



RELEASE DE RESULTADOS 1T2025

Natália Beatriz Pereira
Nascimento Sorreano
Técnica de Subestação
e Manutenção

conexões que inspiram. conexões que inspiram. conexões que inspiram. conexões que inspiram.



Saiba mais
sobre a evolução
de marca
no
nosso site

C.A. 46299
RISCO 2
ATPV 10,0 CALCM



São Paulo, 29 de abril de 2025 – A ISA ENERGIA BRASIL S.A. ("ISA ENERGIA BRASIL", "Companhia", B3: ISAE3 e ISAE4) anuncia seus resultados do primeiro trimestre de 2025 (1T25). Os Resultados Regulatórios estão apresentados de acordo com os procedimentos e diretrizes emitidos pelo Órgão Regulador e conforme as políticas contábeis estabelecidas no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE) com o objetivo de colaborar com o entendimento do negócio da Companhia. Os resultados regulatórios são auditados anualmente pelo mesmo auditor independente das demonstrações financeiras societárias e não são revisados trimestralmente. Adicionalmente, é possível encontrar os resultados de acordo com as normas da Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e os Pronunciamentos Técnicos do Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) aplicáveis e em conformidade com as normas internacionais de contabilidade (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB) na seção de "Anexos" deste documento.

Indicadores Regulatórios (R\$ Milhões)	Consolidado		
	1T25	1T24	Var (%)
Receita Líquida	1.131,9	1.108,1	2,1%
PMSO	-179,6	-189,9	-5,4%
PMSO Gerenciável	-177,7	-178,7	-0,6%
EBITDA	923,3	896,9	2,9%
Margem EBITDA	81,57%	80,94%	0,63 p.p
Lucro Líquido¹	337,4	409,2	-17,6%
Margem Líquida	29,8%	36,9%	-7,1 p.p
ROE (12 meses)	19,4%	25,5%	-6,1 p.p
Dívida Líquida	12.119,7	8.134,6	49,0%
CapEx (ex-M&A)	1.108,0	835,1	32,7%

¹ajustado pela participação do acionista não controlador.

Destaques financeiros 1T25



Lucro líquido R\$ 337,4 milhões (-17,6%)



EBITDA R\$ 923,3 milhões (+2,9%)



Dívida líquida R\$ 12.119,7 milhões (+49,0%)



CapEx R\$ 1.108,0 milhões (+32,7%)



PMSO: R\$ 179,6 milhões (-5,4%)

Teleconferência 1T25

Teleconferência em português com tradução simultânea para inglês

Data: 30 de abril de 2025

Horário: 10h00 (BRT) / 09h00 (EST)

O evento será transmitido via Zoom, através do link a seguir: [clique aqui](#)

Todos dados para conexão disponíveis no site de Relações com Investidores:

ri.isaenergiabrasil.com.br

EVENTOS DO PERÍODO

Aditivos Contratuais IE Aimorés e IE Paraguaçu

Em 3 de março de 2025, a Companhia anunciou a assinatura dos primeiros termos aditivos dos contratos de concessão 004/2017 ("Aimorés") e 003/2017 ("Paraguaçu") com a União prorrogando os prazos de vigência das concessões em (i) Aimorés: 55 dias, com novo término em 6 de abril de 2047 e; (ii) Paraguaçu: 138 dias, com novo término em 28 de junho de 2047.

Os aditivos são resultado do deferimento do pedido de reconhecimento de excludente de responsabilidade pelo atraso na entrada em operação comercial dos empreendimentos. A Diretoria Colegiada da Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"), ao reconhecer os impactos da COVID-19 nos cronogramas de obras dos contratos, determinou a compensação dos prejuízos por meio da prorrogação proporcional do tempo dos contratos de concessão.

Aimorés e Paraguaçu são concessões em que a ISA ENERGIA BRASIL participa em sociedade, na proporção igualitária de 50% com a Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. ("TAESA"), e entraram em operação em 2022. Para maiores informações, [clique aqui](#).

18ª Emissão de Debêntures

Em 25 de março de 2025, a Companhia concluiu o processo de captação de recursos via 18ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, em duas séries, no montante total de R\$ 1,4 bilhão. Os R\$ 500 milhões captados através da primeira série serão destinados ao projeto Piraquê (lote 3 do Leilão de transmissão 01/2022), enquanto os R\$ 900 milhões da segunda série serão destinados a execução de projetos de Reforços e Melhorias. O prazo de vencimento da oferta foi definido em aproximadamente 8 anos, contados da data de emissão, e o custo de IPCA+7,41%, para ambas as séries. A Companhia contratou operação de *swap* de juros de IPCA para CDI (CDI-0,60%) para a 2ª Série. Em função da data de início da operação, o efeito do valor justo do swap será observado a partir do mês de abril acompanhando o início do *accrual* da dívida. [Clique aqui](#) para acessar os documentos da oferta.

Contratação de Formador de Mercado

Em 27 de março de 2025, os serviços de formador de mercado passaram a ser prestados pela ITAÚ CORRETORA DE VALORES S.A., para as ações preferenciais de emissão da Companhia ("ISAE4") na B3. O Contrato para Prestação de Serviços de Formador de Mercado celebrado tem como objetivo fomentar a liquidez das ações e cumpre as regras definidas pela Resolução da CVM nº 133/2022, pelo Regulamento do Formador de Mercado da B3, pelo Regulamento de Operações da B3 e pelas demais normas e regulamentos aplicáveis. O contrato possui prazo de vigência indeterminado e pode ser resiliado e/ou rescindido por qualquer das partes mediante comunicação prévia. Para maiores informações [clique aqui](#).

Distribuição de Proventos aos Acionistas

Ao longo do primeiro trimestre de 2025, a Companhia realizou distribuição de proventos aos acionistas via juros sobre o capital próprio ("JCP"), no valor total de R\$ 1.555,5 milhões, correspondente a R\$ 2,360835 por ação de ambas as espécies (ordinária - "ISAE3" e preferencial - "ISAE4"). A distribuição foi aprovada em 12 de dezembro de 2024 no Conselho de Administração da ISA ENERGIA BRASIL. O valor do JCP líquido do imposto de renda na fonte foi dividido em três pagamentos, sendo cada um deles com suas respectivas datas base, "ex-direito" e de pagamento, conforme tabela abaixo:

Tipo de Provento	Data de Deliberação	Base de Distribuição	Data			Volume (R\$ milhões)	R\$ / Ação
			Base	Ex-Direito	Pagamento		
Juros Sobre Capital Próprio ("JCP")	12-dez-24	Resultado do Exercício Social de 2024	9-jan-25	10-jan-25	21-jan-25	518,5	0,786945
			11-fev-25	12-fev-25	21-fev-25	518,5	0,786945
			11-mar-25	12-mar-25	21-mar-25	518,5	0,786945
						1.555,5	2.360835

Considerações sobre as informações financeiras

As informações financeiras apresentadas neste documento referem-se ao período de três meses findo em 31 de março de 2025 e foram preparadas de acordo com as normas, procedimentos e diretrizes emitidos pelo Órgão Regulador e conforme as políticas contábeis estabelecidas no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL através da Resolução Normativa nº 933 em 28 de maio de 2021 e orientações do Despacho nº 2.904 de 17 de setembro de 2021 da ANEEL.

A informação denominada EBITDA (Lucro Antes dos Juros, Impostos sobre a Renda e Contribuição Social, Depreciação e Amortização – LAJIDA) está apresentada de acordo com a Resolução da comissão de valores mobiliários (CVM) 156/22.

Adicionalmente, as informações financeiras e operacionais incluídas nesta discussão de resultados são sujeitas a arredondamentos e, como consequência, os valores totais apresentados nas tabelas e gráficos podem diferir da agregação numérica direta dos valores que os precedem.

Segue o cálculo do EBITDA na contabilidade regulatória de acordo com a Resolução Normativa nº 933 e Despacho nº 2.904:

(R\$ milhões)	Consolidado		
	1T25	1T24	Var (%)
(=) Lucro Líquido Regulatório	337,4	409,2	-17,6%
(+) Particip. do Acionista não controlador	11,5	12,8	-10,6%
(+) IRPJ/CSLL	90,2	132,8	-32,1%
(-) Equivalência Patrimonial	-75,1	-79,2	-5,1%
(+) Resultado Financeiro	351,4	252,4	39,2%
(+) Depreciação/Amortização	208,0	168,8	23,2%
(=) EBITDA Regulatório	923,3	896,9	2,9%
(+) Equivalência Patrimonial	75,1	79,2	-5,1%
(=) EBITDA Regulatório CVM 156/2022	998,4	976,1	2,3%

O cálculo do EBITDA de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro ("International Financial Reporting Standards - IFRS"), emitidas pelo "International Accounting Standards Board – IASB, a partir do EBITDA na contabilidade regulatória está disponível na sessão "Comparativo de Resultados (Regulatório vs. IFRS)" deste documento ([clique aqui](#)).

ÍNDICE

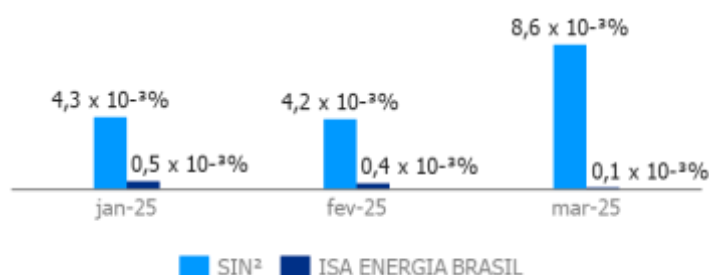
EVENTOS DO PERÍODO	3
DESEMPENHO FINANCEIRO (RESULTADOS REGULATÓRIOS)	7
RECEITA OPERACIONAL	7
CUSTOS E DESPESAS DE O&M	9
OUTRAS RECEITAS E DESPESAS OPERACIONAIS	10
EBITDA E MARGEM	11
RESULTADO FINANCEIRO	12
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	12
IRPJ E CSLL	13
LUCRO LÍQUIDO ¹	13
COMPARATIVO DE RESULTADOS (REGULATÓRIO VS. IFRS)	14
ENDIVIDAMENTO	16
INVESTIMENTOS	17
INVESTIMENTOS EM REFORÇOS E MELHORIAS	17
INVESTIMENTOS EM PROJETOS <i>GREENFIELD</i>	18
MERCADO DE CAPITAIS	19
COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA	19
DESEMPENHO DAS AÇÕES	19
SUSTENTABILIDADE	20
DESTAQUES DO PERÍODO	20
INDICADORES DE SUSTENTABILIDADE	21
EVENTOS SUBSEQUENTES	23
OUTRAS INFORMAÇÕES RELEVANTES	23
REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA (RTP) 2024 - CONCESSÃO PAULISTA (CONTRATO RENOVADO 059/2001)	23
REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA (RTP) - CONTRATOS LICITADOS	26
RAP CICLO 24/25	27
RENOVAÇÃO CONCESSÃO PAULISTA - CONTRATO 059/2001 (RBNI/RBSE)	30
PLANO DE COMPLEMENTAÇÃO DE APOSENTADORIA – LEI 4.819/58	31
GLOSSÁRIO	33
ANEXOS	36

DESEMPENHO OPERACIONAL

A Companhia realiza de forma constante e minuciosa a gestão de seus indicadores operacionais com destaque para o Índice de Energia Não Suprida ("IENS"), obtido pela relação percentual entre o total de energia não suprida durante todas as ocorrências no período e a energia total que seria suprida na ausência das interrupções, ou seja, representa a energia que deixou de ser consumida em decorrência de uma interrupção. A gestão adequada do IENS é de suma importância uma vez que as companhias transmissoras de energia são remuneradas pela disponibilidade de seus ativos por meio da Receita Anual Permitida ("RAP") e eventuais indisponibilidades da rede podem acarretar redução da receita por meio de desconto denominado Parcela Variável ("PV").

Segue abaixo o desempenho operacional ao longo do 1T25, através da medição do IENS^{1,2} da Companhia e, também a referência do Sistema Interligado Nacional ("SIN"):

IENS % 2025



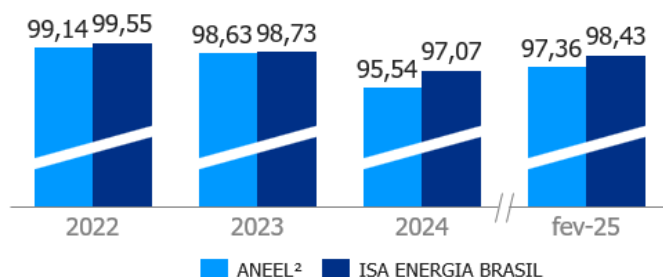
¹ Índice de referência disponibilizado no relatório de indicadores de desempenho calculado pelo ONS.

² São considerados apenas ativos da rede básica.

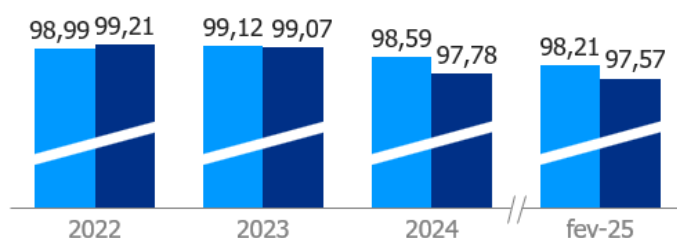
³ Dado disponibilizado no relatório de março/2025 pelo SIN.

Disponibilidade de ativos

Linhas de Transmissão



Transformadores



* São considerados apenas ativos da rede básica

** O ONS/ANEEL calcula o indicador para famílias de equipamento, que é a junção do tipo e nível de tensão.

*** Os resultados consolidados apresentados são a média das famílias subordinadas a elas.

**** Dados acumulados em forma de janela móvel, março/2024 a fevereiro/2025.

**** Fonte: ONS.

DESEMPENHO FINANCEIRO (Resultados Regulatórios)

Receita Operacional

Receita Operacional (R\$ Milhões)	Consolidado		
	1T25	1T24	Var (%)
Receita de Uso da Rede Elétrica	1.281,8	1.271,0	0,8%
RBSE	568,6	646,2	-12,0%
Concessão Paulista (contrato 059)	436,4	396,8	10,0%
Operação e Manutenção (O&M) ¹	235,1	235,2	0,0%
Reforços e Melhorias (R&M)	201,2	161,6	24,5%
Contratos Licitados	253,9	223,9	13,4%
Parcela de Ajuste (PA) e Antecipações	0,9	-20,7	n.a
Parcela Variável (PV)	-15,9	-20,4	-21,9%
Encargos Regulatórios ex RAP (CDE e PROINFRA)	38,1	45,2	-15,8%
Outras	12,2	10,0	21,0%
Receita Bruta	1.294,0	1.281,1	1,0%
Deduções	-162,1	-172,9	-6,2%
Tributos e Contribuições (PIS e Cofins)	-112,5	-114,2	-1,4%
Encargos Regulatórios ex RAP (CDE e PROINFRA)	-32,6	-41,4	-21,3%
Encargos Regulatórios in RAP (P&D, RGR e TFSEE)	-17,0	-17,3	-2,0%
Receita Líquida	1.131,9	1.108,1	2,1%

¹RAP referente a parcela de operação e manutenção dos ativos existentes considerados no processo de renovação do contrato 059/2001.

A receita bruta consolidada atingiu R\$ 1.131,9 milhões no 1T25, incremento de R\$ 23,7 milhões em relação ao 1T24 (+2,1%). As principais variações da receita no período foram:

Concessão Paulista (contrato 059/2001)

• Efeitos da Revisão Tarifária Periódica ("RTP") 2023

- ▼ redução do componente econômico da RBSE, decorrente da movimentação da base de ativos;
- ▲ incorporação da RAP de Reforços e Melhorias ("R&M") de pequeno porte energizados entre 2018 e 2022;
- ▼ movimentação da base de ativos blindada na primeira RTP do contrato.

• R&M de Grande Porte

- ▲ incorporação da RAP dos projetos energizados nos últimos 12 meses.

Reajuste da RAP: ciclo tarifário 2024/2025

- ▲ atualização da RAP pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo ("IPCA") do período (3,93%).

Contratos Licitados

- ▲ reajuste do ciclo tarifário para o ciclo 2024/2025 com atualização da RAP pelo IPCA do período;
- ▲ energização do projeto Minuano no 4T24.

Parcelas De Ajuste (PA) e Antecipações

- ▲ retomada do recebimento da anuidade de melhorias após a RTP da Concessão Paulista, de forma a adiantar parte da receita associada à execução das melhorias de pequeno porte, que serão reconhecidas na RAP apenas na RTP de 2028 (+R\$ 10,2 milhões);
- ▲ recebimento retroativo da anuidade de melhorias do ciclo tarifário anterior (23/24), devido a postergação da RTP de julho/2023 para julho/2024 (+R\$ 10,2 milhões).

PA e Antecipações (R\$ Milhões)	Consolidado		
	1T25	1T24	Var (%)
Anuidade Melhorias	20,5	0,0	N.A.
Antecipação	10,5	14,2	-25,8%
Outras PAs	-30,1	-34,9	-13,7%
Reversão PA RTP 2020 ¹	-22,9	-22,9	0,0%
Outros	-7,2	-12,0	-39,9%
TOTAL	0,9	-20,7	n.a

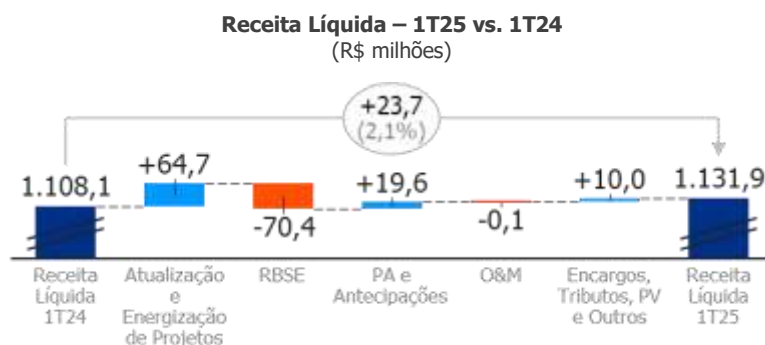
¹Reversão da PA de remuneração do componente financeiro da RBSE pelo custo do capital próprio ("Ke") reconhecida no 2T20 ([clique aqui](#)), devido a incorporação do componente a RAP após reperfilamento do RBSE definido na Resolução Homologatória 2.851/21 ([clique aqui](#)).

DEDUÇÕES

As deduções da receita bruta incluem tanto os tributos PIS e COFINS quanto encargos regulatórios (P&D, RGR e TFSE) e quotas de repasse que variam conforme a participação de consumidores livres (CDE e Proinfa) que, em conjunto, atingiram R\$ 162,1 milhões no 1T25 com redução de R\$ 10,8 milhões (-6,2%) em relação ao mesmo período do ano anterior devido ao menor consumo efetivo por parte dos consumidores livres.

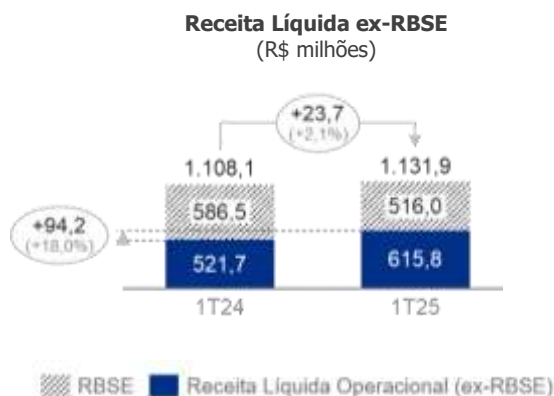
RECEITA LÍQUIDA

A receita líquida cresceu R\$ 23,7 milhões (+2,1%) em relação ao registrado no 1T24, totalizando R\$ 1.131,9 milhões.



RECEITA LÍQUIDA EX-RBSE

A receita líquida ex-RBSE do 1T25 cresceu R\$ 94,2 milhões (+18,0%) na comparação com o 1T24 devido, principalmente, a: (i) efeitos da RTP da Concessão Paulista; (ii) energização de projetos de R&M de grande porte nos últimos 12 meses; (iii) energização do projeto Minuano; e (iv) correção monetária no reajuste para o ciclo tarifário 2024/2025.



Custos e Despesas de O&M

Custos e Despesas de O&M (R\$ milhões)	Consolidado		
	1T25	1T24	Var (%)
Pessoal	-108,1	-98,4	9,8%
Materiais	-4,1	-3,7	12,6%
Serviços	-39,9	-43,5	-8,2%
Outros	-25,5	-33,1	-22,8%
PMSO (gerenciável)	-177,7	-178,7	-0,6%
Não recorrentes	0,0	-0,0	-100,0%
Entidade de Previdência Privada	-1,9	-11,2	-82,8%
PMSO	-179,6	-189,9	-5,4%
Contingências	0,0	0,0	N.A.
Depreciação	-208,0	-168,8	23,2%
Demais custos e despesas	-208,0	-168,8	23,2%
Total	-387,6	-358,7	8,1%

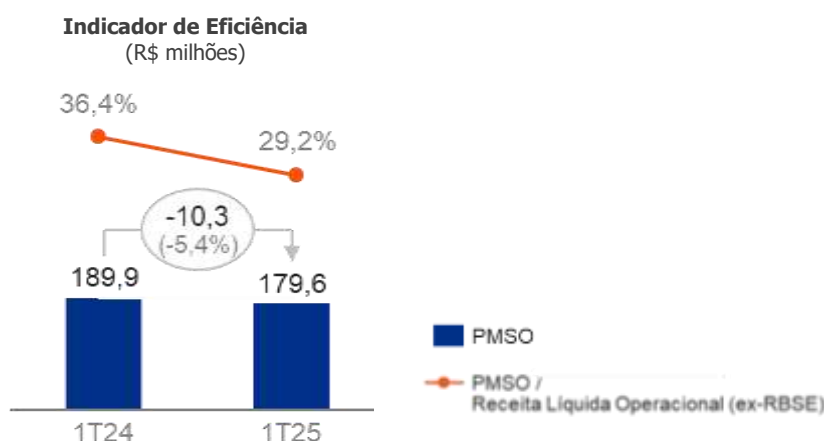
Os Custos e Despesas gerenciáveis com Pessoal, Materiais, Serviços e Outros ("PMSO") totalizaram R\$ 177,7 milhões no 1T25 (-0,6% vs. 1T24). Seguem os principais eventos que causaram variações no PMSO gerenciável do período:

- ▲ **Pessoal:** (i) acordos coletivos assinados em setembro e novembro de 2024; (ii) despesas com indenizações; e (iii) maiores custos com plano de saúde dos colaboradores. Esses efeitos foram parcialmente compensados pela maior capitalização de horas do quadro técnico;
- ▼ **Serviços:** menores despesas com (i) serviços de conservação e limpeza de faixa em subestações; e (ii) regularizações e reintegrações de posse. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo aumento de despesas com (i) serviços de inspeção aérea e terrestre para mapeamento de áreas para realização de serviço de roçada; e (ii) serviços relacionados ao reforço da cultura de segurança;
- ▼ **Outros:** menores custos com aluguel de veículos e licenças de software.

Além das movimentações explicadas, a provisão referente a previdência privada (passivo atuarial estimado em função de benefícios, conforme previsto no CPC33) reduziu R\$ 9,2 milhões no trimestre (-82,8% vs. 1T24). Essa variação não possui efeito caixa e é explicada principalmente pelo aumento da taxa de desconto utilizada para apuração do valor presente das obrigações futuras devido ao aumento da NTN-B na reavaliação anual em dezembro de 2024.

A gestão de custos e despesas resultou em redução de 5,4% no PMSO do período que totalizou R\$ 179,6 milhões no 1T25.

O gráfico a seguir mostra a evolução da eficiência operacional da Companhia medida pela relação entre o PMSO e a receita líquida ex-RBSE.



DEPRECIAÇÃO

A Companhia registrou R\$ 208,0 milhões em despesa com depreciação no 1T25. O aumento de 23,2% em comparação com a depreciação registrada no 1T24 é devido à:

(i) RTP da Concessão Paulista, que homologou laudo de reavaliação dos ativos de projetos de reforços e melhorias energizados entre 2018 e 2022, gerando maior Base de Remuneração Regulatória ("BRR") e, consequentemente, maior volume de depreciação a partir de então (+R\$ 32 milhões);

(ii) ajuste da taxa de depreciação média dos projetos Triângulo Mineiro e Itaúnas, após processo de regularização da unitização de seus ativos junto à ANEEL (+R\$ 4,7 milhões);

(iii) RTP dos contratos 015/2008 (IE Jaguar 9), 016/2008 e 013/2008 (IE Sul) ([clique aqui](#)), que homologou laudo de reavaliação dos ativos de projetos de reforços energizados entre 2019 e 2023 (+R\$ 1,1 milhão) e;

(iv) entrada em operação do projeto Minuano (contrato 001/2020) no 4T24 (+R\$ 1,6 milhão) e de projeto de reforço na IE Aguapeí (contrato 046/2017) (+0,6 milhão).

Com isso, os custos e despesas com O&M totalizaram R\$ 387,6 milhões no 1T25, 8,1% acima do registrado no 1T24.

Outras Receitas e Despesas Operacionais

Outras Receitas e Despesas Operacionais (R\$ milhões)	Consolidado		
	1T25	1T24	Var (%)
Receitas	6,8	3,6	87,8%
Receitas de indenização de seguro patrimonial	0,0	1,9	-100,0%
Alienação de bens inservíveis à concessão	3,2	1,2	160,0%
Atualização de valores de precatórios a receber (terreno SJC)	1,8	0,7	167,6%
Outras	1,7	-0,2	n.a
Despesas	-35,8	-24,9	43,6%
Amortização de mais valia (PBTE e SF Energia)	-15,0	-15,0	0,0%
Custo com desativação de bens*	-21,1	-10,8	95,3%
Outros	0,3	0,8	-68,2%
Total	-29,0	-21,3	36,1%

* custos com serviço de desativação, alienação e baixa de ativos

A ISA ENERGIA BRASIL registrou despesa de R\$ 29,0 milhões na rubrica "outras receitas e despesas operacionais" no 1T25 devido, principalmente: (i) aos custos com desativação e alienação de bens dado o maior volume de execução e entrada em operação de projetos de reforços e melhorias (+R\$ 10,3 milhões vs 1T24); e (ii) à realização da mais valia (*goodwill*) referente a aquisição das empresas PBTE e SF energia, que é amortizada ao longo do prazo remanescente da concessão da PBTE, até setembro de 2046. Na comparação entre períodos, o aumento das despesas foi parcialmente compensado pelo maior volume de receitas de alienação de bens inservíveis à concessão no 1T25.

EBITDA e MARGEM

O EBITDA do 4T24 totalizou R\$ 923,3 milhões, com incremento de R\$ 26,3 milhões (+2,9% vs. 1T24) e margem de 81,57% (+0,63 p.p. vs. 1T24).

EBITDA (R\$ milhões)	Consolidado		
	1T25	1T24	Var (%)
Receita líquida	1.131,9	1.108,1	2,1%
Custos e despesas (ex-depreciação)	-179,6	-189,9	-5,4%
Outras despesas e receitas (ex-amortização)	-29,0	-21,3	36,1%
EBITDA	923,3	896,9	2,9%
Margem EBITDA	81,57%	80,94%	0,63 p.p.

A variação é explicada, principalmente, por:

- ▲ RTP da Concessão Paulista:
 - ▲ Incorporação da RAP de R&M de pequeno porte;
 - ▼ Redução do componente econômico da RBSE;
- ▲ Reajuste inflacionário da RAP para o ciclo 24/25;
- ▲ Entrada em operação de projetos *greenfield* e de reforços e melhorias nos últimos 12 meses;
- ▲ Gestão e controle de custos e despesas;
- ▲ Redução de custos com entidade de previdência privada;
- ▼ Maior custo com desativação e alienação de bens.

EBITDA (R\$ milhões)	Consolidado + Controladas em Conj.		
	1T25	1T24	Var (%)
Consolidado	923,3	896,9	2,9%
Controladas em Conjunto	164,9	162,0	1,8%
IE Madeira (51%)	74,8	76,2	-1,8%
IE Garanhuns (51%)	16,1	13,0	24,2%
IE Aimorés (50%)	11,9	12,2	-2,3%
IE Paraguaçu (50%)	17,4	17,5	-0,4%
IE Ivaí (50%)	44,6	43,1	3,5%
Total	1.088,1	1.058,9	2,8%

O EBITDA da participação da ISA ENERGIA BRASIL nas empresas controladas em conjunto totalizou R\$ 164,9 milhões no 1T25, aumento de R\$ 2,9 milhões (+1,8%) em relação ao 1T24.

O crescimento no trimestre é explicado pelo melhor desempenho da IE Garanhuns e IE Ivaí, compensado parcialmente pelo menor desempenho da IE Madeira. Mais detalhes estão disponíveis na sessão "Equivalência Patrimonial" deste documento ([clique aqui](#)).

Com isso, o EBITDA total, considerando o consolidado da ISA ENERGIA BRASIL (controladora + empresas controladas) e as empresas controladas em conjunto (não consolidadas), foi de R\$ 1.088,1 milhões no 1T25, com incremento de R\$ 29,2 milhões (+2,8%) contra o mesmo período do ano anterior.

Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ milhões)	Consolidado		
	1T25	1T24	Var (%)
Receita Financeira	92,8	41,9	121,6%
Rendimento de aplicação financeira	80,4	39,9	101,7%
Outros	12,3	2,0	515,7%
Despesa Financeira	-444,1	-294,3	50,9%
Juros e encargos sobre empréstimos	-274,0	-163,7	67,3%
Variação Monetária	-159,1	-125,0	27,3%
Outras	-11,0	-5,5	101,2%
Total	-351,4	-252,4	39,2%

A Companhia registrou despesa financeira líquida de R\$ 351,4 milhões no 1T25, com aumento de R\$ 99,0 milhões (+39,2%) em comparação ao 1T24 explicado por:

- ▼ **Juros e encargos sobre empréstimos:** maior posição de dívida bruta (+44,2% vs. 1T24) após as captações realizadas pela Companhia entre os períodos (16^a, 17^a e 18^a emissões);
- ▼ **Variação monetária:** maior volume de endividamento indexado ao IPCA (+41,1%), após a 17^a e 18^a emissões de debêntures realizadas em outubro de 2024 e março de 2025, respectivamente. Adicionalmente, a inflação medida pelo IPCA avançou para 2,0% no 1T25 (vs. 1,8% no 1T24). Destaca-se que, para fins contábeis, o 1T considera a inflação dos meses de dezembro a fevereiro;
- ▼ Maiores gastos com tributos como: (i) Imposto sobre Operações Financeiras ("IOF") que incidiu sobre o 4º desembolso do BNDES e sobre resgates de aplicações no período; e (ii) PIS/Cofins sobre receitas financeiras e créditos tributários;
- ▲ Maior rendimento de aplicações financeiras devido ao maior volume aplicado (+19,3%) e à alta do CDI no período (+32 bps); e
- ▲ Maior volume de receita com atualização monetária referente a créditos tributários.

Equivalência Patrimonial

Equivalência Patrimonial (R\$ milhões)	Consolidado		
	1T25	1T24	Var (%)
IE Madeira (51%)	37,3	44,7	-16,7%
IE Garanhuns (51%)	11,6	8,6	34,2%
AIE (50%)	26,3	25,8	1,8%
IE Aimorés	9,5	10,0	-4,8%
IE Paraguaçu	14,2	13,8	2,6%
IE Ivaí	2,6	2,0	29,2%
Total	75,1	79,2	-5,1%

O resultado da equivalência patrimonial foi R\$ 75,1 milhões no 1T25, R\$ 4,1 milhões menor (-5,1%) que o registrado no 1T24 devido, principalmente, ao menor resultado da IE Madeira, compensado parcialmente pelo melhor resultado da IE Garanhuns e pela atualização da RAP pelo IPCA para o ciclo 24/25. Seguem os detalhamentos por empresa:

IE Madeira

Apresentou resultado de equivalência patrimonial de R\$ 37,3 milhões no 1T25, com redução de R\$ 7,5 milhões (-16,7%) em relação ao 1T24 explicada principalmente por (i) maior despesa de IRPJ/CSLL diferido (+R\$ 11,2 milhões), em razão da padronização do critério de contabilização do imposto em contabilidade regulatória conforme critério adotado pela Companhia; (ii) maior incidência da Parcela Variável por Indisponibilidade ("PVI") com desconto de receita (+R\$ 2,6 milhões); (iii) maiores despesas com a manutenção e conservação (+R\$ 4,4 milhões), e; (iv) aumento na depreciação e amortização (+R\$ 5,6 milhões). Tais efeitos foram parcialmente compensados por (i) reajuste do ciclo tarifário pelo IPCA; (ii) pela redução da despesa financeira líquida devido a menor posição de dívida bruta e maior rentabilidade das aplicações financeiras (+R\$ 7,1 milhões).

IE Garanhuns

Apresentou receita de R\$ 11,6 milhões no 1T25, com aumento de R\$ 2,9 milhões (+34,2%) em relação ao mesmo período do ano anterior explicado, principalmente, por (i) maior receita devido reajuste do ciclo tarifário pelo IPCA; e (ii) menores despesas financeiras devido à redução de 18% da dívida bruta.

Aliança Interligação Elétrica (AIE)

Composta por 3 projetos em sociedade com a TAESA (Aimorés, Paraguaçu e Ivaí), a AIE apresentou receita de R\$ 26,3 milhões no 1T25, 1,8% superior ao mesmo período do ano anterior. O melhor resultado deve-se ao crescimento da receita após reajuste do ciclo tarifário pelo IPCA, compensado parcialmente por maior despesa financeira com variação monetária da dívida da IE Ivaí por conta do avanço do IPCA e incidência de PA positiva na IE Paraguaçu e IE Aimorés no 1T24.

[Clique aqui](#) para verificar a demonstração de resultado sintética das controladas em conjunto

IRPJ e CSLL

IRPJ CSLL (R\$ milhões)	Consolidado		
	1T25	1T24	Var (%)
Corrente	-94,9	-169,7	-44,1%
Diferido	4,8	36,9	-87,1%
Total	-90,2	-132,8	-32,1%
Taxa efetiva	20,5%	23,9%	-3,4 p.p

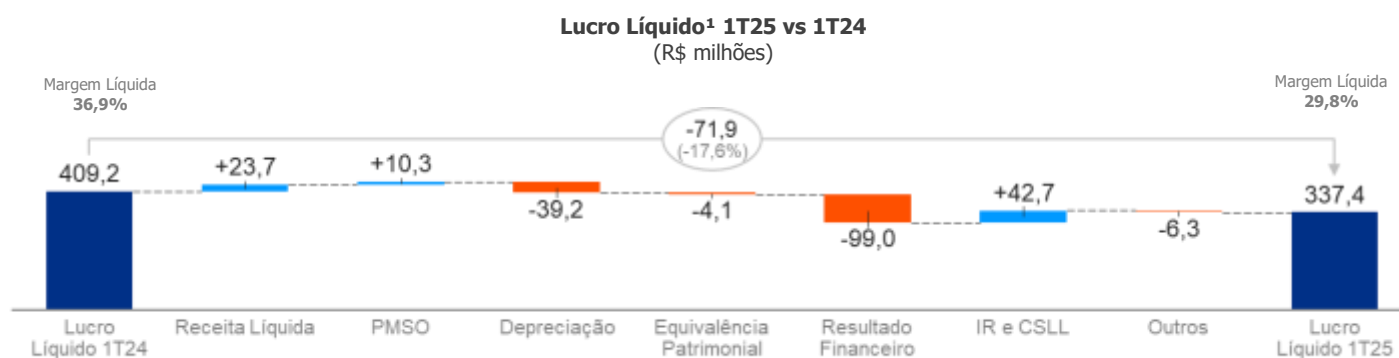
A Companhia registrou despesa de R\$ 90,2 milhões com Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido ("IR/CSLL") no 1T25, frente à despesa de R\$ 132,8 milhões contabilizada no mesmo período do ano anterior, representando uma redução de 32,1%. A taxa efetiva apurada de imposto no 1T25 foi de 20,5%, -3,4 p.p. menor que a taxa efetiva registrada no 1T24 (23,9%).

A variação da taxa efetiva consolidada deve-se, principalmente, a (i) menor representatividade do resultado da controladora, devido à redução do componente econômico do RBSE da Concessão Paulista, que possui alíquota superior à aplicada nas empresas controladas em regime fiscal de lucro presumido; e (ii) maior representatividade da equivalência patrimonial no resultado consolidado.

Além da taxa efetiva, a redução da despesa no trimestre é explicada pela menor base tributável, devido ao maior volume de despesas financeiras líquidas.

Lucro Líquido¹

Como resultado das explicações apresentadas, o lucro líquido do trimestre totalizou R\$ 337,4 milhões, redução de 17,6% em relação ao 1T24.



¹ ajustado pela participação do acionista não controlador.

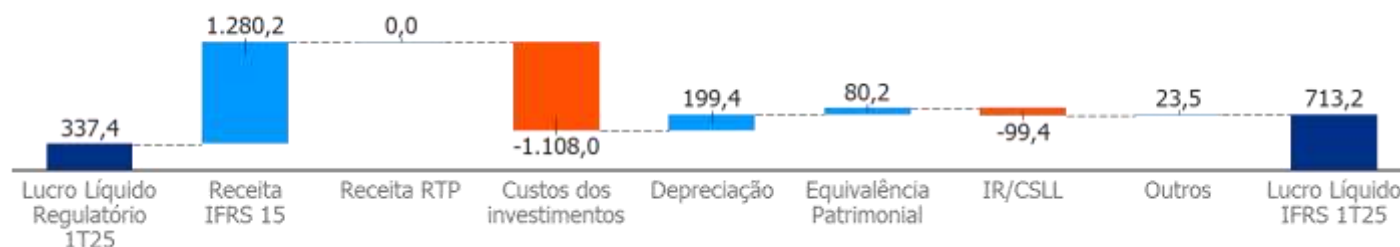
Comparativo de Resultados (Regulatório vs. IFRS)

No 1T25, a Companhia registrou lucro líquido de R\$ 713,2 milhões na contabilização IFRS, resultado R\$ 70,2 milhões maior (+10,9%) que o registrado no 1T24. A DRE detalhada na contabilidade IFRS está disponível no [anexo IX](#) deste documento.

