



RELEASE DE RESULTADOS 2T2026

Aurora Namie Yukuhirto
Química



Saiba mais
sobre a
nossa Companhia

São Paulo, 03 de agosto de 2026 – A ISA ENERGIA BRASIL S.A. ("ISA ENERGIA BRASIL", "Companhia", B3: ISAE3 e ISAE4) anuncia seus resultados do segundo trimestre de 2026 (2T26). 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					
	2T26	2T25	Var (%)	1S26	1S25	Var (%)
Receita Líquida	1.243,4	1.028,6	20,9%	2.469,6	2.160,5	14,3%
PMSO	-210,8	-186,7	13,0%	-389,9	-364,4	7,0%
PMSO Gerenciável	-209,5	-184,7	13,4%	-387,2	-360,6	7,4%
EBITDA	966,9	789,5	22,5%	1.988,1	1.712,8	16,1%
Margem EBITDA	77,8%	76,8%	1,0 p.p	80,5%	79,3%	1,2 p.p
Lucro Líquido ¹	173,9	255,6	-32,0%	531,6	593,0	-10,4%
Margem Líquida	14,0%	24,9%	-10,9 p.p	21,5%	27,4%	-5,9 p.p
ROE (12 meses)	17,1%	18,0%	-0,9 p.p	17,1%	18,0%	-0,9 p.p
Dívida Líquida	16.289,9	12.830,5	27,0%	16.289,9	12.830,5	27,0%
CapEx (ex-M&A)	1.053,5	1.102,1	-4,4%	2.275,9	2.210,1	3,0%

¹ajustado pela participação do acionista não controlador.

Destaques financeiros 2T26



Receita líquida R\$ 1.243,4 milhões (+20,9%)



PMSO: R\$ 210,8 milhões (+13,0%)



EBITDA R\$ 966,9 milhões (+22,5%)



CAPEX R\$ 1.053,5 milhões (-4,4%)



Dívida líquida R\$ 16.289,9 milhões (+27,0%)

Teleconferência 2T26

Teleconferência em português com tradução simultânea para o inglês

Data: 04 de agosto de 2026

Horário: 10h00 (BRT) / 09h00 (EDT)

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

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

ri.isaenergiabrasil.com.br

EVENTOS DO PERÍODO

Conversão de ações ordinárias

Em reunião do Conselho de Administração realizada em 19 de março de 2026, foi aprovada a abertura de período de conversão de ações ordinárias (ISAE3) em ações preferenciais (ISAE4), nos termos do Estatuto Social da Companhia. O Período de Conversão ocorreu entre 20 de março e 3 de abril de 2026, observado o limite global de até 5% do capital social e o limite individual estatutário de até 3%, mediante o cumprimento dos requisitos legais, estatutários e operacionais aplicáveis.

Em reunião realizada em 7 de abril de 2026, o Conselho de Administração tomou conhecimento dos pedidos recebidos e deliberou pela homologação dos pedidos que atenderam integralmente aos requisitos estabelecidos e aprovou a conversão de 19.767.728 ações ordinárias em ações preferenciais. Os pedidos que não observaram as exigências documentais e/ou operacionais foram indeferidos, tendo sido ratificados todos os atos adotados pela área de Relações com Investidores necessários à implementação do processo. Para maiores informações [acesse o link](#).

22ª emissão de debêntures

Em 6 de abril de 2026, a Companhia concluiu a captação de recursos por meio da 22ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, no montante total de R\$ 1,0 bilhão, distribuído em duas séries: (i) R\$ 750 milhões na primeira série; e (ii) R\$ 250 milhões na segunda série. As debêntures possuem prazo de 15 anos e custo de IPCA + 6,46% ao ano, correspondente a um *spread* de -87 bps sobre a NTN-B 40. Os recursos captados foram integralmente destinados ao financiamento do Projeto Itatiaia. [Acesse o link](#) para obter maiores informações.

Energização do projeto Jacarandá

Em 17 de abril de 2026, a Companhia obteve, do Operador Nacional do Sistema Elétrico ("ONS"), o Termo de Liberação Definitivo ("TLD") do projeto Jacarandá e deu início à sua operação comercial com recebimento de RAP retroativo a 11 de abril de 2026.

O empreendimento foi arrematado no Leilão de Transmissão nº 01/2022 da Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL") e consistiu na ampliação da Subestação Água Azul, que recebeu 60 mil m² adicionais de área, com a expansão do pátio de 440 kV e a implantação de um novo pátio de 88 kV. O projeto incluiu ainda a instalação de sete transformadores de potência que reforçaram a capacidade de atendimento do sistema elétrico local e adicionaram 600 MVA de capacidade à subestação.

Com esta energização, a Companhia passou a receber a Receita Anual Permitida ("RAP") do empreendimento de R\$ 16,9 milhões (ciclo tarifário 2026/2027) com margem EBITDA estimada de cerca de 90% e regime de tributação por lucro presumido. O investimento total do projeto foi de cerca de R\$ 188,8 milhões, o que representa uma eficiência de 33% em relação ao CAPEX ANEEL atualizado para a data base de 30 de março de 2026. [Clique aqui](#) para maiores informações.

Obtenção de licença de instalação do Projeto Serra Dourada (bloco 2)

Em 27 de maio de 2026, a Companhia obteve, do Instituto do Meio Ambiente e Recursos Hídricos ("INEMA"), a Licença de Instalação ("LI") para o bloco remanescente (Bloco 2) do projeto Serra Dourada. Com a obtenção da LI, as obras do trecho de 500 kV da linha de transmissão Juazeiro III – Campo Formoso II - Barra II já foram iniciadas.

Serra Dourada foi arrematado no Leilão de Transmissão nº 01/2023, realizado em junho de 2023 pela ANEEL, e consiste na implementação de 1.093 km de linhas de transmissão e três novas subestações, além da ampliação de outras três já operacionais. O projeto criará um corredor prioritário para o escoamento de energia renovável proveniente do oeste do estado da Bahia, viabilizando a conexão de geradoras novas e existentes e de novos projetos de transmissão.

Com prazo máximo estipulado pela ANEEL em março de 2029 para entrada em operação, o projeto Serra Dourada possui investimento ANEEL de R\$ 3.157 milhões (data do leilão) e RAP de R\$337,0 milhões (ciclo 2026/2027). [Clique aqui](#) para maiores informações.

Energização do projeto Piraquê

Em 11 de junho de 2026, a Companhia obteve, do ONS, o TLD do Bloco 3 do projeto Piraquê. Com a liberação concedida, o bloco remanescente iniciou sua operação comercial com 16 meses de antecipação em relação ao prazo limite estabelecido pela ANEEL e a Companhia passou a operar e a ser remunerada integralmente pelo lote 3 vencido no leilão de transmissão nº 01/2022.

O empreendimento, um dos maiores projetos *greenfield* no setor de transmissão brasileiro, envolveu a implantação de oito linhas de transmissão (sete de 500 kV e uma de 345 kV), que totalizaram cerca de 1.000 km de extensão nos Estados de Minas Gerais e Espírito Santo. O Bloco 3 contemplou a construção de 2 linhas de transmissão no Espírito Santo e a ampliação das subestações a elas associadas. O empreendimento possui relevante função sistêmica ao reduzir significativamente o risco de sobrecargas no sistema elétrico em cenários de elevadas trocas de energia entre as regiões Nordeste e Sudeste e reforçar a estabilidade da rede de transmissão no Estado do Espírito Santo, ampliando a capacidade de escoamento de energia e reduzindo o risco de falhas operacionais.

Com esta energização, a Companhia passou a receber integralmente a RAP do empreendimento de R\$ 359,3 milhões (ciclo tarifário 2026/2027) com margem EBITDA estimada de cerca de 95% e regime de tributação por lucro real. O investimento total do projeto foi cerca de R\$ 3,85 bilhões e foi integralmente financiado por debêntures verdes de infraestrutura. [Clique aqui](#) para maiores informações.

Receita Anual Permitida ("RAP") Ciclo 2026/2027

Em 22 de junho de 2026 foi publicado o Despacho nº 2.268, que estabeleceu a RAP da ISA ENERGIA BRASIL e suas empresas controladas e controladas em conjunto para o Ciclo Tarifário compreendendo o período de 01 de julho de 2026 a 30 de junho de 2027 ("Ciclo 2026/2027").

¹ Não considera a conclusão do descruzamento de ativos (IE Madeira e Garanhuns).

Após 31 de julho de 2026, a Companhia passou a consolidar 100% da RAP da IE Madeira em decorrência da operação de descruzamento de ativos realizada com a AXIA Energia. O descruzamento de ativos também resultou na alienação da participação de 51% na IE Garanhuns (conforme divulgado). Com isso, a RAP Ciclo 2026/2027 (ex-PA) totaliza R\$ 7.082 milhões. Para maiores detalhes, [consulte a seção da RAP no documento](#).

Segue abaixo quadro resumo da RAP consolidada e ponderada pela participação da Companhia nas empresas controladas em conjunto:

Categoria	RAP Ciclo 25/26 com PA	RAP Ciclo 26/27 (ex-PA)	PA	RAP Ciclo 26/27 (com PA)
Concessão Paulista	3.627	3.806	50	3.869
RBSE	1.899	1.989		1.989
O&M 059/2001	915	921	50	984
R&M 059/2001	813	897		897
Licitadas	2.772	3.276	(66)	3.197
Licitas em Operação	1.750	2.679	(66)	2.600
Licitas em Construção	1.022	597	-	597
Total	6.399	7.082	(16)	7.066

Considerações sobre as informações financeiras

As informações financeiras apresentadas neste documento referem-se ao período de três meses findo em 30 de junho de 2026 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 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 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					
	2T26	2T25	Var (%)	1S26	1S25	Var (%)
(=) Lucro Líquido Regulatório	173,9	255,6	-32,0%	531,6	593,0	-10,4%
(+) Particip. do Acionista não controlador	14,8	17,1	-13,7%	24,8	28,6	-13,1%
(+) IRPJ/CSLL	-3,4	40,8	n.a	81,3	130,9	-37,9%
(-) Equivalência Patrimonial	-79,3	-91,5	-13,4%	-163,1	-166,6	-2,1%
(+) Resultado Financeiro	638,9	351,7	81,7%	1.121,8	703,1	59,5%
(+) Depreciação/Amortização	222,1	215,8	2,9%	391,6	423,8	-7,6%
(=) EBITDA Regulatório	966,9	789,6	22,5%	1.988,1	1.712,8	16,1%
(+) Equivalência Patrimonial	79,3	91,5	-13,4%	163,1	166,6	-2,1%
(=) EBITDA Regulatório CVM 156/2022	1.046,2	881,1	18,7%	2.151,1	1.879,4	14,5%

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

ÍNDICE

EVENTOS DO PERÍODO	3
DESEMPENHO FINANCEIRO (RESULTADOS REGULATÓRIOS)	8
RECEITA OPERACIONAL	8
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS (PMSO)	10
OUTRAS RECEITAS E DESPESAS OPERACIONAIS	11
EBITDA E MARGEM	11
RESULTADO FINANCEIRO	12
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	13
IRPJ E CSLL	14
LUCRO LÍQUIDO ¹	14
COMPARATIVO DE RESULTADOS (REGULATÓRIO VS. IFRS)	15
ENDIVIDAMENTO	17
INVESTIMENTOS	18
INVESTIMENTOS EM REFORÇOS E MELHORIAS (“R&M”)	18
INVESTIMENTOS EM PROJETOS <i>GREENFIELD</i>	19
MERCADO DE CAPITAIS	21
COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA	21
DESEMPENHO DAS AÇÕES	21
SUSTENTABILIDADE	22
DESTAQUES DO PERÍODO	22
INDICADORES DE SUSTENTABILIDADE	22
OUTRAS INFORMAÇÕES RELEVANTES	26
REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA (RTP) - CONTRATOS LICITADOS	26
RAP CICLO 2026/2027	27
RENOVAÇÃO CONCESSÃO PAULISTA - CONTRATO 059/2001 (RBNI/RBSE)	29
PLANO DE COMPLEMENTAÇÃO DE APOSENTADORIA – LEI 4.819/58	30
GLOSSÁRIO	32
ANEXOS	35

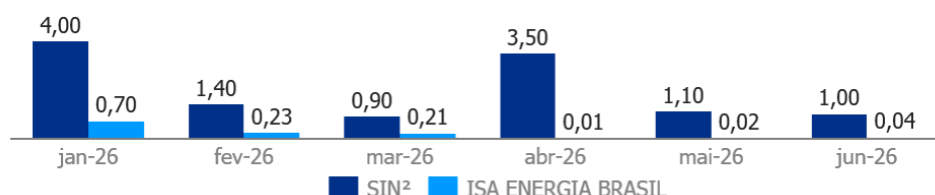
DESEMPENHO OPERACIONAL

Para os ativos de transmissão com tensão inferior a 230 kV, associados aos pontos de conexão com agentes de distribuição, o principal indicador de desempenho operacional é o Índice de Energia Não Suprida ("IENS"). O IENS corresponde à relação percentual entre o volume total de energia não suprida aos agentes de distribuição ao longo das ocorrências registradas no período e a energia total que seria fornecida na ausência de interrupções. Esse indicador reflete, portanto, a quantidade de energia que deixou de ser consumida pelos consumidores finais em decorrência de falhas ou interrupções no sistema.

Segue abaixo a medição do IENS^{1,2} da Companhia ao longo do segundo trimestre de 2026:

IENS % 2026

x10⁻³%



¹ São considerados ativos de conexão com os agentes de distribuição com tensão inferior a 230 kV.

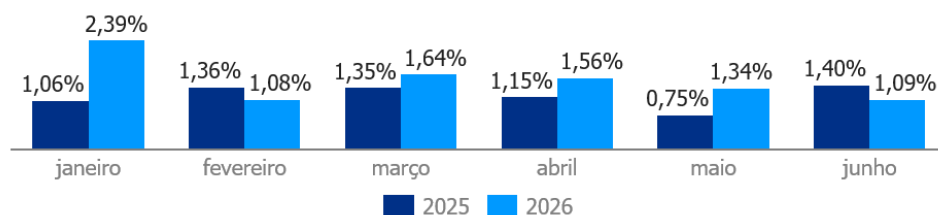
² Dado disponibilizado no relatório de junho/2026 pelo SIN (Sistema Interligado Nacional).

Parcela Variável

A Parcela Variável ("PV") corresponde à parte da receita da concessionária de transmissão que varia de acordo com a disponibilidade das instalações de transmissão, conforme regras regulatórias vigentes. Eventuais desligamentos ou falhas que ultrapassem os limites regulatórios estabelecidos podem resultar em reduções dessa receita. O indicador da PV aplica-se aos ativos da rede básica com tensão igual ou superior a 230 kV e é apurado pela razão entre a PV bruta do período analisado e o valor da RAP.

Após o impacto de um desligamento relevante registrado em janeiro, o desempenho da PV no 2T26 refletiu, principalmente, intervenções programadas ligadas à modernização e expansão da rede, além de atividades de manutenção e eventos operacionais pontuais em instalações de transmissão.

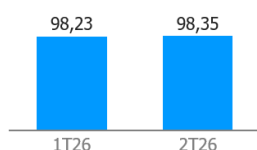
PV % 2026



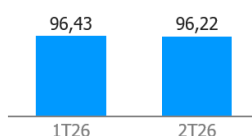
* Os dados da PV são dinâmicos e podem ser alterados posteriormente em função da conclusão de contestações junto ao ONS.

Disponibilidade de ativos (%)

Linhas de Transmissão



Transformadores



* São considerados apenas ativos da rede básica.

