponta Negra, Cristiano Rocha, Manauara, Mauá 3, Anamã, Anori, Caapiranga, Codajás e as PCHs/CGHs - estas, citadas na tabela 9 - apesar de conectadas ao SIN, permanecem com direito de receberem o reembolso dos custos de geração definidos nos contratos bilaterais, celebrados anteriormente à sua interligação.

Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCHs do SIN			
Beneficiário	Agente Vendedor	CEG	Usina
Energisa Rondônia	Hidroluz Centrais Elétricas	PCH.PH.RO.002569-0.01	PCH SALDANHA
Energisa Rondônia	Central Hidrelétrica Martinuv	CGH.PH.RO.029211-7.01	CGH MARTINUV
Energisa Rondônia	Hidroelétrica Chupinguaia	PCH.PH.RO.029373-3.01	PCH CASCATA CHUPINGUAIA
Energisa Rondônia	Eletron Eletricidade De Rondônia	PCH.PH.RO.000058-2.01	PCH ALTA FLORESTA
Energisa Rondônia	Jfg Energia	PCH.PH.RO.000396-4.01	PCH CACHOEIRA
Equatorial Pará	Curuá Energia	PCH.PH.PA.028672-9.01	PCH SALTO CURUÁ
Equatorial Pará	Buriti Energia	PCH.PH.PA.028671-0.01	PCH SALTO BURITI
Energisa Mato Grosso	Centrais Elétricas Salto Dos Dardanelos	PCH.PH.MT.028780-6.01	PCH FAXINAL II
Energisa Mato Grosso	Paranatinga Energia	PCH.PH.MT.028832-2.01	PCH PARANATINGA II
Energisa Mato Grosso	Maggi Energia	PCH.PH.MT.028395-9.01	PCH SANTA LÚCIA II
Energisa Mato Grosso	Juruena Energia	UHE.PH.MT.027417-8.02	UHE ARIPUANÃ
Energisa Mato Grosso	Centrais Elétricas Salto Dos Dardanelos	CGH.PH.MT.000935-0.02	PCH FAXINAL I
Energisa Mato Grosso	Hidrelétrica Comodoro	CGH.PH.MT.001447-8.01	CGH MASUTTI
Energisa Mato Grosso	Hidrelétrica Comodoro	PCH.PH.MT.027274-4.01	PCH RIO PRATA
Energisa Mato Grosso	Hidrelétrica Comodoro	CGH.PH.MT.030640-1.01	CGH MARGARIDA
Energisa Mato Grosso	Maggi Energia	PCH.PH.MT.027987-0.01	PCH SANTA LÚCIA

Tabela 6 - PCHs com reembolso dos custos de geração

#### VI) Controle de frequência do Parque Gerador de Boa Vista – RR

De acordo com a previsão do PEN SISOL 2023 do ONS, a premissa base parte do princípio de que o controle de frequência do parque gerador de Boa Vista seja realizado pela UTE Jaguatirica II já em operação, a maior usina e de menor custo do Leilão nº 01/2019.

Entretanto, o ONS também encaminhou três cenários de sensibilidade, exemplificados no [capítulo 6.4.4. Premissas não consideradas](#).

#### VII) 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.

Para os custos de geração própria referentes à locação da Amazonas Energia também foram considerados os custos ineficientes, por força da MP nº 855/2018.

Estão incluídas na rubrica de geração própria os reembolsos de 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 2023, conforme cronograma de conclusão

anual das obras, encaminhado pelo MME - [Anexo C.II](#). As previsões de geração do MIGDI foram encaminhadas diretamente pela Energisa Acre.

#### **VIII) Combustível**

Para o reembolso do gás natural foram considerados os limites de consumo eficientes conforme determinado na REN nº 1.016/2022. Para as usinas que atendem o definido na REA nº 4.950/2014, ficou assegurado o benefício da CCC até o término da vigência do Contrato de Gás Natural entre a Eletronorte e a Companhia de Gás do Amazonas, desde que a venda da energia gerada se dê exclusivamente em leilões regulados.

Para o reembolso do Óleo Diesel e Óleo Combustível A1 foram adotados os limites de consumo definidos na REN nº 1.016/2022 e os preços projetados pela EPE. Para o beneficiário Amazonas Energia, por força da MP nº 855/2018, os consumos glosados devido à aplicação desses limites foram considerados como custos ineficientes.

#### **IX) Limite alíquota de ICMS dos combustíveis e energia**

Conforme as Leis Complementares nº 192/2022 e nº 194/2022, fica limitada a 18% o valor da alíquota do ICMS cobrado pelos estados da federação pela circulação de mercadorias de combustíveis e energia, sendo emitidos atos específicos adequando as regulações estaduais à determinação da Lei.

#### **X) Reembolso de impostos não recuperados**

A premissa dos impostos não recuperados (ICMS, PIS e COFINS) baseou-se nas informações enviadas pelos beneficiários na ocasião do ajuste anual 2021 e as declarações mensais de 2022.

Para o beneficiário CELPE, foi deliberado por meio do [Despacho nº 2.498/2022](#) a aplicação de recuperação de 100% do PIS/Confins, a partir de setembro/2022.

Impostos não Recuperados		
Beneficiário	% Não Recuperado (PIS/COFINS)	% Não Recuperado (ICMS)
AMAZONAS	100%	100%
CELPE	0%	100%
EQUATORIAL AP	100%	100%
ELETRONORTE - Aparecida	0%	0%
ELETRONORTE - Mauá 3	0%	100%
ENERGISA AC	100%	0%
ENERGISA MT	100%	8%
ENERGISA RO	100%	0%
EQUATORIAL PA	15%	0%
JARAQUI	100%	100%
RORAIMA	100%	100%
TAMBAQUI	100%	100%
VIBRA ENERGIA	100%	100%

Tabela 7 - Percentual de Impostos não recuperados

#### XI) Reembolso Preliminar

O Reembolso Preliminar é realizado com base semanal para Roraima Energia, devido à operação em excepcionalidade desde a interrupção da importação de energia da Venezuela para o estado de Roraima, determinado pela Aneel nos Ofícios nº 87/2019, 95/2019 e 105/2019 como resposta à determinação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE de garantir o fornecimento desse estado.

A Aneel deliberou ainda por meio destes ofícios, a não aplicação de limite previsto na REN nº 1.016/2022 para o beneficiário Roraima Energia, de modo a permitir a utilização plena dos créditos de reembolso preliminar em favor dos fornecedores do beneficiário citado.

De acordo com os mesmos Ofícios, a excepcionalidade deverá ser mantida apenas até a entrada em operação das usinas do Leilão nº 01/2019 previstas para meados de 2023.

#### b) 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 seus respectivos cronogramas de desembolso previstos até dezembro de 2023.

A previsão de orçamento da sub-rogação de obras em andamento para 2023 considera o cronograma de desembolso das obras de interligações de regiões do estado do Acre (Energisa Acre), Pará (Equatorial Pará) e Amazonas (Amazonas Energia).

Já para as sub-rogações em operação comercial, a proposta prevê desembolsos mensais com base na energia medida, relacionado aos empreendimentos de Paranorte, Comodoro e Guariba

(Energisa Mato Grosso), Cristiano Rocha (Raesa), Manauara (Manauara) e Ponta Negra (Gera Amazonas).

**c) 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 2022.

6.4.1.1. Características dos contratos utilizados

Os contratos utilizados na elaboração do PAC CCC estão especificados a seguir e seus resultados para composição da proposta orçamentária estão nos [Anexos C.IX, C.X, C.XI e C.XII](#):

- **CCVEE:** Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica, firmados entre beneficiários da CCC e geradores de energia, definidos pelo preço de venda de energia;
- **CCVEE Eletronorte:** Contrato firmado entre a Eletronorte e Amazonas Energia que inclui os custos de energia/potência, combustível e O&M. O combustível utilizado na geração de energia dos respectivos contratos é o gás natural, onde os custos são compostos por: commodity, transporte, margem e ramal termoelétrico;
- **CCESI Leilão:** Contratos destinados à comercialização de energia elétrica no Sisol, por quantidade, proveniente de empreendimentos de geração existentes ou futuros, devendo ser celebrado por cada concessionária ou autorizada de geração vencedora de processo licitatório com cada distribuidora compradora. Os contratos são compostos por: receita fixa, Custo Variável Unitário - CVU, fator de conversão, montante de energia, preço de referência da ANP e seus componentes;
- **CCESI Fontes Renováveis:** Contratos por disponibilidade, proveniente de empreendimentos de geração futuros que utilizam fontes renováveis para geração, devendo ser celebrado por cada concessionária ou autorizada de geração vencedora de processo licitatório com cada distribuidora compradora. Os contratos são compostos por: receita fixa, parcela variável (custo do combustível e custo O&M) e montante de energia.
- **CCESI Gás Natural:** Contratos por disponibilidade, proveniente de empreendimentos de geração futuros que utilizam combustível gás natural para geração, devendo ser celebrado por cada concessionária ou autorizada de geração vencedora de processo licitatório com cada distribuidora compradora. Os contratos são compostos por: receita fixa, parcela variável (custo do combustível e custo O&M) e montante de energia.

- **Contrato de Gás Natural:** Contrato firmado entre a Amazonas GT e fornecedores. Tem como base geral as parcelas de commodity, transporte, margem e ramal termoelétrico, calculadas sobre o consumo de Gás Natural. Além destes, o contrato possui cláusulas do tipo *Take-or-Pay* e *Ship-or-Pay* que preveem o pagamento pelo comprador de volumes mínimos pré-estabelecidos de gás natural, independentemente de sua utilização;
- **Contrato de Frete:** Contratos firmados entre o beneficiário e seus fornecedores para transporte de combustível que será utilizado para fins de geração elétrica;
- **Contrato de Locação Lote e Disponibilidade:** Contratos firmados entre o beneficiário e seus fornecedores para locação de unidades geradoras.

As tabelas a seguir contêm o detalhamento dos contratos citados acima:

CCVEE									
Beneficiário	Nº Contrato	Adita- Mento	Vigência do Contrato (Inicial)	Vigência do Contrato (Final)	Fornecedor	Empreendimento	Índice de Reajuste do Contrato <sup>1</sup>	Período de Reajuste (data início - data fim*)	Preço da Energia [R\$/MWh]
Amazonas	87.495	1º TA	14/05/2013	01/03/2027	Eletronorte	Balbina	IPCA	out/13 - out/aa	238,87
Amazonas	103.025	3º TA	12/07/2016	14/12/2022	Mil Energia Renovável	Itacoatiara	IPCA	abr/16 - abr/aa	385,42
Energisa Mato Grosso	55	4º TA	01/04/2006	14/12/2022	Paranatinga	PCH Paranatinga II	IGPM	out/03 - mar/aa	106,00
Energisa Mato Grosso	312	2º TA	05/01/2003	04/01/2028	Maggi Energia	PCH Santa Lúcia II	IGPM	mai/00 - mai/aa	65,00
Energisa Mato Grosso	802	1º TA	01/07/2004	09/09/2027	Salto Dardanelos	PCH Faxinal II	IGPM	jul/03 - jul/aa	90,00
Energisa Mato Grosso	62/2005	4º TA	01/11/2005	10/12/2027	Juruena Energia	Aripuanã	IGPM	mar/05 - mar/aa	218,60
Energisa Mato Grosso	669/2000	1º TA	01/06/2000	31/05/2030	Maggi Energia	Santa Lúcia I	IGPM	mai/00 - mai/aa	70,00
Energisa Mato Grosso	82/1996	2º TA	08/08/1996	07/08/2026	Salto Dardanelos	Faxinal I	IGPM	jul/00 - mar/aa	73,85
Energisa Mato Grosso	956/99	1º TA	14/02/2000	09/09/2029	Hidrecom	Prata	IGPM	jan/00 - jan/aa	70,00
Energisa Mato Grosso	956/99	1º TA	14/02/2000	09/09/2029	Hidrecom	Margarida	IGPM	jan/00 - jan/aa	70,00
Energisa Mato Grosso	956/99	1º TA	14/02/2000	09/09/2029	Hidrecom	Masutti	IGPM	jan/00 - jan/aa	70,00
Energisa Rondônia	5	8º TA	18/03/1993	17/03/2023	Eletron	Alta Floresta	IGPM	nov/00 - set/aa	59,96
Energisa Rondônia	53	3º TA	20/03/2006	19/03/2026	Hidroluz	Saldanha	IGPM	out/05 - out/aa	117,00
Energisa Rondônia	79	9º TA	17/06/1993	17/06/2023	JFG Energia	Cachoeira	INPC	out/05 - out/aa	127,28
Energisa Rondônia	324	3º TA	01/06/2008	31/05/2028	Hidroelétrica Chupinguaia	Cascata Chupinguaia	IPCA	out/13 - out/aa	181,34
Energisa Rondônia	327	2º TA	01/11/2006	31/10/2026	Martinuv	Martinuv	IPCA	out/06 - out/aa	98,29
Equatorial Pará	81	3º TA	20/12/2004	19/12/2032	Curua Energia	Salto Curuá	IGPM	out/04 - jul/aa	119,00
Equatorial Pará	82	4º TA	20/12/2004	19/12/2032	Buriti Energia	Salto Buriti	IGPM	out/04 - jul/aa	119,00

<sup>1</sup> Os contratos da Energisa MT (312, 669 e 82) possuem limitação de preços pelo VN.

\* Meses bases para o número índice.

Tabela 8 - Contratos CCVEE

CCVEE Eletronorte											
Beneficiário	Nº Contrato	Adita- Mento	Vigência do Contrato (Inicial)	Vigência do Contrato (Final)	Fornecedor	Empreendimento	Índice de Reajuste do Contrato	Período de Reajuste (data início - data fim*)	Preço O&M ou RF + O&M [R\$/MWh]	Potência Contratada [MW]	Preço Potência [R\$/MW]
Amazonas	01/2018	1º TA	01/07/2022	19/07/2025	Eletronorte	Ponta Negra	IGPM	out/17 - out/aa	48,12	60,00	140.128,78
Amazonas	02/2018	1º TA	01/07/2022	19/07/2025	Eletronorte	Manauara	IGPM	out/17 - out/aa	44,87	60,00	135.955,73
Amazonas	03/2018	1º TA	01/07/2022	03/07/2025	Eletronorte	Jaraqui	IGPM	out/17 - out/aa	53,85	60,00	148.635,38
Amazonas	04/2018	1º TA	01/07/2022	03/07/2025	Eletronorte	Tambaqui	IGPM	out/17 - out/aa	53,85	60,00	148.441,52
Amazonas	05/2018	1º TA	01/07/2022	19/07/2025	Eletronorte	Cristiano Rocha	IGPM	out/17 - out/aa	49,88	65,00	146.104,90
Amazonas	06/2018	1º TA	01/07/2022	30/11/2030	Eletronorte	Anamá	IPCA	out/17 - out/aa	417,19	2,14	-
Amazonas	07/2018	1º TA	01/07/2022	30/11/2030	Eletronorte	Anori	IPCA	out/17 - out/aa	417,19	4,52	-
Amazonas	08/2018	1º TA	01/07/2022	30/11/2030	Eletronorte	Caapiranga	IPCA	out/17 - out/aa	417,19	2,14	-
Amazonas	09/2018	1º TA	01/07/2022	30/11/2030	Eletronorte	Codajás	IPCA	out/17 - out/aa	417,19	5,43	-

\* Meses bases para o número índice.

Tabela 9 - Contratos CCVEE Gás Natural - Eletronorte



CCESI Leilão										
Beneficiário	Nº Contrato	Adita- Mento	Vigência do Contrato (Inicial)	Vigência do Contrato (Final)	Fornecedor	RAF [R\$/MWh]	O&M [R\$/MWh]	Comb [R\$/MWh] + Plog [R\$/l]	Preço da Energia [R\$/MWh]	Nº Usinas
Amazonas	109.251/2017	-	09/11/2018	30/11/2030	Eletronorte	259,21	16,55	-	275,76	1
Amazonas	109.423/2017	-	11/12/2018	10/12/2023	VP Flexgen	156,94	20,18	852,89	1.030,01	3
Amazonas	109.424/2017	-	11/12/2018	10/12/2033	Consórcio Geração Amazonas	258,15	23,16	870,92	1.152,23	16
Amazonas	109.425/2017	-	11/12/2018	10/12/2023	VP Flexgen	48,89	58,81	882,29	989,99	1
Amazonas	109.426/2017	-	11/12/2018	10/12/2033	Powertech	87,25	33,55	855,21	976,00	7
Amazonas	109.432/2017	-	11/12/2018	10/12/2023	VP Flexgen	49,48	59,35	856,16	964,99	1
Amazonas	109.433/2017	-	11/12/2018	10/12/2033	Consórcio Geração Amazonas	278,05	26,12	866,63	1.170,80	16
Amazonas	109.438/2017	-	11/12/2018	10/12/2033	Oliveira Energia	346,26	29,11	779,64	1.155,00	16
Amazonas	109.439/2017	-	11/12/2018	10/12/2023	Oliveira Energia	491,66	29,55	766,78	1.287,99	6
Amazonas	109.440/2017	-	11/12/2018	10/12/2033	Oliveira Energia	258,75	26,33	777,92	1.063,00	20
Cea	098/2015	2ª TA	01/11/2015	30/09/2031	Oiapoque <sup>1</sup>	534,25	13,50	250,90	798,65	1
Energisa Acre	215/2015	3ª TA	09/09/2016	29/01/2023	Energy Assets do Brasil	113,78	40,00	846,22	1.000,00	3
Energisa Acre	217/2015	-	16/12/2015	30/03/2031	Amazonbio	1.145,45	40,00	915,86	2.101,31	4
Energisa Acre	01/2021	-	30/01/2023	30/09/2025	Energias do Acre SPE	38,20	101,76	958,04	1.098,00	3
Energisa Rondônia	118/2015	2ª TA	21/10/2015	25/03/2031	Brasil Bio Fuels	488,00	24,78	940,14	1.452,92	10
Energisa Rondônia	220/2014	5ª TA	31/12/2014	31/03/2023	Consórcio Novo Horizonte <sup>2</sup>	381,71	15,00	542,23	938,94	16
Equatorial Pará	01/2016	5ª e 6ª TA	14/01/2017	30/09/2024	Energy Assets do Brasil <sup>3</sup>	269,27	22,79	935,94	1.228,00	16
Equatorial Pará	01/2016	5ª TA	14/01/2017	30/09/2024	Soenergy <sup>4</sup>	323,28	17,61	887,11	1.228,00	7
Roraima	01/2021	-	02/12/2021	31/03/2028	Usina Xavantes	189,55	25,00	775,42	989,97	3

<sup>1</sup> O contrato é atendido por uma geração híbrida.

<sup>2</sup> Das usinas do Consórcio Novo Horizonte, resta apenas a localidade de Pacaranã.

<sup>3</sup> Das usinas da Energy Assets do Brasil (antiga Guascor), seis localidades já foram interligadas: Alenquer, Almeirim, Cachoeira do Arari, Monte Alegre, Salvaterra e Soure.

<sup>4</sup> Das usinas da Soenergy, uma localidade já foi interligada: Santana do Araguaia.

Tabela 10 - Contratos CCESI Leilão

CCESI Fontes Renováveis											
Beneficiário	Nº Contrato	Vigência do Contrato (Inicial)	Vigência do Contrato (Final)	Fornecedor	Inflexibilidade Contratual [MW méd]	Potência disponibilidade [MW]	Receita Fixa - RFComb <sub>0</sub> [R\$]	Receita Fixa - RFDemais <sub>0</sub> [R\$]	Ccomb <sub>0</sub> [R\$/MWh]	O&Mvar <sub>0</sub> [R\$/MWh]	Nº Usinas
Energisa Rondônia	1	01/01/2022	31/03/2038	Consórcio BBF Energia Rondônia	-	1,03	-	2.489.413,21	409,70	35,70	2
Equatorial Pará	3	01/04/2023	31/01/2027	Brasil Bio Fuels Pará II	-	33,71	-	84.790.288,48	483,50	35,70	10
Roraima	3	01/11/2019	27/06/2036	Brasil Bio Fuels	6,66	17,62	33.327.103,32	2.456.914,14	571,67	38,71	1
Roraima	4	01/11/2019	27/06/2036	Brasil Bio Fuels	25,71	56,22	162.926.110,83	6.069.352,91	723,41	35,00	1
Roraima	5	01/11/2019	27/06/2036	Palmaplan Energia SPE	-	10,98	-	12.805.487,50	605,96	24,45	1
Roraima	6	01/02/2020	27/06/2036	Bonfim Geração e Comércio de Energia	4,08	10,00	3.039.084,90	31.045.146,10	85,00	302,00	1
Roraima	7	28/02/2020	27/06/2036	Cantá Geração e Comércio de Energia	4,08	10,00	3.039.084,90	31.045.146,10	85,00	302,00	1
Roraima	8	28/02/2020	27/06/2036	Pau Rainha Geração e Comércio de Energia	4,08	10,00	3.039.084,90	28.742.592,37	85,00	302,00	1
Roraima	9	28/02/2020	27/06/2036	Santa Luz Geração e Comércio de Energia	4,08	10,00	3.039.084,90	28.742.592,37	85,00	302,00	1

Tabela 11 - Contratos CCESI Fontes Renováveis

CCESI Gás Natural											
Beneficiário	Nº Contrato	Vigência do Contrato (Inicial)	Vigência do Contrato (Final)	Fornecedor	Potência disponibilidade [MW]	Receita Fixa - RFDemais <sub>0</sub> [R\$]	i [L/MWh]	Parâmetro F	Ccomb <sub>0</sub> [R\$/MWh]	O&M [R\$/MWh]	Preço de Referência [R\$/MWh]
Roraima	2	01/11/2019	27/06/2036	Azulão Geração de Energia S.A.	126,29	429.300.196,62	10,00	12,39	123,90	76,10	798,17

Tabela 12 - Contratos CCESI Gás Natural

Contrato de Gás Natural														
Beneficiário	Nº Contrato	Vigência do Contrato (Inicial)	Vigência do Contrato (Final)	Fornecedor	Preço [R\$/m <sup>3</sup> ]				Índice de Reajuste do Contrato	Período de Reajuste (data início - data fim)				Nº Usinas
					Commodity	Transporte	Margem	Ramal Termoelétrico		Commodity	Transporte	Margem	Ramal Termoelétrico	
Eletronorte	1.902	01/06/2006	01/06/2030	Cigás	0,1123	0,4491	0,0168	0,0568	IPCA	set/05 - set/aa*	dez/09 - nov/aa*	set/05 - set/aa*	out/11 - out/aa*	12

\* As atualizações do reajuste são realizadas anualmente no mês de referência determinado em contrato. Os períodos de reajuste referem-se aos meses bases para o número índice, sendo o reajuste aplicado no mês subsequente.

Tabela 13 - Contratos Gás Natural

Contrato de Frete											
Tipo de Contrato	Beneficiário	Nº Contrato	Aditamento	Vigência do Contrato (Inicial)	Vigência do Contrato <sup>1,2</sup> (Final)	Fornecedor	Índice de Reajuste do Contrato	Período de Reajuste (data início - data fim*)	Nº Usinas	Preço Frete [R\$/l]	Valor Mensal <sup>3</sup> [R\$]
Marítimo	Celpe	4600053167	1º TA	04/06/2019	31/12/2023	Alfamares	IPCA	jun/19 - jun/aa	1	1,8	-
Terrestre	Celpe	4600053167	1º TA	04/06/2019	31/12/2023	Alfamares	IPCA	jun/19 - jun/aa	1	0,15	-
Marítimo	Celpe	4600055079	1º TA	23/12/2019	31/12/2023	Agemar	IPCA	dez/19 - dez/aa	1	1,96	-
Terrestre	Celpe	4600055079	1º TA	23/12/2019	31/12/2023	Agemar	IPCA	dez/19 - dez/aa	1	0,16	-
Terrestre	Roraima	4600001585/2022	-	05/05/2022	31/12/2023	Lucas E Zandonato	IPCA	abr/22 - abr/aa	49	-	108.470,20
Fluvial	Roraima	4600001055/2021	-	29/10/2021	31/12/2023	Transrios Transportes	IPCA	ago/21 - ago/aa	19	-	84.999,92

\* As atualizações do reajuste são realizadas anualmente no mês de referência determinado em contrato. Utilizando-se sempre o índice do mês anterior a data fim.

<sup>1</sup> Contratos da Celpe postergados pois o aditivo será celebrado ao longo do ano de 2022.

<sup>2</sup> Contratos da Roraima postergados até que ocorra entrada em operação comercial de todas usinas do contrato CCESI.

<sup>3</sup> Estimativa considerando a quantidade de viagens constantes no contrato para cada usina por mês.

Tabela 14 - Contratos Frete

Contrato de Locação - Lote										
Beneficiário	Nº Contrato	Lote do Contrato	Vigência do Contrato (Inicial)	Vigência do Contrato <sup>1</sup> (Final)	Aditamento	Fornecedor	Nº Usinas	Potência Total do Lote [kW]	Tarifa* [R\$/MWh]	Valor tarifa [R\$/h]
Amazonas	93.159	1	04/03/2021	31/12/2023	9º TA	Oliveira Energia	2	17	104,41	1.774,91
Amazonas	93.159	2	04/03/2021	31/12/2023	9º TA	Oliveira Energia	1	1	123,05	123,05
Amazonas	93.159	4	04/03/2021	31/12/2023	9º TA	Oliveira Energia	1	3	137,72	413,15
Amazonas	93.159	6	04/03/2021	31/12/2023	9º TA	Oliveira Energia	3	3	137,72	344,29
Amazonas	100.209	-	23/03/2021	31/12/2023	6º TA	A Geradora	1	5	116,27	627,86
Amazonas	101.129	1	29/03/2021	31/12/2023	6º TA	Oliveira Energia	3	14	145,30	2.034,20
Amazonas	101.129	2	04/03/2021	31/12/2022	9º TA	Oliveira Energia	2	2	145,30	290,60
Amazonas	101.129	4	29/03/2021	31/12/2023	6º TA	Oliveira Energia	6	2	184,84	332,72
Amazonas	101.129	4	04/03/2021	31/12/2023	9º TA	Oliveira Energia	1	5	137,72	688,58
Amazonas	101.129	6	04/03/2021	04/03/2022	9º TA	Oliveira Energia	1	1	145,30	145,30
Amazonas	101.130	2	09/03/2021	31/12/2023	6º TA	Aggreko Energia	1	5	128,46	578,07
Amazonas	101.130	3	09/03/2021	31/12/2023	6º TA	Aggreko Energia	3	6	131,23	826,75
Amazonas	105.362	3	10/03/2021	31/12/2023	4º TA	Oliveira Energia	2	2	112,95	207,82
Amazonas	107.315	1	04/02/2021	31/12/2023	5º TA	Gopower	5	1	151,39	211,95
Amazonas	107.315	2	04/02/2021	31/12/2023	5º TA	Gopower	1	1	111,19	55,60
Amazonas	109.034	1	13/03/2021	31/12/2023	3º TA	Powertech	5	2	114,30	182,89
Amazonas	109.035	-	16/03/2021	31/12/2023	3º TA	Gopower	5	24	76,34	1.855,01
Amazonas	109.036	3	13/03/2021	31/12/2023	3º TA	Oliveira Energia	1	3	96,23	288,68
Amazonas	109.038	4	13/03/2021	31/12/2023	3º TA	Powertech	2	5	63,19	284,36

\* As atualizações do reajuste são realizadas anualmente no mês de referência determinado em contrato.

<sup>1</sup> Contratos de locação postergados até que todas as usinas de geração própria sejam desmobilizadas.

Tabela 15 - Contratos Locação Lote

Contrato de Locação - Disponibilidade											
Beneficiário	Nº Contrato	Adita- Mento	Vigência do Contrato (Inicial)	Vigência do Contrato <sup>2</sup> (Final)	Fornecedor	Usina	Índice de Reajuste do Contrato	Período de Reajuste (data início - data fim <sup>1</sup> )	Potência Mensal Contratada [kW]	CMO - Custo de Manutenção e Operação Variável [R\$/MWh]	CMO - Custo de Manutenção e Operação Fixo <sup>1</sup> [R\$]
Roraima	10211/2014 <sup>1</sup>	4º TA	28/07/2020	27/12/2024	Oliveira Energia	UTE Monte Cristo	IGP-M	abr/20-abr/aa	83.000	40,81	10.939.471,22
Roraima	11246/2016	2º TA	23/07/2019	24/01/2023	Oliveira Energia	UTE Floresta	IGP-M	set/19 - set/aa	40.000	0,11	3.026.012,49
Roraima	13258/2019 <sup>1</sup>	-	22/03/2019	31/03/2023	Aggreko Energia	UTE Monte Cristo	IGP-M	mar/20- mar/aa	28.500	33,39	2.518.426,04
Roraima	13437/2019 <sup>1</sup>	-	08/07/2019	30/04/2023	Soenergy	UTE Distrito	IGP-M	mai/20- mai/aa	20.000	16,78	1.961.482,86
Roraima	13438/2019 <sup>1</sup>	-	08/07/2019	30/04/2023	Soenergy	UTE Novo Paraiso	IGP-M	mai/20- mai/aa	12.000	16,78	1.507.610,63
Roraima	13467/2019	-	21/06/2019	30/04/2023	Oliveira Energia	UTE Distrito	IGP-M	mai/20- mai/aa	20.000	22,10	1.744.247,57
Roraima	14238/2019 <sup>1</sup>	-	18/10/2019	30/04/2023	Oliveira Energia	UTE Nova Pacaraima	IGP-M	out/19 - out/aa	2.320	71,20	509.654,03
Roraima	14238/2019 <sup>1</sup>	-	18/10/2019	30/04/2023	Oliveira Energia	UTE Vila Brasil	IGP-M	out/19 - out/aa	2.459	54,97	673.615,56
Roraima	14238/2019 <sup>1</sup>	-	18/10/2019	31/12/2023	Oliveira Energia	Com. Ind. Napoleão	IGP-M	out/19 - out/aa	132	9,03	29.118,62
Roraima	14238/2019 <sup>1</sup>	-	18/10/2019	31/12/2023	Oliveira Energia	Com. Ind. Boca da Mata	IGP-M	out/19 - out/aa	132	9,03	29.118,62
Roraima	14238/2019 <sup>1</sup>	-	18/10/2019	31/12/2023	Oliveira Energia	Com. Ind. Surumú	IGP-M	out/19 - out/aa	400	70,22	111.474,45
Roraima	14238/2019 <sup>1</sup>	-	18/10/2019	31/12/2023	Oliveira Energia	Vila Santa Maria Do Boiaçú	IGP-M	out/19 - out/aa	400	70,22	114.668,53
Roraima	14238/2019 <sup>1</sup>	-	18/10/2019	30/04/2023	Oliveira Energia	UTE Uiramutã	IGP-M	out/19 - out/aa	960	65,65	148.364,12
Amazonas	15	-	31/08/2021	31/12/2023	Oliveira Energia	Manicoré II	IPCA	NA	14.000	67,62	1.200.000,00

\* As atualizações do reajuste são realizadas anualmente no mês de referência determinado em contrato.

<sup>1</sup> Contratos que incluem o CMI - Custo Mensal de Implantação.

<sup>2</sup> Contratos da locação postergados até que ocorra a entrada em operação comercial de todas usinas do contrato CCESI em substituição às usinas de geração própria.

Tabela 16 - Contratos Locação Disponibilidade

## 6.4.2. Resultados CCC

Os resultados apresentados a seguir estão dispostos por competência e referem-se às rubricas de responsabilidade da CCEE:

### a) Reembolso Mensal

As informações do reembolso mensal são apresentadas por tipo de custo, sendo  $CT_{Comb}$  (Anexos [C.III](#), [C.IV](#), [C.V](#) e [C.VI](#)),  $CT_{GP}$  ([C.VII](#) e [C.VIII](#)) e  $CT_{CE}$  ([C.IX](#), [C.X](#), [C.XI](#) e [C.XII](#)). Já no [Anexo C.XIII](#) é demonstrado o Custo de Geração Total por beneficiário.

Na imagem abaixo, é apresentada a representatividade do reembolso previsto para cada estado no Sisol no ano de 2023, assim como a população atendida e o custo per capita:

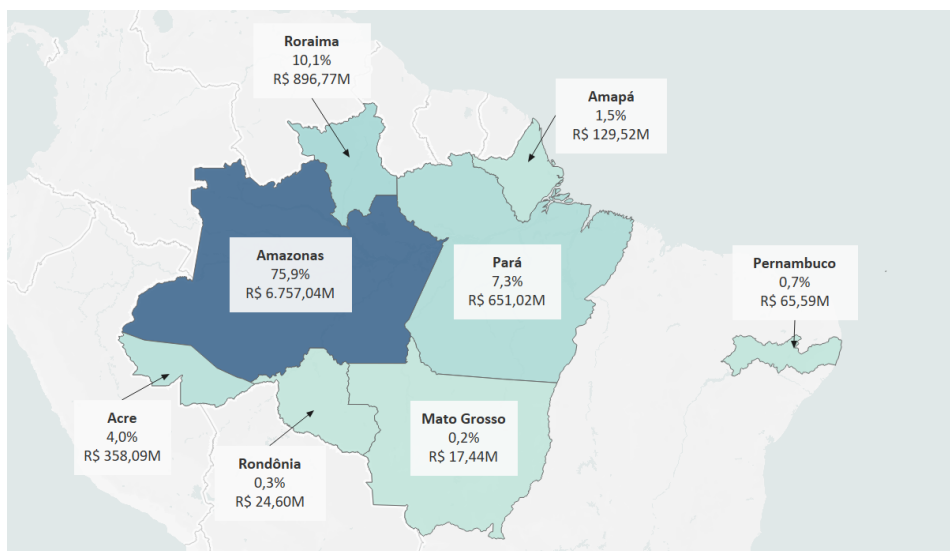


Figura 8 – Representatividade por estado do Reembolso Mensal CCC 2023

Essa previsão representa uma expectativa de reembolsos baseada nos meses de competência janeiro a dezembro de 2023, que inserida nas previsões de caixa da CDE, tem o fluxo financeiro deslocado para dois meses após a competência, ou seja, de março de 2023 a fevereiro de 2024. Neste ano, foi considerado ainda o descasamento do reembolso preliminar, ou seja, aproximadamente 75% do reembolso mensal é pago um mês após o mês de competência.

No gráfico abaixo, é apresentada a composição do CTG por rubrica de reembolso, os descontos aplicados e o reembolso final para o PAC CCC 2023:

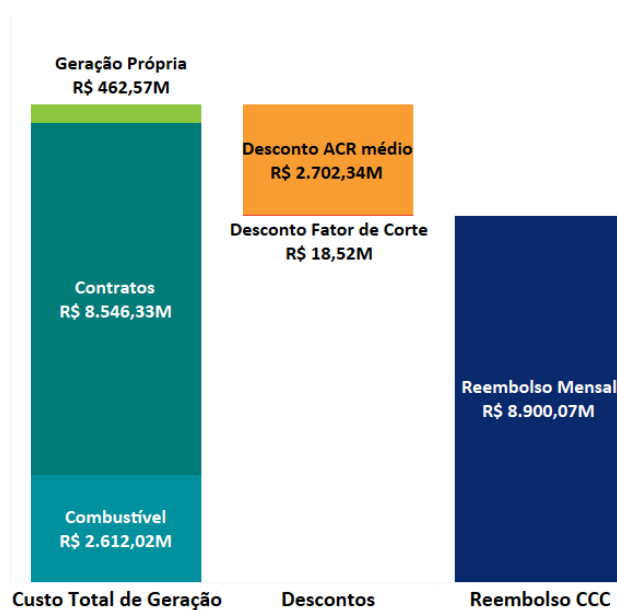


Gráfico 6 - Composição Custo Total de Geração e Reembolso Final

Pelos valores apurados abaixo, podemos verificar uma redução no Reembolso Final de R\$ 644,84 mil, correspondente a 6,76% em relação ao PAC CCC 2022, principalmente devido as interligações e substituições de usinas anteriores para as de contratos CCESI atuais.

2022	2023
<b>CTG:</b> R\$ 11,77 milhões	<b>CTG:</b> R\$ 11,62 milhões
<b>Desconto ACR Médio (R\$ 274,01 /MWh):</b> -R\$ 2,19 milhões	<b>Desconto ACR Médio (R\$ 348,72 /MWh):</b> -R\$ 2,70 milhões
<b>Desconto Fator de Corte:</b> -R\$ 36,42 milhões	<b>Desconto Fator de Corte:</b> -R\$ 18,52 milhões
<b>Reembolso Final:</b> R\$ 9,54 milhões	<b>Reembolso Final:</b> R\$ 8,90 milhões
<b>Varição prevista entre os anos: R\$ 644,84 milhões</b>	

Tabela 17 – Comparação Reembolso

Na proposta orçamentária para o ano de 2023, houve uma redução na carga de 4,41% em relação ao orçamento do ano de 2022, conforme consolidado pelo ONS<sup>7</sup> e com base nos contratos das usinas interligadas, pois é considerada também a geração de usinas que operam no SIN, subsidiadas pela conta.

Em relação aos preços de combustíveis líquidos, durante o ano de 2023 há uma expectativa de aumento devido aos impactos já verificados ao longo do ano de 2022, assim como a continuidade da guerra da Ucrânia, conforme detalhado no [Anexo A.II - Nota Técnica EPE](#).

Desta forma, para o ano de 2023 há uma expectativa de crescimento nos preços de óleo diesel de 31,30% em relação ao realizado parcial até junho de 2022 e de 6,32% quando comparado ao previsto para 2022. No gráfico abaixo, é possível visualizar a variação dos preços por estado.

<sup>7</sup> PEN Sisol 2022 e PEN Sisol 2023

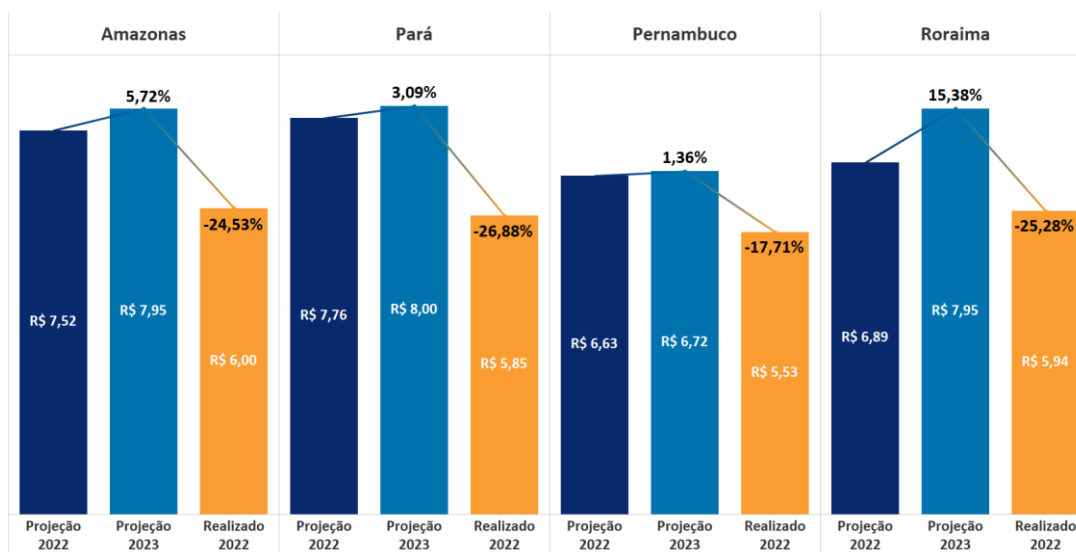


Gráfico 7 - Comparativo do Preço por estado - EPE 2023

A seguir é apresentada a comparação por tipo de custo, entre o PAC CCC de 2022 e a proposta orçamentária de 2023:

#### a) Combustíveis

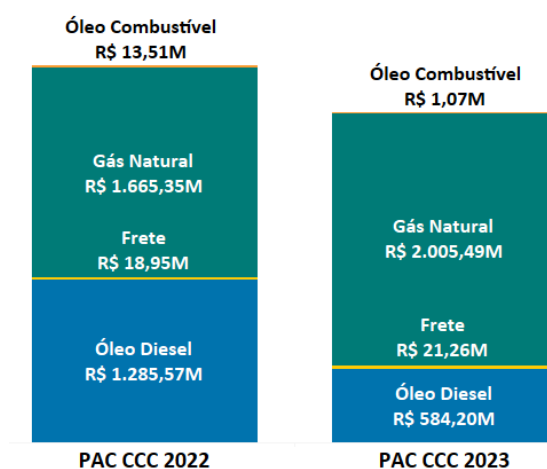


Gráfico 8 – Comparação e Composição 2022 x 2023 – Combustíveis

- **Custo total de Óleo Diesel:** Apresenta uma redução de 54,56%, devido principalmente à substituição das usinas de geração própria por usinas do leilão CCESI da Roraima e interligações de localidades nas áreas de concessão da Amazonas Energia e Energisa Mato Grosso.
- **Custo total de Óleo Combustível:** Nota-se uma redução de 92,10%, devido principalmente à conversão de combustível para gás natural da usina Ponta Negra, que deixará de utilizar este tipo de combustível.

- **Custo total de Gás Natural:** Verifica-se um aumento de 20,42%, devido à atualização nos preços contratuais pelos índices macroeconômicos impactados pelo cenário adverso;
- **Frete:** Observa-se um aumento de 12,19%, devido à atualização nos preços contratuais pelos índices macroeconômicos, e aumento no consumo de combustíveis previsto para Fernando de Noronha.

#### b) Geração Própria

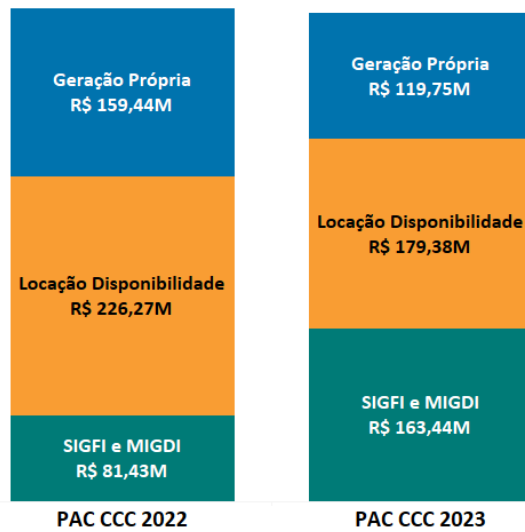


Gráfico 9 – Comparação e Composição 2022 x 2023 – Geração Própria

- **Custo total Geração Própria:** A redução de 24,90% é decorrente das interligações de localidades da Amazonas Energia e Energia Mato Grosso;
- **Custo total SIGFI e MIGDI:** Nota-se um aumento de 89,24% devido ao acréscimo de 18.451 sistemas SIGFIs ao longo do ano de 2023, encaminhado à CCEE pelo MME - [Anexo C.II.](#), e conforme tabela abaixo. Além disso, para o ano de 2023 há inclusão de operação de MIGDI na Energisa Acre;

Beneficiário	PAC 2022		PAC 2023	
	Quantidade de SIGFI	Custo SIGFI	Quantidade de SIGFI	Custo SIGFI
AMAZONAS	4.380	13.223.491,21	4.158	15.199.131,38
RORAIMA	600	2.379.018,52	678	2.593.822,98
EQUATORIAL AP	1.516	3.231.839,32	2.077	7.975.764,61
EQUATORIAL PA	11.500	52.296.332,52	28.772	126.071.328,19
ENERGISA RO	900	3.122.547,34	650	2.507.420,98
ENERGISA AC	1.368	4.683.820,41	2.590	5.998.032,97
ENERGISA MT	410	1.371.128,62	200	776.297,19
<b>TOTAL</b>	<b>20.674</b>	<b>R\$ 80.308.177,94</b>	<b>39.125</b>	<b>161.121.798,30</b>

Tabela 18 - Comparação entrada e custo de SIGFI 2022 x 2023



- **Custo Total Locação Disponibilidade:** A redução de 20,72% é resultado da substituição das usinas de geração própria por usinas de leilão - CCESI para atendimento ao estado de Roraima. Os atuais contratos de locação têm previsão de término de vigências ao longo do ano de 2023.

### c) Contratos

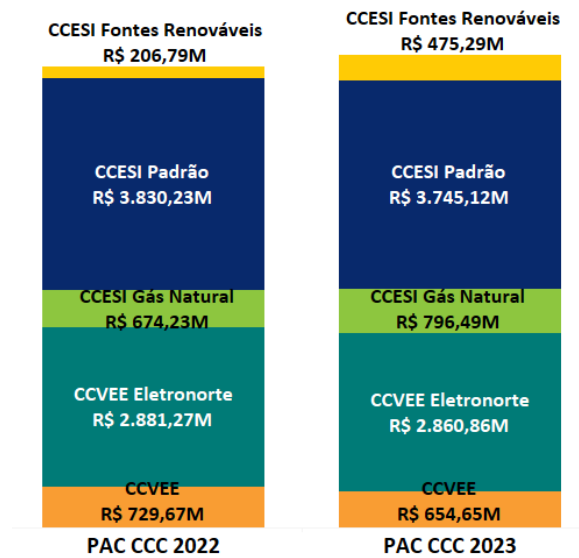


Gráfico 10 – Comparação e Composição 2022 x 2023 - Contratos

- **Custo total CCESI Fontes Renováveis:** Aumento de 129,84% devido principalmente ao início de operação das usinas de contratos firmados nos Leilões nº 01/2019 (Roraima) e 03/2021 (Energisa Rondônia e Equatorial Pará);
- **Custo total CCESI Gás Natural:** Aumento de 18,13% devido principalmente à previsão de operação integral da UTE Jaguatirica II durante o ano de 2023;
- **Custo total CCESI Padrão:** Observa-se uma redução de 2,22%, devido principalmente as substituições das usinas do tipo CCESI para CCESI Fontes Renováveis do Leilão nº 03/2021, além das interligações nas localidades de Energisa Rondônia, Energisa Acre e Equatorial Pará;
- **Custo total CCVEE:** Redução de 10,28%, devido principalmente ao encerramento de contratos da Amazonas Energia, Energisa Mato Grosso e Energisa Rondônia;
- **Custo total CCVEE Eletronorte:** Redução de 0,71%, devido principalmente a limitação da alíquota de ICMS, conforme detalhado no item [IX\) Limite alíquota de ICMS dos combustíveis e energia;](#)

### b) Sub-rogação de obras em andamento e operação comercial

Para a rubrica de sub-rogação as informações são separadas por operação comercial e obras em andamento, baseada nos meses de competência janeiro a dezembro de 2023. Nas obras em operação comercial, o fluxo financeiro é deslocado para um mês após a competência de caixa da CDE, ou seja, de fevereiro de 2023 a janeiro de 2024. Já nas obras em andamento, não há esse deslocamento.

O valor total orçado para o reembolso das sub-rogações em 2023 é apresentado no [Anexo C.XIV](#).

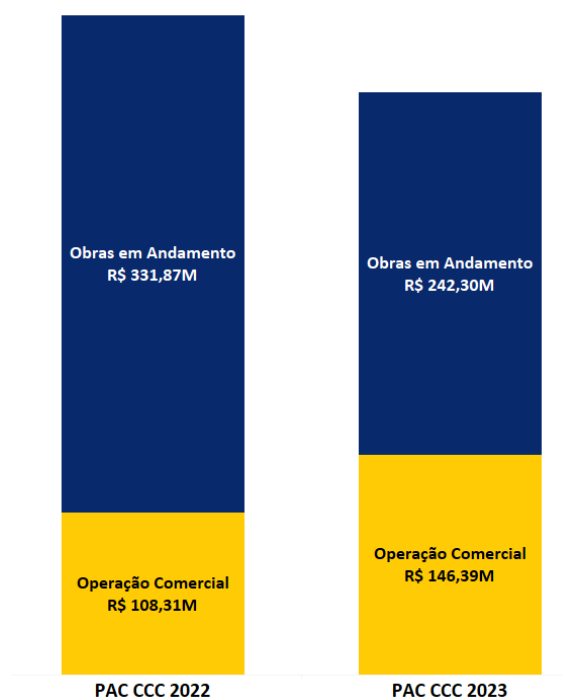


Gráfico 11 - Comparação Sub-rogação

Em relação ao PAC CCC 2022, devido aos atuais atrasos no cronograma das resoluções das obras em andamento, houve uma redução de 26,99%, pois parte da arrecadação já foi realizada nos anos anteriores. Para as obras em operação comercial observa-se um aumento de 35,16% ocasionado pelo aumento do preço de óleo combustível e interligação da localidade de Guariba (Energisa Mato Grosso) prevista para dezembro/2022.