Demonstração de Resultado (IFRS) (R\$ milhões)	Consolidado		
	1T25	1T24	Var (%)
Receita Operacional Líquida	2.412,0	1.978,2	21,9%
Custos dos Serviços de Implementação da infraestrutura, operação e manutenção e de serviços prestados	-1.246,4	-967,1	28,9%
Lucro Bruto	1.165,7	1.011,0	15,3%
Receitas e Despesas Operacionais	100,2	81,1	23,5%
Lucro antes das receitas e despesas financeiras e dos impostos sobre o lucro	1.265,8	1.092,2	15,9%
Resultado Financeiro	-351,6	-252,5	39,2%
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	914,3	839,7	8,9%
Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	-189,6	-183,8	3,2%
Lucro/Prejuízo Consolidado	724,7	655,9	10,5%
Participação do Acionista não Controlador	-11,5	-12,8	-10,6%
Lucro/Prejuízo	713,2	643,1	10,9%

As principais variações entre o resultado consolidado em IFRS e Regulatório no trimestre e no período acumulado estão apresentadas abaixo:

Lucro Líquido¹ 1T25 - Regulatório vs. IFRS
(R\$ milhões)



¹ ajustado pela participação do acionista não controlador

Receita - IFRS 15: No IFRS, as receitas que se referem aos investimentos realizados ao longo da concessão são registradas com o reconhecimento da margem de implementação de infraestrutura e determinação da taxa de desconto do ativo contratual. Além disso, existe a receita de remuneração dos ativos de contrato que é a recomposição do valor a receber pela taxa de desconto ao longo do tempo. No regulatório, a receita reflete a RAP registrada conforme o faturamento no prazo da concessão.

Custos dos investimentos: No IFRS, os custos de implementação de infraestrutura referem-se ao investimento realizado no período de obra, calculados a partir do investimento das aquisições de CapEx (equipamentos, serviços e mão de obra interna e externa). No regulatório, os investimentos são tratados como ativo imobilizado.

Depreciação: No IFRS, não há depreciação de ativos da concessão, uma vez que estes não são considerados ativo imobilizado, e sim ativo contratual ou financeiro. O imobilizado do IFRS refere-se substancialmente a bens utilizados pela Companhia e não vinculados ao contrato de concessão. No regulatório, os ativos da concessão são considerados ativo imobilizado e depreciados linearmente considerando sua vida útil.

Equivalência Patrimonial: Os principais efeitos da equivalência patrimonial são reflexo das explicações da receita, custos e depreciação para as empresas controladas em conjunto.

IR/CSLL: No IFRS, o IR/CSLL são provisionados mensalmente, obedecendo ao regime de competência e apurados conforme previsto na Lei 12.973/14, de forma que os valores efetivamente tributados consideram a realização do caixa. A Companhia adota o regime de lucro real com estimativa mensal.

Segue o cálculo do EBITDA na contabilidade IFRS de acordo com a Resolução CVM 156/22:

(R\$ milhões)	Consolidado		
	1T25	1T24	Var (%)
(=) Lucro Líquido IFRS	713,2	643,1	10,9%
(+) Particip. do Acionista não controlador	11,5	12,8	-10,6%
(+) IRPJ/CSLL	189,6	183,8	3,2%
(+) Equivalência Patrimonial	-155,3	-150,0	3,6%
(+) Resultado Financeiro	351,6	252,5	39,2%
(+) Depreciação/Amortização	8,6	8,9	-3,0%
(=) EBITDA IFRS	1.119,1	951,1	17,7%
(-) Equivalência Patrimonial	155,3	150,0	3,6%
(=) EBITDA IFRS CVM 156/2022	1.274,4	1.101,0	15,7%

Segue o cálculo do EBITDA na contabilidade Regulatória a partir do EBITDA CVM 156/22:

(R\$ milhões)	Consolidado		
	1T25	1T24	Var (%)
EBITDA IFRS (CVM 156/22)	1.273,4	1.101,1	15,7%
(-) Receita de implementação da infraestrutura	-1.331,4	-1.014,6	31,2%
(-) Remuneração dos ativos de concessão	-1.007,2	-854,1	17,9%
(-) Ganho de eficiência na implementação da infraestrutura	-7,2	-22,8	-68,2%
(-) Receita de O&M	-332,7	-334,9	-0,7%
(+) Receita de uso da rede elétrica	1.281,8	1.271,0	0,8%
(+) Outras receitas	3,5	3,1	11,8%
(+) PIS e COFINS diferidos	113,0	82,2	37,5%
(+) Custo de implementação da infraestrutura	1.108,0	835,1	32,7%
(-) Custo de O & M	5,3	3,7	43,8%
(-) Despesas gerais e administrativas	3,8	-2,0	n.a
(-) Equivalência patrimonial	-80,2	-70,8	13,4%
(-) Outras receitas (despesas) operacionais	-31,8	-20,9	51,8%
EBITDA REGULATÓRIO (CVM 156/22)	998,4	976,1	2,3%
(-) Equivalência Patrimonial	-75,1	-79,2	-5,1%
EBITDA REGULATÓRIO	923,3	896,9	2,9%

ENDIVIDAMENTO

A dívida bruta da Companhia atingiu R\$ 14.952,1 milhões no 1T25, aumento de R\$ 1.678,3 milhões (+12,6%) em relação ao saldo final do 4T24. O aumento se deve, principalmente, à 18ª emissão de debêntures no montante de R\$ 1.400,0 milhões em março de 2025 e ao 4º desembolso do BNDES em janeiro de 2025 com valor de R\$ 82,1 milhões.

A Companhia concluiu a 18ª emissão de debêntures no 1T25, levantando R\$ 1.400,0 milhões em 2 séries. A primeira série possui o montante de R\$ 500,0 milhões com custo de IPCA+7,41% e vencimento em setembro de 2033 e a segunda série possui o montante de R\$ 900,0 milhões com custo de IPCA+7,41% e vencimento em junho de 2033. A Companhia contratou *swap* para a segunda série alterando sua exposição de IPCA+7,41% para CDI -0,60%.

Cabe destacar que apenas os contratos de financiamento com o BNDES, que somam R\$ 714,9 milhões em 31 de março de 2025, possuem *covenants* financeiros. Esses *covenants* são medidos anualmente pelo índice Dívida Líquida/EBITDA com os resultados do quarto trimestre, que tem como limite 3,0x. A última apuração ocorreu em 31 de dezembro de 2024 e a Companhia e suas controladas atenderam aos requisitos relacionados a cláusulas restritivas. A próxima apuração será realizada em 31 de dezembro de 2025. O índice de alavancagem gerencial da Companhia, seguindo a metodologia do BNDES, foi de 3,16x no 1T25, comparado a 2,72x no 4T24. A Companhia já iniciou as tratativas junto ao BNDES para obtenção de *Waiver*. Mais detalhes sobre a alavancagem estão no [anexo VII](#) deste documento.

Os avanços de 190 bps no CDI anualizado (vs. 4T24) e de 19 bps no IPCA dos últimos 12 meses levaram o custo médio nominal das dívidas da Companhia para 12,65% a.a. (vs. 11,83% a.a. no 4T24). Considerando o IPCA acumulado dos últimos 12 meses, o custo médio real* da dívida é 7,22%, com aumento de 59 bps (vs. 6,63% no 4T24).

A Companhia encerrou o 1T25 com o total de R\$ 3.276,7 milhões em disponibilidades (-3,6% vs. 31 de dezembro de 2024). Ao excluir as disponibilidades das empresas controladas em conjunto, a dívida líquida da Companhia atingiu R\$ 12.119,7 milhões em 31 de março de 2025 com aumento de R\$ 1.889,9 milhões (+18,5%) em comparação à dívida líquida em 31 de dezembro de 2024.

(*) Razão entre (i) Custo médio nominal; e (ii) IPCA últimos 12 meses.

Empréstimos e Financiamentos R\$ (milhões)	31/03/2025	31/12/2024	Var (%)
Dívida Bruta³	14.952,1	13.273,8	12,6%
Curto Prazo	1.333,9	1.204,0	10,8%
Longo Prazo	13.618,2	12.069,8	12,8%
Disponibilidades Consolidadas	3.276,7	3.400,7	-3,6%
ISA ENERGIA BRASIL e Controladas	2.832,4	3.044,0	-7,0%
Subsidiárias controladas em conjunto ¹	444,3	356,7	24,6%
Dívida Líquida²	12.119,7	10.229,8	18,5%

¹ Parte dos recursos da Companhia estão em fundos de investimentos exclusivos, que também são utilizados de forma segregada pelas empresas 100% e empresas controladas em conjunto (IE Madeira, IE Garanhuns, IE Aimorés, IE Paraguaçu e IE Ivaí) e referem-se a quotas de fundos de investimentos com alta liquidez, prontamente conversíveis em montante de caixa, independentemente do vencimento dos ativos neles alocados.

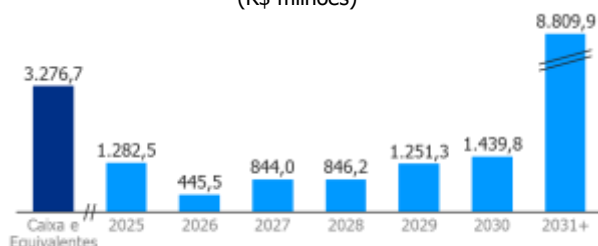
² Dívida líquida considera disponibilidades ISA ENERGIA BRASIL e subsidiárias controladas 100%.

³ Considera arrendamentos mercantis (*leasing*), segundo manual de contabilidade do setor elétrico ("MCSE") vigente a partir de janeiro de 2022, o qual considera adoção do CPC 6 pela ANEEL.

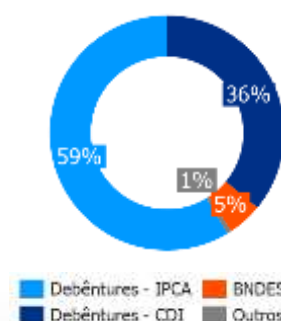
O prazo médio da dívida consolidada da Companhia em 31 de março de 2025 era de 7,3 anos (vs. 7,5 anos em 31 de dezembro de 2024) e seu perfil de amortização é compatível com a natureza do negócio, o que apresenta baixo risco com alta previsibilidade de receitas e geração de caixa operacional. Além disso, a Companhia possui *rating* corporativo em "triplo A" em escala local com perspectiva estável, estabelecido pela Fitch Ratings que destaca, entre outras coisas, a previsibilidade e a segurança da receita com a forte geração de caixa operacional.

Mais informações sobre o endividamento estão disponíveis no website da Companhia ([clique aqui](#)).

Cronograma de Amortização da Dívida Bruta
(R\$ milhões)

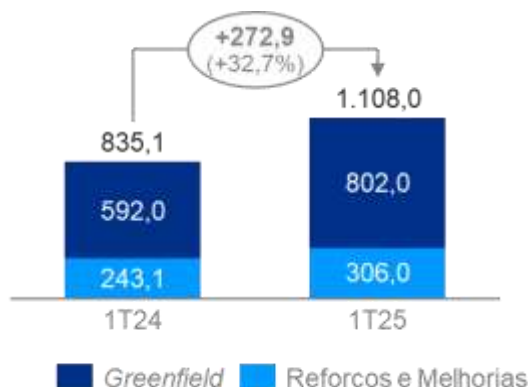


Indexação da Dívida
31/03/2025



INVESTIMENTOS

A ISA ENERGIA BRASIL, suas empresas controladas e empresas controladas em conjunto investiram R\$ 1.108,0 milhões no 1T25, com aumento de R\$ 272,9 milhões (+32,7%) em relação ao investido no 1T24. A variação é explicada, principalmente, pelo aumento de R\$ 210,1 milhões (+35,5%) em investimentos realizados em projetos *greenfield*, com destaque principalmente para Piraquê e Riacho Grande, que receberam investimentos de R\$ 537,3 milhões e R\$ 158,6 milhões, respectivamente.



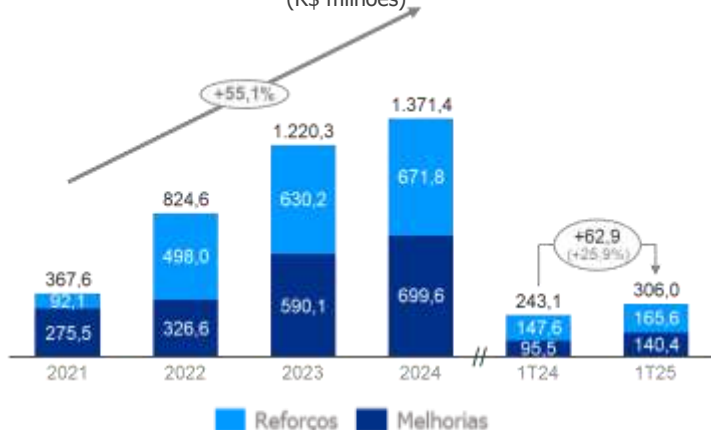
Investimentos em Reforços e Melhorias (“R&M”)

A Companhia investiu R\$ 306,0 milhões em reforços e melhorias no 1T25, aumento de R\$ 62,9 milhões (+25,9%) em comparação com o mesmo período de 2024. Nesse período, a ISA ENERGIA BRASIL substituiu 268 equipamentos, dentre os quais estão transformadores, disjuntores, chaves seccionadoras, sistemas de proteção e linhas de transmissão. Entre 2021 e 2024, o investimento nesses projetos apresentou taxa de crescimento anual média composta (CAGR) de 55,1%.

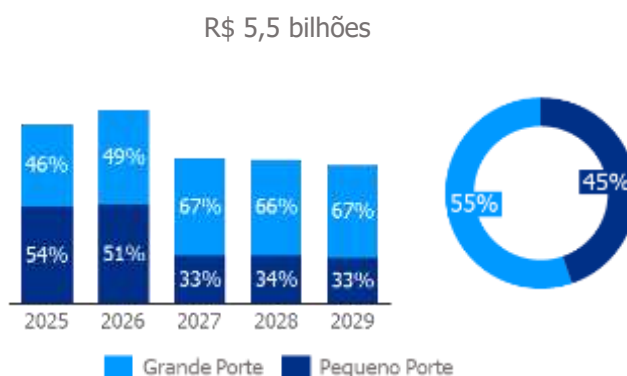
No primeiro trimestre de 2025 a ISA ENERGIA BRASIL recebeu autorizações para executar 14 novos projetos de reforços e melhorias com investimento total de aproximadamente R\$ 330 milhões. Atualmente a Companhia possui cerca de R\$ 5,5 bilhões de investimentos em projetos de R&M já autorizados pela ANEEL que serão executados até 2029. Estes investimentos são remunerados conforme a Regulação e cabe destacar que a receita de aproximadamente 55% do investimento autorizado entre os anos de 2023 e 2027 refere-se a projetos de pequeno porte e, portanto, será habilitada somente na RTP prevista para acontecer em 2028, com pagamento da receita retroativa às respectivas datas de entrada em operação de cada projeto. Os demais projetos (grande porte) são autorizados com receita previamente definida via Resolução Autorizativa (“ReA”) e passam a receber receita imediatamente após a entrada em operação.

A renovação dos ativos é fundamental para a adequada gestão do sistema de transmissão e, além de garantir a excelência na prestação de serviço com confiabilidade e segurança, permite a redução de custos de operação e manutenção (O&M) e traz maior longevidade aos ativos.

Investimento em Reforços e Melhorias
(R\$ milhões)



Investimento Autorizado para projetos de Grande Porte e Pequeno Porte
(R\$ bilhões, valor real base jun/24)



Investimentos em Projetos *Greenfield*

No 1T25, a Companhia investiu R\$ 802,0 milhões em empreendimentos que foram licitados em leilões de transmissão. O aumento de R\$ 210,1 milhões (+35,5%) em relação ao mesmo período de 2024 é devido, principalmente, ao investimento de R\$ 537,3 milhões no projeto Piraquê, que teve sua construção iniciada em agosto de 2024. Adicionalmente, a Companhia intensificou os investimentos no projeto Riacho Grande, que soma R\$ 158,6 milhões no período e se encontra em estágio avançado de construção, com avanço físico de 84%. Também cabe destacar o projeto Água Vermelha, cuja construção se iniciou no 3T24 e já se encontra com 82% de avanço físico de seu cronograma.



A Companhia ainda possui 6 projetos *greenfield* em execução com investimento ANEEL remanescente de aproximadamente R\$ 7,5 bilhões e RAP ciclo 24/25 de R\$ 978,7 milhões. Segue tabela com informações dos projetos em construção:

Leilões	Projetos	Situação Atual	Contrato	Empresa	UF	RAP ISA ENERGIA BRASIL Ciclo 24/25 (R\$ milhões)	Início das Obras	Prazo ANEEL	Avanço Físico ¹	CapEx Participação ISA ENERGIA BRASIL (R\$ milhões)	
										Total ANEEL (valor real, data base leilão)	ISA ENERGIA BRASIL (valor nominal, realizado até 31/03/25)
001/2020 (dez/2020)	Riacho Grande (Lote 7)	Em Obras	005/2021	IE Riacho Grande	SP	88,4	3T23	mar-26	84%	1.141,0	688,7
001/2022 (jun/2022)	Piraquê (Lote 3)	Em Obras	008/2022	ISA ENERGIA BRASIL	MG / ES	325,8	3T24	set-27	49%	3.653,6	2.157,8
	Jacarandá (Lote 6)	Em Obras	011/2022	IE Jaguar 8	SP	15,3	3T24	mar-26	52%	232,3	39,7
001/2023 (jun/2023)	Serra Dourada (Lote 1)	Licenciamento Ambiental	006/2023	ISA ENERGIA BRASIL	BA/MG	305,6	2T26	mar-29	18%	3.157,0	257,0
	Itatiaia (Lote 7)	Licenciamento Ambiental	012/2023	ISA ENERGIA BRASIL	RJ/MG	235,6	4T25	mar-29	20%	2.342,3	116,4
	Água Vermelha (Lote 9)	Em Obras	014/2023	IE Tibagi	SP	8,0	3T24	set-26	82%	94,2	71,1
Total (6)						978,7		-	36%	10.620,4	3.330,8

¹Avanço do Projeto: evolução de todas as atividades relativas ao empreendimento até sua energização.

Mais informações sobre os projetos *greenfield* estão disponíveis no website da Companhia e você pode acessar [clikando aqui](#).

MERCADO DE CAPITAIS

Composição Acionária

Controlada pela ISA, empresa multilatinha que atua nos setores de energia elétrica, rodovias e telecomunicações, a Companhia possui 64% das ações em circulação (*free float*).

Acionistas	ISAE3 (ON)		ISAE4 (PN)		Total (ON+PN)	
	Qtd Ações	%	Qtd Ações	%	Qtd Ações	%
ISA Capital do Brasil S.A	230.856.832	89,50%	5.144.528	1,28%	236.001.360	35,82%
Ações em Circulação (<i>Free Float</i>)	27.080.900	10,50%	395.801.044	98,72%	422.881.944	64,18%
Elektrobras	25.106.829	9,73%	117.399.836	29,28%	142.506.665	21,63%
Outros	1.974.071	0,77%	278.401.208	69,44%	280.375.279	42,55%
Total	257.937.732	100,00%	400.945.572	100,00%	658.883.304	100,00%

Data base: 31/03/2025

Desempenho das Ações

As ações ordinárias ("ISAE3") e preferenciais ("ISAE4") da ISA ENERGIA BRASIL encerraram o primeiro trimestre de 2025 cotadas, respectivamente, a R\$ 31,52 (+3,4% vs. 4T24) e R\$ 22,34 (-2,9% vs. 4T24). Neste mesmo período, o Índice de Energia Elétrica ("IEE") e o Ibovespa apresentaram valorizações de 10,1% e 8,3%, respectivamente. A ISA ENERGIA BRASIL encerrou o primeiro trimestre de 2025 com valor de mercado de R\$ 17,1 bilhões e o volume financeiro médio diário negociado ("ADTV²") da ISAE4 foi de R\$ 67,7 milhões no 1T25 (+24,9% vs. 1T24).

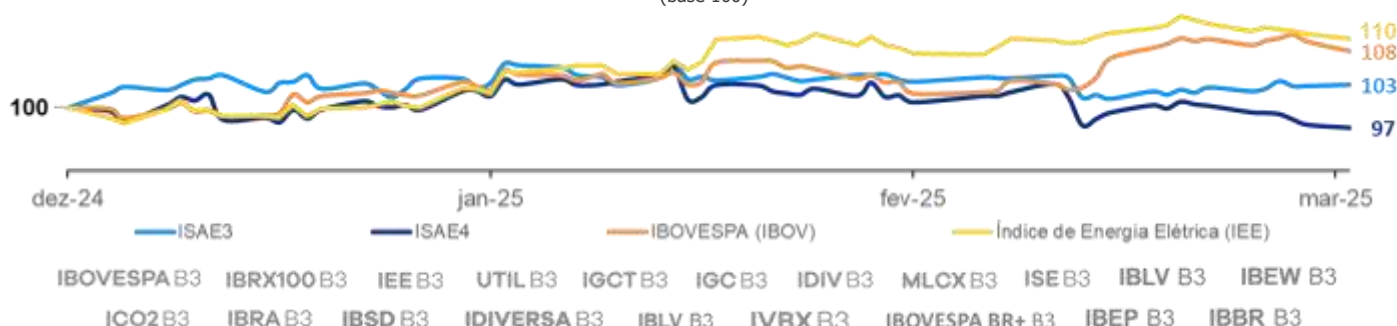
Mercado de Capitais	1T25	1T24	4T24
	658.882.604	658.882.604	658.882.604
Valor de Mercado ¹ (R\$ bilhões)	17,1	18,5	17,1
ISAE3			
Volume médio/dia (mil ações)	3,4	2,4	3,2
Volume financeiro médio/dia - ADTV ² (R\$ mil)	111	82	99
Cotação Média (R\$)	31,42	34,19	30,93
Preço de fechamento (R\$)	31,52	33,06	30,49
ISAE4			
Volume médio/dia (mil ações)	2.478	2.101	2.699
Volume financeiro médio/dia - ADTV ² (R\$ mil)	67.739	54.242	80.919
Cotação Média (R\$)	22,99	25,79	24,26
Preço de fechamento (R\$)	22,34	24,82	23,01

¹ calculado a partir do preço de fechamento das ações no período

² volume diário médio de negociações diárias (ADTV)

Atualmente, a Companhia integra os seguintes índices: Índice Bovespa (Ibovespa B3), Índice Brasil Amplo (IBRA), Índice de Dividendos (IDIV), Índice de Energia Elétrica (IEE), Índice de Governança Corporativa (IGC), Índice de Governança Corporativa Trade (IGCT), Índice MidLarge Cap (MLCX), Índice de Utilidade Pública (UTIL), Índice Brasil 100 (IBRX100), Índice Carbono Eficiente (ICO2), Índice Bovespa Smart Dividendos (IBSD), Índice Bovespa BR+ (IBBR), Índice Bovespa Smart Low Volatility (IBLV), Índice de Diversidade (IDVR), Índice Valor (IVBX), Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE), Índice Bovespa B3 Empresas Privadas (IBEP) e Índice Bovespa B3 Equal Weight (IBEW).

Evolução ISAE3 x ISAE4 x Ibovespa x IEE – 2025
(base 100)



SUSTENTABILIDADE

Os dados e indicadores apresentados referem-se à ISA ENERGIA BRASIL e suas subsidiárias de participação integral, salvo indicação em nota de rodapé. A gestão dessas informações é supervisionada e revisada pelo Conselho de Administração, por meio do Comitê de Governança Corporativa, Sustentabilidade, Tecnologia e Inovação ("ASGTI"). Alinhados à agenda de desenvolvimento sustentável, os investimentos e iniciativas refletem o compromisso da Companhia em gerar impacto social e ambiental positivo. Saiba mais sobre os compromissos no [site da Companhia](#).

Destaques do Período

ISA ENERGIA BRASIL conquista certificação ISO 45.001

A Companhia obteve a certificação ISO 45.001 em fevereiro de 2025, reconhecendo suas melhores práticas em gestão de saúde e segurança do trabalho. A certificação abrange a sede corporativa, o Centro de Operação, cinco Regionais e mais de 130 subestações. Esse marco reforça o compromisso com a identificação, monitoramento e gestão proativa de riscos, promovendo um ambiente de trabalho seguro, prevenindo acidentes e assegurando conformidade com altos padrões internacionais.

Desempenho Climático - Carbon Disclosure Project

A ISA ENERGIA BRASIL conquistou nota B no questionário de Mudanças Climáticas do *Carbon Disclosure Project* ("CDP"), iniciativa que é referência na avaliação de ações sustentáveis que contribuem para o combate às mudanças climáticas. A nota indica bom nível de gerenciamento relacionado às ações e estratégias do tema, apesar de ainda haver oportunidades de avanços para alcançar o nível de liderança e tornar-se referência em boas práticas.

ISA ENERGIA BRASIL integra ICO2

A Companhia integrou, pelo terceiro ano consecutivo, o Índice Carbono Eficiente (ICO2 B3), criado em 2010 pela B3 e pelo BNDES para estimular discussões sobre mudanças climáticas no Brasil. O índice lista empresas que se destacam na gestão de emissões e apresentam maior eficiência na relação entre emissões e receitas brutas, contribuindo para uma economia de baixo carbono.

Implementação de câmeras *off grid* no Piauí

Com o objetivo de reduzir os impactos das queimadas nas linhas de transmissão, a Companhia implementou um projeto pioneiro no setor elétrico, que utiliza câmeras autônomas *off grid* para realizar o monitoramento em tempo real de áreas críticas para ocorrência de queimadas no Estado do Piauí. Instaladas estrategicamente em quatro torres de transmissão da Interligação Elétrica Norte-Nordeste (IENNE) no entorno dos municípios de Canto do Buriti, Eliseu Martins, Sebastião Leal, Colônia do Gurgueia, Uruçuí e Bertolínia, as câmeras têm a capacidade de monitorar até 25 km ao redor das estruturas, o que permite identificar focos de incêndio em sua fase inicial, momento crucial para minimizar danos ambientais e sociais, permitindo um combate mais eficaz e a proteção da biodiversidade e das comunidades.

Ampliação da geração de energia limpa para autoconsumo

Dando continuidade à jornada de sustentabilidade e seu compromisso com a transição energética, a Companhia avançou na geração de energia limpa para autoconsumo remoto com a entrada em operação, ao final de fevereiro de 2025, de sua segunda usina solar instalada na Subestação Assis, em São Paulo. Com 214 kWp (quilowatt-pico) de potência instalada, o sistema é capaz de gerar energia para atender nove unidades consumidoras da própria empresa na região, contribuindo para uma redução anual estimada de 17 toneladas de CO₂e. A Companhia planeja a construção de mais duas usinas solares, expandindo sua potência instalada para 1.300 kW na área de concessão da ISA ENERGIA BRASIL com, aproximadamente, 2.500 placas fotovoltaicas.

Impacto Social no Espírito Santo

A ISA ENERGIA BRASIL aportou R\$ 383 mil, via Fundo do Idoso, para apoiar o projeto Cidadania em Ação, realizado pela Associação Amigos da Justiça Cidadania, Educação e Arte em Ibirapu, município de entorno dos Projetos Itaúnas e Piraquê, no Espírito Santo. O projeto beneficia cerca de 300 idosos em situação de vulnerabilidade social, por meio de atividades físicas e apoio psicossocial.

Indicadores de Sustentabilidade

Emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE)



¹ considera o consumo de energia proveniente exclusivamente da concessionária | ² considera o consumo de água proveniente de distribuidora e poço tubular.

As metas de redução de emissões de gases de efeito estufa (GEE) da Companhia compreendem os Escopos 1 e 2 e, parcialmente, o Escopo 3. As ações prioritárias incluem iniciativas para redução de emissões relacionadas ao gás SF₆, consumo de energia e consumo de combustível.

As perdas de gás SF₆ representam mais de 70% das emissões de GEE dos escopos 1 e 2 (exceto perdas técnicas) da Companhia, motivo pelo qual são mantidos esforços contínuos para evitá-las e, nos casos de efetivação das perdas, controlá-las rapidamente. Dentre as iniciativas, destacam-se: (i) intensificação de ações de manutenção preventiva e (ii) utilização de tecnologias digitais como câmeras de monitoramento para identificação tempestiva de vazamentos. Como resultado desses esforços, as perdas de gás SF₆ reduziram significativamente (-52,9%) quando comparada ao mesmo período do ano anterior.

Do ponto de vista de ecoeficiência, além das emissões também acompanhamos o desempenho relacionado ao consumo de água e energia na operação. No consumo de água, observou-se um acréscimo de 17,1% no 1T25 vs 1T24, impulsionado pelo volume de obras de reforços e melhorias. Quanto ao consumo de energia, o aumento de 1,7%, justificado pela energização de novos projetos em 2024, além da continuidade de projetos de reforços e melhorias que envolvem obras estruturais nos ativos em operação.

Saúde e Segurança do Trabalho ("SST")

No trimestre, a Companhia registrou cinco acidentes, sendo três sem afastamento e dois com afastamento. Diante desse cenário, a Companhia segue com o compromisso de desenvolver iniciativas para evitar e prevenir ocorrências, como campanhas envolvendo colaboradores e terceiros enfatizando medidas de prevenção de acidentes, ações de segurança psicológica, e encontro de segurança nas localidades. Essas iniciativas visam fortalecer a cultura de segurança na ISA ENERGIA BRASIL.

Categoria / Colaboradores	1T24	1T25	Var (%)
Acidentes sem afastamento			
Próprios	0	1	N.A.
Terceiros	0	2	N.A.
Total	0	3	N.A.
Acidentes com Afastamento			
Próprios	0	0	N.A.
Terceiros	1	2	1,0
Total	1	2	1
Acidentes com óbitos			
Próprios	0	0	N.A.
Terceiros	0	0	N.A.
Total	0	0	N.A.
Taxa de frequência de acidentes			
Próprios	0,0	1,3	N.A.
Terceiros	0,5	0,9	0,6

Diversidade¹

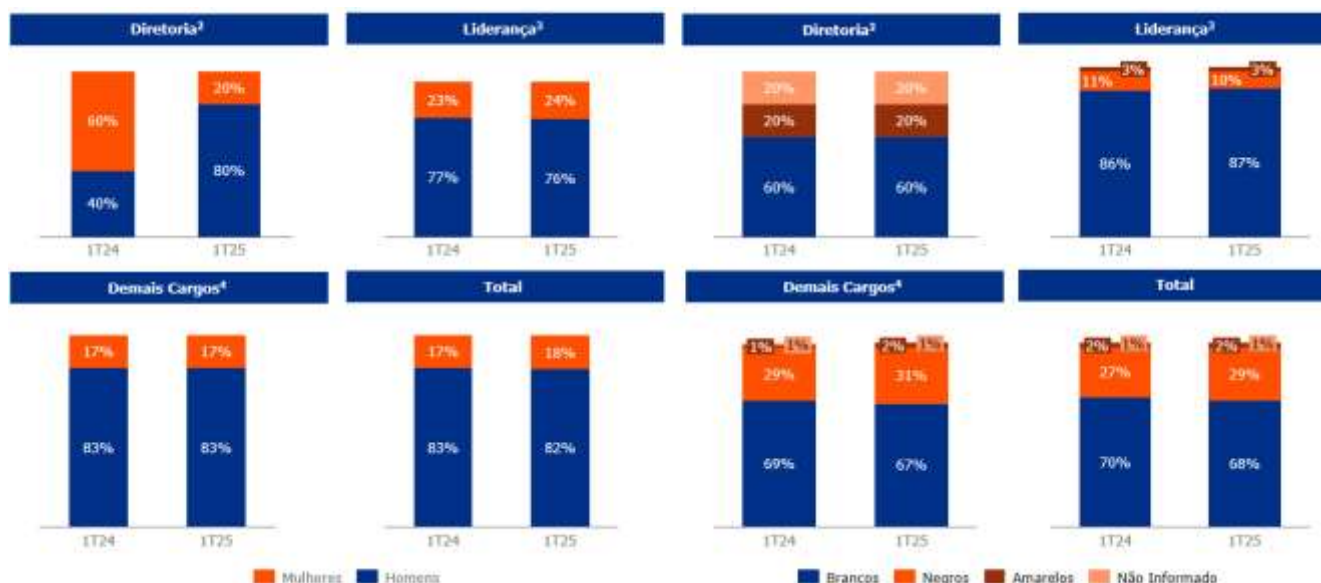
A ISA ENERGIA BRASIL acredita que a diversidade e a inclusão são pilares essenciais para a inovação, resultados sustentáveis e para a construção de uma sociedade mais justa. Desta forma, por meio do Programa de Diversidade e Inclusão, que promove Diversidade, Equidade e Inclusão, a Companhia, garante que 50% das vagas de trainee e estágio de 2025 serão ocupadas por mulheres, pessoas negras e pardas e pessoas com deficiência.

Neste trimestre, a Companhia realizou o Diálogo de Diversidade com colaboradores das regionais, mentoria de Diversidade, Equidade & Inclusão (DE&I) para diretores e a campanha do Dia Internacional da Mulher. Além disso lançou a Pulse - Pesquisa de Diversidade para mapear a percepção dos colaboradores sobre a temática.

Atualmente, cerca 29% das posições no quadro total efetivo são ocupadas por pessoas pretas e pardas, sendo 10% da liderança. A participação feminina é de 18%, com 24% em cargos de liderança.

Diversidade de Gênero (%)

Étnico-racial (%)⁴



¹ Os indicadores de diversidade consideram o total de colaboradores no último dia de cada período.

² Diretores estatutários e Presidente.

³ Diretores empregados, Gerentes e Coordenadores.

⁴ Especialistas e demais cargos, exceto Conselheiros, Aprendizes e Estagiários.

⁵ As informações étnico-raciais são feitas de acordo com as classificações do IBGE.

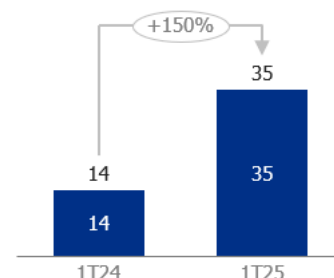
Comportamento ético

No último trimestre, a Companhia recebeu 35 denúncias pela Linha Ética, o que representa um aumento de 150% em relação ao mesmo período do ano anterior. Destes, 2 casos estão sob análise e 33 foram encerrados após investigação e aplicação de medidas disciplinares.

O aumento no número de denúncias demonstra a confiança dos colaboradores em reportar possíveis irregularidades. A ISA ENERGIA BRASIL continua investindo em ações de capacitação e sensibilização para fortalecer a cultura de ética e integridade, garantindo um ambiente de trabalho seguro e transparente para todos.

Não foram recebidos relatos relacionados a corrupção, suborno, concorrência desleal ou violações aos direitos humanos. Todos os casos foram devidamente tratados e reportados aos Comitês de Ética e de Auditoria e Riscos.

Relatos na Linha Ética¹



Conformidade Ambiental

A Companhia não registrou multas significativas¹ por não conformidade ambiental no período, tendo recebido apenas uma sanção não monetária eferente autorização de manejo em monitoramento de fauna, da qual já está em análise o recurso administrativo.

¹ Multa não significativa: Sanções por não conformidade ambiental (valor inferior a US\$10 mil).

EVENTOS SUBSEQUENTES

Participação de executivos em evento on-line ("live")

Em 02 de abril de 2025, a Companhia informou a participação do Diretor Presidente - Rui Chammas e da Diretora Executiva de Finanças, Relações com Investidores e Desenvolvimento de Negócios - Silvia Diniz Wada no podcast "Genial Analisa", promovido pela Genial Investimentos em seu canal do Youtube. [Clique aqui](#) para acessar o vídeo do evento.

OUTRAS INFORMAÇÕES RELEVANTES

Revisão Tarifária Periódica (RTP) 2024 - Concessão Paulista (contrato renovado 059/2001)

Valores na data base junho de 2023

Em 08 de julho de 2024, a Diretoria da ANEEL aprovou a Resolução Homologatória ("ReH") Nº 3.344/2024 ([clique aqui](#)), que apresentou o resultado da Consulta Pública nº 012/2024 ("CP") ([clique aqui](#)), que consta do Processo nº 48500.007747/2022-06, para apresentar o resultado da Revisão Periódica de 2023 RAP dos Contratos de Concessão de Transmissão de Energia Elétrica prorrogados nos termos da Lei nº 12.783, de 2013, dentre os quais, o Contrato de Concessão nº 059/2001, referente a concessão Paulista, outorgado à Companhia.

O Contrato renovado define, em sua cláusula oitava, as regras de revisão suficientes para manter o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, com periodicidade quinquenal considerando a primeira revisão periódica em julho de 2018. Portanto, a segunda revisão estava prevista para ocorrer em julho de 2023.