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

*** Dados acumulados em forma de janela móvel.

**** Fonte: ONS.

DESEMPENHO FINANCEIRO (Resultados Regulatórios)

Receita Operacional

Receita Operacional (R\$ Milhões)	Consolidado					
	2T26	2T25	Var (%)	1S26	1S25	Var (%)
Receita de Uso da Rede Elétrica	1.413,0	1.163,6	21,4%	2.795,3	2.445,4	14,3%
RBSE	511,5	568,6	-10,0%	1.023,1	1.137,2	-10,0%
Concessão Paulista (contrato 059)	497,5	435,8	14,2%	1.002,4	893,7	12,2%
Operação e Manutenção (O&M) ¹	238,3	235,1	1,3%	476,5	470,3	1,3%
Reforços e Melhorias (R&M)	259,2	200,6	29,2%	525,9	423,5	24,2%
Contratos Licitados	369,7	254,7	45,2%	687,6	487,0	41,2%
Parcela de Ajuste (PA) e Antecipações	6,7	-112,2	n.a	43,7	-111,4	n.a
Parcela Variável (PV)	-12,6	-12,7	-0,7%	-33,7	-28,6	17,6%
Encargos Regulatórios ex RAP (CDE e PROINFA)	40,2	29,4	36,4%	72,1	67,5	6,9%
Outras	8,2	10,5	-22,5%	19,4	22,7	-14,7%
Receita Bruta	1.421,2	1.174,1	21,0%	2.814,6	2.468,1	14,0%
Deduções	-177,8	-145,5	22,2%	-345,0	-307,6	12,1%
Tributos e Contribuições (PIS e Cofins)	-122,3	-101,4	20,7%	-242,5	-213,9	13,4%
Encargos Regulatórios ex RAP (CDE e PROINFA)	-36,8	-26,5	38,9%	-65,0	-59,1	10,0%
Encargos Regulatórios in RAP (P&D, RGR e TFSEE)	-18,7	-17,7	5,7%	-37,5	-34,7	8,2%
Receita Líquida	1.243,4	1.028,6	20,9%	2.469,6	2.160,5	14,3%

¹ RAP 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\$ 1.421,2 milhões no 2T26, aumento de R\$ 247,4 milhões em relação ao 2T25 (+21,0%). No 1S26, a receita bruta consolidada apresentou crescimento de R\$ 346,5 milhões (+14,0%) em relação ao 1S25. Além do reajuste do ciclo tarifário para o ciclo 2025/2026 com atualização da RAP pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo ("IPCA") do período (5,32%), as principais variações da receita no período foram:

Concessão Paulista (contrato 059/2001)

- ▲ Incorporação da RAP dos projetos de Reforços e Melhorias ("R&M") de grande porte energizados nos últimos 12 meses;
- ▼ Redução do componente financeiro da RBSE após a decisão da diretoria da ANEEL em junho de 2025.

Contratos Licitados

- ▲ Energização dos projetos Água Vermelha (2T25) e Riacho Grande (4T25), além da energização gradual do Projeto Piraquê, que passou a reconhecer 30% da RAP a partir de novembro de 2025 e 61% a partir de fevereiro de 2026, entrando integralmente em operação ao longo do 2T26 e passando a receber 100% da RAP a partir de 31 de maio. Por fim, destaca-se a entrada em operação do Projeto Jacarandá em 30 de março de 2026, passando a contribuir integralmente com sua RAP nessa data, recebida de forma retroativa desde o início da vigência do TLD, em 11 de abril de 2026.

Parcelas de Ajuste ("PA") e Antecipações

PA + Antecipação + Ressarcimento (R\$ Milhões)	Consolidado					
	2T26	2T25	Var (%)	1S26	1S25	Var (%)
PA Reajuste de ciclo	0,2	-9,5	n.a.	4,7	-16,7	n.a.
PA RBSE e RTP	0,0	-131,7	-100,0%	0,0	-154,6	-100,0%
RBSE	0,0	-131,7	-100,0%	0,0	-154,6	-100,0%
RTP	0,0	0,0	n.a.	0,0	0,0	n.a.
Anuidade Melhorias	11,0	20,5	-46,4%	22,0	40,9	-46,4%
Antecipação (Superávit Déficit de Arrecadação)	-4,5	-46,1	-90,3%	17,1	-89,9	n.a.
Ressarcimento CDE	0,0	54,6	-100,0%	0,0	108,9	-100,0%
TOTAL	6,7	-112,2	n.a.	43,7	-111,4	n.a.

- ▲ Fim da amortização da parcela do Ke no componente financeiro da RBSE após decisão da diretoria da ANEEL, em 10 de junho de 2025. O saldo dessa PA, reconhecida em 2020 após a primeira RTP da Concessão Paulista com a amortização estendida até 2028 após o reperfilamento do componente financeiro do RBSE, era amortizado mensalmente conforme o recebimento do mesmo, via RAP;
- ▲ Maior volume de antecipações relacionadas ao superávit ou déficit de arrecadação do setor (+R\$ 41,6 milhões);
- ▲ Melhora de R\$ 9,7 milhões associada à PA do reajuste de ciclo tarifário (24/25 vs. 25/26).
- ▼ Ressarcimento da Conta de Desenvolvimento Energético ("CDE"): a CDE é classificada como um repasse e não constitui receita da Companhia que, por sua vez, alterou seu tratamento contábil para que a CDE deixasse de transitar pelo resultado a partir de agosto de 2025 uma vez que a receita bruta registrada de CDE era integralmente provisionada no mês subsequente;
- ▼ Fim do recebimento retroativo da anuidade de melhorias referente ao ciclo tarifário 23/24 em junho de 2025, devido a postergação da RTP de julho/2023 para julho/2024.

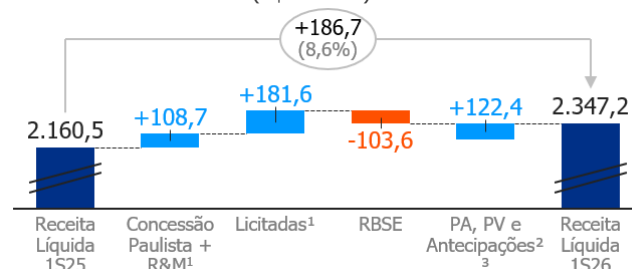
RECEITA LÍQUIDA

A receita líquida aumentou R\$ 214,7 milhões (+20,9%) em relação ao registrado no 2T25, totalizando R\$ 1.243,4 milhões. Já no 1S26, a receita líquida teve incremento de R\$ 309,2 milhões (+14,3%) vs. 1S25.

Receita Líquida – 2T26 vs. 2T25
(R\$ milhões)



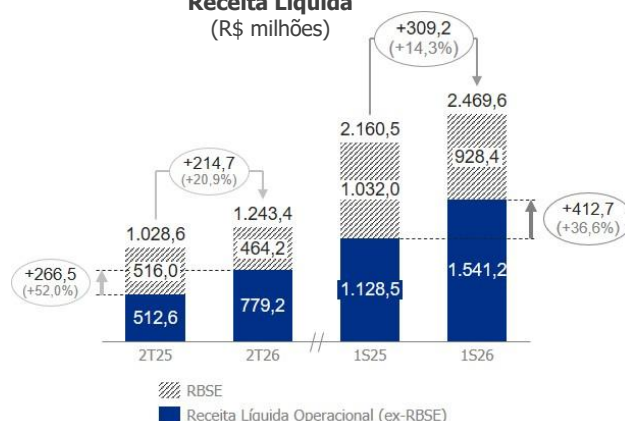
Receita Líquida – 1S26 vs. 1S25
(R\$ milhões)



¹ Considera atualização pelo IPCA e Energização de projetos | ² Inclui PA da RBSE no 2T25 | ³ Encargos e tributos à receita

A receita líquida ex-RBSE do 2T26 atingiu R\$ 779,2 milhões, incremento de R\$ 266,5 milhões (+52,0% vs. 2T25). Além do reajuste do ciclo tarifário pela inflação, a diminuição da RBSE foi compensada pelo menor impacto das PAs e pelas energizações de projetos de R&M de grande porte e de projetos *greenfield* nos últimos 12 meses. No 1S26, a receita líquida ex-RBSE teve incremento de R\$ 412,7 milhões (+36,6%) vs. 1S25.

Receita Líquida
(R\$ milhões)



Custos e Despesas Operacionais (PMSO)

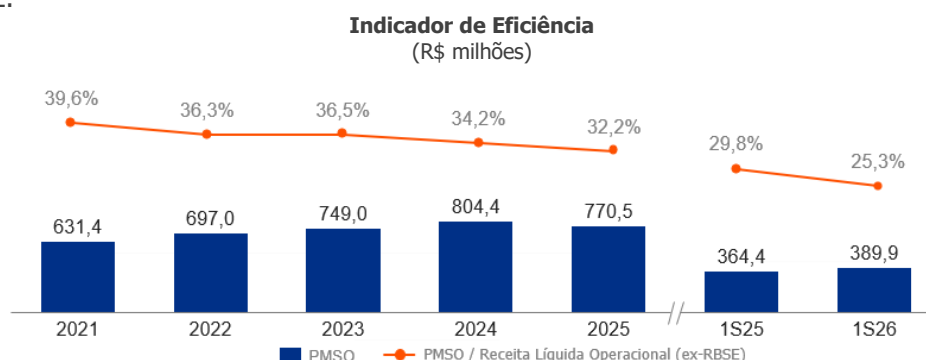
A componente gerenciável dos Custos e Despesas com Pessoal, Materiais, Serviços e Outros ("PMSO") totalizou R\$ 209,5 milhões no 2T26 (+13,4% vs. 2T25). A variação acumulada foi de +7,4% vs. 1S25.

Custos e Despesas de O&M (R\$ milhões)	Consolidado					
	2T26	2T25	Var (%)	1S26	1S25	Var (%)
Pessoal	-108,9	-102,0	6,8%	-215,3	-210,1	2,5%
Materiais	-7,2	-7,1	2,0%	-11,0	-11,2	-2,3%
Serviços	-62,8	-52,0	20,7%	-107,9	-92,0	17,4%
Outros	-30,5	-23,6	29,3%	-53,0	-47,3	11,9%
PMSO (gerenciável)	-209,5	-184,7	13,4%	-387,2	-360,6	7,4%
Não recorrentes	0,0	0,0	N.A.	0,0	0,0	N.A.
Entidade de Previdência Privada	-1,4	-1,9	-29,6%	-2,7	-3,8	-29,6%
PMSO	-210,8	-186,7	13,0%	-389,9	-364,4	7,0%
Contingências	-3,7	-18,8	-80,1%	-4,4	-20,6	-78,9%
Depreciação	-222,1	-215,8	2,9%	-391,6	-423,8	-7,6%
Demais custos e despesas	-225,8	-234,6	-3,7%	-395,9	-444,4	-10,9%
Total	-436,7	-421,2	3,7%	-785,9	-808,8	-2,8%

Seguem os principais eventos que causaram variações no PMSO gerenciável do período:

- ▲ **Pessoal:** maiores custos com remunerações, encargos e benefícios, bem como indenizações trabalhistas. Esse aumento foi parcialmente compensado por: (i) maior capitalização de horas do quadro técnico e; (ii) redução das despesas após migração do plano de saúde.
- ▲ **Serviços:** aumento por (i) reconhecimento de honorários de êxito advocatícios; (ii) despesas com manutenção de subestações e linhas de transmissão; e (iii) despesas com conservação, limpeza de faixa, prestação de serviços de roçada e inspeção de área; parcialmente compensado por menores gastos com consultorias.
- ▲ **Outros:** maiores custos e despesas associados com (i) IPTU, decorrente principalmente da atualização do valor venal dos imóveis; (ii) licença de uso e contratação de novos *softwares*; e (iii) aluguéis de veículos e imóveis. Esses efeitos foram parcialmente compensados por menor despesa com arrendamento mercantil.

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



CONTINGÊNCIAS

A Companhia registrou contingências que somam R\$ 3,7 milhões no 2T26, montante inferior ao registrado no 2T25 (R\$ 18,8 milhões), que havia sido impactado, principalmente, pela adesão ao "Programa Desenrola" da ANEEL para penalidades regulatórias no valor de R\$ 5,0 milhões e por provisões de processos cíveis no montante de R\$ 6,8 milhões.

DEPRECIACÃO

A Companhia registrou R\$ 222,1 milhões em despesa com depreciação no 2T26, um aumento de 2,9% (R\$ 6,3 milhões) sobre a depreciação registrada no 2T25 devido, principalmente, a:

- ▲ Unitização de ativos dos contratos licitados (+R\$ 16,6 milhões vs. 2T25).
- ▲ Regularização das unitizações de projetos de R&M da Concessão Paulista com depreciação retroativa pontual de R\$ 4,7 milhões;
- ▲ Unitização de projetos de R&M na Concessão Paulista nos últimos 12 meses (+R\$ 2,6 milhões);
- ▼ Fim, em junho de 2025, da depreciação represada dos ativos da RBSE, que possuía valor trimestral de R\$ 51,9 milhões. Essa depreciação refere-se ao período compreendido entre a renovação do contrato da Concessão Paulista (jan/2013) e o início do pagamento do componente econômico do RBSE (jun/2017) que foi amortizado em 8 anos conforme a regulação;

Com isso, os Custos e Despesas Operacionais totalizaram R\$ 436,7 milhões no 2T26 (+3,7% vs. 2T25), aumento de R\$ 15,4 milhões.

Outras Receitas e Despesas Operacionais

Outras Receitas e Despesas Operacionais (R\$ milhões)	Consolidado					
	2T26	2T25	Var (%)	1S26	1S25	Var (%)
Receitas	7,2	4,8	52,0%	16,1	11,5	39,6%
Alienação de bens inservíveis à operação	2,5	1,7	41,2%	4,8	6,4	-25,7%
Atualização de valores de precatórios a receber (terreno SJC)	3,0	3,0	-0,7%	5,9	4,8	21,4%
Recebimento de indenização de seguros	0,0	0,0	N.A.	1,9	0,3	636,3%
Ganho e Remuneração da SE Centro	1,8	0,0	N.A.	3,6	0,0	N.A.
Despesas	-69,1	-38,4	80,0%	-103,4	-73,9	39,8%
Alienação de bens inservíveis à operação	-4,3	-3,2	35,3%	-7,5	-5,6	35,1%
Amortização de mais valia (PBTE e SF Energia)	-13,5	-14,1	-4,3%	-27,0	-28,3	-4,3%
Custo com desativação de bens*	-51,3	-21,1	143,0%	-68,8	-40,1	71,6%
Outros	0,0	0,0	N.A.	0,0	-0,3	n.a
Total	-61,9	-33,7	83,9%	-87,3	-62,7	39,2%

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

A ISA ENERGIA BRASIL registrou despesa de R\$ 61,9 milhões na rubrica "Outras Receitas e Despesas Operacionais" no 2T26 (+83,9% vs. 2T25), em função, principalmente, dos custos com desativação de bens associados à desmontagem realizada em projetos de Reforços e Melhorias. O aumento desses custos reflete o maior volume de investimentos e de energizações de projetos no período que demandam a substituição de ativos existentes.

EBITDA e MARGEM

O EBITDA do 2T26 totalizou R\$ 966,9 milhões, aumento de R\$ 177,3 milhões (+22,5% vs. 2T25) e margem de 77,8% (+1,0 p.p. vs. 2T25).

EBITDA (R\$ milhões)	Consolidado					
	2T26	2T25	Var (%)	1S26	1S25	Var (%)
Receita Líquida	1.243,4	1.028,6	20,9%	2.469,6	2.160,5	14,3%
Custos e despesas (ex-depreciação)	-214,6	-205,4	4,5%	-394,3	-385,0	2,4%
Outras despesas e receitas (ex-amortização)	-61,9	-33,7	83,9%	-87,3	-62,7	39,3%
EBITDA	966,9	789,5	22,5%	1.988,1	1.712,8	16,1%
Margem EBITDA	77,8%	76,8%	1 p.p.	80,5%	79,3%	1,2 p.p.

A variação é explicada, principalmente, por:

- ▲ Entrada em operação de projetos *greenfield* e de reforços e melhorias de grande porte nos últimos 12 meses;
- ▲ Ganho de eficiência operacional com aumento de receita superior ao de despesas;
- ▼ Redução do componente financeiro da RBSE após decisão da ANEEL em junho de 2025; e
- ▼ Encerramento, em junho de 2025, do recebimento retroativo da anuidade de melhorias do ciclo tarifário 23/24.
- ▼ Maior custo com desativação e alienação de bens.

EBITDA (R\$ milhões)	Consolidado + Controladas em Conj.					
	2T26	2T25	Var (%)	1S26	1S25	Var (%)
Consolidado	966,9	789,5	22,5%	1.988,1	1.712,8	16,1%
Controladas em Conjunto	181,4	170,7	6,3%	361,7	335,6	7,8%
IE Madeira (51%)	86,5	80,2	7,8%	168,8	155,1	8,9%
IE Garanhuns (51%)	17,0	16,4	3,4%	35,2	32,5	8,3%
IE Aimorés (50%)	12,7	11,9	7,2%	25,5	23,8	7,3%
IE Paraguaçu (50%)	18,8	17,7	6,1%	37,9	35,2	7,8%
IE Ivaí (50%)	46,4	44,4	4,5%	94,2	89,0	5,9%
Total	1.148,3	960,2	19,6%	2.349,8	2.048,4	14,7%

O EBITDA da participação da ISA ENERGIA BRASIL nas empresas controladas em conjunto totalizou R\$ 181,4 milhões no 2T26, aumento de R\$ 10,7 milhões (+6,3%) em relação ao 2T25. No acumulado (1S26), o EBITDA da participação da ISA ENERGIA BRASIL nas empresas controladas em conjunto totalizou R\$ 361,7 milhões, aumento de 7,8% vs. 1S25.

O EBITDA total, considerando o consolidado da ISA ENERGIA BRASIL e sua participação nas controladas em conjunto, foi de R\$ 1.148,3 milhões no 2T26 (+19,6% vs. 2T25). Além do avanço do EBITDA Consolidado, o EBITDA de todas as controladas em conjunto também cresceu no 2T26. Mais detalhes estão disponíveis na seção "Equivalência Patrimonial" deste documento ([clique aqui](#)).

Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ milhões)	Consolidado					
	2T26	2T25	Var (%)	1S26	1S25	Var (%)
Receita Financeira	89,8	124,1	-27,7%	148,1	216,9	-31,7%
Rendimento de aplicação financeira	63,2	72,9	-13,3%	120,3	153,4	-21,5%
Outros	26,5	51,2	-48,1%	27,7	63,5	-56,3%
Despesa Financeira	-728,7	-475,8	53,1%	-1.269,9	-920,0	38,0%
Juros e encargos sobre empréstimos	-397,2	-325,8	21,9%	-778,9	-599,7	29,9%
Variação Monetária	-281,9	-124,0	127,4%	-419,0	-159,1	163,3%
Outras	-49,6	-26,1	90,1%	-71,9	-161,1	-55,4%
Total	-638,9	-351,7	81,7%	-1.121,8	-703,1	59,5%

A Companhia registrou despesa financeira líquida de R\$ 638,9 milhões no 2T26, com aumento de R\$ 287,2 milhões (+81,7%) em comparação ao 2T25. No acumulado do ano 1S26, a despesa financeira líquida aumentou 59,5% (R\$ 1.121,8 milhões), frente a despesa de R\$ 703,1 milhões registrada no 1S25, resultado impactado principalmente por:

- ▲ **Variação monetária:** o aumento se dá, principalmente, em função da maior posição de dívida bruta indexada ao IPCA (+R\$ 4,0 bilhões) e, consequentemente à maior representatividade do IPCA como indexador da dívida da Companhia, que passou de 56% no 2T25 para 67% no 2T26. Além da maior exposição da dívida ao IPCA, o índice de inflação avançou 89 bps no período (2,14% no 2T26 vs. 1,25% no 2T25). Para fins contábeis, o 2T considera a inflação dos meses de março a maio;
- ▲ **Juros e encargos sobre empréstimos:** refletem o maior saldo médio da dívida, que foi impulsionado pelas captações realizadas ao longo dos últimos 12 meses para financiar o crescimento da Companhia (19ª, 20ª e 22ª emissões) totalizando R\$ 3,6 bilhões, parcialmente compensado pela redução do custo total das dívidas gerado pela execução da operação de *liability management* realizada com a 21ª emissão de debêntures no 1T26 e pré-pagamentos no mesmo montante das 9ª, 13ª, 15ª (1ª, 2ª e 3ª série) e 16ª emissões de debêntures, que reduziu o spread médio contratado em aproximadamente 80 bps;
- ▼ **Outras Receitas financeiras:** redução de R\$ 51,1 milhões contra o mesmo período do ano anterior uma vez que a Companhia reconheceu, no 2T25, receita financeira referente à atualização de créditos extemporâneos de IR/CSLL; e
- ▼ **Rendimento de aplicações financeiras:** redução de 13,3% vs. 2T25 em decorrência do menor saldo médio aplicado.

Equivalência Patrimonial

Equivalência Patrimonial (R\$ milhões)	Consolidado					
	2T26	2T25	Var (%)	1S26	1S25	Var (%)
IE Madeira (51%)	48,9	45,5	7,5%	97,3	82,7	17,6%
IE Garanhuns (51%)	12,7	12,3	3,4%	26,2	23,9	9,7%
AIE (50%)	17,7	33,7	-47,6%	39,6	60,0	-34,1%
IE Aimorés	6,5	9,9	-34,9%	12,8	19,4	-34,1%
IE Paraguaçu	9,7	15,2	-35,8%	17,6	29,3	-39,9%
IE Ivaí	1,5	8,6	-82,8%	9,1	11,2	-18,7%
Total	79,3	91,5	-13,4%	163,1	166,6	-2,1%

O resultado da equivalência patrimonial foi R\$ 79,3 milhões no 2T26, redução de R\$ 12,2 milhões (-13,4%) em relação ao registrado no 2T25. No 1S26, a equivalência patrimonial totalizou R\$ 163,1 milhões, redução de 2,1% vs. 1S25. Seguem os detalhamentos por empresa:

IE Madeira

Incremento de R\$ 3,4 milhões (+7,5%) em relação ao 2T25 para R\$ 48,9 milhões no 2T26. O desempenho foi explicado principalmente por: (i) reajuste da RAP para o ciclo tarifário 25/26; (ii) menor incidência de Parcela Variável por Indisponibilidade ("PVI") refletindo a base comparativa impactada negativamente no 2T25 (+R\$ 1,0 milhão); e (iii) redução da despesa financeira líquida (-R\$ 2,8 milhões) devido a menor posição de dívida bruta. O crescimento do resultado de equivalência acumulado no 1S26 foi de R\$ 14,6 milhões (+17,6%).

IE Garanhuns

Cresceu R\$ 0,4 milhão (+3,4%) em comparação ao 2T25 devido, principalmente, ao reajuste do ciclo tarifário e à melhora observada no resultado financeiro. No 1S26, IE Garanhuns apresentou incremento de 9,7% (+ R\$ 2,3 milhões).

Aliança Interligação Elétrica ("AIE")

Composta por três empreendimentos em sociedade com a TAESA (Aimorés, Paraguaçu e Ivaí), a AIE apresentou redução de R\$ 16,0 milhões no 2T26 (-47,6% vs. 2T25) explicada, principalmente, por:

- IE Aimorés e IE Paraguaçu: aumento das despesas financeiras em função do desembolso das dívidas ter ocorrido no final do 2T25, parcialmente compensado pelo reajuste do ciclo tarifário pelo IPCA.
- IE Ivaí: maior despesa financeira líquida devido, principalmente, à variação do IPCA no período (+89 bps vs. 2T25) e à menor receita financeira devido ao menor saldo médio aplicado.

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

IRPJ e CSLL

IRPJ CSLL (R\$ milhões)	Consolidado					
	2T26	2T25	Var (%)	1S26	1S25	Var (%)
Corrente	-52,3	11,3	n.a	-135,5	-83,6	62,0%
Diferido	55,8	-52,1	n.a	54,2	-47,3	n.a
Total	3,4	-40,8	n.a	-81,3	-130,9	-37,9%
Taxa efetiva	-1,9%	13,0%	-14,9 p.p	12,7%	17,4%	-5 p.p

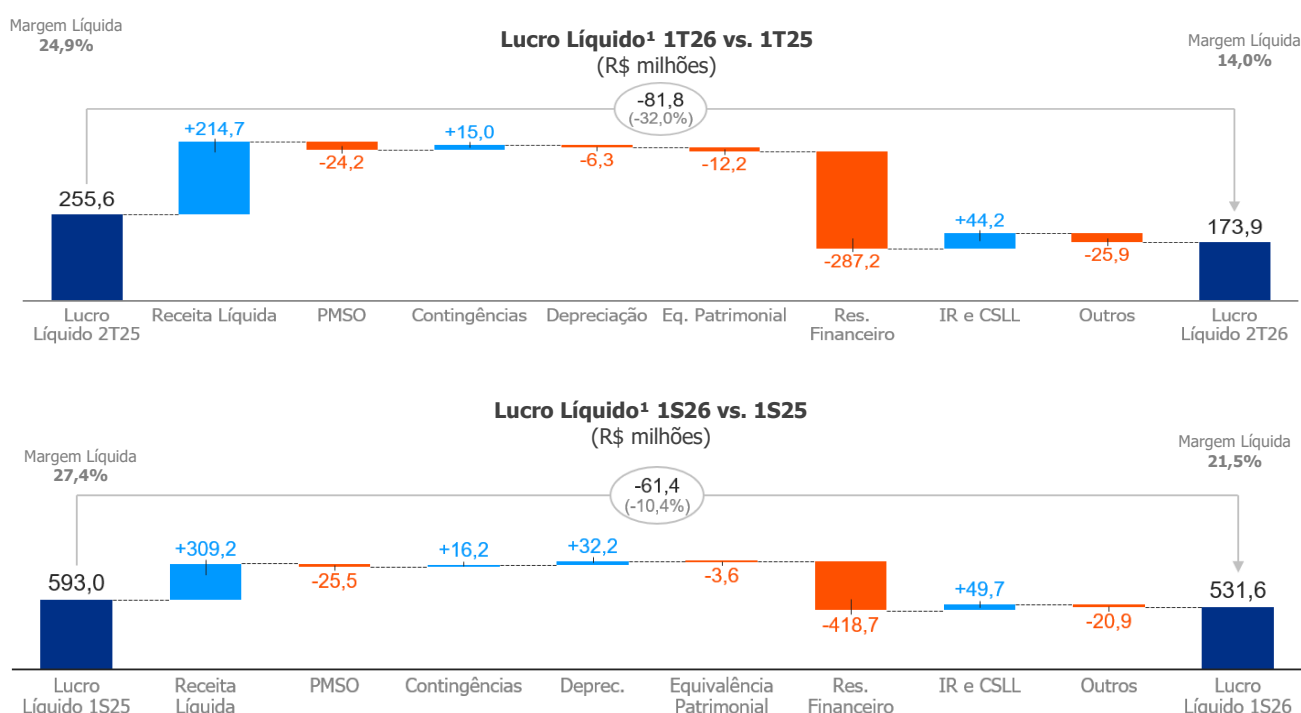
A Companhia registrou despesa de R\$ 52,3 milhões com Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido ("IR/CSLL") Corrente no 2T26, frente à receita de R\$ 11,3 milhões contabilizada no mesmo período do ano anterior, trimestre em que reconheceu crédito extemporâneo com impacto positivo não recorrente de R\$ 77,5 milhões. Além disso, a maior despesa financeira líquida reduziu o lucro tributável, levando à constituição de um IRPJ/CSLL diferido positivo de R\$ 55,8 milhões.

O resultado acumulado do IRPJ/CSLL Corrente e Diferido foi uma despesa de R\$ 81,3 milhões, (-R\$ 49,7 milhões vs. 1S25). Abaixo o detalhamento do cálculo:

Apuração IRPJ CSLL (R\$ milhões)	Exercício Social 2026			
	Controladora	Controladas 100%	Lucro Real	Consolidado
Regime Tributário	Lucro Real	Lucro Presumido	Lucro Real	-
(A) Lucro antes do IRPJ/CSLL (LAIR)	586,4	253,5	32,1	637,7
(+/-) Ajustes ¹	-425,2	0,0	0,0	0,0
Juros sobre Capital Próprio Pagos	0,0	-	0,0	-
Juros sobre Capital Próprio Recebidos Controladas	0,0	-	-	-
Equivalência patrimonial controladas 100%	-262,1	-	-	-
Equivalência patrimonial controladas em conjunto	-163,1	-	-	-
(=) Base/resultado tributável	161,2	253,5	32,1	637,7
Taxa Nominal	-34%	-	-34%	-
(B) IRPJ e CSLL Corrente	-54,8	-15,5	-10,9	-81,2
(C) Taxa Efetiva Total	-9,4%	-6,1%	-34,0%	-12,7%

Lucro Líquido¹

Como resultado das explicações apresentadas, o lucro líquido do trimestre totalizou R\$ 173,9 milhões, diminuição de R\$ 81,8 milhões (-32,0%) em relação ao 2T25. No semestre (1S26) o lucro líquido totalizou R\$ 531,6 milhões.



¹ ajustado pela participação do acionista não controlador.

Comparativo de Resultados (Regulatório vs. IFRS)

No 2T26, a Companhia registrou lucro líquido de R\$ 688,6 milhões na contabilização IFRS, resultado R\$ 473,4 milhões maior (+220,0%) que o registrado no 2T25. A Demonstração de Resultados detalhada na contabilidade IFRS está disponível no [anexo IX](#) deste documento.

Demonstração de Resultado (IFRS) (R\$ milhões)	Consolidado					
	2T26	2T25	Var (%)	1S26	1S25	Var (%)
Receita Operacional Líquida	2.597,5	1.432,9	81,3%	5.108,3	3.844,9	32,9%
Custos dos Serviços de Implementação da infraestrutura, operação e manutenção e de serviços prestados	-1.209,5	-1.244,3	-2,8%	-2.566,5	-2.490,7	3,0%
Lucro Bruto	1.388,0	188,5	636,2%	2.541,8	1.354,2	87,7%
Receitas e Despesas Operacionais	92,0	219,4	-58,1%	171,1	319,6	-46,5%
Lucro antes das receitas e despesas financeiras e dos impostos sobre o lucro	1.480,0	408,0	262,8%	2.712,9	1.673,8	62,1%
Resultado Financeiro	-639,2	-351,9	81,6%	-1.122,3	-703,5	59,5%
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	840,8	56,1	1399,8%	1.590,6	970,3	63,9%
Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	-137,4	176,2	-178,0%	-268,1	-13,3	1909,4%
Lucro/Prejuízo Consolidado	703,4	232,3	202,8%	1.322,5	957,0	38,2%
Participação do Acionista não Controlador	-14,8	-17,1	-13,7%	-24,8	-28,6	-13,1%
Lucro/Prejuízo	688,6	215,2	220,0%	1.297,7	928,4	39,8%

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/CSSL: No IFRS, o IR/CSSL 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					
	2T26	2T25	Var (%)	1S26	1S25	Var (%)
(=) Lucro Líquido IFRS	688,6	215,2	220,0%	1.297,7	928,4	39,8%
(+) Particip. do Acionista não controlador	14,8	17,1	-13,7%	24,8	28,6	-13,1%
(+) IRPJ/CSLL	137,4	-176,2	n.a	268,1	13,3	1909,4%
(-) Equivalência Patrimonial	-168,4	-138,8	21,3%	-299,3	-294,2	1,7%
(+) Resultado Financeiro	639,2	351,9	81,6%	1.122,3	703,5	59,5%
(+) Depreciação/Amortização	9,4	8,3	12,5%	18,1	16,9	7,2%
(=) EBITDA IFRS	1.321,0	277,5	376,1%	2.431,8	1.396,6	74,1%
(+) Equivalência Patrimonial	168,4	138,8	21,3%	299,3	294,2	1,7%
(=) EBITDA IFRS CVM 156/2022	1.489,3	416,3	257,8%	2.731,0	1.690,7	61,5%

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

(R\$ milhões)	Consolidado					
	2T26	2T25	Var (%)	1S26	1S25	Var (%)
EBITDA IFRS (CVM 156/22)	1.489,4	416,3	257,8%	2.731,1	1.690,8	61,5%
(-) Receita de implementação da infraestrutura	-1.599,4	-1.380,7	15,8%	-3.287,2	-2.712,1	21,2%
(-) Remuneração dos ativos de concessão	-916,0	64,6	n.a	-1.643,3	-942,6	74,3%
(-) Ganho de eficiência na implementação da infraestrutura	-29,6	17,9	n.a	-48,6	10,7	n.a
(-) Receita de O&M	-350,7	-318,8	10,0%	-706,1	-651,5	8,4%
(+) Receita de uso da rede elétrica	1.411,4	1.163,6	21,3%	2.793,2	2.445,4	14,2%
(+) Outras receitas	1,3	1,0	28,3%	2,5	4,5	-44,7%
(+) PIS e COFINS diferidos	128,9	48,2	167,4%	250,9	161,2	55,7%
(+) Custo de implementação da infraestrutura	1.052,0	1.102,1	-4,5%	2.271,4	2.210,1	2,8%
(-) Custo de O & M	3,0	7,8	-61,5%	7,5	12,0	-37,6%
(-) Despesas gerais e administrativas	11,8	3,9	198,2%	9,3	7,8	20,2%
(-) Equivalência patrimonial	-89,1	-47,3	88,2%	-136,2	-127,6	6,8%
(-) Outras receitas (despesas) operacionais	-66,7	-31,2	113,9%	-93,3	-63,0	48,2%
EBITDA REGULATÓRIO (CVM 156/22)	1.046,2	881,1	18,7%	2.151,1	1.879,4	14,5%
(-) Equivalência Patrimonial	-79,3	-91,5	-13,4%	-163,1	-166,6	-2,1%
EBITDA REGULATÓRIO	966,9	789,6	22,5%	1.988,1	1.712,8	16,1%

ENDIVIDAMENTO

Empréstimos e Financiamentos R\$ (milhões)	30/06/2026	31/12/2025	Var (%)
Dívida Bruta¹	17.725,7	16.007,3	10,7%
Curto Prazo	459,9	604,8	-23,9%
Longo Prazo	17.265,8	15.402,6	12,1%
Disponibilidades Consolidadas	1.757,3	2.165,0	-18,8%
ISA ENERGIA BRASIL e Controladas	1.435,8	1.879,4	-23,6%
Subsidiárias controladas em conjunto ²	321,5	285,5	12,6%
Dívida Líquida³	16.289,9	14.127,9	15,3%

¹ 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.