#### 6.4.2.1. Variações Reembolso Final CCC por beneficiário

A seguir, estão apresentadas as variações identificadas por beneficiário, na comparação entre as propostas orçamentárias de reembolso mensal de 2022 e 2023:

##### a) Amazonas Energia

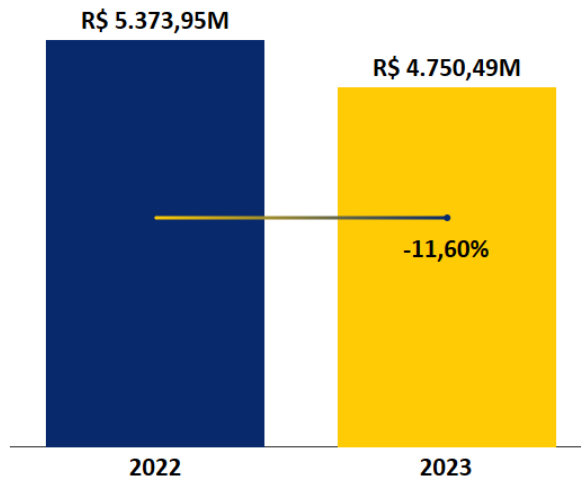


Gráfico 12 – Comparação Reembolso Final 2022 x 2023 - Amazonas Energia

Variação de -11,60%, cujos principais motivadores foram a limitação da alíquota do ICMS, conforme citado nos capítulos anteriores, e interligações de localidades sub-rogadas.

Devido a MP nº 855/2018, ainda vigente, a Amazonas Energia recebe reembolso pelos custos ineficientes. Isso inclui a não aplicação de: glosas de combustível, glosas por custos de contrato de locação maiores que os limites da REN nº 1.016/2022 e o desconto do Fator de Corte.

O gráfico abaixo apresenta o Custo Médio de energia para a distribuidora e a Geração realizada no mesmo mês, previstos para o ano de 2023.

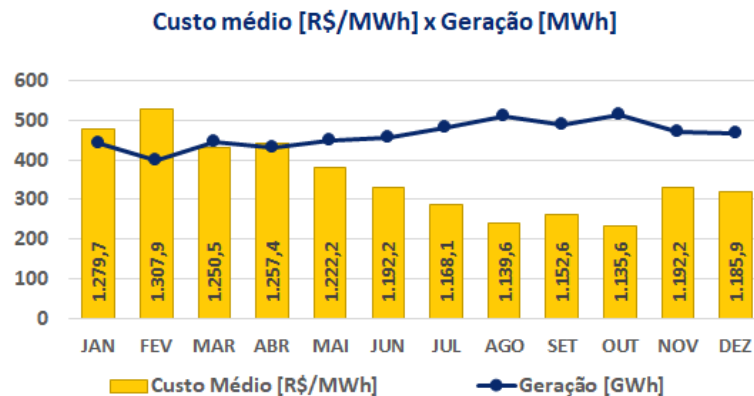


Gráfico 13 – Comparação Custo Médio x Geração - Amazonas Energia

b) Eletronorte

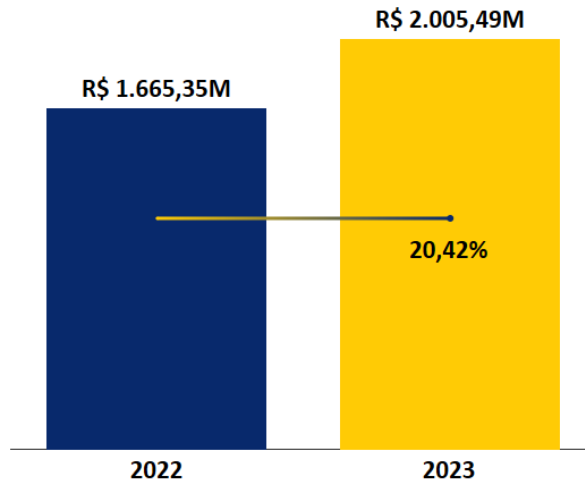


Gráfico 14 – Comparação Reembolso Final 2022 x 2023 - Eletronorte

Varição de 20,42%, devido às atualizações dos reajustes contratuais, o qual apresentou valores acima da meta inflacionária.

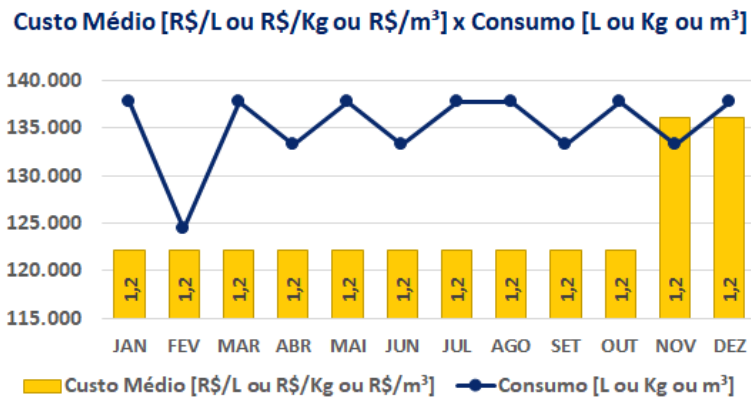


Gráfico 15 – Comparação Custo Médio x Consumo - Eletronorte

Para a Eletronorte, o gráfico acima, apresenta a variação por consumo de combustível. Esse consumo depende unicamente da quantidade de horas no mês, pois a contratação de energia é fixa. Ao mesmo tempo, o preço do combustível é contratual e apresenta variação expressiva na data de atualização da parcela de margem a partir de novembro. Já o reajuste parcela de transporte é previsto para ocorrer em janeiro de cada ano.

c) Roraima Energia

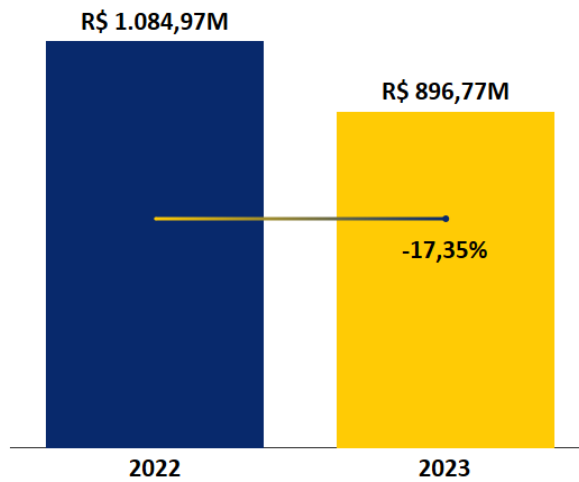


Gráfico 16 – Comparação Reembolso Final 2022 x 2023 - Roraima Energia

Variação de -17,35% devido, principalmente, às saídas das usinas de geração própria (locação) que foram substituídas pelas usinas do Leilão nº 01/2019 com contratos CCESI.

Dada a determinação da Aneel nos Ofícios nº 82/2019, 95/2019 e 105/2019, parte do reembolso da Roraima é pago diretamente à fornecedora de combustível Atem, para garantia de suprimento da capital, uma vez que a distribuidora opera em situação de excepcionalidade desde a interrupção da importação advinda da Venezuela. Essa situação deve se manter até a entrada em operação comercial de todas as usinas dos contratos do Leilão nº 01/2019, previsto para outubro/2023.

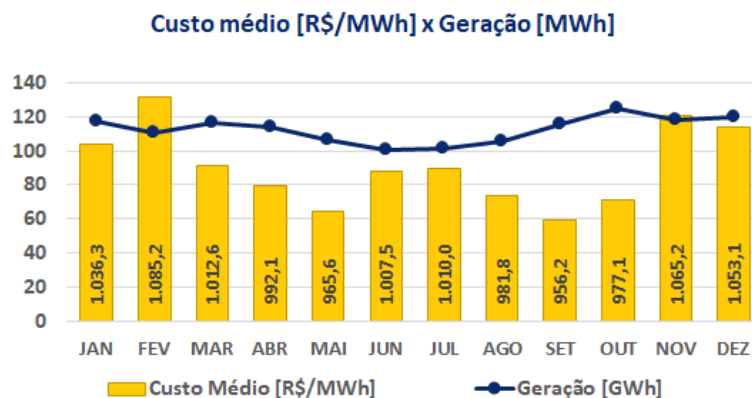


Gráfico 17 – Comparação Custo Médio x Geração - Roraima Energia

O custo médio tende a se comportar de maneira oposta à geração, ou seja, quando a geração cresce o custo diminui, isso ocorre devido à grande participação da parcela de receita fixa, que independe da geração nesses contratos.

d) Equatorial AP

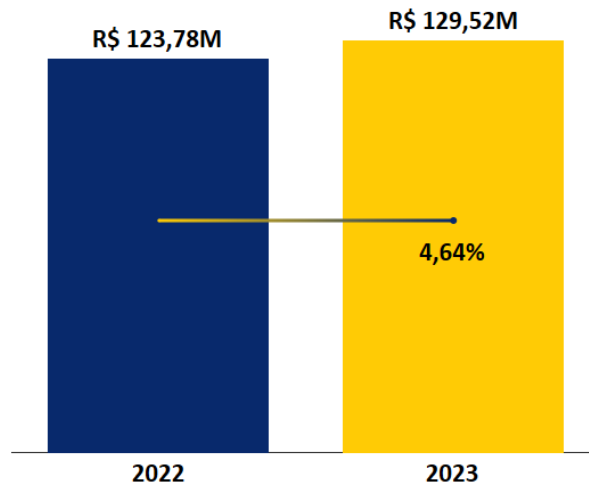


Gráfico 18 – Comparação Reembolso Final 2022 x 2023 - CEA

Varição de 4,64% em função das atualizações dos reajustes contratuais, o qual apresentou valores acima da meta inflacionária.

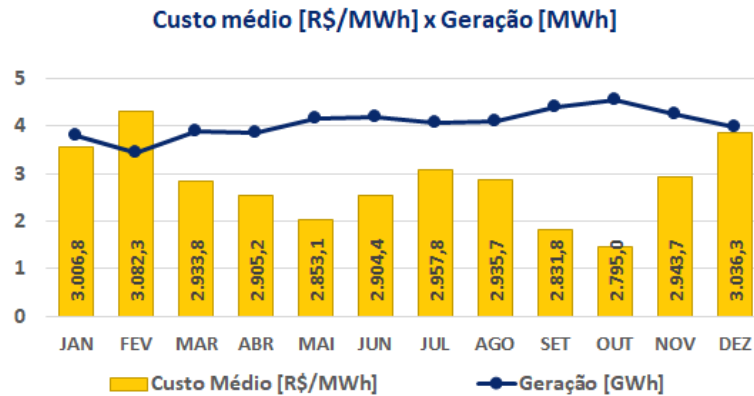


Gráfico 19 – Comparação Custo Médio x Geração – Equatorial AP

O custo mensal do beneficiário advém unicamente do contrato de leilão do complexo do Oiapoque, composto por receita fixa e variável. Dessa forma, o custo médio mensal varia de acordo com os preços do combustível e dos contratos atualizados.

e) Equatorial Pará:

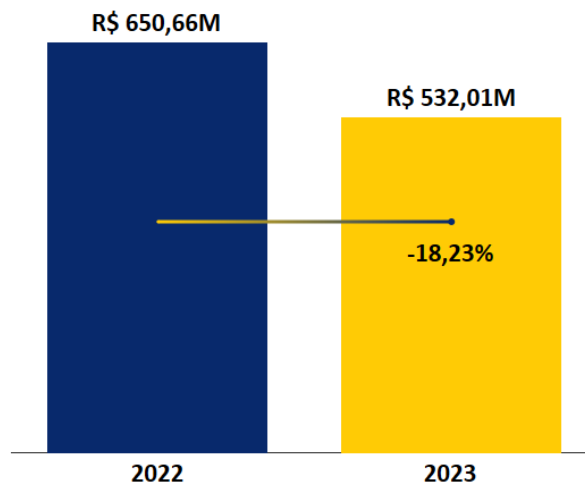


Gráfico 20 – Comparação Reembolso Final 2022 x 2023 – Equatorial Pará

Variação de -18,23% em função da aplicação da Lei nº 14.146/2021, que determina uma redução na aplicação do desconto no ACR médio, e substituições de usinas por CCESI de fontes renováveis.

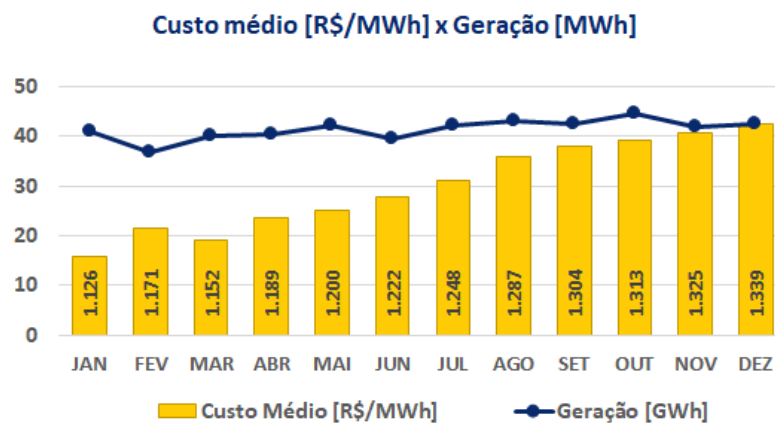


Gráfico 21 – Comparação Custo Médio x Geração – Equatorial Pará

O custo de geração da Equatorial Pará é composto por CCESI, CCVEE e SIGFI. A partir de abril, conforme o gráfico acima, nota-se uma redução no custo de geração devido às substituições citadas acima, e posterior aumento ocasionado pela expectativa de entradas dos novos sistemas SIGFI e a atualização dos preços contratuais dos CCVEEs.

f) Celpe:

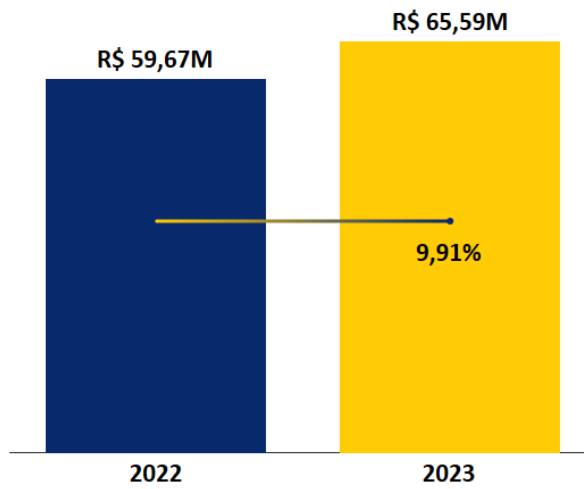


Gráfico 22 – Comparação Reembolso Final 2022 x 2023 – Celpe

Variação de 9,91%, ocasionado principalmente pelo aumento na geração prevista para a localidade de Fernando de Noronha, conforme previsão do ONS.

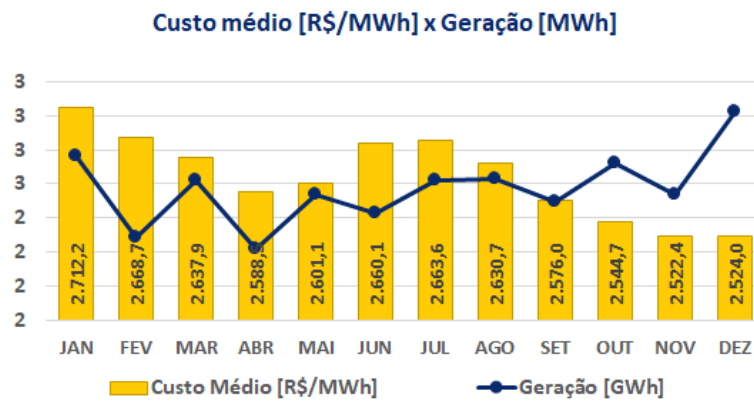


Gráfico 23 - Comparação Custo Médio x Geração - Celpe

Para a Celpe, o custo de geração depende do preço e do consumo de combustíveis. No final do ano é possível observar o aumento na geração prevista para a temporada turística.



g) Energisa Acre:

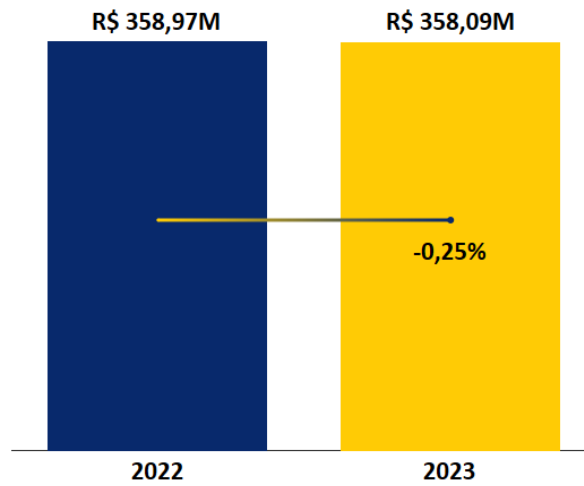


Gráfico 24 – Comparação Reembolso Final 2022 x 2023 – Energisa AC

Variação é de apenas -0,34%, pois as atualizações dos contratos, foram compensadas pelo aumento do desconto do ACR médio e substituições de usinas por novos contratos.

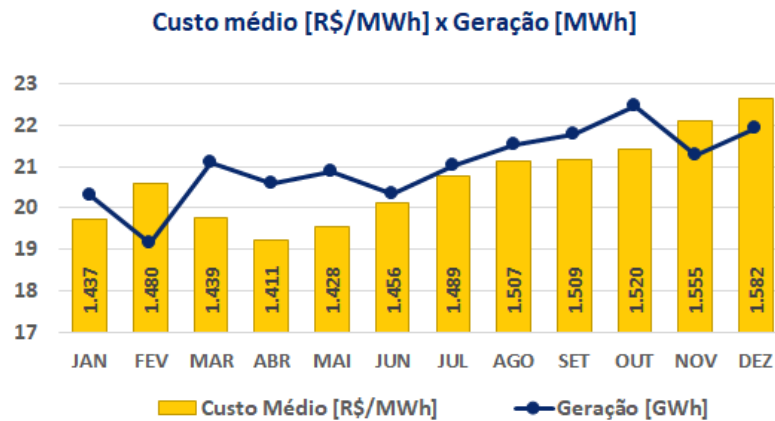


Gráfico 25 – Comparação Custo Médio x Geração – Energisa Acre

O custo da Energisa Acre é composto pelos contratos de leilão que, por sua vez, apresentam os custos de receita fixa e os custos variáveis, que dependem do valor dos preços do combustível e do comportamento do índice de atualização.

#### h) Energisa Mato Grosso:

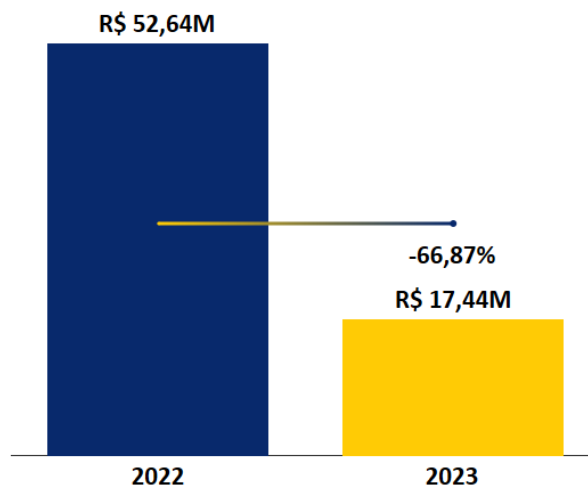


Gráfico 26 – Comparação Reembolso Final 2022 x 2023 – Energisa MT

Variação de -67,87%, sendo o maior fator de redução ocasionado pela interligação da localidade de Guariba.

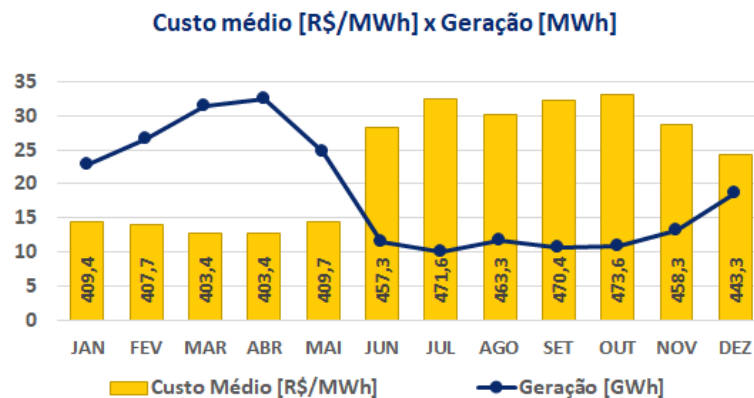


Gráfico 27 – Comparação Custo Médio x Geração – Energisa MT

O custo médio mensal e a geração são relacionadas a sazonalidade de operação das PCHs (dezembro a maio, período úmido). O aumento do custo médio, apresentado no gráfico acima, a partir de junho, é devido aos reajustes dos preços dos contratos.

i) Energisa Rondônia:

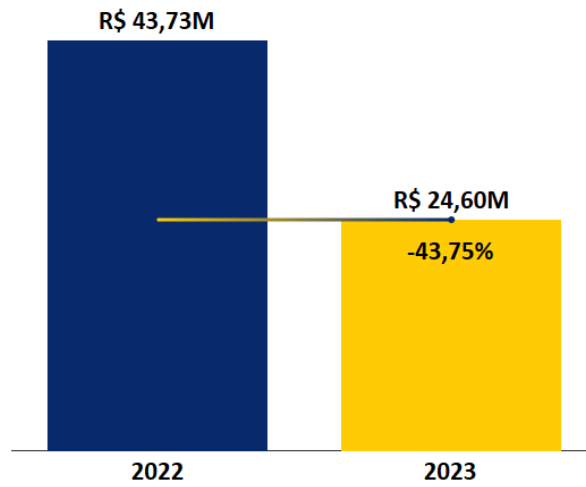


Gráfico 28 – Comparação Reembolso Final 2022 x 2023 – Energisa RO

Variação de -43,75%, cujo principal motivador foram as interligações previstas para o ano de 2023, conforme apresentado pelo ONS, término de contratos de PCHs, e substituições de usinas por novos contratos.

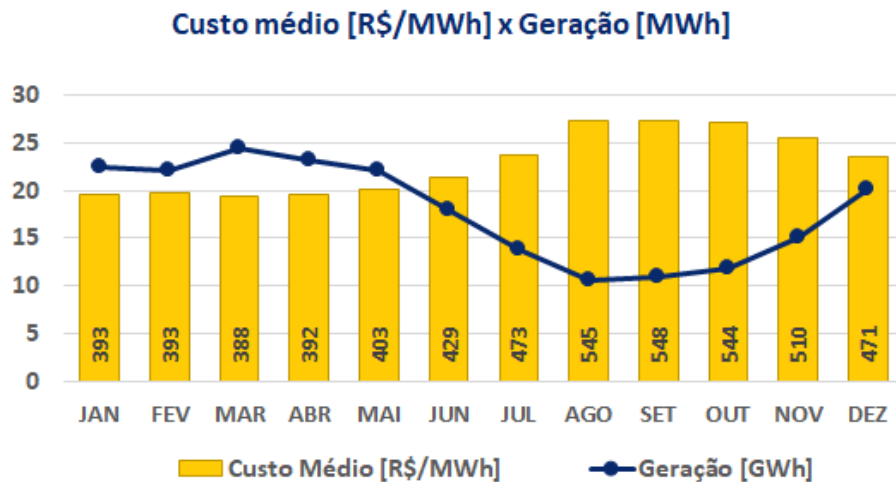


Gráfico 29 – Comparação Custo Médio x Geração – Energisa RO

Na Energisa Rondônia existe a composição dos custos de contrato de leilão CCESI e PCHs, esta última com sazonalidade de geração, apresentada no gráfico.

j) Vibra:

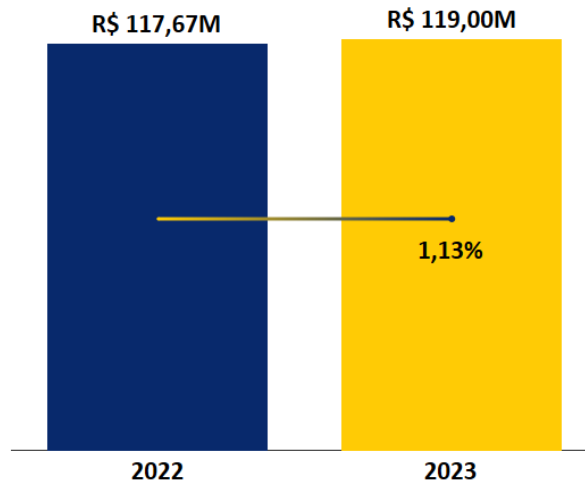


Gráfico 30 – Comparação Reembolso Final 2022 x 2023 – Vibra

Variação é de apenas 1,13%, pois foi prevista pela EPE a manutenção dos preços de combustíveis de 2022 para o ano de 2023.

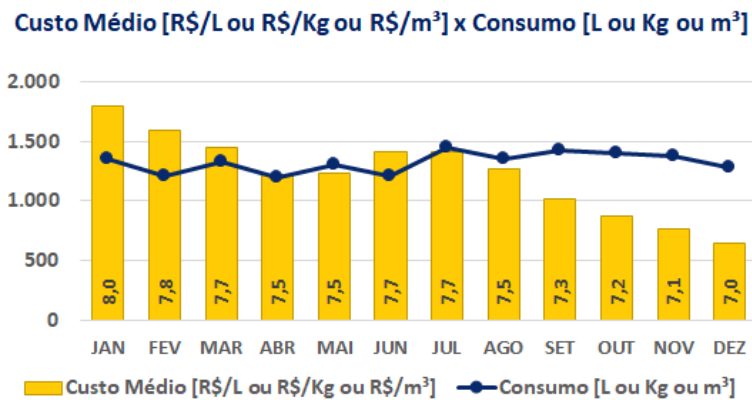


Gráfico 31 – Comparação Custo Médio x Geração – BR Distribuidora

O gráfico acima apresenta a variação por consumo de combustível. Para este caso, a geração é relacionada a produção de bauxita e o custo depende dos preços do óleo diesel praticados e as variações do gráfico acima são relacionadas a essa operação.

k) Jaraqui e Tambaqui

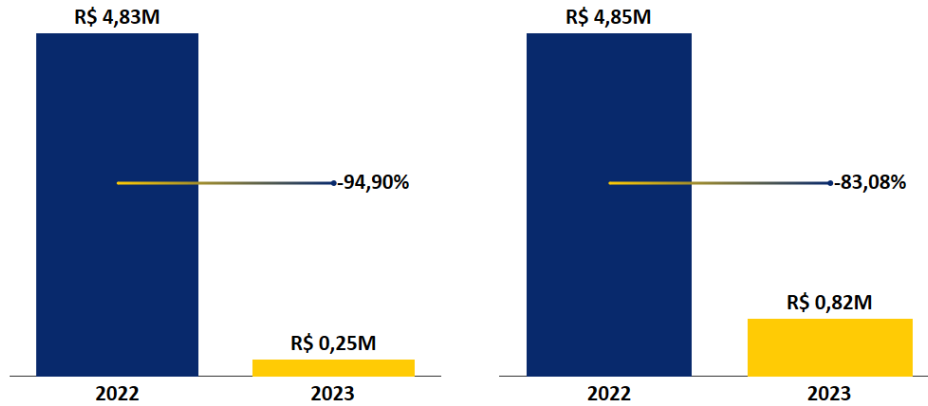


Gráfico 32 – Comparação Reembolso Final 2022 x 2023 – Jaraqui e Tambaqui

Varição de -94,90% e -83,08% para a Jaraqui e Tambaqui respectivamente, pois elas têm apresentado redução de óleo combustível no último ano, o que refletiu no orçamento de 2023.

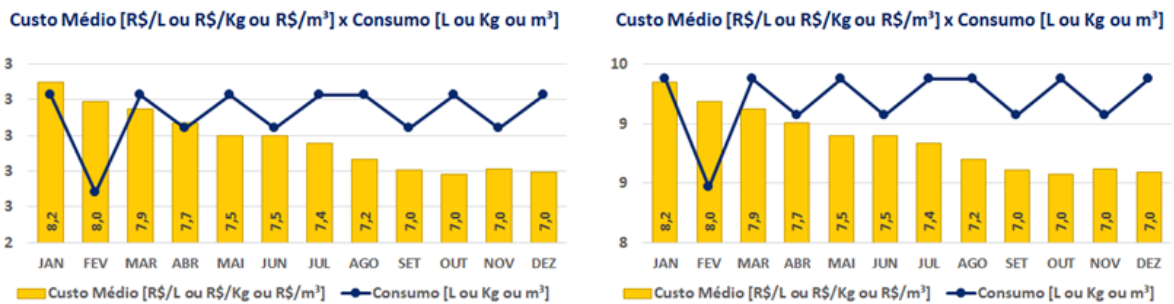


Gráfico 33 – Comparação Custo Médio x Geração – Jaraqui e Tambaqui

O gráfico acima, apresenta a variação por consumo de combustível. Ainda para esses PIEs, a geração considerada na proposta orçamentária depende unicamente dos dias do mês, pois a contratação de energia é fixa.

### 6.4.3. Resultado de Fiscalização e Sobrecontratação

Os resultados de fiscalização e a sobrecontratação tem suas previsões orçamentárias deliberadas pela Aneel, desta forma seguem as informações regulatórias:

#### a) Resultado de Fiscalização

Conforme Nota Técnica nº 194/2021 e [Despachos nº 798/2019](#), [690/2020](#), [701/2020](#), [732/2020](#), [1.704/2021](#), [2.981/2021](#), [2.982/2021](#), e [2.983/2021](#) de fiscalização da CCC que foram realizados para a Amazonas Energia, Energisa Acre, Energisa Rondônia e Roraima Energia, referente ao período de julho de 2009 a abril de 2017, verificou-se um montante total de crédito de R\$ 2,67 bilhões atualizados pelo IPCA de agosto de 2021, que deverá ser ressarcida pela CCC à Eletrobras em 60 parcelas mensais.

Também foi aprovado por meio do [Despacho nº 2.980/2021](#), o resultado da fiscalização da CCC no período de julho de 2009 a junho de 2016, com créditos à Eletronorte no montante de R\$ 116,27 milhões atualizados pelo IPCA de agosto de 2021, a serem reembolsados em 60 parcelas mensais pela CCC.

Por meio do [Despacho nº 2.498/2022](#) foi determinado o repasse de crédito no montante de R\$ 10,13 milhões à Neoenergia Pernambuco - CELPE, a ser reembolso em 12 parcelas mensais, ao longo de 2023, atualizados pelo IPCA, com base junho/2022.

Para a Amazonas Energia, foi deliberado no [Despacho nº 4.069/2021](#) o pagamento de resultado de fiscalização no valor de R\$ 177,45 milhões, a ser reembolsado em 24 parcelas mensais, ao longo de 2022 e 2023.

Por fim, no [Despacho nº 2.204/2022](#), foi homologado o crédito de fiscalização à Rio Amazonas Energia – Raesa, no montante de R\$ 89,96 milhões, a ser reembolsado em 24 parcelas, nos exercícios de 2022 e 2023.

Os valores para o ano de 2023, estão descritos na tabela abaixo:

Resultado de Fiscalização			
Beneficiário	Despacho	Principal - R\$/milhão	Previsão de Atualização Monetária - R\$/milhão
Eletrobras	798/2019, 690/2020, 701/2020, 732/2020, 1.704/2021, 2.981/2021, 2.982/2021 e 2.983/2021	534,09	84,79
Eletronorte	2.980/2021	23,25	3,69
Neoenergia Pernambuco - CELPE	2.498/2022	10,13	0,55
Amazonas Energia	4.069/2021	88,73	15,97
Rio Amazonas Energia - Raesa	2.204/2022	44,98	4,24

Tabela 19 – Resultado de Fiscalização 2023

## **b) Sobrecontratação**

Para o ano de 2023 foi previsto pela Aneel a sobrecontratação para Amazonas Energia no valor de R\$ 1,27 bilhão, considerando a previsão de PLD para entre 2022 e 2023.

### 6.4.4. Premissas não consideradas

- a) Leilão nº 03/2021 da Amazonas Energia:** Os novos contratos de Leilão das usinas Anori, Anamã, Caapiranga, Codajás e Novo Remanso com previsão de entrada de operação em abril/2023, não foram incluídas nesta proposta orçamentária, devido a inexistência de minuta contratual apresentada pela Amazonas Energia;
- d) Ajuste Anual de Tributos:** Nas competências de 2022 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 2023;
- e) Sub-rogação:** A [Portaria nº 684/2022](#) prevê alteração nos valores de sub-rogação das localidades Aveiro e Cotijuba da Equatorial Pará. Entretanto, os valores não serão considerados devido à falta de atualização da [REA nº 9.536/2020](#).
- f) Efeitos MP nº 1.118/2022:** Não foram considerados os possíveis efeitos que a MP nº 1.118/2022, pois a mesma encontra-se sem eficácia em decorrência do término do prazo para sua votação no congresso.]
- g) Controle de frequência do Parque Gerador de Boa Vista – RR:** Foi encaminhado pelo ONS, três cenários de sensibilidade onde o controle de frequência do sistema de Boa Vista poderia ser realizado pelas usinas UTE Monte Cristo Sucuba ou UTE Monte Cristo, considerando a instabilidade da operação da UTE Jaguatirica até o momento. Abaixo os cenários de sensibilidade e suas respectivas variações frente ao cenário base da proposta orçamentária:
  - 1) Controle de frequência realizado pela UTE Monte Cristo Sucuba com potência total de 38MW à (+) R\$ 317,5 milhões;
  - 2) Controle de frequência realizado pela UTE Monte Cristo Sucuba com potência reduzida de 25 MW e necessidade de geração na UTE Monte Cristo e UTE Distrito (locação) à (+) R\$ 441,20 milhões;
  - 3) Controle de frequência realizado pela UTE Monte Cristo (locação) e necessidade de geração na UTE Distrito (locação) à (+) R\$ 485,5 milhões.

## 7. RESERVA GLOBAL DE REVERSÃO

### 7.1. COMPOSIÇÃO DA RGR

Os recursos da RGR são provenientes das quotas, parcelamentos, financiamentos 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\$ 2,38 milhões, 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;
- **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 é responsabilidade da Eletrobras;
- **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 resultados de 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.

Atualmente, as indenizações das concessionárias Santa Cruz e Zona da Mata estão autorizadas por meio das Portarias nº 527/2015 e 458/2015 do MME. O pagamento é realizado mensalmente, no prazo de sete anos a partir da primeira parcela, iniciada em fevereiro/2016;

- **Reembolso dos Bens da União sob Administração – BUSA Eletrobras (CAFT):** Reembolso dos custos específicos incorridos pela Eletrobras, referente a administração dos Bens da União sob Administração, aprovados pela Lei nº 14.120/2021;
- **Ativo Imobilizado em Curso – AIC e Sobras Físicas:** Conforme a MP nº 998/2020, convertida na Lei nº 14.120/2021, foi determinada a destinação de recursos da RGR para o pagamento de ativos de distribuição de energia elétrica não depreciados, classificados como Sobras Físicas, e Ativos Imobilizados em Curso das distribuidoras privatizadas nos termos da Lei 12.783/2013.
- **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.
- **Medida Provisória 855/2018:** permitiu às concessões de distribuição de energia elétrica, conforme a Lei nº 12.783/2013, que não foram licitadas, na data de sua publicação, a possibilidade do recebimento de recursos oriundos da RGR, com o fito do pagamento de valores não reembolsados da CCC, no período compreendido entre 1º de julho de 2017 e a

data de transferência do controle societário, por força das exigências de eficiência econômica e energética, bem como limitações previstas na Lei nº 12.111/2009. O Despacho nº 1.962/2019 homologou o Termo de Compromisso firmado entre a CCEE e a Amazonas Energia, bem como determinou a fiscalização dos valores a serem repassados, apurados, por fim, no Despacho nº 122/2022 no montante de R\$ 1,6 bilhão.

- **Processos Judiciais e Honorários de Sucumbência:** contempla ações judiciais conhecidas pela CCEE, que tratam da RGR e possuem estimativa de risco contábil "provável", até a efetiva data de outubro de 2022.
- **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.

## 7.2. ORÇAMENTO RGR

As premissas adotadas para elaboração do orçamento 2023 estão listadas a seguir.

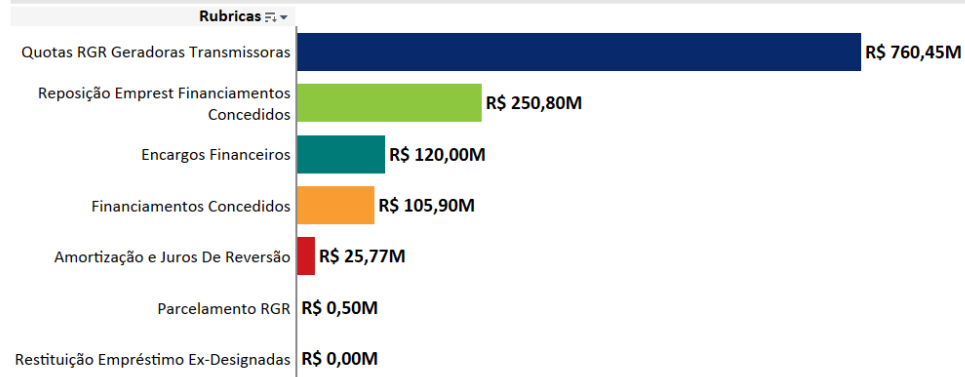


### ORÇAMENTO RGR 2023

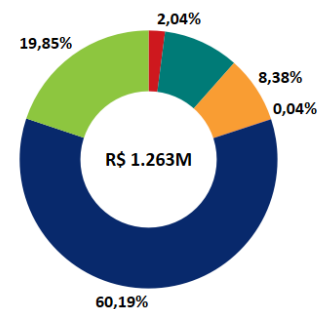
RGR	JANEIRO	FEVEREIRO	MARÇO	ABRIL	MAIO	JUNHO	JULHO	AGOSTO	SETEMBRO	OUTUBRO	NOVEMBRO	DEZEMBRO	ORÇAMENTO 2023
<b>SALDO INICIAL</b>	-	2.132.242	8.973.967	15.857.569	42.050.841	83.508.778	125.416.140	167.772.927	206.212.837	245.104.323	304.140.697	343.672.348	-
Saldo Inicial	-	2.132.242	8.973.967	15.857.569	42.050.841	83.508.778	125.416.140	167.772.927	206.212.837	245.104.323	304.140.697	343.672.348	-
<b>ENTRADAS</b>	<b>103.908.758</b>	<b>104.846.509</b>	<b>104.674.160</b>	<b>123.697.375</b>	<b>104.182.383</b>	<b>104.049.397</b>	<b>103.916.411</b>	<b>99.257.111</b>	<b>99.124.125</b>	<b>118.686.601</b>	<b>98.599.467</b>	<b>98.467.559</b>	<b>1.263.409.857</b>
Quotas RGR Geradoras E Transmissoras	65.256.506	65.256.506	65.256.506	65.256.506	65.256.506	65.256.506	65.256.506	60.730.192	60.730.192	60.730.192	60.730.192	60.730.192	760.446.499
Amortização e Juros De Reversão	2.147.116	2.147.116	2.147.116	2.147.116	2.147.116	2.147.116	2.147.116	2.147.116	2.147.116	2.147.116	2.147.116	2.147.116	25.765.394
Parcelamento RGR	41.406	41.406	41.406	41.406	41.406	41.406	41.406	41.406	41.406	41.406	41.406	41.406	496.875
Reposição Empréstimo Financiamentos Concedidos	20.900.176	20.900.176	20.900.176	20.900.176	20.900.176	20.900.176	20.900.176	20.900.176	20.900.176	20.900.176	20.900.176	20.900.176	250.802.110
Encargos Financeiros	7.473.963	7.344.328	7.210.246	26.450.664	6.943.305	6.810.319	6.677.333	6.544.346	6.411.360	25.973.837	6.145.388	6.013.480	119.998.568
Financiamentos Concedidos	8.089.591	9.156.977	9.118.710	8.901.507	8.893.875	8.893.875	8.893.875	8.893.875	8.893.875	8.893.875	8.635.189	8.635.189	105.900.411
Restituição Empréstimo Ex-Designadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>SAÍDAS</b>	<b>101.776.516</b>	<b>98.004.784</b>	<b>97.790.558</b>	<b>97.504.103</b>	<b>62.724.446</b>	<b>62.142.085</b>	<b>61.559.624</b>	<b>60.817.201</b>	<b>60.232.638</b>	<b>59.650.227</b>	<b>59.067.816</b>	<b>58.483.253</b>	<b>879.753.203</b>
MME Ministério Minas E Energia	1.959.184	1.959.200	1.959.215	1.959.231	1.959.247	1.959.263	1.959.279	1.823.505	1.823.521	1.823.536	1.823.552	1.823.568	22.832.301
Indenizações Das Concessões	360.473	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	360.473
Encargos Financeiros	12.644.343	13.608.756	13.452.545	13.224.104	6.557.855	6.033.459	5.509.062	4.988.972	4.462.424	3.938.027	3.413.630	2.887.082	90.720.260
CAFT BUSA Eletrobras	370.749	370.749	370.749	370.749	370.749	370.749	370.749	370.749	370.749	370.749	370.749	370.749	4.448.993
Ativo Imobilizado em Curso	50.122.133	50.186.144	50.128.113	50.070.083	50.012.053	49.954.022	49.895.992	49.837.962	49.779.932	49.721.901	49.663.871	49.605.841	598.978.046
Processos Judiciais e Honorários de Sucumbência	4.439.699	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.439.699
Devolução Quota RGR	28.529	28.529	28.529	28.529	28.529	28.529	28.529	-	-	-	-	-	199.702
Medida Provisória 855/2018	31.851.406	31.851.406	31.851.406	31.851.406	3.796.013	3.796.013	3.796.013	3.796.013	3.796.013	3.796.013	3.796.013	3.796.013	157.773.729
<b>TRANSFERÊNCIA PARA OUTROS FUNDOS</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Transferência Para Fundo CDE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>SALDO FINAL</b>	<b>2.132.242</b>	<b>8.973.967</b>	<b>15.857.569</b>	<b>42.050.841</b>	<b>83.508.778</b>	<b>125.416.140</b>	<b>167.772.927</b>	<b>206.212.837</b>	<b>245.104.323</b>	<b>304.140.697</b>	<b>343.672.348</b>	<b>383.656.654</b>	<b>383.656.654</b>

Tabela 20 - Previsão Orçamentária RGR 2023 - (R\$)

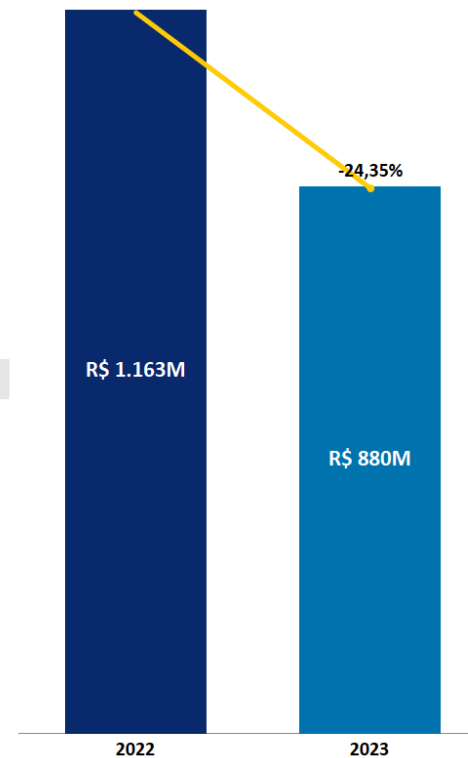
### Receitas



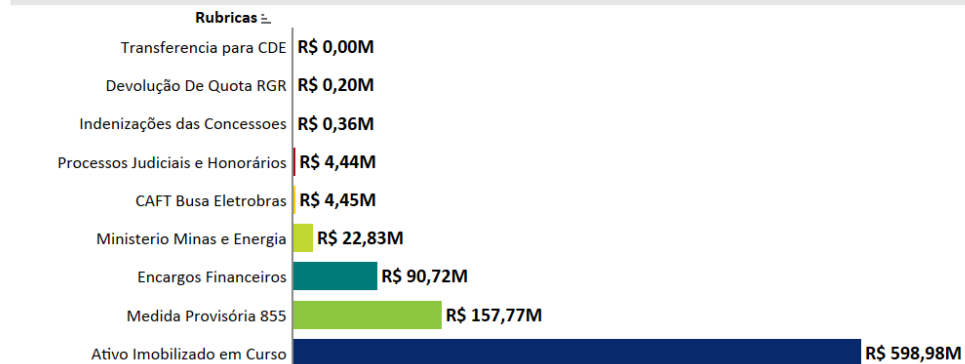
### Representatividade Receitas



### Evolução Orçamento



### Despesas



### Representatividade Despesas

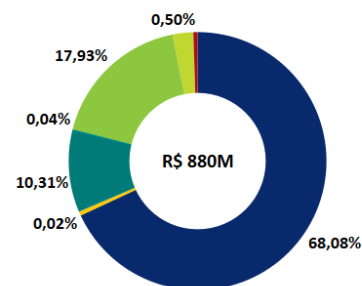


Gráfico 34 – Infográficos da proposta orçamentária da RGR 2023

### 7.3. COMPARATIVOS RGR

a) Análise comparativa entre o orçamento aprovado em 2022 e a proposta orçamentária para 2023:



### COMPARATIVO RGR

ORÇAMENTO RGR (em R\$ milhões)			VARIÇÕES	
RECEITAS	2022	2023	2023 x 2022 (R\$)	2023 x 2022 (%)
Quotas RGR Geradoras Transmissoras	604	760	157	25,97%
Financiamentos Concedidos	103	106	3	3,13%
Encargos Financeiros	140	120	-20	-14,11%
Amortização e Juros de Reversão	26	26	-0	0,00%
Saldo Inicial	0	0	0	0,00%
Parcelamento RGR	0	0	0	23,06%
Reposição Empréstimos Financiamentos Concedidos	251	251	0	0,00%
Restituição Empréstimo Ex-Designadas	0	0	0	0,00%
<b>TOTAL</b>	<b>1.123</b>	<b>1.263</b>	<b>140</b>	<b>12,50%</b>
DESPESAS	2022	2023	2023 x 2022 (R\$)	2023 x 2022 (%)
Encargos Financeiros	-140	-91	49	-35,23%
Ativo Imobilizado em Curso	-608	-599	9	-1,49%
Processos Judiciais e Honorários	-6	-4	2	-25,69%
Indenizações das Concessões	-4	-0	4	-91,67%
Medida Provisória 855	-382	-158	224	-58,72%
Restos a Pagar	0	0	0	0,00%
Devolução Quotas RGR	0	-0	-0	0,00%
Ministerio Minas e Energia	-18	-23	-5	25,97%
CAFT Busa Eletrobras	-5	-4	0	-5,55%
Empréstimo Distribuidoras Designadas	0	0	0	0,00%
Transferencia para CDE	0	0	0	0,00%
<b>TOTAL</b>	<b>-1.163</b>	<b>-880</b>	<b>283</b>	<b>-24,35%</b>
<b>SALDO/DÉFICIT</b>	<b>-40</b>	<b>384</b>		

Tabela 21 – Comparativo Orçamentário – RGR (R\$)

Para o ano de 2023 observa-se um saldo final de R\$ 384 milhões, valor este mínimo e necessário para a cobertura do fluxo de caixa mensal, mitigando a indisponibilidade financeira momentânea ocorrida em quase todos os meses do ano de 2022.

### 7.3.1. Premissas adotadas

- a) **Quotas Geradoras e Transmissoras:** Valores de julho de 2022 a junho de 2023 estão homologados no [Despacho nº 2.110/2022](#). Para os meses de agosto a dezembro de 2023, foram considerados os valores previstos no Ofício nº 255/2022 - [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 Eletrobras (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:** Valor do principal conforme [Portaria nº 527/2015](#);
- h) **CAFT BUSA Eletrobras:** Reembolso à Eletrobras pelos custos de administração dos Bens da União, aprovados pela Lei nº 14.120/2021. Projeção anual enviada pela Eletrobras, conforme CTA-DS-1673/2022 - [Anexo D.II](#);
- i) **Ativo Imobilizado em Curso e Sobras Físicas:** valores referente aos ativos não depreciados classificados como Sobras Físicas e Ativos Imobilizados em Curso, das distribuidoras privatizadas nos termos da [Lei nº 12.783/2013](#), conforme homologado nas Portarias nº [385/2020](#), [413/2020](#), [438/2020](#), [483/2021](#) e [484/2021](#);
- j) **Devolução Quota RGR:** Conforme homologado no [Despacho nº 2.110/2022](#);
- k) **MP nº 855/2018:** Conforme [Despacho nº 122/2022](#) que determinou o reembolso do termo de compromisso firmado entre a CCEE e Amazonas Energia e o valor de referência fiscalizado,

com aplicação da glosa de R\$ 308,06 milhões, a ser deduzida nas últimas 11 parcelas do Termo de Compromisso;

- l) 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 Eletrobras - [Anexo D.III](#);
  - d. Parcelamento RGR:** Nos termos do [Despacho Nº 2.700/2020](#);
  - e. Indenização de Concessão:** Empresa Santa Cruz Geração de Energia, conforme [Portaria nº 527/2015](#).
  - f. AIC e Sobras Físicas:** Nos termos das Portarias citadas anteriormente;
  - g. MP nº 855/2018:** Conforme Ofício nº 285/2019 - [Anexo D.V](#).
- m) Processos Judiciais e Honorários de Sucumbência:** contempla ações judiciais conhecidas pela CCEE, que tratam da RGR e possuem estimativa de risco contábil "provável", até a efetiva data de outubro de 2022.