Em 31 de janeiro de 2023, a ABRATE, por meio da Carta CT-004/2023, solicitou a postergação da Revisão para julho de 2024 para discussão adequada da metodologia a ser aplicada na revisão e dilatação de prazo para consolidação da documentação necessária para o processo de fiscalização. Desta forma, por meio do Despacho nº 402, de 14 de fevereiro de 2023, a ANEEL deu provimento ao pedido. Diante do exposto, os efeitos financeiros decorrentes da revisão retroagiriam a julho de 2023, sendo compensados por meio de PA, denominada de "PA Postergação".

Em 19 de abril de 2024, foi emitida a Nota Técnica nº 58/2024-STR/ANEEL, contendo a instrução de proposta para abertura de CP para a revisão tarifária e, em 24 de abril de 2024, CP nº 12/2024, com vigência entre 24 de abril a 23 de maio de 2023. O prazo foi prorrogado para 27 de maio de 2023, a pedido das transmissoras. Por meio do Memorando nº 128/2024-SFF/ANEEL, de 8 de julho de 2024, a Superintendência de Fiscalização Econômica ("SFF") encaminhou as informações referentes à BRR das transmissoras prorrogadas para consideração no presente processo, após conclusão do processo de fiscalização.

Em 8 de julho de 2024, foi emitida a Nota Técnica nº 103/2024-STR/ANEEL pela Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica ("STR"), contendo a instrução de proposta para conclusão da CP nº 12/2024 e os efeitos da RTP serão aplicados entre 1º de julho de 2024 e 30 de junho de 2028.

A resolução homologatória fixou o reposicionamento da RAP definindo índice de reposicionamento tarifário que resulta 12,84% inferior à RAP homologada pela ReH nº 2.714/20, no montante de R\$ 2.011,9 milhões.

Cumprir destacar que, conforme mencionado na referida resolução, a RAP total deve ser acrescida do componente financeiro do RBSE vigente, homologados nas Resoluções Homologatórias nº 2.845/2021 a nº 2.853/2021. O componente financeiro da Portaria MME nº 120/2016 refere-se ao custo de capital dos ativos RBSE, que não foi pago às transmissoras entre janeiro de 2013 e junho de 2017. Destaca-se que esses valores são objetos de Pedidos de Reconsideração, os quais ainda aguardam julgamento pela Diretoria da ANEEL. Desse modo, tais valores não fazem parte do escopo desse processo de revisão, uma vez que estão sendo discutidos no âmbito de outros processos.

Revisão Tarifária Periódica (RTP) 2024 R\$ milhões, valores reais data base jun/23	Evolução RAP - Contrato Renovado 059/2001			
	Pós RTP (ReH 3.344)	RAP ciclo 23/24	Var (R\$)	Var (%)
RBSE	2.025,3	2.374,6	-349,3	-14,7%
Componente Econômico (CAAE)	528,0	895,2	-367,1	-41,0%
Componente Econômico (Outros)	46,6	28,8	17,8	61,8%
Componente Financeiro	1.450,6	1.450,6	0,0	0,0%
Reforços e Melhorias (R&M)	625,9	558,7	67,2	12,0%
R&M Base Blindada	258,9	320,6	-61,6	-19,2%
R&M Base Incremental com RAP Prévia	255,9	238,1	17,8	7,5%
R&M Base Incremental sem RAP Prévia	111,1	0,0	111,1	n.a
RAP O&M	811,4	824,9	-13,6	-1,6%
Total	3.462,6	3.758,2	-295,7	-7,9%

O componente econômico do RBSE refere-se à remuneração pelo custo de capital dos ativos classificados como RBSE e ainda não depreciados. Essa parcela de receita é devida às transmissoras prorrogadas enquanto tais ativos não estiverem totalmente depreciados. A tabela acima segrega o RBSE entre o Custo Anual dos Ativos Elétricos ("CAAE") e outros (Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis – CAIMI e Outras Receitas). Após processo de depreciação dos ativos durante o período da atual revisão tarifária, o novo patamar de RAP para o componente econômico do RBSE definido para a Companhia é de R\$ 574,6 milhões.

Os projetos de Reforços e Melhorias ("R&M") energizados no período de cinco anos anterior à RTP e que passam por sua primeira RTP terão seus investimentos reavaliados na revisão. Com isso, esses ativos passam a compor a BRR blindada e tem suas respectivas RAPs reavaliadas de forma definitiva seguindo a reavaliação dos investimentos.

Em contrapartida, os reforços e melhorias que já passaram por RTP fazem parte da base blindada e não necessitam de nova valoração passam apenas por atualização dos parâmetros de cálculo, efetuando as depreciações e eventuais baixas incorridas. A RAP de R&M cresceu 12% com a RTP, tendo sido definida em R\$ 514,8 milhões para as instalações com receita previamente estabelecida e R\$ 111,1 milhões para as instalações autorizadas sem receita prévia, demonstrando a materialização da geração de valor decorrente da estratégia de crescimento sustentável.

A RTP também estabeleceu a aplicação de nova trajetória da RAP de O&M, entre os custos operacionais regulatórios que compunham a RAP no momento da revisão e os custos considerados eficientes. A identificação do nível eficiente de custos é obtida pela comparação entre as transmissoras por meio de um processo de *benchmarking*. Também foi estabelecido Fator X de 0,817%, um componente aplicado na remuneração dos custos de O&M que tem como objetivo capturar ganhos de eficiência e incentivar a melhoria da qualidade técnica dos serviços prestados pelas concessionárias. Com isso, será adotada uma trajetória decrescente nos custos operacionais regulatórios entre os ciclos tarifários 23/24 e 27/28, que será reconhecida e está discriminada na tabela abaixo:

Trajetória RAP de O&M ¹ (R\$ milhões, base jun/23)				
Ciclo 23/24	Ciclo 24/25	Ciclo 25/26	Ciclo 26/27	Ciclo 27/28
811,4	785,3	759,9	735,3	711,5

¹valores já consideram a aplicação de Fator X = 0,817%

Os valores da RAP do contrato 059/2001 definidos na ReH 3.344, somados aos do componente financeiro do RBSE, compõem um valor total de R\$ 3.462,6 milhões, líquidos de PIS e COFINS para o ciclo 24/25.

A resolução também definiu os valores das seguintes PAs para tratar eventuais ajustes financeiros:

- PA Retroatividade: parcelas adicionais da RAP dos reforços e melhorias que estão passando pela primeira revisão periódica (base incremental) retroativa às suas respectivas datas de energização, já descontadas das anuidades de melhorias. Essa PA deve ser compensada em parcelas iguais até a próxima RTP;
- PA Postergação: refere-se às diferenças financeiras decorrentes da postergação da revisão periódica da RAP dos contratos prorrogados de julho/2023 para julho/2024. Essa PA deve ser compensada em um único ciclo tarifário;
- PA Outros Ajustes: refere-se aos demais ajustes, também compensada em um único ciclo tarifário.

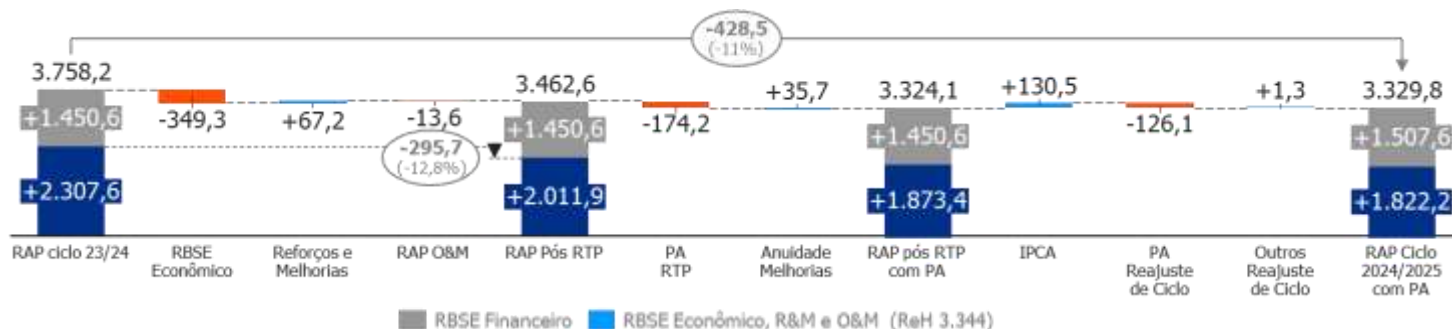
Além das parcelas listadas acima, há outro componente adicional à RAP das transmissoras renovadas chamado de anuidade de melhorias de pequeno porte. Tal componente serve de adiantamento de parte dos valores de receita associados à execução das melhorias de pequeno porte sem receita previamente estabelecida. O valor de anuidade definido foi R\$ 35,7 milhões entre os ciclos tarifários de 23/24 e 27/28.

Revisão Tarifária Periódica (RTP) 2024	Parcela de Ajuste (PA) - Contrato Renovado 059/2001				
R\$ mil, valores reais data base jun/23	PA Ciclo 24/25	PA Ciclo 25/26	PA Ciclo 26/27	PA Ciclo 27/28	PA RTP TOTAL
PA Postergação	-263,4	-	-	-	-263,4
RBSE Econômico	-363,5	-	-	-	-363,5
R&M Base Blindada	-61,6	-	-	-	-61,6
R&M Base Incremental com RAP Prévia	17,7	-	-	-	17,7
R&M Base Incremental sem RAP Prévia	144,0	-	-	-	144,0
PA Retroatividade Anual (R&M)	85,7	85,7	85,7	85,7	343,0
R&M Base Incremental com RAP Prévia	51,7	51,7	51,7	51,7	206,9
R&M Base Incremental sem RAP Prévia	34,0	34,0	34,0	34,0	136,1
PA Outros Ajustes	3,4	-	-	-	3,4
PA TOTAL	-174,2	85,7	85,7	85,7	83,0
Anuidade Melhorias	35,7	35,7	35,7	35,7	143,0
Total Adicionais a RAP	-138,5	121,5	121,5	121,5	226,0

Desta forma, o resultado da PA e demais adicionais à RAP do contrato 059/2001 definido após processo de RTP foi negativo em R\$ 138,5 milhões. Os valores de PA definidos para os próximos ciclos estão dispostos abaixo:

Assim, a RAP estabelecida para o contrato renovado 059/2001 após RTP, acrescida das PAs do ciclo e reajustada monetariamente pelo IPCA da RTP, na data base junho de 2024, foi definida em R\$ 3.329,8 milhões.

Evolução da RAP Ciclo
(milhões)



Os principais motivos para a redução de aproximadamente R\$ 428,5 milhões (-11%) em relação ao ciclo tarifário anterior (2023/2024) são:

- ▼ Redução do componente econômico da RBSE em consequência da depreciação acumulada e das desmobilizações incorridas no período de 2018 a 2022;
- ▲ Novos projetos de reforços e melhorias que entraram em operação no período, compensados parcialmente pela depreciação acumulada de projetos antigos;
- ▼ Redução da RAP de O&M devido a aplicação do Fator X;
- ▼ PA negativa para o ciclo tarifário 24/25;
- ▲ Aplicação de anuidade de melhorias no montante de R\$ 35,7 milhões; e
- ▲ Correção monetária do ciclo 2024/2025 (IPCA);

Destaca-se que os valores de RAP e de Parcela de Ajuste definidos na revisão tarifária devem ser acrescidos dos montantes definidos no processo de reajuste de ciclo tarifário 24/25, através da Resolução Homologatória 3.348, publicada no dia 16 de julho de 2024. Para conferir o resultado da RAP do ciclo 24/25, [clique aqui](#).

Revisão Tarifária Periódica (RTP) - Contratos Licitados

RTP Licitadas 2024

Em julho de 2024, foi publicada a Resolução Homologatória nº 3.343/2024 ([clique aqui](#)), a qual reposicionou a RAP dos contratos dos empreendimentos licitados com RTP prevista para o ciclo tarifário em julho de 2024, entre eles: 015/2008 (IE Jaguar 9), 012/2018 (IE Biguaçu), 016/2008 (IE Sul), 013/2008 (IE Sul) das empresas controladas e, 013/2009 (IE Madeira) e 015/2009 (IE Madeira) para a empresa de controle compartilhado.

O índice de reposicionamento econômico real médio foi de +0,77%, com impacto positivo de R\$ 2,7 milhões em valor absoluto. O que representa um aumento de 0,04% na RAP Potencial de R\$ 6,2 bilhões da Companhia (Ciclo 23/24), sem considerar PAs. Considerando o IPCA do período de 3,93%, o índice de reposicionamento nominal médio, ponderado pela participação da ISA ENERGIA BRASIL, para essas concessões foi de 4,72%:

RTP 2024 Licitadas								
Empresa	Particip. ISA CTEEP (%)	Contrato	RAP (R\$ milhões, sem PA)			Índice Reposicionamento		Impacto na RAP (A x B) (R\$ milhões)
			Vigente (jun/23) (A)	Revisada (jun/24)	var R\$	Nominal	Real (B)	
IESul	100%	016/2008	18,4	19,4	+1,0	5,52%	1,54%	0,3
		013/2008	8,0	8,3	+0,4	4,84%	0,88%	0,1
IE Madeira	51%	013/2009	372,7	387,7	+15,0	4,02%	0,09%	0,3
		015/2009	320,6	334,6	+14,0	4,36%	0,42%	1,4
IE Jaguar 9	100%	015/2008	61,0	65,8	+4,8	7,89%	3,81%	2,3
IE Biguaçu	100%	012/2018	51,7	53,4	+1,8	3,41%	-0,49%	-0,3
IE Jaguar 8	100%	012/2008	14,4	15,2	+0,8	5,72%	1,73%	0,2
IE Itapura	100%	021/2018	13,7	14,1	+0,4	3,17%	-0,72%	-0,1
Total			860,4	898,6	+38,2	4,44%	0,50%	4,3
Total Particip. ISA CTEEP			349,2	365,7	+16,5	4,72%	0,77%	2,7

Cabe destacar que apenas o contrato 015/2008, da subsidiária controlada IE Jaguar 9, apresentou valores de PA, devido a efeitos retroativos de RAP de reforços que entraram em operação entre os anos de 2018 e 2022, no montante de R\$ 1,6 milhão. O valor será recebido anualmente até a próxima revisão tarifária, prevista para julho de 2029.

RTP Licitadas 2023

Em junho de 2023 foi publicada a Resolução Homologatória nº 3.205/2023 ([clique aqui](#)) que reposicionou a RAP dos contratos dos empreendimentos licitados com Revisão Tarifária prevista para julho de 2023, entre eles: (i) 001/2008 (IENNE), 026/2017 (IE Tibagi), 027/2017 (IE Itaquerê), 042/2017 (IE Jaguar 6) e 046/2017 (IE Aguapeí) das empresas controladas, e 022/2017 (IE Ivaí) entre as empresas de controle compartilhado.

No entanto, os efeitos da referida Resolução foram desconsiderados na Resolução Homologatória nº 3.216, a qual homologou a RAP para o ciclo 23/24 (julho de 2023 a junho de 2024). A Companhia entrou com recurso administrativo junto a ANEEL, pleiteando a consideração do reposicionamento tarifário.

Em 12 de dezembro de 2023, foi publicado o Despacho nº 4.675, onde consta o resultado do referido recurso administrativo, no qual a ANEEL reconhece os efeitos na RAP das concessões envolvidas. Desta forma, os efeitos passaram a ser aplicados a partir do reajuste do ciclo tarifário de 2024/2025.

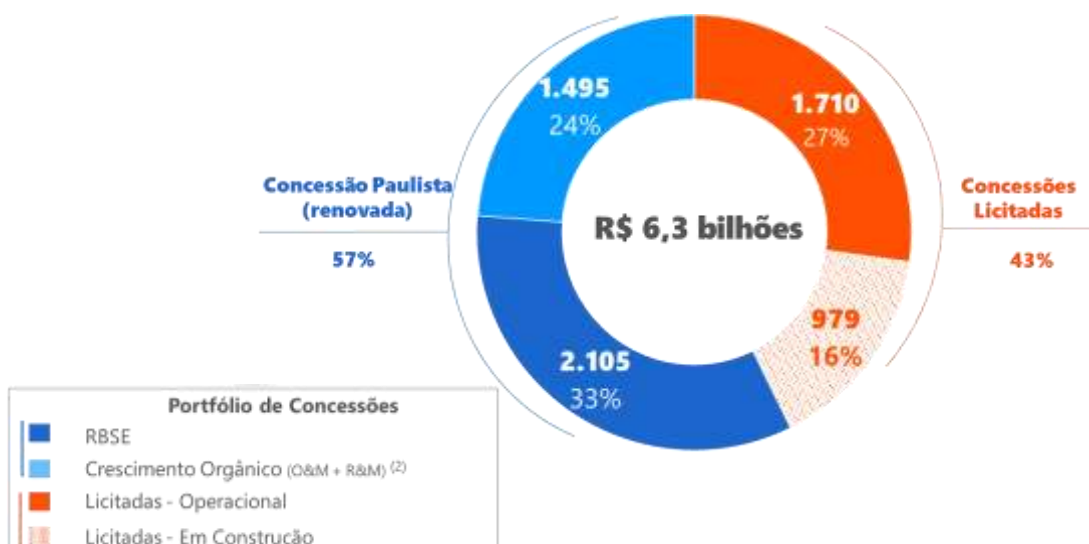
O índice de reposicionamento econômico real médio para os empreendimentos foi de -1,30%, com impacto de - R\$ 5,6 milhões em valor absoluto, o que representa uma redução de 0,09% na RAP Potencial de R\$ 6,2 bilhões da Companhia (Ciclo 23/24). O reposicionamento nominal médio para essas concessões foi de 2,57%:

RTP 2023								
Empresa	Contrato	Particip. ISA CTEEP (%)	RAP (R\$ milhões, sem PA)			Índice Reposicionamento		Impacto na RAP (A x B) (R\$ milhões)
			Vigente (jun/23)	Revisada (jun/24)	var R\$	Nominal	Real	
IENNE	001/2008	100%	61,3	67,7	+6,4	10,51%	6,31%	+3,9
IE Ivaí	022/2017	50%	375,9	378,6	+2,7	0,74%	-3,08%	-11,6
IE Tibagi	026/2017	100%	22,3	22,5	+0,2	0,84%	-2,98%	-0,7
IE Itaquerê	027/2017	100%	64,9	67,2	+2,3	3,53%	-0,39%	-0,3
IE Jaguar 6	042/2017	100%	15,1	15,3	+0,3	1,67%	-2,18%	-0,3
IE Aguapeí	046/2017	100%	75,5	75,9	+0,5	0,62%	-3,19%	-2,4
Total			615,0	627,3	+12,3	2,01%	-1,85%	-11,4
Total Particip. ISA CTEEP			427,0	438,0	+11,0	2,57%	-1,30%	-5,6

RAP Ciclo 24/25

Em 16 de julho de 2024 foi publicada a Resolução Homologatória nº 3.348/2024 ([clique aqui](#)), que estabeleceu a RAP da ISA ENERGIA BRASIL e suas Empresas controladas e controladas em conjunto pela disponibilização das instalações de transmissão integrantes da Rede Básica e das Demais Instalações de Transmissão, para o Ciclo Tarifário de 12 meses compreendendo o período de 01 de julho de 2024 a 30 de junho de 2025 (ciclo 24/25). A resolução consolidou os resultados das revisões tarifárias do contrato 059/2001 e das licitadas com RTPs previstas para 2023 e 2024, citadas nas sessões anteriores do presente documento, além de incorporar os efeitos do reajuste de ciclo tarifário.

RAP Ciclo 2024/2025¹



¹ Receita Anual Permitida ("RAP") ciclo 2024/2025 | ² Operação e Manutenção + Reforços e Melhorias

De acordo com a REH nº 3.348/2024, a RAP do Consolidado e empresas controladas em conjunto, líquida de PIS e COFINS passou a ser de R\$ 6.288,9 milhões no ciclo 24/25, ponderada pela participação da ISA ENERGIA BRASIL (base junho de 2024). A RAP do contrato renovado (059/2001), incluindo Reforços e Melhorias, RBSE e a parcela de Operação de Manutenção (O&M), representa 57% do total, enquanto 43% referem-se a contratos licitados provenientes de leilões de transmissão ou aquisições (M&A).

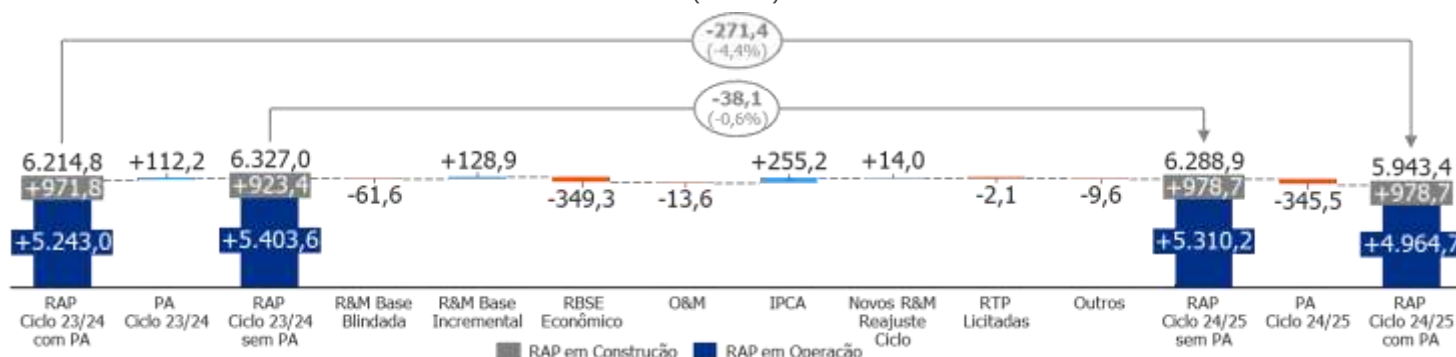
A resolução também definiu valores das PAs a serem compensados no mesmo período para tratar eventuais ajustes financeiros. O valor correspondente à PA do Consolidado e empresas controladas em conjunto foi de R\$ 345,5 milhões negativos para ciclo 24/25 e R\$ 128,4 milhões para os ciclos 25/26, 26/27 e 27/28, conforme tabela abaixo:

Parcela de Ajuste (PA) Total - Consolidado + Controladas em Conjunto					
R\$ milhões, valores reais data base jun/24	Ciclo 24/25	Ciclo 25/26	Ciclo 26/27	Ciclo 27/28	TOTAL
(A - C + D) Concessão Paulista (contrato 059)	-270,0	126,3	126,3	126,3	108,7
(C) Total RTP Concessão Paulista	-143,9	126,3	126,3	126,3	234,8
Postergação	-273,8	-	-	-	-273,8
RBSE Econômico	-377,8	-	-	-	-377,8
R&M Base Blindada	-64,0	-	-	-	-64,0
R&M Base Incremental com RAP Prévia	18,4	-	-	-	18,4
R&M Base Incremental sem RAP Prévia	149,7	-	-	-	149,7
Retroatividade Anual (R&M)	89,1	89,1	89,1	89,1	356,4
R&M Base Incremental com RAP Prévia	53,7	53,7	53,7	53,7	215,0
R&M Base Incremental sem RAP Prévia	35,4	35,4	35,4	35,4	141,5
Outros Ajustes	3,6	-	-	-	3,6
Anuidade Melhorias	37,1	37,1	37,1	37,1	148,6
(D) Total Reajuste Ciclo Contrato 059	-126,1	-	-	-	-126,1
Apuração (superávit/déficit TUST) ¹	-158,1	-	-	-	-158,1
Retroativo R&M	1,3	-	-	-	1,3
Outros Ajustes	30,7	-	-	-	30,7
(B) CONTRATOS LICITADOS	-75,4	2,1	2,1	2,1	-69,0
RTP Retroatividade Anual	2,1	2,1	2,1	2,1	8,6
Apuração (superávit/déficit TUST) ¹	-71,1	-	-	-	-71,1
Outros Ajustes	-6,5	-	-	-	-6,5
(A+B) TOTAL PA (Concessão Paulista + Licitadas)	-345,5	128,4	128,4	128,4	39,8

¹ PA Apuração já é provisionada pela Companhia e não impacta o resultado do ciclo.

Desta forma, o valor a RAP, acrescida dos valores correspondentes à PA do Consolidado e empresas com controle compartilhado, líquida de PIS e COFINS³, passou a ser de R\$ 5.943,4 milhões no ciclo 24/25, ponderado pela participação da ISA ENERGIA BRASIL.

Evolução da RAP Ciclo² (milhões)



² considera valores estabelecidos no momento da publicação das respectivas Resoluções Homologatórias da RAP dos ciclos tarifários.

³ com exceção aos contratos 020/2008 e 143/2001, que somam R\$ 37,3 milhões, 0,6% da RAP Total da Companhia.

A Receita Anual Permitida do ciclo 24/25, com e sem PA, apresentou redução de aproximadamente R\$ 271,4 milhões (-4,4%) e R\$ 38,1 milhões (-0,6%), respectivamente, em relação ao ciclo tarifário anterior (23/24). Os principais motivos dessa variação são:

- correção monetária do ciclo 24/25 (IPCA), no total de R\$ 255,2 milhões;
- novos projetos de R&M que entraram em operação no último ciclo, adicionando R\$ 14,0 milhões;
- movimentação/depreciação da base blindada de R&M da primeira RTP do contrato (-R\$ 61,6 milhões);
- novos projetos de R&M reconhecidos no processo de RTP deste ano, acrescentando RAP de R\$ 128,9 milhões;
- redução componente econômico do RBSE, decorrente da movimentação da base do RBSE definida na RTP, reduzindo a RAP em R\$ 349,3 milhões;
- redução da receita de O&M do contrato 059/2001, conforme trajetória definida na RTP do contrato;
- revisão tarifária dos contratos licitados (-R\$ 2,1 milhão);
- outros ajustes, que consideram (i) redução da RAP da Subestação Centro, após processo de licitação do ativo (-R\$ 3,1 milhões); e redução de 50% da RAP pró-rata prevista no contrato 004/2007 (IEMG).

Os contratos de concessão adquiridos até o leilão do ano de 2018 preveem o direito de indenização sobre os ativos não depreciados da concessão ao término de sua vigência. A partir de 2019 somente ativos autorizados pela ANEEL, mediante reforços, possuem direito de indenização. Segue abaixo quadro resumo da RAP ciclo 24/25. Os valores são líquidos de PIS e COFINS, incluem encargos regulatórios P&D, TFSE e RGR e excluem os encargos CDE e PROINFA.

Controladora													
Concessionária	Contrato	Projeto	Índice	RAP Ciclo 23/24	Inflação	R&M	RTP	Outros¹	RAP Ciclo 24/25	PA	RAP Ciclo 24/25	RAP Ciclo 23/24	Var % ex-PA
				REH 3.216					REH 3.348	Total	com PA		
ISA ENERGIA BRASIL	059/2001	O&M	IPCA	825	32	0	-41	-3	813	-141	671	825	-1,5%
		R&M		558	22	4	98	0	682	249	931	558	22,3%
		RBSE		2.375	93	0	-363	0	2.105	-378	1.727	2.375	-11,4%
	012/2016	PBTE	IPCA	215	8	0	0	0	223	-10	213	215	3,9%
Total Controladora Operacional				3.972	156	4	-306	-3	3.823	-280	3.543	3.972	-4%
Subsidiárias Controladas													
Concessionária	Contrato	Projeto	Índice	RAP Ciclo 23/24	Inflação	R&M	RTP	Outros²	RAP Ciclo 24/25	PA	RAP Ciclo 24/25	RAP Ciclo 23/24	Var % ex-PA
				REH 3.216					REH 3.348	Total	com PA		
Subsidiárias (100%) em operação				699	26	3	3	-7	725	-37	688	699	4%
IE Aguapeí	046/2017	Aguapeí	IPCA	75	3	0	-3	0	76	1	77	75	1%
IE Itaúnas	018/2017	Itaúnas	IPCA	66	3	0	0	0	68	-9	59	66	4%
IE Itaquerê	027/2017	Itaquerê	IPCA	65	3	0	-0	0	67	-3	64	65	4%
IEMG	004/2007	Triângulo Mineiro³	IPCA	20	1	0	0	-7	14	-1	13	20	-29%
	007/2020		IPCA	42	2	0	0	0	44	-3	40	42	4%
IENNE	001/2008	IENNE	IPCA	61	2	0	4	0	68	1	69	61	11%
IE Japi	026/2009	Serra do Japi	IPCA	55	2	0	0	0	57	-2	55	55	4%
IE Jaguar 9	015/2008	Getulina	IPCA	61	2	0	2	0	66	-5	61	61	8%
IE Biguaçu	012/2018	Biguaçu	IPCA	52	2	0	-0	0	53	-3	51	52	3%
IE Jaguar 6	143/2001	Botucatu-Xavantes	IGP-M	19	-0	0	0	0	19	-1	18	19	0%
	042/2017	Bauru	IPCA	15	1	0	-0	0	15	-1	15	15	2%
IE Tigabi	026/2017	Tibagi	IPCA	22	1	0	-1	0	22	-8	15	22	1%
	006/2020	Três lagoas	IPCA	7	0	0	0	0	7	1	8	7	4%
IE SUL	016/2008	Forquilha	IPCA	18	1	0	0	0	19	-1	18	18	6%
	013/2008	Scharlau	IPCA	8	0	0	0	0	8	-1	8	8	5%
Evrecy	020/2008	Evrecy	IGP-M	20	-0	0	0	0	20	-1	19	20	0%
	001/2020	Minuano	IPCA	48	2	0	0	0	50	0	50	48	4%
IE Itapura	021/2018	Lorena	IPCA	14	1	3	-0	0	17	-1	17	14	27%
	021/2011	Itapeti	IPCA	8	0	0	0	0	9	-0	9	8	4%
IE Jaguar 8	012/2008	Piratinga	IPCA	14	1	0	0	0	15	-0	15	14	6%
IE Pinheiros	018/2008	Atibaia II	IPCA	8	0	0	0	0	8	-1	7	8	5%
Consolidado ISA ENERGIA BRASIL em operação				4.671	182	8	-303	-10	4.547	-316	4.231	4.671	-3%
Subsidiárias Controle Compartilhado													
Concessionária	Contrato	Projeto	Índice	RAP	Inflação	R&M	RTP	Outros	RAP	PA	RAP	RAP Ciclo	Var % ex-PA
				REH 3.216					REH 3.348	Total	com PA		
Subsidiárias (não consolidadas) em operação				1.449	57	13	-10	0	1.508	-58	1.450	1.449	4%
IE Madeira (51%)	013/2009	Lote D	IPCA	373	15	0	0	0	388	-16	371	373	4%
	015/2009	Lote F		321	13	0	1	0	335	-12	322	321	4%
IE Paraguaçu (50%)	003/2017	Paraguaçu	IPCA	148	6	0	0	0	154	4	158	148	4%
IE Garanhuns (51%)	022/2011	Garanhuns	IPCA	132	5	13	0	0	150	-6	144	132	13%
IE Aimorés (50%)	004/2017	Aimorés	IPCA	99	4	0	0	0	103	-4	99	99	4%
IE Ivaí (50%)	022/2017	Ivaí	IPCA	376	15	0	-12	0	379	-22	356	376	1%
Participação ISA ENERGIA BRASIL				733	29	6	-5	0	763	-29	734	733	4%
ISA ENERGIA BRASIL Total em operação				5.404	210	14	-308	-10	5.310	-345	4.965	5.404	-2%
PROJETOS EM CONSTRUÇÃO													
Concessionária	Contrato	Projeto	Índice	RAP	Inflação	R&M	RTP	Outros	RAP	PA	RAP	RAP Ciclo	Var % ex-PA
				REH 3.216					REH 3.348	Total	com PA		
Concessões Controladora em Construção				816	51	0	0	0	867	0	867	816	6%
ISA ENERGIA BRASIL	008/2022	Piraquê	IPCA	313	12	0	0	0	326	0	326	313	4%
	006/2023	Serra Dourada	IPCA	284	22	0	0	0	306	0	306	284	8%
	012/2023	Itatiaia	IPCA	219	17	0	0	0	236	0	236	219	8%
Concessões Controladas em construção				107	4	0	0	0	112	0	112	107	4%
IE Riacho Grande	005/2021	Riacho Grande	IPCA	85	3	0	0	0	88	0	88	85	4%
IE Jaguar 8	011/2022	Jacarandá	IPCA	15	1	0	0	0	15	0	15	15	4%
IE Tibagi	014/2023	Água Vermelha	IPCA	7	1	0	0	0	8	0	8	7	8%
ISA ENERGIA BRASIL em construção				923	55	0	0	0	979	0	979	923	6%
ISA ENERGIA BRASIL TOTAL (OPERAÇÃO + CONSTRUÇÃO)				6.327	266	14	-308	-10	6.289	-345	5.943	6.327	-1%

¹ Refere-se a redução da RAP da Subestação Centro, conforme 8º termo aditivo do contrato 059/2001, exposto no item 3.4.5.19 da NT 105/2024.

² Redução de 50% da RAP pró-rata prevista no contrato de concessão, a partir do 15º ano da data de entrada em operação comercial.

Renovação Concessão Paulista - Contrato 059/2001 (RBNI/RBSE)

Em Assembleia Geral Extraordinária (AGE) realizada em 3 de dezembro de 2012, os acionistas da Companhia aprovaram por unanimidade a prorrogação do contrato de concessão nº 059/2001 nos termos da Lei 12.783/2013. Com isso o prazo da concessão foi prorrogado até dezembro de 2042 e o direito ao recebimento dos valores relativos aos ativos do NI (*) e do SE (**) foram garantidos à Companhia.

Os valores referentes aos ativos do NI, equivalente a R\$2.891.291, conforme Portaria Interministerial nº 580, foram recebidos entre os anos de 2013 e 2015 (nota 14.1.3 (ii) das demonstrações financeiras referentes ao 4T24).

Em 2016, a ANEEL emitiu a Nota Técnica nº 336/2016 que apresentou proposta de regulamentação quanto ao previsto na Portaria nº 120/2016 do MME para a metodologia de cálculo do custo de capital (Ke) e do cálculo da RAP e determina os valores do SE e prazos de pagamento para as concessionárias. Em 30 de maio de 2017, foi emitido Despacho ANEEL nº 1.484/17, que reconheceu como valor destes ativos o total de R\$4.094.440, na data base 31 de dezembro de 2012. Na metodologia contábil pelo modelo IFRS, o impacto inicial dos valores da RBSE foi reconhecido contabilmente em setembro de 2016 e o complemento do valor reconhecido pela ANEEL foi registrado contabilmente durante o segundo trimestre de 2017, e estão apresentados como "Ativos da concessão" (nota 5.1 das demonstrações financeiras referentes ao 4T24).

A Nota técnica nº 108/2020 – SGT/ANEEL, de 25 de junho de 2020, recalculou os valores da RAP a partir do ciclo 2020/2021, incluindo a parcela de remuneração do custo de capital (Ke) e operacionalizou os efeitos da revogação das liminares que impediam o pagamento do Ke. Tais valores foram incluídos nos cálculos da RTP e aprovados pela Diretoria da ANEEL pela Resolução Homologatória nº 2.714/2020. Atualmente, existem duas liminares vigentes.

Em 22 de abril de 2021, a ANEEL julgou favoravelmente o recurso administrativo interposto pela Companhia contra Resolução Homologatória nº 2.714/2020, que pleiteava o direito a atualização retroativa dos valores do RBSE, e aplicou o reperfilamento do componente financeiro do RBSE conforme Nota Técnica nº 068/2021 (nota 1.2a das demonstrações financeiras referentes ao 4T24). As premissas válidas a partir do ciclo 2021/2022 são: (i) a conclusão do pagamento do RBSE em 2028; (ii) a redução da amortização dos valores a receber do RBSE durante os ciclos 2021/2022 e 2022/2023; e (iii) a remuneração pelo WACC regulatório definido na RTP de 2018. A partir do ciclo 2023/2024, os fluxos de pagamentos previstos pela ANEEL retornaram aos patamares similares aos aprovados na Resolução Homologatória nº 2.714/2020.

Após a homologação do resultado da RTP das Transmissoras (ReH 2.851/21), que incluiu o reperfilamento do recebimento do componente financeiro do RBSE, a ABIAPE/ABRACE/ESBR apresentaram pedido de reconsideração, pós trânsito em julgado, questionando o cálculo do componente financeiro do RBSE e o reperfilamento. Em junho de 2021, a Superintendência Geral de Tarifas ("SGT") da ANEEL publicou a NT 117/2021 e emitiu comunicado público explicando não existirem erros de cálculo e tampouco erros metodológicos. Entretanto, em junho de 2022, a SGT da ANEEL emitiu a Nota Técnica nº 85/2022, que trata da análise dos pedidos de reconsideração interpostos no âmbito do pagamento do componente financeiro e reperfilamento do RBSE e, neste mesmo mês, ocorreu decisão monocrática (Despacho nº 1.762/2022) deliberada por diretor da ANEEL sobre o referido tema. Após decisão colegiada da diretoria da ANEEL, a decisão monocrática foi suspensa. Em abril de 2023, a SGT publicou a nova nota técnica (85/2023), que trata das manifestações acerca NT 085/2022 e o Ofício-Circular nº 23/2022, de 16 de agosto de 2022. As referidas notas técnicas não produzem efeitos práticos imediatos e toda e qualquer evolução relacionada ao tema RBSE depende de decisão colegiada em reunião de diretoria da ANEEL de forma que premissas, metodologias e cálculos considerados até o momento, aprovados por meio da ReH nº 2.851/2021, estão vigentes e permanecem apropriados.