² Parte dos recursos da Companhia estão em fundos de investimentos exclusivos, que também são utilizados de forma segregada pelas subsidiárias controladas 100% e 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.

³ Dívida líquida considera disponibilidades ISA ENERGIA BRASIL e subsidiárias controladas 100%.

A dívida bruta da Companhia atingiu R\$ 17.725,7 milhões ao final do 2T26, aumento de R\$ 1.718,4 milhões (+10,7%) em relação ao saldo final do 4T25. A Companhia também encerrou o 2T26 com o total de R\$ 1.757,3 milhões em disponibilidades (-18,8% vs. 31 de dezembro de 2025).

Ao excluir as disponibilidades das empresas controladas em conjunto, em 30 de junho de 2026, a dívida líquida da Companhia atingiu R\$ 16.289,9 milhões, aumento de R\$ 2.162,0 milhões (+15,3% vs. 31 de dezembro de 2025). O aumento da dívida líquida deve-se principalmente a (i) menor posição de aplicações financeiras com o pagamento de R\$ 495,3 milhões em Juros Sobre Capital Próprio ao longo do 1T26 e, investimentos de R\$ 1,1 bi no 2T26; (ii) a 22ª emissão de debêntures (R\$ 1,0 bilhão); e (iii) variação monetária sobre as dívidas.

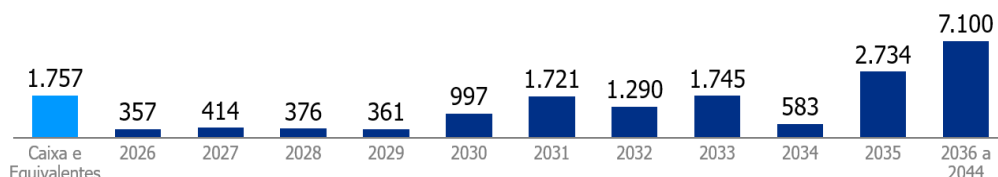
A Companhia realizou as seguintes captações no 1S26:

- 21ª emissão de debêntures (R\$ 3,9 bilhões): *liability management* com recursos sendo integralmente utilizados para aquisição facultativa das 9ª, 13ª, 15ª (1ª, 2ª e 3ª série) e 16ª emissões de debêntures. A operação contribuiu para a otimização da estrutura de capital ao alongar o prazo médio das dívidas pré-pagas em 2,7 anos e reduzir o *spread* médio contratado em cerca de 80 bps.
- 22ª emissão de debêntures (R\$ 1,0 bilhão): emissão incentivada e verde em duas séries com vencimento em 2041 e custo de IPCA + 6,46 a.a.

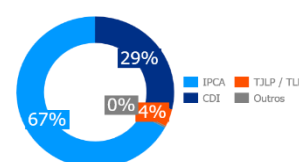
A operação de *liability management* realizada com a 21ª emissão de debêntures no 1T26 contribuiu para a redução do custo médio nominal das dívidas da Companhia, que era 12,17% a.a. em 30 de junho de 2026 (vs. 12,36% a.a. em 31 de dezembro de 2025). Considerando o IPCA acumulado (últimos 12 meses), o custo médio real* da dívida era 7,11%, com diminuição de 45 bps (vs. 7,56% em 31 de dezembro de 2025).

O prazo médio da dívida consolidada era 8,7 anos em 30 de junho de 2026 (vs. 8,3 anos em 31 de dezembro de 2025). O aumento do prazo médio consolida o perfil de endividamento em longo prazo da Companhia compatível com a natureza do negócio, que apresenta baixo risco, alta previsibilidade de receitas e geração de caixa operacional, características que são destacadas pela Fitch ao atribuir o rating corporativo "triplo A" em escala local com perspectiva estável para a Companhia. Em julho de 2026 a agência emitiu relatório reafirmando a nota de crédito da Companhia.

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



Indexação da Dívida
30/06/2026



Cabe destacar que apenas os contratos de financiamento com o BNDES (R\$ 665,0 milhões em 30 de junho de 2026) possuem *covenants* financeiros, que são medidos anualmente pelo índice Dívida Líquida/EBITDA registrado no 4T e que tem como limite 3,0x. Em 2025 o BNDES enviou carta formalizando a abstenção da declaração de vencimento antecipado dos contratos de financiamento da Companhia em razão de eventual descumprimento dos indicadores "Dívida Líquida/EBITDA Ajustado" e/ou "Dívida Líquida/(Dívida Líquida + Patrimônio Líquido)" referentes ao exercício de 2025 (para maiores detalhes [acesse aqui](#)). O índice de alavancagem gerencial, seguindo a metodologia do BNDES, foi de

3,78x no 2T26, comparado a 3,63x no 4T25. Mais detalhes sobre a alavancagem estão no [anexo VII](#) deste documento e maiores informações sobre o endividamento estão disponíveis no website da Companhia ([clique aqui](#)).

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

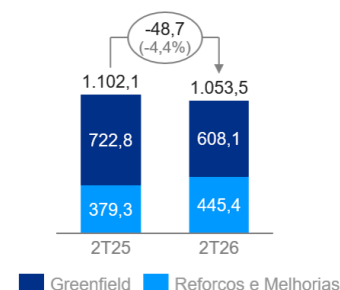
¹ CDI 2T25 3,27% - 2T26 3,26%

INVESTIMENTOS

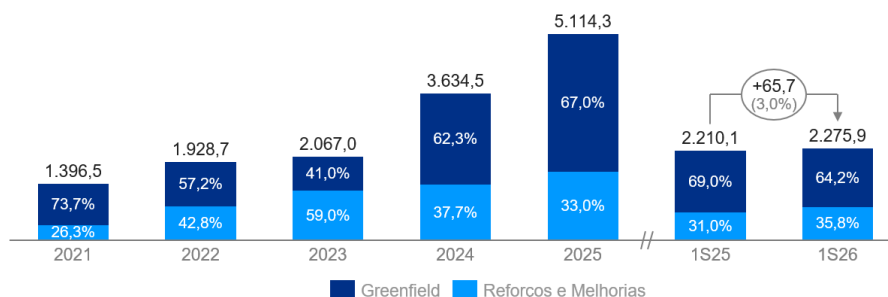
Durante o 2T26, a ISA ENERGIA BRASIL, suas empresas controladas e empresas controladas em conjunto investiram R\$ 1.053,5 milhões, redução de R\$ 48,7 milhões (-4,4%) em relação ao 2T25. Esse desempenho foi explicado, principalmente, pelo menor investimento em projetos *greenfield* (-15,9%), refletindo a menor necessidade de investimentos após as recentes energizações dos projetos Jacarandá e Piraquê, concluídas em abril e junho, respectivamente. Por outro lado, os investimentos em projetos de Reforços e Melhorias ("R&M") foram R\$ 66,1 milhões (+17,4%) superiores ao mesmo período em 2025.

Deste modo, o total de investimentos realizado no primeiro semestre de 2026 foi de R\$ 2.275,9 milhões, maior em R\$ 65,7 milhões (+3,0%) do que o realizado no mesmo período em 2025. Esse crescimento é explicado pelo avanço nos investimentos em projetos de R&M que representaram 35,8% do total investido no primeiro semestre de 2026.

Investimento em projetos
(R\$ milhões, nominal)



Histórico dos investimentos em projetos
(R\$ milhões, nominal)



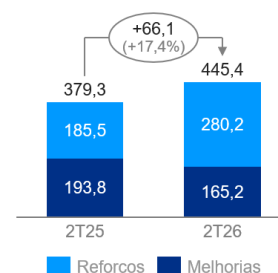
Investimentos em Reforços e Melhorias ("R&M")

A Companhia investiu R\$ 445,4 milhões em projetos de R&M no 2T26, aumento de R\$ 66,1 milhões (+17,4%) em comparação ao 2T25.

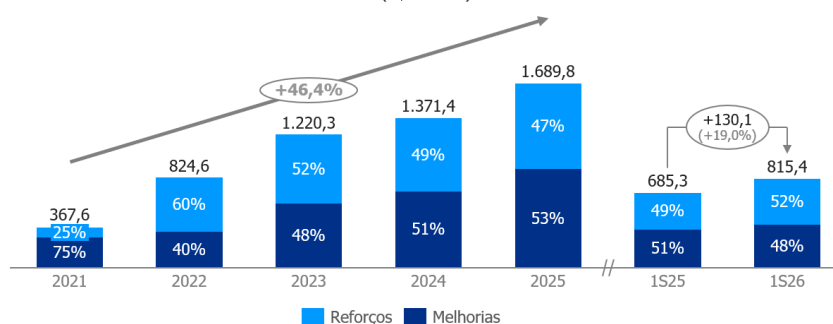
Ao longo do primeiro semestre de 2026, os investimentos em R&M acumularam R\$ 815,4 milhões (+19,0%) reforçando o compromisso da Companhia com a gestão eficiente, a resiliência e a confiabilidade do sistema de transmissão. Além de garantir a excelência na prestação de serviço, a renovação dos ativos permite a redução de custos de O&M e aumenta a eficiência e rentabilidade da operação.

A Companhia substituiu 312 equipamentos e energizou 16 projetos (13 de pequeno porte e 3 de grande porte) de R&M no 2T26, com investimento total de R\$ 290,8 milhões. No semestre, os investimentos energizados totalizaram cerca de R\$ 475 milhões, sendo 72% em projetos de pequeno porte e 28% em projetos de grande porte.

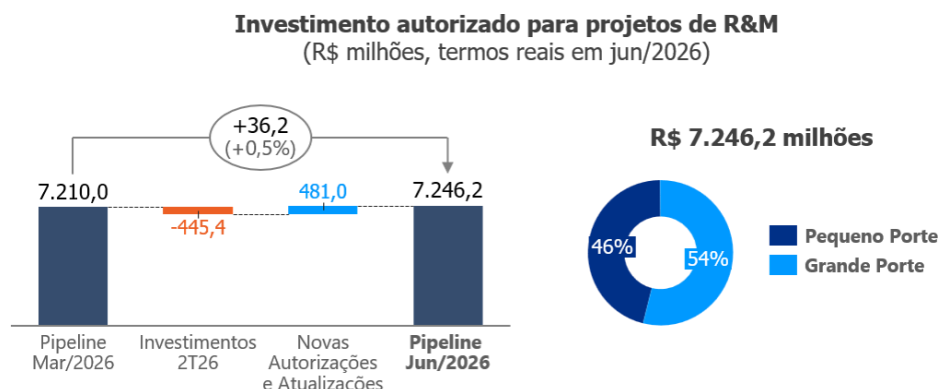
Investimento em R&M
(R\$ milhões, nominal)



Histórico do investimento em R&M
(R\$ milhões)



Considerando o investimento realizado ao longo do 2T26, as novas autorizações obtidas, as atualizações de custo ao longo do período, e a correção monetária pelo IPCA, a carteira de projetos de R&M autorizada ao fim do 2T26 totalizava cerca de R\$ 7,2 bilhões a serem executados pela Companhia nos próximos anos. Estes investimentos são remunerados conforme a autorização da ANEEL, sendo que a receita de aproximadamente 54% do investimento autorizado entre fevereiro de 2023 e junho de 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 projetos de grande porte são autorizados com receita previamente definida via Resolução Autorizativa ("ReA") e passam a receber receita imediatamente após a entrada em operação.

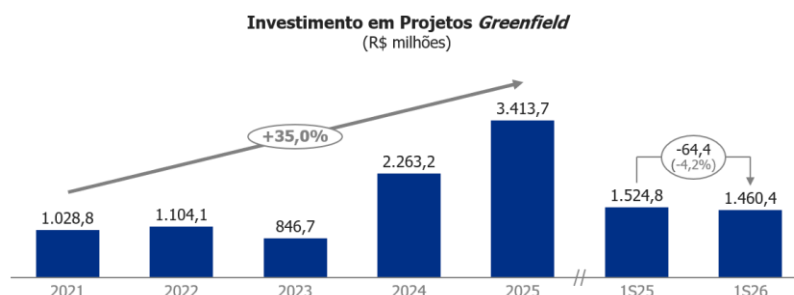


Investimentos em Projetos *Greenfield*

A Companhia investiu R\$ 608,1 milhões em projetos licitados no 2T26, montante R\$ 114,7 milhões menor (-15,9%) que o investido no mesmo período de 2025. A redução é explicada pelo menor número de projetos em construção após as energizações dos projetos Jacarandá, em abril, e do bloco 3 do projeto Piraquê, em junho de 2026. Juntos, os projetos energizados no 2T26 habilitaram o recebimento de RAP de R\$ 376,2 milhões (ciclo 2026/2027).

Os recursos investidos no trimestre foram direcionados, principalmente, aos projetos Serra Dourada (R\$ 455,7 milhões), que atingiu 49% de avanço físico no 2T26, Piraquê (R\$ 84,4 milhões) e Itatiaia (R\$ 52,2 milhões), que terminou o trimestre com 33% de avanço físico.

Dessa forma, os investimentos em projetos licitados totalizaram R\$ 1.460,4 milhões no 1S26, uma redução de R\$ 64,4 milhões (-4,2%) em relação ao 1S25.



Com a energização do bloco 3 do projeto Piraquê e do projeto Jacarandá, a Companhia segue com o planejamento e execução de dois projetos *greenfield*, Serra Dourada e Itatiaia, que possuem RAP ciclo 2026/2027 total de R\$ 596,9 milhões e cerca de R\$ 4,6 bilhões em CAPEX remanescente.

Segue tabela com informações dos projetos em construção:

Leilões	Projetos	Situação Atual	Contrato	Empresa	UF	RAP ISA ENERGIA BRASIL Ciclo 26/27 (R\$ milhões)	Início das Obras	Prazo ANEEL	Avanço Físico ¹	CapEx Total do Projeto Participação ISA ENERGIA BRASIL (R\$ milhões, em termos reais, data base jun/26)	
										Total ANEEL	Total Realizado ISA ENERGIA BRASIL
001/2023 (jun/2023)	Serra Dourada (Lote 1)	Em construção	006/2023	ISA ENERGIA BRASIL	BA/MG	337,0	3T25	mar-29	49%	3.731,4	1.844,5
	Itatiaia (Lote 7)	Licenciamento Ambiental	012/2023	ISA ENERGIA BRASIL	RJ/MG	259,9	-	mar-29	33%	2.719,4	549,7
Total (2)						596,9				6.450,7	2.394,3

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 [clcando aqui](#).

MERCADO DE CAPITAIS

Composição Acionária

Controlada pela ISA, empresa multilatina que atua nos setores de energia elétrica, rodovias e telecomunicações, a Companhia possuía, em 30 de junho de 2026, 64,2% 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	96,93%	5.144.528	1,22%	236.001.360	35,82%
Administração	-	-	-	-	-	-
Ações em Circulação (<i>Free Float</i>)	7.313.172	3,07%	415.568.772	98,78%	422.881.944	64,18%
AXIA Energia	5.340.330	2,24%	130.937.325	31,12%	136.277.655	20,68%
Outros	1.972.842	0,83%	284.631.447	67,65%	286.604.289	43,50%
Total	238.170.004	100,00%	420.713.300	100,00%	658.883.304	100,00%

Data base: 30/06/2026.

Desempenho das Ações

As ações ordinárias ("ISAE3") e preferenciais ("ISAE4") da ISA ENERGIA BRASIL encerraram o 2T26 cotadas, respectivamente, a R\$ 33,30 (-3,2% vs. preço de fechamento do 1T26) e R\$ 28,11 (-3,4% vs. preço de fechamento do 1T26). Neste mesmo período, o Índice de Energia Elétrica ("IEE") e o Ibovespa ("IBOV") apresentaram desvalorizações de 3,5% e 8,2%, respectivamente. A Companhia encerrou o 2T26 com valor de mercado de R\$ 20,3 bilhões e, o volume financeiro médio diário negociado ("ADTV"²) da ISAE4 no trimestre foi de R\$ 81,7 milhões (+18,6% vs. 1T26).

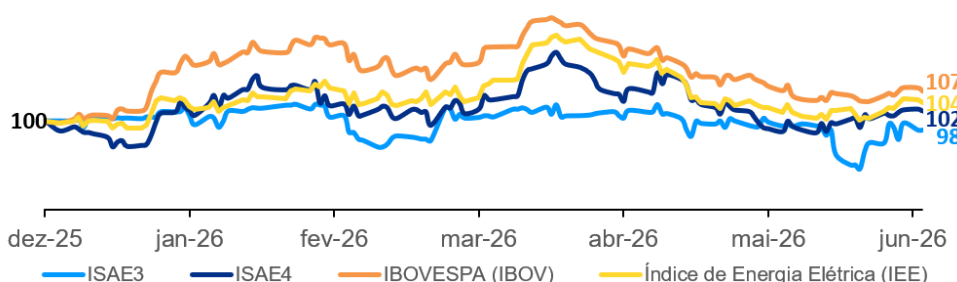
Mercado de Capitais ²	2T26	1T26	4T25
Valor de Mercado ¹ (R\$ bilhões)	658.882.604	658.882.604	658.882.604
ISAE3			
Volume médio/dia (mil ações)	3,0	3,5	3,2
Volume financeiro médio/dia - ADTV ² (R\$ mil)	99	120	99
Cotação Média (R\$)	33,78	34,06	30,93
Preço de fechamento (R\$)	33,30	34,39	34,00
ISAE4			
Volume médio/dia (mil ações)	2.822	2.439	2.699
Volume financeiro médio/dia - ADTV ² (R\$ mil)	81.681	68.876	80.919
Cotação Média (R\$)	28,76	28,12	24,26
Preço de fechamento (R\$)	28,11	29,09	27,54

¹ calculado a partir do preço de fechamento das ações no período | ² volume diário médio de negociações diárias (ADTV)

² A posição acionária reflete dados até o fechamento do 2T26, desconsiderando a oferta Primária de Ações anunciada no dia 15/07/2026.