### 7.3.2. Premissas não consideradas

- a) Inadimplências de quotas;**
- b) Inadimplência de financiamentos concedidos:** contratos sob gestão Eletrobras;
- c) Fiscalizações em andamento pela Aneel:** aguardam conclusão;
- d) Passivos anteriores à gestão CCEE;**
- e) Novas indenizações de concessões;**
- f) Devolução dos empréstimos das ex-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 assinatura do edital do Leilão nº 02/2018	Após assinatura do edital do Leilão nº 02/2018
			Aplicação sobre o montante da dívida para o Reconhecimento Tarifário	Aplicação sobre o montante da dívida para o Reconhecimento Tarifário
AMAZONAS	02.341.467/0001-20	001/2019	100%	100%
RORAIMA ENERGIA	02.341.470/0001-44	004/2018	100%	100%
EQUATORIAL ALAGOAS	12.272.084/0001-00	002/2019	100%	100%
EQUATORIAL PIAUÍ	06.840.748/0001-89	001/2018	0%	100%
ENERGISA RONDÔNIA	05.914.650/0001-66	002/2018	79%	100%
ENERGISA ACRE	04.065.033/0001-70	003/2018	69%	100%
CEA	05.965.546/0001-09	001/2021	100%	100%

Tabela 22 – Aplicação Reajuste Tarifário – RGR (R\$)

As distribuidoras que têm 100% de aplicação do montante da dívida no reconhecimento tarifário possuem extinção integral da dívida nas devoluções dos empréstimos da RGR. Em atendimento ao [Despacho nº 3.073/2021](#), a CCEE emitiu e enviou, às ex-designadas, atos jurídicos que reconheçam o preenchimento dos requisitos legais para que se opere a extinção desta obrigação.

Para as empresas Equatorial Piauí, Energisa Rondônia e Energisa Acre, a devolução dos empréstimos para o fundo RGR trata somente 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). O montante declarado após o edital do leilão terá aplicação total no reconhecimento tarifário.

A data do reajuste ordinário das empresas citadas anteriormente, estavam determinadas inicialmente para 2023. Entretanto, após revisão do cronograma tarifário, as obrigações foram postergadas, conforme tabela abaixo:

Empresa	Nº contrato de concessão	Previsão anterior de início de pagamento	Previsão atual de início de pagamento	Fim de pagamento*
Energisa Acre	003/2018	janeiro/2023	janeiro/2024	dezembro/2048
Energisa Rondônia	002/2018	janeiro/2023	janeiro/2024	outubro/2048
Equatorial Piauí	001/2018	setembro/2023	janeiro/2024	outubro/2048

\*Fim do contrato de concessão

Tabela 23 - PCHs com reembolso dos custos de geração



## 8. ORÇAMENTO CONTAS SETORIAIS 2023 - CONSOLIDADO

Diante das premissas consideradas para cada conta setorial, descritas nos capítulos anteriores, a respectiva Proposta Orçamentária para o ano de 2023 totaliza R\$ 32,18 bilhões referentes à CDE, considerando o montante de R\$ 11,95 bilhões respectivos à CCC. Adicionalmente à RGR estima-se o montante de R\$ 0,88 bilhão.

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](#).

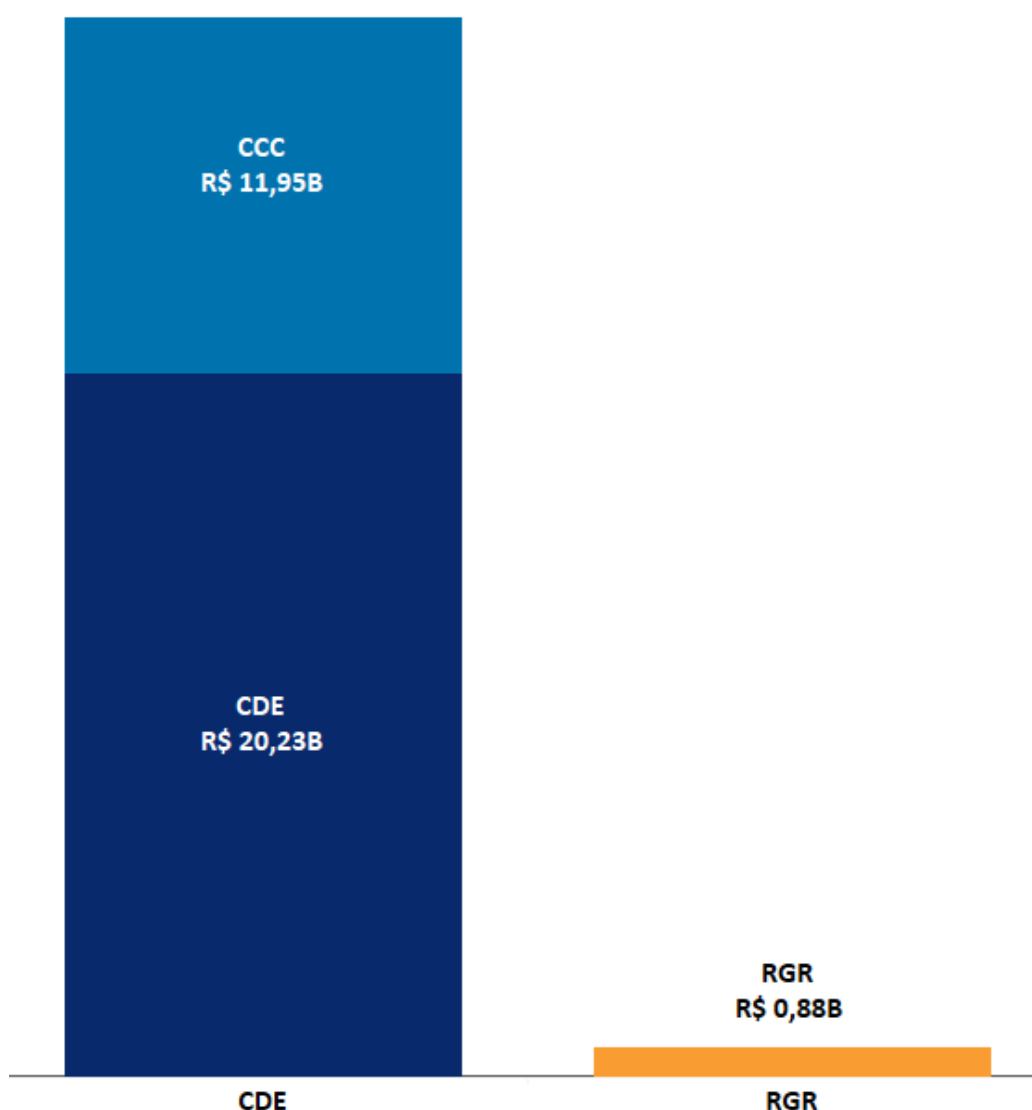


Gráfico 35 – Proposta Orçamentária 2023

## 9. BOLETIM MENSAL - INFOCONTAS SETORIAIS

O Boletim InfoContas Setoriais foi desenvolvido pela CCEE, para dar transparência dos resultados mensais e o acompanhamento das evoluções do orçamento aprovado versus realizado das contas CDE, CCC e RGR.

Desde 2022 suas informações estão sendo apresentadas em um novo formato, mais dinâmico e simples para o público, permitindo aos usuários a aplicação de filtros e consultas específicas.

Os dados permanecem com atualização mensal (no 10º dia útil) referente ao mês-1, e está disponível para consulta no site da CCEE → Dados e Análises → Contas Setoriais, assim como outros relatórios informativos ([clique aqui](#)).

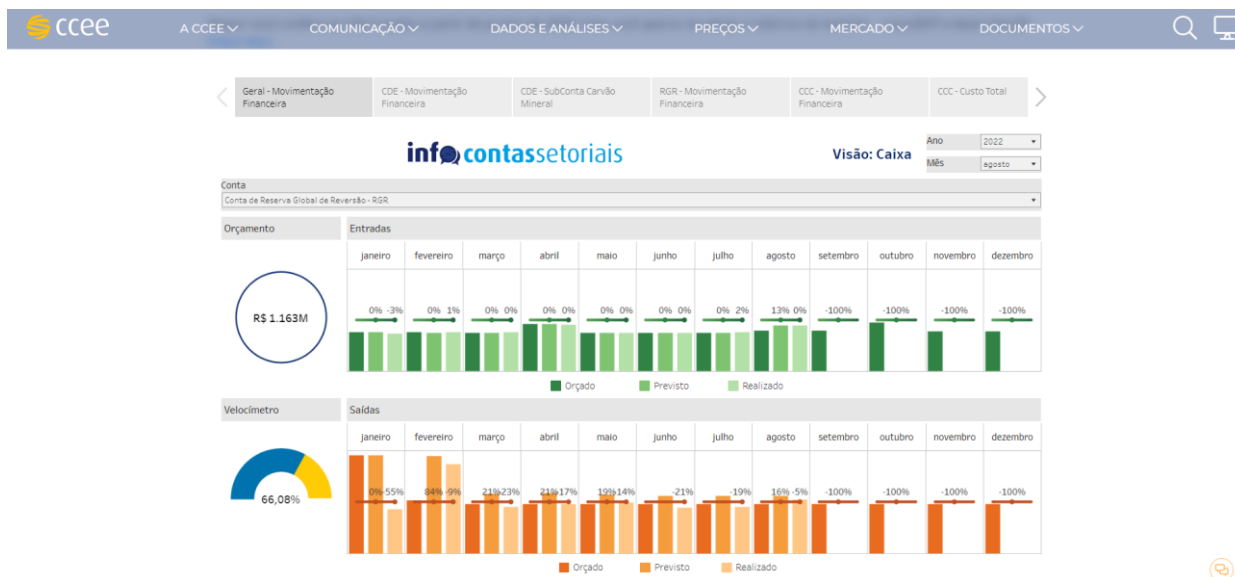


Figura 9 – Boletim Info Contas Setoriais – agosto/2022

## 10. ANEXOS

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

A.I – Ofício nº 255/2022-SGT/Aneel



Ofício nº 255/2022-SGT/ANEEL

Brasília, 15 de setembro de 2022.

Ao Senhor  
Rui Guilherme Altieri Silva  
Presidente do Conselho de Administração  
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE  
Cep: 01.310-200 - São Paulo – SP  
CNPJ: 03.034.433/0001-56

Referência: Caso responda este Ofício, indicar expressamente o nº 48581.002301/2022-00  
<https://www.aneel.gov.br/processo-eletronico/>

**Assunto: Orçamento CDE 2023.**

Senhor Presidente,

1. Em resposta à Carta CT-CCEE-07611/2022, de 08 de agosto de 2022, seguem as informações necessárias para a consolidação do orçamento anual da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE de 2023, nos termos do art. 13 da Lei nº 10.438, de 2002, e do Decreto nº 9.022, de 2017.
2. Conforme art. 9º, §2º, do Decreto nº 9.022, de 2017, compete à ANEEL encaminhar à CCEE a previsão dos valores das seguintes rubricas do orçamento anual da CDE:
  - a. subvenção econômica destinada à modicidade da Tarifa Social de Energia Elétrica – TSEE, aplicada aos consumidores da subclasse residencial baixa renda;
  - b. descontos tarifários concedidos aos usuários dos serviços de distribuição e transmissão de energia;
  - c. subvenção econômica às cooperativas de eletrificação rural com reduzida densidade de carga;
  - d. pagamentos anuais realizados a título de uso do bem público; e
  - e. pagamentos de multas aplicadas pela ANEEL.
3. Considerando os dados disponíveis no momento e as premissas descritas neste documento, a tabela abaixo apresenta as previsões da ANEEL para as saídas e entradas de recursos na CDE em 2023.

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



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 82E129DB006B9877

P. 2 do Ofício nº 255/2022 - SGT/ANEEL, de 15/09/2022.

**Tabela 1 - Previsões de saídas e entradas de recursos na CDE em 2023.**

Item do orçamento	Previsão	Premissa
Baixa Renda	R\$ 5.234.358.743,74	Estimativa a partir dos repasses mensais aprovados, fixados em despachos da ANEEL, sobre os quais aplicou-se a previsão de variação de mercado de 3,4% (Previsão de Carga ONS - EPE – Planejamento Anual 2022/2026, da 2ª Revisão Quadrimestral) e de IPCA – 5,52% (Boletim FOCUS 09/09/22, expectativas de mercado – inflação 12 meses suavizada)
Instalação de ramal de conexão, do kit de instalação interna e do padrão de entrada sem o medidor (Decreto nº 7.520/2011)	R\$ 1.786.716,82	Valores praticados nos últimos 12 meses.
Descontos na Distribuição	R\$ 9.494.624.545,76	Estimativa a partir dos repasses mensais vigentes, fixados nas resoluções homologatórias de cada distribuidora, sobre os quais aplicou-se, a partir do respectivo mês de aniversário contratual, a previsão de variação de mercado de 3,4% (Previsão de Carga ONS - EPE – Planejamento Anual 2022/2026, da 2ª Revisão Quadrimestral) e de IPCA (Boletim Focus – para cada data de reajuste das distribuidoras) e os efeitos do Decreto nº 9.642/2018

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



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 82E129DB006B9B77

P. 2 do Ofício nº 255/2022 - SGT/ANEEL, de 15/09/2022.

Descontos na Transmissão	R\$ 2.435.722.804,73	Foram considerados os MUST contratados em 2022, a TUST do ciclo 2022/2023 para o 1º semestre e a TUST estimada do ciclo 2023/2024 para o segundo semestre.
Subvenção Cooperativas	R\$ 504.852.684,32	Estimativa com base nos processos tarifários de 2021/2022.
Subvenção Lei 14.299/2022	R\$ 41.695.307,41	Estimativa com base nos processos tarifários de 2022.
UBP	R\$ 1.575.633.390,08	Previsão SCG, não inclui usinas sujeitas a prorrogação.
MULTAS	R\$ 263.698.608,00	Estimativa para o ano de 2023 (PLOA).
Universalização – Programa Luz para Todos	R\$ 1.610.498.367,30	Nota Técnica nº 06/2022-DPUE/SEE (Consulta Pública MME nº 133/2022)
Quotas RGR	R\$ 760.466.498,59	Previsão da SFF/ANEEL
Recursos P&D	R\$ 496.104.112,50	Previsão considera a média de recolhimentos de P&D e PEE Corrente de 2022.

4. Adicionalmente, informamos que o custo médio da potência e energia comercializadas no ambiente de Contratação Regulada – ACR do Sistema Interligado Nacional - SIN (ACRMéd) e os fatores de corte de perdas regulatórias (fc) e ajuste compensatório, conforme artigos 4º, 39, 40 e 41 da REN nº 427, de 2011, serão homologados pela ANEEL em outubro deste ano. A CCEE poderá utilizar provisoriamente os valores vigentes em 2022.

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

Atenciosamente,

**DAVI ANTUNES LIMA**  
Superintendente de Gestão Tarifária



## NOTA TÉCNICA

# Projeções dos Preços dos Combustíveis Líquidos para Atendimento aos Sistemas Isolados e Usinas da Região Sul em 2023

Rio de Janeiro, Outubro de 2022

Ministério de  
Minas e Energia 

Imagens da Capa:

Banco de Imagens CAT (Energia na Selva)

Reprodução/TV Liberal

Fotografia propriedade de Sikaraha

Foto inalterada de Eduardo Tavares obtida em PAC.

(Esta página foi intencionalmente deixada em  
branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - "double sided")



**GOVERNO FEDERAL**  
**Ministério de Minas e Energia**

Ministério de  
Minas e Energia 

**Ministro**

Adolfo Sachsida

**Secretaria Executiva**

Hailton Madureira de Almeida

NOTA TÉCNICA DPG/DEE Nº 01/2022

**Projeções dos Preços  
dos Combustíveis  
Líquidos para  
Atendimento aos  
Sistemas Isolados e  
Usinas da Região Sul  
em 2023**



Empresa de Pesquisa Energética

*Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.*

**Presidente**

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

**Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais**

Giovani Vitória Machado

**Diretor de Estudos de Energia Elétrica**

Erik Eduardo Rego

**Diretor de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis**

Heloisa Borges Bastos Esteves

**Diretor de Gestão Corporativa**

Angela Regina Livino de Carvalho

**Coordenação Geral**

Angela Oliveira da Costa

Thiago Ivanoski Teixeira

**Coordenação Técnica**

Guilherme Mazolli Fialho

Marcelo Castello Branco Cavalcanti

Patrícia Feitosa Bonfim Stelling

**Equipe Técnica**

Aline Couto Amorim

Bruno R. L. Stukart

Michele Almeida de Souza

Rachel Martins Henriques

Rafael Barros Araujo

<http://www.epe.gov.br>

**Sede**

Esplanada dos Ministérios Bloco "U"  
Ministério de Minas e Energia - Sala 744 - 7º andar  
Brasília - DF - CEP: 70.065-900

**Escritório Central**

Praça Pio X, nº 54  
20040-020 - Rio de Janeiro - RJ

13 de outubro de 2022





## IDENTIFICAÇÃO DO DOCUMENTO E REVISÕES



Área de estudo:

### ABASTECIMENTO DE DERIVADOS DE PETRÓLEO

### PROJETOS DE GERAÇÃO

Estudo:

### Projeções dos Preços dos Combustíveis Líquidos para Atendimento aos Sistemas Isolados e Usinas da Região Sul em 2023

<i>Revisão</i>	<i>Data de emissão</i>	<i>Descrição</i>
r0	13/10/2021	Envio de versão preliminar à CCEE.



## SUMÁRIO

Introdução .....	1
<b>1. A Composição dos Preços dos Combustíveis .....</b>	<b>4</b>
<b>2. Preço de Realização .....</b>	<b>4</b>
2.1. <i>Projeções dos Preços dos Combustíveis Internacionais .....</i>	<i>4</i>
2.1.1. Preço de Petróleo .....	4
2.1.2. Projeções dos Preços dos Combustíveis no Mercado Internacional .....	7
2.2. <i>Projeções dos Preços de Realização dos Derivados de Petróleo no Brasil .....</i>	<i>9</i>
<b>3. Tributos Federais .....</b>	<b>10</b>
<b>4. Tributo Estadual.....</b>	<b>10</b>
<b>5. Preço do Biodiesel .....</b>	<b>12</b>
<b>6. Custos Logísticos .....</b>	<b>13</b>
<b>7. Composição do Preço Final do Óleo Diesel.....</b>	<b>14</b>
7.1. <i>Regionalização do Preço do Óleo Diesel .....</i>	<i>14</i>
7.1.1. Composição do Preço do Óleo Diesel no Amazonas (AM).....	16
7.1.2. Composição do Preço do Óleo Diesel no Mato Grosso (MT).....	18
7.1.3. Composição do Preço do Óleo Diesel no Pará (PA) .....	20
7.1.4. Composição do Preço do Óleo Diesel em Pernambuco (PE) .....	22
7.1.5. Composição do Preço do Óleo Diesel em Roraima (RR) .....	23
7.1.6. Composição do Preço do Óleo Diesel no Paraná (PR) .....	25
7.1.7. Composição do Preço do Óleo Diesel no Rio Grande do Sul (RS) .....	27
7.1.8. Composição do Preço do Óleo Diesel em Santa Catarina (SC) .....	28
<b>8. Composição do Preço do Óleo Combustível .....</b>	<b>30</b>
8.1. <i>Composição do Preço do Óleo Combustível em Amazonas (AM) .....</i>	<i>31</i>
8.2. <i>Composição do Preço do Óleo Combustível no Rio Grande do Sul (RS) .....</i>	<i>32</i>
8.3. <i>Composição do Preço do Óleo Combustível no Paraná (PR).....</i>	<i>34</i>
8.4. <i>Composição do Preço do Óleo Combustível Em Santa Catarina (SC).....</i>	<i>35</i>
<b>9. Considerações Finais .....</b>	<b>36</b>
<b>Referências .....</b>	<b>40</b>

## ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Preços internacionais de petróleo e derivados.....	8
Gráfico 2 - Composição do preço do óleo diesel no Amazonas.....	17
Gráfico 3 - Projeção do preço do óleo diesel no Amazonas.....	18
Gráfico 4 - Composição do preço do óleo diesel no Mato Grosso.....	19
Gráfico 5 - Projeção do preço do óleo diesel no Mato Grosso.....	20
Gráfico 6 - Composição do preço do óleo diesel no Pará.....	20
Gráfico 7 - Projeção do preço do óleo diesel no Pará.....	21
Gráfico 8 - Composição do preço do óleo diesel em Pernambuco.....	22
Gráfico 9 - Projeção do preço do óleo diesel em Pernambuco.....	23
Gráfico 10 - Composição do preço do diesel em Roraima.....	24
Gráfico 11 - Projeção do preço do óleo diesel em Roraima.....	25
Gráfico 12 - Composição do preço do óleo diesel no Paraná.....	26
Gráfico 13 - Projeção do preço do óleo diesel no Paraná.....	26
Gráfico 14 - Composição do preço do óleo diesel no Rio Grande do Sul.....	27
Gráfico 15 - Projeção do preço do óleo diesel no Rio Grande do Sul.....	28
Gráfico 16 - Composição do preço do óleo diesel em Santa Catarina.....	29
Gráfico 17 - Projeção do preço do óleo diesel em Santa Catarina.....	29
Gráfico 18 - Composição do preço do óleo combustível no Amazonas.....	31
Gráfico 19 - Projeção do preço do óleo combustível no Amazonas.....	32
Gráfico 20 - Composição do preço do óleo combustível no Rio Grande do Sul.....	33
Gráfico 21 - Projeção do preço do óleo combustível no Rio Grande do Sul.....	33
Gráfico 22 - Composição do preço do óleo combustível no Paraná.....	34
Gráfico 23 - Projeção do preço do óleo combustível no Paraná.....	35
Gráfico 24 - Composição do preço do óleo combustível em Santa Catarina.....	35
Gráfico 25 - Projeção do preço do óleo combustível em Santa Catarina.....	36

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Sistemas Isolados por estado.....	2
Figura 2 - Cargas fiscais estaduais de ICMS sobre óleo diesel.....	11
Figura 3 - Sistemas Isolados do Amazonas.....	17



## ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 - Projeção mensal do petróleo tipo Brent para o ano de 2023.....	6
Tabela 2 - Projeção mensal do óleo diesel e do óleo combustível 1,0% m/m em USGC para 2023.....	8
Tabela 3 - Diferença entre o preço do diesel, praticado por produtores e importadores, em âmbito regional e nacional.....	15
Tabela 4 - Diferença entre o preço do óleo combustível, praticado por produtores e importadores, em âmbito regional e nacional .....	30
Tabela 5 - Projeção de preços finais do óleo diesel para os geradores dos Sistemas Isolados, por UF, em 2023.....	38
Tabela 6 - Projeção de preços de revenda do óleo diesel, por UF, para 2023 .....	38
Tabela 7 - Projeção de preços finais do óleo combustível para os geradores do SI, por UF, em 2023.....	39



## ÍNDICE DE SIGLAS E SIGLEMAS

- ACR** - Ambiente de Contratação Regulada
- ANEEL** - Agência Nacional de Energia Elétrica
- ANP** - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
- ATE** - Alto Teor de Enxofre
- Bacen** - Banco Central do Brasil
- BTE** - Baixo Teor de Enxofre
- CONFAZ** - Conselho Nacional de Política Fazendária
- CCC** - Conta de Consumo de Combustíveis
- CCEE** - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
- EIA** - *Energy Information Administration*
- EPE** - Empresa de Pesquisa Energética
- EUA** - Estados Unidos da América
- ICMS** - Imposto sobre operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre prestações de Serviços de transporte interestadual, intermunicipal e de comunicação
- IMO** - *International Maritime Organization*
- IPCA** - Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
- MME** - Ministério de Minas e Energia
- MP** - Medida Provisória
- MVA** - Margem de Valor Agregada
- OC** - Óleo Combustível
- OCA1** - Óleo Combustível tipo A1
- ONS** - Operador Nacional do Sistema Elétrico
- Opep** - Organização dos Países Exportadores de Petróleo
- PDE** - Plano Decenal de Expansão de Energia
- PEN SI** - Plano Anual de Operação Energética dos Sistemas Isolados



**PIE** - Produtor Independente de Energia Elétrica

**Plog** - Custos logísticos de suprimento do combustível às localidades

**ppm** - partes por milhão

**PMPF** - Preço Médio Ponderado ao consumidor Final

**SDB** - Superintendência de Derivados de Petróleo e Biocombustíveis

**SEG** - Superintendência de Projetos de Geração

**SIN** - Sistema Interligado Nacional

**SI** - Sistema Isolado

**UF** - Unidade Federativa

**USGC** - *United States Gulf Coast*

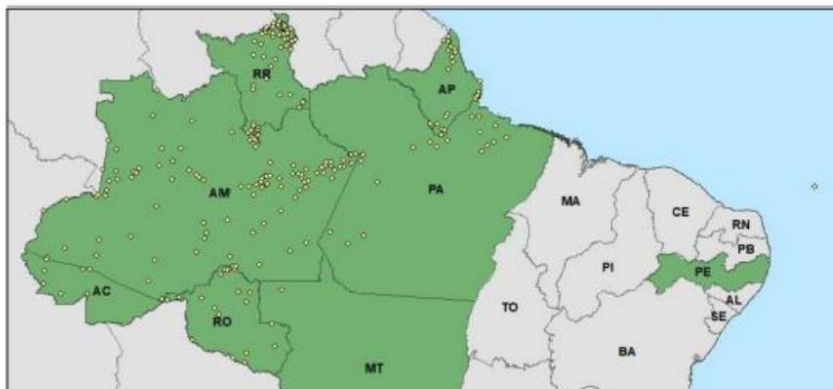
## Introdução

Ciente de sua missão de realizar estudos e pesquisas para subsidiar o planejamento energético nacional, através desta Nota Técnica, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) apresenta estimativas dos preços de combustíveis líquidos nos Sistemas Isolados (SI) para o ano de 2023.

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 das contas setoriais, inclusive da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC).

A CCC é um encargo do setor elétrico brasileiro pago por todas as concessionárias de distribuição e de transmissão de energia elétrica, usado para cobrir a diferença entre o custo de geração nos Sistemas Isolados (SI) e o custo médio da energia no Ambiente de Contratação Regulada (ACR médio) do Sistema Interligado Nacional (SIN). Essa conta foi criada pela Lei nº 5.899/1973, inicialmente com o objetivo de rateio dos custos com combustíveis utilizados no SIN, mas, desde 1992 a CCC é utilizada para cobrir os custos de combustíveis apenas dos SI. A CCC é parte da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), um encargo setorial destinado à promoção do desenvolvimento energético em todo o território nacional, seguindo em cumprimento à programação determinada pelo Ministério de Minas e Energia (MME) (CCEE, 2022). Em 2016, a CCEE também passou a ser responsável pela elaboração do orçamento de tais contas, e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) pelo Plano Anual de Operação Energética dos Sistemas Isolados (PEN SISOL) (CCEE, 2020).

Os SI são sistemas elétricos que, em sua configuração normal, não estão eletricamente conectados ao SIN por razões técnicas ou econômicas. Eles estão, em sua maioria, localizados na Região Norte e são responsáveis por menos de 1% do consumo de energia elétrica no Brasil. O suprimento de energia nessas localidades acontece predominantemente por meio de usinas termelétricas que utilizam óleo combustível ou óleo diesel como insumo para a geração de energia elétrica. Contudo, é esperado que com a entrada em operação das usinas contratadas no Leilão de Boa Vista a participação da geração diesel seja reduzida para 66% a partir de 2022 (ONS, 2021), fato que contribui para o elevado custo de geração nos SI, onerando a CCC. A disposição de tais sistemas está ilustrada na Figura 1.



**Figura 1** - Sistemas Isolados por estado

Fonte: EPE (2021).

Destaca-se que a Figura 1 contempla os 251 Sistemas Isolados considerados no Relatório de Planejamento do Atendimento aos Sistemas Isolados - Horizonte 2026 - Ciclo 2021 (EPE, 2021), e que tal relatório contempla novas localidades, informadas pelas distribuidoras à EPE, que não são consideradas no planejamento do ONS.

Uma das responsabilidades da CCEE é proceder ao reembolso preliminar do custo de aquisição de combustíveis, que representa 31% do valor desembolsado pela CCC para a geração de energia elétrica nos SI (CCEE, 2022a), contribuindo de forma expressiva para o peso da CCC nas despesas da CDE – 37% (ANEEL, 2022).

A necessidade de projetar o dispêndio com a conta de combustíveis, a fim de estimar o reembolso dos geradores, está entre os principais motivadores para o desenvolvimento deste documento, que presta suporte à CCEE e permite maior transparência e informação à sociedade. Tal ação está associada à finalidade da EPE, de desenvolver estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento energético nacional, considerando a energia elétrica, petróleo e seus derivados, gás natural e biocombustíveis. Desta forma, a presente Nota Técnica tem por objetivo estimar os preços de combustíveis líquidos utilizados nos SI para o ano de 2023, de forma a subsidiar a CCEE nas estimativas de previsão orçamentária da CCC. Os preços para óleos combustíveis na Região Sul também são estimados, para auxiliar as projeções do custo de térmicas nessa região.





Conforme a atribuição legal da EPE de elaborar os cenários e as premissas de seus estudos (em particular, o Plano Decenal de Expansão de Energia e o Plano Nacional de Energia) e de prestar suporte ao Ministério de Minas e Energia (MME) no planejamento energético nacional, a EPE avalia as perspectivas mundiais da indústria petrolífera no que concerne a quesitos como oferta, demanda, geopolítica e preços de *commodities*. A projeção de preços de derivados de petróleo, tanto no mercado internacional quanto no nacional, é primordial para subsidiar o MME na elaboração de novas políticas públicas no âmbito do planejamento energético.

A formação de preços dos combustíveis é assunto de uma série de publicações específicas da EPE, com o objetivo de difundir o conhecimento sobre o tema (EPE, 2022a). O presente documento apresenta-se como material complementar à referida série, contribuindo para maior entendimento sobre a formação de preços. No que diz respeito aos SI, são estimadas as parcelas de custos associados à logística de fornecimento de combustíveis a essas regiões, possibilitando estimar o custo final do insumo energético da geração de energia elétrica nas localidades isoladas.

Deste modo, o presente documento apresentará as principais premissas, a metodologia adotada e, por fim, as estimativas dos preços dos combustíveis (óleo diesel e óleo combustível) a serem pagos pelos geradores de eletricidade do SI, contemplados pela CCC. Além disso, esta Nota Técnica calcula valores para combustíveis utilizados na inicialização de térmicas a carvão na Região Sul, pois a compra desse combustível também é reembolsada pela CCC.

## 1. A Composição dos Preços dos Combustíveis

Para o cálculo dos custos com combustíveis (óleo diesel e óleo combustível) dos geradores de eletricidade do SI, contemplados pela CCC, devem ser estimados os preços de referência destes derivados em cada um dos diferentes estados em que os SI estão localizados. A projeção destes preços deverá considerar as diversas parcelas, a saber:

- Preço de realização;
- Tributos federais;
- Preço pago pelo biodiesel (teor mandatório presente no óleo diesel B);
- Imposto sobre operações relativas à Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS);
- Custos logísticos de suprimento do combustível às localidades (Plog);
- Margem de distribuição.

A depender da logística e da tributação estadual, além do custo adicional com eventual mistura de biocombustível, o preço de realização pode representar mais de 50% do preço final pago (preço de referência) para aquisição do combustível pelas empresas geradoras no SI.

## 2. Preço de Realização

Um dos componentes mais importantes do preço dos combustíveis é o preço de realização dos derivados de petróleo (EPE, 2022a). Trata-se do preço cobrado por produtores e importadores, excluindo-se os tributos. Esse preço é projetado a partir do preço da molécula vendida, que é precificada no mercado global, e inclui os custos de interação para o Brasil.

### 2.1. Projeções dos Preços dos Combustíveis Internacionais

Nas subseções seguintes serão apresentadas com maiores detalhes as etapas para a elaboração das projeções de preços de petróleo e seus derivados no mercado internacional. São elas: o preço de petróleo tipo Brent, e os de óleo diesel e de óleo combustível no mercado internacional.

#### 2.1.1. Preço de Petróleo

O ano de 2022 foi marcado pelas retomadas da economia mundial e da demanda de petróleo, devido à recuperação após dois anos de pandemia global, que ocorreu mesmo diante de uma escalada de preços. O aumento do patamar e da volatilidade dos preços de petróleo foi causada especialmente pelo conflito na Ucrânia, e a imposição de sanções sobre a Rússia.

As incertezas de curto e de longo prazo são elevadas, devido ao aumento das pressões para acelerar a transição energética em países importadores de petróleo, ao mesmo tempo em que esses são obrigados a elevar seu consumo de combustíveis fósseis para conseguir reduzir sua dependência russa. Soma-se a isso uma desaceleração da economia chinesa, que continua com repetidos *lockdowns* para evitar contaminação populacional com Covid-19.

Apesar da valorização do dólar estadunidense como consequência da crise atual, que encarece a compra de *commodities* como o petróleo para países detentores de outras moedas, a demanda pode não reduzir de forma a se equilibrar com a oferta. A demanda é pressionada para cima pelo aumento de preço de outras *commodities*, como o GNL e o carvão, devido à potencial substituição desses por derivados de petróleo. Ademais, programas de estímulo correntes e futuros, focados em infraestrutura, como os anunciados nos EUA e China, tendem a elevar a demanda da construção civil. Registra-se, ainda, o potencial aumento da demanda para atendimento aos maiores níveis de atividade industrial com vistas a possibilitar a aceleração da redução da dependência russa, especialmente na Europa.

Os níveis atuais em investimentos em exploração e produção (E&P) aparentam ser insuficientes para contornar o declínio natural dos campos (Rystad, 2022). A baixa capacidade ociosa da Opep+ (grupo formado pelos membros da Opep, Rússia e outros países produtores), e a frequente pressão de redução de sua oferta, também promove a elevação dos preços.

A arrecadação recorde dos países produtores ao longo de 2022 permite que a Opep+ tenha maior margem de manobra para influenciar os preços, por exemplo, por meio de corte da sua produção. Países como a Arábia Saudita e os Emirados Árabes Unidos estão investindo para aumentar sua capacidade produtiva, objetivando manter um “colchão” para atendimento de disrupções temporárias de maior impacto.

A maior parte da valorização do petróleo, especialmente no segundo trimestre do ano de 2022, foi decorrente da expectativa de redução significativa das exportações russas. Essa diminuição não se concretizou, com países europeus continuando a comprar produtos da Rússia, como petróleo, seus derivados, carvão, fertilizantes e gás natural. Isso ocorreu apesar da imposição de sanções, especialmente financeiras, para tentar reduzir as receitas russas. No entanto, a necessidade de constituir estoques antes do inverno, a impossibilidade de encontrar alternativas de suprimento no curto prazo para regiões exclusivamente atendidas por dutos russos, e a presença de refinarias e outros ativos europeus de propriedade de empresas russas contribuíram para que as importações europeias continuassem, apesar de em patamares inferiores (S&P Global, 2022a). Outrossim, China, Turquia e Índia elevaram suas importações de petróleo russo. E Arábia Saudita, Egito e Emirados Árabes Unidos aumentaram as importações, principalmente de óleo combustível proveniente da Rússia (S&P Global, 2022b). Isso permitiu que as exportações russas de petróleo e derivados, que despencaram em abril de 2022, se recuperassem rapidamente. Sanções mais rígidas impostas pela Europa estão acordadas para entrar em

vigor a partir de dezembro de 2022, o que pode reduzir a oferta de petróleo e seus derivados no final de 2022 (EU, 2022).

Fora da Opep+, a atividade petrolífera começa a se recuperar, os altos preços incentivaram empresas petrolíferas a autorizar gastos de capital maiores. Contudo, o aumento de oferta ainda é limitado no curto prazo. Os planos das empresas petrolíferas globais continuam a indicar resistência na aprovação de projetos de longo prazo de maturação (IEA, 2022). Segundo a IEA, os investimentos de 2021 e 2022 ainda são menores se corrigidos pelos custos (IEA, 2022). Os custos do *upstream* aumentaram em mais de 25% desde 2020, devido aos impactos da pandemia sobre cadeias globais de suprimentos (IEA, 2022). As sanções à Rússia têm o potencial de elevar ainda mais a pressão inflacionária sobre os custos. Empresas de capital aberto crescentemente demonstraram maior disciplina financeira, limitando gastos no curto prazo, o que explica a recuperação lenta da produção (S&P Global, 2022c). Há, também, influência da sociedade para que as empresas petrolíferas reduzam as suas emissões de gases de efeito estufa, o que impacta os investimentos na cadeia de combustíveis fósseis (Forbes, 2022).

A conjuntura do mercado internacional de petróleo, descrita anteriormente e detalhada em EPE (2022c), fundamentou as projeções de trajetórias de preços internacionais elaboradas pela EPE, para suporte ao planejamento energético nacional. A trajetória considera a continuidade da retomada da demanda global de petróleo no curto prazo, devido, principalmente, à recuperação da atividade econômica mundial. Segue a regulação da oferta internacional de óleo cru pela Opep+. Além disso, a trajetória de referência adota a premissa de redução moderada da produção russa, em meio a maiores restrições à compra de produtos russos pela Europa. Adicionalmente, considera-se uma acelerada taxa de declínio dos campos de produção no mundo, especialmente devido a investimentos insuficientes ao longo dos próximos anos. Por fim, os estoques relativamente baixos de petróleo e de óleo diesel devem permanecer pressionando as cotações para cima.

A trajetória de referência marca um expressivo aumento dos preços de petróleo em 2022 (45% em relação à 2021), com redução marginal dos preços em 2023, o que inclui a regularização dos estoques de derivados de petróleo, especialmente de óleo diesel. Essa regularização deve ocorrer com a entrada de novas refinarias na Ásia e Oriente Médio (EIA, 2022a).

A partir deste descritivo, as projeções mensais do petróleo tipo Brent são indicadas na Tabela 1.

**Tabela 1 - Projeção mensal do petróleo tipo Brent para o ano de 2023**

Produto (US\$/mai2022/b)	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Brent	110	107	106	103	102	102	100	98	96	66	97	98

Fonte: EPE.

Na próxima seção, considera-se o reflexo da evolução do preço do petróleo tipo Brent e a dinâmica de mercado internacional para óleo diesel e óleo combustível para projetar o preço dos combustíveis no curto prazo.

### 2.1.2. Projeções dos Preços dos Combustíveis no Mercado Internacional

Os preços internacionais de derivados de petróleo, em grande medida, acompanham as variações dos preços de óleos marcadores, como o petróleo tipo Brent. A metodologia de projeção dos preços de derivados de petróleo baseia-se em procedimentos econométricos, seguidos de ajustes temporais sobre o resultado parcial da econometria, de modo a refletir os impactos conjunturais e as perspectivas do mercado de cada derivado. Devido à expectativa de que os efeitos da pandemia ainda perdurem de forma mais significativa para alguns combustíveis, integrou-se uma análise desses impactos na precificação de curto prazo.

Para a elaboração das projeções de preços de derivados no mercado internacional, utiliza-se como parâmetro as cotações no Golfo do México (*United States Gulf Coast* - USGC), um dos principais centros de refino do mundo. As cotações no USGC são referência mundial, especialmente para o Brasil, dado que parcela significativa de suas importações de derivados de petróleo é proveniente dos Estados Unidos<sup>1</sup>.

Para as projeções de preços de óleo diesel, além da permanência de políticas ambientais mais restritivas no transporte marítimo<sup>2</sup>, considera-se a maior resiliência da demanda energética do setor de transporte de cargas no curto prazo, a substituição parcial do gás natural (elevando a demanda de combustíveis substitutos em distintos mercados), e estímulos econômicos que promovem a indústria de construção civil. Assim, o aumento da demanda global por óleo diesel deverá manter o prêmio desse combustível em patamares elevados em 2022 e 2023 (EPE, 2022d).

A demanda de Óleo Combustível (OC) de baixo teor de enxofre (BTE) permanecerá elevada devido ao fim das restrições na China e aos planos de recuperação industrial que devem aumentar as importações e a produção industrial. Contudo, os preços elevados do petróleo, a reorientação dos fluxos marítimos pelas sanções impostas à Rússia e uma escassez de contêineres no mercado mundial têm pressionado os preços de frete marítimo para cima, o que restringe a demanda de OC no curto prazo (EPE, 2022d).

As projeções de preços dos derivados no mercado internacional estão apresentadas no Gráfico 1 e na Tabela 2.

<sup>1</sup> 57% das importações brasileiras de óleo diesel entre janeiro e setembro de 2022 foram provenientes dos Estados Unidos, 16% da Índia, e 15% dos Emirados Árabes Unidos (COMEX STAT, 2022).

<sup>2</sup> Desde 1º de janeiro de 2020, encontram-se em vigor normas mais restritivas para combustíveis marítimos (estabelecidas pela IMO 2020), que determinaram a redução do limite máximo do teor de enxofre nesses produtos de 3,5% massa em massa (m/m) para 0,5% m/m.

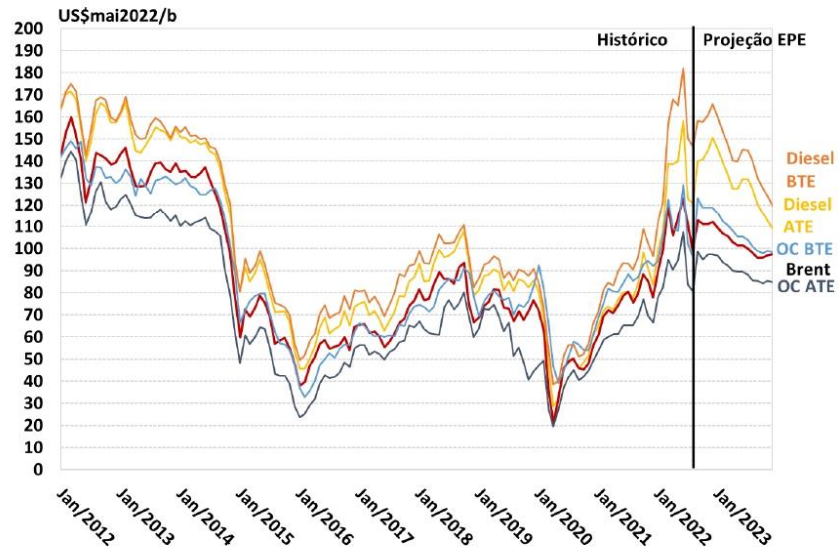


Gráfico 1 - Preços internacionais de petróleo e derivados

Fonte: EPE a partir de EIA (2021) e Opec (2021).

Tabela 2 - Projeção mensal do óleo diesel e do óleo combustível 1,0% m/m em USGC para 2023

Produto (US\$mai2022/b)	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Óleo Diesel S500 (USGC)	145	139	134	127	127	131	131	127	120	116	112	109
Óleo Diesel S10 (USGC)	160	153	147	140	140	145	145	140	132	127	124	119
Óleo Combustível 1,0% (USGC)	116	112	110	108	105	105	104	101	99	98	98	99

Fonte: EPE.

## 2.2. Projeções dos Preços de Realização dos Derivados de Petróleo no Brasil

As projeções de preços no Golfo do México são utilizadas para balizar os preços dos derivados no Brasil, a partir de sua paridade internacional<sup>3</sup>, considerando as cotações internacionais, os custos de frete e de desembarço alfandegário para internar o produto. Esses custos podem oscilar significativamente, dependendo do porto de recepção, do tipo de navio, da época do ano, da infraestrutura logística do terminal, e da necessidade de transbordo. Nesta Nota Técnica foram considerados custos de frete e de desembarço alfandegário da ordem de 5% do valor do produto, alinhados com valores obtidos em ANP (2022a). Ademais, os preços foram convertidos para reais pelo câmbio PTAX médio<sup>4</sup>.

Cumpramos ressaltar que as cotações domésticas de óleo diesel ATE e BTE evoluem de forma muito próxima, acompanhando as flutuações do óleo diesel BTE no exterior. Portanto, a paridade utilizada para o cálculo do diesel S500 no Brasil foi feita utilizando o diesel BTE internacional.

Os preços de realização do óleo diesel de produtores e importadores ficaram acima da paridade durante os anos de 2015, 2016 e 2017, com médias anuais de 22%, 53% e 28%, respectivamente. Isso foi um dos motivos para o significativo aumento do número de importadores. Entre 2018 e 2020, esse valor tendeu à paridade de importação. Em 2021 e ao longo de 2022, os preços nacionais ficaram um pouco abaixo da paridade de importação, registrando médias de -7% e -10%. Para 2023, projeta-se preços domésticos alinhados à paridade de importação.

A dinâmica de preços do óleo combustível é um pouco diferente da do óleo diesel. Diferentemente do óleo diesel, para o qual o Brasil é importador líquido, o País é um exportador significativo de óleo combustível. Além disso, as novas limitações de teor de enxofre impostas pela IMO 2020, que entraram em vigor em 1º de janeiro de 2020, valorizaram significativamente os petróleos e óleos combustíveis com baixo teor de enxofre. Neste contexto, a produção e exportação brasileira de óleo combustível aumentou.

Nos últimos meses os preços do óleo combustível têm ficado muito superiores à paridade de importação com o Golfo do México. Projeta-se uma continuidade desse prêmio, devido à pouca disponibilidade desse produto no mundo, e devido à baixa capacidade e rentabilidade de importação desse produto. Projeta-se, para 2023, o prêmio de 5% em relação ao preço de importação do óleo combustível no USGC.

<sup>3</sup> A Política de Preços da Petrobras lançada em outubro de 2016 prevê a paridade com o mercado internacional, que inclui custos como o frete de navios, custos internos de transporte e taxas portuárias (PETROBRAS, 2016). Considera também a margem a ser praticada para remunerar riscos inerentes à operação, o lucro e os tributos. Em 2018, a ANP iniciou a publicação de uma referência de formação dos preços dos combustíveis no país, utilizando como base os valores divulgados pela S&P Global, cujo objetivo é informar aos consumidores a média semanal dos preços de paridade de importação (ANP, 2022a).

<sup>4</sup> O câmbio médio entre janeiro e agosto de 2022 foi de R\$5,12/US\$. Para o futuro, utilizou-se as expectativas de mercado divulgadas no boletim Focus, de R\$5,15/US\$ até o final de 2022, e R\$5,20/US\$ para 2023 (BACEN, 2022a; 2022b).

### 3. Tributos Federais

Outro importante componente do preço dos combustíveis no Brasil são os tributos federais. Desde março de 2022, os tributos federais sobre o óleo diesel e o biodiesel foram zerados, por intermédio da Lei Complementar nº 192, de 11 de março de 2022 (BRASIL, 2022a). No entanto, essa isenção foi concedida até o fim de 2022. Adota-se a premissa que os tributos federais voltarão aos patamares anteriores em janeiro de 2023, devido à importância do diesel para a economia brasileira, especialmente pelo Brasil ter uma matriz de transportes com o modo rodoviário preponderante, e pela importância arrecadatória dos tributos sobre a venda de óleo diesel. Portanto, projeta-se uma continuidade da carga de tributos federais em R\$ 0,35/l para o óleo diesel. Para o óleo combustível, também não se projetam alterações, com a manutenção da alíquota de PIS e de Cofins em 1,65% e 7,6%, respectivamente (BRASIL, 2004a).