Destaca-se que o tema do componente financeiro do RBSE vem sofrendo questionamentos na esfera judicial, como acima reportado, e em âmbito administrativo. Não se pode descartar a possibilidade de novas judicializações e/ou novas discussões administrativas acerca do tema, tampouco pode-se desconsiderar a possibilidade de novas decisões judiciais e/ou decisões da ANEEL, Ministério de Minas e Energia e/ou TCU, eventualmente, alterarem uma ou mais condições do pagamento do RBSE. Eventuais novas decisões judiciais e/ou administrativas, dependendo do seu conteúdo e abrangência, se não revertidas a tempo e modo, podem trazer ou não impactos significativos ao recebimento da Companhia exigindo, inclusive, conforme o caso, a revisão de planos de investimentos, distribuição de proventos e estratégia corporativa, além dos regulares registros contábeis de tais impactos. Não obstante, a Companhia por meio de seus assessores ou por meio da ABRATE segue firme na defesa de seus interesses e pela higidez do reperfilamento do componente financeiro do RBSE conforme Nota Técnica nº 068/2021- SGT/SCT/SFF/SRM/ANEEL mantendo-se os critérios anteriormente estabelecidos na Resolução Normativa ANEEL nº 762/2017, bem como da legalidade e legitimidade do recebimento do RBSE nos termos da Lei 12.783/13 e Portaria MME nº 120/16, e na defesa

dos seus interesses através dos processos administrativos que tramitam perante a ANEEL Nº 48500.005952/2022-29 e 48500.000748/2019-16.

Além disso, está em tramitação o Processo nº TC 012.715/2017-4 perante o Tribunal de Contas da União – TCU, cujo objeto é a avaliação da conformidade e transparência da metodologia da definição dos valores dos ativos de transmissão existentes em 31/05/2000, mas não amortizados, bem como à metodologia de atualização e repasse desses valores à tarifa de energia elétrica pendente de análise. Em 05/07/2023, o Ministério Público do Tribunal de Contas da União – MPTCU manifestou-se favoravelmente ao ingresso da ISA ENERGIA BRASIL como parte interessada e concluiu que a opção regulatória do MME deve ser respeitada pelo TCU. A apreciação do referido processo pela Corte ainda está pendente. A Companhia seguirá atenta ao fiel cumprimento dos pagamentos determinados tendo em vista a relevância do tema para a sociedade e seus acionistas.

(*) NI – instalações energizadas a partir de 1º de junho de 2000

(**) SE – instalações de ativos não depreciados existentes em 31 de maio de 2000.

Fluxo de Recebimento da RBSE Pós Revisão Tarifária Periódica 2023 (R\$ milhões) ^{1 2 3 4 5}



¹ Valores reais, data base junho de 2024, com base nas planilhas publicadas no encerramento da CP nº 12/2024.

² Desconsidera a parcela de CAIMI e Outras Receitas da RAP do RBSE.

³ Movimentação da base de ativos que compõe o RBSE deverá reduzir gradualmente a parcela de RAP do componente econômico, e após o ciclo 33/34, permanecerá somente o valor referente a remuneração de capital de terrenos e almoxarifado até o fim da concessão, em 2042.

⁴ Fluxo previsto do ciclo 28/29 a 32/33 foi estimado com base no laudo e nas premissas definidas na RTP de 2023. Os valores serão reavaliados no processo de revisão tarifária de 2028.

⁵ O Ciclo 24/25 considera PA Postergação do RBSE Econômico no montante negativo de R\$ 377,8 milhões, contabilizada integralmente no resultado no 3T24.

Plano de Complementação de Aposentadoria – Lei 4.819/58

O plano de complementação de aposentadoria, regido pela Lei Estadual 4.819/58, aplica-se aos empregados de autarquias e de sociedades anônimas em que o Estado de São Paulo fosse detentor da maioria das ações com direito de controle, admitidos até 13 de maio de 1974.

Os recursos necessários para fazer face aos encargos assumidos nesse plano são de responsabilidade do Governo do Estado de São Paulo, cuja operacionalização ocorreu conforme convênio firmado entre a Secretaria da Fazenda do Estado de São Paulo ("SEFAZ") e a Companhia em 10 de dezembro de 1999. A forma de pagamento da complementação da aposentadoria foi através de um fluxo mensal com origem na SEFAZ. Esta realizava uma transferência da quantia a ser paga para a ISA ENERGIA BRASIL e a Companhia realizava a transferência deste mesmo valor para a Fundação CESP, que então repassava aos aposentados. A partir de janeiro de 2004, o pagamento aos aposentados passou a ser processado diretamente pela SEFAZ. Com essa mudança de processo, glosas passaram a ser aplicadas, como por exemplo, benefícios acima do teto (equivalente ao salário do governador do Estado de São Paulo). Desta forma, a SEFAZ passou a excluir este excedente do valor do benefício pago aos aposentados.

Ação Civil Pública e Ação Coletiva

Em junho de 2005, após decisão desfavorável na Justiça Comum, a Associação dos Aposentados da Funcesp ("AAFC") obteve liminar na Justiça do Trabalho, determinando que a quantia integral paga anteriormente seja mantida. Desde

então, o processamento do pagamento dos benefícios voltou ao modelo original, em que a responsabilidade era da Fundação CESP, porém a SEFAZ transfere a quantia ajustada e a ISA ENERGIA BRASIL faz a complementação para que o pagamento aos aposentados seja feito de maneira integral, conforme estabelecido em liminar.

Ação de Cobrança

Desde 2005, a SEFAZ repassa à Companhia valor inferior ao necessário para o cumprimento do pagamento aos aposentados (~70%), por força da decisão liminar da 49ª Vara do Trabalho. A ISA ENERGIA BRASIL tem feito então a complementação para pagamento integral dos benefícios aos aposentados (~30%). Essa complementação realizada pela Companhia está sendo cobrada através de uma ação contra a SEFAZ.

Esta ação de cobrança foi julgada favorável à Companhia em 2ª instância. Em agosto de 2017, a SEFAZ interpôs Recurso Especial para o STJ, que aguarda análise de admissibilidade. Em 31 de março de 2025, o valor registrado no balanço da Companhia é de cerca de R\$ 2,6 bilhões, líquido da provisão para perdas sobre realização de créditos, realizada em 2013.

Entre agosto de 2018 e março de 2019, a ISA ENERGIA BRASIL recebeu repasse integral da SEFAZ em razão de decisão judicial liminar, posteriormente suspensa pelo STJ até julgamento do recurso da SEFAZ.

O recurso da SEFAZ foi julgado monocraticamente no STJ em março de 2024, determinando o retorno do processo ao TJSP, que deverá delimitar na decisão a responsabilidade de cada uma das partes entre si em relação às parcelas e rubricas que compõem as complementações de aposentadoria. Foi determinada a manutenção do pagamento das glosas pela ISA ENERGIA BRASIL (como ocorre desde 2005) até o trânsito em julgado da ação.

Em 10 de outubro de 2024, o STJ suspendeu por 180 dias o trâmite processual da ação de cobrança que a Companhia move contra a SEFAZ após convenção das partes para tentativa de conciliação. A tentativa de conciliação amigável não significa prejuízo aos direitos da Companhia e não altera qualquer decisão judicial vigente ou o atual fluxo de pagamentos. Caso a tentativa de conciliação seja infrutífera, o processo voltará a fluir como anteriormente.

GLOSSÁRIO

ADTV (*Average Daily Traded Volume*) - Volume médio diário negociado.

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) - Autarquia que tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica no Brasil, zelando pela qualidade do serviço prestado, pelo trato isonômico dispensado aos usuários e pelo controle da razoabilidade das tarifas cobradas aos consumidores, preservando a viabilidade econômica e financeira dos agentes e da indústria. A ANEEL fiscaliza e regulamenta o acesso aos sistemas de transmissão e estabelece as tarifas referentes a tais sistemas, sendo a TUST a tarifa cobrada pelo uso da Rede Básica e das Demais Instalações de Transmissão – DIT.

CAAE (Custo Anual dos Ativos Elétricos) - Receita pelos investimentos em ativos. É composto pela remuneração do capital e pela quota de reintegração regulatória (QRR).

CAGR (*Compound Annual Growth Rate*) - Taxa de crescimento anual composto.

CAOM (Custos de Administração, Operação e Manutenção) - Parcela da receita que pode ser dividida em (i) receita de O&M, que tem como finalidade cobrir os custos e despesas (exemplo: gastos com salários, despesas de manutenção e outros); e (ii) receita para cobrir os custos das instalações móveis e imóveis (CAIMI).

CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) - Atua sob autorização do Poder Concedente e da regulação e fiscalização da ANEEL, com a finalidade de viabilizar as operações de compra e venda de energia elétrica entre os agentes da CCEE.

CDE (Conta de Desenvolvimento Energético) - Encargo regulatório para promover a universalização do serviço de energia e subsidiar os consumidores baixa renda.

Crescimento orgânico - Crescimento por meio de investimentos em reforços e melhorias.

CVM (Comissão de valores mobiliários) – autarquia vinculada ao ministério da fazenda, que tem o objetivo de fiscalizar, normatizar, disciplinar e desenvolver o mercado de valores mobiliários do Brasil.

EBITDA (*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation & Amortization*) - Lucro antes de serem subtraídos os juros, impostos, depreciação e amortização.

Encargos regulatórios – São arrecadados pelas Transmissoras e repassados à CCEE, à ANEEL, ao MME e/ou investidos em projetos de P&D. Tem efeito neutro na Transmissora.

Energização - Início de operação de um empreendimento (reforço, melhoria ou *greenfield*).

Greenfield - projetos de crescimento por meio de leilões.

IBBR (Índice Bovespa B3 BR+) - indicador do desempenho médio das cotações dos ativos com maior negociabilidade e representatividade. composto de ações, units e BDRs de empresas brasileiras.

IBEP (Índice Bovespa B3 Empresas Privadas) - indicador de desempenho médio dos ativos de maior negociabilidade, representatividade e que possuem controle acionário privado.

IBEW (Índice Bovespa B3 Equal Weight) - indicador de desempenho médio dos ativos de maior negociabilidade.

IBOV B3 (Índice bovespa B3) - principal indicador de desempenho das ações negociadas na B3 e reúne as empresas mais importantes do mercado de capitais brasileiro.

IBRA – (Índice Brasil amplo) - indicador do desempenho médio das cotações de todos os ativos negociados no mercado a vista (lote-padrão) da B3 que atendam a critérios mínimos de liquidez e presença em pregão, de forma a oferecer uma visão ampla do mercado acionário.

IBRX100 (Índice Brasil 100) - indicador do desempenho médio das cotações dos 100 ativos de maior negociabilidade e representatividade do mercado de ações brasileiro.

IBSD (Índice Bovespa Smart Dividendos) - indicador de desempenho médio dos ativos de empresas listadas que se destacam em termos de remuneração dos investidores, sob a forma de distribuição de dividendos e juros sobre o capital próprio.

IBVL (Índice Bovespa Smart Low Volatility B3) - indicador de desempenho médio dos ativos de maior negociabilidade, representatividade e que possuem menor volatilidade nos retornos diários.

ICO2 (Índice Carbono eficiente) - adesão das companhias ao ICO2 B3 demonstra o comprometimento com sua eficiência na emissão de Gases de Efeito Estufa (GEE) e na adoção de práticas de gestão que conduzam a uma maior eficiência nessas emissões, contribuindo para o avanço da transição para uma economia de baixo carbono.

IDIV (Índice dividendos) - desempenho médio das cotações dos ativos que se destacaram em termos de remuneração dos investidores, sob a forma de dividendos e juros sobre o capital próprio

IE - Interligação Elétrica.

IEE (Índice de Energia Elétrica) - Índice setorial da Bolsa (B3) que tem como objetivo medir o desempenho do setor de energia elétrica.

IENS (Índice de Energia não Suprida) - Índice de energia que deixou de ser consumida em decorrência de uma interrupção.

IGC (Índice de Ações com Governança Corporativa Diferenciada) – indicador de desempenho médio das cotações dos ativos de empresas listadas no Novo Mercado ou nos Níveis 1 ou 2 da B3

IGCT (Índice de Governança Corporativa Trade) - indicador do desempenho médio das cotações dos ativos de emissão de empresas integrantes do IGC.

IPCA (Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo) - medir a inflação de uma série de produtos vendidos no comércio e varejo.

JCP (Juros sobre Capital Próprio) – tipo de remuneração que uma empresa pode distribuir aos seus acionistas, sócios ou cotistas.

Leilões de Transmissão de Energia - Processos licitatórios estabelecidos pelo MME e ANEEL a fim de outorgar concessões para linhas de transmissão e subestações no Brasil.

M&A (Mergers and Acquisitions) - Fusões e aquisições.

Melhoria - compreende a instalação, substituição ou reforma de equipamentos em instalações de transmissão existentes, ou a adequação destas instalações, visando manter a regularidade, continuidade, segurança e atualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica.

MLCX (Índice MidLarge Cap) - desempenho médio dos ativos das empresas de maior capitalização da B3.

MME – Ministério de Minas e Energia.

O&M - Operação e Manutenção.

ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) - Órgão responsável por executar as atividades de coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica do SIN.

Outras Receitas - Receitas auferidas com atividades extra concessão, sendo parcialmente destinadas a contribuir com a modicidade tarifária.

PA (Parcela de Ajuste) - Compensa excesso ou déficit de arrecadação no período anterior ao reajuste.

PMSO - Pessoal, Materiais, Serviços e Outros.

PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (encargo regulatório para subsídios às fontes alternativas de energia).

PV (Parcela Variável) - Penaliza a receita do ativo em função da indisponibilidade.

P&D – Pesquisa e Desenvolvimento.

RAP (Receita Anual Permitida) - Remuneração que as transmissoras recebem pela prestação do serviço público de transmissão aos usuários. Para as transmissoras que foram licitadas, a RAP é obtida como resultado do próprio leilão de transmissão e é paga às transmissoras a partir da entrada em operação comercial de suas instalações, com revisão a cada quatro ou cinco anos, nos termos dos contratos de concessão. Para as transmissoras que tiveram o seu contrato de concessão renovado, a RAP foi calculada com base nos custos de Operação e Manutenção, conforme estabelece a Lei 12.783, de 11 de janeiro de 2013. Em casos nos quais os estudos indicam a necessidade de reforços na concessão de transmissão, a ANEEL calcula um valor adicional a RAP com o intuito de remunerar as novas instalações, sempre por meio de uma Resolução Autorizativa.

RB (Rede Básica) - Instalações de transmissão do SIN, de propriedade de concessionárias de serviço público de transmissão, definida segundo critérios estabelecidos na regulamentação da ANEEL.

RBNI (Rede Básica Novos Investimentos) - Parcela da receita (RAP) correspondente às novas instalações componentes da Rede Básica autorizadas e com receitas estabelecidas por resolução específica.

RBSE (Rede Básica do Sistema Existente) - Parcela da RAP correspondente às instalações componentes da Rede Básica, definidas no Anexo da Resolução nº 166, de 31 de maio de 2000.

Reforço - Instalação, substituição ou reforma de equipamentos em instalações de transmissão existentes, ou adequação destas instalações, visando o aumento de capacidade de transmissão, o aumento de confiabilidade do Sistema Interligado Nacional, de vida útil ou a conexão de usuários, recomendadas pelos planos de expansão do sistema de transmissão.

RGR - Reserva Global de Reversão.

SIN (Sistema Interligado Nacional) – Conjunto de instalações e de equipamentos que possibilitam o suprimento de energia elétrica nas regiões do país interligadas eletricamente, conforme regulamentação aplicável.

TCU - Tribunal de Contas da União.

TFSEE - Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica.

TUST (Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão de Energia Elétrica) – Tarifa paga por distribuidoras, geradoras e consumidores livres e especiais pela utilização da Rede Básica e das DIT, e é reajustada anualmente de acordo com (i) a inflação; e (ii) novas receitas, correspondentes aos empreendimentos energizados.

UTIL B3 (Índice Utilidade Pública) - indicador do desempenho médio das cotações dos ativos de maior negociabilidade e representatividade do setor de utilidade pública (energia elétrica, água e saneamento e gás).

ANEXOS

Anexo I – Projetos *Greenfield* | Crescimento

Leilões	Projetos	Contrato	Empresa	% ISA ENERGIA BRASIL	UF	Deságio	RAP ISA ENERGIA BRASIL Ciclo 2024/2025 (R\$ milhões)	Data de Necessidade ¹	Prazo ANEEL	CapEx ANEEL Participação ISA ENERGIA BRASIL data base leilão (R\$ milhões)	CapEx ISA ENERGIA BRASIL total até 31/03/2025 (R\$ milhões)	Licenci. Ambiental (LI)	Início da Construção	Avanço Fundiário ³	Avanço Físico ⁴	Entrada em Operação Comercial ²
013/2015 (out/2016)	Paraguaçu (Lote 3)	003/2017	IE Paraguaçu	50%	BA/MG	0,0%	77,1	jan-19	fev-22	255	333	✓	2T19	100%	100%	3T22
	Almorés (Lote 4)	004/2017	IE Almorés	50%	MG	0,0%	51,6	jan-19	fev-22	171	198	✓	2T19	100%	100%	2T22
	Itaúnas (Lote 21)	018/2017	IE Itaúnas	100%	ES	25,1%	68,5	jul-18	jun-22	298	374	✓	3T18	100%	100%	4T23
005/2016 (abr/2017)	Ivaí (Lote 1)	022/2017	IE Ivaí	50%	PR	33,2%	189,3	fev-21	ago-22	968	1.050	✓	4T19	100%	100%	4T22
	Tibagi (Lote 5)	026/2017	IE Tibagi	100%	SP / PR	32,2%	22,5	jan-17	ago-21	135	118	✓	3T18	100%	100%	4T20
	Itaquerê (Lote 6)	027/2017	IE Itaquerê	100%	SP / PR	44,5%	67,2	jun-18	ago-21	398	256	✓	3T18	100%	100%	3T20
	Aguapeí (Lote 29)	046/2017	IE Aguapeí	100%	SP / PR	52,7%	75,9	dez-18	ago-21	602	363	✓	3T19	100%	100%	1T21
	Bauru (Lote 25)	042/2017	IE Jaguar 6	100%	SP	57,6%	15,3	ago-19	fev-21	126	63	✓	2T18	100%	100%	3T19
	Lorena (Lote 10)	021/2018	IE Itapura	100%	SP	73,9%	17,4	jan-20	set-22	238	126	✓	3T19	100%	100%	4T21
002/2018 (jun/2018)	Biguaçu (Lote 1)	012/2018	IE Biguaçu	100%	SC	66,7%	53,4	set-21	set-23	641	456	✓	1T21	100%	100%	3T22
	Minuano (Lote 1)	001/2020	Evrecy	100%	RS	66,9%	50,2	jan-20	mar-25	682	737	✓	3T22	100%	100%	4T24
002/2019 (dez/2019)	Três Lagoas (Lote 6)	006/2020	IE Tibagi	100%	MS / SP	68,1%	7,1	jan-20	set-23	99	87	✓	2T21	100%	100%	2T22
	Triângulo Mineiro (Lote 7)	007/2020	IEMG	100%	MG	65,4%	43,8	jan-20	mar-25	554	520	✓	1T22	100%	100%	3T23
001/2020 (dez/2020)	Riacho Grande (Lote 7)	005/2021	IE Riacho Grande	100%	SP	57,9%	88,4	jan-26	mar-26	1.141	689	✓	3T23	100%	84%	-
001/2022 (jun/2022)	Piraquê (Lote 3)	008/2022	ISA ENERGIA BRASIL	100%	MG / ES	46,8%	325,8	jan-26	set-27	3.654	2.158	✓	3T24	96%	49%	-
	Jacarandá (Lote 6)	011/2022	IE Jaguar 8	100%	SP	59,2%	15,3	mar-26	mar-26	232	40	✓	3T24	61%	52%	-
001/2023 (jun/2023)	Serra Dourada (Lote 1)	006/2023	ISA ENERGIA BRASIL	100%	BA/MG	44,8%	305,6	Imediata	mar-29	3.157	257	4T25	2T26	50%	18%	-
	Itatiaia (Lote 7)	012/2023	ISA ENERGIA BRASIL	100%	RJ/MG	41,8%	235,6	Imediata	mar-29	2.342	116	3T25	4T25	49%	20%	-
	Água Vermelha (Lote 9)	014/2023	IE Tibagi	100%	SP	50,4%	8,0	Imediata	set-26	94	71	✓	3T24	100%	82%	-
Total (19)						47,2%	1.718,0	-	-	15.785	8.012	-	-	-	-	-

¹Conforme contrato de concessão | ² Início do recebimento da RAP | ³Avanço Fundiário: evolução das propriedades liberadas | ⁴Avanço do Projeto: evolução de todas as atividades relativas ao empreendimento até sua energização. [Clique aqui](#) para acessar a planilha.

Anexo II – Investimentos em Projetos

Investimentos (R\$ milhões)	Consolidado + Controladas em Conjunto		
	1T25	1T24	Var (%)
Projetos <i>Brownfield</i>	0,0	0,0	N.A
Reforços/Melhorias	306,0	243,1	25,9%
Projetos <i>Greenfield</i>	802,0	592,0	35,5%
Piraquê	537,3	356,6	50,7%
Riacho Grande	158,6	51,1	210,1%
Serra Dourada	45,1	81,6	-44,8%
Água Vermelha	36,3	2,8	1204,4%
Itatiaia	20,5	52,0	-60,5%
Jacarandá	4,3	1,2	258,6%
Minuano	0,0	42,4	-100,0%
Triângulo Mineiro	0,0	3,3	-100,0%
Biguaçu	0,0	0,8	-100,0%
Itapura-Lorena	0,0	0,6	-100,0%
Tibagi	0,0	-0,0	N.A
Três lagoas	0,0	-0,2	N.A
Total	1.108,0	835,1	32,7%

Nota: Considera a participação proporcional da ISA ENERGIA BRASIL nas empresas não consolidadas (controladas em conjunto).

Anexo III - Balanço Patrimonial Regulatório

Ativo (R\$ mil)	Consolidado	
	31/03/2025	31/12/2024
CIRCULANTE		
Caixa e equivalentes de caixa	783.780	2.914.747
Aplicações financeiras	2.492.903	485.995
Contas a Receber - Concessionárias e Permissionárias	318.507	259.819
Estoques	41.122	39.928
Serviços em Curso	0	0
Tributos e contribuições a compensar	398.505	453.046
Instrumentos financeiros derivativos	38.057	41.658
Créditos com partes relacionadas	143.175	118.989
Despesas pagas antecipadamente	73.724	19.461
Caixa restrito	0	1.273
Outros	119.427	221.724
	4.409.200	4.556.640
NÃO CIRCULANTE		
Realizável a longo prazo		
Caixa restrito	18.332	17.862
Contas a receber - Concessionárias e Permissionárias	597.950	624.135
Valores a receber - Secretaria da Fazenda	2.607.082	2.563.255
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	369	438
Cauções e depósitos vinculados	44.147	43.650
Créditos com controladas	0	0
Instrumentos financeiros derivativos	2.590	84.715
Outros	92.918	93.364
	3.363.388	3.427.419
Investimentos	1.796.504	1.721.387
Imobilizado	17.342.850	16.478.040
Intangível	1.769.596	1.782.527
	20.908.950	19.981.954
	24.272.338	23.409.373
Total do Ativo	28.681.538	27.966.013

Passivo e Patrimônio Líquido (R\$ mil)	Consolidado	
	31/03/2025	31/12/2024
CIRCULANTE		
Empréstimos e financiamentos	87.867	82.056
Debêntures	1.235.709	1.109.914
Arrendamento	10.274	12.020
Instrumentos financeiros derivativos	274	0
Fornecedores	278.125	184.644
Tributos e encargos sociais a recolher	194.258	139.168
Imposto de renda e contribuição social diferidos	0	0
Encargos regulatórios a recolher	62.622	66.750
Juros sobre capital próprio e dividendos a pagar	6.660	1.408.488
Obrigações trabalhistas	55.653	71.658
Valores a pagar – Funcesp	765	351
Outros	202.298	271.133
	2.134.505	3.346.182
NÃO CIRCULANTE		
Exigível a longo prazo		
Empréstimos e financiamentos	716.173	651.766
Debêntures	12.879.390	11.392.559
Arrendamento	22.650,0	25.489
Instrumentos financeiros derivativos	0	0
Fornecedores	1.393	1.393
Benefício a Empregados - Déficit Atuarial	0	0
PIS e COFINS diferidos	39.560	38.083
Imposto de renda e contribuição social diferidos	1.642.191	1.675.869
Encargos Regulatórios a recolher	22.287	30.763
Provisões	199.411	193.721
Reserva Global de Reversão - RGR	0	0
Obrigações vinculadas à concessão do serviço	685.200	683.178
Outros	334	610
	16.208.589	14.693.431
PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Capital social	3.590.020	3.590.020
Reservas de capital	666	666
Reservas de lucro	3.377.031	2.958.714
Reserva de Reavaliação	4.001.338	2.846.948
Outros Resultados Abrangentes	-1.074.908	173.351
	9.894.147	9.569.699
Participação de não controladores nos fundos de investimentos	444.298	356.701
	10.338.445	9.926.400
Total do Passivo e do Patrimônio Líquido	28.681.539	27.966.013

Anexo IV - Demonstração de Resultado Regulatório

Demonstração de Resultado (R\$ mil)	Consolidado		
	1T25	1T24	Var (%)
Receita Operacional Bruta	1.293.976	1.281.068	1,0%
Receita de Uso da Rede Elétrica	1.281.821	1.271.020	0,8%
Outras	12.155	10.048	21,0%
(-) Deduções à Receita Operacional	-162.124	-172.929	-6,2%
Tributos e Contribuições sobre a Receita	-112.536	-114.185	-1,4%
Encargos Regulatórios	-49.588	-58.744	-15,6%
(=) Receita Operacional Líquida	1.131.852	1.108.139	2,1%
(-) Custos e Despesas Operacionais	-387.572	-358.673	8,1%
Pessoal	-109.977	-109.604	0,3%
Material	-4.119	-3.660	12,6%
Serviços	-39.942	-43.523	-8,2%
Depreciação	-207.988	-168.794	23,2%
Outros	-25.546	-33.092	-22,8%
(=) Resultado do Serviço	744.280	749.466	-0,7%
(+/-) Resultado Financeiro	-351.388	-252.392	39,2%
Rendimento de Aplicações Financeiras	80.413	39.858	101,7%
Resultado da Variação Monetária Líquida	-161.634	-127.292	27,0%
Juros Ativo/Passivos	-1.522	14	n.a
Juros/Encargos sobre empréstimos	-272.348	-163.638	66,4%
Outras	3.703	-1.334	n.a
(=) Resultado Operacional	392.892	497.074	-21,0%
(-) Equivalência Patrimonial	75.113	79.171	-5,1%
(-) Outras Receitas/Despesas Operacionais	-29.017	-21.320	36,1%
(=) Resultado Anterior aos Tributos	438.988	554.925	-20,9%
(-) IR e CPLL	-90.164	-132.843	-32,1%
Corrente	-94.933	-169.742	-44,1%
Diferido	4.769	36.899	-87,1%
(=) Lucro/Prejuízo Consolidado	348.824	422.082	-17,4%
(-) Partic. Acionista não Controlador	-11.471	-12.837	-10,6%
(=) Lucro/Prejuízo	337.353	409.245	-17,6%

Anexo V – Fluxo de Caixa Indireto – Regulatório¹

Fluxo de Caixa das Atividades Operacionais (R\$ mil)	Consolidado	
	1T25	1T24
Fluxo de caixa das atividades operacionais	909.652	778.924
Lucro líquido do período	348.824	422.082
Benefício a empregados – déficit atuarial	1.922	11.156
PIS e COFINS diferidos	1.477	-3.042
Depreciação e amortização	229.696	199.393
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-4.767	-36.960
Provisão para Demandas judiciais	3.821	9.510
Custo residual de ativo imobilizado/intangível baixado	9.416	10.162
Benefício fiscal – ágio incorporado	9	9
Realização de ativo da concessão na aquisição de controlada	0	0
Realização da perda em controlada em conjunto	0	0
Resultado de equivalência patrimonial	-75.113	-79.172
Receita sobre aplicações financeiras	-17.412	-21.403
Juros e variações cambiais sobre empréstimos, financiamentos e debêntures	430.561	278.974
Juros e variações monetárias e cambiais sobre ativos e passivos	-7.312	1.052
Transações com acionistas não controladores	-11.470	-12.837
(Aumento) diminuição de ativos	-50.476	25.257
Caixa restrito	0	0
Contas a receber – Concessionárias e Permissionárias	-32.503	47.788
Estoques	-1.194	0
Valores a receber - Secretaria da Fazenda	-43.827	-43.424
Tributos e contribuições a compensar	82.731	-34.395
Despesas pagas antecipadamente	-54.263	-49.327
Cauções e depósitos vinculados	-84	-128
Crédito com controladas	0	0
Outros	-1.336	104.743
Aumento (diminuição) de passivos	50.117	158.427
Fornecedores	93.481	85.049
Tributos e encargos sociais a recolher	94.817	194.128
Obrigações trabalhistas	-16.005	-13.937
Pagamentos de impostos	-39.117	-30.283
Encargos regulatórios a recolher	-6.060	14.038
Provisões	-1.677	-9.700
Reserva Global de Reversão	-620	-620
Obrigações vinculadas à concessão do serviço	-1.569	-32.874
Benefício pós emprego - passivo atuarial	-9.423	-9.197
Outros	-64.124	-38.177
Caixa líquido gerado nas atividades operacionais	909.293	962.608
Caixa gerado (utilizado) nas atividades de investimentos	-2.991.794	-616.511
Caixa restrito	803	-582
Aplicações financeiras	-2.112.813	-1.313.255
Regates de Aplicações financeiras	210.914	1.478.011
Imobilizado	-1.090.698	-780.685
Dividendos recebidos	0	0
Caixa utilizado nas atividades de financiamentos	-48.466	674.195
Adições Empréstimos e Debêntures	1.446.492	1.319.448
Pagamentos Empréstimos e Debêntures (principal)	-40.488	-437.901
Pagamentos Empréstimos e Debêntures (juros)	-152.938	-65.192
Pagamentos Arrendamento Mercantil (principal e juros)	-4.613	-5.632
Instrumentos financeiros derivativos	38.851	0
Dividendos e juros sobre capital próprios pagos	-1.335.770	-136.528
Aumento (redução) líquido em caixa e equivalentes de caixa	-2.130.967	1.020.292
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	2.914.747	245.819
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício	783.780	1.266.111
Variação em caixa e equivalentes de caixa	-2.130.967	1.020.292

¹O fluxo de caixa indireto contabilizado na metodologia regulatória considera as saídas de caixa relacionadas aos projetos *greenfield*, *brownfield* e de Reforços e Melhorias como fluxos de investimentos.

Anexo VI – Resultado Regulatório Empresas não consolidadas

IE MADEIRA			
Demonstração do Resultado (R\$ mil)	1T25	1T24	Var (%)
Receita Operacional Bruta	192.419	188.336	2,2%
Deduções à receita operacional	-25.175	-22.692	10,9%
Receita Operacional Líquida	167.244	165.643	1,0%
Custos e Despesas	-20.498	-21.992	-6,8%
Depreciação	-36.890	-31.235	18,1%
EBITDA	146.763	149.426	-1,8%
Resultado do Serviço	109.855	112.416	-2,3%
Resultado Financeiro	-16.226	-23.337	-30,5%
Outras receitas/despesas líquidas	18	5.774	-99,7%
Lucro antes do IR & CSLL	93.647	94.853	-1,3%
IR & CSLL*	-20.576	-7.141	188,1%
Lucro líquido	73.071	87.712	-16,7%
Part .ISA ENERGIA BRASIL (51%) no EBITDA	74.849	76.207	-1,8%
Part .ISA ENERGIA BRASIL (51%) no Lucro	37.266	44.733	-16,7%

IE GARANHUNS			
Demonstração do Resultado (R\$ mil)	1T25	1T24	Var (%)
Receita Operacional Bruta	41.368	34.561	19,7%
Deduções à receita operacional	-5.422	-5.343	1,5%
Receita Operacional Líquida	35.945	29.218	23,0%
Custos e Despesas	-4.384	-3.802	15,3%
Depreciação	-6.357	-6.348	0,1%
EBITDA	31.561	25.416	24,2%
Resultado do Serviço	25.204	19.068	32,2%
Resultado Financeiro	-1.016	-1.249	-18,7%
Outras receitas/despesas líquidas	0	0	N.A.
Lucro antes do IR & CSLL	24.188	17.819	35,7%
IR & CSLL*	-1.490	-902	65,3%
Lucro líquido	22.698	16.917	34,2%
Part .ISA ENERGIA BRASIL (51%) no EBITDA	16.096	12.962	24,2%
Part .ISA ENERGIA BRASIL (51%) no Lucro	11.576	8.628	34,2%

IE AIMORÉS			
Demonstração do Resultado (R\$ mil)	1T25	1T24	Var (%)
Receita Operacional Bruta	28.455	28.699	-0,9%
Deduções à receita operacional	-2.977	-3.071	-3,1%
Receita Operacional Líquida	25.478	25.628	-0,6%
Custos e Despesas	-1.656	-1.247	32,8%
Depreciação	-2.644	-2.720	-2,8%
EBITDA	23.822	24.381	-2,3%
Resultado do Serviço	21.178	21.661	-2,2%
Resultado Financeiro	402	434	-7,4%
Outras receitas/despesas líquidas	0	0	N.A.
Lucro antes do IR & CSLL	21.580	22.095	-2,3%
IR & CSLL*	-2.514	-2.077	21,0%
Lucro líquido	19.066	20.018	-4,8%
Part .ISA ENERGIA BRASIL (50%) no EBITDA	11.911	12.191	-2,3%
Part .ISA ENERGIA BRASIL (50%) no Lucro	9.533	10.009	-4,8%

IE PARAGUAÇU			
Demonstração do Resultado (R\$ mil)	1T25	1T24	Var (%)
Receita Operacional Bruta	41.661	41.273	0,9%
Deduções à receita operacional	-4.647	-4.247	9,4%
Receita Operacional Líquida	37.014	37.026	0,0%
Custos e Despesas	-2.179	-2.046	6,5%
Depreciação	-4.572	-4.615	-0,9%
EBITDA	34.835	34.980	-0,4%
Resultado do Serviço	30.263	30.365	-0,3%
Resultado Financeiro	1.462	741	97,3%
Outras receitas/despesas líquidas	0	0	N.A.
Lucro antes do IR & CSLL	31.725	31.106	2,0%
IR & CSLL*	-3.424	-3.509	-2,4%
Lucro líquido	28.301	27.597	2,6%
Part .ISA ENERGIA BRASIL (50%) no EBITDA	17.418	17.490	-0,4%
Part .ISA ENERGIA BRASIL (50%) no Lucro	14.151	13.799	2,6%

IE IVAÍ			
Demonstração do Resultado (R\$ mil)	1T25	1T24	Var (%)
Receita Operacional Bruta	105.745	101.755	3,9%
Deduções à receita operacional	-11.083	-10.888	1,8%
Receita Operacional Líquida	94.661	90.867	4,2%
Custos e Despesas	-5.416	-4.625	17,1%
Depreciação	-13.624	-14.829	-8,1%
EBITDA	89.245	86.242	3,5%
Resultado do Serviço	75.622	71.414	5,9%
Resultado Financeiro	-67.780	-65.344	3,7%
Outras receitas/despesas líquidas	0	0	N.A.
Lucro antes do IR & CSLL	7.842	6.070	29,2%
IR & CSLL*	-2.666	-2.064	29,2%
Lucro líquido	5.176	4.006	29,2%
Part .ISA ENERGIA BRASIL (50%) no EBITDA	44.623	43.121	3,5%
Part .ISA ENERGIA BRASIL (50%) no Lucro	2.588	2.003	29,2%

Anexo VII – Covenants (R\$ milhões)

BNDES (apuração anual)	
Dívida Líquida 31/03/25	13.281,3
EBITDA últimos 12 meses	4.209,1
Dívida Líquida/EBITDA 31/03/25	3,16
Patrimônio Líquido 31/03/25	20.859,2
Dívida Liq./(Dívida Liq. + PL) 31/03/25	0,39

Os principais compromissos financeiros dos contratos de financiamento (*covenants* financeiros) que a ISA ENERGIA BRASIL está submetida são estabelecidos conforme abaixo:

Os Contratos de financiamento com **BNDES** (válidos até o vencimento do contrato em 2041) devem cumprir os indicadores financeiros máximos de Dívida Líquida/EBITDA Ajustado BNDES $\leq 3,0$ e Dívida Líquida/(Dívida Líquida + Patrimônio Líquido) $\leq 0,6$. O saldo desses financiamentos junto ao BNDES na data de 31/03/2025 soma o montante de R\$ 741,8 milhões em que os contratos possibilitam pré-pagamento.

Os indicadores são apurados ao final de cada exercício social. Para fins de cálculo e comprovação dos referidos índices, a Companhia deverá consolidar todas as controladas e controladas em conjunto (de forma proporcional à sua participação), desde que detenha participação acionária igual ou superior a 10%. O EBITDA é calculado de acordo com a metodologia definida nos contratos. A última apuração ocorreu em 31 de dezembro de 2024, a Companhia e suas controladas atenderam aos requisitos relacionados a cláusulas restritivas. A próxima apuração será realizada em 31 de dezembro de 2025. O indicador de Dívida Líquida/EBITDA de acordo com essa metodologia foi de **3,16x** no 1T25. A próxima apuração ocorrerá em 31 de dezembro de 2025 e a Companhia já iniciou as tratativas junto ao BNDES para obtenção de *Waiver*.