Atualmente, a Companhia integra 19 índices com destaque para o Ibovespa, IEE, Índice de Governança Corporativa ("IGC"), Índice de Dividendos ("IDIV") e Índice de Sustentabilidade Empresarial ("ISE").

Evolução ISAE3 x ISAE4 x Ibovespa x IEE – 2026
(base 100)



IBOVESPA B3 IBRA B3 IDIV B3 IEE B3 IGC B3 IGCT B3 MLCX B3 UTIL B3 IBRX100 B3 ICO2 B3 IBSD B3
IDIVERSA B3 ISE B3 IBBR B3 IBEP B3 IBEW B3 IBLV B3 IBBE B3 IBBC B3

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 Ambiental, Social e Governança Corporativa ("ASG").

Saiba mais sobre os compromissos de sustentabilidade no site da Companhia.

Destaques do Período

Avanços na agenda climática e reconhecimento da estratégia de sustentabilidade

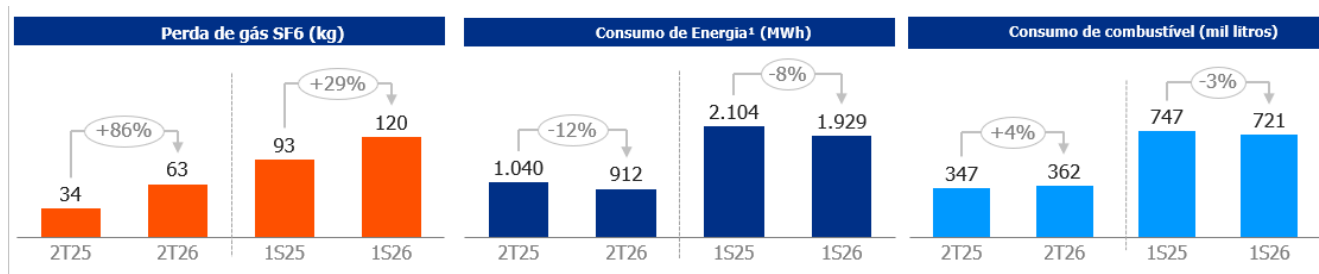
A Companhia divulgou seu Relatório Anual de Sustentabilidade ("RAS") e o Relatório de Jornada Climática 2025, destacando a evolução de sua estratégia de descarbonização e adaptação às mudanças climáticas. Entre os resultados apresentados estão: (i) os objetivos de redução estabelecidos da trajetória Net Zero até 2050; (ii) a redução acumulada de 27% das emissões de SF₆ nos últimos quatro anos; (iii) o fortalecimento da gestão de riscos climáticos; e (iv) investimentos voltados à resiliência e confiabilidade do sistema elétrico. O avanço consistente dessa agenda foi reconhecido pelo mercado e pelo 4º ano consecutivo, a Companhia passou a integrar a carteira do Índice de Sustentabilidade Empresarial ("ISE") da B3. [Confira os relatórios na íntegra.](#)

Tecnologia pioneira impulsiona a descarbonização da infraestrutura elétrica

Em parceria com a Hitachi Energy, a Companhia iniciou a instalação do primeiro reator de 460 kV da América Latina com óleo vegetal isolante, na Subestação Bauru (SP). O projeto contempla a instalação de quatro reatores e substitui o óleo mineral de origem fóssil por uma alternativa renovável, biodegradável e de baixa toxicidade, reduzindo o impacto ambiental da operação. Além de contribuir para a descarbonização da infraestrutura elétrica, a tecnologia oferece maior segurança operacional por apresentar maior resistência a altas temperaturas e menor risco de incêndio, reforçando a confiabilidade do sistema de transmissão e apoiando a estratégia de transição energética da Companhia.

Indicadores de Sustentabilidade

Desempenho das Fontes de Emissão de CO₂



A Companhia manteve o foco na gestão de suas emissões operacionais e na eficiência dos ativos no 2T26, período em que foram identificados vazamentos pontuais de gás SF₆ em alguns ativos. Como resposta, a Companhia intensificou ações de monitoramento, inspeção e manutenção, além de promover a substituição de componentes e a correção das ocorrências identificadas, contribuindo para a mitigação dos impactos e o fortalecimento da confiabilidade operacional.

Também no 2T26, a Companhia registrou redução de 12% no consumo de energia elétrica adquirida de concessionárias em comparação ao mesmo período do ano anterior, refletindo principalmente ajustes operacionais após a transferência do IE EVRECY, relicitada em 2025. Já o consumo de combustíveis apresentou aumento de 4% no 2T26 em função do avanço dos projetos de construção. Contudo, manteve a tendência de redução no acumulado dos últimos períodos.

¹ considera o consumo de energia proveniente exclusivamente da concessionária.

Saúde e Segurança do Trabalho ("SST")

No 2T26, a ISA ENERGIA BRASIL registrou redução nas taxas de frequência de acidentes, reflexo do avanço das ações de prevenção por meio da disseminação de lições aprendidas, comunicação contínua sobre requisitos de segurança e realização de *briefings* operacionais, fortalecendo a percepção de riscos e a cultura preventiva.

A Companhia também intensificou as atividades de fiscalização e supervisão em campo, com ampliação das inspeções, realização de blitz de segurança e fortalecimento da atuação das equipes de SST em projetos e frentes operacionais críticas. Adicionalmente, foram promovidas iniciativas de engajamento da liderança, acompanhamento do desempenho das empresas contratadas e capacitação das equipes executantes, com foco na adoção de comportamentos seguros e na melhoria contínua dos controles operacionais. Essas ações foram complementadas por campanhas de conscientização e pelo acompanhamento sistemático dos planos de ação relacionados aos principais desvios e ocorrências de segurança.

Essas iniciativas visam fortalecer a governança de SST, mitigar riscos operacionais e consolidar uma cultura de segurança cada vez mais preventiva, contribuindo para a proteção das pessoas e para a execução segura e sustentável das atividades da Companhia.

Categoria / Colaboradores	2T25	2T26	Var (%)	1S25	1S26	Var (%)
Acidentes sem afastamento						
Próprios	1	0	-1,0	2	1	-0,5
Terceiros	9	5	-0,4	11	13	0,2
Total	10	5	-0,5	13	14	0,1
Acidentes com Afastamento						
Próprios	0	0	N.A.	0	0	N.A.
Terceiros	3	1	-0,7	5	2	-0,6
Total	3	1	-1	5	2	-0,6
Acidentes com óbitos						
Próprios	0	0	N.A.	0	0	N.A.
Terceiros	0	0	N.A.	0	0	N.A.
Total	0	0	N.A.	0	0	N.A.
Taxa de frequência de acidentes						
Próprios	1,3	0,0	-1,0	1,3	0,6	-0,5
Terceiros	2,1	1,0	-0,5	1,5	1,3	-0,1

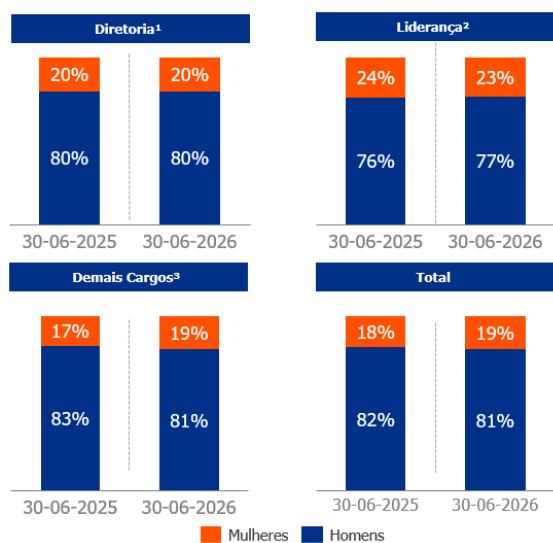
Diversidade

O Programa de Diversidade, Equidade, Inclusão e Pertencimento ("DEIP") da ISA ENERGIA BRASIL manteve sua atuação estratégica com foco no desenvolvimento de talentos, fortalecimento da liderança inclusiva e promoção de uma cultura de pertencimento. No período, destacaram-se a implementação do Programa de Mentoria para Mulheres, a continuidade das iniciativas de desenvolvimento feminino e as ações do Mês do Orgulho LGBTI+, reforçando o compromisso da Companhia com ambientes cada vez mais diversos, equitativos e inclusivos.

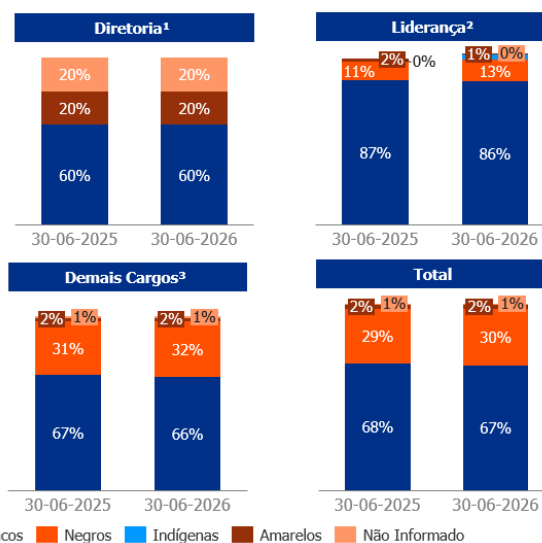
Para os próximos ciclos, a Companhia manterá o foco na ampliação das iniciativas de desenvolvimento de talentos diversos, na formação de lideranças e no fortalecimento da governança em diversidade, equidade e inclusão.

Essas iniciativas contribuem para a atração, retenção e desenvolvimento de talentos, fortalecendo a marca empregadora e apoiando a geração de valor sustentável para o negócio.

Diversidade de Gênero (%)



Étnico-racial (%)⁴



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

¹ Diretores estatutários e Presidente.

² Diretores empregados, Gerentes e Coordenadores.

³ Especialistas e demais cargos, exceto Conselheiros, Aprendizes e Estagiários.

⁴ As informações étnico-raciais são feitas de acordo com as classificações do IBGE.

Comportamento ético

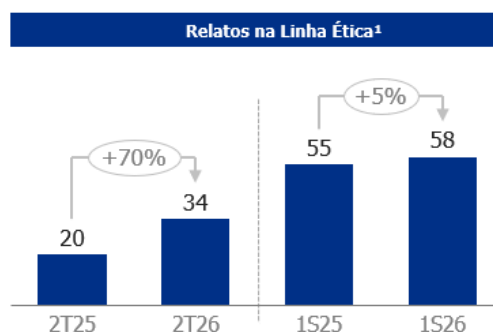
A ISA ENERGIA BRASIL registrou 34 relatos na Linha Ética no 2T26, frente a 20 registros no mesmo período de 2025, representando um aumento de 70% e indicando maior utilização dos mecanismos de integridade e reporte disponibilizados pela Companhia. O site permaneceu como principal canal de recebimento, concentrando 76% das manifestações, enquanto 68% dos relatos foram realizados de forma anônima, reforçando a confiança dos públicos nos canais de denúncia.

As ocorrências estiveram concentradas em temas relacionados a tratamento desrespeitoso e descumprimento de leis, normas e procedimentos. Das denúncias recebidas, 47% foram classificadas como fora do escopo, 35% não foram confirmadas após apuração, 12% foram confirmadas e 6% permaneciam em análise na data de fechamento do período.

Quatro casos foram confirmados após apuração e tratados de acordo com os processos de governança da Companhia, com adoção das medidas cabíveis. Todas as ocorrências passaram pelo Comitê de Ética, foram reportadas ao Comitê de Auditoria e Riscos e resultaram na adoção de medidas disciplinares e ações preventivas, em conformidade com as políticas internas. A proporção de casos procedentes permaneceu estável em relação ao mesmo período do ano anterior, indicando consistência nos processos de apuração e tratamento das denúncias.

O período também foi marcado pelo reconhecimento da ISA ENERGIA BRASIL como Empresa Pró-Ética 2025-2026, principal iniciativa de fomento à integridade corporativa do país, conduzida pela Controladoria-Geral da União ("CGU"), reforçando o compromisso da Companhia com a ética, a transparência e as melhores práticas de governança corporativa.

¹ São consideradas denúncias confirmadas aquelas analisadas e entendidas como verdadeiras.



Conformidade Ambiental

A Companhia não registrou multas significativas por não conformidade ambiental no período e recebeu quatro autos de infração para os quais apresentou defesa demonstrando a regularidade da atuação e a ausência de infração.

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

EVENTOS SUBSEQUENTES

23ª emissão de debêntures

Em 16 de julho de 2026, a Companhia concluiu a captação de recursos por meio da 23ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, no montante total de R\$ 1,5 bilhão, em série única, com prazo de 4 anos e custo de CDI +0,42% ao ano. Os recursos captados foram integralmente destinados para recomposição de caixa da Companhia. [Acesse o link](#) para obter maiores informações.

Oferta Pública Primária de ações (ISAE4)

Em 15 de julho de 2026, a Companhia informou o mercado sobre a oferta pública subsequente ("Follow-on") de distribuição primária de, inicialmente, 22,2 milhões de novas ações preferenciais ("ISAE4"). A quantidade de Ações inicialmente ofertada poderia ser acrescida, a critério do emissor, em comum acordo com os coordenadores da oferta, em até 22,2 milhões de ações preferenciais. A oferta foi precificada no dia 23 de julho, quando foram emitidas 44,4 milhões de ações preferenciais ao preço unitário de R\$ 27,00. A liquidação aconteceu no dia 28 de julho. Para acessar os documentos da oferta, [clique aqui](#) e [aqui](#).

24ª emissão de debêntures

Em 23 de julho de 2026, a Companhia encerrou a 24ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, para captar R\$ 1 bilhão, em série única, com prazo de 4,5 anos e custo de CDI +0,42% ao ano. Quando liquidados, os recursos serão integralmente destinados para investimentos em R&M. [Acesse o link](#) para obter maiores informações.

Conclusão do descruzamento de Ativos IE Madeira e Garanhuns

Em 31 de julho de 2026, a ISA ENERGIA BRASIL concluiu o descruzamento de participações societárias na IE Madeira e IE Garanhuns, operação que foi divulgada ao mercado em fato relevante publicado dia 19 de março de 2026. Com a conclusão da operação, a Companhia passou a deter 100% da IE Madeira, concessionária responsável por 2.385 km de linhas de transmissão em corrente contínua, que possui RAP (ex-PA) líquida de PIS/COFINS de R\$ 796,7 milhões no ciclo 2026/2027, e deixou de participar da IE Garanhuns, que possui 633 km de linhas de transmissão, cuja RAP (ex-PA) líquida de PIS/COFINS totaliza R\$ 165,3 milhões no mesmo ciclo. Com a conclusão da operação após o cumprimento das condições precedentes e o pagamento de torna de R\$ 1,2 bilhão à AXIA, os resultados da IE Madeira passam a ser integralmente consolidados pela Companhia a partir de agosto de 2026. Para maiores informações, [consulte o fato relevante](#).

OUTRAS INFORMAÇÕES RELEVANTES

Revisão Tarifária Periódica (RTP) - Contratos Licitados

RTP Licitadas 2026

Em junho de 2026, foi publicada a Nota Técnica 90/2026 STR-ANEEL ([clique aqui](#)), a qual reposicionou a RAP dos contratos dos empreendimentos licitados com RTP prevista para o ciclo tarifário em julho de 2026, entre eles: 005/2021 (IE Riacho Grande).