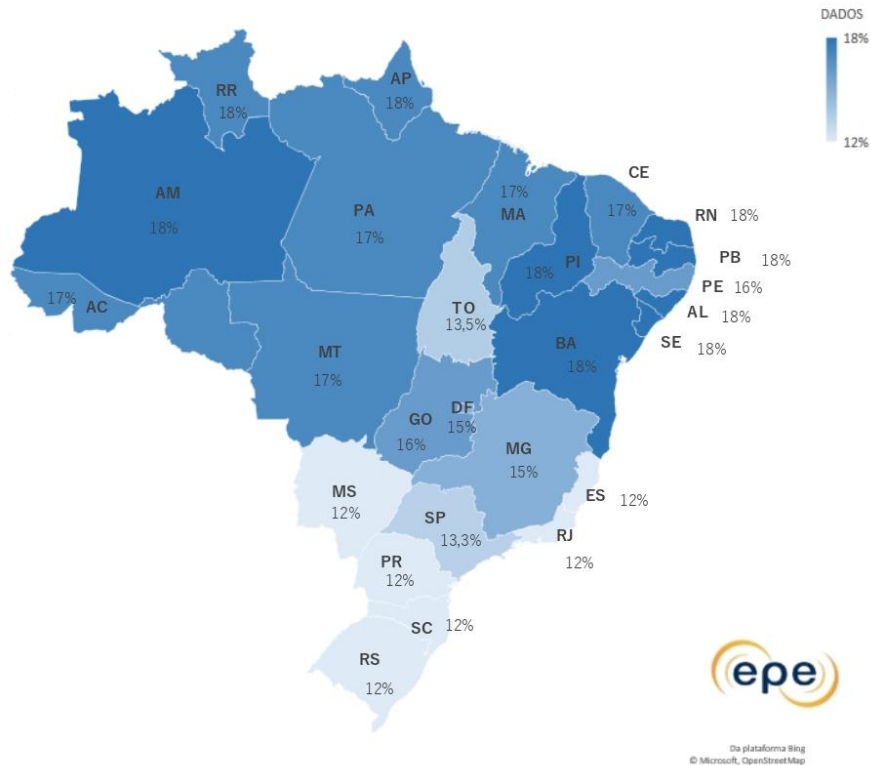
### 4. Tributo Estadual

O tributo estadual tem papel relevante na formação de preço dos combustíveis. Trata-se do ICMS<sup>5</sup>, um imposto sobre o valor agregado (Constituição Federal - Brasil, 1988), cuja alíquota pode variar por Unidade Federativa (UF) e por produto. Apresenta como principal fato gerador a circulação de mercadorias entre UFs ou dentro da mesma. As cargas fiscais<sup>6</sup> estaduais aplicadas ao diesel podem ser observadas na Figura 2.

<sup>5</sup> Imposto sobre operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre prestações de Serviços de transporte interestadual, intermunicipal e de comunicação.

<sup>6</sup> Para mais informações sobre cargas fiscais incidentes sobre os principais combustíveis, ver EPE (2022a).





**Figura 2 - Cargas fiscais estaduais de ICMS sobre óleo diesel**

Fonte: EPE a partir de SECRETARIAS ESTADUAIS DA FAZENDA (2022).

A Lei Complementar nº 194, de 23 de junho de 2022, considerou como bens e serviços essenciais alguns combustíveis, como o óleo diesel e a gasolina, portanto limitando as alíquotas de ICMS a serem cobradas sobre esses combustíveis a 18% ou 17% (BRASIL, 2022b). Para o presente estudo, essa lei não provocou mudanças significativas sobre os preços do óleo diesel no Brasil, uma vez que a maior parte das alíquotas já se encontrava abaixo desse limite. As únicas reduções por causa dessa lei ocorreram no Maranhão, que teve sua alíquota reduzida de 18,5% para 17%. Outra mudança ocorreu no Amapá, que reduziu a alíquota de 25% para 17% em abril de 2021, e deveria ter retornado para 25% em janeiro de 2022. Contudo, devido ao congelamento dos preços de referência para cálculo das alíquotas, essa elevação não ocorreu (CONFAZ, 2021). Projeta-se uma continuidade da alíquota de 17% para 2023.

Portanto, para este estudo, serão adotadas cargas fiscais estaduais em vigor em cada UF que possua geradores de eletricidade do SI, contemplados pela CCC, além dos estados da Região Sul. Devido à importância da arrecadação com ICMS na venda de derivados de petróleo sobre a arrecadação dos estados, não se projeta redução dessas alíquotas para o ano de 2023.

Para o óleo combustível, foram utilizadas as cargas fiscais vigentes, de 18% no Amazonas, de 17,5% no Rio Grande do Sul, de 17% em Santa Catarina, e de 18% no Paraná.

## 5. Preço do Biodiesel

Outro componente importante na composição do preço do óleo diesel comercializado no Brasil é o preço do biodiesel. A Lei nº 13.263/2016 estabeleceu 10% de adição obrigatória de biodiesel ao óleo diesel, e autorizou o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) a elevar o percentual de biodiesel na mistura até o patamar de 15% (BRASIL, 2016). A Lei também estabeleceu que o CNPE poderá, a qualquer tempo, por motivo justificado de interesse público, reduzir esse percentual, restabelecendo-o por ocasião da normalização das condições que motivaram tal redução. Assim, o percentual de 10% foi fixado para vigorar em 2022, por meio da Resolução CNPE nº 25, de 22 de novembro de 2021<sup>7</sup>.

Historicamente, o preço do biodiesel ex-tributos tem sido negociado com prêmio sobre o preço de realização do diesel A produzido em refinarias ou importado. Entre 2014 e 2019, o prêmio foi, em média, de 31%, com a média anual fluando entre 20% e 48%, e com preço nominal médio de R\$ 2,36/l.

Ao longo de 2020, esse prêmio foi se elevando, em especial devido à redução das cotações internacionais do óleo diesel fóssil, impactada pelos reflexos da Covid-19 sobre a demanda de combustíveis. Por outro lado, o mesmo não ocorreu com o biodiesel, que apresentou elevação das cotações no período. A soja, principal insumo para produção de biodiesel no Brasil, atingiu níveis recordes nas cotações internacionais. A elevação das cotações do grão trouxe reflexos sobre o preço do biodiesel, visto que cerca de 70% do total produzido no Brasil tem origem no óleo de soja.

<sup>7</sup> Tendo em vista o disposto na Lei 13.263/2016, o CNPE, no uso de suas atribuições, estabeleceu na Resolução CNPE nº 16/2018, um cronograma da adição obrigatória de biodiesel, indicando que o aumento do percentual de biodiesel na mistura com o diesel deva ser de 1% ao ano a partir de 2019, atingindo 15% em volume, em 2023. Um maior detalhamento do processo pode ser consultado em MME (2019). A fim de garantir o abastecimento de combustíveis no País, foram realizadas reduções no percentual obrigatório em 2021: 10% nos meses de maio a agosto e novembro e dezembro e 12% nos meses de setembro e outubro. Desde novembro de 2021 o teor está em 10%, e está programado para ficar em 10% até o final de 2022 (ANP, 2022b; EPE, 2022b).

Durante a pandemia, a China aumentou ainda mais suas aquisições de soja para assegurar sua necessidade alimentar. Além disso, a desvalorização do câmbio brasileiro conduziu à maior promoção das exportações de soja e demais produtos brasileiros. O rearranjo do setor levou as cotações de biodiesel ultrapassarem o patamar de R\$ 5,00/l, e o prêmio acima do diesel A atingir mais de 200%. O prêmio se reduziu ao longo dos últimos meses, com a recuperação dos preços internacionais do diesel fóssil. No entanto, os preços do biodiesel no Brasil têm permanecido acima de R\$ 6,00/l.

Como citado anteriormente, os preços do biodiesel no Brasil têm flutuado em linhas com as cotações de soja no mercado internacional. Por ser negociado em dólar, o câmbio brasileiro também impacta as cotações do biodiesel no Brasil. As expectativas de safra recorde de soja nos EUA, Argentina e no Brasil (USDA, 2022) têm reduzido os preços futuros. Além disso, ainda estimam-se preços historicamente elevados para o diesel internacional e de realização nacional. Logo, projeta-se a redução dos prêmios atuais do biodiesel, para 32%.

Além dos itens já apresentados, outro componente do preço do combustível é a margem bruta de distribuição, que varia de acordo com condicionantes regionais. Assim, o preço do distribuidor é composto pelos custos de aquisição dos insumos e margens brutas deste elo da cadeia de comercialização de combustíveis, ponderado pela mistura do combustível, no caso do óleo diesel B (EPE, 2022a). Após essa etapa, são incluídos os custos logísticos para as usinas termelétricas nos Sistemas Isolados, um importante componente da formação de preço dos combustíveis analisados.

## 6. Custos Logísticos

Conforme citado anteriormente, os custos logísticos são outra parcela relevante na constituição dos preços de referência apresentados pelos agentes no processo de contratação de soluções de suprimento de energia nos Sistemas Isolados. De acordo com a Lei nº 12.111/2009, esta contratação ocorre por meio de leilão, através do qual os agentes interessados devem apresentar proposta contendo o seu preço de referência, em reais por Megawatt-hora (R\$/MWh), calculado com base nos custos fixos e variáveis da sua forma de suprimento. A parcela “custo variável” do preço de referência deve considerar o valor do custo de combustível e dos tributos, além do custo da logística de suprimento do combustível às localidades (Plog), que está relacionada diretamente às dificuldades de acesso aos SI.

Ressalta-se que os valores de Plog, atualizados para junho de 2022, declarados pelos agentes vendedores nos leilões dos SI, foram utilizados para auxiliar na estimativa do custo final de óleo diesel nas usinas dos estados Amazonas, Pará e Roraima. Para as distribuidoras que não foram objeto dos Leilões de Energia: Neoenergia Pernambuco e Vibra Energia (antiga Petrobras Distribuidora) - esse custo logístico foi estimado de maneira específica, como detalhado nas seções seguintes. Ressalta-se que a única localidade isolada do MT possui previsão de interligação para o segundo semestre de 2022 e que todas as localidades isoladas do Acre, Amapá e Rondônia já foram objeto dos Leilões dos Sistemas Isolados.

É importante destacar a existência de uma relação direta entre a posição geográfica das localidades e dos rios da Região Norte, na medida em que o modo hidroviário possui papel importante no transporte de combustível para atendimento aos SI. Deste modo, o transporte hidroviário tem o seu custo atrelado não só à distância em que as localidades se encontram do centro distribuidor, como também às condições de navegabilidade dos rios e os períodos de seca, o que pode, em alguns casos, inviabilizar a movimentação de óleo diesel ou óleo combustível. Neste contexto, faz-se necessário prever estrutura de armazenamento destes combustíveis nas localidades que podem vir a ser afetadas por esses aspectos, considerando que o período de seca pode durar algumas semanas ou até mesmo meses.

## 7. Composição do Preço Final do Óleo Diesel

Considerando que os SI estão, em sua maioria, localizados na Região Norte, em diferentes estados, faz-se necessária a regionalização dos preços dadas as características distintas destes sistemas elétricos. Sendo assim, a composição do preço final do óleo diesel será elaborada individualmente, para cada estado que hoje possui geradores contemplados pela CCC, além dos estados da Região Sul.

### 7.1. Regionalização do Preço do Óleo Diesel

Para fins de regionalização das projeções de preços, foram utilizados como referência os preços médios ponderados semanais praticados pelos produtores e importadores de derivados de petróleo publicados pela ANP (2022c). A partir dos preços do óleo diesel, subtraindo os tributos federais incidentes sobre este derivado, foram calculados os preços de realização de produtores e importadores no Brasil, por região.

Ao longo do tempo, os preços regionais podem variar significativamente em relação à média brasileira, conforme pode ser observado na Tabela 3.

**Tabela 3 - Diferença entre o preço do diesel, praticado por produtores e importadores, em âmbito regional e nacional**

	Norte	Nordeste	Centro-Oeste	Sul	Sudeste
<b>2010</b>	-0,7%	-4,1%	2,5%	1,9%	0,6%
<b>2011</b>	0,5%	-4,9%	3,5%	2,8%	0,2%
<b>2012</b>	0,0%	-4,8%	6,7%	2,0%	0,4%
<b>2013</b>	-0,4%	-4,1%	4,5%	1,3%	0,8%
<b>2014</b>	0,4%	-3,8%	4,6%	0,5%	1,0%
<b>2015</b>	0,8%	-3,4%	4,9%	-0,5%	1,2%
<b>2016</b>	0,9%	-3,4%	5,2%	-1,5%	1,2%
<b>2017</b>	-6,3%	-6,4%	8,8%	-1,4%	3,6%
<b>2018</b>	-4,0%	-3,1%	6,8%	-0,6%	1,9%
<b>2019</b>	-4,0%	-3,5%	5,6%	-0,8%	2,2%
<b>2020</b>	-5,5%	-5,1%	7,1%	-0,7%	3,1%
<b>2021</b>	-2,3%	-3,7%	3,9%	-0,2%	1,6%
<b>2022*</b>	-1,7%	-2,1%	3,5%	-0,1%	0,9%
<b>Média 2010-2021</b>	-1,7%	-4,2%	5,3%	0,2%	1,5%

Fonte: ANP (2022c).

Nota: \* Média dos primeiros seis meses de 2022.

Para fins de cálculo, levou-se em conta a média da diferença entre cada região e o preço nacional entre os anos de 2010 e 2021.

Ressalta-se que os Sistemas Isolados do Acre, Rondônia e Amapá são todos atendidos por Produtores Independentes de Energia Elétrica (PIEs), cujo montante de remuneração é determinado pelos valores negociados em leilão, não havendo pagamento pelo óleo diesel consumido. Assim, não há necessidade de estimar o custo do combustível nesses estados.

### 7.1.1.1. Composição do Preço do Óleo Diesel no Amazonas (AM)

O ICMS sobre o óleo diesel no estado do Amazonas permanece com uma carga fiscal de 18% desde janeiro de 2016, com valor anterior de 17% (SECRETARIAS ESTADUAIS DE FAZENDA, 2022). Adota-se para a projeção a continuidade da referida carga de 18%. Usualmente, o Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) publica o preço médio ponderado ao consumidor final (PMPF)<sup>8</sup> (CONFAZ, 2022a). Esse preço é utilizado para determinação da Margem de Valor Agregado (MVA) percebida pelos distribuidores e revendedores. A MVA, a carga tributária de ICMS e o preço de realização são em seguida utilizados para calcular o montante de ICMS<sup>9</sup>.

O preço de faturamento do produtor é então calculado somando-se os preços de realização, os tributos federais e os tributos estaduais. O custo de aquisição das distribuidoras é obtido ponderando o preço de faturamento do óleo diesel A com o custo de aquisição do biodiesel.

A Figura 3 apresenta a distribuição dos SIs no Amazonas e o Gráfico 2 ilustra a composição histórica do preço do diesel vendido neste estado, além da composição do preço da distribuidora<sup>10</sup>, e acrescenta os preços médios de revenda<sup>11</sup>, assim como o preço médio pago pelos geradores do SI no estado<sup>12</sup>.

<sup>8</sup> Recentemente houve uma mudança na forma de cálculo do PMPF. Em 29 de outubro de 2021, o CONFAZ publicou o Convênio ICMS nº 192/2021 (CONFAZ, 2021). Esse convênio ordenou o congelamento do PMPF nos níveis de novembro de 2021, com média nacional de R\$ 4,89/l. Esse congelamento perdurou até junho de 2022, quando os Estados aprovaram a aplicação do Convênio ICMS nº 81/2022 (CONFAZ, 2022c), que determinou que o ICMS sobre o óleo diesel passa a ser calculado com base na média móvel de preços praticados ao consumidor final, considerando os últimos 60 meses. O impacto dessa nova forma de cálculo foi uma redução do PMPF médio do Brasil de R\$ 4,90/l para R\$ 3,89/l. A questão do PMPF ainda está em aberto, e sofrendo judicializações tanto do lado dos Estados, quanto do lado de União. No entanto, devido aos princípios inseridos no Sistema Tributário Nacional pelas Leis Complementares 192 e 194, projeta-se que a regra do PMPF calculado como preço de revenda médio dos últimos 60 meses permaneça válido ao longo de 2023.

<sup>9</sup> A MVA é uma metodologia intercambiável com a do PMPF, com base no preço de faturamento do produtor e tem como objetivo estimar o montante adicionado ao longo da cadeia de comercialização do produto, incluindo a margem cobrada por distribuidores e revendedores. O preço de aquisição do distribuidor é então calculado somando o preço de faturamento e o ICMS, e ponderando esse montante com o valor do biodiesel na proporção da mistura obrigatória. Para mais informações, consultar Cavalcanti (2011) e EPE (2022a).

<sup>10</sup> A margem bruta de distribuição é estimada a partir da subtração do preço de distribuição médio do estado (ANP, 2022d) do preço de aquisição do distribuidor.

<sup>11</sup> Publicado em ANP (2022e).

<sup>12</sup> Gastos com combustíveis com ressarcimento anterior, obtidos através de CCEE (2022b).

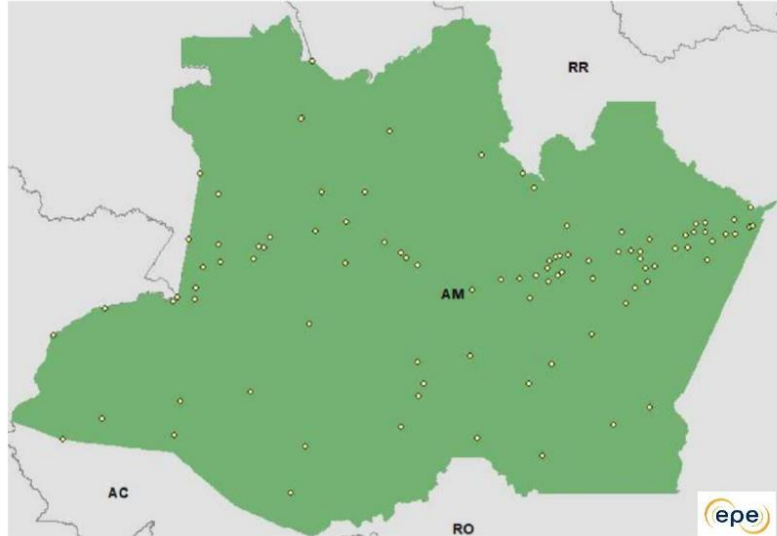


Figura 3 - Sistemas Isolados do Amazonas

Fonte: EPE (2021).

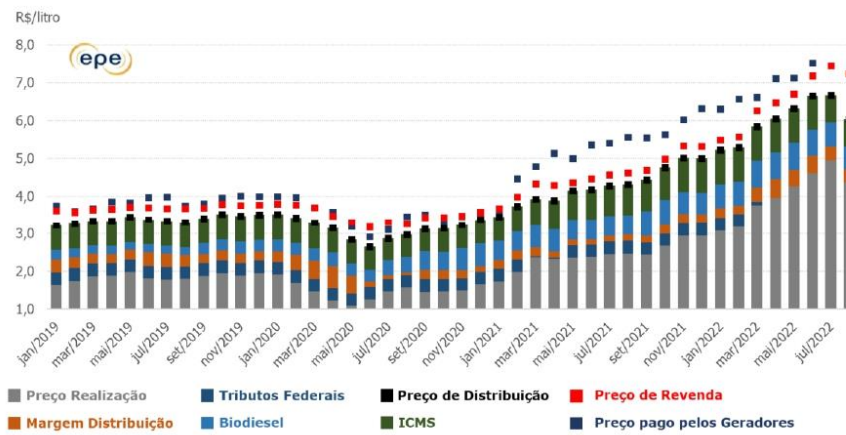


Gráfico 2 - Composição do preço do óleo diesel no Amazonas

Fonte: EPE a partir de ANP (2022a, 2022c, 2022e), Brasil (2004a, 2004b) e CCEE (2022b).

O preço pago pelos geradores do SI é calculado levando-se em conta o custo de transporte entre as bases de distribuição e o consumidor final, além da margem do transportador. No estado do Amazonas, a margem de revenda média observada entre 2010 e 2021 foi de R\$ 0,43/l. O custo médio da logística de suprimento – Plog, ponderado pela energia de cada lote do último leilão do SI, atualizado pelo IPCA para junho de 2022, foi de R\$ 0,50/l. A margem entre o preço de distribuição do estado e o preço pago pelos Sistemas Isolados foi de R\$ 0,63/l entre 2017 e 2021. No entanto, a margem se elevou para R\$1,04/l entre janeiro de 2021 e junho de 2022, com utilização desse valor mais recente para a projeção. O Gráfico 3 apresenta as projeções mensais da composição do preço final no estado.

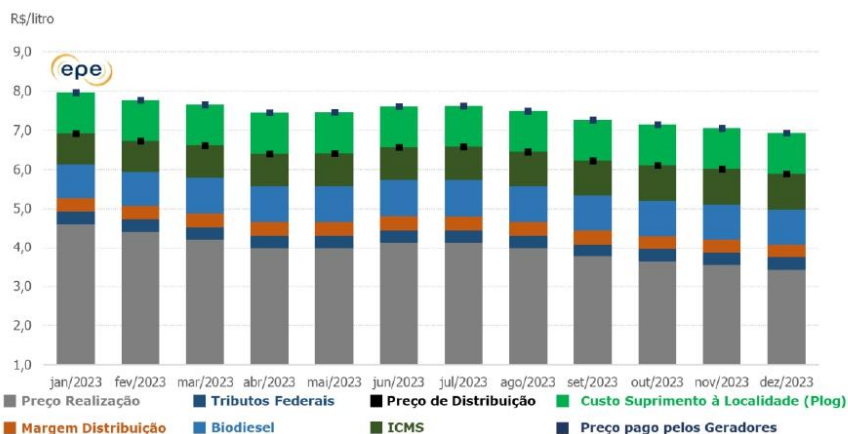


Gráfico 3 - Projeção do preço do óleo diesel no Amazonas

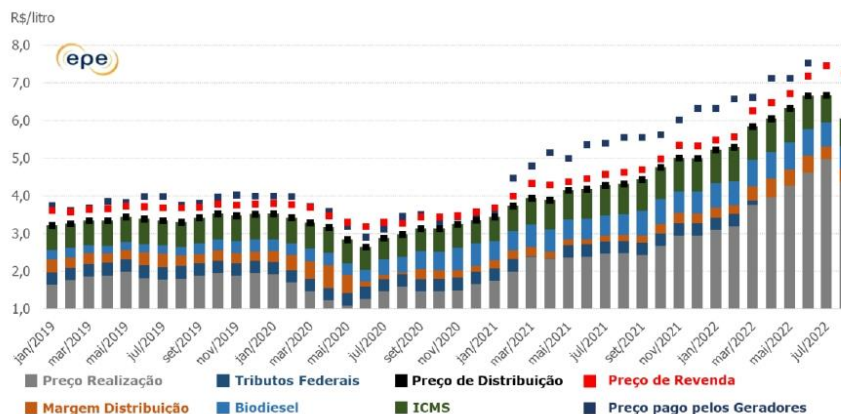
Fonte: EPE a partir de e ANP (2022a, 2022c, 2022e), Brasil (2004a, 2004b), EIA (2022b), Opec (2022) e CCEE (2022b).

### 7.1.2. Composição do Preço do Óleo Diesel no Mato Grosso (MT)

O ICMS sobre o óleo diesel no estado do Mato Grosso apresenta carga fiscal de 17% (SECRETARIAS ESTADUAIS DE FAZENDA, 2022). Para este estudo, projeta-se a continuidade desse percentual no estado em 2023.

A composição histórica do preço do óleo diesel vendido no Mato Grosso, além dos preços médios de revenda e dos preços médios pagos pelos geradores do SI no estado são apresentados no Gráfico 4.





**Gráfico 4 - Composição do preço do óleo diesel no Mato Grosso**

Fonte: EPE a partir de ANP (2022a, 2022c, 2022e), Brasil (2004a, 2004b) e CCEE (2022b).

A margem de revenda média observada entre 2010 e 2021 em MT foi de R\$ 0,54/l. A diferença entre o preço pago pelos geradores e o preço de distribuição entre janeiro de 2017 e dezembro de 2021<sup>13</sup>, foi de R\$ 3,55/l. Destaca-se que o Sistema Isolado que mais consome óleo diesel no estado é o município de Colniza, localizado na divisa com o Amazonas. Este município não é acessível pelo modo hidroviário, sendo o abastecimento de óleo diesel feito por caminhões, o que pode explicar a elevada diferença entre o preço pago pelos geradores e o preço da distribuição (mais de R\$ 3,00/l), dadas as distâncias da localidade às principais rodovias do estado. Assim como ocorreu o Amazonas, esse custo elevou-se significativamente ao longo de 2022, tendo registrado valor médio de R\$ 4,47/l entre janeiro de 2021 e junho de 2022. Para a estimativa de custos logísticos para transporte do óleo diesel até os SI no Mato Grosso, adotou-se o valor supracitado, uma vez que não houve leilão recentemente no estado. A projeção para o preço final no estado pode ser observada no Gráfico 5.

<sup>13</sup> Período em que houve disponibilidade de dados.

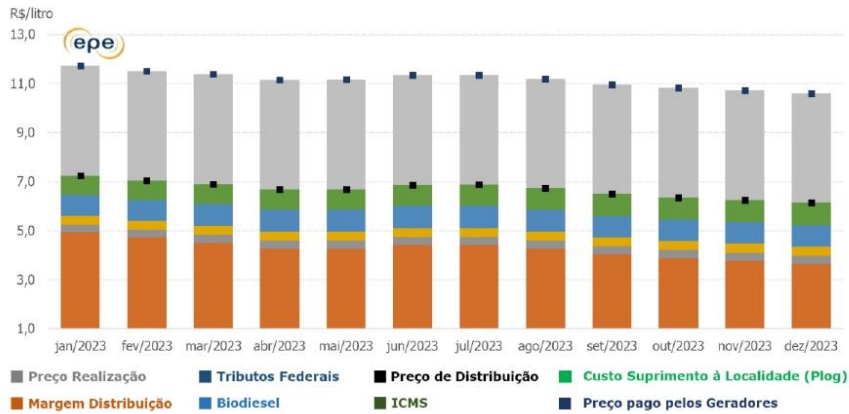


Gráfico 5 - Projeção do preço do óleo diesel no Mato Grosso

Fonte: EPE a partir de e ANP (2022a, 2022c, 2022e), Brasil (2004a, 2004b), EIA (2022b), Opec (2022) e CCEE (2022b).

### 7.1.3. Composição do Preço do Óleo Diesel no Pará (PA)

Assim como o estado do Mato Grosso, o ICMS sobre o óleo diesel do Pará apresenta carga fiscal de 17% (SECRETARIAS ESTADUAIS DE FAZENDA, 2022), projetando-se a manutenção deste valor em 2023.

O Gráfico 6 ilustra a composição histórica do preço do diesel, além dos preços médios de revenda e dos preços médios pagos pelos geradores do Sistema Isolado no estado do Pará.

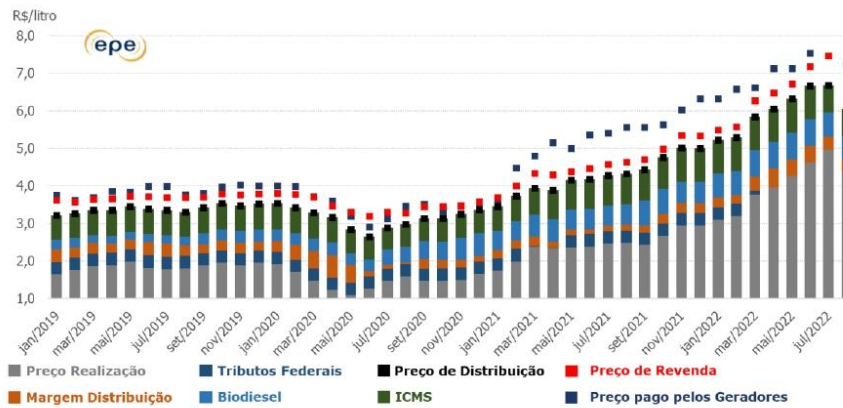


Gráfico 6 - Composição do preço do óleo diesel no Pará

Fonte: EPE a partir de ANP (2022a, 2022c, 2022e), Brasil (2004a, 2004b) e CCEE (2022b).

A margem de revenda média observada no Pará entre 2010 e 2021 foi de R\$ 0,58/l. A diferença entre o preço pago pelos geradores e o preço de distribuição, entre janeiro de 2017 e junho de 2022<sup>14</sup>, foi de R\$ 0,61/l, o que sugere que o custo de transporte até os geradores do SI seja similar ao custo médio de transporte dos revendedores do estado.

Para as localidades que participaram do Lote III do Leilão nº 03/2021, o Plog foi calculado com base nos projetos cadastrados e somente para fins de referência. Analisando a composição das parcelas formadoras dos preços de referência das propostas do Lote III, foi possível observar que o custo médio da logística de suprimento – Plog, ponderado pela energia de cada lote, é de R\$ 0,75/l, referente a junho de 2022, atualizado pelo IPCA.

Assim como ocorreu no Amazonas, recentemente registrou-se uma elevação significativa na margem ao longo de 2022. O valor médio de R\$ 0,61/l elevou-se a R\$ 1,09/l entre janeiro de 2021 e julho de 2022. Supõe-se que muito desse aumento tenha sido motivado pela elevação dos custos de diesel, que, por sua vez, impacta os custos do frete da região. Como não é projetada uma queda nos preços de diesel para 2023, considerou-se como custo logístico para reembolso da CCEE a estimativa supracitada, de R\$ 1,09/l, para esses dois SI do Pará. A projeção do preço final para esse estado está ilustrada no Gráfico 7.

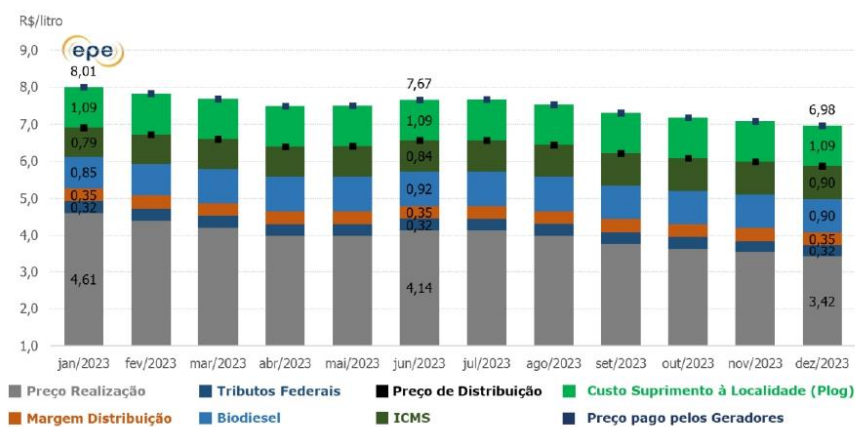


Gráfico 7 - Projeção do preço do óleo diesel no Pará

Fonte: EPE a partir de e ANP (2022a, 2022c, 2022e), Brasil (2004a, 2004b), EIA (2022b), Opec (2022) e CCEE (2022b).

<sup>14</sup> Período em que houve disponibilidade de dados.

#### 7.1.4. Composição do Preço do Óleo Diesel em Pernambuco (PE)

No estado de Pernambuco, a carga fiscal do ICMS sobre o óleo diesel oscilou entre 16% e 18% nos últimos 20 anos. Em abril de 2019, a carga fiscal foi reduzida para 16%, nível no qual permanece até hoje (SECRETARIAS ESTADUAIS DE FAZENDA, 2022). Neste estudo, projeta-se a continuidade dessa carga em 2023.

O Gráfico 8 ilustra a composição histórica do preço do óleo diesel vendido em Pernambuco, além dos preços médios de revenda e dos preços médios pagos pelos geradores do SI no estado.

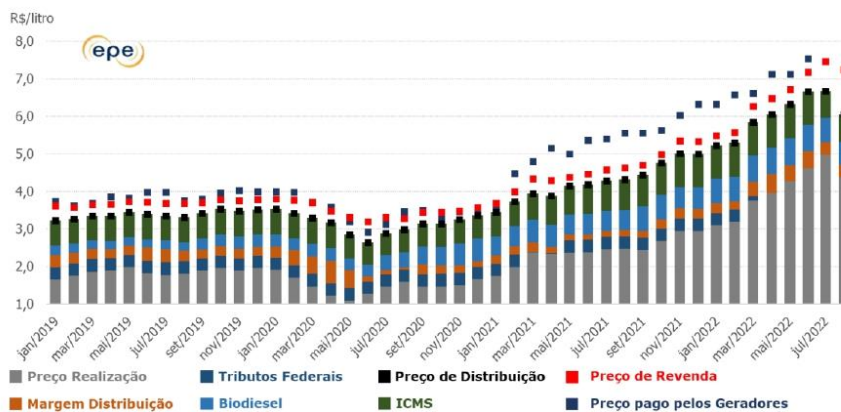


Gráfico 8 - Composição do preço do óleo diesel em Pernambuco

Fonte: EPE a partir de ANP (2022a, 2022c, 2022e), Brasil (2004a, 2004b) e CCEE (2022b).

A margem de revenda média observada entre 2010 e 2021 foi de R\$ 0,45/l. A diferença entre o preço pago pelos geradores do SI e o preço de distribuição entre janeiro de 2017 e julho de 2022<sup>15</sup> foi de R\$ 0,15/l. O valor calculado para abastecimento de Fernando de Noronha, único SI do Estado, apresentou-se inferior aos obtidos para outros SI. Tal valor não se mostra compatível com a lógica de maiores custos logísticos para atendimento a uma ilha distante da costa. Como o custo logístico não integra o valor do combustível considerado para fins de reembolso da geração do sistema pela CCC<sup>16</sup> e, dado o objetivo do presente estudo de subsidiar a elaboração do orçamento da CCC para o ano de 2023, ele não foi utilizado na projeção. O preço final projetado pode ser observado no Gráfico 9.

<sup>15</sup> Período em que houve disponibilidade de dados.

<sup>16</sup> A CCEE considera o custo de suprimento do combustível para Fernando de Noronha como nulo, tratando o preço do combustível e o preço do frete separadamente para essa localidade.

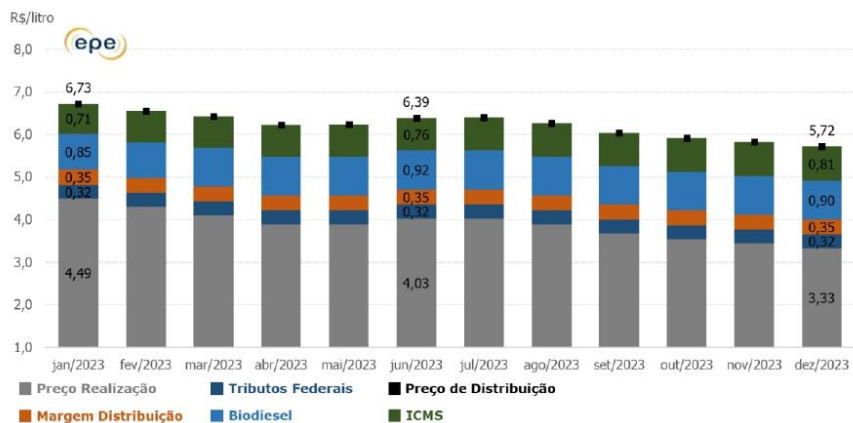


Gráfico 9 - Projeção do preço do óleo diesel em Pernambuco

Fonte: EPE a partir de e ANP (2022a, 2022c, 2022e), Brasil (2004a, 2004b), EIA (2022b), Opec (2022) e CCEE (2022b).  
 Nota: O custo de suprimento do combustível para Fernando de Noronha consta como nulo, a pedido da CCEE, que trata o preço do combustível e o preço do frete separadamente.

#### 7.1.5. Composição do Preço do Óleo Diesel em Roraima (RR)

O ICMS sobre o diesel em Roraima apresenta carga fiscal de 17% (SECRETARIAS ESTADUAIS DE FAZENDA, 2022). Neste estudo, assume-se a manutenção deste valor em 2023.

A composição histórica do preço do diesel vendido no estado de Roraima pode ser observada no Gráfico 10 que ilustra os preços médios de revenda e os preços médios pagos pelos geradores do SI no estado.

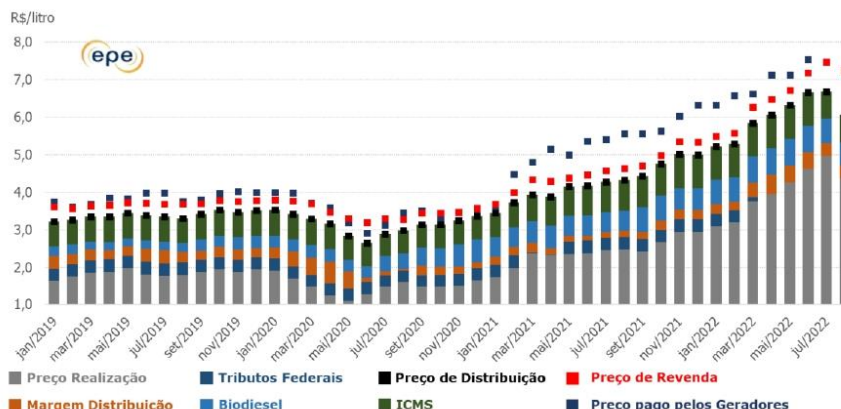


Gráfico 10 - Composição do preço do diesel em Roraima

Fonte: EPE a partir de ANP (2022a, 2022c, 2022e), Brasil (2004a, 2004b) e CCEE (2022b).

Em Roraima, a margem de revenda média observada entre 2010 e 2021 foi de R\$ 0,67/l. A diferença entre o preço pago pelos geradores do SI e o preço de distribuição entre janeiro de 2017 e julho de 2022<sup>17</sup> foi de R\$ 0,60/l. Ressalta-se que a maior parte da geração está concentrada em Boa Vista e proximidades, o que aumenta a escala do fornecimento de combustíveis para todos os geradores.

Dado que o atendimento à capital Boa Vista e às demais localidades a ela conectadas foram objeto do Leilão dos Sistemas Isolados de 2019, cujo custo de logística compõe uma das parcelas do preço da energia, foi estimado o custo de logística para o transporte do combustível para as localidades do interior do estado, sendo essa logística considerada mais complexa. Por isso, para as localidades do interior de Roraima considerou-se o valor de Plog médio observado nos projetos habilitados tecnicamente para participarem do Lote V do Leilão nº 03/2021, cujo valor é de R\$ 0,53/l, referente a junho de 2022, atualizado pelo IPCA.

Contudo, assim como previamente explicado, a margem do valor pago pelos SI sobre os preços de distribuição do estado subiu ao longo de 2021 e 2022, atingindo a média de R\$ 1,07/l no período de janeiro de 2021 a julho de 2022. Para uma avaliação mais conservadora, considerou-se esse último valor para estimar os preços a serem pagos pelos geradores em 2022. A projeção do preço do diesel ao longo de 2023 pode ser observada no Gráfico 11.

<sup>17</sup> Período em que houve disponibilidade de dados.

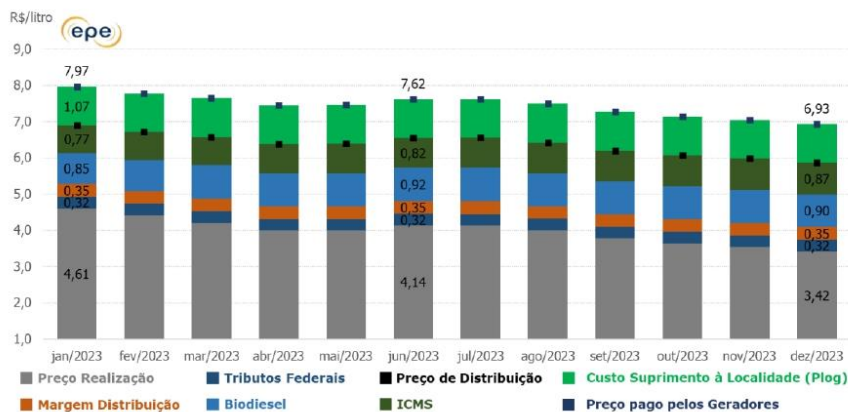


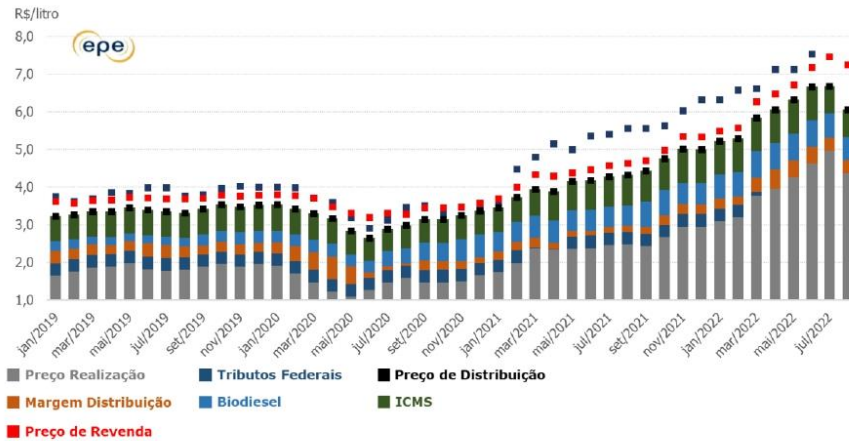
Gráfico 11 - Projeção do preço do óleo diesel em Roraima

Fonte: EPE a partir de e ANP (2022a, 2022c, 2022e), Brasil (2004a, 2004b), EIA (2022b), Opec (2022) e CCEE (2022b).

#### 7.1.6. Composição do Preço do Óleo Diesel no Paraná (PR)

Apesar de não possuir Sistema Isolado, o estado do Paraná tem termelétricas a carvão, que utilizam óleo diesel ou óleo combustível para a inicialização da usina. Conforme indicado anteriormente, a compra desse combustível também é reembolsada pela CCC e, por isso, a projeção dos preços dos combustíveis praticados para esse estado foi contemplada nesse documento.

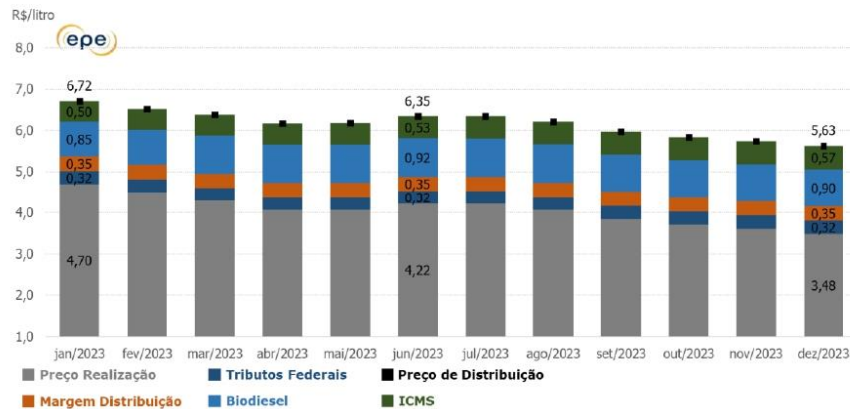
O ICMS sobre o óleo diesel no estado do Paraná apresenta uma carga fiscal de 12% (SECRETARIAS ESTADUAIS DE FAZENDA, 2022). Neste estudo, assume-se a manutenção deste valor em 2023. A composição histórica do preço do diesel vendido no estado do Paraná pode ser observada no Gráfico 12, que ilustra os preços médios de revenda no estado.



**Gráfico 12 - Composição do preço do óleo diesel no Paraná**

Fonte: EPE a partir de ANP (2022a, 2022c, 2022e), Brasil (2004a, 2004b) e CCEE (2022b).

No Paraná, a margem de revenda média observada entre 2010 e 2021 foi de R\$ 0,29/l. Uma vez que os valores pagos pelos geradores reembolsados no estado não foram informados pela CCEE, por simplificação, partiu-se da premissa de que as usinas pagarão o preço médio de revenda no estado e também que o Plog será nulo. A projeção do preço do óleo diesel ao longo de 2021 pode ser observada no Gráfico 13.



**Gráfico 13 - Projeção do preço do óleo diesel no Paraná**

Fonte: EPE a partir de ANP (2022a, 2022c, 2022e), Brasil (2004a, 2004b), EIA (2022b), Opec (2022) e CCEE (2022b).

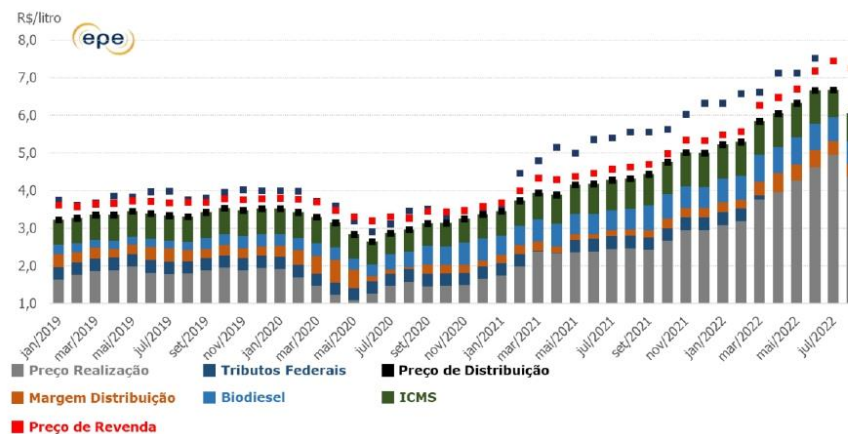


### 7.1.7. Composição do Preço do Óleo Diesel no Rio Grande do Sul (RS)

Assim como o Paraná, o Rio Grande do Sul não possui Sistema Isolado, mas tem termelétricas a carvão, que utilizam óleo diesel ou óleo combustível para a inicialização da usina.

O ICMS sobre o óleo diesel no Rio Grande do Sul apresenta carga fiscal de 12% (SECRETARIAS ESTADUAIS DE FAZENDA, 2022). Neste estudo, assume-se a manutenção deste valor em 2023.

A composição histórica do preço do diesel vendido no Rio Grande do Sul pode ser observada no Gráfico 14 que ilustra os preços médios de revenda no estado.



**Gráfico 14 - Composição do preço do óleo diesel no Rio Grande do Sul**

Fonte: EPE a partir de ANP (2022a, 2022c, 2022e), Brasil (2004a, 2004b) e CCEE (2022b).

No Rio Grande do Sul, a margem de revenda média observada entre 2010 e 2021 foi de R\$ 0,38/l. Como não foram obtidas ou encontradas informações sobre os valores pagos pelos geradores reembolsados no estado, por simplificação, partiu-se da premissa de que as usinas pagarão o preço médio de revenda no estado e também foi considerado que o Plog será nulo. A projeção do preço do óleo diesel ao longo de 2023 pode ser observada no Gráfico 15.

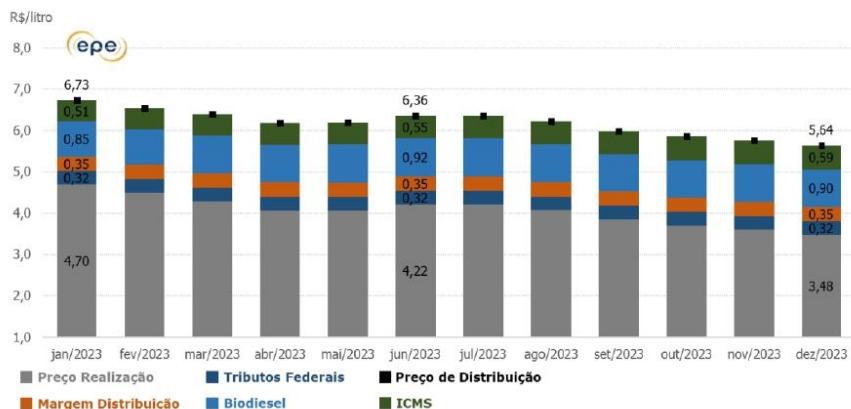


Gráfico 15 - Projeção do preço do óleo diesel no Rio Grande do Sul

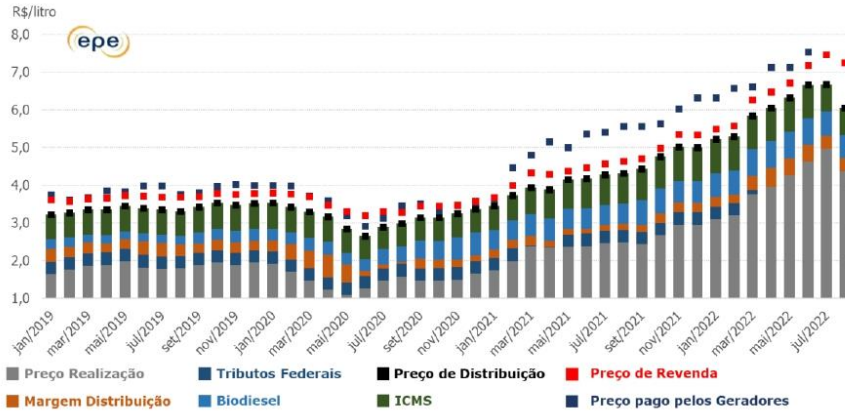
Fonte: EPE a partir de e ANP (2022a, 2022c, 2022e), Brasil (2004a, 2004b), EIA (2022b), Opec (2022) e CCEE (2022b).

#### 7.1.8. Composição do Preço do Óleo Diesel em Santa Catarina (SC)

Santa Catarina também não possui Sistemas Isolados, mas tem termelétricas a carvão, que utilizam óleo diesel ou óleo combustível para a inicialização da usina.

O ICMS sobre o óleo diesel no estado de Santa Catarina apresenta carga fiscal de 12% (SECRETARIAS ESTADUAIS DE FAZENDA, 2022). Neste estudo, assume-se a manutenção deste valor em 2023.