Anexo VIII – Balanço Patrimonial – IFRS

Ativo (R\$ mil)	Consolidado	
	31/03/2025	31/12/2024
CIRCULANTE		
Caixa e equivalentes de caixa	783.780	2.914.747
Aplicações Financeiras	2.492.903	485.995
Ativo de concessão	3.796.997	3.604.640
Tributos e contribuições a compensar	398.505	453.046
Instrumentos financeiros derivativos	38.057	41.658
Créditos com partes relacionadas	141.935	142.546
Outros	393.701	296.817
	8.045.878	7.939.449
NÃO CIRCULANTE		
Realizável a longo prazo		
Ativo de concessão	28.658.000	27.442.183
Valores a receber - Secretaria da Fazenda	2.590	84.715
Cauções e depósitos vinculados	44.147	43.650
Instrumentos financeiros derivativos	2.607.082	2.564.527
Outros	242.756	283.142
	31.554.575	30.418.217
Investimentos	4.510.236	4.354.888
Imobilizado	147.788	153.613
Intangível	433.409	438.465
	5.091.433	4.946.966
	36.646.008	35.365.183
Total do Ativo	44.691.886	43.304.632

Passivo e Patrimônio Líquido (R\$ mil)	Consolidado	
	31/03/2025	31/12/2024
CIRCULANTE		
Empréstimos e financiamentos	87.867	82.056
Debêntures	1.235.709	1.109.914
Arrendamento	10.274	12.020
Fornecedores	276.396	182.169
Tributos e encargos sociais a recolher	194.075	139.146
Encargos regulatórios a recolher	62.622	64.270
Juros sobre capital próprio e dividendos a	6.660	1.329.622
Outros	258.981	345.621
	2.132.584	3.264.818
NÃO CIRCULANTE		
Exigível a longo prazo		
Empréstimos e financiamentos	716.173	651.766
Debêntures	12.879.390	11.392.559
Arrendamento	22.650	25.489
PIS e COFINS diferidos	2.608.178	2.493.513
Imposto de renda e contribuição social	5.240.953	5.175.168
Encargos regulatórios a recolher	22.287	30.763
Provisões	205.146	197.271
Benefício a empregados – déficit atuarial	-	-
Outros	5.318	2.003
	21.700.095	19.968.532
PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Capital social	3.590.020	3.590.020
Reservas de capital	666	666
Reservas de lucro	16.668.355	15.950.329
Outros Resultados Abrangentes	155.868	173.566
Dividendos adicionais propostos	-	-
	20.414.909	19.714.581
Participação de não controladores nos fundos de investimentos	444.298	356.701
	20.859.207	20.071.282
Total do Passivo e do Patrimônio Líquido	44.691.886	43.304.632

Anexo IX – Demonstração de Resultados – IFRS

Demonstração de Resultado (IFRS) (R\$ milhões)	Consolidado		
	1T25	1T24	Var (%)
Receita Operacional Líquida	2.412,0	1.978,2	21,9%
Receita de infraestrutura, operação e manutenção, ganho de eficiência na implementação da infraestrutura e outras, líquidas	1.498,0	1.203,1	24,5%
Remuneração dos ativos da concessão, líquida	914,1	775,1	17,9%
Custos dos Serviços de Implementação da infraestrutura, operação e manutenção e de serviços prestados	-1.246,4	-967,1	28,9%
Lucro Bruto	1.165,7	1.011,0	15,3%
Receitas e Despesas Operacionais	100,2	81,1	23,5%
Receitas – Revisão Tarifaria Periódica (RTP)	0,0	0,0	N.A.
Gerais e Administrativas	-50,6	-60,9	-16,9%
Honorários da administração	-7,3	-7,6	-2,8%
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	2,8	-0,4	-795,8%
Resultado de equivalência patrimonial	155,3	150,0	3,6%
Lucro antes das receitas e despesas financeiras e dos impostos sobre o lucro	1.265,8	1.092,2	15,9%
Resultado Financeiro	-351,6	-252,5	39,2%
Receitas financeiras	92,8	41,9	121,6%
Despesas financeiras	-444,3	-294,4	50,9%
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	914,3	839,7	8,9%
Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	-189,6	-183,8	3,2%
Corrente	-94,9	-169,7	-44,1%
Diferido	-94,6	-14,0	574,8%
Lucro/Prejuízo Consolidado	724,7	655,9	10,5%
Participação do Acionista não Controlador	-11,5	-12,8	-10,6%
Lucro/Prejuízo	713,2	643,1	10,9%

Anexo X – Fluxo de Caixa – IFRS (R\$ mil)

Fluxo de Caixa das Atividades Operacionais (R\$ mil)	Consolidado	
	1T25	1T24
Fluxo de caixa das atividades operacionais	-1.483.828	-1.314.233
Lucro líquido do período	724.705	655.915
Benefício a empregados – déficit atuarial	1.923	11.156
Depreciações e amortizações	8.595	8.864
PIS e COFINS diferidos	114.665	113.521
IR e CS diferidos	94.628	14.022
Provisão para Demandas Judiciais	6.008	7.749
Valor residual de ativo permanente baixado	3	33
Benefício Fiscal - Ágio Incorporado	9	9
Receita sobre aplicações financeiras	-17.412	-21.403
Juros e variações cambiais sobre empréstimos, financiamentos e debêntures	430.561	278.974
Juros e variações cambiais sobre ativos e passivos	-7.120	1.171
Resultado de equivalência patrimonial	-155.348	-149.951
Reversão da perda em controlada em conjunto	0	0
Contas a receber - Ativo de Concessão	-2.678.537	-2.226.423
Realização de ativo de Concessão na aquisição de Controlada	4.962	4.967
Transações com acionistas não controladores	-11.470	-12.837
(Aumento) diminuição de ativos	1.255.631	1.305.730
Caixa restrito	0	0
Contas a receber - Ativo de concessão	1.270.363	1.312.487
Estoques	20.468	39.624
Valores a receber - Secretaria da Fazenda	-42.555	-43.424
Tributos e contribuições a compensar	83.341	-34.395
Cauções e depósitos vinculados	-84	-128
Despesas pagas antecipadamente	-54.263	-49.327
Outros	-21.639	80.893
Aumento (diminuição) de passivos	51.464	191.770
Fornecedores	94.227	85.528
Tributos e encargos sociais a recolher	94.046	194.128
Pagamentos IR/CSLL	-39.117	-30.283
Obrigações trabalhistas	-16.005	-13.937
Encargos regulatórios a recolher	-6.060	14.038
Empréstimos e financiamentos a pagar	0	-9.197
Provisões	-1.870	-9.700
Valores a pagar Vivest	0	0
Reserva Global de Reversão	-620	-620
Outros	-73.137	-38.187
Caixa líquido gerado nas atividades operacionais	-176.733	183.267
Caixa gerado (utilizado) nas atividades de investimentos	-1.905.768	162.830
Caixa restrito	-470	-582
Aplicações financeiras	-2.112.813	-1.313.255
Regates de Aplicações financeiras	210.914	1.478.011
Aquisição de Imobilizado	-2.028	-1.190
Intangível	-1.371	-154
Dividendos recebidos	0	0
Caixa utilizado nas atividades de financiamentos	-48.466	674.195
Adições Empréstimos e Debêntures	1.446.492	1.319.448
Pagamentos Empréstimos e Debêntures (principal)	-40.488	-437.901
Pagamentos Empréstimos e Debêntures (juros)	-152.938	-65.192
Pagamentos Arrendamento Mercantil (principal e juros)	-4.613	-5.632
Dividendos e juros sobre capital próprios pagos	-1.335.770	-136.528
Aumento (redução) líquido em caixa e equivalentes de caixa	-2.130.967	1.020.292
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	2.914.747	245.819
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício	783.780	1.266.111
Variação em caixa e equivalentes de caixa	-2.130.967	1.020.292



EARNINGS RELEASE 1Q2025

**Natália Beatriz Pereira
Nascimento Sorreano**
Substation Technician
and Maintenance



Learn more about
the evolution of the brand
on our website.



São Paulo, April 29, 2025 – ISA ENERGIA BRASIL S.A. ("ISA ENERGIA BRASIL", "Company", B3: ISAE3 and ISAE4) announces its results for the first quarter of 2025 (1Q25). Regulatory results are shown in accordance with the procedures and guidelines issued by the regulatory authority and in compliance with the accounting policies established in the Electricity Sector Accounting Manual (MCSE) to facilitate understanding of the Company's business. These regulatory results are audited every year by the same independent auditor of the corporate financial statements and are not reviewed on a quarterly basis. Moreover, the results have been prepared in accordance with the standards established by the Securities and Exchange Commission of Brazil (CVM), applicable announcements by the Accounting Statements Committee (CPC) and the International Financial Reporting Standards (IFRS) issued by the International Accounting Standards Board (IASB) in the "Attachments" section of this document.

Regulatory Indicators (R\$ million)	Consolidated		
	1Q25	1Q24	Chg (%)
Net Revenue	1,131.9	1,108.1	2.1%
PMSO	-179.6	-189.9	-5.4%
Manageable PMSO	-177.7	-178.7	-0.6%
EBITDA	923.3	896.9	2.9%
EBITDA Margin	81.57%	80.94%	0.63 p.p
Net Income ¹	337.4	409.2	-17.6%
Net Margin	29.8%	36.9%	-7.1 p.p
ROE (LTM)	19.4%	25.5%	-6.1 p.p
Net Debt	12,119.7	8,134.6	49.0%
CapEx (ex-M&A)	1,108.0	835.1	32.7%

¹Adjusted for non-controlling interest.

Financial Highlights 1Q25



Net income R\$337.4 million (-17.6%)



EBITDA R\$923.3 million (+2.9%)



Net debt R\$12,119.7 million (+49.0%)



Capex R\$1,108.0 million (+32.7%)



PMSO: R\$179.6 million (-5.4%)

1Q25 Conference Call

Conference call in Portuguese with simultaneous translation into English

Date: April 30, 2025

Time: 10:00 a.m. (BRT) / 9:00 a.m. (EST)

The event will be streamed on Zoom: [click here](#)

All connection data is available on the Investor Relations website:

ri.isaenergiabrasil.com.br

EVENTS OF THE PERIOD

IE Aimorés and IE Paraguaçu Contract Amendments

On March 3, 2025, the Company announced the signing of the first amendments of concession contracts 004/2017 ("Aimorés") and 003/2017 ("Paraguaçu") with the Federal Government, extending the duration of the concessions in (i) Aimorés: 55 days, with a new expiration date on April 6, 2047, and; (ii) Paraguaçu: 138 days, with a new expiration date on June 28, 2047.

The amendments result from the approval of the request to recognize an exclusion of liability for the delay in the start of commercial operations of the projects. The Board of Directors of the Brazilian Electricity Regulatory Agency ("ANEEL"), recognizing the impacts of COVID-19 on the construction schedules of the contracts, determined the offset of losses through the proportional extension of the concession contract duration.

Aimorés and Paraguaçu are concessions in which ISA ENERGIA BRASIL holds an equal 50% partnership with Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. ("TAESA") and began operations in 2022. For more information, [click here](#).

18th Issuance of Debentures

On March 25, 2025, the Company concluded the fundraising process through the 18th issuance of simple, non-convertible debentures, in two series, totaling R\$1.4 billion. The R\$500 million raised through the first tranche will be allocated to the Piraquê project (lot 3 of the Transmission Auction 01/2022), while the R\$900 million from the second tranche will be allocated to the execution of Retrofitting and Improvement projects. The maturity of the offering was defined at approximately 8 years from the date of issue and the cost is IPCA+7.41% for both tranches. The Company entered into an interest rate swap transaction from IPCA to CDI (CDI-0.60%) for the 2nd tranche. Due to the start date of the transaction, the effect of the fair value of the swap will be observed from April onwards, following the start of debt accrual. [Click here](#) to access the offering documents.

Hiring of Market Maker

On March 27, 2025, market maker services began to be provided by ITAÚ CORRETORA DE VALORES S.A. for the preferred shares issued by the Company ("ISAE4") on B3. The contract of Provision of Market Maker Services aims to promote the liquidity of the shares and complies with the rules defined by CVM Resolution No. 133/2022, the B3 Market Maker Regulation, the B3 Operations Regulation, and other applicable rules and regulations. The contract has an indefinite term and may be terminated and/or rescinded by either party upon prior notice. For more information, [click here](#).

Earnings' Distribution to Shareholders

Throughout the first quarter of 2025, the Company distributed earnings to shareholders via Interest On Equity ("IOE"), totaling R\$1,555.5 million, corresponding to R\$2.360835 per share of both types (common – "ISAE3" and preferred – "ISAE4"). The distribution was approved on December 12, 2024, by the Board of Directors of ISA ENERGIA BRASIL. The IOE, net of withholding income tax, was divided into three payments, each with its respective base, "ex-rights", and payment dates, according to the table below:

Earning Type	Deliberation Date	Distribution Base	Date			Total ¹ (R\$ million)	R\$ / share
			Record	Ex-right	Payment		
Interest on Equity ("IOE")	12-Dec-24	Result of the fiscal year 2024	9-Jan-25	10-Jan-25	21-Jan-25	518.5	0.786945
			11-Feb-25	12-Feb-25	21-Feb-25	518.5	0.786945
			11-Mar-25	12-Mar-25	21-Mar-25	518.5	0.786945
						1,555.5	2.360835

Considerations about financial information

The financial information presented in this document relating to three months period ended on March 31, 2025 were prepared in accordance with the standards, procedures and guidelines issued by the regulatory authority and in compliance with the accounting policies established in the Electricity Sector Accounting Manual approved by the Brazilian Electricity Regulatory Agency (ANEEL) through Normative Resolution 933 of May 28, 2021 and ANEEL Order 2,904 of September 17, 2021.

EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes and Depreciation and Amortization) is presented in accordance with the Securities and Exchange Commission of Brazil (CVM) Resolution 156/22.

Also, the financial and operational information is subject to rounding and so the total amounts in tables and charts may differ from the additions of the numbers preceding them.

Below is the calculation of EBITDA as per regulatory accounting, according to Normative Resolution 933 and ANEEL Order 2,904:

(R\$ million)	Consolidated		
	1Q25	1Q24	Var (%)
(=) Regulatory Net Income	337.4	409.2	-17.6%
(+) Non-controlling shareholder particip.	11.5	12.8	-10.6%
(+) IRPJ/CSLL	90.2	132.8	-32.1%
(-) Equity Income	-75.1	-79.2	-5.1%
(+) Financial Result	351.4	252.4	39.2%
(+) Depreciation/Amortization	208.0	168.8	23.2%
(=) Regulatory EBITDA	923.3	896.9	2.9%
(+) Equity Income	75.1	79.2	-5.1%
(=) Regulatory EBITDA CVM 156/2022	998.4	976.1	2.3%

The calculation of EBITDA in accordance with accounting practices adopted in Brazil and International Financial Reporting Standards (IFRS) issued by the International Accounting Standards Board (IASB) based on EBITDA as per regulatory accounting is available in the section "Comparison of Results (Regulatory vs. IFRS)" ([click here](#)).

SUMMARY

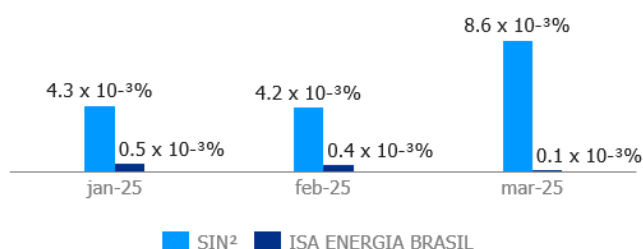
EVENTS OF THE PERIOD	3
OPERATING PERFORMANCE	6
OPERATING REVENUE	7
O&M COSTS AND EXPENSES	9
OTHER OPERATING INCOME AND EXPENSES	10
EBITDA AND MARGIN	11
FINANCIAL RESULT	12
EQUITY INCOME	12
INCOME TAX AND SOCIAL CONTRIBUTION ON NET INCOME	13
NET INCOME ¹	13
COMPARISON OF RESULTS (REGULATORY VS. IFRS)	14
DEBT	16
INVESTMENTS	17
INVESTMENTS IN RETROFITTING AND IMPROVEMENT PROJECTS	17
INVESTMENTS IN GREENFIELD PROJECTS	18
CAPITAL MARKETS	19
OWNERSHIP BREAKDOWN	19
STOCK PERFORMANCE	19
SUSTAINABILITY	20
1Q25 HIGHLIGHTS	20
SUSTAINABILITY INDICATORS	21
EVENTS SUBSEQUENT TO THE REPORTING PERIOD	23
OTHER MATERIAL INFORMATION	23
PERIODIC TARIFF REVIEW (RTP) 2024 - RENEWED CONTRACT 059/2001	23
PERIODIC TARIFF REVIEW (RTP) - BIDDING CONTRACTS	26
2024/2025 RAP CYCLE	27
CONCESSION RENEWAL – AGREEMENT 059/2001 (RBNI/RBSE)	30
SUPPLEMENTARY RETIREMENT PLAN – LAW 4,819/58	31
GLOSSARY	33
ATTACHMENT	36

OPERATING PERFORMANCE

The Company constantly manages its operating indicators meticulously, notably the Index of Non-Supplied Energy ("IENS"), which is the percentage of total energy not supplied during incidents throughout the year versus total energy that would be supplied in the absence of interruptions, that is, it represents the energy that was not consumed due to an interruption. Adequate management of IENS is important for the Transmission business since the companies that operate in this segment are remunerated for the uptime of their assets through RAP and any downtime may result in a reduction in revenue through a deduction called Variable Portion ("PV").

Below is the operational performance throughout 1Q25, through the measurement of the Company's IENS^{1,2} and also the reference of the Brazil's National Interconnected System ("SIN"):

IENS % 2025



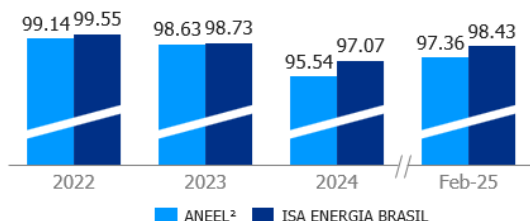
¹ Reference index available in the performance indicators report published by the ONS.

² Only the basic network assets are considered.

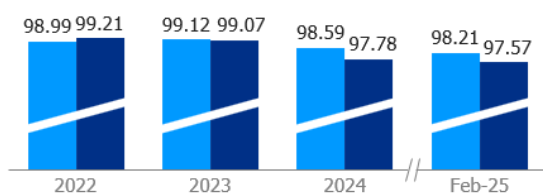
³ Data in the March/2025 report from SIN.

Availability of assets

Transmission lines



Power Transformers



*Only the basic network assets are considered

**The National Electricity System Operator (ONS)/ANEEL calculates the indicator for families of equipment, which is the combination of type and voltage.

***The consolidated results presented are the average of the families subordinated to them.

****Data accumulated in the form of a moving window, March 2024 to February 2025.

****Source: ONS.

FINANCIAL PERFORMANCE (Regulatory Results)

Operating Revenue

Operating Revenue (R\$ million)	Consolidated		
	1Q25	1Q24	Chg (%)
Eletric Network Revenue	1,281.8	1,271.0	0.8%
RBSE	568.6	646.2	-12.0%
Paulista Concession (059/2001 contract)	436.4	396.8	10.0%
Operating & Maintenance (O&M) ¹	235.1	235.2	0.0%
Retrofitting & Improvements (R&I)	201.2	161.6	24.5%
New Concessions	253.9	223.9	13.4%
PA and anticipation	0.9	-20.7	n.a
Variable Portion (PV)	-15.9	-20.4	-21.9%
Regulatory charges ex RAP (CDE and PROINFRA)	38.1	45.2	-15.8%
Others	12.2	10.0	21.0%
Gross Revenue	1,294.0	1,281.1	1.0%
Deduction	-162.1	-172.9	-6.2%
Taxes and Contributions (PIS & Cofins)	-112.5	-114.2	-1.4%
Regulatory charges ex RAP (CDE and PROINFRA)	-32.6	-41.4	-21.3%
Regulatory charges in RAP (P&D, RGR and TFSEE)	-17.0	-17.3	-2.0%
Total	1,131.9	1,108.1	2.1%

¹RAP related to the operation and maintenance portion of existing assets considered in the renewal process of contract 059/2001.

In 1Q25, consolidated gross revenue was R\$1,131.9 million, up R\$23.7 million (+2.1%) from 1Q24. The main changes during the period were:

Paulista Concession (059/2001 contract)

- **Periodic Tariff Review ("RTP") 2023**
 - ▼ reduction of RBSE economic component, resulting from the movement of the asset base;
 - ▲ incorporation of the RAP of small-scale Retrofitting and Improvement projects ("R&I") energized between 2018 and 2022;
 - ▼ movement of the shielded asset base in the first RTP of the contract.
- **Large-Scale R&I**
 - ▲ incorporation of the RAP of projects energized in the last 12 months.

RAP readjustment: 2024/2025 tariff cycle

- ▲ update of the RAP by the Broad Consumer Price Index ("IPCA") for the period (3.93%).

New Concessions

- ▲ adjustment to the tariff cycle for the 2024/2025 cycle with an update of the RAP by the IPCA of the period;
- ▲ energization of the Minuano project in 4Q24.

Adjustment Installments (PA) and Anticipation

- ▲ resumption of the receipt of the annuity for improvements after the RTP of Concessão Paulista, in order to advance part of the revenue associated with the execution of minor improvements (+R\$10.2 million);
- ▲ retroactive receipt of the annuity for improvements of the previous tariff cycle (2023/2024), due to the postponement of the RTP from July/2023 to July/2024 (+R\$10.2 million).

Adjustment Portion (PA) and Anticipations (R\$ Milhões)	Consolidated		
	1Q25	1Q24	Chg (%)
Improvements Annual Fee	20.5	0.0	N.A.
Anticipation	10.5	14.2	-25.8%
Others PAs	-30.1	-34.9	-13.7%
PA RTP 2020 Reversion ¹	-22.9	-22.9	0.0%
Others PAs	-7.2	-12.0	-39.9%
TOTAL	0.9	-20.7	n.a

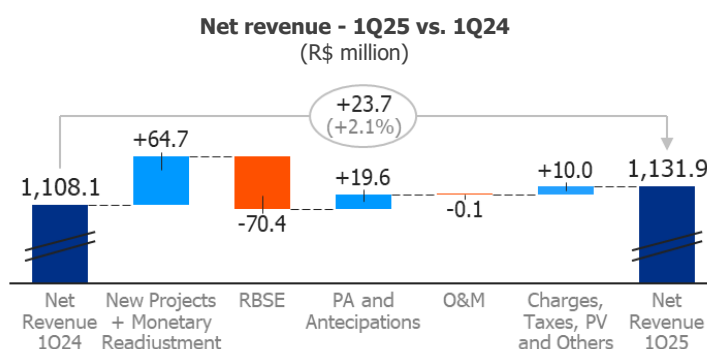
¹Reversal of the PA for remuneration of the financial component of RBSE by the cost of equity ("Ke") recognized in 2Q20 ([click here](#)), due to the incorporation of the component to RAP after the rescheduling of RBSE defined in Homologatory Resolution 2.851/21 ([click here](#)).

DEDUCTIONS

Deductions from gross revenue include both PIS and COFINS taxes and regulatory charges (R&D, RGR and TFSE) and transfer quotas, which vary according to the share of free consumers (CDE and Proinfa) that, together, reached R\$162.1 million in 1Q25 with a reduction of R\$10.8 million (-6.2%) compared to the same period of the previous year due to lower actual consumption by free consumers.

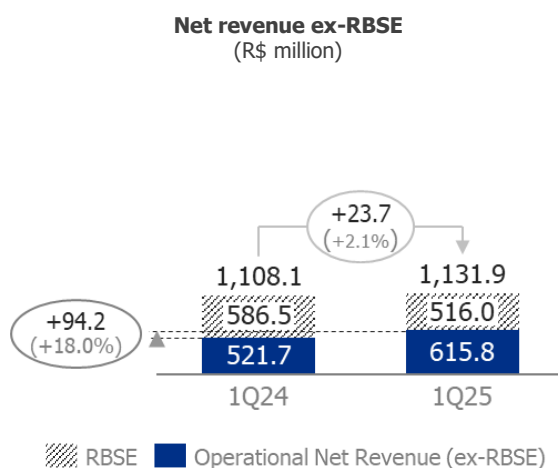
NET REVENUE

Net revenue increased R\$23.7 million (+2.1%) compared to 1Q24, totaling R\$1,131.9 million.



NET REVENUE EX-RBSE

The net revenue ex-RBSE for 1Q25 increased R\$94.2 million (+18.0%) compared to 1Q24 mainly due to: (i) effects of the RTP of Paulista Concession; (ii) retrofitting and improvement projects energized over the last 12 months; (iii) energization of the Minuano project; and (iii) inflation readjustment for the 2024/2025 tariff cycle.



O&M Costs and Expenses

O&M Costs and Expenses (R\$ million)	Consolidated		
	1Q25	1Q24	Chg (%)
Personnel	-108.1	-98.4	9.8%
Material	-4.1	-3.7	12.6%
Services	-39.9	-43.5	-8.2%
Others	-25.5	-33.1	-22.8%
Manageable PMSO	-177.7	-178.7	-0.6%
Non-recurring	0.0	-0.0	-100.0%
Private Pension Entity	-1.9	-11.2	-82.8%
PMSO	-179.6	-189.9	-5.4%
Contingencies	0.0	0.0	N.A.
Depreciation	-208.0	-168.8	23.2%
Other costs and expenses	-208.0	-168.8	23.2%
Total	-387.6	-358.7	8.1%

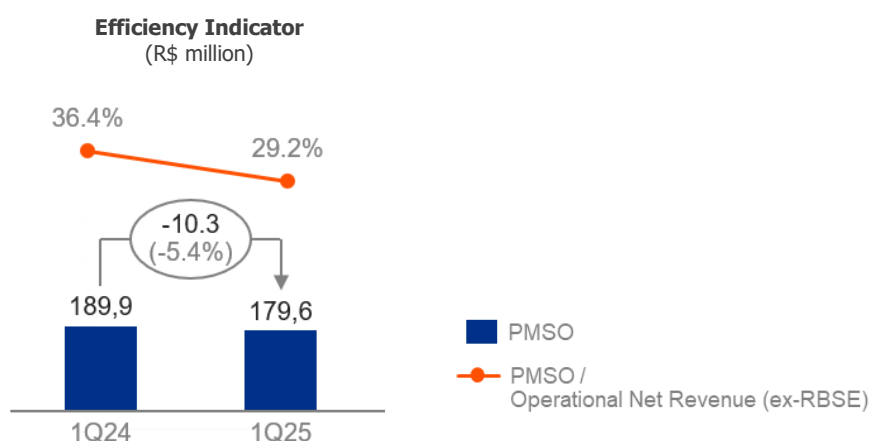
Manageable Costs and Expenses with Personnel, Materials, Services and Other ("PMSO") totaled R\$177.7 million in 1Q25 (-0.6% vs. 1Q24). The following are the main events that caused variations in the manageable PMSO in the period:

- ▼ **Personnel:** (i) collective bargaining agreements signed in September and November 2024; (ii) indemnity costs; and (iii) higher costs in the employees' healthcare insurance. These effects were partially offset by greater capitalization of hours from the technical workforce.
- ▼ **Services:** lower expenses with (i) maintenance and cleaning services for right-of-way areas in substations; and (ii) regularizations and reposessions. These effects were partially offset by the increase in expenses with (i) aerial and ground inspection services for mapping areas to carry out mowing services; and (ii) services related to the strengthening of the safety culture.
- ▼ **Other:** lower costs for vehicle rental and software licenses.

In addition to the explained movements, the provision related to private pension (actuarial liability estimated based on benefits, as provided in CPC33) reduced by R\$9.2 million in the quarter (-82.8% vs. 1Q24). This variation does not have any cash effect and is mainly explained by the increase in the discount rate used for calculating the present value of future obligations due to the increase in the NTN-B in the annual revaluation in December 2024.

The management of costs and expenses resulted in a reduction of 5.4% in the PMSO for the period, totaling R\$ 179.6 million in 1Q25.

The following chart shows the evolution of the operational efficiency of the Company measured by the ratio of PMSO to net revenue ex-RBSE.



DEPRECIATION

The Company recorded a depreciation expense of R\$208.0 million in 1Q25. The increase of 23.2% compared to the depreciation recorded in 1Q24 is due to:

- (i) RTP of Paulista Concession, which approved the revaluation report of the assets of retrofitting and improvement projects energized between 2018 and 2022, generating a higher Regulatory Remuneration Base ("BRR") and, consequently, a higher volume of depreciation from then on (+R\$ 32 million);
- (ii) the adjustment of the average depreciation rate for the Triângulo Mineiro and Itaúnas projects, following the process of regularizing the unitization of their assets with the ANEEL (+R\$ 4.7 million);
- (iii) the RTP of contracts 015/2008 (IE Jaguar 9), 016/2008, and 013/2008 (IE Sul) ([click here](#)), which approved the revaluation report of the assets of retrofitting projects energized between 2019 and 2023 (+R\$1.1 million) and;
- (iv) the start-up of the Minuano project (contract 001/2020) in 4Q24 (+R\$1.6 million) and the Retrofitting project in IE Aguapeí (contract 046/2017) (+R\$0.6 million).

As a result, O&M costs and expenses totaled R\$387.6 million in 1Q25, up 8.1% from 1Q24.

Other Operating Income and Expenses

Other Operating Income and Expenses (R\$ million)	Consolidated		
	1Q25	1Q24	Chg (%)
Income	6.8	3.6	87.8%
Property insurance indemnity revenues	0.0	1.9	-100.0%
Disposal of assets unserviceable to the concession	3.2	1.2	160.0%
Update of amounts of warrants receivable (SJC terrain)	1.8	0.7	167.6%
Others	1.7	-0.2	n.a
Expenses	-35.8	-24.9	43.6%
Amortization of capital gains (PBTE and SF Energia)	-15.0	-15.0	0.0%
Cost of decommissioning assets*	-21.1	-10.8	95.3%
Others	0.3	0.8	0.0%
Total	-29.0	-21.3	36.1%

* costs associated with the decommissioning, disposal and write-off of assets

ISA ENERGIA BRASIL recorded an expense of R\$29.0 million in "Other Operating Income and Expenses" in 1Q25 mainly due to: (i) costs related to the decommissioning and disposal of assets as a result of the higher volume of execution and commissioning of retrofitting and improvement projects (+R\$10.3 million vs. 1Q24); and (ii) the realization of goodwill from the acquisition of the companies PBTE and SF Energia, which is amortized over the remaining term of the PBTE concession through September 2046. In the comparison between periods, the increase in expenses was partially offset by the higher volume of income from the disposal of assets unserviceable to the concession in 1Q25.

EBITDA and MARGIN

EBITDA in 4Q24 totaled R\$923.3 million, increasing R\$26.3 million (+2.9% vs. 1Q24) and margin of 81.57% (+0.63 p.p. vs. 1Q24).

EBITDA (R\$ million)	Consolidated		
	1Q25	1Q24	Chg (%)
Net revenue	1,131.9	1,108.1	2.1%
Costs and expenses (ex-depreciation)	-179.6	-189.9	-5.4%
Other expenses and revenues (ex-amortization)	-29.0	-21.3	36.1%
EBITDA	923.3	896.9	2.9%
EBITDA Margin	81.57%	80.94%	0.63 p.p.

The variation is mainly due to:

- ▲ RTP of Paulista Concession (contract 059/2001):
 - ▲ Incorporation of the RAP of small-scale R&I;
 - ▼ Reduction of the economic component of RBSE;
- ▲ Inflation adjustment of RAP for the 2024/2025 tariff cycle;
- ▲ Operational startup of greenfield and Retrofitting and Improvement projects in the last 12 months;
- ▲ Management and control of costs and expenses
- ▲ Low costs associated with a private pension entity;
- ▼ Higher cost with decommissioning and disposal of assets.

EBITDA (R\$ million)	Consolidated + Non-consolidated		
	1Q25	1Q24	Cgh (%)
ISA ENERGIA BRASIL Consolidated	923.3	896.9	2.9%
Jointly-controlled subsidiaries	164.9	162.0	1.8%
IE Madeira (51%)	74.8	76.2	-1.8%
IE Garanhuns (51%)	16.1	13.0	24.2%
IE Aimorés (50%)	11.9	12.2	-2.3%
IE Paraguaçu (50%)	17.4	17.5	-0.4%
IE Ivaí (50%)	44.6	43.1	3.5%
Total	1,088.1	1,058.9	2.8%

EBITDA from ISA ENERGIA BRASIL's interest in jointly controlled subsidiaries totaled R\$164.9 million in 1Q25, an increase of R\$2.9 million (+1.8%) from 1Q24.

The growth in the quarter is explained by the better performance of IE Garanhuns and IE Ivaí, partially offset by the lower performance of IE Madeira. More details are available in the section "Equity Income" of this document ([click here](#)).

With this, the total EBITDA, considering the consolidated of ISA ENERGIA BRASIL (parent company + subsidiaries) and the jointly-controlled subsidiaries (non-consolidated), was R\$1,088.1 million in 1Q25, with an increase of R\$29.2 million (+2.8%) compared to the same period of the previous year.

Financial Result

Financial Result (R\$ million)	Consolidated		
	1Q25	1Q24	Chg (%)
Financial Income	92.8	41.9	121.6%
Financial investment income	80.4	39.9	101.7%
Others	12.3	2.0	515.7%
Financial Expenses	-444.1	-294.3	50.9%
Interest and charges on loans	-274.0	-163.7	67.3%
Monetary variation	-159.1	-125.0	27.3%
Others	-11.0	-5.5	101.2%
Total	-351.4	-252.4	39.2%

The Company recorded net financial expense of R\$351.4 million in 1Q25, with an increase of R\$99.0 million (+39.2%) compared to 1Q24 explained by:

- ▼ **Interest and loan charges:** higher gross debt position (+44.2% vs. 1Q24) after the funding carried out by the Company between the periods (16th, 17th and 18th issuances);
- ▼ **Monetary variation:** higher volume of debts indexed to the IPCA (+41.1%), following the 17th and 18th issuances of debentures in October 2024 and March 2025, respectively. In addition, the inflation measured by the IPCA advanced to 2.0% in 1Q25 (vs. 1.8% in 1Q24). Note that for accounting purposes 1Q considers inflation from December to February;
- ▼ Higher expenses with taxes such as: (i) Tax on Financial Operations ("IOF") levied on the 4th disbursement of BNDES and on redemptions of investments during the period; and (ii) PIS/Cofins on financial revenues and tax credits;
- ▲ Higher financial investment income due to the higher volume invested (+19.3%) and the increase in CDI in the period (+32 bps); and
- ▲ Increased volume of revenue with tax credit monetary adjustment.

Equity Income

Equity Income (R\$ million)	Consolidated		
	1Q25	1Q24	Chg (%)
IE Madeira (51%)	37.3	44.7	-16.7%
IE Garanhuns (51%)	11.6	8.6	34.2%
AIE (50%)	26.3	25.8	1.8%
IE Aimorés	9.5	10.0	-4.8%
IE Paraguaçu	14.2	13.8	2.6%
IE Ivaí	2.6	2.0	29.2%
Total	75.1	79.2	-5.1%

Equity income was R\$75.1 million in 1Q25, decreasing R\$4.1 million (-5.1%) from 1Q24, mainly due to the lower performance of IE Madeira, partially offset by the better performance of IE Garanhuns and the RAP readjustment according to the IPCA index for the 2024/2025 cycle. The details by company are as follows:

IE Madeira

Reported an equity income of R\$37.3 million in 1Q25, with a reduction of R\$7.5 million (-16.7%) compared to 1Q24, mainly explained by (i) higher deferred IRPJ/CSLL expense (+R\$11.2 million), due to the standardization of the tax accounting criterion as per regulatory accounting based on the criterion adopted by the Company; (ii) higher incidence of the Variable Portion for Unavailability ("PVI") with revenue discount (+R\$2.6 million); (iii) higher expenses with maintenance and conservation (+R\$4.4 million), and; (iv) increase in depreciation and amortization (+R\$5.6 million). Such effects were partially offset by (i) the adjustment of the tariff cycle based on the IPCA index; (ii) the reduction of net financial expense due to a lower gross debt position and higher profitability of financial investments (+R\$7.1 million).

IE Garanhuns

IE Garanhuns registered revenue of R\$11.6 million in 1Q25, up R\$2.9 million (+34.2%) from 1Q24, mainly explained by (i) higher revenue due to the adjustment of the tariff cycle by the IPCA index; and (ii) the reduction of financial expenses due to an 18% reduction in gross debt.

Aliança Interligação Elétrica (AIE)

Aliança Interligação Elétrica (AIE), which consists of three projects (Aimorés, Paraguaçu and Ivaí) in partnership with TAESA, registered revenue of R\$26.3 in 1Q25, an increase of 1.8% from the same period last year. The improved result is attributed to revenue growth following the tariff cycle adjustment based on the IPCA, partially offset by increased financial expenses due to the monetary variation of IE Ivaí's debt resulting from the rise in the IPCA, and the occurrence of positive PA in IE Paraguaçu and IE Aimorés in 1Q24.

[Click here](#) to check the condensed income statement of the jointly controlled subsidiaries.