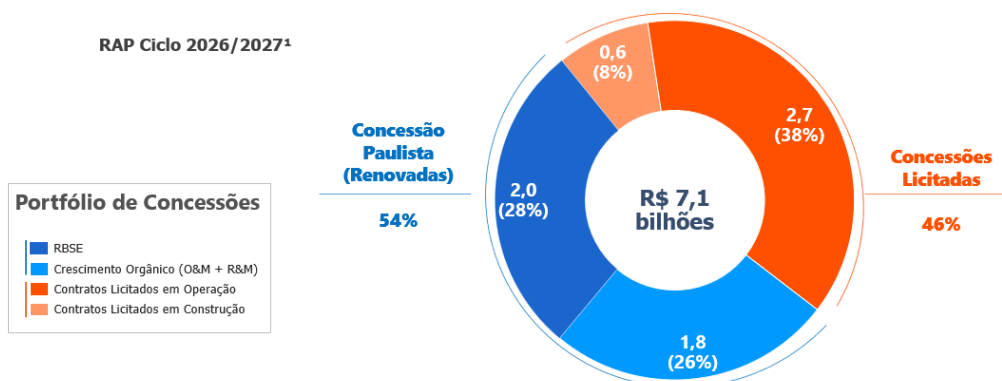
O índice de reposicionamento econômico real foi de +5,27%, com impacto positivo de R\$ 4,9 milhões em valor absoluto. Considerando o IPCA do período de 4,72%, o índice de reposicionamento nominal foi de 10,25%:

Empresa	RTP 2026 Licitadas							
	Particip. ISA ENERGIA BRASIL (%)	Contrato	RAP (R\$ milhões, sem PA)			Índice Reposicionamento		Impacto na RAP (A x B) (R\$ milhões)
			Vigente (Jun/25) (A)	Revisada (jun/26)	Var (R\$)	Nominal	Real (B)	
IE Riacho Grande	100%	005/2021	93,1	102,7	9,5	10,25%	5,27%	4,91
Total			93	103	10	10,25%	5,27%	4,91
Total Particip. ISA ENERGIA BRASIL			93,1	102,7	9,5	10,25%	5,27%	4,91

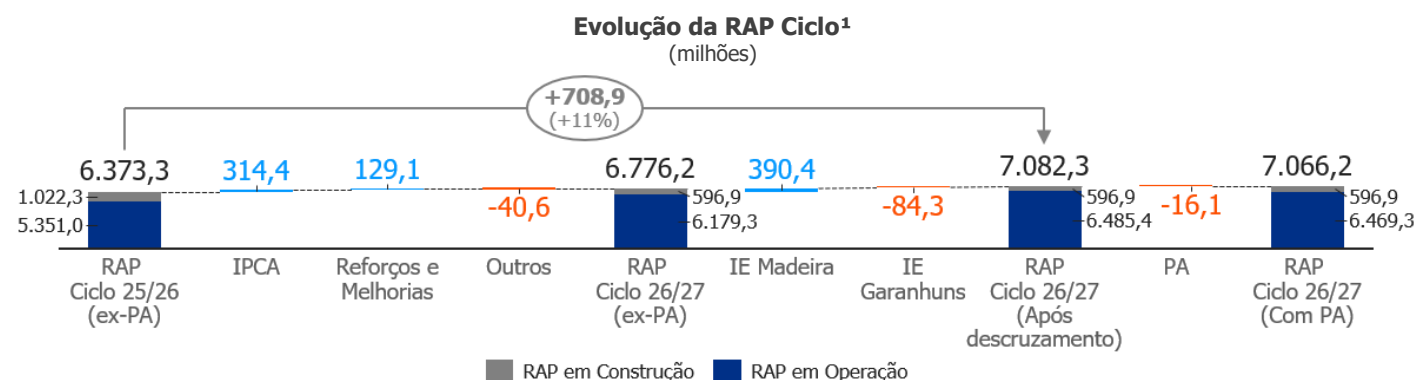
RAP Ciclo 2026/2027

Em 22 de junho de 2026 foi publicado o Despacho nº 2.268 ([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 2026 a 30 de junho de 2027 (ciclo 2026/2027). De acordo com o Despacho, a RAP¹ e os valores correspondentes às PAs do Consolidado e empresas controladas em conjunto, líquida de PIS/COFINS passou a ser de R\$ 6.773 milhões, ponderado pela participação da ISA ENERGIA BRASIL nas empresas controladas em conjunto (data base junho de 2026). Excluindo os valores correspondentes às PAs, a RAP consolidada do ciclo seria de R\$ 6.776 milhões, antes do descruzamento de ativos com a Axia.

Após o descruzamento de ativos, concluído em 31 de julho de 2026, a RAP ciclo desconsiderando a PA totalizou R\$ 7.082,3 milhões. Deste montante, 53,7% representam a RAP do contrato renovado Concessão Paulista, incluindo Reforços e Melhorias ("R&M"), RBSE e a parcela de Operação e Manutenção ("O&M") do contrato. Além disso, 46,3% da RAP refere-se a contratos licitados provenientes de leilões de transmissão ou aquisições realizadas pela Companhia, sendo (i) 37,8% de empreendimentos em operação, ou seja, com RAP ativa e; (ii) 8,4% de empreendimentos em construção, que adicionarão remuneração à Companhia quando concluídos.



¹ Receita Anual Permitida ("RAP") ciclo 2026/2027 | ² Operação e Manutenção + Reforços e Melhorias



¹ considera valores estabelecidos no momento da publicação das respectivas Resoluções Homologatórias da RAP dos ciclos tarifários.

A RAP do ciclo 26/27 cresceu R\$ 708,9 milhões (+11,1%) em relação ao ciclo tarifário anterior (25/26). Os principais motivos dessa variação são:

- ▲ incorporação da RAP integral da IE Madeira (+R\$ 390,4 milhões);
- ▲ atualização da RAP pela inflação para o ciclo 26/27 (+R\$ 314,4 milhões);
- ▲ novos projetos de R&M que entraram em operação no último ciclo (+R\$ 129,1 milhões);
- ▼ venda da participação na IE Garanhuns em julho de 2026 (-R\$ 84,3 milhões).

Além disso, a resolução também definiu valores das PAs a serem compensadas no mesmo período para tratar eventuais ajustes financeiros. O valor total da PA, considerando o total Consolidado e o montante proporcional à participação da Companhia nas empresas controladas em conjunto, variou R\$ 16,1 milhões para o ciclo 26/27.

Segue abaixo quadro resumo do RAP ciclo 26/27. 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 25/26	Inflação	R&M	RTP	Outros¹	RAP Ciclo 26/27	PA	RAP Ciclo 26/27	RAP Ciclo 25/26	Var % ex-PA
				REH 3.348					DSP 2268	Total	com PA		
ISA ENERGIA BRASIL	059/2001	O&M	IPCA	835	40	63	0	-16	921		984	835	10.4%
		R&M		813	38	60	0	-15	897	63	897	813	10.2%
		RBSE		1,899	90	0	0	-0	1,989		1,989	1,899	4.7%
	012/2016	PBTE	IPCA	235	11	0	0	0	246	-8	237	235	4.7%
	008/2022	Piraquê	IPCA	343	16	0	0	0	359	-4	355	343	4.7%
Total Controladora Operacional				4,125	195	123	0	-31	4,412	50	4,462	4,125	7%
Subsidiárias Controladas													
Concessionária	Contrato	Projeto	Índice	RAP Ciclo 25/26	Inflação	R&M	RTP	Outros²	RAP Ciclo 26/27	PA	RAP Ciclo 26/27	RAP Ciclo 25/26	Var % ex-PA
				REH 3.348					DSP 2268	Total	com PA		
Subsidiárias (100%) em operação				875	41	6	5	-1	926	-21	905	875	6%
IE Aguapeí	046/2017	Aguapeí	IPCA	83	4	0	0	0	87	-3	84	83	5%
IE Itaúnas	018/2017	Itaúnas	IPCA	72	3	3	0	0	79	2	81	72	10%
IE Itaquerê	027/2017	Itaquerê	IPCA	71	3	0	0	0	74	-2	72	71	5%
IEMG	004/2007	IEMG	IPCA	15	1	0	0	0	16	-1	15	15	5%
	007/2020	Triângulo Mineiro³	IPCA	46	2	3	0	0	51	1	52	46	10%
IE NENE	001/2008	IE NENE	IPCA	71	3	0	0	0	75	-2	73	71	5%
IE Japi	026/2009	Serra do Japi	IPCA	62	3	0	0	0	65	-1	64	62	5%
IE Jaguar 9	015/2008	Getulina	IPCA	77	4	0	0	0	81	-2	79	77	5%
IE Biguaçu	012/2018	Biguaçu	IPCA	56	3	0	0	0	59	-2	57	56	5%
IE Jaguar 6	143/2001	Botucatu-Xavantes	IGP-M	21	0	0	0	-1	20	-1	20	21	-2%
	042/2017	Bauru	IPCA	16	1	0	0	0	17	-1	16	16	5%
IE Tigabi	026/2017	Tibagi	IPCA	24	1	0	0	0	25	-1	24	24	5%
	006/2020	Três lagoas	IPCA	7	0	0	0	0	8	-0	8	7	5%
IE SUL	016/2008	Forquilha	IPCA	20	1	0	0	0	21	-1	21	20	5%
	013/2008	Scharlau	IPCA	9	0	0	0	0	9	-0	9	9	5%
Evrecy	001/2020	Minuano	IPCA	53	3	0	0	0	55	-3	52	53	5%
IE Itapura	021/2018	Lorena	IPCA	18	1	0	0	0	19	-1	19	18	5%
	021/2011	Itapetí	IPCA	9	0	0	0	0	10	-0	9	9	5%
IE Jaguar 8	012/2008	Piratininga	IPCA	16	1	0	0	0	17	-0	16	16	5%
	011/2022	Jacarandá	IPCA	16	1	0	0	0	17	1	18	16	5%
IE Pinheiros	018/2008	Atibaia II	IPCA	9	0	0	0	0	9	-0	9	9	5%
IE Tibagi	014/2023	Água Vermelha	IPCA	8	0	0	0	0	9	0	9	8	5%
IE Riacho Grande	005/2021	Riacho Grande	IPCA	93	4	0	5	0	103	-3	100	93	10%
Consolidado ISA ENERGIA BRASIL em operação				5,000	236	129	5	-32	5,338	29	5,367	5,000	7%
Subsidiárias Controle Compartilhado													
Concessionária	Contrato	Projeto	Índice	RAP Ciclo 25/26	Inflação	R&M	RTP	Outros	RAP Ciclo 26/27	PA	RAP Ciclo 26/27	RAP Ciclo 25/26	Var % ex-PA
				REH 3.348					DSP 2268	Total	com PA		
Subsidiárias (não consolidadas) em operação				1,588	75.1	0	0	0	1,664	-63	1,600	1,588	5%
IE Madeira (51%)	013/2009	Lote D	IPCA	408	19.3	0	0	0	427.7	-18	409.8	408	5%
	015/2009	Lote F	IPCA	352	16.6	0	0	0	369.0	-15	353.6	352	5%
IE Paraguaçu (50%)	003/2017	Paraguaçu	IPCA	162	7.7	0	0	0	170	-6	164	162	5%
IE Garanhuns (51%)	022/2011	Garanhuns	IPCA	158	7.5	0	0	0	165.3	-6	159	158	5%
IE Aimorés (50%)	004/2017	Aimorés	IPCA	109	5.1	0	0	0	114	-4	110	109	5%
IE Ivaí (50%)	022/2017	Ivaí	IPCA	399	18.8	0	0	0	418	-14	403	399	5%
Participação ISA ENERGIA BRASIL				803	38	0	0	0	841	-32	809	803	5%
Participação ISA ENERGIA BRASIL after closing				803	52	0	0	0	1,147	-29	1,102	803	43%
ISA ENERGIA BRASIL Total em operação				5,803	274	129	5	-32	6,179	-3	6,176	5,803	6%
ISA ENERGIA BRASIL Total em operação após descruzamento				5,803	287	129	5	-32	6,485	0	6,485	5,803	707%
PROJETOS EM CONSTRUÇÃO													
Concessionária	Contrato	Projeto	Índice	RAP Ciclo 25/26	Inflação	R&M	RTP	Outros	RAP Ciclo 26/27	PA	RAP Ciclo 26/27	RAP Ciclo 25/26	Var % ex-PA
				REH 3.348					DSP 2268	Total	com PA		
Concessões Controladora em Construção				570	27	0	0	0	597	0	597	570	5%
ISA ENERGIA BRASIL	006/2023	Serra Dourada	IPCA	322	15	0	0	0	337	0	337	322	5%
	012/2023	Itatiaia	IPCA	248	12	0	0	0	260	0	260	248	5%
ISA ENERGIA BRASIL em construção				570	27	0	0	0	597	0	597	570	5%
ISA ENERGIA BRASIL TOTAL (OPERAÇÃO + CONSTRUÇÃO)				6,373	301	129	5	-32	6,776	-3	6,773	6,373	6%
ISA ENERGIA BRASIL TOTAL (OPERAÇÃO + CONSTRUÇÃO) - Após descruzamento				6,373	314	129	5	-32	7,082	0	7,082	6,373	11%

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 à 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.

Em reunião de Diretoria realizada no dia 10 de junho de 2025, a Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL") decidiu sobre o pedido interposto por agentes de mercado sobre Resolução Homologatória 2.851/21, que trata dos cálculos apresentados no âmbito do pagamento do componente financeiro da RBSE – Rede Básica Sistema Existente e, com isso, encerrou a discussão do tema em âmbito administrativo. A Diretoria votou pela aplicação parcial das indicações propostas na Nota Técnica 85/2023 ("NT85") e decidiu por: (i) manutenção da metodologia de cálculo postecipado; (ii) criação de novo perfil de pagamento com a separação em dois fluxos; (iii) e atualização do WACC a cada Revisão Tarifária Periódica.

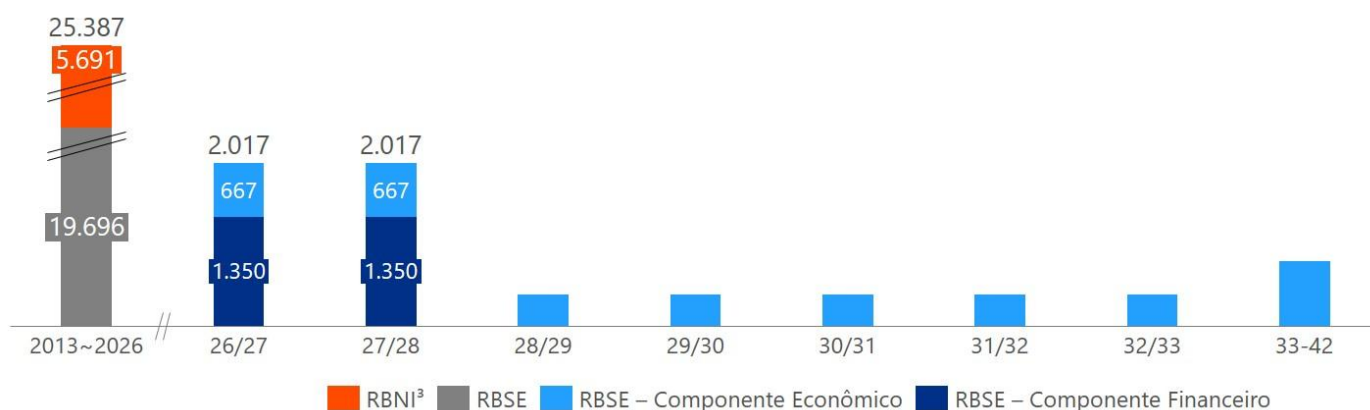
Além da discussão em âmbito administrativo que se encerrou em junho de 2025, está em tramitação o Processo nº TC 012.715/2017-4 perante o Tribunal de Contas da União ("TCU"), cujo objeto é a avaliação da conformidade e transparência da metodologia da definição dos valores dos ativos de transmissão existentes 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. O processo teve seu julgamento iniciado em 18 de novembro de 2025, ocasião em que o ministro relator apresentou voto pela legalidade da metodologia do Ke. Posteriormente, na sessão de 06 de maio de 2026, o TCU decidiu, por unanimidade, pelo arquivamento do referido processo.

Adicionalmente, a pauta encontra-se judicializada. Em 30 de junho de 2026, existiam 40 (quarenta) ações em andamento, interpostas por entidades do setor, as quais debatem a legalidade da Portaria MME 120/2016. As decisões em 1ª instância reconheceram a legalidade da Portaria MME nº 120/2016 e a forma de pagamento ali estabelecida. As decisões de 1ª instância foram favoráveis às concessionárias. Contudo, elas estão sujeitas a reversão pelos tribunais superiores e, nesse sentido, no dia 26 de maio de 2026, a 7ª Turma do TRF1 julgou o recurso de apelação em cinco dos quarenta processos judiciais acima mencionados e decidiu por reconhecer a legalidade da incorporação dos ativos da RBSE à Base de Remuneração Regulatória e declarar a nulidade do §3º, do art. 1º, da Portaria MME n. 120/2016. Tais decisões estão sujeitas a recursos para tribunais superiores.

Não se pode descartar a possibilidade de novas judicializações acerca do tema, tampouco pode-se desconsiderar a possibilidade de novas decisões judiciais alterarem uma ou mais condições do pagamento do RBSE. Eventuais novas decisões judiciais, 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.