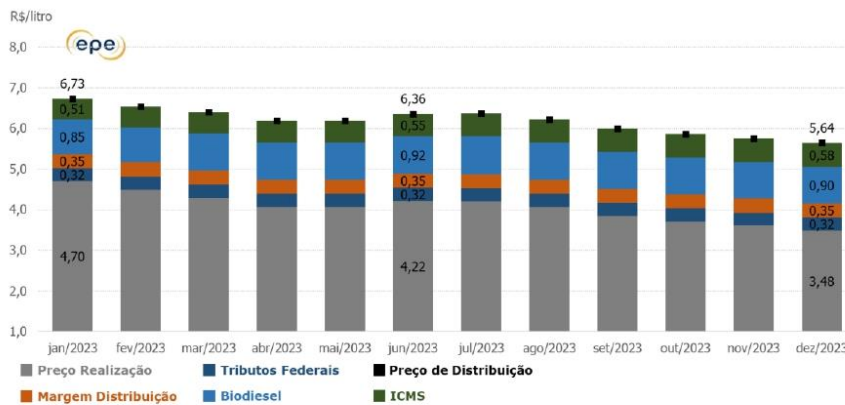
A composição histórica do preço do diesel vendido em Santa Catarina pode ser observada no Gráfico 16 que ilustra os preços médios de revenda no estado.



**Gráfico 16 - Composição do preço do óleo diesel em Santa Catarina**

Fonte: EPE a partir de ANP (2022a, 2022c, 2022e), Brasil (2004a, 2004b) e CCEE (2022b).

Em Santa Catarina, a margem de revenda média observada entre 2016 e 2021 foi de R\$ 0,35/l. Por simplificação, partiu-se da premissa de que as usinas pagarão o preço médio de revenda no estado e que o Plog será nulo. A projeção do preço do óleo diesel ao longo de 2023 pode ser observada no Gráfico 17.



**Gráfico 17 - Projeção do preço do óleo diesel em Santa Catarina**

Fonte: EPE a partir de ANP (2022a, 2022c, 2022e), Brasil (2004a, 2004b), EIA (2022b), Opec (2022) e CCEE (2022b).

## 8. Composição do Preço do Óleo Combustível

A premissa utilizada para a regionalização dos preços do óleo diesel foi replicada para o óleo combustível. As diferenças de preços de cada região para a média Brasil podem ser encontradas na Tabela 4.

**Tabela 4 - Diferença entre o preço do óleo combustível, praticado por produtores e importadores, em âmbito regional e nacional**

	Norte	Nordeste	Centro-Oeste	Sul	Sudeste
2010	0,5%	-1,2%		1,7%	0,1%
2011	0,7%	-0,3%		3,1%	-0,5%
2012	1,6%	0,5%		1,2%	-1,5%
2013	2,5%	1,5%		0,7%	-1,8%
2014	2,2%	2,0%		-0,6%	-1,0%
2015	0,1%	3,6%		-1,9%	1,8%
2016	-4,1%	1,5%	-	5,9%	11,4%
2017	-2,0%	2,0%	-	5,3%	13,5%
2018	-2,2%	3,1%	-	-0,8%	11,1%
2019	-1,6%	1,2%	-	2,6%	9,5%
2020	-2,8%	1,5%	-	5,9%	13,2%
2021	-3,0%	1,3%	-	3,0%	8,1%
2022*	-2,4%	0,8%	-	0,4%	3,4%
<b>Média 2010-2021*</b>	<b>-0,7%</b>	<b>1,4%</b>	<b>-</b>	<b>2,2%</b>	<b>5,3%</b>

Fonte: ANP (2022c).

Nota: \* Média dos primeiros seis meses de 2022.

A composição do preço do óleo combustível<sup>18</sup>, derivado utilizado em alguns Sistemas Isolados no estado do Amazonas, é construído de forma similar ao preço do óleo diesel. Como explicado anteriormente, as cotações do Golfo do México são utilizadas para balizar as projeções dos preços dos derivados no Brasil e convertidos para reais pelo câmbio PTAX.

Acerca do preço da molécula, conforme discutido anteriormente, utilizou-se um prêmio de 5% acima da paridade de importação do óleo combustível projetado para o Golfo dos EUA.

<sup>18</sup> Considerou-se o óleo combustível tipo 1 (OCA1) como o óleo combustível utilizado por geradores de energia. O OCA1 consiste em óleos de maior teor de enxofre e menor viscosidade.

Sobre os tributos federais, considerou-se a continuidade das alíquotas de PIS e Cofins atualmente incidentes sobre o combustível, de 1,65% e 7,6%, respectivamente<sup>19</sup>. A carga tributária federal média para 2023 fica em R\$ 0,39/l utilizando essas alíquotas. Quanto aos tributos estaduais, as UFs não cobram alíquotas específicas sobre a venda de óleo combustível. Como a alíquota geral de 18% incide sobre a venda de óleo combustível no estado do Amazonas, Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná, adotou-se a continuidade da carga fiscal sobre a comercialização de óleo combustível em 2023.

O preço final do óleo combustível não pode ser calculado da mesma forma que o do óleo diesel, pela indisponibilidade dos preços de distribuição e ausência de valores de revenda. Dada esta condição, para o caso do Amazonas, foram utilizados os preços e os tributos declarados pelos operadores dos Sistemas Isolados neste estado, para estimar a margem para movimentar o combustível das refinarias até os geradores dos SI. Para os demais estados, em que não existe histórico de pagamento pelos geradores, utilizou-se a MVA publicada pelo CONFAZ para operações realizadas pelas distribuidoras e demais remetentes de outras unidades da federação para operações interestaduais<sup>20</sup> (CONFAZ, 2013).

### 8.1. Composição do Preço do Óleo Combustível em Amazonas (AM)

O Gráfico 18 ilustra a composição histórica do preço do óleo combustível pago pelos geradores no estado do Amazonas.

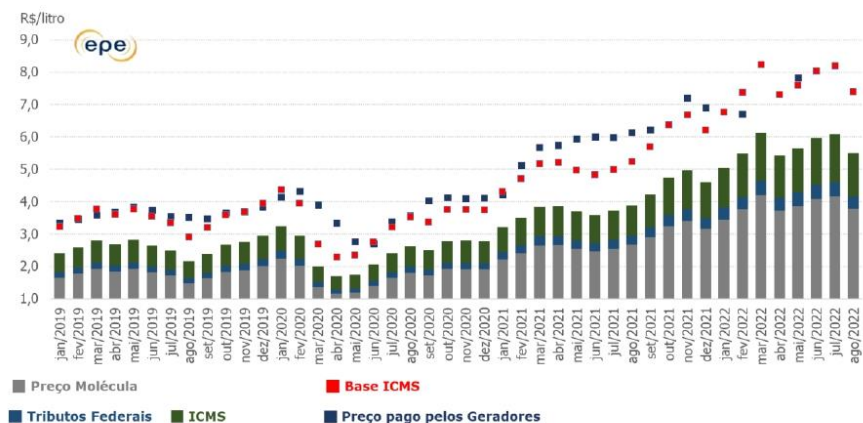


Gráfico 18 - Composição do preço do óleo combustível no Amazonas

Fonte: EPE a partir de ANP (2022a, 2022c, 2022e), Brasil (2004a, 2004b) e CCEE (2022b).

<sup>19</sup> Para mais esclarecimentos sobre o tema tributação e carga fiscal, sugere-se EPE (2022a).

<sup>20</sup> Para o Amazonas, encontrou-se apenas valores de MVA não diferenciados, não havendo identificação de serem operações interestaduais ou internas (SEFAZ AM, 2017). Para os outros estados, apesar de existirem refinarias na Região Sul, adotou-se o valor para compras interestaduais por simplificação. A compra pelas usinas irá depender da sua proximidade das refinarias, e da logística de compra do combustível.

O preço pago pelos geradores do SI é calculado levando em conta o custo de transporte entre as bases de distribuição e o gerador, além da margem do transportador. A margem média observada entre o preço pago pelos geradores e o preço estimado de aquisição por distribuidores de 2016 e 2021 foi R\$ 1,22/l. No entanto, esse valor elevou-se para R\$1,71 entre janeiro e julho de 2022. Para a projeção, utilizou-se a margem de R\$ 1,50/l. O Gráfico 19 apresenta as projeções com suas respectivas composições.

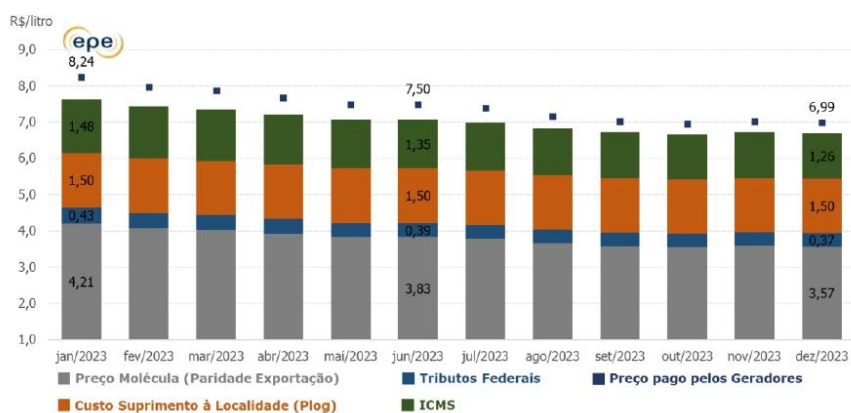
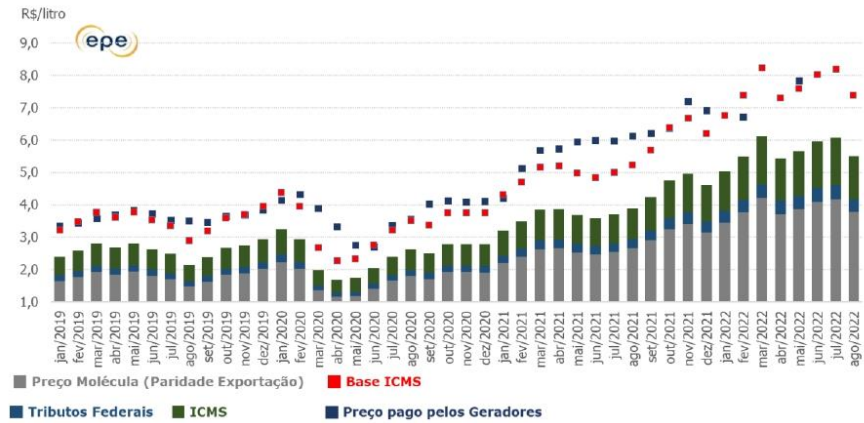


Gráfico 19 - Projeção do preço do óleo combustível no Amazonas

Fonte: EPE a partir de e ANP (2022a, 2022c, 2022e), Brasil (2004a, 2004b), EIA (2022b), Opec (2022) e CCEE (2022b).

## 8.2. Composição do Preço do Óleo Combustível no Rio Grande do Sul (RS)

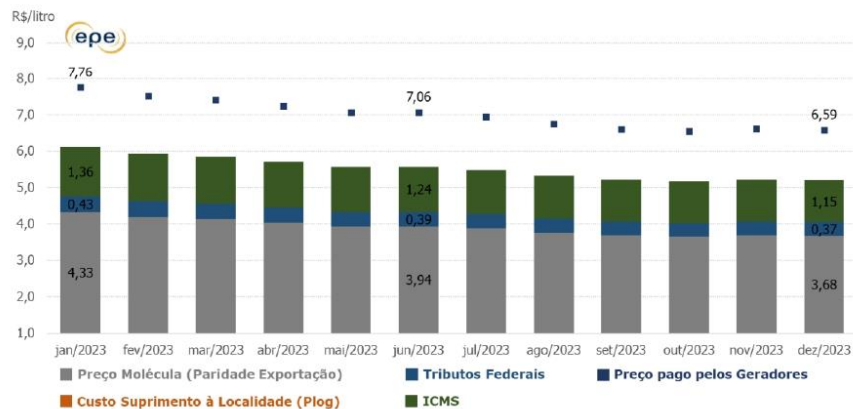
O Gráfico 20 ilustra a composição histórica do preço do óleo combustível pago pelos geradores no estado do Rio Grande do Sul.



**Gráfico 20 - Composição do preço do óleo combustível no Rio Grande do Sul**

Fonte: EPE a partir de ANP (2022a, 2022c, 2022e), Brasil (2004a, 2004b) e CCEE (2022b).

Como não há valores pagos pelos geradores desse estado, utiliza-se a MVA para cálculo da base de ICMS. Esse valor é então utilizado como *proxy* para o PMPF, ou para o preço de revenda do óleo combustível no estado. No Gráfico 21, são apresentadas as projeções com suas respectivas composições.



**Gráfico 21 - Projeção do preço do óleo combustível no Rio Grande do Sul**

Fonte: EPE a partir de e ANP (2022a, 2022c, 2022e), Brasil (2004a, 2004b), Opec (2022) e CCEE (2022b).

### 8.3. Composição do Preço do Óleo Combustível no Paraná (PR)

O Gráfico 22 ilustra a composição histórica do preço do óleo combustível pago pelos geradores no estado do Paraná.



Gráfico 22 - Composição do preço do óleo combustível no Paraná

Fonte: EPE a partir de ANP (2022a, 2022c, 2022e), Brasil (2004a, 2004b) e CCEE (2022b).

Como não há valores pagos pelos geradores desse estado, utiliza-se a MVA para cálculo da base de ICMS. Esse valor é então utilizado como *proxy* para o PMPF, ou para o preço de revenda do óleo combustível no estado. As projeções com suas respectivas composições são apresentadas no Gráfico 23.



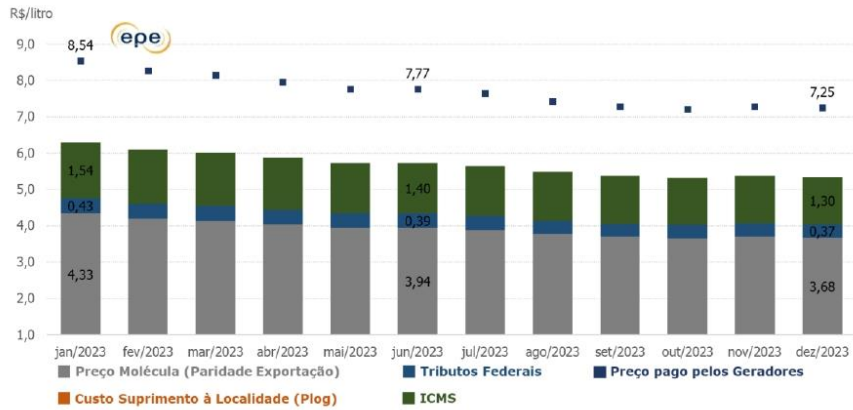


Gráfico 23 - Projeção do preço do óleo combustível no Paraná

Fonte: EPE a partir de ANP (2022a, 2022c, 2022e), Brasil (2004a, 2004b), EIA (2022b), Opec (2022) e CCEE (2022b).

#### 8.4. Composição do Preço do Óleo Combustível Em Santa Catarina (SC)

O Gráfico 24 ilustra a composição histórica do preço do óleo combustível pago pelos geradores no estado do Paraná.

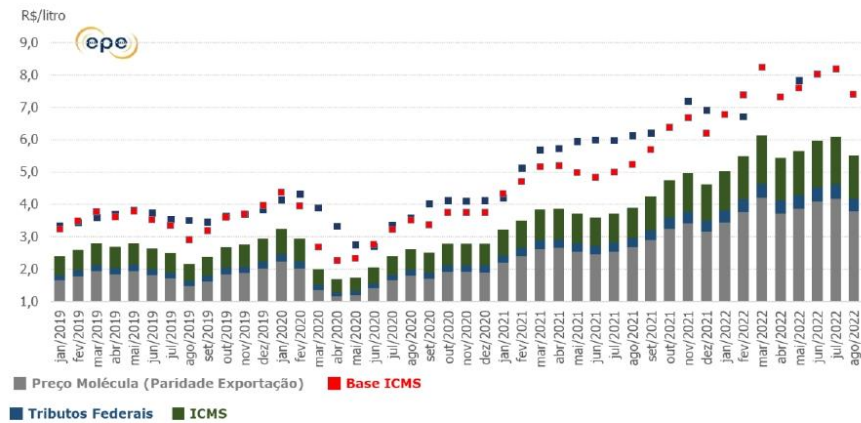


Gráfico 24 - Composição do preço do óleo combustível em Santa Catarina

Fonte: EPE a partir de ANP (2022a, 2022c, 2022e), Brasil (2004a, 2004b) e CCEE (2022b).

Como não há valores pagos pelos geradores desse estado, utiliza-se o MVA para cálculo da base de ICMS. Esse valor é então utilizado como *proxy* para o PMPF, ou para o preço de revenda do óleo combustível no estado. No Gráfico 25 estão as projeções com sua respectiva composição.

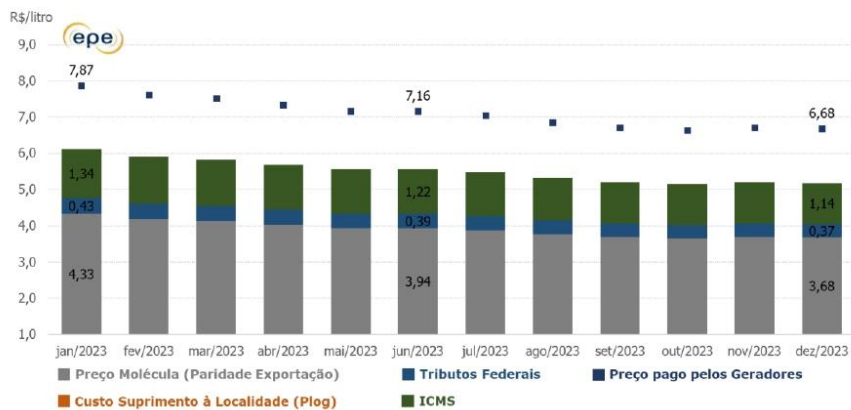


Gráfico 25 - Projeção do preço do óleo combustível em Santa Catarina

Fonte: EPE a partir de e ANP (2022a, 2022c, 2022e), Brasil (2004a, 2004b), EIA (2022b), Opec (2022) e CCEE (2022b).

## 9. Considerações Finais

A Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) é um encargo usado para cobrir a diferença entre o custo de geração nos Sistemas Isolados (SI) e o custo médio da energia no Ambiente de Contratação Regulada (ACR médio) do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Devido à importância do custo desses combustíveis no custo total da geração, o presente estudo foi elaborado para analisar a composição dos preços dos combustíveis líquidos utilizados na geração dos SI e projetar os preços dos combustíveis líquidos em 2023, a fim de auxiliar a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) na elaboração do orçamento da CCC para o ano indicado.

A formação do preço dos combustíveis elencados, óleo diesel e óleo combustível, inicia com a precificação do petróleo. A trajetória de preços considera a continuidade da retomada da demanda global de petróleo, e a continuidade da regulação da oferta internacional de óleo pela Opep+. A trajetória de referência considera a redução moderada da produção russa, e uma taxa de declínio acelerada em campos maduros. Além disso, os estoques relativamente baixos de petróleo e de diesel, e a capacidade ociosa mundial reduzida, continuam a pressionar as cotações para cima. Tudo isso significa que os preços devem permanecer elevados em 2023, apesar de projetar-se preços declinantes ao longo do ano.

Preços dos derivados de petróleo tendem a acompanhar as variações nos preços do petróleo. Para as projeções de preços de óleo diesel, considerou-se a maior resiliência da demanda energética do setor de transporte de cargas no curto prazo, além da permanência de políticas ambientais mais restritivas no transporte marítimo<sup>21</sup>, a substituição parcial da demanda de gás natural, e estímulos econômicos que promovem a indústria de construção civil. Assim, o aumento da demanda global por óleo diesel deverá manter o prêmio desse combustível em patamares elevados em 2023. A demanda de óleo combustível de baixo teor de enxofre permanecerá elevada devido ao fim das restrições na China e aos planos de recuperação econômica que devem aumentar as importações e a produção industrial.

Para a projeção dos preços dos combustíveis no Brasil, foram analisados os principais mercados para cada derivado de petróleo. Ademais, foram consideradas as especificidades regionais para elaborar as projeções de preços de combustíveis para cada um dos estados contemplados com reembolso concedido pela CCEE. Analisou-se o histórico da tributação estadual de cada UF, e foram efetuados estudos detalhados dos custos logísticos de cada SI, a partir de informações disponibilizadas pela CCEE e da base de dados dos leilões de energia realizados. Os resultados das projeções podem ser consultados na Tabela 5 e na Tabela 6 para óleo diesel e Tabela 7 para óleo combustível.

---

<sup>21</sup> Desde 1º de janeiro de 2020, encontram-se em vigor normas mais restritivas para combustíveis marítimos (estabelecidas pela IMO 2020), que determinaram a redução do limite máximo do teor de enxofre nesses produtos de 3,5% massa em massa (m/m) para 0,5% m/m.

Tabela 5 - Projeção de preços finais do óleo diesel para os geradores dos Sistemas Isolados, por UF, em 2023

Tipo Combustível	Óleo Diesel				
	R\$/litro	AM	MT	PA	PE
Jan/2023	7,96	6,91	11,72	7,94	6,73
Fev/2023	7,78	6,73	11,52	7,75	6,55
Mar/2023	7,65	6,60	11,38	7,61	6,42
Abr/2023	7,45	6,39	11,16	7,40	6,22
Mai/2023	7,46	6,41	11,17	7,41	6,24
Jun/2023	7,62	6,56	11,34	7,57	6,39
Jul/2023	7,63	6,57	11,35	7,58	6,40
Ago/2023	7,50	6,43	11,20	7,44	6,26
Set/2023	7,27	6,21	10,96	7,21	6,04
Out/2023	7,14	6,08	10,83	7,08	5,92
Nov/2023	7,05	5,98	10,72	6,98	5,82
Dez/2023	6,94	5,87	10,60	6,87	5,72

Fonte: EPE.

Tabela 6 - Projeção de preços de revenda do óleo diesel, por UF, para 2023

Tipo Combustível	Óleo Diesel				
	R\$/litro	PR	RS	SC	RO
Jan/2023	7,22	7,23	7,23	7,41	8,10
Fev/2023	7,03	7,04	7,04	7,22	7,91
Mar/2023	6,89	6,90	6,90	7,09	7,78
Abr/2023	6,68	6,69	6,69	6,89	7,58
Mai/2023	6,69	6,70	6,70	6,90	7,59
Jun/2023	6,85	6,86	6,86	7,06	7,75
Jul/2023	6,85	6,86	6,86	7,07	7,76
Ago/2023	6,71	6,72	6,72	6,93	7,62
Set/2023	6,48	6,49	6,49	6,71	7,40
Out/2023	6,35	6,36	6,36	6,58	7,27
Nov/2023	6,25	6,26	6,26	6,48	7,17
Dez/2023	6,13	6,14	6,14	6,37	7,06

Fonte: EPE.

**Tabela 7 - Projeção de preços finais do óleo combustível para os geradores do SI, por UF, em 2023**

Tipo Combustível	Óleo Combustível			
	R\$/litro	AM	RS	PR
Jan/2023	8,24	7,76	8,54	7,87
Fev/2023	7,98	7,51	8,27	7,62
Mar/2023	7,87	7,41	8,15	7,51
Abr/2023	7,68	7,23	7,96	7,33
Mai/2023	7,50	7,06	7,77	7,16
Jun/2023	7,50	7,06	7,77	7,16
Jul/2023	7,39	6,95	7,65	7,05
Ago/2023	7,17	6,75	7,43	6,85
Set/2023	7,02	6,61	7,28	6,71
Out/2023	6,95	6,55	7,21	6,64
Nov/2023	7,03	6,62	7,28	6,71
Dez/2023	6,99	6,59	7,25	6,68

Fonte: EPE.

Ressalta-se que as projeções de preços de combustíveis apresentadas neste documento estão sujeitas a uma série de incertezas exógenas, como a evolução da pandemia, seus impactos na mobilidade e na economia, ou cisões de relações internacionais. Além disso, também existem incertezas endógenas, em especial em um cenário de alta do preço do óleo diesel, que pode promover o aumento dos custos logísticos, além do patamar de cortes pela Opep+ e o crescimento da produção mundial de petróleo.

Por fim, destaca-se a importância das projeções de preços de combustíveis elaboradas pela EPE, presentes neste documento, no sentido de subsidiar as ações da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica na gestão dos recursos da CCC. Tal Nota Técnica também apoia diretamente a sociedade brasileira a partir da disponibilização de informações nesta temática complexa, pouco explorada na literatura e que dá suporte ao conjunto de ações públicas acerca de estratégias alocativas com impacto socioeconômico em distintas situações existentes no Brasil.

## Referências

- 1) ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica, (2022). *Despesas no Orçamento da CDE*. Disponível em: <https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/contadesenvolvimento>.
- 2) ANP. AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, (2022a). *Preços de paridade de importação*. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/precos-e-defesa-da-concorrenca/precos/precos-de-paridade-de-importacao>.
- 3) ANP. AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, (2022b). *Documentos e resultados dos leilões de biodiesel*. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/distribuicao-e-revenda/leiloes-biodiesel/documentos-resultados-leiloes-biodiesel>.
- 4) ANP. AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, (2022c). *Preços de produtores e importadores de derivados de petróleo*. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/precos-e-defesa-da-concorrenca/precos/precos-de-produtores-e-importadores-de-derivados-de-petroleo>.
- 5) ANP. AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, (2022d). *Composição e estruturas de formação dos preços*. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/precos-e-defesa-da-concorrenca/precos/composicao-e-estruturas-de-formacao-dos-precos>.
- 6) ANP. AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, (2022e). *Preços de Revenda e de Distribuição de Combustíveis*. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/precos-e-defesa-da-concorrenca/precos/precos-revenda-e-de-distribuicao-combustiveis>.
- 7) BACEN. BANCO CENTRAL DO BRASIL, (2022a). *Cotações e Boletins*. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/acesoinformacao/legado?url=https:%2F%2Fwww4.bcb.gov.br%2Fpec%2Ftaxas%2Fport%2Ftaxnpsq.asp%3Fid%3Dtxcotaacao>.
- 8) BACEN. BANCO CENTRAL DO BRASIL, (2022b). *Focus*. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/publicacoes/focus>.
- 9) Bloomberg, (2022). UAE Accelerates Plan to Increase Its Oil Production Capacity. Disponível em: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2022-09-19/uae-accelerates-plan-to-increase-its-oil-production-capacity>.
- 10) BRASIL, (2004a). *Decreto nº 5.059/2004*. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Poder Executivo, Brasília, DF, 30 abr. 2004. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5059.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5059.htm).
- 11) BRASIL, (2004b). *Decreto nº 5.060/2004*. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Poder Executivo, Brasília, DF, 30 abr. 2004. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5060.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5060.htm).
- 12) BRASIL, (2022a). *LEI COMPLEMENTAR Nº 192, 11 DE MARÇO DE 2022*. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Poder Executivo, Brasília, DF, 11 mar. 2022. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/lcp/Lcp192.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/lcp/Lcp192.htm).
- 13) BRASIL, (2022b). *LEI COMPLEMENTAR Nº 194, 23 DE JUNHO DE 2022*. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Poder Executivo, Brasília, DF, 23 jun. 2022. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/lcp/Lcp194.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/lcp/Lcp194.htm).
- 14) CAVALCANTI, M. (2011). *Tributação Relativa Etanol-Gasolina no Brasil: Competitividade dos Combustíveis, Arrecadação do Estado e Internalização de Custos de Carbono*. Tese (Doutorado em Ciências em Planejamento Energético) – Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia (COPPE). Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), Rio de Janeiro, março de 2011. Disponível em: [http://objdig.ufrj.br/60/teses/coppe\\_d/MarceloCastelloBrancoCavalcanti.pdf](http://objdig.ufrj.br/60/teses/coppe_d/MarceloCastelloBrancoCavalcanti.pdf).
- 15) CCEE. CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, (2020). *Relatório Premissas Orçamentárias das Contas Setoriais de 2021*.
- 16) CCEE. CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, (2022). *CDE*. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/en/mercado/contas-setoriais/conta-de-desenvolvimento-energetico-cde>.

- 17) CCEE. CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, (2022a). *Premissas Orçamentárias – Contas Setoriais* 2022. Disponível em: [https://www.ccee.org.br/documents/80415/919412/2021\\_10\\_15\\_Relat%C3%B3rio%20PAC\\_2022.pdf/47a216dc-dfe8-c62d-de40-236c10e1b600](https://www.ccee.org.br/documents/80415/919412/2021_10_15_Relat%C3%B3rio%20PAC_2022.pdf/47a216dc-dfe8-c62d-de40-236c10e1b600). Disponível em: [https://www.ccee.org.br/documents/80415/919412/2021\\_10\\_15\\_Relatório\\_PAC\\_2022.pdf/47a216dc-dfe8-c62d-de40-236c10e1b600](https://www.ccee.org.br/documents/80415/919412/2021_10_15_Relatório_PAC_2022.pdf/47a216dc-dfe8-c62d-de40-236c10e1b600).
- 18) CCEE. CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, (2022b). *Notas fiscais de compra de combustíveis dos geradores para recebimento de reembolso pelo CCC*. Comunicação direta com a CCEE. Arquivo recebido em agosto de 2022.
- 19) COMEX STAT, (2022). *Estatísticas*. Disponível em <http://comexstat.mdic.gov.br/pt/home>.
- 20) CONFAZ, CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA, (2013). *ATO COTEPE/ICMS Nº 42, DE 20 DE SETEMBRO DE 2013*. Disponível em: [https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/atos/2013/ac042\\_13](https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/atos/2013/ac042_13).
- 21) CONFAZ, CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA, (2021). *CONVÊNIO ICMS Nº 192, DE 29 DE OUTUBRO DE 2021*. Disponível em: [https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2021/CV192\\_21](https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2021/CV192_21).
- 22) CONFAZ, CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA, (2022a). *ATOS COTEPE/PMPF*. Disponível em: <https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/atos-pmpf>.
- 23) CONFAZ, CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA, (2022b). *ATOS COTEPE/MVA*. Disponível em: <https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/atos-mva>.
- 24) CONFAZ, CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA, (2022c). *CONVÊNIO ICMS Nº 81, DE 28 DE JUNHO DE 2022*. Disponível em: [https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2022/CV081\\_22](https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2022/CV081_22).
- 25) EIA. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, (2022a). *Several refining projects are scheduled in Asia and the Middle East*. Disponível em: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=53279#:~:text=In%20the%20International%20Energy%20Agency's,minus%20capacity%20that%20has%20closed>.
- 26) EIA. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, (2022b). *Short Term Energy Outlook*. Disponível em: <https://www.eia.gov/outlooks/steo/#:~:text=U.S.%20crude%20oil%20production%20in,%2Fd%2C%20set%20in%202019>.
- 27) EIA. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, (2021). *Open Data*. Disponível em: <https://www.eia.gov/opendata/qb.php?category=371>.
- 28) EPE. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, (2021). *Planejamento do Atendimento aos Sistemas Isolados Horizonte 2026 – Ciclo 2021, nºEPE-DEE-DEA-NT-150/2021-r2*. Publicado 11 fev. 2022. Disponível em: [EPE-NT-Planejamento SI-Ciclo 2021\\_r2.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/serie-de-formacao-de-precos-de-combustiveis).
- 29) EPE. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, (2022a). *Série Formação de Preços de Combustíveis*. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/serie-de-formacao-de-precos-de-combustiveis>.
- 30) EPE. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, (2022b). *Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis*. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-688/NT-EPE-DPG-SDB-2022-02\\_Analise\\_de\\_Conjuntura\\_dos\\_Biocombustiveis\\_2021.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-688/NT-EPE-DPG-SDB-2022-02_Analise_de_Conjuntura_dos_Biocombustiveis_2021.pdf).
- 31) EPE. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, (2022c). *Caderno de Preços Internacionais de Derivados de Petróleo. Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2032*. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-689/topico-640/Caderno%20de%20Pre%C3%A7os%20de%20Derivados\\_PDE%202032.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-689/topico-640/Caderno%20de%20Pre%C3%A7os%20de%20Derivados_PDE%202032.pdf).
- 32) EPE. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, (2022d). *Caderno de Preços Internacionais de Petróleo. Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2032*. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-689/topico-640/Caderno%20de%20Pre%C3%A7os%20de%20Derivados\\_PDE%202032.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-689/topico-640/Caderno%20de%20Pre%C3%A7os%20de%20Derivados_PDE%202032.pdf).
- 33) EU. European Union, (2022). *Russia's war on Ukraine: EU adopts sixth package of sanctions against Russia*. Disponível em: [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP\\_22\\_2802](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_22_2802).

- 34) Forbes, (2022). *Are the Oil Giants Rising to shareholder demands and cutting CO2 Levels?*. Disponível em: <https://www.forbes.com/sites/kensilverstein/2020/06/09/are-the-oil-giants-rising-to-shareholder-demands-and-cutting-co2-levels/?sh=58242a192782>.
- 35) IEA. International Energy Agency (2022). *World Energy Investment 2022*. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2022>.
- 36) MEES. Middle East Economic Survey, (2022a). *Saudi Aramco Capacity: 13mn b/d And Out?*. Disponível em: <https://www.mees.com/2022/7/22/oil-gas/saudi-aramco-capacity-13mn-bd-and-out/661cee40-09aa-11ed-b14d-f3fc3ec0837f#:~:text=By%202027%2C%20Saudi%20Aramco%20will,up%20to%2013mn%20b%2Fd.>
- 37) MEES. Middle East Economic Survey, (2022b). *Iraq Unveils Optimistic Production Capacity Targets*. Disponível em: <https://www.mees.com/2022/6/3/oil-gas/iraq-unveils-optimistic-production-capacity-targets/f1d41ee0-e339-11ec-95ef-51994460a8ac>.
- 38) MME. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, (2019). *Atendimento às recomendações do Relatório de consolidação dos testes e ensaios para validação da utilização de Biodiesel B15 em motores e veículos: Grupo de Trabalho para Testes com Biodiesel*. Publicado em 02 ago. 2019. Disponível em: <http://antigo.mme.gov.br/documents/20182/69364fb4-0ba0-8c3b-71eb-e8b1bbc3ed06>.
- 39) ONS. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, (2021). *Plano Anual da Operação Energética dos Sistemas Isolados para 2022*. Disponível em: [DPI-REL-0386-2021 - PEN SISOL 2022.pdf \(ons.org.br\)](DPI-REL-0386-2021 - PEN SISOL 2022.pdf (ons.org.br)).
- 40) OPEC. ORGANIZATION OF THE PETROLEUM EXPORTING COUNTRIES, (2022). *Monthly Oil Market Report (MOMR)*. Disponível em [https://www.opec.org/opec\\_web/en/publications/338.htm](https://www.opec.org/opec_web/en/publications/338.htm).
- 41) PETROBRAS, (2016). *Adotamos nova política de preços de diesel e gasolina*. Publicado em 14 out. 2016. Disponível em <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/adotamos-nova-politica-de-precos-de-diesel-e-gasolina.htm>.
- 42) Rigzone, (2022). *Brazil, Guyana, Mexico Projects To Offset Declines In Other Areas*. Disponível em: [https://www.rigzone.com/news/brazil\\_guyana\\_mexico\\_projects\\_to\\_offset\\_declines\\_in\\_other\\_areas-22-jul-2022-169724-article/](https://www.rigzone.com/news/brazil_guyana_mexico_projects_to_offset_declines_in_other_areas-22-jul-2022-169724-article/).
- 43) RYSTAD ENERGY, (2022). *Rystad Energy Upstream Report May 2022*.
- 44) SECRETARIAS ESTADUAIS DE FAZENDA (2022). *Alíquotas e redução de base de cálculo dos combustíveis*. Pesquisa realizada junto aos sites das Secretarias Estaduais de Fazenda ou Tributação.
- 45) SEFAZ AM. SECRETARIA DE ESTADO DA FAZENDA DO ESTADO DO AMAZONAS (2017). *RESOLUÇÃO Nº 0042/2017–GSEFAZ*. Disponível em [https://online.sefaz.am.gov.br/silt/Normas/Legisla%C3%A7%C3%A3o%20Estadual/Resolu%C3%A7%C3%A3o%20GSEFAZ/Ano%202017/RG%20042\\_17.htm](https://online.sefaz.am.gov.br/silt/Normas/Legisla%C3%A7%C3%A3o%20Estadual/Resolu%C3%A7%C3%A3o%20GSEFAZ/Ano%202017/RG%20042_17.htm).
- 46) S&P Global Commodity Insights, (2022a). *Russian seaborne crude exports slide to 12-month low as EU ban, price caps loom*. Disponível em: <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/oil/072022-russian-seaborne-crude-exports-retreat-from-three-year-highs-shipping-data>.
- 47) S&P Global Commodity Insights, (2022b). *Russia's seaborne oil exports rise in August as sanctions impact remains muted*. Disponível em: <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/oil/081822-russias-seaborne-oil-exports-rise-in-august-as-sanctions-impact-remains-muted>.
- 48) S&P Global Commodity Insights, (2022c). *Market Movers Americas, Oct. 3-7: Oil and gas producers may cut capex in 2023, rail could impact coal to US power plants*. Disponível em: <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/videos/arket-movers-americas/221003-oil-gas-capex-railroad-coal-mexico-steel-power>.
- 49) USDA, (2022). *World Agricultural Supply and Demand Estimates*. Disponível em: <https://www.usda.gov/oce/commodity/wasde/wasde0822.pdf>.



## 10.2. ANEXO B – CONTA DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO – CDE

B.I – Ofício nº 54/2022



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA  
Secretaria de Energia Elétrica  
Departamento de Políticas Sociais e Universalização do Acesso à Energia Elétrica  
Esplanada dos Ministérios - Bloco U, Sala 652, Brasília/DF, CEP 70065-900  
Telefone: (61) 2032-5012 / dpue@mme.gov.br

Ofício nº 54/2022/DPUE/SEE-MME

Ao Senhor

**RUI GUILHERME ALTIERI SILVA**

Presidente da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE  
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE  
Avenida Paulista nº 2064, 13º andar - Condomínio Edifício Paulista  
01310-200 - São Paulo/SP

Assunto: **Recursos da CDE para o Orçamento dos Programas Luz para Todos e Mais Luz para Amazônia para o ano de 2023.**

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

Senhor Presidente,

1. Em cumprimento ao disposto no artigo 9º, §1º, inciso I, do Decreto nº 9.022, de 31 de março de 2017, encaminhamos à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, conforme solicitação contida na Carta CT-CCEE07612/2022 de, 8 de agosto de 2022, (SEI nº 0657604), a Portaria nº 687/GM/MME, de 13 de setembro de 2022, que aprova o Orçamento da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE dos Programas de Universalização "Luz para Todos" e "Mais Luz para a Amazônia", para o ano de 2023.

Anexos: I - Portaria nº 687/GM/MME (SEI nº 0671738).  
II - Publicação no DOU - Portaria nº 687/GM/MME (SEI nº 0672777).

Atenciosamente,



Documento assinado eletronicamente por **Ricardo Marques Alves Pereira**, **Secretário de Energia Elétrica**, em 16/09/2022, às 08:19, 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://www.mme.gov.br/sei/controlador\\_externo.php?acao=documento\\_conferir&id\\_orgao\\_acesso\\_externo=0](http://www.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **0672774** e o código CRC **677B4F0E**.

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

SEI nº 0672774



**RESTRITO**

## **Custos Administrativos, Financeiros e Tributários – CAFT 2023**

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



Setembro/2023



## Sumário

<b>Introdução .....</b>	<b>3</b>
<b>Recursos Humanos .....</b>	<b>6</b>
<b>Serviços Jurídicos .....</b>	<b>8</b>
<b>Custos Indiretos .....</b>	<b>9</b>
<b>Sustentação de Aplicações.....</b>	<b>9</b>
<b>Auditoria de Dados .....</b>	<b>9</b>
<b>Despesas Gerais .....</b>	<b>10</b>
<b>Anexos.....</b>	<b>11</b>
<b>Anexo I – Estimativa mensal.....</b>	<b>12</b>
<b>Anexo II – Relação de Horas de Pessoal .....</b>	<b>13</b>
<b>Anexo III – Custos Indiretos .....</b>	<b>14</b>
<b>Anexo IV – Organograma.....</b>	<b>15</b>

## Introdução

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, é responsável pela gestão recursos financeiros envolvidos na 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 751, de 13 de dezembro de 2016, 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 2023.

Para elaboração das estimativas foram utilizados os seguintes componentes de custos: (i) Recursos Humanos; (ii) Serviços Jurídicos; (iii) Custos Indiretos; (iv) Sustentação de Aplicações de Sistemas Computacionais; (v) Auditoria Independente de Dados e (vi) Despesas Gerais.

Os indicadores macroeconômicos<sup>1</sup> de reajustes previstos e utilizados como índices inflacionários na composição dos CAFTs foram:



Tabela 1 - Índices Macroeconômicos

Como pôde ser observado, sob a ótica dos índices de inflação, o Índice de Preços para o Consumidor Amplo (IPCA), Índice Nacional de Preços ao Consumidor (INPC) e o Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M) extrapolaram as expectativas previstas no cenário adverso, para o exercício de 2022. A meta de inflação perseguida pelo Banco Central não foi alcançada e a inflação segue pressionada pelo preço dos combustíveis, da energia elétrica e dos alimentos. Como consequência, a taxa básica de juros no Brasil também tem sido elevada substancialmente a de 2021, onde iniciou a SELIC em 2% e a expectativa é de encerrar o exercício de 2022 no patamar de 14,25%.

<sup>1</sup>Projeções disponíveis no Boletim LCA base jul/2022 – cenário adverso.

Sendo assim, por se tratar de itens não gerenciáveis, os fatores macroeconômicos contribuíram com os aumentos apurados na composição dos CAFTs estimados para o próximo exercício. Conforme demonstrado na tabela 1, observa-se que os índices efetivamente realizados no ano de 2022, contribuíram com o crescimento exponencial em relação aos valores inicialmente previstos.

O resultado apresentou um total estimado de R\$ 9.379.153,57 (*nove milhões, trezentos e setenta e nove mil, cento e cinquenta e três reais e cinquenta e sete centavos*), o que corresponde a uma expectativa de aumento em torno de aproximadamente 18% se comparado aos custos aprovados para o exercício de 2022.

Foram deduzidos da composição do valor dos CAFTs de 2023, o valor correspondente aos créditos tributários<sup>2</sup>, incidentes sobre o desenvolvimento do Sistema de Gestão das Contas Setoriais – SGCS, no valor de R\$ 487.385,48 (*quatrocentos e oitenta e sete mil, trezentos e oitenta e cinco reais e quarenta e oito centavos*). Deste modo, foi apurado o valor total estimado do processo em **R\$ 8.891.768,09** (*oito milhões, oitocentos e noventa e um mil, setecentos e sessenta e oito reais e nove centavos*).

A descrição detalhada de cada componente de custo, assim como a análise das variações, encontra-se disponível na seção correspondente de cada rubrica. O valor do desembolso previsto mensalmente está disponível no *Anexo I – Estimativa Mensal*.

PROCESSO	APROVADO 2022	ESTIMADO 2023	Δ %
Recursos Humanos	R\$ 3.817.355,66	R\$ 4.978.028,28	30%
Serviços Jurídicos	R\$ 1.554.648,00	R\$ 1.554.648,00	-
Custos Indiretos	R\$ 1.272.063,82	R\$ 1.423.210,64	12%
Sustentação Aplicações	R\$ 1.017.451,00	R\$ 1.143.804,00	12%
Auditoria de Dados	R\$ 181.531,56	R\$ 196.743,96	8%
Despesas Gerais	R\$ 82.718,68	R\$ 82.718,68	-
<b>Subtotal</b>	<b>R\$ 7.925.768,72</b>	<b>R\$ 9.379.153,57</b>	<b>18%</b>
Ofício 196/2021-SFF/ANEEL	<b>-R\$ 579.805,31</b>		
Créditos Tributários		<b>-R\$ 487.385,48</b>	
<b>Total</b>	<b>R\$ 7.345.963,41</b>	<b>R\$ 8.891.768,09</b>	

Tabela 2 - Total do Processo

2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
R\$ 365.539,11	R\$ 487.385,48	R\$ 487.385,48	R\$ 487.385,48	R\$ 487.385,48	R\$ 121.846,35	R\$ 2.436.927,38

Tabela 3 - Amortização dos Créditos Tributários

<sup>2</sup> Conforme informado na prestação de contas final do processo, por meio da CT-CCEE01436/2022.

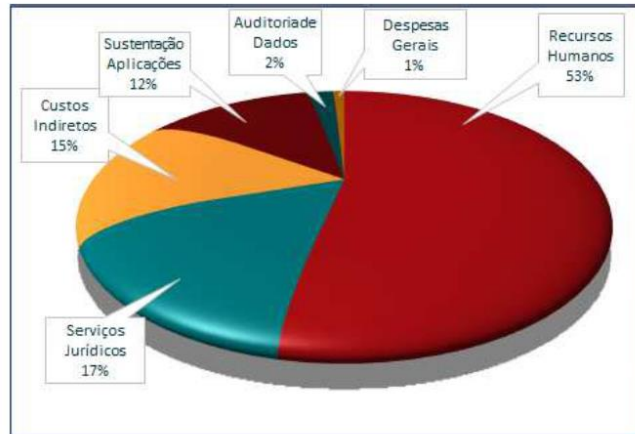


Gráfico 1 - Total do Processo

## Recursos Humanos

A linha de recursos humanos foi estimada em R\$ 4.978.028,28 (*quatro milhões, novecentos e setenta e oito mil, vinte e oito reais e vinte e oito centavos*), o que representa cerca de 53% do valor total do CAFT para o ano de 2023. Em relação ao custo anterior aprovado, há uma expectativa de aumento para o período em torno de aproximadamente 30%.

Importante ressaltar que o crescimento observado reflete a correção dos índices macroeconômicos estimados (INPC 2022 de 10,12% referente ao período de janeiro a dezembro e INPC 2023 de 7,87% aplicados de agosto a dezembro de 2023 além de 1% a título de mérito, sobre o período de março a dezembro).

Para o cálculo das horas de pessoal, foram consideradas as estimativas de esforço homem/hora de acordo com o valor médio classificado por categoria profissional, devidamente atualizado conforme os índices de correção macroeconômicos previstos para o período:

CATEGORIA	R\$/HORA
EXECUTIVO	R\$ 501,08
GERENTE	R\$ 283,52
ESPECIALISTA	R\$ 187,49
SÊNIOR	R\$ 134,04
PLENO	R\$ 97,18
JÚNIOR	R\$ 73,32
ASSISTENTE	R\$ 58,35

Tabela 4 - Valor Hora por Categoria Profissional

A linha de Recursos Humanos procura atender os requisitos de qualidade e segurança necessários para cumprimento das atividades, em conformidade com as práticas de compliance estabelecidas e devidamente alinhado ao mapa estratégico da organização.

Fatores como ausências (licença médica, férias), capacitação dos profissionais, preparação de *backup*, gestão de carreiras, reposição de vagas (em virtude de substituição ou promoção) influenciam significativamente na assertividade do resultado.

No total, foram estimadas 29.924 (*vinte e nove mil, novecentos e vinte e quatro*) horas para a gestão do processo, cerca de 0,5% acima do total aprovado para o exercício de 2022.



Varição de estimativas de horas por Área:

ÁREA	2022	2023	Horas/ano	
			Δ %	Δ \$
AC	24.480	<b>22.899</b>	<b>-6%</b>	<b>-1.580</b>
AE	2.915	<b>1.720</b>	<b>-41%</b>	<b>-1.195</b>
AOM	1.944	<b>2.645</b>	36%	701
ATM	432	<b>2.660</b>	516%	2.228
Total	29.771	<b>29.924</b>	0,5%	154

Tabela 5 - Total Horas por Área

Principais variações:

- **AC – Área Corporativa:** Redução de 1.580 (mil, quinhentos e oitenta) horas, em relação ao total aprovado para o exercício de 2022, devido, principalmente, a redução de 1 recurso que estava alocado na Gerência de Contas Setoriais – GCSE;
- **AE – Área Estratégica:** Redução de 1.195 (mil, cento e noventa e cinco) horas, em relação ao total aprovado para o exercício de 2022, devido a estimativa menor de esforços dedicados por parte das gerências jurídicas. O comportamento da carteira de processos durante o exercício atual tem se mostrado estável e estima-se que não haverá entrada de novas ações no período;
- **AOM – Área de Operação do Mercado:** Aumento de 701 (setecentos e uma) horas, em relação ao total aprovado para o exercício de 2022, devido a (I) alteração no modo de gestão de coleta de medição, (ii) utilização de novas ferramentas de controle, (iii) alteração de processo para análise de solicitações de mapeamento e cadastro de medição, (iv) implementação e gestão de cálculos periféricos e (v) alteração no processo de cálculo mensal da eficiência das usinas à carvão;
- **ATM – Área de Tecnologia de Mercado:** Aumento de 2.228 (dois mil, duzentos e vinte e oito) horas, em relação ao total aprovado para o exercício de 2022, devido, principalmente, a contratação de 1 (um) dos recursos que atuavam como terceiros, internalizado no mês de fevereiro e alocado para a Gerência de Desenvolvimento e Operação – GEDO, devido, principalmente, a necessidades de suporte para outras tecnologias que possuem interfaces com o Sistema de Gestão das Contas Setoriais – SGCS.