Income Tax and Social Contribution on Net Income

IRPJ/CSLL (R\$ million)	Consolidated		
	1Q25	1Q24	Chg (%)
Current	-94.9	-169.7	-44.1%
Deferred	4.8	36.9	-87.1%
Total	-90.2	-132.8	-32.1%
Effective rate	20.5%	23.9%	-3 p.p

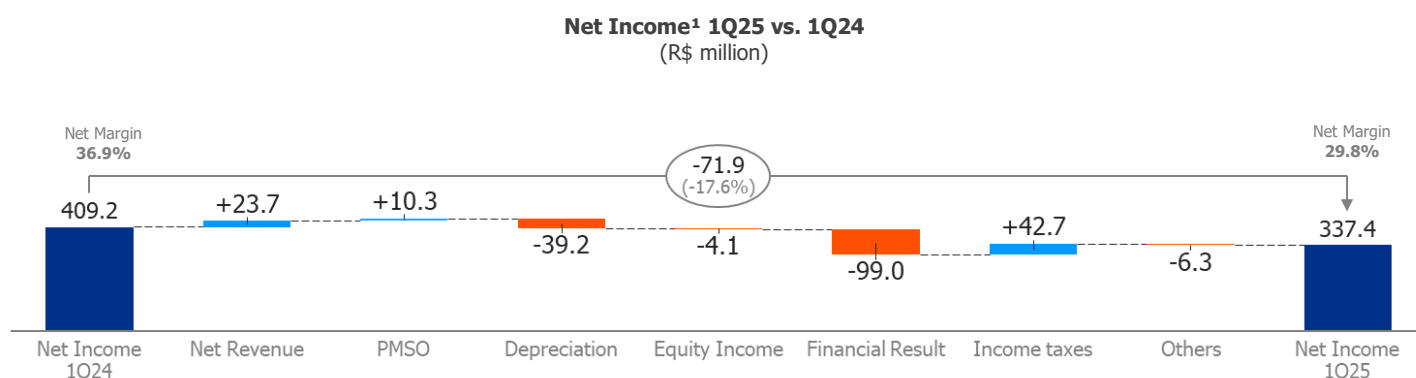
In 1Q25, the Company recorded an expense of R\$90.2 million with Income Tax and Social Contribution on Net Income ("IR/CSLL"), compared to an expense of R\$132.8 million in the same period last year, representing a decrease of 32.1%. The effective rate of income tax in 1Q25 was 20.5%, -3.4 p.p. below the effective rate in 1Q24 (23.9%).

The variation in the consolidated effective rate is mainly due to (i) the lower contribution of the result of the parent company, due to the reduction of the RBSE economic component of Concessão Paulista, which has a higher rate than that applied to the subsidiaries under the presumed income method; and (ii) the greater representativeness of equity income in the consolidated result.

In addition to the effective rate, the lower expense in the quarter is explained by the lower taxable base, due to the higher volume of net financial expenses.

Net Income¹

As a result of the explanations given, net income for the quarter totaled R\$337.4 million, a reduction of 17.6% compared to 1Q24.



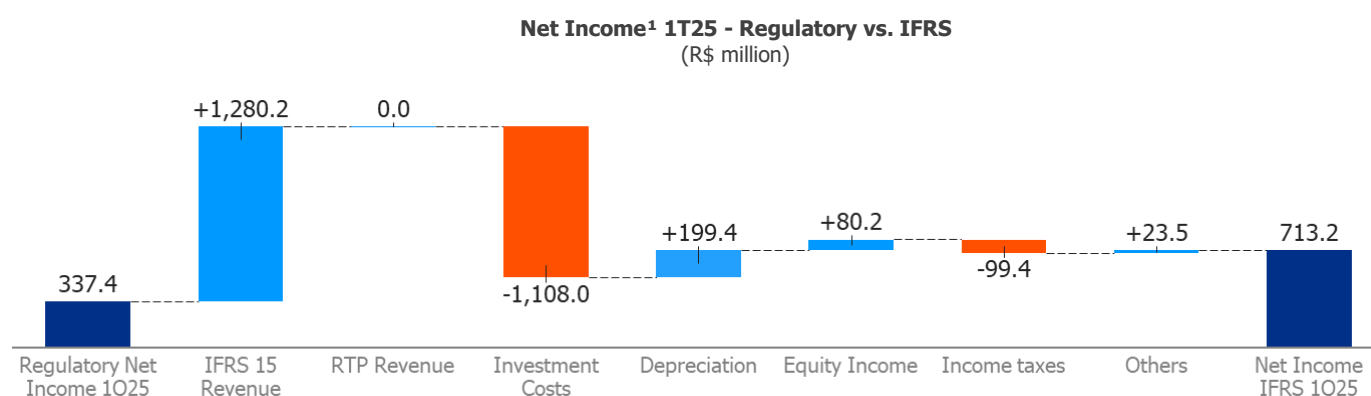
¹Adjusted for non-controlling interest.

Comparison of Results (Regulatory vs. IFRS)

In 1Q25, the Company recorded a net profit of R\$713.2 million under IFRS accounting, up R\$70.2 million (+10.9%) from 1Q24. The detailed Income Statement under IFRS is available in [Attachment IX](#).

Income Statement (IFRS) (R\$ million)	Consolidated		
	1Q25	1Q24	Chg (%)
Net Operating Revenue	2,412.0	1,978.2	21.9%
Costs of Infrastructure Implementation Services, operation and maintenance and services provided	-1,246.4	-967.1	28.9%
Gross Profit	1,165.7	1,011.0	15.3%
Operational Revenue and Expenses	100.2	81.1	23.5%
Earnings before financial income and expenses and taxes on earnings	1,265.8	1,092.2	15.9%
Financial Income	-351.6	-252.5	39.2%
Earnings Before Taxes	914.3	839.7	8.9%
Income tax and Social Contribution on Earnings	-189.6	-183.8	3.2%
Consolidated Profit/Loss	724.7	655.9	10.5%
Non-Controlling Shareholder's Stake	-11.5	-12.8	-10.6%
Consolidated Profit/Loss for the Period	713.2	643.1	10.9%

The main variations between the consolidated IFRS and Regulatory results in the quarter and in the year-to-date are shown below:



¹adjusted by non-controlling shareholder

Revenue - IFRS 15: As per IFRS, revenues from investments made during the concession period are booked with margin from construction of infrastructure and after determining the discount rate for assets under the contract. In addition, there is revenue from remuneration of assets under contract, which is the recomposition of the amount receivable from the discount rate over time. As per regulatory rules, revenue reflects the RAP recognized as billed during the concession period.

Costs of investments: As per IFRS, infrastructure implementation costs refer to investments made during the construction period, calculated based on investments in Capex acquisitions (equipment, services and internal and external labor). As per regulatory rules, investments are treated as fixed assets.

Depreciation: Pursuant to IFRS, there is no depreciation of concession assets since these are not considered fixed asset, but rather a financial asset or asset under contract. As per IFRS, fixed assets largely relate to assets used by the Company and are not linked to the concession agreement. For Regulatory purposes, the concession assets are deemed fixed assets and depreciated on a straight-line basis over their useful life.

Equity Income: The main effects of equity income reflect the explanations of revenue, costs and depreciation for the wholly owned subsidiaries.

Income Tax/Social Contribution: As per IFRS, Income Tax/Social Contribution are provisioned monthly on an accrual basis and calculated pursuant to Law 12,973/14, such that the amounts actually taxed consider the realization of cash. The Company adopts the taxable income method and uses a monthly estimate.

Following is the calculation of EBITDA as per IFRS pursuant to CVM Resolution 156/22:

(R\$ million)	Consolidated		
	1Q25	1Q24	Var (%)
(=) Net Profit IFRS	713.2	643.1	10.9%
(+) Non-controlling shareholder particp.	11.5	12.8	-10.6%
(+) IRPJ/CSLL	189.6	183.8	3.2%
(-) Equity Income	-155.3	-150.0	3.6%
(+) Financial Result	351.6	252.5	39.2%
(+) Depreciation/Amortization	8.6	8.9	-3.0%
(=) EBITDA IFRS	1,119.1	951.1	17.7%
(+) Equity Income	155.3	150.0	3.6%
(=) EBITDA IFRS CVM 156/2022	1,274.4	1,101.0	15.7%

Following is the calculation of EBITDA as per Regulatory accounting based on EBITDA CVM 156/22:

(R\$ million)	Consolidated		
	1Q25	1Q24	Chg (%)
EBITDA IFRS (CVM 156/22)	1,274.4	1,101.1	15.7%
(-) Infrastructure implementation revenue	-1,331.4	-1,014.6	31.2%
(-) Concession assets remuneration	-1,007.2	-854.1	17.9%
(-) Efficiency gains in infrastructure implementation	-7.2	-22.8	-68.2%
(-) O&M Revenue	-332.7	-334.9	-0.7%
(+) Electric network use revenue	1,281.8	1,271.0	0.8%
(+) Other Revenue	3.5	3.1	11.8%
(+) Deferred PIS and COFINS	113.0	82.2	37.5%
(+) Infrastructure implementation cost	1,108.0	835.1	32.7%
(-) O&M Cost	4.3	3.7	16.3%
(-) General and Administrative expenses	3.8	-2.0	n.a
(-) Equity Income	-80.2	-70.8	13.4%
(-) Other operational revenues (expenses)	-31.8	-20.9	51.8%
REGULATORY EBITDA (CVM 156/22)	998.4	976.1	2.3%
Equity Income	-75.1	-79.2	-5.1%
REGULATORY EBITDA	923.3	896.9	2.9%

DEBT

The Company's gross debt reached R\$14,952.1 million in 1Q25, up R\$1,678.3 million (+12.6%) from the final balance of 4Q24. The increase is mainly due to the 18th issuance of debentures in the amount of R\$1,400.0 million in March 2025 and the 4th disbursement from BNDES in January 2025 with an amount of R\$82.1 million.

The Company completed the 18th issuance of debentures in 1Q25, raising R\$ 1,400.0 million in 2 tranches. The first tranche has an amount of R\$500.0 million with a cost of IPCA+7.41% and maturity in September 2033, and the second tranche has an amount of R\$900.0 million with a cost of IPCA+7.41% and maturity in June 2033. The Company contracted swap for the second tranche, changing its exposure from IPCA+7.41% to CDI -0.60%.

It is worth noting that only the financing agreements with the BNDES, which total R\$714.9 million as of March 31, 2025, have financial covenants. These covenants are measured annually by the Net Debt/EBITDA ratio with the fourth quarter results, which have a 3.0x limit. The last assessment took place on December 31, 2024, and the Company and its subsidiaries met the requirements related to restrictive clauses. The next assessment will be carried out on December 31, 2025. The Company's managerial leverage ratio, following the BNDES methodology, was 3.16x in 1Q25, compared to 2.72x in 4Q24. The Company has already initiated negotiations with BNDES to obtain a Waiver. More details on leverage are in [Attachment VII](#).

The advances of 190 bps in the annualized CDI (vs. 4Q24) and 19 bps in the IPCA over the last 12 months led the nominal average cost of the Company's debts to 12.65% p.a. (vs. 11.83% p.a. in 4Q24). Considering accumulated IPCA in the last 12 months, the real average cost (*) of debt is 7.22%, an increase of 59 bps (from 6.63% in 4Q24).

The Company ended 1Q25 with total cash and cash equivalents of R\$ 3,276.7 million (-3.6% vs. December 31, 2024). When excluding cash and cash equivalents from the jointly controlled subsidiaries, the Company's net debt was R\$12,119.7 million on March 31, 2025, an increase of R\$1,889.9 million (+18.5%) compared to the net debt on December 31, 2024.

(*) Ratio between (i) Average nominal cost; and (ii) IPCA in the last 12 months.

DEBT R\$ (million)	03/31/25	12/31/24	Chg (%)
Gross Debt³	14,952.1	13,273.8	12.6%
Short-term Debt	1,333.9	1,204.0	10.8%
Long-term Debt	13,618.2	12,069.8	12.8%
Consolidated Availabilities	3,276.7	3,400.7	-3.6%
ISA ENERGIA BRASIL and Subsidiaries	2,832.4	3,044.0	-7.0%
Jointly-controlled subsidiaries ¹	444.3	356.7	24.6%
Consolidated Net Debt²	12,119.7	10,229.8	18.5%

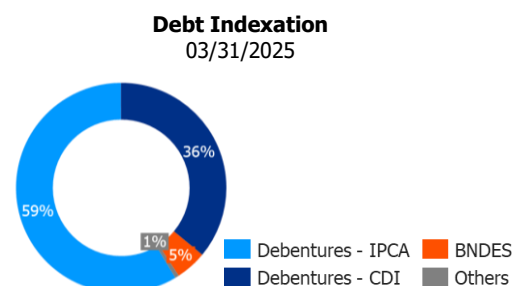
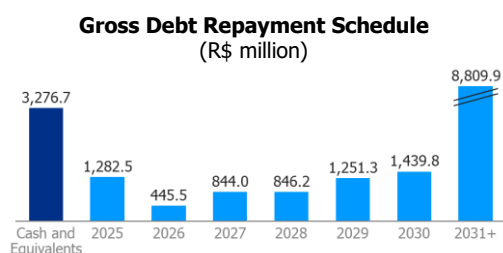
¹ A part of the Company's funds is invested in exclusive investment funds, which are also used separately by the wholly-owned subsidiaries and jointly-controlled subsidiaries (IE Madeira, IE Garanhuns, IE Aimorés, IE Paraguaçu and IE Ivaí), and refer to shares in highly liquid investment funds that are easily convertible into cash, regardless of the maturity of the assets allocated to them.

² Net debt considers cash and cash equivalents of ISA ENERGIA BRASIL and wholly owned subsidiaries.

³ Considers leasing operations, according to the electricity sector accounting manual ("MCSE") in force since January 2022, which considers the adoption of CPC 6 by ANEEL.

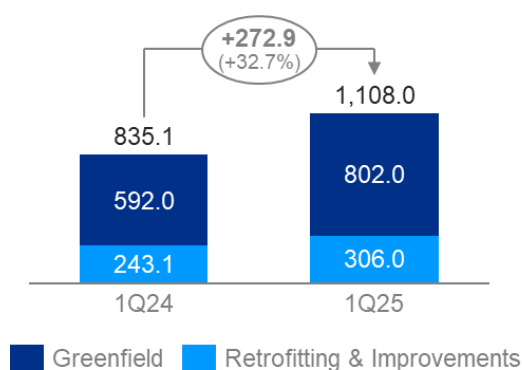
The average term of consolidated debt on March 31, 2025, was 7.3 years. (vs. 7.5 years as of December 31, 2024) and its amortization profile aligns with the nature of the business, which is characterized by low risk with high predictability of revenue and operational cash generation. Furthermore, the Company holds a 'triple A' corporate rating on a local scale with a stable outlook, as established by Fitch Ratings, which highlights, among other factors, the predictability and security of the revenue with strong operational cash generation.

More information about debt is available on the Company's website ([click here](#)).



INVESTMENTS

ISA ENERGIA BRASIL, its subsidiaries and jointly controlled subsidiaries invested R\$1,108.0 million in 1Q25, an increase of R\$272.9 million (+32.7%) compared to the amount invested in 1Q24. The variation is explained by the increase of R\$210.1 million (+35.5%) in investments made in greenfield projects, with emphasis on Piraquê and Riacho Grande, which received investments of R\$537.3 million and R\$158.6 million, respectively.



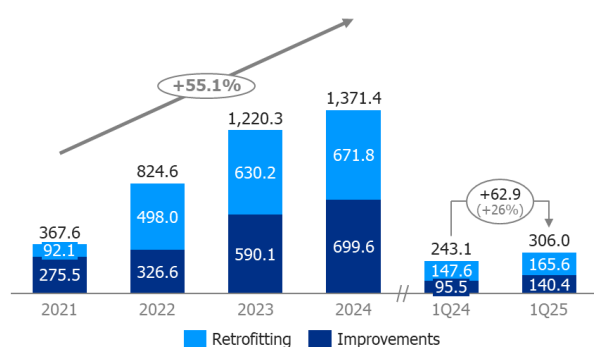
Investments in Retrofitting and Improvement Projects

In 1Q25, the Company invested R\$306.0 million in Retrofitting and Improvements (R&I), an increase of R\$62.9 million (+25.9%) compared to the same period in 2024. During this period, ISA ENERGIA BRASIL replaced 268 pieces of equipment, including transformers, circuit breakers, switch disconnectors, protection systems, and transmission lines. Between 2021 and 2024, the compound annual growth rate (CAGR) of investments in these projects was 55.1%.

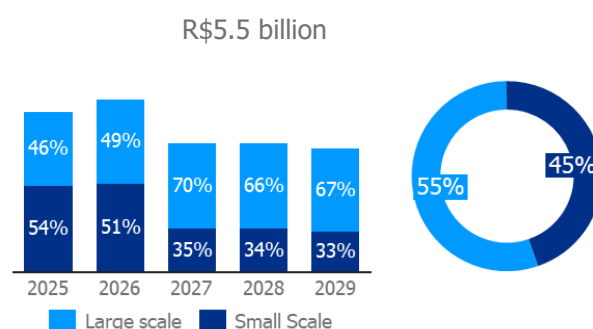
In the first quarter of 2025, ISA ENERGIA BRASIL received authorizations to execute 14 new retrofitting and improvement projects with a total investment of R\$330 million. Currently, the Company has investments of approximately R\$5.5 billion in R&I projects authorized by ANEEL, which will be executed by 2029. These investments are remunerated according to the Regulation, and it is important to highlight that the revenue from approximately 55% of the R&I projects authorized between 2023 and 2027 will only be recognized in the RTP scheduled for 2028, with payment of the revenue retroactive to the respective dates of each project's operational start-up. The remaining large-scale projects are authorized with pre-defined revenue via Authorization Resolution ("ReA") and begin to receive revenue immediately after entering into operation.

Renewal of assets is fundamental for the effective management of transmission systems and ensuring excellence in services delivery with reliability and safety, while reducing operating and maintenance (O&M) costs and increasing the longevity of assets.

Investments in Retrofitting and Improvement Projects
(R\$ million)

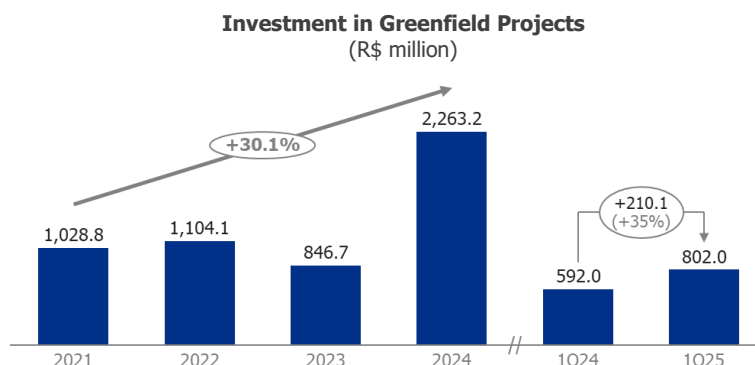


Investment Authorized in Retrofitting and Improvement Projects
(R\$ billion, value in real terms as of Jun/24)



Investments in Greenfield Projects

In 1Q25, the Company invested R\$802.0 million in projects that were auctioned in transmission auctions. The increase of R\$210.1 million (+35.5%) compared to the same period in 2024 is mainly due to the investment of R\$537.3 million in the Piraquê project, which had its construction started in August 2024. Additionally, the Company increased its investments in the Riacho Grande project, totaling R\$158.6 million during the period. The project is currently at an advanced stage of construction, with 84% physical progress. It is also worth highlighting the Água Vermelha project, whose construction began in 3Q24 and already reached an 82% physical progress, according to its schedule.



The Company still has six greenfield projects under construction with remaining ANEEL investment of approximately R\$7.5 billion and 2024/2025 cycle RAP of R\$978.7 million. Below is a table containing information about the projects under construction:

Auction	Project	Current Situation	Contract	Company	State	RAP ISA ENERGIA BRASIL Cycle 24/25 (R\$ million)	Initiation of Construction	ANEEL Deadline	Physical Advance ¹	CapEx Participation ISA ENERGIA BRASIL (R\$ million)	
										Total ANEEL	ISA ENERGIA BRASIL Realized until 03/31/2025
001/2020 (dez/2020)	Três lagoas	Operational	005/2021	IE Riacho Grande	SP	88.4	2Q21	Mar-26	84%	1,141.0	688.7
001/2022 (jun/2022)	Triângulo Mineiro	Operational	008/2022	ISA ENERGIA BRASIL	MG / ES	325.8	1Q22	Sep-27	49%	3,653.6	2,157.8
	Riacho Grande	Under construction	011/2022	IE Jaguar 8	SP	15.3	4Q23	Mar-26	52%	232.3	39.7
001/2023 (jun/2023)	Piraquê	Under construction	006/2023	ISA ENERGIA BRASIL	BA/M G	305.6	4Q23	Mar-29	18%	3,157.0	257.0
	Jacarandá	Under construction	012/2023	ISA ENERGIA BRASIL	RJ/MG	235.6	4Q23	Mar-29	20%	2,342.3	116.4
	Serra Dourada	Under construction	014/2023	IE Tibagi	SP	8.0	3Q25	Sep-26	82%	94.2	71.1
Total (6)						978.7		-	36%	10,620.4	3,330.8

¹Project Development: evolution of all activities related to the project until its energization.
For more information about Greenfield projects, visit our [website](https://www.isaenergia.com.br).

CAPITAL MARKETS

Ownership Breakdown

ISA ENERGIA BRASIL is controlled by the ISA group, a multilatin player operating in the sectors of electricity, toll roads, and telecommunications. 64% of the Company's shares are on free float.

Shareholders	ISAE3 (common)		ISAE4 (preferred)		Total (common + preferred)	
	Shares	%	Shares	%	Shares	%
ISA Capital do Brasil S.A	230,856,832	89.50%	5,144,528	1.28%	236,001,360	35.82%
Free Float	27,080,900	10.50%	395,801,044	98.72%	422,881,944	64.18%
Elektrobras	25,106,829	9.73%	117,399,836	29.28%	142,506,665	21.63%
Others	1,974,071	0.77%	278,401,208	69.44%	280,375,279	42.55%
Total	257,937,732	100.00%	400,945,572	100.00%	658,883,304	100.00%

Base date: 03/31/2025

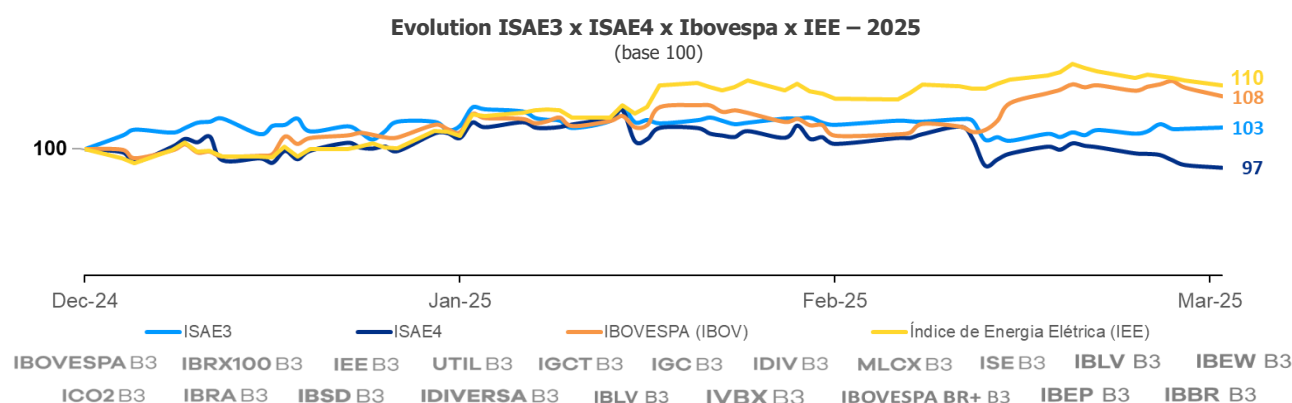
Stock Performance

The common ("ISAE3") and preferred ("ISAE4") shares of ISA ENERGIA BRASIL ended the first quarter of 2025 at R\$31.52 (+3.4% vs. 4Q24) and R\$22.34 (-2.9% vs. 4Q24), respectively. In the same period, the Electricity Index ("IEE") and Ibovespa appreciated 10.1% and 8.3%, respectively. ISA ENERGIA BRASIL ended the first quarter of 2025 with a market capitalization of R\$17.1 billion and the average daily traded volume ("ADTV") of ISAE4 was R\$67.7 million in 1Q25 (+24.9% vs. 1Q24).

Capital markets	1Q25	1Q24	4Q24
Market Capitalization ¹ (R\$ billion)	658,882,604	658,882,604	658,882,604
ISAE3			
Average volume/day (thousand shares)	3.4	2.4	3.2
Average Daily Traded Volume (1,000 R\$)	111	82	99
Average price (R\$)	31.42	34.19	30.93
Closing price (R\$)	31.52	33.06	30.49
ISAE4			
Average volume/day (thousand shares)	2,478	2,101	2,699
Average Daily Traded Volume (1,000 R\$)	67,739	54,242	80,919
Average price (R\$)	22.99	25.79	24.26
Closing price (R\$)	22.34	24.82	23.01

¹ calculated based on the closing price of shares traded in the period.

Currently, the Company is part of the following indices: Bovespa Index (Ibovespa B3), Broad Brazil Index (IBRA), Dividend Index (IDIV), Electricity Index (IEE), Corporate Governance Index (IGC), Corporate Governance Trade Index (IGCT), MidLarge Cap Index (MLCX), Public Utility Index (UTIL), Brazil 100 Index (IBRX100), Carbon Efficient Index (ICO2), Bovespa Smart Dividend Index (IBSD), Bovespa BR+ Index (IBBR), Bovespa Smart Low Volatility Index (IBLV), Diversity Index (IDVR), Valor Index (IVBX), Corporate Sustainability Index (ISE), B3 Non-State-Owned Bovespa Index (IBEP) and B3 *Equal Weight* Bovespa Index (IBEW).



SUSTAINABILITY

The information and indicators refer to ISA ENERGIA BRASIL and its wholly owned subsidiaries, unless stated otherwise in a footnote. The management of this information is supervised and reviewed by the Board of Directors, through the Corporate Governance, Sustainability, Technology and Innovation Committee ("ASGTI"). Aligned with the sustainable development agenda, the investments and initiatives reflect the Company's commitment to generating positive social and environmental impact. Learn more about the commitments on the [Company's website](#).

1Q25 Highlights

ISA ENERGIA BRASIL achieves ISO 45.001 certification.

The Company obtained ISO 45001 certification in February 2025, recognizing its best practices in occupational health and safety management. The certification covers the corporate headquarters, the Operations Center, five Regional offices, and more than 130 substations. This milestone emphasizes the commitment to the identification, monitoring, and proactive management of risks, promoting a safe work environment, preventing accidents, and ensuring compliance with high international standards.

Climate Performance – Carbon Disclosure Project

ISA ENERGIA BRASIL received a B rating on the Climate Change questionnaire from the Carbon Disclosure Project (CDP), an initiative recognized as a benchmark in assessing sustainable actions that contribute to combating climate change. The score indicates a good management level regarding the actions and strategies on the subject, although there are still opportunities for progress in achieving the leadership level and becoming a benchmark in good practices.

ISA ENERGIA BRASIL joins ICO2

The Company was included, for the third straight year, in the Carbon Efficient Index (ICO2 B3), created in 2010 by B3 and the BNDES to encourage discussions on climate change in Brazil. The index lists companies that stand out in the management of emissions and show greater efficiency in the relation between emissions and gross revenues, contributing to a low-carbon economy.

Implementation of off-grid cameras in Piauí

With the aim of mitigating the impact of wildfires on transmission lines, the Company implemented a pioneering project in the electric sector, which uses autonomous off grid cameras to conduct real-time monitoring of critical areas prone to wildfires in the State of Piauí. Strategically installed on four transmission towers of Interligação Elétrica Norte-Nordeste (IENNE) around the municipalities of Canto do Buriti, Eliseu Martins, Sebastião Leal, Colônia do Gurgueia, Uruçuí, and Bertolândia, the cameras are able to monitor up to 25 km around the structures. This allows for the identification of fire outbreaks in their initial phase, a crucial moment to minimize environmental and social damage, enabling more effective combat and the protection of biodiversity and communities.

Expansion of clean energy generation for self-consumption

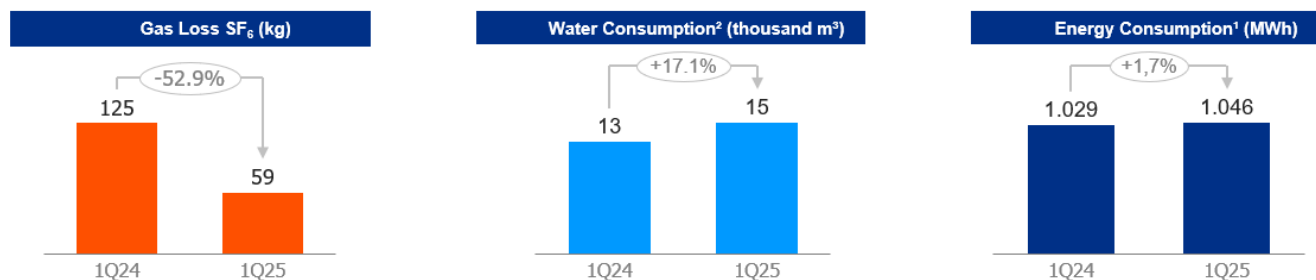
Continuing its ongoing journey of sustainability and its commitment to the energy transition, the Company advanced in the generation of clean energy for remote self-consumption with the start of operations in the end of February, of its second solar plant installed at the Assis Substation, in the state of São Paulo. With 214 kWp (kilowatt-peak) of installed power, the system can generate energy to serve nine of the company's own consumer units in the region, contributing to an estimated annual reduction of 17 metric tons of CO₂e. The Company plans to construct two more solar plants, expanding its installed capacity to 1,300 kW in the concession area of ISA ENERGIA BRASIL with approximately 2,500 photovoltaic panels.

Social Impact in Espírito Santo

ISA ENERGIA BRASIL contributed R\$383,000 through the Elderly Fund to support the Citizenship in Action project, conducted by the *Associação Amigos da Justiça, Cidadania, Educação e Arte* in Ibiragu, a municipality near the Itaúnas and Piraquê Projects in Espírito Santo. The project benefits around 300 socially vulnerable elderly people by providing physical activities and psychosocial support.

Sustainability Indicators

Greenhouse Gas (GHG) Emissions



¹ considering the consumption of energy coming exclusively from the concessionaire | ² considering the consumption of water from the distributor and from the tubewell.

The Company's reduction goals include greenhouse gas (GHG) emission reduction targets in Scopes 1 and 2 and partially Scope 3. Priority actions include initiatives to reduce emissions related to SF₆ gas, energy consumption, and fuel consumption.

SF₆ gas losses represent more than 70% of the Company's GHG emissions in scopes 1 and 2 (excluding technical losses). Therefore, continuous efforts are made to prevent these losses and to control them quickly when they occur. Key initiatives include: (i) intensifying preventive maintenance actions and (ii) using digital technologies such as monitoring cameras to promptly identify leaks. As a result of these efforts, SF₆ gas losses were significantly reduced (-52.9%) compared to the same period last year.

In terms of eco-efficiency, in addition to emissions, we also monitor performance related to water and energy consumption in operations. Water consumption increased by 17.1% in 1Q25 vs. 1Q24, driven by the volume of retrofitting and improvement works. Energy consumption increased by 1.7%, justified by the energization of new projects in 2024, as well as the continuation of retrofitting and improvement projects involving structural works on assets in operation.

Occupational Safety and Health ("OSH")

In the quarter, the Company recorded five accidents, three of which were without leave and two with leave. Given this scenario, the Company maintains its commitment to developing initiatives to prevent and avoid occurrences, such as campaigns involving employees and third parties emphasizing accident prevention measures, psychological safety actions, and safety meetings at local units. These initiatives aim to strengthen the safety culture at ISA ENERGIA BRASIL.

Category / Employee	1Q24	1Q25	Chg (%)
Accidents with absense			
Employees	0	1	N.A.
Third-parties Employees	0	2	N.A.
Total	0	3	N.A.
Accidents without absense			
Employees	0	0	N.A.
Third-parties Employees	1	2	1
Total	1	2	1
Accidents with Death			
Employees	0	0	N.A.
Third-parties Employees	0	0	N.A.
Total	0	0	N.A.
Accidents Frequency Rate			
Employees	0.0	1.3	N.A.
Third-parties Employees	0.5	0.9	0.6

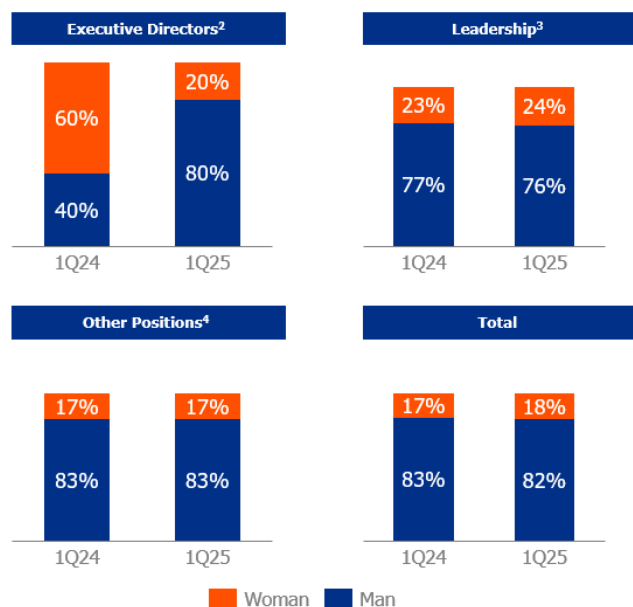
Diversity¹

ISA ENERGIA BRASIL believes that diversity and inclusion are essential pillars for innovation, sustainable results, and building a fairer society. Therefore, through the Diversity and Inclusion Program, which promotes Diversity, Equity, and Inclusion, the Company ensures that 50% of the trainee and internship positions in 2025 will be occupied by women, black and brown individuals, and people with disabilities.

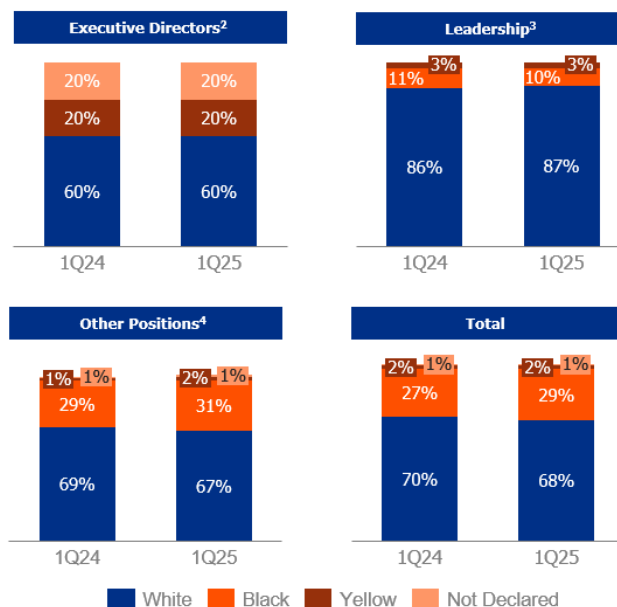
In this quarter, the Company held the Diversity Dialogue with regional employees, Diversity, Equity & Inclusion (DE&I) mentoring for directors, and the International Women's Day campaign. Additionally, it launched the Pulse - Diversity Survey to map employees' perceptions on the topic.

Currently, about 29% of positions in the total effective workforce are occupied by black and brown individuals, with 10% in leadership. Female participation is 18%, with 24% in leadership positions.

Gender Diversity (%)



Ethnicity/Race (%)⁴



¹ Statutory executive officers and CEO.

² Employee executive officers, Managers and Coordinators.

³ Specialists and other positions, except Directors, Interns and Trainees.

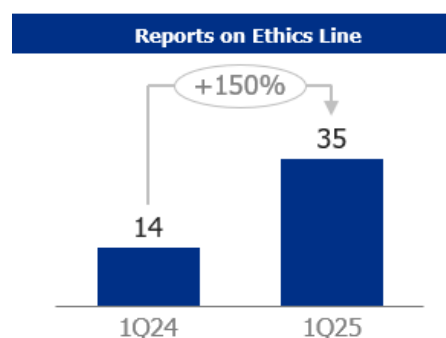
⁴ Ethnicity-race information is made according to IBGE classifications. *Diversity indicators consider the total number of employees on the last day of each period.

Ethical conduct

In the last quarter, the Company received 35 reports through the Ethics Line, representing a 150% increase over the same period last year. Of these, 2 cases are under review and 33 were closed after investigation and disciplinary action.

The increase in the number of reports demonstrates employees' trust in reporting potential irregularities. ISA ENERGIA BRASIL continues to invest in training and awareness actions to strengthen the culture of ethics and integrity, ensuring a safe and transparent work environment for everyone.

No reports related to corruption, bribery, unfair competition, or human rights violations were received. All cases were properly addressed and reported to the Ethics and Audit and Risk Committees.



Environmental Compliance

The Company did not record significant fines¹ for environmental non-compliance during the period, conformidade ambiental no período, having received only one non-monetary sanction related to authorization for fauna management monitoring, for which the administrative appeal is already under review.

¹Insignificant fine: Sanctions for environmental non-compliance (amount below US\$10,000).

EVENTS SUBSEQUENT TO THE REPORTING PERIOD

Participation of executives in an online event ("live")

On April 2, 2025, the Company announced the participation of the CEO - Rui Chammas and the Chief Financial, Investor Relations and Business Development Officer - Silvia Diniz Wada in the podcast "Genial Analisa," hosted by Genial Investimentos on their YouTube channel. [Click here](#) to access the event video.

OTHER MATERIAL INFORMATION

Periodic Tariff Review (RTP) 2024 - Renewed Contract 059/2001

Amounts on the base date June 2023

On July 8, 2024, the Board of Directors of ANEEL approved Ratification Resolution ("ReH") 3,344/2024 ([click here](#)), which presented the result of Public Hearing 012/2024 ("CP") ([click here](#)), as stated in Process 48500.007747/2022-06, to present the result of the 2023 Periodic Review of the RAP of the Electricity Transmission Concession Contracts extended under the terms of Law 12,783/2013, among which the Concession Contract 059/2001, granted to the Company.