Considerando-se decisão da ANEEL em reunião de diretoria realizada no dia 10 de junho de 2025 e com base no reajuste tarifário para o ciclo 26/27, segue o fluxo de pagamentos dos valores devidos referente a renovação da Concessão Paulista:

Fluxo de Recebimento da RBSE ^{1 2 3 4}



¹ Valores reais, data base junho de 2026, 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.

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

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

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 por meio 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 30 de junho de 2026, o valor registrado no balanço da Companhia se manteve em cerca de R\$ 2,8 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 Superior Tribunal de Justiça ("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 outubro de 2024, o STJ, por convenção das partes para tentativa de conciliação, suspendeu por 180 (cento e oitenta) dias o trâmite processual da ação de cobrança. Em 22 de maio de 2025 foi realizada audiência de instalação da mediação no Centro Judiciário de Solução de Conflitos do STJ ("CEJUSC/STJ") com a presença da Procuradoria do Estado de São Paulo, na qual renovou-se o prazo de suspensão do processo por mais 180 dias. Além da audiência de instalação, foram realizadas 6 audiências entre os meses de agosto e novembro de 2025.

Em 2026, três audiências de mediação foram realizadas nos dias 03 de fevereiro, 04 de abril e 16 de junho, ademais, foi designada nova audiência para 26 de agosto. Ainda, em fevereiro de 2026 renovou-se o prazo de suspensão do processo por mais 180 dias. Em 16 de junho de 2026 a suspensão do processo foi renovada, por mais 180 dias.

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.

A Companhia continua com os esforços direcionados para manter a decisão de mérito favorável conquistada no Tribunal de Justiça/SP.

O valor contabilizado pela Companhia na rubrica "Valores a receber - Secretaria da Fazenda" totalizou R\$ 2.829,5 milhões em 30 de junho de 2026. Adicionalmente, a Companhia possui provisão de R\$ 516,3 milhões realizada em 2013 devido ao alargamento de prazo da expectativa de realização de parte do contas a receber do Estado de São Paulo e andamentos processuais, ocorridos naquele período. Cabe destacar que os valores acima mencionados são históricos e sua contabilização não considera qualquer tipo de correção ou atualização.

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*).

DIT (Demais Instalações de Transmissão) - são instalações que não fazem parte da Rede Básica, geralmente por operarem em tensões inferiores a 230 kV ou por atenderem a usos específicos.

Greenfield - projetos de crescimento arrematados por meio de leilões e construídos do zero.

IBBC (Índice Bovespa BR+ Cap 5% da B3) - indicador do desempenho médio das cotações dos ativos com maior negociabilidade e representatividade. Seu nome "Cap 5%" indica que o peso máximo de um único ativo na carteira é de 5%. Ele é composto tanto por ações brasileiras quanto por BDRs de empresas cuja listagem primária é nos EUA.

IBBE (Índice Bovespa BR+ Equal Weight B3) - índice da bolsa brasileira que busca refletir o desempenho médio de um conjunto de ações com participação igual (*equal weight*), em vez da ponderação por capitalização de mercado usual no Ibovespa tradicional. Seu objetivo é oferecer uma visão menos concentrada do mercado, onde o desempenho de grandes empresas não distorce tanto a performance geral do índice.

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 que compõem o Ibovespa, atribuindo peso igual a cada ação na composição do índice.

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. É composto pelas ações que representem 85% em ordem decrescente de Índice de Negociabilidade (IN) (buffer 90%); 95% de presença em pregão; 0,1% do volume financeiro no mercado a vista (lote-padrão); e não ser *penny stock*.

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.

ISE B3 (Índice de Sustentabilidade Empresarial) - indicador do desempenho médio das cotações dos ativos de empresas selecionadas pelo seu reconhecido comprometimento com a sustentabilidade empresarial.

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* desde 2016| Crescimento

Leilões	Projetos	Contrato	Empresa	% ISA ENERGIA BRASIL	UF	RAP ISA ENERGIA BRASIL Ciclo 2026/2027 (R\$ milhões)	Data de Necessidade¹	Prazo ANEEL	CapEx ANEEL Participação ISA ENERGIA BRASIL data base leilão (R\$ milhões)	CapEx ISA ENERGIA BRASIL total até 30/06/2026 (R\$ milhões)	Licenci. Ambiental (LI)	Início da Construção	Avanço Fundiário	Avanço Físico	Entrada em Operação Comercial
013/2015 (out/2016)	Paraguaçu (Lote 3)	003/2017	IE Paraguaçu	50%	BA/MG	85	jan-19	fev-22	254,8	333,4	✓	2T19	100%	100%	3T22
	Aimorés (Lote 4)	004/2017	IE Aimorés	50%	MG	57,0	jan-19	fev-22	170,6	197,5	✓	2T19	100%	100%	2T22
	Itaúnas (Lote 21)	018/2017	IE Itaúnas	100%	ES	79,0	jul-18	jun-22	297,8	373,8	✓	3T18	100%	100%	4T23
005/2016 (abr/2017)	Ivaí (Lote 1)	022/2017	IE Ivaí	50%	PR	208,8	fev-21	ago-22	968,2	1.064,4	✓	4T19	100%	100%	4T22
	Tibagi (Lote 5)	026/2017	IE Tibagi	100%	SP / PR	24,8	jan-17	ago-21	134,6	117,5	✓	3T18	100%	100%	4T20
	Itaquerê (Lote 6)	027/2017	IE Itaquerê	100%	SP / PR	74,1	jun-18	ago-21	397,7	255,9	✓	3T18	100%	100%	3T20
	Aguapeí (Lote 29)	046/2017	IE Aguapeí	100%	SP / PR	87,2	dez-18	ago-21	601,9	363,4	✓	3T19	100%	100%	1T21
	Bauru (Lote 25)	042/2017	IE Jaguar 6	100%	SP	16,9	ago-19	fev-21	125,8	63,0	✓	2T18	100%	100%	3T19
002/2018 (jun/2018)	Lorena (Lote 10)	021/2018	IE Itapura	100%	SP	19,2	jan-20	set-22	237,9	126,1	✓	3T19	100%	100%	4T21
	Biguaçu (Lote 1)	012/2018	IE Biguaçu	100%	SC	58,9	set-21	set-23	641,4	456,0	✓	1T21	100%	100%	3T22
002/2019 (dez/2019)	Minuano (Lote 1)	001/2020	Evrecy	100%	RS	55,5	jan-20	mar-25	681,6	737,6	✓	3T22	100%	100%	4T24
	Três Lagoas (Lote 6)	006/2020	IE Tibagi	100%	MS / SP	7,8	jan-20	set-23	98,8	87,1	✓	2T21	100%	100%	2T22
	Triângulo Mineiro	007/2020	IEMG	100%	MG	50,9	jan-20	mar-25	553,6	519,6	✓	1T22	100%	100%	3T23
001/2020 (dez/2020)	Riacho Grande (Lote 7)	005/2021	IE Riacho Grande	100%	SP	102,7	jan-26	mar-26	1.140,6	922,1	✓	3T23	100%	100%	4T25
001/2022 (jun/2022)	Piraquê	008/2022	ISA ENERGIA BRASIL	100%	MG / ES	359,3	jan-26	set-27	3.653,6	3.866,1	✓	3T24	100%	100%	2T26
	Jacarandá (Lote 6)	011/2022	IE Jaguar 8	100%	SP	16,9	mar-26	mar-26	232,3	189,3	✓	3T24	100%	100%	2T26
001/2023 (jun/2023)	Serra Dourada (Lote 1)	006/2023	ISA ENERGIA BRASIL	100%	BA/MG	337,0	Imediata	mar-29	3.156,8	1.790,5	✓	3T25	96%	49%	-
	Itatiaia (Lote 7)	012/2023	ISA ENERGIA BRASIL	100%	RJ/MG	259,9	Imediata	mar-29	2.300,6	533,4	3T26	3T26	89%	33%	-
	Água Vermelha (Lote 9)	014/2023	IE Tibagi	100%	SP	8,9	Imediata	set-26	94,2	87,1	✓	3T24	100%	100%	2T25
Total (19)						1.909,7			15.742,9	12.083,7					

[Clique aqui](#) para acessar a planilha.

Anexo II – Investimentos em Projetos

Investimentos (R\$ milhões)	Consolidado + Controladas em Conjunto		
	2T26	2T25	Var (%)
Reforços & Melhorias	445,4	379,3	17,4%
Projetos <i>Greenfield</i>	608,1	722,8	-15,9%
100% ISA ENERGIA BRASIL	607,8	722,8	-15,9%
Piraquê	84,4	538,0	-84,3%
Riacho Grande	0,0	77,1	-100,0%
Serra Dourada	455,8	48,8	834,1%
Água Vermelha	0,0	16,0	-100,0%
Itatiaia	52,2	19,7	164,7%
Jacarandá	13,5	23,1	-41,5%
Minuano	1,9	0,0	N.A
Controladas em conjunto	0,2	0,0	N.A
Ivaí	0,2	0,0	N.A
Total	1.053,5	1.102,1	-4,4%

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	
	30/06/2026	30/06/2025
CIRCULANTE		
Caixa e equivalentes de caixa	468.699	1.356.062
Aplicações financeiras	1.288.565	808.924
Contas a Receber - Concessionárias e Permissionárias	456.479	469.745
Estoques	54.679	48.054
Tributos e contribuições a compensar	322.473	229.311
Instrumentos financeiros derivativos	0	37.384
Créditos com partes relacionadas	84.799	126.061
Despesas pagas antecipadamente	62.557	6.061
Caixa restrito	0	0
Outros	164.965	165.619
	2.903.216	3.247.221
NÃO CIRCULANTE		
Realizável a longo prazo		
Caixa restrito	20.071	18.888
Contas a receber - Concessionárias e Permissionárias	159.267	205.383
Valores a receber - Secretaria da Fazenda	2.829.539	2.760.806
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	0	0
Cauções e depósitos vinculados	46.317	46.049
Instrumentos financeiros derivativos	35.026	20.406
Outros	94.562	76.525
	3.184.782	3.128.057
Investimentos	1.395.576	1.366.474
Imobilizado	22.687.269	20.832.086
Intangível	1.812.433	1.819.316
	25.895.278	24.017.876
	29.080.060	27.145.933
Total do Ativo	31.983.276	30.393.154

Passivo e Patrimônio Líquido (R\$ mil)	Consolidado	
	30/06/2026	30/06/2025
CIRCULANTE		
Empréstimos e financiamentos	92.069	90.082
Debêntures	350.737	496.001
Arrendamento	17.140	18.677
Instrumentos financeiros derivativos	5.443	2.916
Fornecedores	229.979	254.342
Tributos e encargos sociais a recolher	296.085	213.752
Imposto de renda e contribuição social diferidos	0	0
Encargos regulatórios a recolher	33.001	66.723
Juros sobre capital próprio e dividendos a pagar	12.484	422.540
Obrigações trabalhistas	80.601	79.962
Valores a pagar – Vivest	942	1.335
Provisões - Capex	226.118	210.460
Outros	14.457	30.299
	1.359.056	1.887.089
NÃO CIRCULANTE		
Exigível a longo prazo		
Empréstimos e financiamentos	642.406	669.117
Debêntures	16.592.622	14.696.513
Arrendamento	30.725	36.959
Instrumentos financeiros derivativos	1.225	17.312
Fornecedores	3.861	3.456
PIS e COFINS diferidos	23.165	25.773
Imposto de renda e contribuição social diferidos	1.455.352	1.524.834
Encargos Regulatórios a recolher	43.843	35.404
Provisões judiciais	162.726	157.457
Obrigações vinculadas à concessão do serviço	900.615	850.307
Outros	396	334
	19.856.936	18.017.466
PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Capital social	3.590.020	3.590.020
Reservas de capital	666	666
Reservas de lucro	4.070.802	3.742.461
Reserva de Reavaliação	2.415.437	2.493.015
Outros Resultados Abrangentes	89.530	97.571
Dividendos adicionais propostos	279.322	279.322
	10.445.777	10.203.055
Participação de não controladores nos fundos de investimentos	321.507	285.544
	10.767.284	10.488.599
Total do Passivo e do Patrimônio Líquido	31.983.276	30.393.154

Anexo IV - Demonstração de Resultado Regulatório

Demonstração de Resultado (R\$ mil)	Consolidado					
	2T26	2T25	Var (%)	1S26	1S25	Var (%)
Receita Operacional Bruta	1.421.167	1.174.144	21,0%	2.814.646	2.468.120	14,0%
Receita de Uso da Rede Elétrica	1.411.383	1.163.603	21,3%	2.793.167	2.445.424	14,2%
Outras	9.784	10.541	-7,2%	21.479	22.696	-5,4%
(-) Deduções à Receita Operacional	-177.793	-145.513	22,2%	-345.008	-307.637	12,1%
Tributos e Contribuições sobre a Receita	-122.326	-101.351	20,7%	-242.485	-213.887	13,4%
Encargos Regulatórios	-55.467	-44.162	25,6%	-102.523	-93.750	9,4%
(=) Receita Operacional Líquida	1.243.374	1.028.631	20,9%	2.469.638	2.160.483	14,3%
(-) Custos e Despesas Operacionais	-436.651	-421.230	3,7%	-785.860	-808.803	-2,8%
Pessoal ¹	-110.278	-103.937	6,1%	-218.052	-213.914	1,9%
Material	-7.246	-7.104	2,0%	-10.964	-11.223	-2,3%
Serviços	-62.797	-52.013	20,7%	-107.936	-91.954	17,4%
Depreciação	-222.070	-215.793	2,9%	-391.582	-423.781	-7,6%
Outros	-34.261	-42.383	-19,2%	-57.326	-67.929	-15,6%
(=) Resultado do Serviço	806.723	607.401	32,8%	1.683.778	1.351.680	24,6%
(+/-) Resultado Financeiro	-638.919	-351.730	81,7%	-1.121.823	-703.118	59,5%
Rendimento de Aplicações Financeiras	63.249	72.948	-13,3%	120.325	153.361	-21,5%
Resultado da Variação Monetária Líquida	-285.397	-126.121	126,3%	-450.928	-287.755	56,7%
Juros Ativo/Passivos	-23	-1.293	-98,2%	166	-2.815	n.a
Juros/Encargos sobre empréstimos	-397.092	-324.406	22,4%	-778.756	-596.754	30,5%
Outras	-19.656	27.142	n.a	-12.630	30.845	n.a
(=) Resultado Operacional	167.804	255.670	-34,4%	561.955	648.562	-13,4%
(-) Equivalência Patrimonial	79.270	91.505	-13,4%	163.055	166.618	-2,1%
(-) Outras Receitas/Despesas Operacionais	-61.901	-33.651	83,9%	-87.292	-62.668	39,3%
(=) Resultado Anterior aos Tributos	185.173	313.524	-40,9%	637.718	752.512	-15,3%
(-) IR e CSLL	3.444	-40.782	n.a	-81.277	-130.946	-37,9%
Corrente	-52.332	11.308	n.a	-135.500	-83.625	62,0%
Diferido	55.776	-52.090	n.a	54.223	-47.321	n.a
(=) Lucro/Prejuízo Consolidado	188.617	272.742	-30,8%	556.441	621.566	-10,5%
(-) Partic. Acionista não Controlador	-14.752	-17.101	-13,7%	-24.841	-28.572	-13,1%
(=) Lucro/Prejuízo	173.865	255.641	-32,0%	531.600	592.994	-10,4%