Varição de estimativas de horas por perfil profissional:

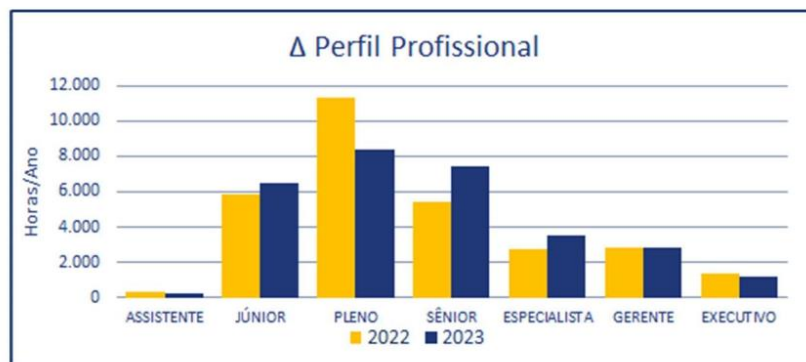


Gráfico 2 - Variação por Perfil Profissional

O anexo II demonstra a relação das horas estimadas por categoria profissional para o período.

### Serviços Jurídicos

A linha de serviços jurídicos foi estimada em R\$ 1.554.648,00 (um milhão, quinhentos e cinquenta e quatro mil, seiscentos e quarenta e oito reais), o que representa cerca de 17% do valor total do CAFT para o ano de 2023. Em relação ao custo aprovado para o ano de 2022, optou-se por manter o valor orçado (sem atualização monetária), considerando que não estão previstos gastos adicionais para o ano de 2023 e que, até julho/2022, registrou-se somente 05 (cinco) novas ações judiciais, nas quais a CCEE figura como parte (menos de 01 ação por mês).

O custo foi estimado considerando o acompanhamento atual dos processos em andamento, recursos e atuação nos Tribunais Superiores, bem como da expectativa de ingresso de poucas ações para o ano de 2023. Até o mês de julho de 2022 há 412 (quatrocentos e doze) ações em acompanhamento, das quais 207 (duzentos e sete) a CCEE é parte e contrata escritórios externos para patrocínio. As outras 205 (duzentos e cinco) ações são acompanhadas internamente e a CCEE pode atuar de forma estratégica ou, ainda, ser chamada para ingressar nas ações.

Acompanhando o desempenho de 2022, observa-se que o fluxo de processos apresenta estabilidade, os valores das estimativas para o ano de 2023 foram previstos considerando (i) baixo crescimento da carteira de processos e a fase atual das ações (ii) o quantitativo de ações judiciais ainda em curso, (iii) bem como a atuação da CCEE como “amicus curiae<sup>3</sup>” no Superior Tribunal de Justiça em defesa da tese de CDE parcelas controversas.

<sup>3</sup> Expressão utilizada para classificar um representante terceiro que ingressa no processo com a função de fornecer subsídios ao órgão julgador.

## **Custos Indiretos**

A linha de custos indiretos foi estimada em R\$ 1.423.210,64 (*um milhão, quatrocentos e vinte e três mil, duzentos e dez reais e sessenta e quatro centavos*), o que representa cerca de 15% do valor total do CAFT para o ano de 2023. Em relação ao custo anterior aprovado, há uma expectativa de aumento para o período em torno de aproximadamente 12%.

São considerados em sua composição, a expectativa de horas que serão dedicadas nas atividades atribuídas aos processos regulados no período, assim como os custos externos, principalmente com infraestrutura de tecnologia. Com o intuito de prover um ambiente cada vez mais seguro para suas operações, a CCEE investe constantemente em segurança contra possíveis ataques cibernéticos, o que reflete diretamente no valor final estimado.

O *anexo III* demonstra a distribuição dos custos indiretos informando os processos de *back office* em que são aplicados e a descrição de suas atividades e componentes.

## **Sustentação de Aplicações**

A linha de sustentação de aplicações de sistemas computacionais foi estimada em R\$ 1.143.804,00 (*um milhão, cento e quarenta e três mil, oitocentos e quatro reais*), o que representa cerca de 12% do valor total do CAFT para o ano de 2023. Em relação ao custo anterior aprovado há uma expectativa de aumento para o período em torno de aproximadamente 12%.

Foram mantidos os 3 (*três*) recursos de terceiros contratados para atuação nas frentes de sustentação e desenvolvimento de soluções tecnológicas e praticadas as taxas dos profissionais que estão alocados atualmente no processo.

## **Auditoria de Dados**

A linha de auditoria independente de dados foi estimada em R\$ 196.743,96 (*cento e noventa e seis mil, setecentos e quarenta e três reais e noventa e seis centavos*), o que representa cerca de 2% do valor total do CAFT para o ano de 2023. Em relação ao custo anterior aprovado, há uma expectativa de aumento em torno de aproximadamente 8%, em virtude da aplicação integral do índice de reajuste contratual previsto para o período.

O custo foi estimado considerando o valor licitado e firmado em 2022 para o período de janeiro a dezembro de 2023, junto a Ernst & Young Auditores Independentes - EY, cujo objeto é a asseguarção razoável mensal da operação e corrigido pelo índice de reajuste macroeconômico aplicável.

## **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*), o que representa menos de 1% do valor total do CAFT para o ano de 2023. A CCEE optou por manter os valores aprovados no orçamento atual (sem correção monetária). Despesas com transporte, viagens e hospedagens, além de eventuais despesas administrativas são classificadas nesta rubrica.



## Anexos



EOLiveira/GEFAS

- restrito -

11

### Anexo I – Estimativa mensal

 <b>Contas Setoriais - CDE CCC RGR</b> <b> Custos Administrativos Financeiros e Tributários - CAFT 2023</b>													
Descrição	jan-23	fev-23	mar-23	abr-23	mai-23	jun-23	jul-23	ago-23	set-23	out-23	nov-23	dez-23	Total
Recursos Humanos	R\$344.587,25	R\$435.528,02	R\$398.413,48	R\$484.748,17	R\$466.183,13	R\$406.271,25	R\$423.142,06	R\$483.723,03	R\$423.529,64	R\$468.676,83	R\$411.305,57	R\$395.238,33	R\$4.978.028,28
Serviços Jurídicos	R\$129.534,00	R\$129.534,00	R\$129.534,00	R\$129.534,00	R\$129.534,00	R\$129.534,00	R\$129.534,00	R\$129.534,00	R\$129.534,00	R\$129.534,00	R\$129.534,00	R\$129.534,00	R\$1.554.948,00
Custos Indiretos	R\$113.682,01	R\$183.410,79	R\$194.993,43	R\$164.638,84	R\$168.206,75	R\$107.321,83	R\$138.452,56	R\$113.100,33	R\$109.453,31	R\$109.247,92	R\$159.344,20	R\$164.341,40	R\$1.423.286,64
Sustentação Aplicações	R\$183.341,00	R\$183.341,00	R\$183.341,00	R\$183.341,00	R\$183.341,00	R\$183.341,00	R\$183.341,00	R\$183.341,00	R\$183.341,00	R\$183.341,00	R\$183.341,00	R\$183.341,00	R\$2.200.000,00
Auditoria	R\$16.395,33	R\$16.395,33	R\$16.395,33	R\$16.395,33	R\$16.395,33	R\$16.395,33	R\$16.395,33	R\$16.395,33	R\$16.395,33	R\$16.395,33	R\$16.395,33	R\$16.395,33	R\$196.243,96
Despesas Gerais	R\$2.591,70	R\$2.999,18	R\$4.907,89	R\$1.282,99	R\$4.792,03	R\$6.023,55	R\$1.440,80	R\$10.350,11	R\$2.283,23	R\$4.293,80	R\$13.220,89	R\$1.262,99	R\$82.738,88
<b>Total</b>	<b>R\$790.151,92</b>	<b>R\$992.219,30</b>	<b>R\$706.668,66</b>	<b>R\$790.847,34</b>	<b>R\$797.081,24</b>	<b>R\$780.105,89</b>	<b>R\$781.628,86</b>	<b>R\$858.675,20</b>	<b>R\$778.867,21</b>	<b>R\$852.168,48</b>	<b>R\$818.649,44</b>	<b>R\$796.842,11</b>	<b>R\$8.578.153,57</b>
Créditos tributários	-R\$88.815,40	-R\$88.815,40	-R\$88.815,40	-R\$88.815,40	-R\$88.815,40	-R\$88.815,40	-R\$88.815,40	-R\$88.815,40	-R\$88.815,40	-R\$88.815,40	-R\$88.815,40	-R\$88.815,40	-R\$888.815,40
<b>Total</b>	<b>R\$689.336,47</b>	<b>R\$751.603,84</b>	<b>R\$683.831,20</b>	<b>R\$710.281,88</b>	<b>R\$716.415,78</b>	<b>R\$719.480,54</b>	<b>R\$741.012,90</b>	<b>R\$818.059,74</b>	<b>R\$733.252,05</b>	<b>R\$811.553,03</b>	<b>R\$778.033,99</b>	<b>R\$755.726,66</b>	<b>R\$8.891.768,09</b>

EOLiveira/GEFAS

- restrito -

12

## Anexo II – Relação de Horas de Pessoal

		Horas em valor decimal												
DIRETORIA	Nível	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Total
AC	EXECUTIVO	68	91	72	83	83	83	87	95	78	90	76	72	976
	GERENTE	160	206	168	189	189	189	197	214	181	204	176	168	2.240
	ESPECIALISTA	144	190	152	173	173	173	181	198	165	188	160	152	2.048
	SÊNIOR	277	368	294	335	335	335	352	385	319	365	309	293	3.965
	PLENO	513	681	543	620	620	620	651	711	589	674	571	542	7.333
AE	JÚNIOR	448	585	473	535	535	535	560	609	510	579	496	472	6.337
	EXECUTIVO	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	192
	GERENTE	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	336
	SÊNIOR	57	61	57	57	57	57	61	57	57	57	57	57	692
	PLENO	16	20	16	16	16	16	20	16	16	16	16	16	200
AOM	JÚNIOR	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	96
	ASSISTENTE	19	16	16	19	16	16	19	16	16	19	16	16	204
	GERENTE	20	25	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	245
	ESPECIALISTA	21	71	75	50	65	72	65	65	82	85	65	65	781
	SÊNIOR	87	71	78	62	65	50	65	65	83	20	65	65	776
ATM	PLENO	92	58	47	88	70	78	70	70	35	95	70	70	843
	GERENTE	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	36
	ESPECIALISTA	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	672
Total Geral	SÊNIOR	136	182	144	165	165	165	173	190	157	180	152	144	1.952
		2.169	2.733	2.266	2.522	2.519	2.519	2.632	2.821	2.418	2.702	2.360	2.263	29.924

EOLiveira/GEFAS

- restrito -

13

## Anexo III – Custos Indiretos

Processos de Back-Office Considerados	Principais Atividades / Componentes	Total	Participação (%) CEE e BOT B = (A * 1,7%)
Infraestrutura Física	Aluguel, Condomínio, Energia Elétrica, Material de Limpeza, Segurança Patrimonial, Manutenção do Escritório	R\$ 5.453.256	R\$ 281.756
Gerenciamento e Suporte a Banco de Dados	Gestão do SGL Server	R\$ 6.293.798	R\$ 325.231
Gerenciamento e Controle de Produção	Manutenção e Monitoramento de Serviços Online; Backup; Manutenções Preventivas e de Melhorias nos Sistemas	R\$ 1.372.543	R\$ 70.926
Gerenciamento e Suporte da Infraestrutura	Manutenção e Monitoramento de Serviços Online; Backup; Manutenções Preventivas e de Melhorias nos Sistemas (Segundo Nível - Atendimento mais Especializado)	R\$ 3.203.843	R\$ 165.558
Gerenciamento e Suporte de Rede e Segurança	Processos de Análise de Vulnerabilidade e Manutenção de Ativos de Rede e Segurança	R\$ 5.521.245	R\$ 285.310
Gerenciamento e Suporte de Middleware	Serviços de Suporte e Processos de Integração entre Aplicações e Sistemas	R\$ 4.167.185	R\$ 215.339
Atendimento a Suporte de Serviço Desk	Atendimento aos Usuários (Suporte a Máquinas e Softwares)	R\$ 1.529.757	R\$ 79.050
Custo Estimado Anual		R\$ 27.541.627	R\$ 1.423.211
Custo Estimado Mensal			R\$ 118.661

$$1 - \text{Percentual Processo Regulado} = \frac{\text{Processo Regulado} \cdot \text{Atividade} \cdot \text{Projeto}}{\sum \text{Horas CEE}}$$

$$2 - \text{Custos Indiretos Processo Regulado} = \text{Custos Back Office Realizados} \cdot \text{Percentual Processo Regulado}$$

Alocação dos custos indiretos é realizada em função da quantidade de horas dedicadas no processo, em que:

- Percentual Processo Regulado – Demonstra em percentual quanto as horas apontadas no Processo Regulado, Atividade, Projetos, representam sobre o total de horas da CCEE.

- Custo Back office Estimados – Demonstram o total estimado para os 7 processos de Back Office.

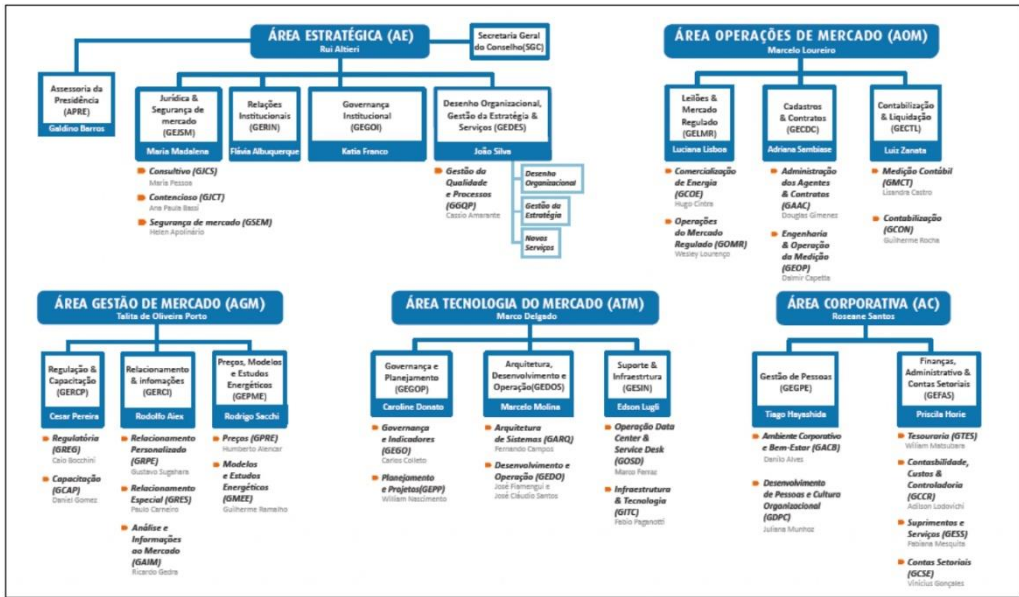
Custos Indiretos Processo Regulado – Demonstra a parcela de custos indiretos a serem apropriados para Processo Regulado.

EOLiveira/GEFAS

- restrito -

14

Anexo IV – Organograma





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 reembolsado<sup>1</sup> 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
<b>Reembolso 2013</b> (IPCA: correção mensal até dez/16)	R\$	913.291.261	82.029.211	104.392.284	31.002.883
<b>Reembolso 2014</b> (IPCA: correção mensal até dez/16)	R\$	1.007.617.365	82.996.000	94.182.923	31.143.445
<b>Reembolso 2015</b> (IPCA: correção mensal até dez/16)	R\$	895.338.712	47.436.156	104.611.319	27.969.664
<b>Valor máximo calculado pela média</b>	R\$	<b>938.749.113</b>	<b>70.820.456</b>	<b>101.062.176</b>	<b>30.038.664</b>

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 SFG<sup>2</sup>

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

<sup>2</sup> 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 histórico<sup>3</sup> 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 Eletrobras<sup>4</sup>, 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 Eletrobras<sup>4</sup> quando da elaboração do orçamento da CDE de 2017. A tabela abaixo apresenta tais valores.

	J. Lacerda	P. Médici A + B	Candiota III	Figueira
<b>Estoque estratégico</b>	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

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

<sup>4</sup> 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 JUNIOR

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

## B.IV - Previsão reembolso de Carvão Mineral - Diamante



Programa de Reembolso Total			
Dado - Competência	dez-22		Base Anual - Competência
Dado - Caixa	jan-23		
Carvão Mineral	R\$	66.734.411,35	R\$ 633.405.183,95
Óleo Diesel	R\$	2.392.903,80	R\$ 25.694.005,30
Óleo Combustível	R\$	-	R\$ -
Limite de Reembolso	R\$	96.253.193,19	R\$ 1.255.839.205,31
Sub Total	R\$	69.127.315,15	R\$ 659.099.189,25
<b>Total</b>	<b>R\$</b>	<b>69.127.315,15</b>	<b>R\$ 659.099.189,25</b>

Programação de Reembolso de Carvão Mineral Nacional			
Dado - Competência	dez-22		Base Anual - Competência
Dado - Caixa	jan-23		
Compra Mínima - Contrato (t)		200.000,00	2.400.000,00
Compra Mínima - Contrato 2002 (t)		583.333,33	7.000.000,00
Cobertura Eficiência Energética		92,85%	91,14%
Qcompra_eficiente - Compra mínima eficiente (t)		185.695,47	2.187.465,79
Estoque Histórico (t)		709.712,00	N/A
1/5 Estoque Histórico 2013 - 2016 (t)		11.828,53	-
Diferença do Ehist utilizado e apurado pela Fiscalização - 2021 (t)	-	2.190,73	-
Estoque Custeado pela CDE e Não Consumido (t) (E <sub>t-1</sub> )		-	670.981,44
Diferença do Estoque Custeado pela CDE e Não Consumido (E <sub>t-1</sub> ) aplicado em 2018 e apurado pela Fiscalização - 2021 (t)	-	3.500,83	N/A
Estoque Estratégico do beneficiário(t)		-	185.882,50
Quantidade de Carvão Consumida do Estoque Estratégico (t) <sup>2</sup>		-	214.117,50
Quantidade Efetiva - Qefetiva (t)		179.558,50	1.516.484,35
Preço do Carvão (R\$/t) <sup>1</sup>	R\$	371,66	R\$ 417,68
<b>Total Carvão Mineral</b>	<b>R\$</b>	<b>66.734.411</b>	<b>R\$ 633.405.184</b>

Programação de Reembolso dos Combustíveis Secundários			
Dado - Competência	dez-22		Base Anual - Competência
Dado - Caixa	jan-23		
Óleo Combustível A1 - Nº de Partidas "a Frio"/Ano		-	-
Consumo OC/ Partida "a Frio" (t)		-	-
Consumo OC/ Partida "a Frio" (kg)		-	-
Óleo Combustível A1 - Nº de Partidas "a Quente"/Ano		-	-
Consumo OC/ Partida "a Quente" (t)		-	-
Consumo OC/ Partida "a Quente" (kg)		-	-
Projeção de Preço ANP OC (R\$/kg)	R\$	4,75	R\$ 4,21
Eficiência Energética		92,85%	91,14%
<b>Total Óleo Combustível</b>		-	-
Óleo Diesel - Nº de Partidas "a Frio"/Ano		2,50	50,00
Consumo OD/ Partida "a Frio" (m³)		85,00	50,00
Consumo OD/ Partida "a Frio" (L)		85.000,00	50.000,00
Óleo Diesel - Nº de Partidas "a Quente"/Ano		2,50	50,00
Consumo/ Partida "a Quente" (m³)		85,00	50,00
Consumo OD/ Partida "a Quente" (L)		85.000,00	50.000,00
Projeção de Preço ANP (R\$/L)	R\$	6,06	R\$ 5,64
Eficiência Energética		92,85%	91,14%
<b>Total Óleo Diesel</b>	<b>R\$</b>	<b>2.392.903,80</b>	<b>R\$ 25.694.005,30</b>
<b>Total Combustível Secundário</b>	<b>R\$</b>	<b>2.392.903,80</b>	<b>R\$ 25.694.005,30</b>

## B.V - Previsão reembolso de Carvão Mineral - Copel



Programa de Reembolso Total			
Dado - Competência	dez-22		Base Anual - Competência
Dado - Caixa	jan-23		
Carvão Mineral	R\$	2.178.493,54	R\$ 19.248.900,00
Óleo Diesel	R\$	36.384,49	R\$ 704.936,19
Óleo Combustível	R\$	-	R\$ -
Limite de Reembolso	R\$	3.079.968,12	R\$ 40.185.105,36
Sub Total	R\$	2.214.878,03	R\$ 19.953.836,19
Devolução de combustível secundário 2021 - Nota Técnica nº076/2021	R\$	-	R\$ 86.694,03
Devolução de combustível secundário 2022 - Nota Técnica nº061/2022	R\$	-	R\$ 62.763,39
<b>Total</b>	<b>R\$</b>	<b>2.214.878,03</b>	<b>R\$ 19.804.378,77</b>

Programação de Reembolso de Carvão Mineral Nacional			
Dado Competência	dez-22		Base Anual - Competência
Dado - Caixa	jan-23		
Compra Mínima - Contrato (t)		5.000,00	60.000,00
Compra Mínima - Contrato 2002 (t)		6.250,00	75.000,00
Cobertura Eficiência Energética		100%	100%
Qcompra_eficiente - Compra mínima eficiente (t)		5.000,00	60.000,00
Estoque Histórico (t)		29.243,00	-
1/5 Estoque Histórico 2013 - 2016 (t)		487,38	-
Diferença do Ehist utilizado e apurado pela Fiscalização - 2021 (t)		186,05	-
Estoque Custeado pela CDE e Não Consumido (t) (E <sub>n-1</sub> )		1.041,67	30.000,00
Diferença do Estoque Custeado pela CDE e Não Consumido (E <sub>n-1</sub> ) aplicado em 2018 e apurado pela Fiscalização - 2021 (t)		348,70833	-
Estoque Estratégico do beneficiário(t)		-	13.000,00
Quantidade de Carvão Consumida do Estoque Estratégico (t)'		-	-
Quantidade Efetiva - Qefetiva (t)		3.633,61	30.000,00
Preço do Carvão (R\$/t)	R\$	599,54	R\$ 641,63
<b>Total Carvão Mineral</b>	<b>R\$</b>	<b>2.178.494</b>	<b>R\$ 19.248.900</b>

Programação de Reembolso dos Combustíveis Secundários			
Dado Competência	dez-22		Base Anual - Competência
Dado - Caixa	jan-23		
Óleo Combustível A1 - Nº de Partidas "a Frio"/Ano		-	-
Consumo OC/ Partida "a Frio" (t)		-	-
Consumo OC/ Partida "a Frio" (kg)		-	-
Óleo Combustível A1 - Nº de Partidas "a Quente"/Ano		-	-
Consumo OC/ Partida "a Quente" (t)		-	-
Consumo OC/ Partida "a Quente" (kg)		-	-
Projeção de Preço ANP OC (R\$/kg)	R\$	4,77	R\$ 4,2329
Eficiência Energética		100%	100%
<b>Total Óleo Combustível</b>		-	-
Óleo Diesel - Nº de Partidas "a Frio"/Ano		0,67	12,00
Consumo OD/ Partida "a Frio" (m³)		6,00	8,00
Consumo OD/ Partida "a Frio" (L)		6.000,00	8.000,00
Óleo Diesel - Nº de Partidas "a Quente"/Ano		1,33	16,00
Consumo/ Partida "a Quente" (m³)		1,50	2,00
Consumo OD/ Partida "a Quente" (L)		1.500,00	2.000,00
Projeção de Preço ANP (R\$/L)	R\$	6,06	R\$ 5,51
Eficiência Energética		100%	100%
<b>Total Óleo Diesel</b>	<b>R\$</b>	<b>36.384,49</b>	<b>R\$ 704.936,19</b>
<b>Total Combustível Secundário</b>	<b>R\$</b>	<b>36.384,49</b>	<b>R\$ 704.936,19</b>

## B.VI - Previsão reembolso de Carvão Mineral - CGT Eletrosul



Programa de Reembolso Total			
Dado - Competência	dez-22		Base Anual - Competência
Dado - Caixa	jan-23		
Carvão Mineral	R\$	5.251.060,56	R\$ 167.712.900,00
Óleo Diesel	R\$	848.971,33	R\$ 5.750.848,80
Óleo Combustível	R\$	1.669.543,32	R\$ 20.300.137,17
Limite de Reembolso	R\$	17.623.720,65	R\$ 229.941.039,86
Sub Total	R\$	7.769.575,21	R\$ 193.763.885,97
Fiscalização - Principal		Suspensão DSP 295/2021	Suspensão DSP 295/2021
<b>Total</b>	<b>R\$</b>	<b>7.769.575,21</b>	<b>R\$ 193.763.885,97</b>

Programação de Reembolso de Carvão Mineral Nacional			
Dado - Competência	dez-22		Base Anual - Competência
Dado - Caixa	jan-23		
Compra Mínima - Contrato (t)		100.000,00	1.200.000,00
Compra Mínima - Contrato 2002 (t)		133.333,33	1.600.000,00
Cobertura Eficiência Energética		100,00%	100,00%
Qcompra_eficiente - Compra mínima eficiente (t)		100.000,00	1.200.000,00
Estoque Histórico (Prés. Médici + Candiota III) (t)		3.576.620,00	-
1/5 Estoque Histórico 2013 - 2016 (t)		59.610,33	-
Diferença entre o Ehist utilizado e o apurado pela Fiscalização (t) - DSP 2616/2020 (suspensão)	-	387.989,40	- 387.989,40
Diferença do Ehist utilizado e apurado pela Fiscalização - 2021 (t) - DSP 2616/2020 (suspensão)	-	16.166,23	Suspensão DSP 295/2021
Estoque Custeado pela CDE e Não Consumido (t) (E <sub>a-γ</sub> )		-	-
Diferença do Estoque Custeado pela CDE e Não Consumido (E <sub>a-γ</sub> ) aplicado em 2018 e apurado pela Fiscalização (t) - DSP 2616/2020 (suspensão)		318.461,00	318.461,00
Diferença do Estoque Custeado pela CDE e Não Consumido (E <sub>a-γ</sub> ) aplicado em 2018 e apurado pela Fiscalização - 2021 (t) - DSP 2616/2020 (suspensão)		13.269,21	Suspensão DSP 295/2021
Estoque Estratégico do beneficiário(t)		-	100.000,00
Quantidade de Carvão Consumida do Estoque Estratégico (t) <sup>1</sup>		-	-
Quantidade Efetiva - Qefetiva (t)		40.389,67	1.200.000,00
Preço do Carvão - Inclui Transporte (R\$/t)	R\$	130,01	R\$ 139,76
<b>Total Carvão Mineral</b>	<b>R\$</b>	<b>5.251.061</b>	<b>R\$ 167.712.900</b>

Programação de Reembolso dos Combustíveis Secundários			
Dado - Competência	dez-22		Base Anual - Competência
Dado - Caixa	jan-23		
Óleo Combustível A1 - Nº de Paridas "a Frio"/Ano		1,00	8,00
Consumo OC/ Partida "a Frio" (t)		150,00	300,00
Consumo OC/ Partida "a Frio" (kg)		150.000,00	300.000,00
Óleo Combustível A1 - Nº de Paridas "a Quente"/Ano		2,00	12,00
Consumo OC/ Partida "a Quente" (t)		100,00	200,00
Consumo OC/ Partida "a Quente" (kg)		100.000,00	200.000,00
Projeção de Preço ANP OC (R\$/kg)	R\$	4,77	R\$ 4,23
Eficiência Energética		100,00%	100,00%
<b>Total Óleo Combustível</b>	<b>R\$</b>	<b>1.669.543,32</b>	<b>R\$ 20.300.137,17</b>
Óleo Diesel - Nº de Partidas "a Frio"/Ano		1,00	8,00
Consumo OD/ Partida "a Frio" (m³)		60,00	60,00
Consumo OD/ Partida "a Frio" (L)		60.000,00	60.000,00
Óleo Diesel - Nº de Partidas "a Quente"/Ano		2,00	12,00
Consumo/ Partida "a Quente" (m³)		40,00	45,00
Consumo OD/ Partida "a Quente" (L)		40.000,00	45.000,00
Projeção de Preço ANP (R\$/L)	R\$	6,06	R\$ 5,64
Eficiência Energética		100,00%	100,00%
<b>Total Óleo Diesel</b>	<b>R\$</b>	<b>848.971,33</b>	<b>R\$ 5.750.848,80</b>
<b>Total Combustível Secundário</b>	<b>R\$</b>	<b>2.518.514,65</b>	<b>R\$ 26.050.985,97</b>

## B.VII - Apuração Ea-1 – Carvão Mineral



### Apuração Ea-1

Diamante			
Data	Compra Mínima Eficiente(t)	Consumo* SCD (t)	Carvão não consumido (Ano) (t)
jan-22	185.695	275.236,3	-89.540,8
fev-22	185.695	232.426,9	-136.272
mar-22	185.695	214.474,3	-165.051
abr-22	185.695	44.820,9	-24.177
mai-22	185.695	62.418,7	99.100
jun-22	185.695	25.242,7	259.553
jul-22	185.695	32.625,4	412.623
ago-22	185.695	71.323,8	526.995
set-22	185.695	234.450,0	478.240
out-22	185.695	99.950,0	563.986
nov-22	185.695	148.450,0	601.231
dez-22	185.695	115.945,3	670.981

CGT Eletrosul			
Data	Compra Mínima Eficiente(t)	Consumo* SCD (t)	Carvão não consumido (Ano) (t)
jan-22	100.000	24.529	75.471
fev-22	100.000	45.869	129.602
mar-22	100.000	179.970	49.632
abr-22	100.000	165.109	-15.478
mai-22	100.000	193.234	-108.712
jun-22	100.000	160.096	-168.807
jul-22	100.000	81.881	-150.688
ago-22	100.000	139.615	-190.303
set-22	100.000	187.920	-278.223
out-22	100.000	194.184	-372.407
nov-22	100.000	187.920	-460.327
dez-22	100.000	194.184	0

Copel			
Data	Compra Mínima Eficiente(t)	Consumo* SCD (t)	Carvão não consumido (Ano) (t)
jan-22	0	0	0
fev-22	0	0	0
mar-22	0	0	0
abr-22	5.000	0	5.000
mai-22	5.000	0	10.000
jun-22	5.000	0	15.000
jul-22	5.000	0	20.000
ago-22	5.000	0	25.000
set-22	5.000	0	30.000
out-22	5.000	5.000	30.000
nov-22	5.000	5.000	30.000
dez-22	5.000	5.000	30.000

\*Para os meses de setembro a dezembro, o beneficiário informou a previsão de consumo, sendo assim o Ea-1 efetivo será verificado no final do ano.

## B.VIII - Índices de Eficiência Energética das Usinas a Carvão Mineral



Diamante - Complexo Jorge Lacerda	
Potência Complexo	857 MW
$\eta_{\text{ref ponderado (REN)}}$	33,65%
$\eta_{\text{complexo (Medição)}}$	30,67%
$\eta_{\text{aplicada}}$	91,14%

CGT Eletrosul - Candiota III	
Potência Usina	350 MW
$\eta_{\text{ref}}$	35,00%
$\eta_{\text{usina}}$	35,40%
$\eta_{\text{aplicada}}$	100,00%

Copel - Figueira <sup>1</sup>	
Potência Usina	20 MW
$\eta_{\text{ref}}$	25,00%
$\eta_{\text{usina}}$	27,44%
$\eta_{\text{aplicada}}$	100,00%

<sup>1</sup> A usina Figueira, por conta de seu processo de modernização não registrou montantes de energia e de consumo e, desta maneira, não foi possível realizar o cálculo para o período de referência (01/01/2022 a 31/08/2022). Desta forma, para fins orçamentários, foi utilizado o dado de eficiência energética previsto após as obras de modernização fornecido pela Copel GT.

### Resumo Eficiência - Medição

EMPRESA	USINA	POTÊNCIA (MW)	ENERGIA	Q X PCI	( $\eta_{\text{usina}}$ ) 2022	( $\eta_{\text{usina}}$ ) 2021
CGTEE	Candiota III	350	893.999,77	2.583.925,03	34,60%	35,40%
COPEL	Figueira	20	-	-	Usina Parada	Usina Parada
DIAMANTE GERAÇÃO	Jorge Lacerda A1	100	103.403,68	391.923,06	26,38%	26,28%
DIAMANTE GERAÇÃO	Jorge Lacerda A2	132	184.484,20	637.331,13	28,95%	29,97%
DIAMANTE GERAÇÃO	Jorge Lacerda B	262	434.138,57	1.495.874,57	29,02%	28,67%
DIAMANTE GERAÇÃO	Jorge Lacerda C	363	482.912,42	1.433.762,62	33,68%	33,57%
DIAMANTE GERAÇÃO	MPLEXO JORGE LACER	857	1.204.938,87	3.958.891,36	30,44%	29,75%
DIAMANTE	JORGE LACERDA (MÉDIA)	-	-	-	30,68%	30,67%

\* Utilizados os dados da contabilização de Janeiro/2022 a agosto/2022

B.IX - Projeção do reembolso de Carvão Mineral – Competência



Resumo Competência - janeiro a dezembro de 2023			
	CGT Eletrosul	Diamante	Copel
Compra Mínima - Contrato (t)	1.200.000,00	2.400.000,00	60.000,00
Compra Mínima - Contrato 2002 (t)	1.600.000,00	7.000.000,00	75.000,00
Cobertura Eficiência Energética	100,00%	91,14%	100,00%
Compra mínima eficiente (t)	1.200.000,00	2.187.465,79	60.000,00
Estoque Custeado pela CDE e Não Consumido (t)	0,00	-670.981,44	-30.000,00
Estoque Estratégico (t)	0,00	0,00	0,00
Quantidade Efetiva (t)	1.200.000,00	1.516.484,35	30.000,00
Preço Contrato - Inclui Transporte (R\$/t)	R\$ 139,76	R\$ 417,68	R\$ 641,63
Reembolso carvão	R\$ 167.712.900,00	R\$ 633.405.183,99	R\$ 19.248.900,00
Reembolso combustível secundário	R\$ 26.050.985,97	R\$ 25.694.005,30	R\$ 704.936,19
Devolução de combustível secundário (2021 e 2022)	R\$ -	R\$ -	-R\$ 149.457,42
Limite de Reembolso	R\$ 229.941.039,86	R\$ 1.255.839.205,31	R\$ 40.185.105,36
Reembolso Total Anual	R\$ 193.763.885,97	R\$ 659.099.189,29	R\$ 19.804.378,77

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

### C.I - Plano Anual da Operação Energética dos Sistemas Isolados

# PLANO ANUAL DA OPERAÇÃO DOS SISTEMAS ISOLADOS 2023

DIRETORIA DE PLANEJAMENTO  
05/09/2022

**ONS** Operador Nacional  
do Sistema Elétrico



1

PREVISÃO CONSOLIDADA DE CARGA GLOBAL DE ENERGIA E DEMANDA

2

RESULTADOS PRELIMINARES – PEN SISOL 2023

3

RESULTADOS PRELIMINARES – PEL SISOL 2023

4

VALIDAÇÃO DOS RESULTADOS

**ONS** Operador Nacional  
do Sistema Elétrico



# PLANO ANUAL DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA DOS SISTEMAS ISOLADOS 2023

DIRETORIA DE PLANEJAMENTO  
GERÊNCIA EXECUTIVA DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO – PE  
GERÊNCIA DE ESTUDOS ENERGÉTICOS – PEE

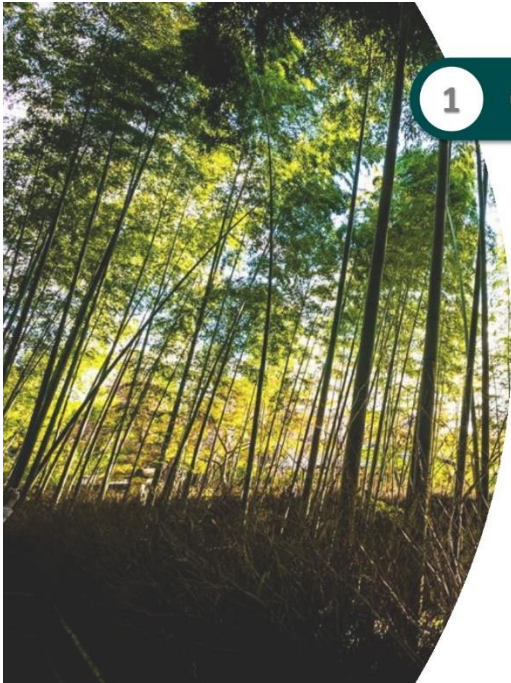
**ONS** Operador Nacional  
do Sistema Elétrico

**1** CARACTERÍSTICAS DO PEN SISOL 2023

**2** RESULTADOS PRELIMINARES

**3** CASO DE SENSIBILIDADE

**ONS** Operador Nacional  
do Sistema Elétrico



1

## CARACTERÍSTICAS DO PEN SISOL 2023

**ONS** Operador Nacional do Sistema Elétrico

### CARGA DE ENERGIA TOTAL – 2023

8

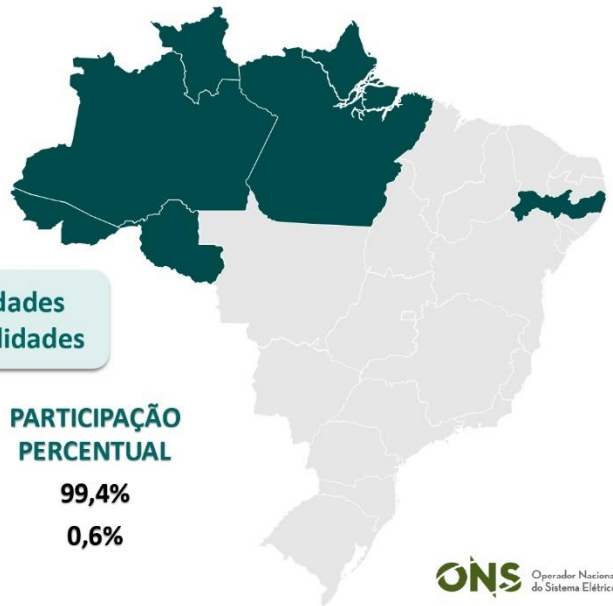
Agentes de distribuição

176

Sistemas Isolados



Previsão de Interligação de **7** localidades ao SIN e **27** interligações entre localidades

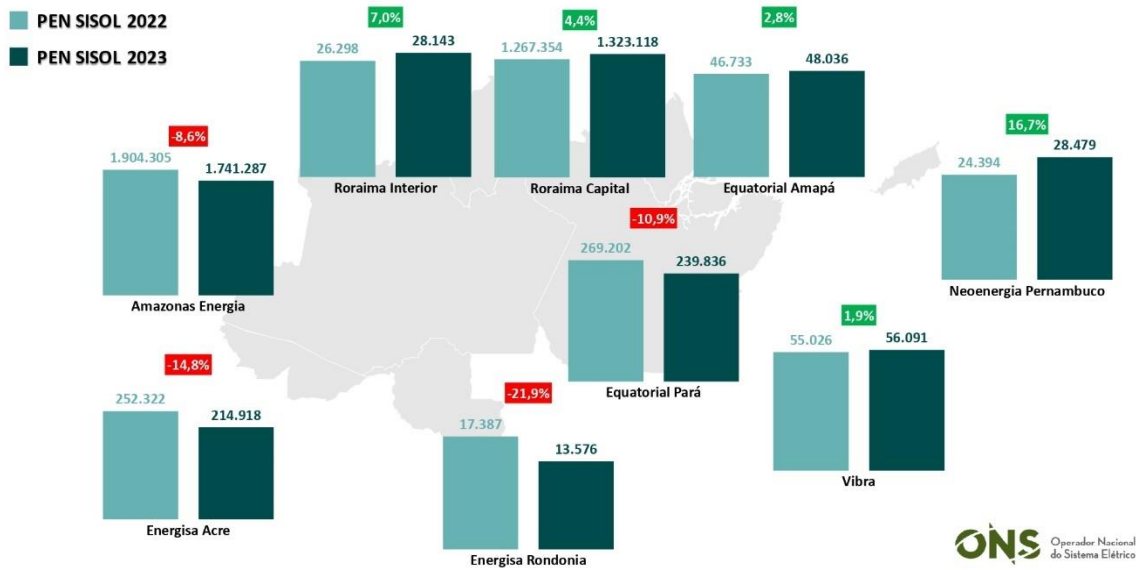


CARGA DE ENERGIA 2023	MWmed	PARTICIPAÇÃO PERCENTUAL
SIN – PEN 2022*	73.154	99,4%
SISOL – PEN SISOL 2023	442	0,6%

\* Fonte: 2ª Revisão Quadrimestral da Carga 2022-2026

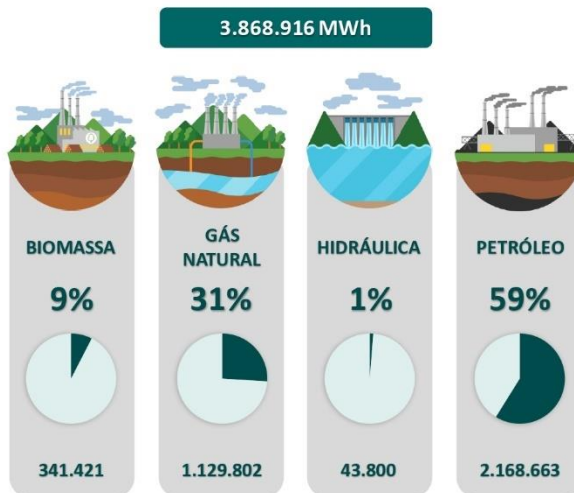
**ONS** Operador Nacional do Sistema Elétrico

## CARGA DE ENERGIA (MWh) – PEN SISOL 2022 X PEN SISOL 2023

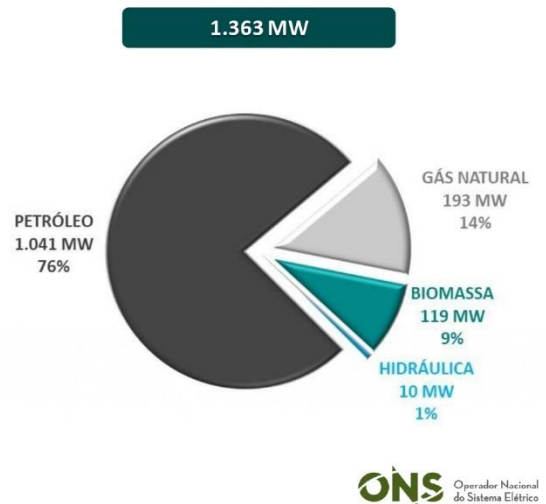


## COMPOSIÇÃO DO PARQUE GERADOR – 2023

### GERAÇÃO DE ENERGIA PREVISTA – PEN SISOL 2023 (MWh)



### POTÊNCIA INSTALADA - PLANO SISOL 2023 (MW)





2

## RESULTADOS PRELIMINARES

**ONS** Operador Nacional  
do Sistema Elétrico

### BALANÇO DE ENERGIA E CONSUMO PREVISTO

#### ACRE

ENERGISA ACRE	
Número de Localidades*	7
Carga em SISOL (MWh)	214.918
Geração Térmica PIE (MWh)	224.716
Intercâmbio (MWh)	- 9.798
Combustível (m <sup>3</sup> )	0

\*A localidade de Cruzeiro do Sul (AC) fará suprimento à localidade de Guajará (AM)

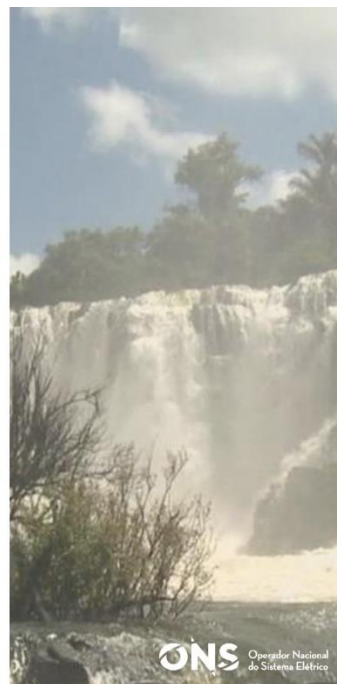
\*As localidades Feijó e Tarauacá tem previsão de interligação ao SIN em junho/23



## BALANÇO DE ENERGIA E CONSUMO PREVISTO

### AMAPÁ

EQUATORIAL AMAPÁ	
Número de Localidades	1
Carga em SISOL (MWh)	48.036
Geração Térmica PIE (MWh)	48.036
Combustível (m <sup>3</sup> )	0



## BALANÇO DE ENERGIA E CONSUMO PREVISTO

### AMAZONAS

AMAZONAS ENERGIA	
Número de Localidades*	94
Carga em SISOL (MWh)	1.741.287
Geração Térmica Própria (MWh)	142.035
Geração Térmica PIE (MWh)	1.589.454
Intercâmbio (MWh)	9.798
Consumo Diesel (m <sup>3</sup> )	21.900
Consumo Gás Natural (MMm <sup>3</sup> )	18.960

\*A localidade de Guajará (AM) será atendida pela localidade de Cruzeiro do Sul (AC)

\*As localidades Itapiranga, Rio Preto da Eva e Silves tem previsão de interligação ao SIN em abril/2023

## BALANÇO DE ENERGIA E CONSUMO PREVISTO

### PARÁ

#### EQUATORIAL PARÁ

Número de Localidades*	17
Carga em SISOL (MWh)	239.836
Geração Térmica PIE (MWh)	239.836
Combustível (m <sup>3</sup> )	0

#### VIBRA

Número de Localidades	2
Carga em SISOL (MWh)	56.091
Geração Térmica Própria (MWh)	56.091
Combustível (m <sup>3</sup> )	15.874

\*A localidade de Cotijuba tem previsão de interligação ao SIN em agosto/2023

\*As localidades Água Branca e Crepurização serão consideradas no SISOL a partir de abril/2023

**ONS** Operador Nacional do Sistema Elétrico



## BALANÇO DE ENERGIA E CONSUMO PREVISTO

### FERNANDO DE NORONHA

#### NEOENERGIA PERNAMBUCO (CELPE)

Número de Localidades	1
Carga em SISOL (MWh)	28.479
Geração Térmica Própria (MWh)	28.479
Combustível (m <sup>3</sup> )	8.059



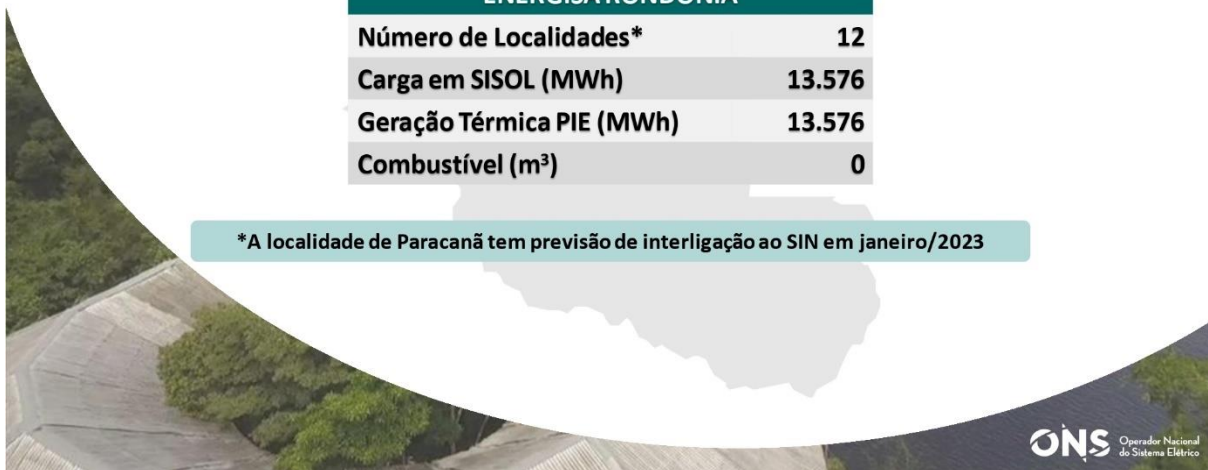
**ONS** Operador Nacional do Sistema Elétrico

## BALANÇO DE ENERGIA E CONSUMO PREVISTO

### RONDÔNIA

ENERGISA RONDÔNIA	
Número de Localidades*	12
Carga em SISOL (MWh)	13.576
Geração Térmica PIE (MWh)	13.576
Combustível (m <sup>3</sup> )	0

\*A localidade de Paracanã tem previsão de interligação ao SIN em janeiro/2023



ONS  
Operador Nacional  
do Sistema Elétrico

## BALANÇO DE ENERGIA E CONSUMO PREVISTO

### RORAIMA - INTERIOR

RORAIMA ENERGIA	
Número de Localidades*	34
Carga em SISOL (MWh)	28.143
Geração Térmica Própria (MWh)	28.143
Combustível (m <sup>3</sup> )	7.574

\*Previsão de 27 interligações entre localidades

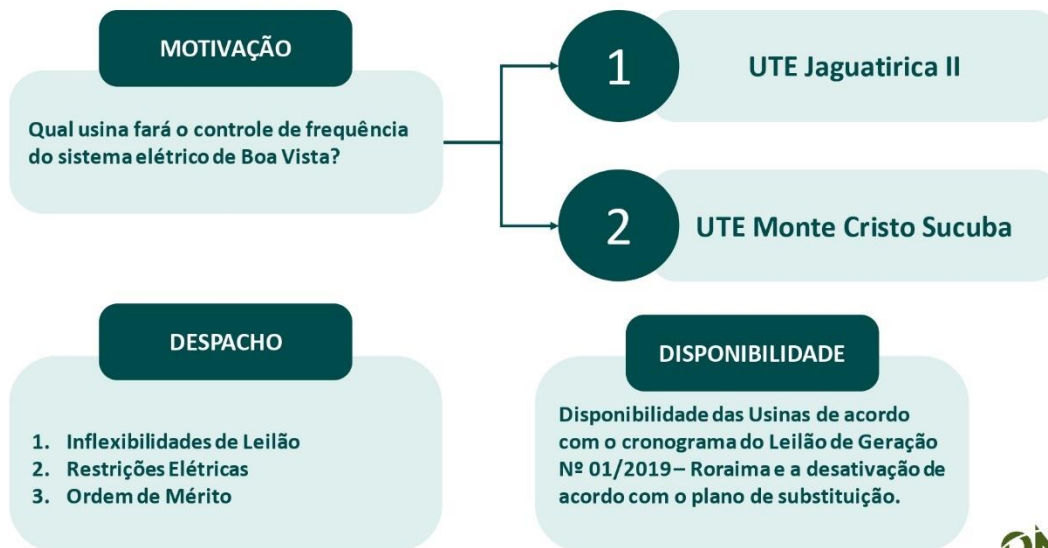


ONS  
Operador Nacional  
do Sistema Elétrico

## BALANÇO DE ENERGIA E CONSUMO PREVISTO



## CENÁRIOS DE OPERAÇÃO – BOA VISTA





## LEILÃO DE GERAÇÃO Nº 01/2019 – RORAIMA

### 1 EMPREENDIMENTO DE GERAÇÃO PREVISTO PARA O HORIZONTE DO PLANO SISOL 2023

EMPREENDIMENTO	POTÊNCIA (MW)	PREVISÃO
HÍBRIDO FORTE DE SÃO JOAQUIM	51,4	11/09/2023

Fonte: DMSE agosto/2022

### PLANO DE SUBSTITUIÇÃO

USINA	PREVISÃO DE DESATIVAÇÃO
FLORESTA	29/08/2022
DISTRITO	22/07/2023
NOVO PARAISO	01/12/2022
MONTE CRISTO	30/09/2024
MONTE CRISTO II	22/07/2023

## BALANÇO DE ENERGIA E CONSUMO PREVISTO

### CENÁRIO 1 – JAGUATIRICA II

#### RORAIMA - BOA VISTA + S.J. BALIZA + INTERIOR

RORAIMA ENERGIA	
Número de Localidades	8
Carga de Boa Vista + S.J. da Baliza + Interior (MWh)	1.323.118
Geração Térmica Própria (MWh)	0
Geração Térmica PIE (MWh)	1.288.078
Geração Hidráulica (MWh)	35.040
Combustível (m <sup>3</sup> )	0

GT PIE – TIPO DE FONTE	
Biomassa (MWh)	332.926
Gás Natural (MWh)	955.151
Petróleo (MWh)	0



## BALANÇO DE ENERGIA E CONSUMO PREVISTO

### CENÁRIO 2 – MONTE CRISTO SUCUBA

#### RORAIMA - BOA VISTA + S.J. BALIZA + INTERIOR

RORAIMA ENERGIA	
Número de Localidades	8
Carga de Boa Vista + S.J. da Baliza + Interior (MWh)	1.323.118
Geração Térmica Própria (MWh)	496
Geração Térmica PIE (MWh)	1.287.582
Geração Hidráulica (MWh)	35.040
Combustível (m <sup>3</sup> )	140

GT PIE – TIPO DE FONTE	
Biomassa (MWh)	344.249
Gás Natural (MWh)	722.014
Petróleo (MWh)	221.318



3

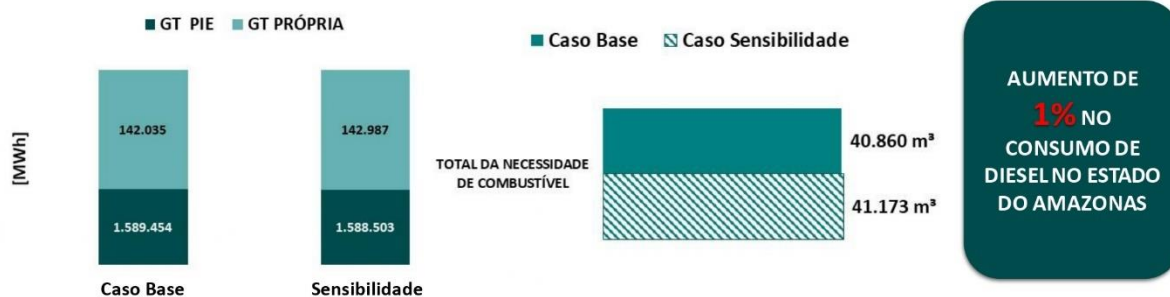
CASO DE SENSIBILIDADE

# LEILÃO DE GERAÇÃO Nº 02/2016 – AMAZONAS



## CASO DE SENSIBILIDADE – AMAZONAS

**Leilão nº 02/2016 (AM)** – A entrada em operação dos empreendimentos de geração vencedores do leilão era prevista para final de 2018 (84 empreendimentos). Existe um empreendimento que não entrou em operação até o momento. Esse cenário de sensibilidade considera que esse empreendimento faltante não entrará em operação.