The renewed Contract defines, in its eighth clause, the sufficient review rules to maintain the economic and financial balance of the concession, with a five-year periodicity considering the first periodic review in July 2018. Therefore, the second review was scheduled to take place in July 2023.

On January 31, 2023, ABRATE, through Letter CT-004/2023, requested the postponement of the Review to July 2024 for proper discussion of the methodology to be applied in the review and extension of the deadline for consolidation of the necessary documentation for the inspection process. Therefore, through Order 402, of February 14, 2023, ANEEL granted the request. In view of the above, the financial effects resulting from the present review must retroactively apply to July 2023, being offset through an Adjustment Installment ("PA"), called "Postponement PA".

On April 19, 2024, Technical Note 58/2024-STR/ANEEL was issued, containing the proposal instruction for the opening of CP for tariff revision, and on April 24, 2024, CP 12/2024, valid from April 24 to May 23, 2023. The deadline was extended to May 27, 2023, at the request of transmission companies. Through Memorandum 128/2024-SFF/ANEEL, dated July 8, 2024, the Economic Supervision Superintendence ("SFF") forwarded the information regarding the Regulatory Asset Base ("RAB") of the extended transmission companies for consideration in this ongoing process, after the conclusion of the inspection process.

On July 8, 2024, Technical Note 103/2024-STR/ANEEL was issued by the Superintendence of Tariff Management and Economic Regulation ("STR"), containing the proposal instruction for the conclusion of CP 12/2024.

The Review will have its effects applied between July 1, 2024 and June 30, 2028.

The ratification resolution established the repositioning of the RAP defining a tariff repositioning index that results in a 12.84% reduction compared to the RAP approved by ReH 2,714/20, in the amount of R\$2,011.9 million.

It should be noted that, as mentioned in the afore mentioned resolution, total RAP must be increased by the financial component of the current RBSE, approved in Ratification Resolutions 2,845/2021 to 2,853/2021. The financial component of Ordinance MME 120/2016 refers to the cost of capital of RBSE assets, which was not paid to the transmission companies between January 2013 and June 2017. It should be noted that these values are subject to Requests for Reconsideration, which are still awaiting judgment by the Board of ANEEL. Thus, such values are not part of the scope of this review process, as they are being discussed within the scope of other processes.

Periodic Tariff Review (RTP) 2024	RAP Evolution - Renewed Contract 059/2001			
R\$ million, real values base date Jun/23	Post RTP (ReH 3.344)	RAP cycle 23/24	vs (R\$)	vs (%)
RBSE	2,025.3	2,374.6	-349.3	-14.7%
Economic Component (CAAE)	528.0	895.2	-367.1	-41.0%
Economic Component (Others)	46.6	28.8	17.8	61.8%
Financial Component	1,450.6	1,450.6	0.0	0.0%
Retrofitting & Improvement Projects (R&I)	625.9	558.7	67.2	12.0%
R&I - Shielded Base	258.9	320.6	-61.6	-19.2%
R&I - Incremental Base (with Preview RAP)	255.9	238.1	17.8	7.5%
R&I - Incremental Base (without Preview RAP)	111.1	0.0	111.1	n.a
O&M RAP	811.4	824.9	-13.6	-1.6%
Total	3,462.6	3,758.2	-295.7	-7.9%

The economic component of the RBSE refers to the remuneration for the cost of capital of assets classified as RBSE and not yet depreciated. This portion of revenue is owed to the transmission companies and extended while such assets are not fully depreciated. The table above segregates the RBSE between the Annual Cost of Electricity Assets (CAAE) and others (Annual Cost of Movable and Fixed Installations – CAIMI and Other Revenues). After the depreciation process of assets during the current tariff review period, the new RAP level for the economic component of RBSE defined for the Company is R\$574.6 million.

Retrofitting projects (R&M) that were energized in the five-year period prior to RTP and that are undergoing their first RTP will have their investments revalued during the review process. As a result, these assets become part of the shielded regulatory asset base and have their respective RAPs definitively revalued in accordance with the revaluation of investments.

On the other hand, the retrofitting projects that have already undergone RTP are part of the shielded base and do not require a new valuation; they only have their calculation parameters updated by applying the depreciation and any incurred write-offs. The review of the R&I's RAP presented (i) a 12% increase that was set at R\$514.8 million for installations with previously established revenue and R\$111.1 million for installations authorized without previously established revenue, demonstrating the materialization of the value generation resulting from the sustainable growth strategy.

RTP also established the application of a new trajectory of the O&M's RAP between the regulatory operating costs that currently make up the RAP and the costs considered efficient. The identification of the efficient level of costs is obtained by comparing the transmission companies through a *benchmarking* process. An X Factor of 0.817% was also established, which is a component applied in the remuneration of O&M costs that aims to capture efficiency gains and encourage the improvement of the technical quality of the services provided by the concessionaires. As a result, throughout the tariff cycles between 2023/2024 and 2027/2028, a decreasing trend will be adopted in the regulatory operational costs that will be recognized and are detailed in the table below, with prices referring to June 2023:

O&M Trajectory ¹ (R\$ million, baseline jun/23)				
Cycle 23/24	Cycle 24/25	Cycle 25/26	Cycle 26/27	Cycle 27/28
811,4	785,3	759,9	735,3	711,5

¹ the amounts already consider the application of X Factor = 0.817%

The values defined in ReH 3,344 for the RAP of contract 059/2001, added to the RBSE financial component, total R\$3,462.6 million, net of PIS and COFINS for the 2024/2025 cycle.

The resolution also defined the amounts of the Adjustment Portions ("PA"), to be offset in the same period, to deal with any financial adjustments. RTP 2024 considered the following PAs:

- Retroactive Effect PA: additional RAP installments related to retrofitting projects that are undergoing the first periodic review (incremental base), already deducted from the improvement annual fees. This PA must be offset in equal portions until the next RTP;
- Postponement PA: refers to the financial differences resulting from the postponement of the periodic review of the RAP of contracts postponed from July 2023 to July 2024. This PA must be offset in a single tariff cycle;

- Other Adjustments PA: refers to the other adjustments mentioned in Technical Notes 58/2024 and 103/2024-STR/ANEEL, which are also offset in a single tariff cycle.

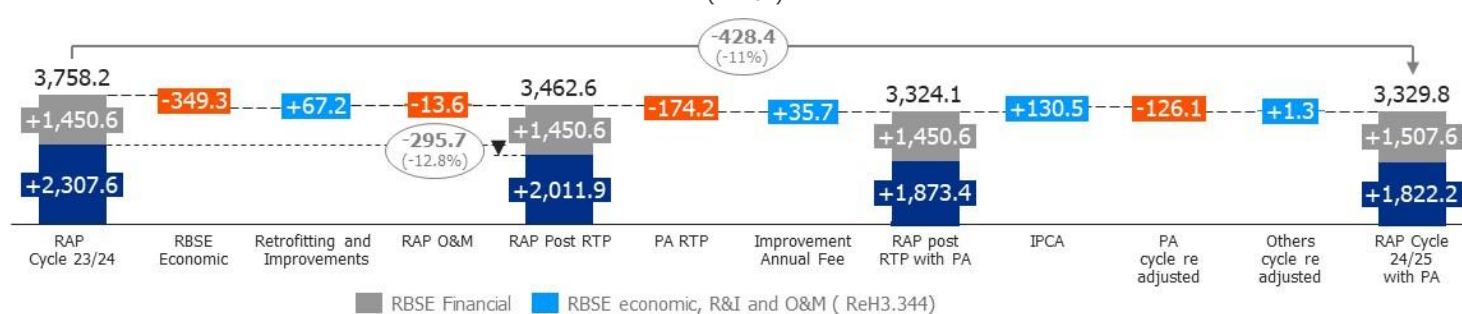
In addition to the Adjustment Portions listed above, there is an additional component to the RAP of the renewed transmission companies called annual fee for minor improvements. This component serves as an advance on part of the revenues associated with the execution of minor improvements without previously established revenues. The defined annual fee was R\$35.7 million for the tariff cycles between 2023/2024 and 2027/2028.

Therefore, the result of the PA and other additions to the RAP of agreement 059/2001 defined after the tariff review process was negative by R\$138.5 million. The PA values defined for the next cycles are presented below:

Periodic Tariff Review (RTP) 2024 R\$ million, real values base date Jun/23	Adjustment Portion (PA) - Renewed Contract 059/2001				
	PA Cycle 24/25	PA Cycle 25/26	PA Cycle 26/27	PA Cycle 27/28	TOTAL
Postponement PA	-263.4	-	-	-	-263.4
Economic Component	-363.5	-	-	-	-363.5
R&I Shielded Base	-61.6	-	-	-	-61.6
R&I Incremental Base (with Preview RAP)	17.7	-	-	-	17.7
R&I Incremental Base (without Preview RAP)	144.0	-	-	-	144.0
R&I Annual Retroactive PA	85.7	85.7	85.7	85.7	343.0
R&I Incremental Base (with Preview RAP)	51.7	51.7	51.7	51.7	206.9
R&I Incremental Base (without Preview RAP)	34.0	34.0	34.0	34.0	136.1
Others PA	3.4	-	-	-	3.4
TOTAL PA	-174.2	85.7	85.7	85.7	83.0
Retrofitting Annual Fee	35.7	35.7	35.7	35.7	143.0
Total Additions to RAP	-138.5	121.5	121.5	121.5	226.0

As such, the RAP established for the renewed contract 059/2001 after RTP, plus the PAs of the cycle and adjusted for inflation based on the IPCA of the RTP, on the base date June 2024, was defined at R\$ 3,329,8 million.

Evolution of the RAP Cycle
(million)



The main reasons for the reduction of approximately R\$428.5 million (-8%) compared to the previous tariff cycle (2023/2024) are:

- ▼ Reduction of the economic component of the RBSE due to accumulated depreciation and write-offs incurred in the period from 2018 to 2023
- ▲ New retrofitting projects that came into operation in the period, partially offset by accumulated depreciation of old projects
- ▼ Reduction of O&M's RAP due to application of the X Factor
- ▼ Negative Adjustment Portion (PA) for the 2024/2025 tariff cycle
- ▲ Application of annual fee for improvements (R\$35.7 million), and
- ▲ Inflation adjustment for the 2024/2025 cycle (IPCA).

Note that the RAP and Adjustment Portion values defined in the tariff review must be increased by the amounts defined in the 2024/2025 tariff cycle adjustment process through Ratification Resolution 3,348, published on July 16, 2024. To check the result of the RAP for the 2024/2025 cycle, [click here](#).

Periodic Tariff Review (RTP) - Bidding Contracts

RTP Auctioned 2024

Ratification Resolution 3,343/2004 was published in July 2024, repositioning the RAP for electricity transmission concession agreements of projects auctioned with Tariff Review estimated for July 2024, including: 015/2008 (IE Jaguar 9), 012/2018 (IE Biguaçu), 016/2008 (IE Sul), 013/2008 (IE Sul) of the subsidiaries and, 013/2009 (IE Madeira) and 015/2009 (IE Madeira) for the jointly controlled company.

The average real economic repositioning index for the projects was +0.77%, with a positive impact of R\$2.7 million in absolute terms, representing an increase of 0.04% in the Company's Potential RAP of R\$6.2 billion (2023/2024 cycle), without considering Adjustment Portions (PA). Considering the IPCA in the period (3.93%), the average nominal repositioning index for these concessions, weighted by ISA ENERGIA BRASIL's participation, was 4.72%:

RTP 2024								
Company	Particip. ISA CTEEP (%)	Contract	RAP (R\$ million, without PA)			Index Repositioning		Impact on RAP (A x B) (R\$ million)
			Current (jun/23) (A)	Reviewed (jun/24)	var R\$	Nominal	Real (B)	
IESul	100%	016/2008	18.4	19.4	+1.0	5.52%	1.54%	0.3
		013/2008	8.0	8.3	+0.4	4.84%	0.88%	0.1
IE Madeira	51%	013/2009	372.7	387.7	+15.0	4.02%	0.09%	0.3
		015/2009	320.6	334.6	+14.0	4.36%	0.42%	1.4
IE Jaguar 9	100%	015/2008	61.0	65.8	+4.8	7.89%	3.81%	2.3
IE Biguaçu	100%	012/2018	51.7	53.4	+1.8	3.41%	-0.49%	-0.3
IE Jaguar 8	100%	012/2008	14.4	15.2	+0.8	5.72%	1.73%	0.2
IE Itapura	100%	021/2018	13.7	14.1	+0.4	3.17%	-0.72%	-0.1
Total			860.4	898.6	+38.2	4.44%	0.50%	4.3
Total ISA CTEEP Particip.			349.2	365.7	+16.5	4.72%	0.77%	2.7

Note that only agreement 015/2008, of the wholly-owned subsidiary IE Jaguar 9, presented PA values, due to retroactive effects of RAP for retrofittings that came into operation between 2018 and 2022, in the amount of R\$1.6 million. The amount will be adjusted annually until the next tariff review, scheduled for July 2029.

RTP Auctioned 2023

Ratification Resolution 3,205 was published in June 2023, which repositioned the RAP for electricity transmission concession contracts of projects auctioned with Tariff Review scheduled for July 2023, including: (i) 001/2008 (IENNE), 026/2017 (IE Tibagi), 027/2017 (IE Itaquerê), 042/2017 (IE Jaguar 6) and 046/2017 (IE Aguapeí) of the subsidiaries, and 022/2017 (IE Ivaí) among the jointly-controlled companies.

However, the effects of said Resolution were disregarded in Ratification Resolution 3,216, which ratified the RAP for the 2023/2024 cycle (July 2023 to June 2024). The Company filed an administrative appeal with ANEEL, claiming the consideration of tariff repositioning.

On December 12, 2023, Order 4,675 was published, which contains the result of the mentioned administrative appeal, in which ANEEL acknowledges the effects of Ratification Resolution 3,205/23 on the RAP of the concessions involved. Therefore, the effects will be applied from the adjustment of the 2024/2025 tariff cycle.

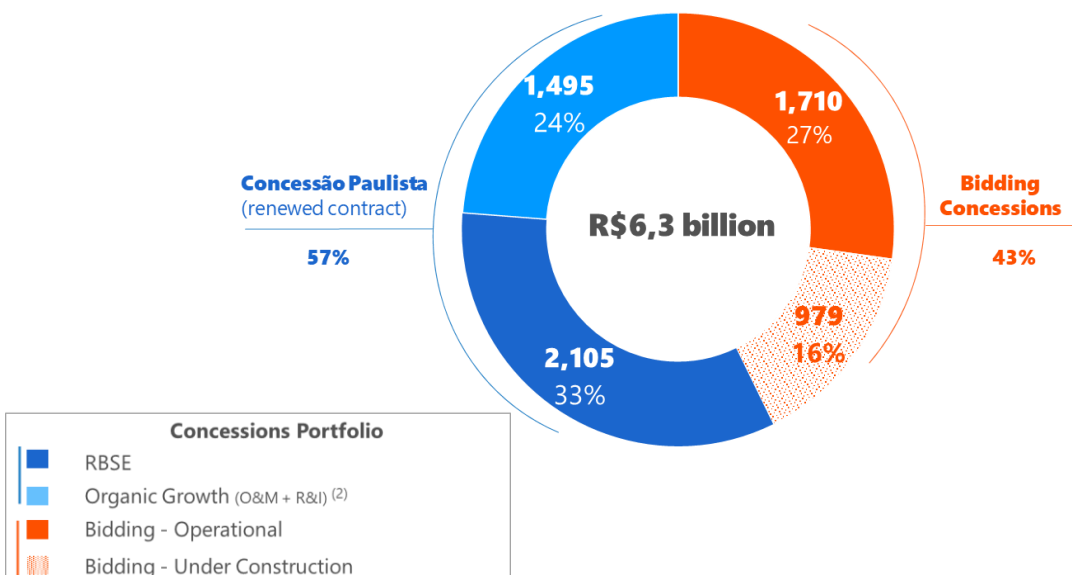
The average real economic repositioning index for the projects was -1.30%, with an impact of -R\$5.6 million in absolute value, representing a reduction of 0.09% in the Company's Potential RAP of R\$6.2 billion (2023/2024 Cycle). The average nominal repositioning for these concessions was 2.57%:

RTP 2023								
Company	Contract	Particip. ISA CTEEP (%)	RAP (R\$ million, without PA)			Index Repositioning		Impact on RAP (A x B) (R\$ million)
			Current (jun/22)	Reviewed (jun/23)	var R\$	Nominal	Real	
IENNE	001/2008	100%	61.3	67.7	+6.4	10.51%	6.31%	3.9
IE Ivaí	022/2017	50%	375.9	378.6	+2.7	0.74%	-3.08%	-11.6
IE Tibagi	026/2017	100%	22.3	22.5	+0.2	0.84%	-2.98%	-0.7
IE Itaquerê	027/2017	100%	64.9	67.2	+2.3	3.53%	-0.39%	-0.3
IE Jaguar 6	042/2017	100%	15.1	15.3	+0.3	1.67%	-2.18%	-0.3
IE Aguapeí	046/2017	100%	75.5	75.9	+0.5	0.62%	-3.19%	-2.4
Total			615.0	627.3	+12.3	2.01%	-1.86%	-11.4
Total ISA CTEEP Particip.			427.0	438.0	+11.0	2.57%	-1.32%	-5.6

2024/2025 RAP Cycle

Ratification Resolution 3,348 was published on July 16, 2024, establishing the new RAP for ISA ENERGIA BRASIL and its subsidiaries and wholly-owned subsidiaries for providing transmission installations that are part of the Basic Network and of the Other Transmission Installations for the 12-month tariff cycle from July 1, 2024 to June 30, 2025 (2024/2025 cycle). The resolution consolidated the results of the tariff revisions of agreement 059/2001 and those auctioned with RTPs estimated for 2023 and 2024, mentioned in the previous sessions of this document, in addition to incorporating the effects of the tariff cycle adjustment.

RAP Cycle 2024/2025¹



¹ Disregards the PA for the 2024/2025 cycle | ² Operation and Maintenance + Retrofitting & Improvements

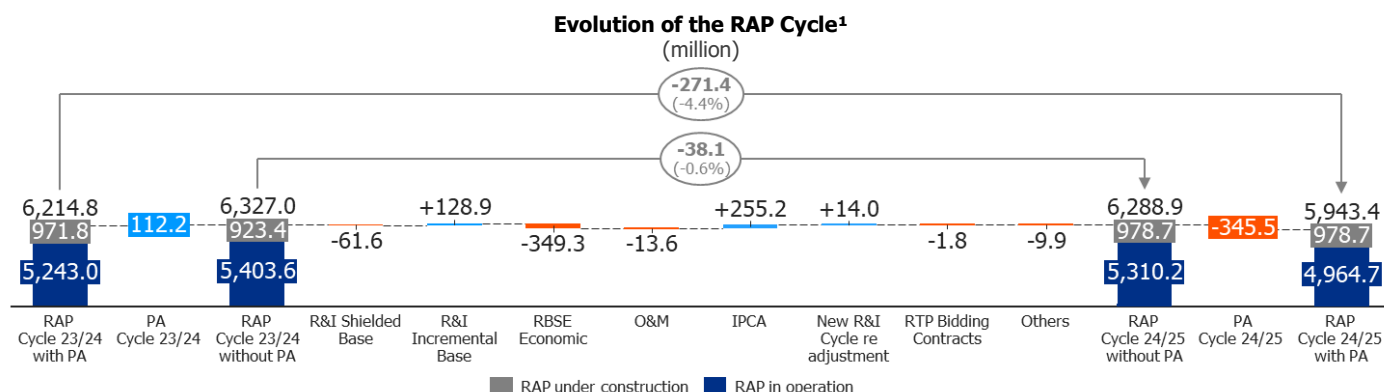
Pursuant to REH 3,348/2024, the RAP of Consolidated and subsidiaries under common control, net of PIS and COFINS², changed to R\$6,288.9 million for the 2024/2025 cycle, weighted by ISA ENERGIA BRASIL's stake, as of June 2024. Of this amount, 57% represents the RAP from the Parent Company's renewed contract (059/2001), including retrofitting projects, RBSE indemnity and the O&M portion of the contract. In addition, 43% of the RAP refers to agreements resulting from transmission auctions or acquisitions (M&A), with (i) 26% of projects in operation, i.e., with active RAP; (ii) 16% of projects under construction, which should earn revenue for the Company over the coming years.

The resolution also defined the amounts of the Adjustment Portions ("PA"), to be offset in the same period, to deal with any financial adjustments. The amount corresponding to the adjustment portion (PA) of the Consolidated and wholly-owned subsidiaries was R\$345.5 million for the 2024/2025 cycle and R\$126.1 million for the 2025/2026, 2026/2027, and 2027/2028 cycles, as shown in the table below:

Adjustment Portion (PA) Total - Consolidated + Jointly Controlled Companies					
R\$ million, real values base date jun/24	Cycle 24/25	Cycle 25/26	Cycle 26/27	Cycle 27/28	TOTAL
(A = C+D) 059/2001 CONTRACT	-270.0	126.3	126.3	126.3	108.7
(C) RTP Contract 059 Total	-143.9	126.3	126.3	126.3	234.8
Postponement	-273.8	-	-	-	-273.8
RBSE - Economic Component	-377.8	-	-	-	-377.8
R&I Shielded Base	-64.0	-	-	-	-64.0
R&I Incremental Base (with Preview RAP)	18.4	-	-	-	18.4
R&I Incremental Base (without Preview RAP)	149.7	-	-	-	149.7
R&I Annual Retroactive	89.1	89.1	89.1	89.1	356.4
R&I Incremental Base (with Preview RAP)	53.7	53.7	53.7	53.7	215.0
R&I Incremental Base (without Preview RAP)	35.4	35.4	35.4	35.4	141.5
Other Adjustments	3.6	-	-	-	3.6
Retrofitting Annual Fee	37.1	37.1	37.1	37.1	148.6
(D) Total Cycle Readjustment - 059/2001	-126.1	-	-	-	-126.1
Measurement (superávit/déficit TUST) ¹	-158.1	-	-	-	-158.1
R&I Retroactive	1.3	-	-	-	1.3
Others	30.7	-	-	-	30.7
(B) NEW CONTRACTS	-75.4	2.1	2.1	2.1	-69.0
RTP Annual Retroactive	2.1	2.1	2.1	2.1	8.6
Measurement (superávit/déficit TUST) ¹	-71.1	-	-	-	-71.1
Others	-6.5	-	-	-	-6.5
(A+B) TOTAL PA (Contract 059/2001 + New Contracts)	-345.5	128.4	128.4	128.4	39.8

¹ Measurement PA has already been provisioned by the Company and should not impact the result for the cycle.

Thus, the value of the RAP, including the amounts corresponding to the PA of the Consolidated and companies under shared control, net of PIS and COFINS², changed to R\$5,943,4 million for the 2024/2025 cycle, weighted by ISA ENERGIA BRASIL's stake.



¹ Considers the amounts established at the time of publication of the respective Ratification Resolutions of RAP for the tariff cycles.

² Except for agreements 020/2008 and 143/2001, which total R\$37.7 million, 0.6% of Total RAP of the Company.

The Permitted Annual Revenue of 2024/2025 cycle, with and without PA, decreased by around R\$271.4 million (-4.4%) and R\$38.1 million (-0.6%), respectively, compared to the previous tariff cycle (2023/2024). The main factors for this variation were:

- i. inflation adjustment for the 2024/2025 cycle (IPCA), totaling R\$255.2 million
- ii. new retrofitting projects that went operational in the last cycle, adding R\$14.0 million
- iii. movement/depreciation of the shielded base of retrofitting and improvement projects of the first RTP of the contract (-R\$61.6 million)
- iv. new retrofitting projects recognized in this year's RTP process, adding RAP of R\$128.9 million
- v. reduction of the economic component of RBSE, resulting from the movement of the RBSE base defined in the RTP, reducing the RAP by R\$349.3 million
- vi. reduction of O&M revenue from contract 059/2001, according to the trajectory defined in the contract's RTP
- vii. tariff review of the auctioned agreements (-R\$2.1 million).
- viii. other adjustments, which consider (i) reduction of the RAP of the Centro Substation, after the asset bidding process (-R\$3.1 million); and a 50% reduction of the prorated RAP established in agreement 004/2007 (IEMG).

Concession agreements acquired until the 2018 auction establish the right to indemnity on assets not depreciated at the end of their term. As of 2019, only assets authorized by ANEEL, through retrofitting projects, are entitled to indemnity.

Below is a summary of the RAP for the 2024/2025 cycle, including R&D regulatory charges, Energy Services Inspection Fee (TFSE) and Global Reversal Reserve (RGR), but net of the Energy Development Account (CDE) and the Incentive Program for Alternative Sources of Electricity (PROINFA), and net of PIS and COFINS.

Parent Company															
Concessionaire (R\$ million)	Contract	Project	Index	RAP 23/24 Cycle	Inflation	R&I	RTP	Others¹	RAP 24/25 Cycle	PA	RAP 24/25 Cycle	RAP 23/24 Cycle	Chg%		
				REH 3.216					REH 3.348		Total			with PA	
ISA ENERGIA BRASIL	059/2001	O&M	IPCA	825	32	0	-41	-3	813	-141	671	825	-1,5%		
		R&M		558	22	4	98	0	682	249	931	558	22,3%		
		RBSE		2.375	93	0	-363	0	2.105	-378	1.727	2.375	-11,4%		
	012/2016	PBTE	IPCA	215	8	0	0	0	223	-10	213	215	3,9%		
Total Parent Company				3.972	156	4	-306	-3	3.823	-280	3.543	3.972	-4%		
100% Controlled Subsidiaries															
Concessionaire (R\$ million)	Contract	Project	Index	RAP 23/24 Cycle	Inflation	R&I	RTP	Others²	RAP 24/25 Cycle	PA	RAP 24/25 Cycle	RAP 23/24 Cycle	Chg%		
				REH 3.216					REH 3.348		Total			with PA	
Subsidiaries (100%) in operation				699	26	3	3	-7	725	-37	688	699	-2%		
IE Aguapeí	046/2017	Aguapeí	IPCA	75	3	0	-3	0	76	1	77	75	1%		
IE Itaúnas	018/2017	Itaúnas	IPCA	66	3	0	0	0	68	-9	59	66	4%		
IE Itaquerê	027/2017	Itaquerê	IPCA	65	3	0	-0	0	67	-3	64	65	4%		
IEMG	004/2007	IEMG	IPCA	20	1	0	0	-7	14	-1	13	20	-29%		
	007/2020	Triângulo Mineiro³	IPCA	42	2	0	0	0	44	-3	40	42	4%		
IENNE	001/2008	IENNE	IPCA	61	2	0	4	0	68	1	69	61	11%		
IE Japi	026/2009	Serra do Japi	IPCA	55	2	0	0	0	57	-2	55	55	4%		
IE Jaguar 9	015/2008	Getulina	IPCA	61	2	0	2	0	66	-5	61	61	8%		
IE Biguaçu	012/2018	Biguaçu	IPCA	52	2	0	-0	0	53	-3	51	52	3%		
IE Jaguar 6	143/2001	Botucatu-Xavantes	IGP-M	19	-0	0	0	0	19	-1	18	19	0%		
	042/2017	Bauru	IPCA	15	1	0	-0	0	15	-1	15	15	2%		
IE Tigabi	026/2017	Tibagi	IPCA	22	1	0	-1	0	22	-8	15	22	1%		
	006/2020	Três lagoas	IPCA	7	0	0	0	0	7	1	8	7	4%		
IE SUL	016/2008	Forquilha	IPCA	18	1	0	0	0	19	-1	18	18	6%		
	013/2008	Scharlau	IPCA	8	0	0	0	0	8	-1	8	8	5%		
Evrecy	020/2008	Evrecy	IGP-M	20	-0	0	0	0	20	-1	19	20	0%		
	001/2020	Minuano	IPCA	48	2	0	0	0	50	0	50	48	4%		
IE Itapura	021/2018	Lorena	IPCA	14	1	3	-0	0	17	-1	17	14	27%		
	021/2011	Itapeti	IPCA	8	0	0	0	0	9	-0	9	8	4%		
IE Jaguar 8	012/2008	Piratininga	IPCA	14	1	0	0	0	15	-0	15	14	6%		
IE Pinheiros	018/2008	Atibaia II	IPCA	8	0	0	0	0	8	-1	7	8	5%		
Consolidated ISA ENERGIA BRASIL in operation				4.671	182	8	-303	-10	4.547	-316	4.231	4.671	-9%		
Jointly Controlled Subsidiaries (equity income)															
Concessionaire (R\$ million)	Contract	Project	Index	RAP 23/24 Cycle	Inflation	R&I	RTP	Others	RAP 24/25 Cycle	PA	RAP 24/25 Cycle	RAP 23/24 Cycle	Chg%		
				REH 3.216					REH 3.348		Total			with PA	
Subsidiaries (non-consolidated) in operation				1.449	57	13	-10	0	1.508	-58	1.450	1.449	0%		
IE Madeira (51%)	013/2009	Lote D	IPCA	373	15	0	0	0	388	-16	371	373	4%		
	015/2009	Lote F		321	13	0	1	0	335	-12	322	321	4%		
IE Paraguaçu (50%)	003/2017	Paraguaçu	IPCA	148	6	0	0	0	154	4	158	148	4%		
IE Garanhuns (51%)	022/2011	Garanhuns	IPCA	132	5	13	0	0	150	-6	144	132	13%		
IE Aimorés (50%)	004/2017	Aimorés	IPCA	99	4	0	0	0	103	-4	99	99	4%		
IE Ivaí (50%)	022/2017	Ivaí	IPCA	376	15	0	-12	0	379	-22	356	376	1%		
Participation ISA ENERGIA BRASIL				733	29	6	-5	0	763	-29	734	733	0%		
ISA ENERGIA BRASIL in operation				5.404	210	14	-308	-10	5.310	-345	4.965	5.404	-8%		
Project Under Construction															
Concessionaire (R\$ million)	Contract	Project	Index	RAP 23/24 Cycle	Inflation	R&I	RTP	Others	RAP 24/25 Cycle	PA	RAP 24/25 Cycle	RAP 23/24 Cycle	Chg%		
				REH 3.216					REH 3.348		Total			with PA	
Parent Company Under Construction				816	51	0	0	0	867	0	867	816	6%		
ISA ENERGIA BRASIL	008/2022	Piraquê	IPCA	313	12	0	0	0	326	0	326	313	4%		
	006/2023	Serra Dourada	IPCA	284	22	0	0	0	306	0	306	284	8%		
	012/2023	Itatiaia	IPCA	219	17	0	0	0	236	0	236	219	8%		
Subsidiaries (100%) under construction				107	4	0	0	0	112	0	112	107	4%		
IE Riacho Grande	005/2021	Riacho Grande	IPCA	85	3	0	0	0	88	0	88	85	4%		
IE Jaguar 8	011/2022	Jacarandá	IPCA	15	1	0	0	0	15	0	15	15	4%		
IE Tibagi	014/2023	Água Vermelha	IPCA	7	1	0	0	0	8	0	8	7	8%		
ISA ENERGIA BRASIL under construction				923	55	0	0	0	979	0	979	923	6%		
ISA ENERGIA BRASIL TOTAL (In Operation + Under Construction)				6.327	266	14	-308	-10	6.289	-345	5.943	6.327	-6%		

¹ Refers to the reduction in Substation Centro's RAP, according to the 8th amendment of contract 059/2001, set out in item 3.4.5.19 of NT 105/2024.

² Reduction of 50% of the pro-rata RAP provided for in the concession contract, from the 15th year onwards from the date of entry into commercial operation.

Concession Renewal – Agreement 059/2001 (RBNI/RBSE)

The Extraordinary Shareholders Meeting held on December 3, 2012, unanimously approved extending concession agreement 059/2001, pursuant to Law 12,783/2013, and the concession was extended to December 2042, guaranteeing the Company the right to receive the amounts relating to the NI (*) and SE (**) assets.

The amounts related to NI assets, of R\$2,891,291 as per Interministerial Ordinance 580, were received between 2013 and 2015 (note 511.2 to the 4Q23 financial statements).

For SE values, in 2016, ANEEL issued Technical Note 336/2016, which presents the proposed regulation for Ordinance 120/2016 issued by the Ministry of Mines and Energy (MME) for the methodology to calculate the cost of capital (Ke) and RAP and determines amounts and payment terms for concessionaires.

On May 30, 2017, ANEEL issued Order 1,484/17, recognizing R\$4,094,440 as the total value of these assets on the baseline date of December 31, 2012. As per the IFRS methodology, the initial impact of RBSE amounts was booked in September 2016 and the additional amount recognized by ANEEL was booked in 2Q17, shown under "Concession assets". (Note 5.3 to 4Q22 financial statements).

Technical Note 108/2020 – SGT/ANEEL of June 25, 2020, recalculates the RAP amounts as from the 2020/2021 cycle, including the portion of remuneration of cost of capital (Ke), and the effects of the revocation of injunctions that prevented the payment of Ke were considered. These amounts were included in the Periodic Tariff Review (RTP) calculations and approved by the Board of ANEEL via Ratification Resolution 2,714/2020. There are two injunctions currently in force.

On April 22, 2021, ANEEL granted the administrative appeal filed by the Company against Ratification Resolution 2,714/2020, which claimed the right to retroactive update of the RBSE amounts, and reprofiled the RBSE financial component as per Technical Note 068/2021 (note 16.6 to the 4Q22 financial statements). The assumptions valid from the 2021/2022 cycle are: (i) the conclusion of payment of RBSE in 2028; (ii) reduction of amortization of RBSE amounts receivable during the 2021/2022 and 2022/2023 cycles; and (iii) remuneration at the regulatory Weighted Average Cost of Capital (WACC) defined in the 2018 RTP, ensuring the recognition of R\$1.8 billion as receivables, which at present value generated an increase of R\$497,346 in the balance of asset of the corresponding agreement. Starting from the 2023/2024 cycle, the payment flows established by ANEEL will return to levels similar to those approved in Ratification Resolution 2,714/2020.

After the ratification of the result of RTP of Transmission Companies (REH 2,851/21), which included the reprofiling of the receipt of the financial component of RBSE, ABIAP/ABRACE/ESBR filed a request for reconsideration, after the final and unappealable decision, questioning the calculation of the financial component of RBSE and the reprofiling. In June 2021, the Superintendent General of Tariffs (SGT) of ANEEL published Technical Note 117/21 and issued a public communiqué explaining that there are no errors in the calculation or the methodology. However, in June 2022, the SGT issued Technical Note 85/2022, relating to the analysis of requests for reconsideration filed within the scope of payment of the financial component and reprofiling of the RBSE. The same month, the director of ANEEL took a unilateral decision (Order 1,762/22) on the above topic. The same was suspended by a collective decision of the Board of ANEEL. In April 2023, SGT published a new Technical Note 85/2023 regarding the inputs on Technical Note 85/2022-SGT/ANEEL and on Circular 23/2022 of August 16, 2022. These technical notes do not have immediate practical effects and any development on the issue of RBSE depends on a collective decision by the Board of ANEEL, such that the assumptions, methodologies, and calculations considered so far and approved through REH 2,851/2021, are in force and remain appropriate.

The issue of RBSE has been challenged at the courts, as mentioned above, and also at the administrative level. The possibility of other lawsuits and/or new administrative proceedings on the topic cannot be discarded, nor can be discarded the possibility of new court decisions and/or decisions of ANEEL, the Ministry of Mines and Energy and/or TCU, changing one or more payment conditions of RBSE. Any new court and/or administrative decisions, depending on their content and scope, if not reversed in due time and manner, may or may not cause significant impacts on the Company's receipts, even requiring, as applicable, it to review its investment plans, dividend payments and corporate strategy, in addition to the regular accounting records from these impacts. Nevertheless, the Company, through its advisors or ABRATE, firmly defends its interests and the health of the reprofiling of the financial component of RBSE according to Technical Note 068/2021- SGT/SCT/SFF/SRM/ANEEL, upholding the criteria previously established in ANEEL Normative Resolution 762/2017, as well as the legality and legitimacy of the receipt of RBSE pursuant to Law 12,783/13 and MME Ordinance 120/16, as well as in the defense of its interests through administrative proceedings pending vis-à-vis ANEEL no. 48500.005952/2022-29 and 48500.000748/2019-16.