# Obrigado!

[plano\\_sisol@ons.org.br](mailto:plano_sisol@ons.org.br)



C.II – Cronograma SIGFI e MIGDI - MME



**MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA**  
**SECRETARIA DE ENERGIA ELÉTRICA - SEE**  
**DEPARTAMENTO DE POLÍTICAS SOCIAIS E UNIVERSALIZAÇÃO DO ACESSO À ENERGIA ELÉTRICA - DPUE**

Previsão CCC - Valores mensais acumulados													
UF	META	jan-23	fev-23	mar-23	abr-23	mai-23	jun-23	jul-23	ago-23	set-23	out-23	nov-23	dez-23
AC	2.590	20	40	60	80	104	208	312	416	832	1.664	2.496	2.590
AM	4.080	204	408	612	816	1.122	1.428	1.734	2.040	2.499	2.958	3.417	4.080
AP	2.077	130	260	390	519	675	831	987	1.143	1.377	1.611	1.845	2.077
MA	913	57	114	114	171	239	307	375	443	546	649	752	913
MT	200	13	26	38	51	66	81	96	111	134	157	180	200
PA	17.887	1.118	2.236	3.354	4.472	5.814	7.156	8.498	9.840	11.852	13.864	15.876	17.887
RO	650	41	82	123	164	213	262	311	360	433	506	579	650
RR	678	42	84	126	168	219	270	321	372	448	524	600	678
TO	386	24	48	72	96	125	154	183	212	255	298	341	386
<b>TOTAL</b>	<b>29.461</b>	<b>1.648</b>	<b>3.297</b>	<b>4.889</b>	<b>6.537</b>	<b>8.577</b>	<b>10.697</b>	<b>12.817</b>	<b>14.937</b>	<b>18.376</b>	<b>22.231</b>	<b>26.086</b>	<b>29.461</b>
<b>Energia disponível em kWhmês</b>		<b>98.906</b>	<b>197.846</b>	<b>293.321</b>	<b>392.220</b>	<b>514.620</b>	<b>641.820</b>	<b>769.020</b>	<b>896.220</b>	<b>1.102.560</b>	<b>1.333.860</b>	<b>1.565.160</b>	<b>1.767.683</b>

Obs. Maranhão e Tocantins não recebe CCC pois não tem sistemas isolados em operação.

### C.III - Custo Total de Despesa Acessória por Beneficiários

#### CELPE

DESPESAS ACESSÓRIAS - FRETE				
Usina / Localidade	Combustível Transportado [L]	Despesa Acessória Líquida [R\$]	PIS/COFINS Não Recuperado [R\$]	Custo Total Despesa Acessória [R\$]
TUBARÃO	29.837,07	19.502.297,92	-	19.502.297,92
<b>Total</b>	<b>29.837,07</b>	<b>19.502.297,92</b>	<b>-</b>	<b>19.502.297,92</b>

#### RORAIMA

DESPESAS ACESSÓRIAS - FRETE				
Usina / Localidade	Combustível Transportado [L]	Despesa Acessória Líquida [R\$]	PIS/COFINS Não Recuperado [R\$]	Custo Total Despesa Acessória [R\$]
COM .IND. MONTE MURIÁ II	6,66	161,44	16,46	177,89
COM. IND. ÁGUA FRIA	135,71	79.260,06	8.078,85	87.338,91
COM. IND. CAJU	11,96	116,05	11,83	127,88
COM. IND. CARAPARÚ III	1,76	114,03	11,62	125,66
COM. IND. CARAPARÚ IV	2,85	110,78	11,29	122,07
COM. IND. CATUAL	10,94	215,10	21,92	237,02
COM. IND. COBRA	10,94	27.317,17	2.784,40	30.101,57
COM. IND. JATAPUZINHO	20,32	215,10	21,92	237,02
COM. IND. MARACÁ	10,94	215,10	21,92	237,02
COM. IND. MONTE MURIÁ I	12,33	170,94	17,42	188,36
COM. IND. SANTA CREUZA	12,68	122,98	12,54	135,52
COM. IND. SOMA	10,94	215,10	21,92	237,02
COM. IND. WAY WAY SAMAÚMA	11,57	227,30	23,17	250,47
PACARAIMA	3.119,64	143.654,41	14.642,46	158.296,87
UIRAMUTÃ	703,14	126.868,35	12.931,48	139.799,84
VILA BELA VISTA (BX RIO BRANCO)	4,05	62.019,83	6.321,58	68.341,41
VILA BRASIL	2.714,72	100.006,93	10.193,54	110.200,47
VILA CACHOEIRINHA	159,63	62.019,83	6.321,58	68.341,41
VILA CAICUBI	209,53	62.019,83	6.321,58	68.341,41
VILA DONA COTA	4,84	62.019,83	6.321,58	68.341,41
VILA FLORESTA	19,51	62.019,83	6.321,58	68.341,41
VILA ITAQUERA	51,90	62.019,83	6.321,58	68.341,41
VILA PANACARICA	4,21	62.019,83	6.321,58	68.341,41
VILA REMANSO	37,45	62.019,83	6.321,58	68.341,41
VILA S. F. DO BAIXO RIO BRANCO	10,52	62.019,83	6.321,58	68.341,41
VILA SACAÍ	261,54	62.019,83	6.321,58	68.341,41
VILA SAMAÚMA	5,96	62.019,83	6.321,58	68.341,41
VILA SANTA MARIA DO BOIAÇÚ	710,46	62.019,83	6.321,58	68.341,41
VILA SANTA MARIA DO XERUINI	60,02	62.019,83	6.321,58	68.341,41
VILA SANTA MARIA VELHA	14,74	62.019,83	6.321,58	68.341,41
VILA SÃO PEDRO	7,19	62.019,83	6.321,58	68.341,41
VILA TANAAÚ	7,19	62.019,83	6.321,58	68.341,41
VILA TERRA PRETA	66,05	62.019,83	6.321,58	68.341,41
VILA XIXUAÚ	8,29	62.019,83	6.321,58	68.341,41
<b>Total</b>	<b>8.440,22</b>	<b>1.595.347,76</b>	<b>162.611,20</b>	<b>1.757.958,96</b>

## C.IV - Custo de Óleo Combustível por Beneficiários

### JARAQUI

ÓLEO COMBUSTÍVEL - OC					
Usina	Quantidade de Combustível [kg]	Custo Unitário Líquido [R\$/kg]	Custo Combustível Líquido [R\$/kg]	Tributos Não Rec. [R\$]	Custo Total Óleo Combustível [R\$]
Jaraqui	33.112,80	5,9806	197.939,99	48.400,58	246.340,57
<b>Total</b>			<b>197.939,99</b>	<b>48.400,58</b>	<b>246.340,57</b>

### TAMBAQUI

ÓLEO COMBUSTÍVEL - OC					
Usina	Quantidade de Combustível [kg]	Custo Unitário Líquido [R\$/kg]	Custo Combustível Líquido [R\$/kg]	Tributos Não Rec. [R\$]	Custo Total Óleo Combustível [R\$]
Tambaqui	110.376,00	5,9806	659.799,98	161.335,26	821.135,24
<b>Total</b>			<b>659.799,98</b>	<b>161.335,26</b>	<b>821.135,24</b>

## C.V – Custo de Óleo Diesel por Beneficiários

### AMAZONAS

ÓLEO DIESEL - OD										
Usina	Qtd. Combustível [L]		Preço Líq. [R\$/L]	Custo Eficiente [R\$]			Custo Ineficiente [R\$]			Custo Total Óleo Diesel [R\$]
	Eficiente	Inefic.		CT Líq.	Trib. Não Rec.	CTcomb	CT Líq.	Trib. Não Rec.	CTcomb	
AUXILIADORA	575.861,95	119.556,11	5,9925	3.441.018,35	842.717,55	4.283.735,90	714.398,27	174.958,66	889.356,93	5.173.092,83
AXINIM	784.303,52	108.554,12	5,9925	4.686.047,46	1.147.641,82	5.833.689,28	648.587,88	158.843,16	807.431,04	6.641.120,32
CAMARUÃ	363.578,89	82.882,73	5,9925	2.174.510,72	531.768,01	2.706.278,73	495.709,13	121.223,71	616.932,84	3.323.211,57
IAUARETE	87.022,38	12.044,62	5,9925	552.079,84	126.323,42	678.403,26	76.412,43	17.484,21	93.896,64	772.299,90
ITACOATIARA	-	-	5,9925	-	-	-	-	-	-	-
ITAPIRANGA	1.438.811,33	30.504,83	5,9925	9.006.062,49	2.084.350,56	11.090.413,05	190.941,25	44.191,18	235.132,43	11.325.545,48
MATUPI	5.212.974,05	-	5,9925	31.200.407,67	7.628.834,40	38.829.242,07	-	-	-	38.829.242,07
NOVO ARIPUANÃ	6.714.161,13	-	5,9925	40.160.844,89	9.826.782,23	49.987.627,12	-	-	-	49.987.627,12
PARINTINS	31.206.224,07	-	5,9925	186.397.882,51	45.681.901,49	232.079.784,00	-	-	-	232.079.784,00
RIO PRETO DA EVA	5.090.429,31	-	5,9925	31.860.147,18	7.374.170,39	39.234.317,57	-	-	-	39.234.317,57
SILVES	806.534,98	17.099,68	5,9925	5.046.919,96	1.168.354,14	6.215.274,10	107.001,84	24.770,76	131.772,60	6.347.046,69
SUCUNDURÍ	455.841,46	-	5,9925	2.724.360,30	666.866,28	3.391.226,58	-	-	-	3.391.226,58
<b>Total</b>	<b>54.841,46</b>	<b>-</b>	<b>5,9925</b>	<b>317.250.281,37</b>	<b>77.079.710,28</b>	<b>394.329.991,66</b>	<b>2.233.050,81</b>	<b>541.471,68</b>	<b>2.774.522,49</b>	<b>397.104.514,15</b>

### VIBRA ENERGIA

ÓLEO DIESEL - OD										
Usina	Qtd. Combustível [L]		Preço Líq. [R\$/L]	Custo Eficiente [R\$]			Custo Ineficiente [R\$]			Custo Total Óleo Diesel [R\$]
	Eficiente	Inefic.		CT Líq.	Trib. Não Rec.	CTcomb	CT Líq.	Trib. Não Rec.	CTcomb	
UTE ALCOA BENEFICIAMENTO	13.466.756,07	-	6,0380	81.262.648,99	19.704.655,61	100.967.304,60	-	-	-	100.967.304,60
UTE ALCOA PORTO	2.407.122,09	-	6,0380	14.512.634,62	3.523.273,06	18.035.907,68	-	-	-	18.035.907,68
<b>Total</b>	<b>15.873.878,16</b>	<b>-</b>	<b>6,0380</b>	<b>95.775.283,61</b>	<b>23.227.928,67</b>	<b>119.003.212,28</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>119.003.212,28</b>

### CELPE

ÓLEO DIESEL - OD										
Usina	Qtd. Combustível [L]		Preço Líq. [R\$/L]	Custo Eficiente [R\$]			Custo Ineficiente [R\$]			Custo Total Óleo Diesel [R\$]
	Eficiente	Inefic.		CT Líq.	Trib. Não Rec.	CTcomb	CT Líq.	Trib. Não Rec.	CTcomb	
TUBARÃO	8.443.891,85	-	4,9954	42.145.173,49	6.089.145,10	48.234.318,59	-	-	-	48.234.318,59
<b>Total</b>	<b>8.443.891,85</b>	<b>-</b>	<b>4,9954</b>	<b>42.145.173,49</b>	<b>6.089.145,10</b>	<b>48.234.318,59</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>48.234.318,59</b>

### RORAIMA

ÓLEO DIESEL - OD										
Usina	Qtd. Combustível [L]		Preço Líq. [R\$/L]	Custo Eficiente [R\$]			Custo Ineficiente [R\$]			Custo Total Óleo Diesel [R\$]
	Eficiente	Inefic.		CT Líq.	Trib. Não Rec.	CTcomb	CT Líq.	Trib. Não Rec.	CTcomb	
COM. IND. MONTE MURIA II	2.689,36	-	6,0186	16.151,52	3.860,51	20.012,03	-	-	-	20.012,03
COM. IND. ÁGUA FRIA	47.362,00	-	6,0186	284.442,68	67.987,02	352.429,70	-	-	-	352.429,70
COM. IND. CAJU	4.833,21	-	6,0186	29.026,89	6.937,96	35.964,85	-	-	-	35.964,85
COM. IND. CARAPARÚ III	712,37	-	6,0186	4.278,31	1.022,59	5.300,90	-	-	-	5.300,90
COM. IND. CARAPARÚ IV	1.153,37	-	6,0186	6.926,80	1.655,63	8.582,43	-	-	-	8.582,43
COM. IND. CATUAL	5.156,22	-	6,0922	31.365,87	7.401,02	38.766,88	-	-	-	38.766,88
COM. IND. COBRA	4.421,44	-	6,0186	26.565,20	6.347,61	32.912,81	-	-	-	32.912,81
COM. IND. JATAPUZINHO	8.211,24	-	6,0186	49.335,37	11.788,42	61.123,79	-	-	-	61.123,79
COM. IND. MARACÁ	4.421,44	-	6,0186	26.565,20	6.347,61	32.912,81	-	-	-	32.912,81
COM. IND. MONTE MURIA I	4.983,30	-	6,0186	29.928,27	7.153,41	37.081,67	-	-	-	37.081,67
COM. IND. SANTA CREUZA	5.121,76	-	6,0186	30.759,82	7.352,16	38.111,98	-	-	-	38.111,98
COM. IND. SOMA	4.421,44	-	6,0186	26.565,20	6.347,61	32.912,81	-	-	-	32.912,81
COM. IND. WAY WAY SAMAUÁ	4.675,37	-	6,0186	28.124,84	6.710,98	34.835,82	-	-	-	34.835,82
UTE NOVA PACARAÍMA	901.576,04	-	6,0186	5.745.241,60	1.287.619,87	7.032.861,46	-	-	-	7.032.861,46
UIRAMUTÃ	203.207,37	-	6,0186	1.294.970,76	290.219,85	1.585.190,61	-	-	-	1.585.190,61
VILA BELA VISTA (BX RIO BRANCO)	1.635,94	-	6,0186	9.830,96	2.348,58	12.179,55	-	-	-	12.179,55
VILA BRASIL	784.555,17	-	6,0186	4.997.540,99	1.120.414,99	6.117.955,98	-	-	-	6.117.955,98
VILA CACHOEIRINHA	55.710,68	-	6,0186	334.957,89	79.975,16	414.933,04	-	-	-	414.933,04
VILA CAICUBI	73.124,45	-	6,0186	439.657,40	104.973,40	544.630,81	-	-	-	544.630,81
VILA DONA COTA	1.957,05	-	6,0186	11.760,62	2.809,57	14.570,18	-	-	-	14.570,18
VILA FLORESTA	7.882,83	-	6,0186	47.370,82	11.316,72	58.687,55	-	-	-	58.687,55
VILA ITAQUERA	20.967,85	-	6,0186	126.003,44	30.101,78	156.105,21	-	-	-	156.105,21
VILA PANACARICA	1.700,16	-	6,0186	10.222,15	2.440,66	12.662,81	-	-	-	12.662,81
VILA REMANSO	15.129,91	-	6,0186	90.921,15	21.720,74	112.641,90	-	-	-	112.641,90
VILA S. F. DO BAIXO RIO BRANCO	4.251,99	-	6,0186	25.551,75	6.104,22	31.655,97	-	-	-	31.655,97
VILA SACÁI	105.661,90	-	6,0186	635.287,32	151.682,36	786.969,67	-	-	-	786.969,67
VILA SAMAUÁ	2.409,01	-	6,0186	14.476,62	3.458,41	17.935,03	-	-	-	17.935,03
VILA SANTA MARIA DO BOIAÇU	233.740,59	-	6,0186	1.404.632,40	335.561,74	1.740.194,14	-	-	-	1.740.194,14
VILA SANTA MARIA DO XERUINI	24.247,06	-	6,0186	145.784,34	34.807,74	180.592,08	-	-	-	180.592,08
VILA SANTA MARIA VELHA	5.956,30	-	6,0186	35.793,57	8.550,96	44.344,53	-	-	-	44.344,53
VILA SÃO PEDRO	2.904,51	-	6,0186	17.454,28	4.169,77	21.624,05	-	-	-	21.624,05
VILA TANAÁU	2.904,51	-	6,0186	17.454,28	4.169,77	21.624,05	-	-	-	21.624,05
VILA TERRA PRETA	26.683,15	-	6,0186	160.431,22	38.304,85	198.736,07	-	-	-	198.736,07
VILA XIXUAU	3.350,33	-	6,0186	20.133,35	4.809,79	24.943,13	-	-	-	24.943,13
<b>Total</b>	<b>16.175.512,85</b>	<b>-</b>	<b>6,0186</b>	<b>16.175.512,85</b>	<b>3.686.473,46</b>	<b>19.861.986,31</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>19.861.986,31</b>



C.VI – Custo de Gás Natural por Beneficiários



Contas Setoriais CCC  
Custo de Combustível por Beneficiário 2023

ELETRONORTE

GÁS NATURAL - GN								
Usina	Quantidade de Combustível [m <sup>3</sup> ]	Parcela Commodity [R\$/m <sup>3</sup> ]	Parcela Transporte [R\$/m <sup>3</sup> ]	Parcela Margem [R\$/m <sup>3</sup> ]	Parcela Ramal [R\$/m <sup>3</sup> ]	CT Líquido [R\$]	Tributos Não Rec. [R\$]	Custo Total Gás Natural [R\$]
Aparecida	405.225.783,43	-	11,98	0,55	-	422.809.652,15	-	422.809.652,15
Mauá 3	1.215.992.514,97	-	11,98	0,55	-	1.268.757.797,00	313.919.454,93	1.582.677.251,93
<b>Total</b>						<b>1.691.567.449,16</b>	<b>313.919.454,93</b>	<b>2.005.486.904,09</b>

## C.VII – Custo de Geração Própria por Beneficiários

### AMAZONAS

GERAÇÃO PRÓPRIA									
Usina / Localidade	Geração [MWh]	Receita de Geração Própria [R\$]		Custo Mensal Locação [R\$]	Receita de Locação [R\$]		CT Eficiente [R\$]	CT Ineficiente [R\$]	CT Geração Própria [R\$]
		O&M	RF (VGP)		REN 1016/2021	Contrato			
APUI	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AUXILIADORA	1.992,60	432.303,65	-	1.308.540,33	488.577,33	488.577,33	920.880,98	819.963,00	1.740.843,98
AXINIM	2.713,85	588.763,87	-	1.579.081,10	665.404,24	665.404,24	1.254.168,11	913.676,86	2.167.844,98
BELEM DO SOLIMÕES	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BETÂNIA	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CAMARUÁ	1.105,10	284.684,55	-	1.068.013,94	356.442,24	356.442,24	641.126,79	711.571,70	1.352.698,49
CUCUÍ	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EIRUNEPÉ	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FEIJAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-
HUMAITA	-	-	-	-	-	-	-	-	-
IAUARETE	301,12	63.505,06	-	309.312,02	72.861,72	72.861,72	136.366,78	236.450,30	372.817,09
IPIRANGA	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ITACOATIARA	-	-	-	5.181.215,65	-	-	-	5.181.215,65	5.181.215,65
ITAPIRANGA	5.084,14	902.930,03	-	2.102.105,04	1.095.070,51	1.095.070,51	1.998.000,54	1.007.034,53	3.005.035,07
MANICORÉ II	-	-	-	-	14.400.000,00	14.400.000,00	14.400.000,00	-	14.400.000,00
MATUPI	18.420,40	3.768.184,87	-	4.043.861,28	4.570.253,61	4.043.861,28	7.812.046,15	-	14.402.046,15
NOVO ARIPUANÁ	23.724,95	4.027.000,30	-	5.841.446,92	4.884.266,67	4.884.266,67	8.911.266,97	957.180,25	9.868.447,22
PARINTINS	148.601,07	18.947.001,56	177.606,26	22.298.009,72	19.304.861,77	19.295.718,23	38.420.326,05	3.002.291,49	41.422.617,55
RIO PRETO DA EVA	17.987,38	3.591.301,49	-	4.933.451,26	4.355.720,10	3.270.796,42	6.862.097,90	1.662.654,84	8.524.752,75
SANTA RITA	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SANTO ANTÔNIO DO IÇÁ	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SÃO GABRIEL DA CACHEIRA	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SILVES	2.849,95	569.056,67	-	2.350.985,75	690.181,98	690.181,98	1.259.238,64	1.660.803,77	2.920.042,41
SUCUNDURÍ	1.306,14	336.622,91	-	584.895,56	460.717,34	460.717,34	797.340,25	124.178,22	921.518,47
VILA BITTENCOURT	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>				<b>51.600.918,58</b>	<b>36.944.357,51</b>	<b>49.723.897,96</b>	<b>83.412.859,17</b>	<b>16.277.020,63</b>	<b>99.689.879,80</b>

### CELPE

GERAÇÃO PRÓPRIA									
Usina / Localidade	Geração [MWh]	Receita de Geração Própria [R\$]		Custo Mensal Locação [R\$]	Receita de Locação [R\$]		CT Eficiente [R\$]	CT Ineficiente [R\$]	CT Geração Própria [R\$]
		O&M	RF (VGP)		REN 1016/2021	Contrato			
TUBARÃO	29.837,07	6.101.884,66	4.043.432,34	-	-	-	10.145.317,00	-	10.145.317,00
<b>Total</b>				-	-	-	<b>10.145.317,00</b>	-	<b>10.145.317,00</b>

### RORAIMA

GERAÇÃO PRÓPRIA									
Usina / Localidade	Geração [MWh]	Receita de Geração Própria [R\$]		Custo Mensal Locação [R\$]	Receita de Locação [R\$]		CT Eficiente [R\$]	CT Ineficiente [R\$]	CT Geração Própria [R\$]
		O&M	RF (VGP)		REN 1016/2021	Contrato			
ALTO JATAPU	35.040,00	325.718,10	22.900.227,30	-	-	-	23.225.945,40	-	23.225.945,40
COM. IND. MONTE MURIA II	6,66	1.693,15	4.353,70	-	-	-	6.046,84	-	6.046,84
COM. IND. ÁGUA FRIA	135,71	34.956,96	88.755,52	-	-	-	123.722,48	-	123.722,48
COM. IND. CAJU	11,96	3.042,86	7.824,30	-	-	-	10.867,15	-	10.867,15
COM. IND. CARAPARÚ III	1,76	448,49	1.153,23	-	-	-	1.601,72	-	1.601,72
COM. IND. CARAPARÚ IV	2,85	726,13	1.867,14	-	-	-	2.593,27	-	2.593,27
COM. IND. CATAL	10,94	2.783,55	7.158,96	-	-	-	9.942,51	-	9.942,51
COM. IND. COBRA	10,94	2.783,55	7.158,96	-	-	-	9.942,51	-	9.942,51
COM. IND. JATAPUZINHO	20,32	5.169,45	13.295,21	-	-	-	18.464,66	-	18.464,66
COM. IND. MARACÁ	10,94	2.783,55	7.158,96	-	-	-	9.942,51	-	9.942,51
COM. IND. MONTE MURIA I	12,33	3.137,35	8.067,26	-	-	-	11.204,61	-	11.204,61
COM. IND. SANTA CREUZA	12,68	3.224,52	8.291,41	-	-	-	11.515,93	-	11.515,93
COM. IND. SOMA	10,94	2.783,55	7.158,96	-	-	-	9.942,51	-	9.942,51
COM. IND. WAY WAY SAMAUÁ	11,57	2.941,50	7.565,96	-	-	-	10.507,46	-	10.507,46
VILA BELA VISTA (BX RIO BRANCO)	4,05	1.029,78	2.648,23	-	-	-	3.678,01	-	3.678,01
COM. IND. BOCA DA MATA	-	-	-	-	-	349.423,50	-	-	-
COM. IND. NAPOLEÃO	-	-	-	-	-	349.423,50	-	-	-
COM. IND. SURUMÚ	-	-	-	-	-	1.337.693,42	-	-	-
FLORESTA	-	-	-	-	-	36.312.149,88	3.026.012,49	-	3.026.012,49
NOVO PARAISO	-	-	-	-	-	18.091.327,61	6.030.442,54	-	6.030.442,54
PACARAÍMA	-	-	-	-	-	-	-	-	-
UIRAMUTÁ	-	-	-	-	315.844,02	1.826.530,56	213.733,52	-	213.733,52
UTE DISTRITO - OLIVEIRA	-	-	-	-	-	20.930.970,86	6.976.990,29	-	6.976.990,29
UTE DISTRITO - SOENERGY	-	-	-	-	-	23.537.794,26	7.845.931,42	-	7.845.931,42
UTE MONTE CRISTO - OLIVEIRA	-	-	-	-	-	131.273.654,64	131.273.654,64	-	131.273.654,64
UTE MONTE CRISTO - AGGREKO	-	-	-	-	-	30.221.112,43	7.555.278,11	-	7.555.278,11
UTE NOVA PACARAÍMA	3.119,64	-	-	-	1.412.623,92	6.337.966,79	976.893,16	-	976.893,16
VILA BRASIL	-	-	-	-	1.229.453,94	8.232.615,08	806.134,14	-	806.134,14
VILA CACHEIRINHA	159,63	41.116,07	104.395,40	-	-	-	145.511,46	-	145.511,46
VILA CAICUBI	209,53	53.967,93	137.026,81	-	-	-	190.994,73	-	190.994,73
VILA DONA COTA	4,84	1.231,91	3.168,03	-	-	-	4.399,94	-	4.399,94
VILA FLORESTA	19,51	4.962,05	12.760,55	-	-	-	17.722,60	-	17.722,60
VILA ITAQUERA	51,90	13.198,73	33.942,28	-	-	-	47.141,01	-	47.141,01
VILA PANACARICA	4,21	1.069,99	2.752,19	-	-	-	3.822,18	-	3.822,18
VILA REMANSO	37,45	9.523,90	24.491,96	-	-	-	34.015,86	-	34.015,86
VILA S. F. DO BAIXO RIO BRANCO	10,52	2.676,52	6.883,02	-	-	-	9.559,54	-	9.559,54
VILA SACAÍ	261,54	66.498,10	171.043,03	-	-	-	237.541,13	-	237.541,13
VILA SAMAUÁ	5,96	1.516,41	3.899,65	-	-	-	5.416,06	-	5.416,06
VILA SANTA MARIA DO BOIAÇÚ	-	-	-	-	412.196,57	1.425.910,64	279.054,04	-	279.054,04
VILA SANTA MARIA DO XERUINI	60,02	15.259,84	39.250,58	-	-	-	54.510,42	-	54.510,42
VILA SANTA MARIA VELHA	14,74	3.749,34	9.641,92	-	-	-	13.391,27	-	13.391,27
VILA SÃO PEDRO	7,19	1.828,32	4.701,76	-	-	-	6.530,08	-	6.530,08
VILA TANAUÁ	7,19	1.828,32	4.701,76	-	-	-	6.530,08	-	6.530,08
VILA TERRA PRETA	66,05	16.792,99	43.194,07	-	-	-	59.987,05	-	59.987,05
VILA XIXAUÁ	8,29	2.108,95	5.423,44	-	-	-	7.532,39	-	7.532,39
<b>Total</b>				-	<b>3.370.118,45</b>	<b>280.226.573,17</b>	<b>189.294.647,72</b>	-	<b>189.294.647,72</b>

## C.VIII – SIGFI e MIGDI

### AMAZONAS

SIGFI / MIGDI						
Modelo	Potência [kW]	Sistemas	Potência Disponibilizada [MWh]	CT_GP SIGFI/MIGDI Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	CT_GP SIGFI/MIGDI [R\$]
SIGFI 60	60	21.318	1.279	14.369.238,44	-	14.369.238,44
SIGFI 80	80	936	75	829.892,95	-	829.892,95
				<b>15.199.131,38</b>	-	<b>15.199.131,38</b>

### EQUATORIAL AP

SIGFI / MIGDI						
Modelo	Potência [kW]	Sistemas	Potência Disponibilizada [MWh]	CT_GP SIGFI/MIGDI Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	CT_GP SIGFI/MIGDI [R\$]
SIGFI 60	60	11.845	711	7.975.764,61	-	7.975.764,61
				<b>7.975.764,61</b>	-	<b>7.975.764,61</b>

### ENERGISA AC

SIGFI / MIGDI						
Modelo	Potência [kW]	Sistemas	Potência Disponibilizada [MWh]	CT_GP SIGFI/MIGDI Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	CT_GP SIGFI/MIGDI [R\$]
SIGFI 60	60	8.822	529	5.998.032,97	-	5.998.032,97
				<b>5.998.032,97</b>	-	<b>5.998.032,97</b>

### ENERGISA MT

SIGFI / MIGDI						
Modelo	Potência [kW]	Sistemas	Potência Disponibilizada [MWh]	CT_GP SIGFI/MIGDI Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	CT_GP SIGFI/MIGDI [R\$]
SIGFI 60	60	1.153	69	776.297,19	-	776.297,19
				<b>776.297,19</b>	-	<b>776.297,19</b>

### ENERGISA RO

SIGFI / MIGDI						
Modelo	Potência [kW]	Sistemas	Potência Disponibilizada [MWh]	CT_GP SIGFI/MIGDI Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	CT_GP SIGFI/MIGDI [R\$]
SIGFI 60	60	3.724	223	2.507.420,98	-	2.507.420,98
				<b>2.507.420,98</b>	-	<b>2.507.420,98</b>

### EQUATORIAL PA

SIGFI / MIGDI						
Modelo	Potência [kW]	Sistemas	Potência Disponibilizada [MWh]	CT_GP SIGFI/MIGDI Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	CT_GP SIGFI/MIGDI [R\$]
SIGFI 45	45	48.252	2.171	24.064.900,58	-	24.064.900,58
SIGFI 60	60	150.091	9.005	100.833.405,86	-	100.833.405,86
SIGFI 90	90	672	60	670.298,15	-	670.298,15
SIGFI 180	180	252	45	502.723,61	-	502.723,61
				<b>126.071.328,19</b>	-	<b>126.071.328,19</b>

### RORAIMA

SIGFI / MIGDI						
Modelo	Potência [kW]	Sistemas	Potência Disponibilizada [MWh]	CT_GP SIGFI/MIGDI Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	CT_GP SIGFI/MIGDI [R\$]
SIGFI 60	60	3.852	231	2.593.822,98	-	2.593.822,98
				<b>2.593.822,98</b>	-	<b>2.593.822,98</b>

## C.IX – Custo de Contratação de Energia e Potência por Beneficiários

### AMAZONAS

CONTRATAÇÃO DE ENERGIA E POTÊNCIA				
Tipo de Contrato	Geração [MWh]	Custo de Contratação Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	Custo Total Contratação de Energia [R\$]
CCESI	1.429.831,96	2.623.815.058,22	267.441.204,28	2.891.256.262,50
CCVEE	3.902.509,80	2.390.092.364,26	895.257.964,62	3.285.350.328,88
<b>Total</b>	<b>5.332.341,76</b>	<b>5.013.907.422,48</b>	<b>1.162.699.168,90</b>	<b>6.176.606.591,38</b>

### EQUATORIAL AP

CONTRATAÇÃO DE ENERGIA E POTÊNCIA				
Tipo de Contrato	Geração [MWh]	Custo de Contratação Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	Custo Total Contratação de Energia [R\$]
CCESI	48.035,98	122.271.156,62	12.462.900,26	134.734.056,88
CCVEE	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>48.035,98</b>	<b>122.271.156,62</b>	<b>12.462.900,26</b>	<b>134.734.056,88</b>

### ENERGISA AC

CONTRATAÇÃO DE ENERGIA E POTÊNCIA				
Tipo de Contrato	Geração [MWh]	Custo de Contratação Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	Custo Total Contratação de Energia [R\$]
CCESI	224.716,00	388.759.260,50	39.625.599,56	428.384.860,06
CCVEE	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>224.716,00</b>	<b>388.759.260,50</b>	<b>39.625.599,56</b>	<b>428.384.860,06</b>

### ENERGISA MT

CONTRATAÇÃO DE ENERGIA E POTÊNCIA				
Tipo de Contrato	Geração [MWh]	Custo de Contratação Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	Custo Total Contratação de Energia [R\$]
CCESI	-	-	-	-
CCVEE	224.531,80	86.376.688,82	8.804.235,50	95.180.924,32
<b>Total</b>	<b>224.531,80</b>	<b>86.376.688,82</b>	<b>8.804.235,50</b>	<b>95.180.924,32</b>

### ENERGISA RO

CONTRATAÇÃO DE ENERGIA E POTÊNCIA				
Tipo de Contrato	Geração [MWh]	Custo de Contratação Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	Custo Total Contratação de Energia [R\$]
CCESI	13.575,80	28.377.923,34	2.892.515,60	31.270.438,94
CCVEE	136.144,09	39.391.092,21	4.015.070,00	43.406.162,21
<b>Total</b>	<b>149.719,89</b>	<b>67.769.015,55</b>	<b>6.907.585,61</b>	<b>74.676.601,16</b>

### EQUATORIAL PA

CONTRATAÇÃO DE ENERGIA E POTÊNCIA				
Tipo de Contrato	Geração [MWh]	Custo de Contratação Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	Custo Total Contratação de Energia [R\$]
CCESI	239.836,07	384.708.691,82	5.913.436,79	390.622.128,61
CCVEE	225.602,85	90.183.316,24	1.386.226,39	91.569.542,62
<b>Total</b>	<b>465.438,92</b>	<b>474.892.008,05</b>	<b>7.299.663,17</b>	<b>482.191.671,23</b>

### RORAIMA

CONTRATAÇÃO DE ENERGIA E POTÊNCIA				
Tipo de Contrato	Geração [MWh]	Custo de Contratação Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	Custo Total Contratação de Energia [R\$]
CCESI	1.387.616,38	1.049.049.428,69	105.508.102,88	1.154.557.531,57
CCVEE	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>1.387.616,38</b>	<b>1.049.049.428,69</b>	<b>105.508.102,88</b>	<b>1.154.557.531,57</b>

## C.X – CCESI por Beneficiários

### AMAZONAS

CCESI - CONTRATO DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E POTÊNCIA NO SISTEMA ISOLADO						
Usina	Geração [MWh]	Receita Fixa [R\$]	Receita Variável [R\$]	Custo de Contratação Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	Custo Total Contratação de Energia [R\$]
ALTEROSA - CGA	1.398,78	1.047.891,29	2.557.495,51	3.271.888,52	333.498,28	3.605.386,80
ALVARÃES - CGA	12.376,91	4.973.811,23	22.200.758,05	24.660.921,62	2.513.647,66	27.174.569,28
AMATURÁ - CGA	7.302,83	5.071.793,86	13.192.616,79	16.574.952,66	1.689.457,98	18.264.410,65
APUÍ - POWERTECH	22.806,92	2.578.865,08	41.616.273,33	40.107.088,10	4.088.050,30	44.195.138,41
ARARAS - COE	816,02	69.813,90	1.663.503,59	1.572.985,62	160.331,87	1.733.317,49
AUGUSTO MONTENEGRO - COE	1.210,84	232.744,19	2.493.117,13	2.473.719,15	252.142,17	2.725.861,32
AUTAZES - VPTM	36.627,18	3.068.578,31	67.604.520,77	64.135.837,42	6.537.261,67	70.673.099,08
AUXILIADORA - POWERTECH	-	291.933,52	-	-	-	-
AXINIM - POWERTECH	-	194.503,39	-	-	-	-
BARCELOS - COE	16.772,11	14.793.814,12	27.394.909,51	38.286.266,70	3.902.456,94	42.188.723,63
BARREIRINHA - COE	20.790,46	12.238.873,39	33.675.885,63	41.667.643,81	4.247.115,21	45.914.759,02
BELÉM DO SOLIMÕES - CGA	2.524,10	2.095.782,59	4.627.365,66	6.101.257,04	621.891,21	6.723.148,25
BENJAMIN CONSTANT + ATALAIA DO NORTE - CGA	36.532,30	11.736.382,49	69.805.752,08	73.999.487,12	7.542.647,45	81.542.134,57
BERURI - COE	13.962,73	8.070.438,13	22.920.048,90	28.123.866,98	2.866.620,05	30.990.487,03
BETÂNIA - CGA	1.629,83	2.286.537,68	2.960.788,62	4.761.948,61	485.377,68	5.247.326,29
BOA VISTA DOS RAMOS + CAMETÁ - COE	16.019,36	8.101.159,24	26.002.683,09	30.949.236,91	3.154.605,42	34.103.842,33
BOCA DO ACRE - COE	43.391,25	18.531.297,99	71.004.931,67	81.254.128,42	8.282.101,24	89.536.229,66
BORBA - VPTM	28.192,57	8.574.277,76	50.095.547,00	53.242.865,97	5.426.958,79	58.669.824,76
CABORÍ - COE	3.584,13	347.296,71	7.293.577,67	6.934.093,50	706.780,88	7.640.874,38
CAIAMBÉ - CGA	2.918,54	3.617.317,26	5.291.240,65	8.084.516,31	824.041,61	8.908.557,92
CAMPINAS - COE	1.184,33	343.310,06	2.223.668,81	2.329.533,32	237.445,55	2.566.978,87
CANUTAMA - COE	8.628,36	3.460.309,37	14.277.200,38	16.096.790,10	1.640.719,65	17.737.509,75
CARAUARI - CGA	28.902,26	10.358.681,25	54.697.941,07	59.038.884,76	6.017.737,57	65.056.622,32
CAREIRO DA VÁRZEA - COE	13.913,87	4.441.694,55	23.129.292,66	25.020.670,90	2.550.316,32	27.570.987,22
CARVOEIRO - COE	139,41	12.250,26	313.091,97	295.248,08	30.094,16	325.342,23
CASTANHO I - COE	38.870,09	15.517.455,49	63.596.108,56	71.795.559,37	7.318.004,67	79.113.564,04
CASTANHO II - COE	38.870,09	15.517.455,49	63.596.108,56	71.795.559,37	7.318.004,67	79.113.564,04
CAVIANA - COE	2.278,76	602.777,12	4.201.841,02	4.360.190,96	444.427,18	4.804.618,14
COARI - GÁS	111.028,97	46.744.638,21	2.507.141,06	44.695.990,18	4.555.789,63	49.251.779,82
CUCUÍ - COE	942,65	661.417,90	1.589.651,76	2.042.845,71	208.223,94	2.251.069,65
EIRUNEPÉ - CGA	28.285,80	8.681.561,42	52.622.398,38	55.633.343,52	5.670.616,28	61.303.959,80
ENVIRA - CGA	12.496,76	3.741.069,31	22.136.487,55	23.483.882,85	2.393.674,01	25.877.556,86
ESTIRÃO DO EQUADOR - CGA	620,00	3.143.673,88	1.142.211,61	3.889.441,08	396.444,41	4.285.885,49
FEIJOAL - CGA	1.518,27	2.794.376,78	2.787.156,86	5.065.241,77	516.291,86	5.581.533,64
FONTE BOA - CGA	25.028,09	6.639.439,23	44.865.707,26	46.740.920,44	4.764.226,05	51.505.146,49
HUMAITÁ - VPTM	85.294,15	20.009.000,71	153.907.833,37	157.829.526,93	16.087.307,15	173.916.834,08
IAUARETÊ - COE	951,32	766.069,87	1.740.629,53	2.105.800,45	214.640,82	2.320.441,27
IPIRANGA - CGA	467,82	3.143.673,88	865.976,36	3.638.757,59	370.892,65	4.009.650,24
IPIXUNA - CGA	10.147,05	2.763.104,97	18.325.665,83	19.138.059,50	1.950.711,30	21.088.770,80
ITAMARATI - CGA	7.858,70	4.266.790,13	14.568.724,44	17.093.229,47	1.742.285,10	18.835.514,57
ITAPURÚ - COE	1.297,60	45.597,70	2.658.605,39	2.454.064,30	250.138,79	2.704.203,09
JAPURÁ - CGA	581,22	3.082.940,85	1.059.539,80	3.759.301,19	383.179,46	4.142.480,65
JURUÁ - CGA	3.824,55	4.069.481,92	6.909.517,00	9.963.441,52	1.015.557,40	10.978.998,92
JUTÁ - CGA	21.048,98	7.838.226,87	37.815.224,29	41.430.506,93	4.222.944,23	45.653.451,16
LÁBREA - COE	41.764,14	19.410.767,67	68.330.529,55	79.625.227,22	8.116.069,99	87.741.297,22
LIMOEIRO - CGA	8.886,80	6.330.305,21	16.045.586,99	20.306.122,16	2.069.770,03	22.375.892,19
LINDÓIA - COE	5.715,45	2.486.750,38	9.820.812,56	11.169.113,37	1.138.449,57	12.307.562,94
MANAQUIRI - COE	24.079,44	10.355.002,99	39.305.178,50	45.066.614,70	4.593.566,79	49.660.181,49
MANICORÉ - POWERTECH	40.470,91	5.546.974,85	73.768.444,36	71.978.742,93	7.336.676,28	79.315.419,21
MARAÁ - CGA	12.375,96	5.425.975,90	22.266.537,27	25.130.955,70	2.561.557,47	27.692.513,16
MAUÉS - COE	56.833,89	51.084.292,85	92.611.815,77	130.404.218,58	13.291.890,05	143.696.108,63
MOCAMBO - COE	-	-	-	-	-	-