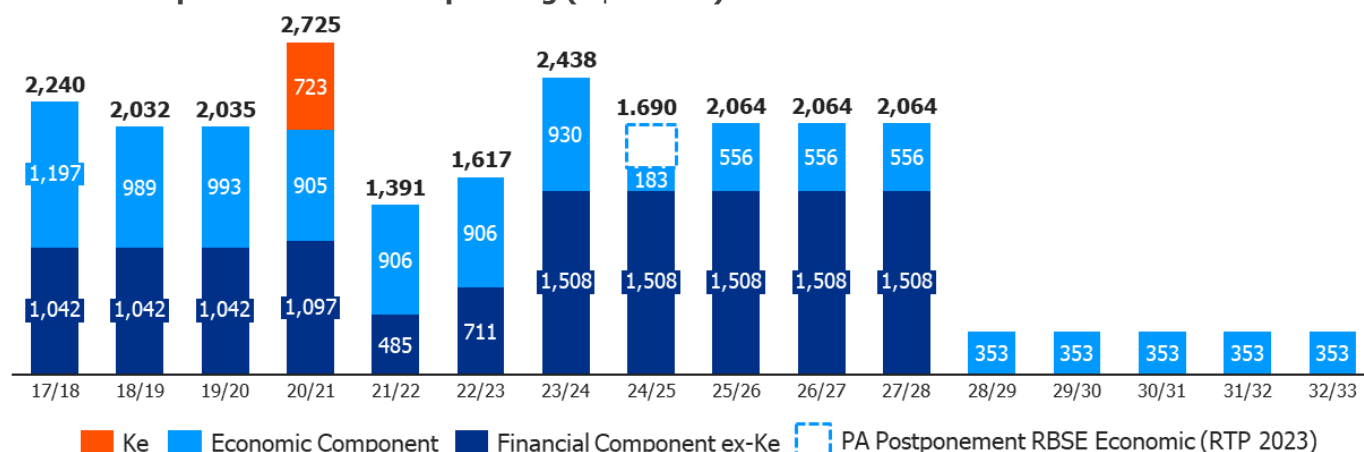
Furthermore, Proceeding No. TC 012.715/2017-4 is pending before the Federal Accounting Court (TCU) regarding the assessment of compliance and transparency in the methodology for defining the values of transmission assets existing on May 31, 2000, but not amortized, as well as the methodology for updating and transferring them to electricity tariff pending analysis. On July 5, 2023, the Prosecution Office of TCU was favorable to ISA ENERGIA BRASIL becoming a party to the proceeding and concluded that the MME regulatory option should be respected by TCU. This proceeding is still pending at the Court.

The Company will continue to faithfully honor the payments determined, considering the importance of the issue for society and its shareholders.

(*) NI – installations energized as from June 1, 2000.

(**) SE – installations of non-depreciated assets existing on May 31, 2000.

Flow of Receipts of RBSE Post-Reprofiling (R\$ million)



¹ Actual amounts, baseline date June 2024, based on the spreadsheets published at the close of CP 12/2024.

² Disregards CAIMI and Other Revenues amounts in RBSE RAP, CAIMI parcel and RBSE's other RAP revenues.

³ The Evolution of RBSE asset base should gradually decrease its RAP economic component and, after cycle 33/34, only the amount related to lands and warehouses will be maintained until the end of the concession, in 2042.

⁴ The cashflow forecasted between 28/29 and 32/33 was estimated based on the report and assumptions established at the 2023 tariff review. The definitive amounts will be set in the 2028 tariff review.

⁵ The 24/25 Cycle considers PA Postponement of Economic RBSE in the negative amount of R\$377.8 million, fully accounted for in the result in 3Q24.

Supplementary Retirement Plan – Law 4,819/58

The supplementary retirement plan is governed by State Law 4,819/58 and applies to employees hired prior to May 13, 1974, by government agencies and corporations in which the state of São Paulo is the controlling shareholder and exercises control.

The funds needed to meet the costs under this plan are the responsibility of the São Paulo State Government and the plan was implemented as per the agreement between the Tax Authority of the State of São Paulo ("SEFAZ") and the Company on December 10, 1999. Payments of the supplementary retirement benefits were made monthly by SEFAZ, which transferred the amount to be paid to ISA ENERGIA BRASIL, which then transferred it to "Fundação CESP" to be paid to individual retirees. Since January 2004, retiree benefits have been processed directly by SEFAZ. This change in the process revealed disallowances such as payments above the cap (equivalent to the State Governor's salary). As a result, SEFAZ started excluding the surplus amounts from the benefits paid to retirees.

Public-Interest Civil Action and Class Action

In June 2005, after the courts dismissed a claim, the Funcesp Retirees Association (AAFC) obtained an injunction in the Labor Court, which ordered the maintenance of the previous payment in full. The benefits payment process has since reverted to the original model, where "Fundação CESP" was responsible for retirement payments. However, SEFAZ continues to transfer the adjusted amount to ISA ENERGIA BRASIL, which then adds to the difference so that retirement payments are made in full, as ordered by the injunction.

Collection Lawsuit

Since 2005, SEFAZ has been transferring to the Company amounts lower than required to make full payment (about 70%) to the retirees following an injunction by the 49th Labor Court. ISA ENERGIA BRASIL has since been making up the difference to ensure full payment of retiree benefits (about 30%). The difference paid by the Company is being claimed in a collection lawsuit filed against SEFAZ.

The São Paulo Court of Appeals ruled in the Company's favor. In August 2017, SEFAZ filed a special appeal at the Federal Court of Appeals (STJ), which is awaiting the analysis of admissibility. On March 31, 2024, the amount booked in the Company's balance sheet was approximately R\$2.5 billion, net provisions for losses on the realization of credits in 2013.

Between August 2018 and March 2019, ISA ENERGIA BRASIL received the total amount from SEFAZ due to an injunction, which was later stayed by the Superior Court of Justice until an appeal filed by SEFAZ is tried.

The SEFAZ appeal was judged monocratically in the STJ in March 2024, determining the return of the process to the TJSP, which should delimit in the decision the responsibility of each party in relation to the installments and items that make up the retirement supplements. It was determined that ISA ENERGIA BRASIL should maintain the payment of the disallowances (as has been the case since 2005) until the final judgment of the action.

On October 10, 2024, STJ suspended for 180 days the procedural process of the collection action that the Company filed against SEFAZ after an agreement between the parties to attempt conciliation. The attempt at amicable conciliation does not harm the Company's rights and does not change any current court decision or the current flow of payments. If the conciliation attempt is unsuccessful, the process will resume as before.

GLOSSARY

ADTV - Average Daily Traded Volume

Brazilian Electricity Regulatory Agency (ANEEL) - Agency entrusted with regulating and supervising the generation, transmission, distribution, and sale of electricity in Brazil, ensuring the quality of services provided, the fair treatment of users and controlling the reasonableness of tariffs charged to consumers, while maintaining economic and financial viability of the players and the sector. ANEEL inspects and regulates access to transmission systems and establishes the tariffs for such systems, including TUST, which is the tariff charged for the use of the Basic Network and Other Transmission Installations (DIT).

CAAE (Annual Cost of Electricity Assets) - Revenue from investments in assets. It consists of the remuneration on capital and the regulatory reintegration quota (QRR)

CAGR - Compound Annual Growth Rate.

CAOM (Management, Operating and Maintenance Costs) - Portion of revenue that can be divided into (i) revenue from O&M, which is used to bear the costs and expenses (e.g.: wages, maintenance expenses and others); and (ii) revenue to cover the costs of movable and fixed installations (CAIMI).

CCEE (Electric Energy Trading Chamber) - Operates under the authorization of the Granting Authority and the regulation and supervision of ANEEL, with the purpose of facilitating the purchase and sale of electricity between CCEE agents.

CDE (Energy Development Account) - Regulatory charge to ensure the universal supply of energy and subsidize low-income consumers.

CVM (Securities Commission) – agency linked to the Ministry of Finance, which aims to monitor, regulate, discipline and develop the Brazilian securities market.

EBITDA - Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation & Amortization.

EEI (Electricity Index) - Theoretical portfolio of the São Paulo Stock Exchange (B3) that measures the performance of the electricity sector.

Electric Energy Trading Chamber (CCEE) - Operating under the authorization of the government, and regulated and supervised by ANEEL, its mission is to promote the purchase and sale of electricity among its members.

Energization - operational startup of a project (retrofit or greenfield).

Energy Transmission Auctions - Auctions held by MME and ANEEL to grant concessions for transmission lines and substations in Brazil.

Greenfield - Projects for growth through auctions.

IBBR (Bovespa B3 BR+ Index) - indicator of the average performance of the prices of assets with greater negotiability and representativeness. composed of shares, units and BDRs of Brazilian companies.

IBEP (Bovespa B3 Private Companies Index) - average performance indicator of assets with greater tradability, representativeness and which have private shareholding control.

IBEW (Bovespa B3 Equal Weight Index) - average performance indicator of the most tradable assets.

IBOV B3 (Bovespa B3 Index) - main performance indicator of shares traded on B3 and brings together the most important companies in the Brazilian capital market.

IBRA – (Broad Brazil Index) - indicator of the average performance of the quotations of all assets traded on the spot market (round lot) of B3 that meet minimum criteria of liquidity and presence on the trading floor, in order to offer a broad view of the stock market.

IBRX100 (Brazil 100 Index) - indicator of the average performance of the prices of the 100 most tradable and representative assets in the Brazilian stock market.

IBSD (Bovespa Smart Dividend Index) - indicator of the average performance of assets of listed companies that stand out in terms of investor remuneration, in the form of distribution of dividends and interest on equity.

IBVL (Bovespa Smart Low Volatility B3 Index) - average performance indicator of assets with greater tradability, representativeness and which have less volatility in daily returns.

ICO2 (Carbon Efficient Index) - companies' adherence to ICO2 B3 demonstrates their commitment to their efficiency in the emission of Greenhouse Gases (GHG) and the adoption of management practices that lead to greater efficiency in these emissions, contributing to the advancement of the transition to a low-carbon economy.

IDIV (Dividend Index) - average performance of the prices of assets that stood out in terms of investor remuneration, in the form of dividends and interest on equity

IE - Electrical Interconnection.

IEE (Electric Energy Index) - Stock Exchange sector index (B3) that aims to measure the performance of the electric energy sector.

IENS - Index of Non-Supplied Energy - Index for energy that was not consumed due to an interruption.

IGC (Differentiated Corporate Governance Share Index) – average performance indicator of asset prices of companies listed on the Novo Mercado or Levels 1 or 2 of B3

IGCT (Trade Corporate Governance Index) - indicator of the average performance of the quotations of assets issued by companies that are members of the IGC.

IOE - Interest on equity - type of remuneration that a company distributes to its shareholders, partners or quota holders.

M&A - Mergers and Acquisitions.

MME - Brazil's Ministry of Mines and Energy.

National Electricity System Operator (ONS) - Agency responsible for coordinating and controlling power generation and transmission operations in the SIN.

O&M - Operation and Maintenance.

Organic growth - growth through investments in retrofitting projects.

Other revenues - Revenues from non-concession operations, partly intended to enable lower tariffs.

PA (Adjustment Portion) - Adjustment Portion to offset funding surplus or deficit in the period prior to the adjustment.

PMSO - Personnel, Material, Services and Others.

PROINFA - Incentive Program for Alternative Electricity Sources (regulatory charge for subsidies to alternative energy sources).

PV (Variable Portion) - Penalizes revenue from asset due to unavailability.

RAP (Permitted Annual Revenue) – Remuneration received by transmission companies for providing public transmission services to users. For transmission companies that won auctions, RAP is obtained as a result of the transmission auction itself and is paid to them upon the operational startup of their installations and is reviewed every four or five years as per the concession agreements. For transmission companies whose concession agreement was renewed, RAP was calculated based on the Operation and Maintenance costs, pursuant to Law 12,783 of January 11, 2013. In cases where studies indicate the need for retrofittings in the transmission concession, ANEEL calculates an additional amount for RAP to remunerate new installations, always through an Authorizing Resolution.

RB (Basic Network) - transmission installations owned by public transmission services concessionaires, defined according to the criteria established in ANEEL regulations.

RBNI (Basic Network New Investments) - Portion of revenue (RAP) corresponding to the new authorized installations of the Basic Network, whose revenues are established by a specific resolution.

RBSE (Basic Network of Existing System) - Portion of RAP corresponding to installations in the Basic Network, defined in the Appendix to Resolution 166 of May 31, 2000.

Regulatory Charges - These are charged by transmission companies and passed on to CCEE, ANEEL and MME, and also invested in R&D projects. These have a neutral effect on the transmission company.

Retrofit - includes the installation, replacement or refurbishment of equipment in existing transmission facilities or adaptations made in these facilities to maintain the regularity, continuity, safety and timeliness of the public electricity transmission services.

R&D - Research and Development

RGR - Global Reversal Reserve **SIN (National Interconnected System)** - All the installations and equipment that supply electricity to regions across the country, which are electrically interconnected according to applicable regulations.

SIN (National Interconnected System) - All the installations and equipment that supply electricity to regions across the country, which are electrically interconnected according to applicable regulations.

TCU - Federal Accounting Court.

TFSEE - Electricity Services Inspection Fee.

TUST (Electricity Transmission System Usage Tariff) - Tariff paid by distributors, generators and free and special consumers for use of the Basic Network and DIT and is adjusted annually according to (i) inflation; and (ii) new revenues from energized projects.

UTIL B3 (Public Utility Index) - indicator of the average performance of the prices of the most tradable and representative assets in the public utility sector (electricity, water and sanitation and gas).

ATTACHMENT

Attachment I – Greenfield Projects | Growth

Auctions (Date)	Project	Current situation	Contract	Company	ANEEL Investment ISA ENERGIA BRASIL Participation	RAP ISA ENERGIA BRASIL Cycle 2024/2025	Constructions		Anticipation (Months)	CapEx ISA ENERGIA BRASIL accumulated until	CapEx Efficiency (vs ANEEL)
							Beginning	Conclusion			
013/2015 (oct/2016)	Paraguaçu	Operational	003/2017	IE Paraguaçu	254.8	77.1	2Q19	3Q22	-5	333.4	-12.3%
	Aimorés	Operational	004/2017	IE Aimorés	170.6	51.6	2Q19	2Q22	-3	197.5	-0.8%
	Itaúnas	Operational	018/2017	IE Itaúnas	297.8	68.5	3Q18	4Q23	-10	373.8	-4.6%
005/2016 (apr/2017)	Ivaí	Operational	022/2017	IE Ivaí	968.2	189.3	4Q19	4Q22	-3	1050.4	9.5%
	Tibagi	Operational	026/2017	IE Tibagi	134.6	22.5	3Q18	4Q20	8	117.5	20.2%
	Itaquerê	Operational	027/2017	IE Itaquerê	397.7	67.2	3Q18	3Q20	11	255.9	40.8%
	Aguapeí	Operational	046/2017	IE Aguapeí	601.9	75.9	3Q19	1Q21	6	363.4	46.1%
	Bauru	Operational	042/2017	IE Jaguar 6	125.8	15.3	2Q18	3Q19	18	63.0	53.5%
002/2018 (jun/2018)	Lorena	Operational	021/2018	IE Itapura	237.9	17.4	3Q19	4Q21	11	126.1	52.1%
	Biguaçu	Operational	012/2018	IE Biguaçu	641.4	53.4	1Q21	3Q22	13	456.0	38.9%
002/2019 (dec/2019)	Minuano	Operational	001/2020	Evrecy	681.6	50.2	1Q22	-	4	737.0	14.0%
	Três lagoas	Operational	006/2020	IE Tibagi	98.8	7.1	2Q21	2Q22	12	87.1	21.6%
	Triângulo Mineiro	Operational	007/2020	IEMG	553.6	43.8	1Q22	3Q23	20	519.6	23.6%
001/2020 (dec/2020)	Riacho Grande	Under construction	005/2021	IE Riacho Grande	1,140.6	88.4	4Q23	-	-	688.7	-
001/2022 (jun/2022)	Piraquê	Under construction	008/2022	ISA ENERGIA BRASIL	3,653.6	325.8	4Q23	-	-	2157.8	-
	Jacarandá	Under construction	011/2022	IE Jaguar 8	232.3	15.3	4Q23	-	-	39.7	-
001/2023 (jun/2023)	Serra Dourada	Under construction	006/2023	ISA ENERGIA BRASIL	3,157.0	305.6	3Q25	-	-	257.0	-
	Itatiaia	Under construction	012/2023	ISA ENERGIA BRASIL	2,342.3	235.6	3Q25	-	-	116.4	-
	Água Vermelha	Under construction	014/2023	IE Tibagi	94.2	8.0	2Q24	;	-	71.1	-
Projects in Operation (12)					5,164.7	739.3	-	-	3	4,680.7	23.2%
Subsidiaries 100% in operation (9)					3,771.1	421.3	-	-	7	3,099.4	30.5%
Jointly Controlled Companies in Operation (3)					1,393.6	318.0	-	-	-3	1,581.3	4.2%
Projects Under Construction (7)					10,620.0	978.7	-	-	-	3,330.8	-
Total (19)					15,784.7	1,718.0	-	-	3	8,011.5	23.2%

Attachment II - Investments in Projects

Investments (R\$ Million)	Consolidated + Jointly Controlled Companies		
	1Q25	1Q24	Chg (%)
Brownfield Projects	0.0	0.0	N.A
Retrofitting Projects	306.0	243.1	25.9%
Greenfield Projects	802.0	592.0	35.5%
Piraquê	537.3	356.6	50.7%
Riacho Grande	158.6	51.1	210.1%
Serra Dourada	45.1	81.6	-44.8%
Água Vermelha	36.3	2.8	1204.4%
Itatiaia	20.5	52.0	-60.5%
Jacarandá	4.3	1.2	258.6%
Triângulo Mineiro	0.0	3.3	-100.0%
Minuano	0.0	42.4	-100.0%
Biguaçu	0.0	0.8	-100.0%
Itapura-Lorena	0.0	0.6	-100.0%
Tibagi	0.0	-0.0	N.A
Três lagoas	0.0	-0.2	N.A
Total	1,108.0	835.1	32.7%

Note: Considers ISA ENERGIA BRASIL's proportional interest in non-consolidated companies (subsidiaries under shared control).

Attachment III – Regulatory Balance Sheet

Assets (R\$ thousand)	Consolidated	
	31/03/2025	31/12/2024
CURRENT		
Cash and Cash Equivalents	783,780	2,914,747
Financial Investments	2,492,903	485,995
Accounts receivable - Concessionaires and	318,507	259,819
Inventory	41,122	39,928
Services in course	0	0
Recoverable taxes and contributions	398,505	453,046
Derivative instruments	38,057	41,658
Credit with controlled parties	143,175	118,989
Prepaid Expenses	73,724	19,461
Restricted cash	0	1,273
Others	119,427	221,724
	4,409,200	4,556,640
NON-CURRENT		
Long-Term Assets		
Restricted cash	18,332	17,862
Accounts receivable - Concessionaires and	597,950	624,135
Accounts Receivable from the State Finance	2,607,082	2,563,255
Deferred income taxes and social contribution	369	438
Pledges and Escrow	44,147	43,650
Credits with Subsidiaries	0	0
Derivative financial instruments	2,590	84,715
Others	92,918	93,364
	3,363,388	3,427,419
Investments	1,796,504	1,721,387
Imobilized	17,342,850	16,478,040
Intangible	1,769,596	1,782,527
	20,908,950	19,981,954
	24,272,338	23,409,373
Total Assets	28,681,538	27,966,013

Liabilities and Shareholders' Equity (R\$ thousand)	Consolidated	
	31/03/2025	31/12/2024
CURRENT		
Loans and Financing	87,867	82,056
Debentures	1,235,709	1,109,914
Leasing	10,274	12,020
Derivative financial instruments	274	0
Suppliers	278,125	184,644
Taxes and social charges to be collected	194,258	139,168
Deferred Income Tax and Social Contribution	0	0
Regulatory charges to be collected	62,622	66,750
Interest on Shareholders' Equity / Dividends to	6,660	1,408,488
Provisions	55,653	71,658
Amounts Payable - Funesp	765	351
Others	202,298	271,133
	2,134,505	3,346,182
NON-CURRENT		
Long-Term Liabilities		
Loans and Financing	716,173	651,766
Debentures	12,879,390	11,392,559
Leasing	22,650	25,489
Derivative financial instruments	0	0
Suppliers	1,393	1,393
Employee Benefit - Actuarial Deficit	0	0
Diferred PIS and COFINS	39,560	38,083
Deferred income taxes and social contribution	1,642,191	1,675,869
Regulatory charges to be collected	22,287	30,763
Provisions	199,411	193,721
Global Reversal Reserve - RGR	0	0
Obligations connected to concession service	685,200	683,178
Others	334	610
	16,208,589	14,693,431
SHAREHOLDER'S EQUITY		
Share Capital	3,590,020	3,590,020
Capital Reserves	666	666
Income Reserves	3,377,031	2,958,714
Revaluation reserve	4,001,338	2,846,948
Other Comprehensive Results	-1,074,908	173,351
	9,894,147	9,569,699
Non-controlling shareholders' share of investment funds	444,298	356,701
	10,338,445	9,926,400
Total Liabilities and Shareholders' Equity	28,681,539	27,966,013

Attachment IV – Regulatory Income Statement

Income Statement (R\$ thousand)	Consolidated		
	1Q25	1Q24	Chg (%)
Gross Revenue	1,293,976	1,281,068	1.0%
Availability of Electric Network	1,281,821	1,271,020	0.8%
Others	12,155	10,048	21.0%
Deductions from the Operational Revenue	-162,124	-172,929	-6.2%
Taxes and Contributions on Revenue	-112,536	-114,185	-1.4%
Regulatory charges	-49,588	-58,744	-15.6%
Net Revenue	1,131,852	1,108,139	2.1%
Costs and Operational Expenses	-387,572	-358,673	8.1%
Personnel	-109,977	-109,604	0.3%
Material	-4,119	-3,660	12.6%
Services	-39,942	-43,523	-8.2%
Depreciation	-207,988	-168,794	23.2%
Others	-25,546	-33,092	-22.8%
Result of Service	744,280	749,466	-0.7%
Financial Results	-351,388	-252,392	39.2%
Income from Financial Investments	80,413	39,858	101.7%
Result of Liquid Monetary Variation	-161,634	-127,292	27.0%
Asset and Liability Interest	-1,522	14	n.a
Interest/Charges on loans	-272,348	-163,638	66.4%
Others	3,703	-1,334	n.a
Operational Result	392,892	497,074	-21.0%
Equity Income	75,113	79,171	-5.1%
Other Operational Revenues/Expenses	-29,017	-21,320	36.1%
Results before Taxes	438,988	554,925	-20.9%
Income Tax and Social Contribution on Income	-90,164	-132,843	-32.1%
Current	-94,933	-169,742	-44.1%
Deferred	4,769	36,899	-87.1%
Consolidated Income/Losses of the Period with the Participation of the Non Controlling Shareholder	348,824	422,082	-17.4%
Participation of Non Controlling Shareholder	-11,471	-12,837	-10.6%
Net Income/Loss Consolidated in the Period	337,353	409,245	-17.6%

Attachment V – Indirect Cash Flow – Regulatory¹

Cash Flow of operational activities (R\$ thousand)	Consolidated	
	1Q25	1Q24
Cash generated by operational activities	909,652	778,924
Net Income	348,824	422,082
Employee benefit - actuarial deficit	1,922	11,156
Deferred PIS and COFINS	1,477	-3,042
Depreciation and amortization	229,696	199,393
Deferred income taxes and social contribution	-4,767	-36,960
Provision for Lawsuit Liabilities	3,821	9,510
Residual value of fixed/intangible assets	9,416	10,162
Tax benefit - incorporated goodwill	9	9
Realization of concession assets in the acquisition of subsidiary	0	0
Realization of the loss in jointly controlled	0	0
Result of equity income	-75,113	-79,172
Income from financial investments	-17,412	-21,403
Interest and exchange variations on loans, financing and debentures	430,561	278,974
Interest and monetary and exchange variations on assets and liabilities	-7,312	1,052
Transactions with non-controlling shareholders	-11,470	-12,837
Assets Variation	-50,476	25,257
Restricted cash	0	0
Accounts receivable - Concessionaires and Permissionaires	-32,503	47,788
Inventories	-1,194	0
Accounts Receivable from the State Finance Secretariat	-43,827	-43,424
Recoverable taxes and contributions	82,731	-34,395
Prepaid Expenses	-54,263	-49,327
Pledges and Escrow	-84	-128
Credit with subsidiaries	0	0
Others	-1,336	104,743
Liabilities Variation	50,117	158,427
Suppliers	93,481	85,049
Taxes and social charges to be collected	94,817	194,128
Labor obligations	-16,005	-13,937
Tax payment	-39,117	-30,283
Regulatory charges to be collected	-6,060	14,038
Provisions	-1,677	-9,700
Global Reversal Reserve - RGR	-620	-620
Obligations linked to the concession of the service	-1,569	-32,874
Post-employment benefit - actuarial liability	-9,423	-9,197
Others	-64,124	-38,177
Net cash generated in operational activities	909,293	962,608
Investments Activities Cash Flow	-2,991,794	-616,511
Restricted cash	803	-582
Financial Investments	-2,112,813	-1,313,255
Redemptions of financial investments	210,914	1,478,011
Fixed Assets	-1,090,698	-780,685
Received dividends	0	0
Cash used in financing activities	-48,466	674,195
New loans and debentures	1,446,492	1,319,448
Loan and debentures payments (principal)	-40,488	-437,901
Loan and debentures payments (interest)	-152,938	-65,192
Lease Payments (principal and interest)	-4,613	-5,632
Derivative instruments	38,851	0
Paid dividends and interest on equity	-1,335,770	-136,528
Net variation in Cash and Cash Equivalents	-2,130,967	1,020,292
Opening Balance of Cash and Cash Equivalents	2,914,747	245,819
Closing Balance of Cash and Cash Equivalents	783,780	1,266,111
Closing Balance of Cash and Cash Equivalents	-2,130,967	1,020,292

¹Indirect cash flow recorded in the regulatory methodology considers the cash outflows of greenfield, brownfield and retrofitting projects as investment flows.

Attachment VI – Regulatory Result of Non-Consolidated Companies

IE MADEIRA			
Income Statement (R\$ thousand)	1Q25	1Q24	Chg (%)
Gross Operational Revenue	192,419	188,336	2.2%
Operational Revenue Deductions	-25,175	-22,692	10.9%
Net Operational Revenue	167,244	165,643	1.0%
Costs and Expenses	-20,498	-21,992	-6.8%
Depreciation	-36,890	-31,235	18.1%
EBITDA	146,763	149,426	-1.8%
Gross Profit	109,855	112,416	-2.3%
Financial Result	-16,226	-23,337	-30.5%
Other Revenues and Expenses	18	5,774	-99.7%
Income before IR & CSLL	93,647	94,853	-1.3%
IR & CSLL*	-20,576	-7,141	188.1%
Net Income	73,071	87,712	-16.7%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (51%) on EBITDA	74,849	76,207	-1.8%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (51%) on Net Income	37,266	44,733	-16.7%

IE GARANHUNS			
Income Statement (R\$ thousand)	1Q25	1Q24	Chg (%)
Gross Operational Revenue	41,368	34,561	19.7%
Operational Revenue Deductions	-5,422	-5,343	1.5%
Net Operational Revenue	35,945	29,218	23.0%
Costs and Expenses	-4,384	-3,802	15.3%
Depreciation	-6,357	-6,348	0.1%
EBITDA	31,561	25,416	24.2%
Gross Profit	25,204	19,068	32.2%
Financial Result	-1,016	-1,249	-18.7%
Other Revenues and Expenses	0	0	N.A.
Income before IR & CSLL	24,188	17,819	35.7%
IR & CSLL*	-1,490	-902	65.3%
Net Income	22,698	16,917	34.2%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (51%) on EBITDA	16,096	12,962	24.2%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (51%) on Net Income	11,576	8,628	34.2%

IE AIMORÉS			
Income Statement (R\$ thousand)	1Q25	1Q24	Chg (%)
Gross Operational Revenue	28,455	28,699	-0.9%
Operational Revenue Deductions	-2,977	-3,071	-3.1%
Net Operational Revenue	25,478	25,628	-0.6%
Costs and Expenses	-1,656	-1,247	32.8%
Depreciation	-2,644	-2,720	-2.8%
EBITDA	23,822	24,381	-2.3%
Gross Profit	21,178	21,661	-2.2%
Financial Result	402	434	-7.4%
Other Revenues and Expenses	0	0	N.A.
Income before IR & CSLL	21,580	22,095	-2.3%
IR & CSLL*	-2,514	-2,077	21.0%
Net Income	19,066	20,018	-4.8%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (50%) on EBITDA	11,911	12,191	-2.3%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (50%) on Net Income	9,533	10,009	-4.8%

IE PARAGUAÇU			
Income Statement (R\$ thousand)	1Q25	1Q24	Chg (%)
Gross Operational Revenue	41,661	41,273	0.9%
Operational Revenue Deductions	-4,647	-4,247	9.4%
Net Operational Revenue	37,014	37,026	0.0%
Costs and Expenses	-2,179	-2,046	6.5%
Depreciation	-4,572	-4,615	-0.9%
EBITDA	34,835	34,980	-0.4%
Gross Profit	30,263	30,365	-0.3%
Financial Result	1,462	741	97.3%
Other Revenues and Expenses	0	0	N.A.
Income before IR & CSLL	31,725	31,106	2.0%
IR & CSLL*	-3,424	-3,509	-2.4%
Net Income	28,301	27,597	2.6%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (50%) on EBITDA	17,418	17,490	-0.4%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (50%) on Net Income	14,151	13,799	2.6%

IE IVAÍ			
Income Statement (R\$ thousand)	1Q25	1Q24	Chg (%)
Gross Operational Revenue	105,745	101,755	3.9%
Operational Revenue Deductions	-11,083	-10,888	1.8%
Net Operational Revenue	94,661	90,867	4.2%
Costs and Expenses	-5,416	-4,625	17.1%
Depreciation	-13,624	-14,829	-8.1%
EBITDA	89,245	86,242	3.5%
Gross Profit	75,622	71,414	5.9%
Financial Result	-67,780	-65,344	3.7%
Other Revenues and Expenses	0	0	N.A.
Income before IR & CSLL	7,842	6,070	29.2%
IR & CSLL*	-2,666	-2,064	29.2%
Net Income	5,176	4,006	29.2%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (50%) on EBITDA	44,623	43,121	3.5%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (50%) on Net Income	2,588	2,003	29.2%

Attachment VII - Covenants (R\$ million)

BNDES (annual verification)	
Net Debt 03/31/25	13,281.3
EBITDA LTM	4,209.1
Net Debt/EBITDA 03/31/25	3.16
Shareholders' Equity 03/31/25	20,859.2
Net Debt/(Net Debt + Shareholders' Equity) 03/31/25	0.39

The main covenants that ISA ENERGIA BRASIL must comply with are:

Financing contracts with **BNDES** (valid until the contract expires in 2041) must meet the maximum financial indicators of Net Debt/BNDES Adjusted EBITDA ≤ 3.0 and Net Debt/(Net Debt + Shareholders' Equity) ≤ 0.6 . The balance of these financings with BNDES on 12/31/2024 amounts to R\$640.9 million, which the contracts allow for prepayment.

The indicators are calculated at the end of each fiscal year. For the purpose of calculating and proving the aforementioned indices, the Company must consolidate all subsidiaries and jointly controlled companies (in proportion to their interest), as long as it holds a shareholding equal to or greater than 10%. The last assessment took place on December 31, 2024, and the Company and its subsidiaries met the requirements related to restrictive clauses. The next assessment will be carried out on December 31, 2025. The Net Debt/EBITDA indicator according to this methodology was **3.16x** in 1Q25. The next assessment will take place on December 31, 2025, and the Company has already started negotiations with BNDES to obtain a Waiver.

Attachment VIII – Balance Sheet as per IFRS

Assets (R\$ thousand)	Consolidated	
	31/03/2025	31/12/2024
CURRENT		
Cash and cash equivalents	783,780	2,914,747
Financial investments	2,492,903	485,995
Concession Asset	3,796,997	3,604,640
Taxes and contributions to compensate	398,505	453,046
Derivative instruments	38,057	41,658
Credit with related parties	141,935	142,546
Others	393,701	296,817
	8,045,878	7,939,449
NON-CURRENT		
Long-term Receivables		
Concession Asset	28,658,000	27,442,183
Accounts Receivable from the State Finance	2,590	84,715
Pledges and Escrow	44,147	43,650
Derivative instruments	2,607,082	2,564,527
Others	242,756	283,142
	31,554,575	30,418,217
Investments	4,510,236	4,354,888
Imobilized	147,788	153,613
Intangible	433,409	438,465
	5,091,433	4,946,966
	36,646,008	35,365,183
Total Assets	44,691,886	43,304,632

Liabilities and Shareholders' Equity (R\$ thousand)	Consolidated	
	31/03/2025	31/12/2024
CURRENT		
Loans and financing	87,867	82,056
Debentures	1,235,709	1,109,914
Leasing	10,274	12,020
Suppliers	276,396	182,169
Taxes and social charges to be collected	194,075	139,146
Regulatory Charges to be collected	62,622	64,270
Interest on Shareholders' Equity/Dividends	6,660	1,329,622
Others	258,981	345,621
	2,132,584	3,264,818
NON-CURRENT		
Long-term Liabilities		
Loans and financing	716,173	651,766
Debentures	12,879,390	11,392,559
Leasing	22,650	25,489
Deferred PIS and COFINS	2,608,178	2,493,513
Deferred Income Tax and Social Contribution	5,240,953	5,175,168
Regulatory Charges to be collected	22,287	30,763
Provisions	205,146	197,271
Benefit to employees - Actuarial Deficit	-	-
Others	5,318	2,003
Total long-term liabilities	21,700,095	19,968,532
NET EQUITY		
Shareholders' Equity	3,590,020	3,590,020
Capital Reserves	666	666
Profits Reserve	16,668,355	15,950,329
Actuarial Surplus	155,868	173,566
Other comprehensive results	-	-
	20,414,909	19,714,581
Non-controlling shareholders' share of investment funds	444,298	356,701
	20,859,207	20,071,282
Total Liabilities and Shareholders' Equity	44,691,886	43,304,632

Attachment IX – Income Statement as per IFRS

Income Statement (R\$ million)	Consolidated		
	1Q25	1Q24	Chg (%)
Net Operating Revenue	2,412.0	1,978.2	21.9%
Net Revenue from infrastructure, operation and maintenance, efficiency gains in infrastructure implementation and others	1,498.0	1,203.1	24.5%
Remuneration of concession assets, net	914.1	775.1	17.9%
Costs of Infrastructure Implementation Services, operation and maintenance and services provided	-1,246.4	-967.1	28.9%
Gross Profit	1,165.7	1,011.0	15.3%
Operational Revenue and Expenses	100.2	81.1	23.5%
Revenues – Periodic Tariff Reset (RTP)	0.0	0.0	N.A.
General and Administrative	-50.6	-60.9	-16.9%
Management Fees	-7.3	-7.6	-2.8%
Other operating net income (expenses)	2.8	-0.4	-795.8%
Equity Income	155.3	150.0	3.6%
Earnings before financial income and expenses and taxes on earnings	1,265.8	1,092.2	15.9%
Financial Income	-351.6	-252.5	39.2%
Financial revenue	92.8	41.9	121.6%
Financial expenses	-444.3	-294.4	50.9%
Earnings Before Taxes	914.3	839.7	8.9%
Income tax and Social Contribution on Earnings	-189.6	-183.8	3.2%
Current	-94.9	-169.7	-44.1%
Deferred	-94.6	-14.0	574.8%
Consolidated Profit/Loss	724.7	655.9	10.5%
Non-Controlling Shareholder's Stake	-11.5	-12.8	-10.6%
Consolidated Profit/Loss for the Period	713.2	643.1	10.9%

Attachment X – Cash Flow as per IFRS (R\$ thousand)

Cash Flow from Operations (R\$ thousand)	Consolidated	
	1Q25	1Q24
Cash flow from operational activities	-1,483,828	-1,314,233
Net earnings	724,705	655,915
Employee benefit - actuarial deficit	1,923	11,156
Depreciation and amortization	8,595	8,864
Deferred PIS and COFINS	114,665	113,521
Deferred IR and CS	94,628	14,022
Provision for Legal Claims	6,008	7,749
Residual value of permanent assets written off	3	33
Tax benefit - incorporated goodwill	9	9
Income from financial investments	-17,412	-21,403
Interest and exchange variations on loans, financing and debentures	430,561	278,974
Interest and exchange rate variations on assets and liabilities	-7,120	1,171
Result of equity income	-155,348	-149,951
Reversal of loss in jointly-owned subsidiary	0	0
Accounts Receivable - Concession Assets	-2,678,537	-2,226,423
Realization of Concession asset in the acquisition of Subsidiary	4,962	4,967
Transactions with non-controlling shareholders	-11,470	-12,837
Asset Variations	1,255,631	1,305,730
Restricted cash	0	0
Accounts receivable - Concessionaires and Permissionaires	1,270,363	1,312,487
Inventories	20,468	39,624
Accounts Receivable from the State Finance Secretariat	-42,555	-43,424
Recoverable taxes and contributions	83,341	-34,395
Bonds and linked deposits	-84	-128
Prepaid expenses	-54,263	-49,327
Others	-21,639	80,893
Liabilities Variations	51,464	191,770
Suppliers	94,227	85,528
Taxes and social charges to be collected	94,046	194,128
Tax payments	-39,117	-30,283
Labor obligations	-16,005	-13,937
Regulatory charges to be collected	-6,060	14,038
Loans and financing to pay	0	-9,197
Provisions	-1,870	-9,700
Amounts payable Vivest	0	0
Global Reversion Reserve	-620	-620
Others	-73,137	-38,187
Net Cash from Operating Activities	-176,733	183,267
Investments Activities Cash Flow	-1,905,768	162,830
Restricted cash	-470	-582
Financial investments	-2,112,813	-1,313,255
Redemptions of financial investments	210,914	1,478,011
Acquisition of Immobilized	-2,028	-1,190
Intangible	-1,371	-154
Received dividends	0	0
Cash used in financing activities	-48,466	674,195
Addition to loans and debentures	1,446,492	1,319,448
Loan payments (principal)	-40,488	-437,901
Loan payments (interest)	-152,938	-65,192
Leasing Payments (principal and interest)	-4,613	-5,632
Dividends and interest on shareholders' equity paid	-1,335,770	-136,528
Net variation in Cash and Cash Equivalents	-2,130,967	1,020,292
Opening Balance of Cash and Cash Equivalents	2,914,747	245,819
Closing Balance of Cash and Cash Equivalents	783,780	1,266,111
Cash and cash equivalents	-2,130,967	1,020,292