**AMAZONAS**

CCESI - CONTRATO DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E POTÊNCIA NO SISTEMA ISOLADO						
Usina	Geração [MWh]	Receita Fixa [R\$]	Receita Variável [R\$]	Custo de Contratação Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	Custo Total Contratação de Energia [R\$]
MOURA - COE	1.137,66	268.072,27	2.292.349,32	2.323.582,59	236.839,00	2.560.421,59
MURITUBA - CGA	632,38	3.082.940,85	1.140.971,44	3.833.200,40	390.711,89	4.223.912,29
NHAMUNDÁ - COE	15.779,92	9.010.909,98	26.060.108,92	31.826.949,66	3.244.069,25	35.071.018,91
NOVA OLINDA DO NORTE - VPTM	32.571,45	7.570.331,24	57.753.641,51	59.281.505,27	6.042.467,48	65.323.972,75
NOVO AIRÃO - COE	22.423,07	12.180.749,13	36.738.171,90	44.393.920,84	4.525.000,20	48.918.921,03
NOVO ARIPUANÁ - POWERTECH	-	2.947.291,37	-	-	-	-
NOVO CÉU - COE	15.994,91	4.158.838,67	26.278.334,29	27.621.734,46	2.815.438,50	30.437.172,96
NOVO REMANSO - COE	40.960,99	12.983.283,46	67.083.130,01	72.660.270,22	7.406.143,25	80.066.413,47
PALMEIRAS - CGA	491,33	3.143.673,88	911.157,04	3.679.759,06	375.071,86	4.054.830,92
PARAUÁ - COE	1.419,47	370.507,50	2.392.423,24	2.507.359,64	255.571,09	2.762.930,73
PAUINI - COE	10.425,16	4.331.821,91	17.109.750,16	19.458.226,65	1.983.345,42	21.441.572,07
PEDRAS - COE	2.167,28	963.254,06	4.375.418,72	4.844.845,55	493.827,23	5.338.672,78
SACAMBÚ - COE	1.530,31	111.326,22	3.129.662,25	2.941.197,03	299.791,43	3.240.988,47
SANTA ISABEL DO RIO NEGRO - COE	9.481,73	5.363.554,93	15.581.573,56	19.007.704,10	1.937.424,39	20.945.128,49
SANTA RITA DO WELL - CGA	3.190,63	1.844.288,68	5.787.799,26	6.926.119,81	705.968,13	7.632.087,94
SANTANA DO UATUMÁ - COE	780,52	177.261,75	1.614.240,86	1.625.788,62	165.713,99	1.791.502,61
SANTO ANTÔNIO DO IÇÁ - CGA	18.561,85	6.455.010,37	33.489.957,54	36.250.058,37	3.694.909,53	39.944.967,90
SÃO GABRIEL DA CACHEIRA - VPTM	45.361,14	3.147.620,11	85.553.240,15	80.496.030,68	8.204.829,57	88.700.860,25
SÃO PAULO DE OLIVENÇA - CGA	14.796,69	6.455.010,37	26.819.853,29	30.196.938,77	3.077.924,89	33.274.863,66
SÃO SEBASTIÃO DO UATUMÁ - COE	9.691,41	5.739.056,77	15.868.382,10	19.608.750,78	1.998.688,10	21.607.438,88
SUCUNDURÍ - POWERTECH	-	106.709,19	-	-	-	-
TABATINGA - CGA	75.424,90	21.125.488,47	143.253.779,79	149.174.185,95	15.205.082,31	164.379.268,26
TAMANQUÁ - CGA	-	-	-	-	-	-
TAPAUÁ - COE	16.519,34	6.584.680,48	27.229.346,31	30.686.229,31	3.127.797,48	33.814.026,79
TEFÉ - CGA	108.159,28	32.227.008,33	201.686.458,12	212.276.470,80	21.636.995,65	233.913.466,45
TONANTINS - CGA	11.102,43	7.155.661,47	20.010.760,09	24.653.527,56	2.512.893,99	27.166.421,56
TUIUÉ - COE	2.421,75	197.526,04	4.940.556,50	4.662.809,90	475.272,63	5.138.082,54
UARINI - CGA	13.216,35	5.425.975,90	23.728.821,41	26.457.978,56	2.696.818,75	29.154.797,31
URUCARÁ - COE	18.767,55	11.123.320,11	30.613.621,54	37.876.274,55	3.860.667,10	41.736.941,65
URUCURITUBA + ITAPEAÇU - COE	22.303,92	12.372.828,66	36.052.760,13	43.946.221,83	4.479.366,96	48.425.588,80
VILA AMAZÔNIA + ZÉ AÇÚ - COE	8.806,66	5.752.996,66	14.533.942,29	18.410.397,10	1.876.541,85	20.286.938,95
VILA BITENCOURT - CGA	623,10	2.055.293,90	1.139.544,47	2.899.315,82	295.522,55	3.194.838,37
VILA DE BELO MONTE - COE	876,54	39.753,94	1.804.822,51	1.673.953,13	170.623,32	1.844.576,45
VILA DE MATUPÍ - POWERTECH	-	1.704.135,17	-	-	-	-
VILA DE URUCURITUBA - COE	1.049,74	82.530,00	2.157.978,85	2.033.261,77	207.247,07	2.240.508,84
<b>Total</b>	<b>1.429.831,96</b>	<b>573.466.890,99</b>	<b>2.323.220.201,73</b>	<b>2.623.815.058,22</b>	<b>267.441.204,28</b>	<b>2.891.256.262,50</b>

**EQUATORIAL AP**

CCESI - CONTRATO DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E POTÊNCIA NO SISTEMA ISOLADO						
Usina	Geração [MWh]	Receita Fixa [R\$]	Receita Variável [R\$]	Custo de Contratação Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	Custo Total Contratação de Energia [R\$]
OIAPOQUE COEN	48.035,98	46.434.570,40	88.299.486,49	122.271.156,62	12.462.900,26	134.734.056,88
<b>Total</b>	<b>48.035,98</b>	<b>46.434.570,40</b>	<b>88.299.486,49</b>	<b>122.271.156,62</b>	<b>12.462.900,26</b>	<b>134.734.056,88</b>

**EQUATORIAL PA**

CCESI - CONTRATO DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E POTÊNCIA NO SISTEMA ISOLADO						
Usina	Geração [MWh]	Receita Fixa [R\$]	Receita Variável [R\$]	Custo de Contratação Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	Custo Total Contratação de Energia [R\$]
AFUÁ – CEPA	14.960,12	7.206.230,19	30.008.909,08	33.772.738,89	519.127,75	34.291.866,64
ANAIÁS – CEPA	4.060,54	5.415.926,07	8.364.472,95	8.767.181,72	134.762,16	8.901.943,88
AVEIRO – CEPA	3.544,94	4.467.091,83	6.991.360,87	10.398.545,83	159.838,20	10.558.384,02
CHAVES – CEPA	4.705,89	4.387.569,62	9.264.358,35	12.389.124,63	190.435,79	12.579.560,43
COTIJUBA – CEPA	4.491,97	6.752.756,11	8.745.754,63	11.993.199,13	184.349,94	12.177.549,07
FARO – CEPA	1.628,88	4.246.540,72	3.349.383,54	3.961.979,58	60.900,41	4.022.879,99
GURUPÁ – CEPA	4.579,12	7.230.466,60	9.227.731,16	9.944.734,68	152.862,57	10.097.597,25
JACAREACANGA – CEPA	4.835,16	6.265.732,35	9.761.227,60	10.219.327,57	157.083,40	10.376.410,96
JURUTI – CEPA	-	19.121.320,07	-	-	-	-
MUANÁ – CEPA	5.368,58	10.362.365,56	11.225.149,64	12.437.688,62	191.182,28	12.628.870,91
OEIRAS DO PARÁ – CEPA	17.155,08	6.421.617,08	34.271.882,08	36.929.350,48	567.648,68	37.496.999,16
PORTO DE MOZ – CEPA	6.337,54	9.097.477,34	12.698.449,85	13.499.955,37	207.510,60	13.707.465,98
PRAINHA – CEPA	13.521,09	9.758.910,08	26.072.073,54	32.516.617,64	499.819,65	33.016.437,29
SANTA CRUZ DO ARARI – CEPA	4.911,26	4.930.098,86	9.440.038,92	13.040.900,03	200.454,37	13.241.354,40
SÃO SEBASTIÃO DA BOA VISTA – CEPA	4.225,44	6.615.657,42	8.521.200,60	9.170.012,18	140.954,15	9.310.966,34
TERRA SANTA – CEPA	5.213,11	8.319.157,89	10.727.398,56	11.542.163,36	177.416,98	11.719.580,34
BBF ÁGUA BRANCA	1.931,18	1.573.377,06	1.237.563,76	2.207.542,60	33.932,59	2.241.475,20
BBF CREPURIZÃO	8.968,63	6.547.035,62	6.782.824,69	10.667.971,64	163.979,60	10.831.951,24
BBF ANAIÁS	14.021,52	9.233.109,64	8.988.065,99	14.520.610,36	223.199,30	14.743.809,66
BBF FARO	5.825,71	3.066.578,11	4.463.262,91	6.164.056,58	94.748,99	6.258.805,57
BBF GURUPÁ	15.707,28	12.233.919,60	9.462.863,25	17.019.803,53	261.614,92	17.281.418,44
BBF JACAREACANGA	18.127,39	9.852.123,23	12.753.463,93	18.364.365,43	282.282,46	18.646.647,88
BBF MUANÁ	18.925,63	13.557.327,86	11.404.434,65	19.693.941,53	302.719,64	19.996.661,18
BBF PORTO DE MOZ	22.761,24	19.542.634,54	13.714.948,85	25.916.118,54	398.362,01	26.314.480,55
BBF SÃO SEBASTIÃO DA BOA VISTA	15.133,87	12.103.484,40	9.119.570,32	16.618.362,46	255.444,28	16.873.806,74
BBF TERRA SANTA	18.894,92	16.634.936,13	12.657.558,44	22.952.399,42	352.806,07	23.305.205,50
<b>Total</b>	<b>239.836,07</b>	<b>224.943.443,98</b>	<b>289.253.948,18</b>	<b>384.708.691,82</b>	<b>5.913.436,79</b>	<b>390.622.128,61</b>

**ENERGISA AC**

CCESI - CONTRATO DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E POTÊNCIA NO SISTEMA ISOLADO						
Usina	Geração [MWh]	Receita Fixa [R\$]	Receita Variável [R\$]	Custo de Contratação Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	Custo Total Contratação de Energia [R\$]
CRUZEIRO DO SUL – CEA	14.581,04	25.490.997,86	25.191.834,97	24.762.901,74	2.524.042,33	27.286.944,07
FEIJÓ – CEA	2.012,99	4.608.503,94	3.542.849,91	3.558.873,39	362.750,18	3.921.623,57
JORDÃO – BBF ACRE	3.288,05	14.149.560,63	5.442.745,89	17.780.018,17	1.812.288,35	19.592.306,52
MARECHAL THAUMATURGO – BBF ACRE	7.788,40	17.934.293,06	12.049.280,32	27.210.092,85	2.773.480,54	29.983.573,39
PORTO WALTER – BBF ACRE	6.336,28	14.388.664,03	9.567.923,48	21.740.603,17	2.215.984,34	23.956.587,51
SANTA ROSA DO PURUS – BBF ACRE	2.577,50	10.938.182,87	4.132.446,02	13.676.595,71	1.394.033,17	15.070.628,88
TARAUACÁ – CEA	12.924,37	5.196.629,26	21.177.002,99	21.156.149,87	2.156.411,97	23.312.561,84
CRUZEIRO DO SUL D	167.245,47	7.722.535,41	265.037.466,48	246.945.684,97	25.170.772,30	272.116.457,27
FEIJÓ D	7.961,92	1.000.475,91	12.810.685,04	11.928.340,64	1.215.836,37	13.144.177,01
TARAUACÁ D	-	1.353.608,47	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>224.716,00</b>	<b>102.783.451,44</b>	<b>358.952.235,09</b>	<b>388.759.260,50</b>	<b>39.625.599,56</b>	<b>428.384.860,06</b>

**ENERGISA RO**
**CCESI - CONTRATO DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E POTÊNCIA NO SISTEMA ISOLADO**

Usina	Geração [MWh]	Receita Fixa [R\$]	Receita Variável [R\$]	Custo de Contratação Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	Custo Total Contratação de Energia [R\$]
CALAMA – BBF RO	2.691,33	2.971.298,27	4.295.730,26	6.594.828,39	672.200,14	7.267.028,53
CNH IZIDOLANDIA	-	-	-	-	-	-
CNH PACARANA	-	2.034.073,84	-	-	-	-
CNH URUCUMACUÁ	-	-	-	-	-	-
CONCEIÇÃO DA GALERA – BBF RO	127,14	130.764,34	217.165,27	315.746,13	32.183,49	347.929,62
DEMARCAÇÃO – BBF RO	391,16	291.007,33	668.426,15	870.685,88	88.747,60	959.433,48
MAICI – BBF RO	15,76	48.375,25	26.938,91	68.347,59	6.966,56	75.314,15
NAZARÉ – BBF RO	1.090,98	776.271,52	1.741.438,78	2.284.822,10	232.888,20	2.517.710,30
PEDRAS NEGRAS BBF RO	240,67	212.397,57	410.718,41	565.477,75	57.638,23	623.115,98
ROLIM DE MOURA DO GUAPORÉ – BBF RO	1.007,16	964.481,45	1.606.874,42	2.333.505,45	237.850,42	2.571.355,87
SANTA CATARINA – BBF RO	289,38	264.552,12	494.437,76	688.783,32	70.206,56	758.989,88
SÃO CARLOS – BBF RO	2.380,53	3.152.705,44	3.801.401,38	6.310.851,94	643.254,88	6.954.106,82
SURPRESA – BBF RO	1.915,25	1.251.709,47	3.058.079,46	3.911.133,45	398.655,48	4.309.788,92
UTE BBF IZIDOLÂNDIA	1.214,66	1.210.518,33	655.327,06	1.693.254,69	172.590,70	1.865.845,39
UTE BBF URUCUMACUÁ	2.211,79	1.815.777,51	1.204.042,49	2.740.486,65	279.333,35	3.019.820,00
<b>Total</b>	<b>13.575,80</b>	<b>15.123.932,43</b>	<b>18.180.580,35</b>	<b>28.377.923,34</b>	<b>2.892.515,60</b>	<b>31.270.438,94</b>

**RORAIMA**
**CCESI - CONTRATO DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E POTÊNCIA NO SISTEMA ISOLADO**

Usina	Geração [MWh]	Receita Fixa [R\$]	Receita Variável [R\$]	Custo de Contratação Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	Custo Total Contratação de Energia [R\$]
BBF BALIZA	67.874,85	45.558.579,98	7.332.147,34	47.998.335,04	4.892.392,28	52.890.727,32
HÍBRIDO FORTE DE SÃO JOAQUIM	56.767,68	215.157.321,53	-	49.995.828,71	5.095.993,56	55.091.822,27
PALMAPLAN ENERGIA 2	1.024,71	16.303.363,00	794.556,70	1.912.204,61	194.907,91	2.107.112,51
BONFIM	52.936,40	44.469.777,03	8.515.601,22	48.084.230,76	4.901.147,49	52.985.378,24
CANTÁ	50.444,76	44.469.777,03	7.293.296,87	46.974.989,56	4.788.084,34	51.763.073,90
PAU RAINHA	53.433,22	41.465.629,71	8.845.662,94	45.657.498,08	4.653.794,57	50.311.292,65
SANTA LUZ	50.444,76	41.465.629,71	7.293.296,87	44.248.725,88	4.510.200,71	48.758.926,59
JAGUATIRICA II	955.151,28	551.255.945,80	245.232.906,74	722.813.633,68	73.675.218,86	796.488.852,54
MONTE CRISTO SUCUBA	-	15.349.192,66	-	13.929.392,34	-	13.929.392,34
UTX PACARAIMA	9.745,75	2.463.989,86	13.000.671,95	13.492.229,17	1.375.240,99	14.867.470,17
UTX UIRAMUTÁ	2.194,43	739.196,96	2.981.947,94	3.214.353,57	327.633,84	3.541.987,41
UTX AMAJARI	7.762,79	1.971.191,89	10.328.057,06	10.728.007,29	1.093.488,35	11.821.495,64
<b>Total</b>	<b>1.307.780,63</b>	<b>1.020.669.595,17</b>	<b>311.618.145,63</b>	<b>1.049.049.428,69</b>	<b>105.508.102,88</b>	<b>1.154.557.531,57</b>



## C.XI - CCVEE por Beneficiários

### AMAZONAS

CCVEE - CONTRATOS DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA				
Usina	Geração [MWh]	Custo de Contratação Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	Custo Total Contratação de Energia [R\$]
BALBINA	1.106.055,00	308.815.719,79	115.673.242,12	424.488.961,91
ITACOATIARA	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>1.106.055,00</b>	<b>308.815.719,79</b>	<b>115.673.242,12</b>	<b>424.488.961,91</b>

### ENERGISA MT

CCVEE - CONTRATOS DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA				
Tipo de Contrato	Geração [MWh]	Custo de Contratação Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	Custo Total Contratação de Energia [R\$]
ARIPUANÃ	6.472,18	4.617.733,04	470.678,02	5.088.411,06
FAXINAL I	8.425,95	3.620.052,71	368.986,09	3.989.038,80
MARGARIDA	4.595,60	1.892.011,56	192.849,66	2.084.861,22
MASUTTI	2.924,09	1.202.964,04	122.616,17	1.325.580,21
PRATA	11.387,80	4.681.661,43	477.194,14	5.158.855,57
PCH FAXINAL II	103.997,51	35.588.975,59	3.627.526,44	39.216.502,03
PCH PARANATINGA II	-	-	-	-
PCH SANTA LÚCIA II	62.209,47	24.422.114,35	2.489.306,42	26.911.420,78
SANTA LÚCIA I	24.519,20	10.351.176,09	1.055.078,55	11.406.254,65
<b>Total</b>	<b>224.531,80</b>	<b>86.376.688,82</b>	<b>8.804.235,50</b>	<b>95.180.924,32</b>

### ENERGISA RO

CCVEE - CONTRATOS DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA				
Tipo de Contrato	Geração [MWh]	Custo de Contratação Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	Custo Total Contratação de Energia [R\$]
ALTA FLORESTA	10.564,26	3.514.455,59	358.222,75	3.872.678,34
CACHOEIRA	37.241,60	7.499.552,02	764.417,15	8.263.969,17
CASCATA CHUPINGUAIA	43.010,00	12.703.215,26	1.294.818,08	13.998.033,35
MARTINUV	11.297,84	2.624.433,06	267.504,20	2.891.937,26
SALDANHA	34.030,39	13.049.436,27	1.330.107,83	14.379.544,10
<b>Total</b>	<b>136.144,09</b>	<b>39.391.092,21</b>	<b>4.015.070,00</b>	<b>43.406.162,21</b>

### EQUATORIAL PA

CCVEE - CONTRATOS DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA				
Tipo de Contrato	Geração [MWh]	Custo de Contratação Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	Custo Total Contratação de Energia [R\$]
SALTO BURITI	65.660,58	26.247.402,68	403.454,25	26.650.856,93
SALTO CURUÁ	159.942,27	63.935.913,55	982.772,14	64.918.685,69
<b>Total</b>	<b>225.602,85</b>	<b>90.183.316,24</b>	<b>1.386.226,39</b>	<b>91.569.542,62</b>

C.XII – CCVEE – Gás Natural por Beneficiários



Contas Setoriais CCC  
Custo de Contratação de Energia e Potência por Beneficiário 2023

AMAZONAS

CCVEE - CONTRATOS DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA - GÁS NATURAL							
Usina	Geração [MWh]	Custo mensal parcela potência - bruto [R\$]	Custo mensal parcela energia -bruto [R\$]	Custo mensal parcela combustível - bruto [R\$]	Custo de Contratação Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	Custo Total Contratação de Energia [R\$]
ANAMÃ - GÁS	18.746,40	-	10.478.528,83	11.144.117,39	15.730.475,13	5.892.171,10	21.622.646,22
ANORI - GÁS	39.595,20	-	22.132.219,78	26.875.491,86	35.653.110,21	13.354.601,42	49.007.711,63
CAAPIRANGA - GÁS	18.746,40	-	10.478.528,83	11.144.117,39	15.730.475,13	5.892.171,10	21.622.646,22
CODAJAS - GÁS	47.566,80	-	26.588.042,79	27.689.623,50	39.487.002,22	14.790.664,06	54.277.666,29
CRISTIANO ROCHA	569.400,00	223.022.216,99	52.741.483,08	301.836.276,05	420.203.982,63	157.395.993,49	577.599.976,12
JARAQUI	525.600,00	205.796.102,96	52.559.290,56	286.276.458,37	396.219.672,25	148.412.179,64	544.631.851,89
MANAUARA	525.600,00	189.139.421,44	43.794.528,64	282.738.757,50	375.151.894,76	140.520.812,82	515.672.707,58
PONTA NEGRA	525.600,00	194.416.543,64	46.966.630,67	280.816.291,46	379.900.111,34	142.299.354,42	522.199.465,76
TAMBAQUI	525.600,00	205.537.474,74	52.559.290,56	296.129.929,96	403.199.920,80	151.026.774,46	554.226.695,26
<b>Total</b>	<b>2.796.454,80</b>	<b>1.017.911.759,77</b>	<b>318.298.543,73</b>	<b>1.524.651.063,47</b>	<b>2.081.276.644,47</b>	<b>779.584.722,50</b>	<b>2.860.861.366,97</b>

## C.XIII – CTG por Beneficiários

### AMAZONAS

CUSTO TOTAL DA GERAÇÃO	CTcomb	CTcomb_frete	CTgp	CTee	TOTAL
CTG [R\$]	397.104.514,15	-	114.889.011,18	6.176.606.591,38	6.688.600.116,71

TRIBUTOS	CTcomb	CTcomb_frete	CTgp	CTee	TOTAL
TRIBUTOS	77.621.181,96	-	-	1.162.699.168,90	1.240.320.350,86

GERAÇÃO TOTAL	TOTAL	ICMS	PIS E COFINS	TOTAL
MWh	5.557.782,42	636.419.824,38	603.900.526,48	1.240.320.350,86

DESCONTOS	TOTAL
ACR MÉDIO	- 1.938.109.885,07
FATOR DE CORTE	-

CTG - VALOR LÍQUIDO	TOTAL
REEMBOLSO PREVISTO	4.750.490.231,64

### EQUATORIAL AP

CUSTO TOTAL DA GERAÇÃO	CTcomb	CTcomb_frete	CTgp	CTee	TOTAL
CTG	-	-	7.975.764,61	134.734.056,88	142.709.821,49

TRIBUTOS	CTcomb	CTcomb_frete	CTgp	CTee	TOTAL
TRIBUTOS	-	-	-	12.462.900,26	12.462.900,26

GERAÇÃO TOTAL	TOTAL	ICMS	PIS E COFINS	TOTAL
MWh	48.746,68	-	12.462.900,26	12.462.900,26

DESCONTOS	TOTAL
ACR MÉDIO	- 6.799.576,93
FATOR DE CORTE	- 6.387.781,49

CTG - VALOR LÍQUIDO	TOTAL
REEMBOLSO PREVISTO	129.522.463,07

### CELPE

CUSTO TOTAL DA GERAÇÃO	CTcomb	CTcomb_frete	CTgp	CTee	TOTAL
CTG	48.234.318,59	19.502.297,92	10.145.317,00	-	77.881.933,51

TRIBUTOS	CTcomb	CTcomb_frete	CTgp	CTee	TOTAL
TRIBUTOS	6.089.145,10	-	-	-	6.089.145,10

GERAÇÃO TOTAL	TOTAL	ICMS	PIS E COFINS	TOTAL
MWh	29.837,07	6.089.145,10	-	6.089.145,10

DESCONTOS	TOTAL
ACR MÉDIO	- 10.404.784,33
FATOR DE CORTE	- 1.889.360,18

CTG - VALOR LÍQUIDO	TOTAL
REEMBOLSO PREVISTO	65.587.789,00

### ENERGISA AC

CUSTO TOTAL DA GERAÇÃO		CTcomb	CTcomb_frete	CTgp	CTce	TOTAL
CTG		-	-	8.321.021,17	428.384.860,06	436.705.881,23
TRIBUTOS		CTcomb	CTcomb_frete	CTgp	CTce	TOTAL
TRIBUTOS		-	-	-	39.625.599,56	39.625.599,56
GERAÇÃO TOTAL		TOTAL		ICMS	PIS E COFINS	TOTAL
MWh		225.454,71		-	39.625.599,56	39.625.599,56
DESCONTOS		TOTAL				
ACR MÉDIO		- 78.620.567,54				
FATOR DE CORTE		-				
CTG - VALOR LÍQUIDO		TOTAL				
REEMBOLSO PREVISTO		358.085.313,71				

### ENERGISA MT

CUSTO TOTAL DA GERAÇÃO		CTcomb	CTcomb_frete	CTgp	CTce	TOTAL
CTG		-	-	776.297,19	95.180.924,32	95.957.221,50
TRIBUTOS		CTcomb	CTcomb_frete	CTgp	CTce	TOTAL
TRIBUTOS		-	-	-	8.804.235,50	8.804.235,50
GERAÇÃO TOTAL		TOTAL		ICMS	PIS E COFINS	TOTAL
MWh		224.600,98		-	8.804.235,50	8.804.235,50
DESCONTOS		TOTAL				
ACR MÉDIO		- 78.322.854,45				
FATOR DE CORTE		- 193.978,05				
CTG - VALOR LÍQUIDO		TOTAL				
REEMBOLSO PREVISTO		17.440.388,99				

### ENERGISA RO

CUSTO TOTAL DA GERAÇÃO		CTcomb	CTcomb_frete	CTgp	CTce	TOTAL
CTG		-	-	2.507.420,98	74.676.601,16	77.184.022,13
TRIBUTOS		CTcomb	CTcomb_frete	CTgp	CTce	TOTAL
TRIBUTOS		-	-	-	6.907.585,61	6.907.585,61
GERAÇÃO TOTAL		TOTAL		ICMS	PIS E COFINS	TOTAL
MWh		149.943,33		-	6.907.585,61	6.907.585,61
DESCONTOS		TOTAL				
ACR MÉDIO		- 52.288.239,49				
FATOR DE CORTE		- 298.749,38				
CTG - VALOR LÍQUIDO		TOTAL				
REEMBOLSO PREVISTO		24.597.033,27				

### EQUATORIAL PA

CUSTO TOTAL DA GERAÇÃO		CTcomb	CTcomb_frete	CTgp	CTce	TOTAL
CTG		-	-	126.071.328,19	482.191.671,23	608.262.999,42
TRIBUTOS		CTcomb	CTcomb_frete	CTgp	CTce	TOTAL
TRIBUTOS		-	-	-	7.299.663,17	7.299.663,17
GERAÇÃO TOTAL		TOTAL		ICMS	PIS E COFINS	TOTAL
MWh		476.721,56		-	7.299.663,17	7.299.663,17
DESCONTOS		TOTAL				
ACR MÉDIO		-		66.496.937,32		
FATOR DE CORTE		-		9.751.789,12		
CTG - VALOR LÍQUIDO		TOTAL				
REEMBOLSO PREVISTO		532.014.272,99				

### RORAIMA

CUSTO TOTAL DA GERAÇÃO		CTcomb	CTcomb_frete	CTgp	CTce	TOTAL
CTG		19.861.986,31	1.757.958,96	191.888.470,71	1.154.557.531,57	1.368.065.947,55
TRIBUTOS		CTcomb	CTcomb_frete	CTgp	CTce	TOTAL
TRIBUTOS		3.686.473,46	162.611,20	-	105.508.102,88	109.357.187,54
GERAÇÃO TOTAL		TOTAL		ICMS	PIS E COFINS	TOTAL
MWh		1.351.491,97		2.037.729,72	107.319.457,82	109.357.187,54
DESCONTOS		TOTAL				
ACR MÉDIO		-		471.292.280,70		
FATOR DE CORTE		-				
CTG - VALOR LÍQUIDO		TOTAL				
REEMBOLSO PREVISTO		896.773.666,85				

### ELETRONORTE

CUSTO TOTAL DA GERAÇÃO		CTcomb	CTcomb_frete	CTgp	CTce	TOTAL
CTG		2.005.486.904,09	-	-	-	2.005.486.904,09
TRIBUTOS		CTcomb	CTcomb_frete	CTgp	CTce	TOTAL
TRIBUTOS		313.919.454,93	-	-	-	313.919.454,93
GERAÇÃO TOTAL		TOTAL		ICMS	PIS E COFINS	TOTAL
MWh		-		313.919.454,93	-	313.919.454,93
DESCONTOS		TOTAL				
ACR MÉDIO		-				
FATOR DE CORTE		-				
CTG - VALOR LÍQUIDO		TOTAL				
REEMBOLSO PREVISTO		2.005.486.904,09				

**VIBRA ENERGIA**

CUSTO TOTAL DA GERAÇÃO		CTcomb	CTcomb_frete	CTgp	CTce	TOTAL
CTG		119.003.212,28	-	-	-	119.003.212,28
TRIBUTOS		CTcomb	CTcomb_frete	CTgp	CTce	TOTAL
TRIBUTOS		23.227.928,67	-	-	-	23.227.928,67
GERAÇÃO TOTAL		TOTAL		ICMS	PIS E COFINS	TOTAL
MWh		-		13.465.709,68	9.762.218,99	23.227.928,67
DESCONTOS		TOTAL				
ACR MÉDIO		-				
FATOR DE CORTE		-				
CTG - VALOR LÍQUIDO		TOTAL				
REEMBOLSO PREVISTO		119.003.212,30				

**JARAQUI**

CUSTO TOTAL DA GERAÇÃO		CTcomb	CTcomb_frete	CTgp	CTce	TOTAL
CTG		246.340,57	-	-	-	246.340,57
TRIBUTOS		CTcomb	CTcomb_frete	CTgp	CTce	TOTAL
TRIBUTOS		48.400,58	-	-	-	48.400,58
GERAÇÃO TOTAL		TOTAL		ICMS	PIS E COFINS	TOTAL
MWh		-		28.224,88	20.175,70	48.400,58
DESCONTOS		TOTAL				
ACR MÉDIO		-				
FATOR DE CORTE		-				
CTG - VALOR LÍQUIDO		TOTAL				
REEMBOLSO PREVISTO		246.340,58				

**TAMBAQUI**

CUSTO TOTAL DA GERAÇÃO		CTcomb	CTcomb_frete	CTgp	CTce	TOTAL
CTG		821.135,24	-	-	-	821.135,24
TRIBUTOS		CTcomb	CTcomb_frete	CTgp	CTce	TOTAL
TRIBUTOS		161.335,26	-	-	-	161.335,26
GERAÇÃO TOTAL		TOTAL		ICMS	PIS E COFINS	TOTAL
MWh		-		94.082,92	67.252,34	161.335,26
DESCONTOS		TOTAL				
ACR MÉDIO		-				
FATOR DE CORTE		-				
CTG - VALOR LÍQUIDO		TOTAL				
REEMBOLSO PREVISTO		821.135,23				

PLANO ANUAL DE CUSTO							
Beneficiário	CTcomb	CTcomb_frete	CTgp	CTce	Desconto ACR	Fator de Corte	Reembolso Previsto
AMAZONAS	397.104.514,15	-	114.889.011,18	2.891.256.262,50	- 1.938.109.885,07	-	4.750.490.231,64
EQUATORIAL AP	-	-	7.975.764,61	134.734.056,88	- 6.799.576,93	- 6.387.781,49	129.522.463,07
CELPE	48.234.318,59	19.502.297,92	10.145.317,00	-	- 10.404.784,33	- 1.889.360,18	65.587.789,00
ENERGISA AC	-	-	8.321.021,17	428.384.860,06	- 78.620.567,54	-	358.085.313,71
ENERGISA MT	-	-	776.297,19	-	- 78.322.854,45	- 193.978,05	17.440.388,99
ENERGISA RO	-	-	2.507.420,98	26.384.773,56	- 52.288.239,49	- 298.749,38	24.597.033,27
EQUATORIAL PA	-	-	126.071.328,19	234.127.866,65	- 66.496.937,32	- 9.751.789,12	532.014.272,99
RORAIMA	19.861.986,31	1.757.958,96	191.888.470,71	44.160.345,55	- 471.292.280,70	-	896.773.666,85
ELETRONORTE	2.005.486.904,09	-	-	-	-	-	2.005.486.904,09
VIBRA ENERGIA	119.003.212,28	-	-	-	-	-	119.003.212,30
JARAQUI	246.340,57	-	-	-	-	-	246.340,58
TAMBAQUI	821.135,24	-	-	-	-	-	821.135,24
<b>Total</b>	<b>2.590.758.411,23</b>	<b>21.260.256,88</b>	<b>462.574.631,03</b>	<b>3.759.048.165,20</b>	<b>- 2.702.335.125,83</b>	<b>- 18.521.658,22</b>	<b>8.900.068.751,73</b>

## C.XIV – Custo de Sub-rogação por Beneficiários

SUB-ROGAÇÃO DE OBRAS EM OPERAÇÃO COMERCIAL			
Beneficiário	Resolução Autorizativa / Portaria	Empreendimento	Valor Reembolso [R\$]
ENERGISA MT	1877/2009	LT / SE Comodoro	9.233.977,91
ENERGISA MT	6174/2017	LD / SE Paranorte	517.511,37
ENERGISA MT	7854/2019	LD / SE Guariba	8.471.584,82
RAESA	8924/2020	Conversão Cristiano Rocha	43.370.723,99
MANAUARA	8922/2020	Conversão Manauara	42.319.268,09
GERA	8923/2020	Conversão Ponta Negra	42.474.843,81
SUBTOTAL			<b>146.387.909,99</b>

SUB-ROGAÇÃO DE OBRAS EM ANDAMENTO			
Beneficiário	Resolução Autorizativa / Portaria	Empreendimento	Valor Reembolso [R\$]
AMAZONAS	7408_2018	LT / SE Parintins	8.725.039,49
AMAZONAS	10630/2021	Interligação Rio Preto da Eva	447.775,53
AMAZONAS	10630/2021	Interligação Itapiranga	387.955,06
AMAZONAS	10630/2021	Interligação Silves II	456.615,82
ENERGISA AC	684/2022	Interligação Cruzeiro do Sul	33.116.000,00
ENERGISA AC	684/2022	Interligação Feijó	12.437.200,00
ENERGISA AC	684/2022	Interligação Tarauacá	12.881.200,00
EQUATORIAL PARÁ	9536/2020	Interligação Aveiro	2.788.544,20
EQUATORIAL PARÁ	9536/2020	Interligação Cotijuba	10.862.082,68
EQUATORIAL PARÁ	9536/2020	Interligação Faro	2.692.352,00
EQUATORIAL PARÁ	9536/2020	Interligação Gurupá	7.182.895,12
EQUATORIAL PARÁ	9536/2020	Interligação Jacareacanga	32.972.463,00
EQUATORIAL PARÁ	9536/2020	Interligação Juruti	3.619.639,00
EQUATORIAL PARÁ	9536/2020	Interligação Oeiras do Pará	8.864.504,00
EQUATORIAL PARÁ	9536/2020	Interligação Prainha	32.427.901,24
EQUATORIAL PARÁ	9536/2020	Interligação Porto de Moz	39.333.190,00
EQUATORIAL PARÁ	9536/2020	Interligação Terra Santa	33.104.736,00
SUBTOTAL			<b>242.300.093,14</b>

<b>TOTAL DE SUB-ROGAÇÃO</b>			<b>388.688.003,13</b>
-----------------------------	--	--	-----------------------



## 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/ANEEL<sup>1</sup>, 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/ANEEL<sup>2</sup>, 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

<sup>1</sup> Sic nº 48581.002145/2017-00.

<sup>2</sup> 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
COSEERN - 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
<b>TOTAL</b>	<b>R\$ 231.888.544,00</b>	

EBD



ASSINADO DIGITALMENTE POR TICIANA FREITAS DE SOUSA

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

## D.II – Projeção Eletrobras - CAFT BUSA



Centrais Elétricas Brasileiras S.A.  
Diretoria de Gestão Corporativa e  
Sustentabilidade - DS  
Rua da Quitanda, 196 – 21º  
20091-005 Rio de Janeiro - RJ  
Tel: (21) 2514-5615  
ds@eletrobras.com

CTA-DS-1673/2022

Rio de Janeiro, 09 de setembro de 2022.

Ao Senhor

**Rui Guilherme Altieri Silva**  
Superintendente  
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE  
Av. Paulista, 2.064 - 13º andar – Bela Vista  
São Paulo – SP  
CEP: 01.310-200

**Assunto:** Orçamentação RGR 2023 – previsão orçamentária para 2023 do Reembolso dos custos de administração, conservação e a gestão dos bens BUSA.

Prezado Senhor,

Em atendimento ao item 15 do Procedimentos de Regulação Tarifário (PRORET), submódulo 5,2, de forma a compor a orçamentação da conta RGR, temos a informar que a previsão orçamentária estimada para o ano de 2023 dos custos administrativos, financeiros e tributários incorridos com o registro, a conservação e a gestão dos bens BUSA, para efeitos de ressarcimento como determina a nova redação do Decreto-Lei nº 1383/74, alterado pela Lei nº 14.120/2021, é de R\$ 4.448.993,20 (quatro milhões e quatrocentos e quarenta e oito mil e novecentos e noventa e três reais e vinte centavos).

Colocamo-nos à disposição de V.S.<sup>a</sup> para quaisquer esclarecimentos e renovamos os mais elevados protestos de estima e consideração.

Respeitosamente,

**Jailson José Medeiros Alves**  
Gestão de Patrimônio

**Ana Paula Figueiredo de Oliveira**  
Superintendencia de Gestão de Patrimônio e Suprimentos

**Luiz Augusto P. A. Figueira**  
Diretor de Gestão Corporativa e Sustentabilidade

Classificação: Pública

Em sua resposta favor citar nossa referência.

Este documento foi assinado digitalmente por Luiz Augusto P. A. Figueira e Ana Paula Figueiredo de Oliveira. Este documento foi assinado eletronicamente por Jailson José Medeiros Alves. Para verificar as assinaturas vá ao site <https://portaldeassinaturas.com.br:443> e utilize o código 89ED-6548-D1B9-E0B4.



## PROTOCOLO DE ASSINATURA(S)

O documento acima foi proposto para assinatura digital na plataforma IziSign. Para verificar as assinaturas clique no link: <https://portaldeassinaturas.com.br/Verificar/89ED-6548-D1B9-E0B4> ou vá até o site <https://portaldeassinaturas.com.br:443> e utilize o código abaixo para verificar se este documento é válido.

Código para verificação: 89ED-6548-D1B9-E0B4



### Hash do Documento

A95705C202504C025EAC58446D163091BA5319EBB0341F070E2874B82E7395C4

O(s) nome(s) indicado(s) para assinatura, bem como seu(s) status em 09/09/2022 é(são) :

- Luiz Augusto Pereira De Andrade Figueira - 844.097.897-91 em 09/09/2022 18:19 UTC-03:00  
**Tipo:** Certificado Digital
- Ana Paula Figueiredo de Oliveira - 045.503.347-11 em 09/09/2022 17:40 UTC-03:00  
**Tipo:** Certificado Digital
- Jailson José Medeiros Alves - 047.594.447-00 em 09/09/2022 17:20 UTC-03:00  
**Tipo:** Assinatura Eletrônica  
**Identificação:** Autenticação de conta

### Evidências

**Client Timestamp** Fri Sep 09 2022 17:20:39 GMT-0300 (Horário Padrão de Brasília)

**Geolocation** Latitude: -22.8246387 Longitude: -43.1659273 Accuracy: 35301.7757354675

**IP** 187.67.36.40

**Assinatura:**

**Hash Evidências:**

68E9C9E0D73F0AFD8BE1BF709BEF716742205389D449753444BAC63774300687



## D.III - Projeção Eletrobras 2023 - Recebíveis sem IR



Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras  
 Diretoria Financeira - DF  
 Departamento de Administração de Investimentos - DFI  
 Divisão de Administração de Contratos de Empréstimos e Financiamentos Concedidos - DFIC  
 Créditos a Receber dos Contratos de Financiamentos Concedidos

Empresa	Caixa Competência	jan/23	fev/23	mar/23	abr/23	mai/23	jun/23	jul/23	ago/23	set/23	out/23	nov/23	dez/23
		dez/22	jan/23	fev/23	mar/23	abr/23	mai/23	jun/23	jul/23	ago/23	set/23	out/23	nov/23
CELESC-DIS	EFS-0317/2011	81.783,08	81.480,18	81.177,28	80.874,38	80.571,48	80.268,58	79.965,68	79.662,78	79.359,88	79.056,98	78.754,08	78.451,18
CEMIG-DIST	EFS-0294/11	265.530,83	264.468,71	263.406,59	262.344,46	261.282,34	260.220,22	259.158,09	258.095,97	257.033,85	255.971,72	-	-
CEREJ	ECF-0293/10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CERTAIA	ECF-2857/10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CERTAIA	EFS-0301/10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CERTEL-ENER	ECF-2856/10	26.360,46	26.251,53	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CERTEL-ENER	EFS-0291/10	1.045,12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CERTHIL	ECF-2847/2010	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COOPERNORTE	ECF-2854/10	12.225,54	12.175,02	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COPREL	ECF-2849/10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CRERAL	ECF-2852/2010	4.326,89	4.309,16	4.291,43	4.273,69	-	-	-	-	-	-	-	-
CERCI	EFS-0306/10	3.932,93	3.917,20	3.901,46	3.885,73	3.870,00	3.854,27	3.838,54	3.822,80	3.807,07	3.791,34	-	-
CERFOX	ECF-2873/10	29.100,81	28.981,05	28.861,30	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CERFOX	EFS-0297/10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CHESP	EFS-0321/11	2.062,09	2.053,94	2.045,79	2.037,64	2.029,48	2.021,33	2.013,18	2.005,03	1.996,88	1.988,73	1.980,58	1.972,43
COELCE	EFS-0292/10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COESO	EFS-0298/10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ELETROCAR	ECF-2982/11	87.596,68	87.272,25	86.947,82	86.623,39	86.298,96	85.974,52	85.650,09	85.325,66	85.001,23	84.676,79	84.352,36	84.027,93
ELETRONUCLEAR	ECF-2278/02	718.354,20	715.742,00	713.129,80	710.517,61	707.905,41	705.293,21	702.681,01	700.068,82	697.456,62	694.844,42	692.232,23	689.620,03
ELETRONUCLEAR	ECF-2507/05	2.407.444,32	2.399.114,07	2.390.783,81	2.382.453,55	2.374.123,29	2.365.793,04	2.357.462,78	2.349.132,52	2.340.802,26	2.332.472,01	2.324.141,75	2.315.811,49
ELETRONUCLEAR	ECF-2579/06	277.577,51	276.658,38	275.739,25	274.820,12	273.900,99	272.981,86	272.062,73	271.143,59	270.224,46	269.305,33	268.386,20	267.467,07
ELETRONUCLEAR	ECF-2878/10	4.353.703,46	4.343.386,62	4.333.069,79	4.322.752,96	4.312.436,12	4.302.119,29	4.291.802,46	4.281.485,63	4.271.168,79	4.260.851,96	4.250.535,13	4.240.218,29
ELFSM	EFS-0296/10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SULGIPE	EFS-0285/10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SULGIPE	EFS-0304/10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CEDRAP	EFS-0286/2010	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CEDRAP	EFS-0309/2010	3.432,85	3.418,78	3.404,71	3.390,64	-	-	-	-	-	-	-	-
CEDRAP	EFS-0316/2011	3.485,09	3.471,94	3.458,79	3.445,64	3.432,49	3.419,34	3.406,18	3.393,03	3.379,88	3.366,73	3.353,58	3.340,43
CEDRI	EFS-0263/09	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CELG	EFS-0232/08	250.812,17	249.843,78	248.875,39	247.907,01	246.938,62	245.970,23	245.001,85	244.033,46	243.065,07	242.096,69	241.128,30	240.159,91
CELPA	DEL-0124/2016-A	-	-	-	19.182.317,56	-	-	-	-	-	-	19.500.256,52	-
CELPA	DEL-0124/2016-C	-	-	-	192.023,63	-	-	-	-	-	-	195.206,34	-
COOPERSUL	ECF-2846/10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CRELUZ	ECF-2848/2010	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AMAZONAS	ECF-2116/01J	190.817,21	190.031,95	189.246,70	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AMAZONAS	ECF-2827/10	86.867,86	86.541,29	86.214,72	85.888,15	85.561,58	85.235,01	84.908,44	84.581,87	84.255,30	83.928,73	83.602,16	83.275,58
AMAZONAS	ECF-3390/21-A	267.106,73	1.335.533,64	1.331.081,87	1.326.630,09	1.322.178,31	1.317.726,53	1.313.274,75	1.308.822,97	1.304.371,19	1.299.919,41	1.295.467,64	1.291.015,86
ELETRONORTE	ECF-2092/01-N	1.881.847,76	1.873.819,48	1.865.791,19	1.857.762,91	1.849.734,62	1.841.706,34	1.833.678,05	1.825.649,77	1.817.621,48	1.809.593,20	1.801.564,91	1.793.536,63
<b>TOTAL</b>		<b>10.955.413,58</b>	<b>11.988.470,97</b>	<b>11.911.427,68</b>	<b>31.029.949,13</b>	<b>11.610.263,69</b>	<b>11.572.583,76</b>	<b>11.534.903,84</b>	<b>11.497.223,91</b>	<b>11.459.543,98</b>	<b>31.117.326,91</b>	<b>11.125.498,91</b>	<b>11.088.896,84</b>



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](http://www.aneel.gov.br)

ASSINADO DIGITALMENTE POR TICIANA FREITAS DE SOUSA

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 1A4A4F3B00400C34 CONSULTE EM <http://siconet2.aneel.gov.br/siconetweb/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 Eletroacre, 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](http://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 relacionados, 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](http://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](http://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)
<b>TOTAL</b>	<b>4.451.705.578,22</b>	<b>1.650.902.061,86</b>	<b>412.725.515,46</b>	<b>3.329.414.520,14</b>	<b>1.261.731.177,88</b>	<b>-</b>	<b>1.924.187.457,52</b>





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

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	238,38	-	-	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	212.520,50	-	-	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	413.188,89	-	-	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	-	-	10.422.972,24	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	39.653.938,64
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	24.046.192,75	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	22.236.023,87
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	21.560.646,46
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	-	-	29.275.931,64	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	22.946.017,58
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	23.500.182,00	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](http://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	(21.404.097,51)	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	51.735.498,37	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	8.400.781,28	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	(33.117.954,23)	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	7.589.929,75	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	4.969.861,73
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	11.377.096,29	6.107.288,55
dez/06	28.673.656,70	17.115.835,22	1.928.958,80	31.652.911,14	9.064.113,97	(2.938.574,39)	17,855,77	-	-	-	(2.380.178,62)	1.267.732,66
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	8.432.978,61
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	6.251.209,54
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	2.919.689,32
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	1.565.654,65
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)	2.341.764,49
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	838.210,67
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	25.553.786,07	13.357.348,13	3.339.337,03	27.323.074,05	12.870.736,33	4.056.660,85	908,54	-	-	32.940,60	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)	3.689.634,50
dez/07	05.699.396,94	173.136.985,05	43.284.246,26	28.636.724,04	14.433.331,70	279.050.572,51	57,574.525,44	1.469,66	-	73.518,67	336.700.086,28	162.223.972,13
jan/08	28.552.021,63	10.199.727,28	2.527.431,82	28.772.027,56	13.826.344,74	(1.409.191,57)	1.498,047,47	-	-	51.103,51	13.959.541	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)	128.978.426,10
mar/08	28.007.198,83	9.623.045,54	2.405.761,38	-	-	40.036.005,75	264,08	41,66,96	-	115.966,31	40.156.403,10	18.840.445,73
abr/08	30.281.673,91	8.267.986,89	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	2.114.837,29
mai/08	37.048.734,45	10.790.078,35	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	5.401.566,33
jun/08	35.754.696,93	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	10.712.429,84	2.678.107,46	34.650.200,52	10.596.973,02	9.108.054,66	15,368,56	10,229,46	-	169.266,79	9.302.919,47	4.426.986,91
ago/08	41.492.453,98	10.177.746,99	2.544.436,75	33.967.933,70	10.422.425,92	9.824.278,10	10,203,81	9,369,89	-	183.033,14	10.028.720,54	4.292.031,07
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	42.583.322,40	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	-	73.518,67	7.615.305,72	3.346.503,72
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)	804.497,20
dez/08	45.950.890,04	11.716.712,13	2.929.178,03	42.168.548,32	12.456.883,16	5.971.348,72	985,65	11,579,95	-	211.529,66	6.195.449,38	2.670.264,66
jan/09	44.147.746,25	16.201.687,73	4.050.421,93	38.039.858,29	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	15.497.666,10	3.874.416,53	45.502.922,35	11.533.320,17	5.699.413,03	-	-	-	213.987,15	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	(48.499.560,39)	7,542,01	24,701,82	-	216.901,26	(48.250.505,30)	20.191.496,18
abr/09	46.261.878,00	15.597.127,02	3.899.281,75	-	-	65.758.286,77	6.667,62	-	-	229.060,13	65.994.013,21	27.341.686,85
mai/09	45.006.660,59	15.390.854,21	3.847.713,55	48.045.462,09	15.734.221,25	465.545,01	2,88	-	-	229.341,05	694.888,94	284.904,44
jun/09	46.786.867,63	15.576.555,66	3.894.138,91	45.845.103,92	15.419.303,41	4.993.154,01	1.587,51	25,803,88	-	201.348,22	5.221.894,48	2.119.218,86
jul/09	51.757.556,09	16.076.582,02	4.019.145,51	44.589.886,51	15.214.914,85	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	3.332.058,53	-	-	-	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	2.923.492,42
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	4.923.998,78
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	51.418.272,17	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	52.160.218,42	19.347.725,23	4.836.931,31	50.753.305,88	19.464.808,01	6.126.716,07	-	135,58	-	570.383,75	6.697.280,4	



## 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
<b>TOTAL</b>	<b>42.103.368,27</b>	<b>348.788.384,07</b>	<b>91.703.417,75</b>	<b>482.595.170,09</b>	<b>24.111.263,57</b>	<b>506.706.433,66</b>	<b>479.752.466,43</b>
<b>TOTAL ATUALIZADO</b>							<b>986.458.900,09</b>



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