¹ Inclui custos e despesas com Entidade de Previdência Privada

Anexo V – Fluxo de Caixa Indireto – Regulatório¹

Fluxo de Caixa das Atividades Operacionais (R\$ mil)	Consolidado	
	1S26	1S25
Fluxo de caixa das atividades operacionais	1,932,924	1,694,410
Lucro líquido do período	556,441	621,566
Benefício a empregados – déficit atuarial	2,707	0
PIS e COFINS diferidos	-2,607	-8,306
Depreciação e amortização	436,861	467,194
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-55,456	47,320
Provisão para Demandas judiciais	-2,120	-42,661
Custo residual de ativo imobilizado/intangível baixado	33,951	20,881
Benefício fiscal – ágio incorporado	19	18
Resultado de equivalência patrimonial	-163,053	-166,618
Receita sobre aplicações financeiras	-33,335	-57,166
Juros e variações cambiais sobre empréstimos, financiamentos e debêntures	1,206,274	877,386
Juros e variações monetárias e cambiais sobre ativos e passivos	26	-40,288
Instrumento Financeiro	-21,942	3,655
Transações com acionistas não controladores	-24,841	-28,572
(Aumento) diminuição de ativos	-174,913	38,185
Caixa restrito	0	0
Contas a receber – Concessionárias e Permissionárias	59,382	80,675
Estoques	-6,625	-5,732
Valores a receber - Secretaria da Fazenda	-68,733	-90,715
Tributos e contribuições a compensar	-84,680	73,103
Despesas pagas antecipadamente	-56,496	-26,514
Cauções e depósitos vinculados	694	-73
Outros	-18,455	7,441
Aumento (diminuição) de passivos	51,586	-14,062
Fornecedores	-23,958	70,145
Tributos e encargos sociais a recolher	168,242	193,939
Obrigações trabalhistas	639	4,136
Pagamentos de impostos	-113,840	-82,747
Encargos regulatórios a recolher	-25,897	-10,901
Provisões	224,651	-4,762
Valores a pagar Vivest	-393	406
Reserva Global de Reversão	-1,240	-1,240
Obrigações vinculadas à concessão do serviço	50,310	-7,646
Benefício pós emprego - passivo atuarial	-20,597	0
Outros	-206,331	-175,392
Caixa líquido gerado nas atividades operacionais	1,809,597	1,718,533
Caixa gerado (utilizado) nas atividades de investimentos	-2,553,351	-2,624,965
Caixa restrito	-1,183	246
Aplicações financeiras	-1,763,999	-2,925,957
Resgates de Aplicações financeiras	1,353,656	2,484,460
Imobilizado	-2,317,405	-2,183,714
Dividendos recebidos	175,580	0
Caixa utilizado nas atividades de financiamentos	-143,609	-1,354,741
Adições Empréstimos e Debêntures	4,789,453	1,446,492
Pagamentos Empréstimos e Debêntures (principal)	-3,698,909	-988,165
Pagamentos Empréstimos e Debêntures (juros)	-568,150	-508,518
Pagamentos Arrendamento Mercantil (principal e juros)	-11,973	-8,500
Instrumentos financeiros derivativos	9,759	39,856
Dividendos e juros sobre capital próprios pagos	-663,789	-1,335,906
Aumento (redução) líquido em caixa e equivalentes de caixa	-887,363	-2,261,173
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	1,356,062	2,914,747
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício	468,699	653,574
Variação em caixa e equivalentes de caixa	-887,363	-2,261,173

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)	2T26	2T25	Var (%)	1S26	1S25	Var (%)
Receita Operacional Bruta	211.347	200.362	5,5%	422.670	392.781	7,6%
Deduções à receita operacional	-29.214	-27.241	7,2%	-57.746	-52.416	10,2%
Receita Operacional Líquida	182.133	173.121	5,2%	364.924	340.365	7,2%
Custos e Despesas	-12.600	-15.686	-19,7%	-33.891	-36.184	-6,3%
Depreciação	-36.425	-36.493	-0,2%	-72.855	-73.383	-0,7%
EBITDA	169.558	157.301	7,8%	331.063	304.064	8,9%
Resultado do Serviço	133.108	120.943	10,1%	258.178	230.798	11,9%
Resultado Financeiro	-8.526	-10.539	-19,1%	-15.123	-26.765	-43,5%
Outras receitas/despesas líquidas	25	-134	n.a	30	-117	n.a
Lucro antes do IR & CSLL	124.606	110.270	13,0%	243.085	203.917	19,2%
IR & CSLL	-28.812	-21.129	36,4%	-52.333	-41.706	25,5%
Lucro líquido	95.794	89.140	7,5%	190.752	162.211	17,6%
Part .ISA ENERGIA BRASIL (51%) no EBITDA	86.474	80.224	7,8%	168.842	155.073	8,9%
Part .ISA ENERGIA BRASIL (51%) no Lucro	48.855	45.461	7,5%	97.283	82.728	17,6%

IE GARANHUNS						
Demonstração do Resultado (R\$ mil)	2T26	2T25	Var (%)	1S26	1S25	Var (%)
Receita Operacional Bruta	42.834	41.537	3,1%	88.540	82.904	6,8%
Deduções à receita operacional	-5.715	-5.491	4,1%	-11.396	-10.913	4,4%
Receita Operacional Líquida	37.119	36.046	3,0%	77.143	71.991	7,2%
Custos e Despesas	-3.788	-3.797	-0,3%	-8.035	-8.181	-1,8%
Depreciação	-7.136	-6.355	12,3%	-14.275	-12.712	12,3%
EBITDA	33.331	32.249	3,4%	69.108	63.810	8,3%
Resultado do Serviço	26.195	25.894	1,2%	54.834	51.098	7,3%
Resultado Financeiro	350	-167	n.a	-309	-1.183	-73,9%
Outras receitas/despesas líquidas	0	0	-100,0%	0	0	-100,0%
Lucro antes do IR & CSLL	26.544	25.727	3,2%	54.525	49.915	9,2%
IR & CSLL	-1.584	-1.582	0,1%	-3.128	-3.073	1,8%
Lucro líquido	24.960	24.145	3,4%	51.397	46.842	9,7%
Part .ISA ENERGIA BRASIL (51%) no EBITDA	16.999	16.447	3,4%	35.245	32.543	8,3%
Part .ISA ENERGIA BRASIL (51%) no Lucro	12.730	12.314	3,4%	26.212	23.890	9,7%

IE AIMORÉS						
Demonstração do Resultado (R\$ mil)	2T26	2T25	Var (%)	1S26	1S25	Var (%)
Receita Operacional Bruta	29.968	28.454	5,3%	59.936	56.909	5,3%
Deduções à receita operacional	-3.017	-2.977	1,3%	-6.132	-5.954	3,0%
Receita Operacional Líquida	26.951	25.477	5,8%	53.804	50.955	5,6%
Custos e Despesas	-1.453	-1.698	-14,4%	-2.743	-3.354	-18,2%
Depreciação	-2.722	-2.798	-2,7%	-5.443	-5.442	0,0%
EBITDA	25.498	23.779	7,2%	51.061	47.601	7,3%
Resultado do Serviço	22.776	20.981	8,6%	45.618	42.159	8,2%
Resultado Financeiro	-8.592	927	n.a	-16.945	1.329	n.a
Outras receitas/despesas líquidas	0	0	N.A.	0	0	N.A.
Lucro antes do IR & CSLL	14.184	21.908	-35,3%	28.673	43.488	-34,1%
IR & CSLL	-1.280	-2.100	-39,0%	-3.044	-4.614	-34,0%
Lucro líquido	12.904	19.808	-34,9%	25.629	38.874	-34,1%
Part .ISA ENERGIA BRASIL (50%) no EBITDA	12.749	11.890	7,2%	25.531	23.801	7,3%
Part .ISA ENERGIA BRASIL (50%) no Lucro	6.452	9.904	-34,9%	12.815	19.437	-34,1%

IE PARAGUAÇU						
Demonstração do Resultado (R\$ mil)	2T26	2T25	Var (%)	1S26	1S25	Var (%)
Receita Operacional Bruta	44.728	42.384	5,5%	89.064	84.045	6,0%
Deduções à receita operacional	-4.725	-4.718	0,1%	-9.052	-9.365	-3,3%
Receita Operacional Líquida	40.003	37.666	6,2%	80.012	74.680	7,1%
Custos e Despesas	-2.379	-2.189	8,7%	-4.248	-4.368	-2,7%
Depreciação	-4.657	-4.732	-1,6%	-9.315	-9.304	0,1%
EBITDA	37.624	35.477	6,1%	75.764	70.312	7,8%
Resultado do Serviço	32.967	30.745	7,2%	66.449	61.008	8,9%
Resultado Financeiro	-15.246	2.244	n.a	-30.555	3.706	n.a
Outras receitas/despesas líquidas	0	0	N.A.	0	0	N.A.
Lucro antes do IR & CSLL	17.721	32.989	-46,3%	35.894	64.714	-44,5%
IR & CSLL	1.776	-2.620	n.a	-657	-6.044	-89,1%
Lucro líquido	19.497	30.369	-35,8%	35.237	58.670	-39,9%
Part .ISA ENERGIA BRASIL (50%) no EBITDA	18.812	17.739	6,1%	37.882	35.156	7,8%
Part .ISA ENERGIA BRASIL (50%) no Lucro	9.749	15.185	-35,8%	17.619	29.335	-39,9%

IE IVAÍ						
Demonstração do Resultado (R\$ mil)	2T26	2T25	Var (%)	1S26	1S25	Var (%)
Receita Operacional Bruta	109.767	104.217	5,3%	222.830	209.962	6,1%
Deduções à receita operacional	-11.519	-10.928	5,4%	-23.371	-22.011	6,2%
Receita Operacional Líquida	98.249	93.289	5,3%	199.458	187.951	6,1%
Custos e Despesas	-5.824	-4.598	26,7%	-10.807	-10.014	7,9%
Depreciação	-13.966	-13.462	3,7%	-28.012	-27.086	3,4%
EBITDA	92.715	88.741	4,5%	188.446	177.986	5,9%
Resultado do Serviço	78.459	75.230	4,3%	160.640	150.852	6,5%
Resultado Financeiro	-74.264	-49.092	51,3%	-132.792	-116.872	13,6%
Outras receitas/despesas líquidas	290	49	491,0%	-206	49	n.a
Lucro antes do IR & CSLL	4.485	26.187	-82,9%	27.642	34.029	-18,8%
IR & CSLL	-1.521	-8.903	-82,9%	-9.394	-11.570	-18,8%
Lucro líquido	2.964	17.283	-82,8%	18.248	22.459	-18,7%
Part .ISA ENERGIA BRASIL (50%) no EBITDA	46.357	44.370	4,5%	94.223	88.993	5,9%
Part .ISA ENERGIA BRASIL (50%) no Lucro	1.482	8.642	-82,8%	9.124	11.229	-18,7%

AIE (IE IVAÍ + IE PARAGUAÇU + IE AIMORÉS)						
Demonstração do Resultado (R\$ mil)	2T26	2T25	Var (%)	1S26	1S25	Var (%)
Receita Operacional Bruta	184.463	175.055	5,4%	371.830	350.916	6,0%
Deduções à receita operacional	-19.261	-18.623	3,4%	-38.555	-37.330	3,3%
Receita Operacional Líquida	165.203	156.432	5,6%	333.274	313.586	6,3%
Custos e Despesas	-9.656	-8.485	13,8%	-17.798	-17.736	0,3%
Depreciação	-21.345	-20.992	1,7%	-42.770	-41.832	2,2%
EBITDA	155.837	147.997	5,3%	315.271	295.899	6,5%
Resultado do Serviço	134.202	126.956	5,7%	272.707	254.019	7,4%
Resultado Financeiro	-98.102	-45.921	113,6%	-180.292	-111.837	61,2%
Outras receitas/despesas líquidas	290	49	491,0%	-206	49	n.a
Lucro antes do IR & CSLL	36.390	81.084	-55,1%	92.209	142.231	-35,2%
IR & CSLL	-1.025	-13.623	-92,5%	-13.095	-22.228	-41,1%
Lucro líquido	35.365	67.460	-47,6%	79.114	120.003	-34,1%
Part .ISA ENERGIA BRASIL (50%) no EBITDA	77.918	73.998	5,3%	157.635	147.950	6,5%
Part .ISA ENERGIA BRASIL (50%) no Lucro	17.683	33.730	-47,6%	39.557	60.001	-34,1%

Anexo VII – Covenants (R\$ milhões)

BNDES (apuração anual)	
Dívida Líquida 30/06/26	17.774,6
EBITDA últimos 12 meses	4.707,4
Dívida Líquida/EBITDA 30/06/26	3,78
Patrimônio Líquido 30/06/26	22.480,9
Dívida Liq./(Dívida Liq. + PL) 30/06/26	0,44

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 30/06/2026, soma o montante de R\$ 665,1 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, cuja última apuração ocorreu em 31 de dezembro de 2025. O indicador de Dívida Líquida/EBITDA de acordo com essa metodologia foi de **3,78** no 2T26.

Em novembro de 2025, a Companhia recebeu carta do BNDES formalizando a anuência prévia e a abstenção da declaração de vencimento antecipado de determinados contratos de financiamento, no contexto do acompanhamento dos indicadores financeiros referentes ao exercício de 2025.

Anexo VIII – Balanço Patrimonial – IFRS

Ativo (R\$ mil)	Consolidado	
	30/06/2026	31/12/2025
CIRCULANTE		
Caixa e equivalentes de caixa	468.699	1.356.062
Aplicações Financeiras	1.288.565	808.924
Ativo de concessão	4.390.375	4.106.084
Estoques	83.887	72.704
Tributos e contribuições a compensar	322.473	229.311
Instrumentos financeiros derivativos	0	37.384
Créditos com partes relacionadas	84.184	126.579
Despesas pagas antecipadamente	62.557	6.061
Caixa restrito	0	0
Adiantamento a Fornecedores	0	0
Outros	464.434	344.330
	7.165.174	7.087.439
NÃO CIRCULANTE		
Realizável a longo prazo		
Caixa restrito	20.071	18.888
Ativo de concessão	34.742.650	32.325.214
Valores a receber - Secretaria da Fazenda	2.829.539	2.760.806
Cauções e depósitos vinculados	46.317	46.049
Estoques	96.839	94.871
Instrumentos financeiros derivativos	35.026	20.406
Outros	94.562	76.525
	37.865.004	35.342.759
Investimentos	4.320.138	4.154.815
Imobilizado	168.491	180.126
Intangível	435.950	436.233
	4.924.579	4.771.174
	42.789.583	40.113.933
Total do Ativo	49.954.757	47.201.372

Passivo e Patrimônio Líquido (R\$ mil)	Consolidado	
	30/06/2026	30/06/2025
CIRCULANTE		
Empréstimos e financiamentos	92.069	90.082
Debêntures	350.737	496.001
Arrendamento	17.140	18.677
Instrumentos financeiros derivativos	5.443	2.916
Fornecedores	228.937	254.445
Tributos e encargos sociais a recolher	295.495	213.325
Encargos Regulatórios a recolher	33.001	66.723
Juros sobre capital próprio e dividendos a	12.484	422.540
Obrigações trabalhistas	80.601	79.962
Valores a pagar – Vivest	942	1.335
Outros	240.580	240.765
	1.357.429	1.886.771
NÃO CIRCULANTE		
Exigível a longo prazo		
Empréstimos e financiamentos	642.406	669.117
Debêntures	16.592.622	14.696.513
Arrendamento	30.725	36.959
Instrumentos financeiros derivativos	1.225	17.312
Fornecedores	3.861	3.456
Provisão para Contingências	180.046	163.035
PIS e COFINS Diferidos	3.216.050	2.966.130
Imposto de renda e contribuição social	5.403.489	5.287.595
Encargos Regulatórios a recolher	43.843	35.404
Outros	2.124	2.069
	26.116.391	23.877.590
PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Capital Social	3.590.020	3.590.020
Reservas de Capital	666	666
Reservas de Lucro	18.199.688	17.183.674
Outros Resultados Abrangentes	89.734	97.785
Dividendos adicionais propostos	279.322	279.322
	22.159.430	21.151.467
Participação de não controladores nos fundos de investimentos	321.507	285.544
	22.480.937	21.437.011
Total do Passivo e do Patrimônio Líquido	49.954.757	47.201.372

Anexo IX – Demonstração de Resultados – IFRS

Demonstração de Resultado (R\$ milhões)	Consolidado					
	2T26	2T25	Var (%)	1S26	1S25	Var (%)
Receita Operacional Bruta	2.904,2	1.626,6	78,5%	5.704,2	4.313,8	32,2%
Receita de infraestrutura	1.398,3	1.362,8	2,6%	2.898,1	2.701,5	7,3%
Receita bruta de Operação e Manutenção	350,7	318,8	10,0%	706,1	651,5	8,4%
Remuneração dos ativos de concessão	1.146,7	-64,6	-1874,4%	2.081,0	942,6	120,8%
Outras Receitas	8,5	9,5	-10,9%	19,0	18,2	4,4%
Deduções à Receita Operacional	-306,7	-193,7	58,3%	-595,9	-468,8	27,1%
Receita Operacional Líquida	2.597,5	1.432,9	81,3%	5.108,3	3.844,9	32,9%
Custos e Despesas Operacionais	-1.290,7	-1.327,6	-2,8%	-2.700,7	-2.631,9	2,6%
Pessoal	-133,8	-128,3	4,3%	-328,1	-252,7	29,8%
Material	-387,8	-439,8	-11,8%	-1.038,3	-990,4	4,8%
Serviços	-667,8	-671,4	-0,5%	-1.179,7	-1.224,6	-3,7%
Depreciação	-9,4	-8,3	12,5%	-18,1	-16,9	7,2%
Outros	-91,9	-79,8	15,2%	-136,4	-147,4	-7,5%
Receitas – Revisão Tarifaria Periódica (RTP)	0,0	166,3	-100,0%	0,0	166,3	-100,0%
Resultado do Serviço	1.306,8	271,6	381,2%	2.407,6	1.379,3	74,5%
Resultado Financeiro	-639,2	-351,9	81,6%	-1.122,3	-703,5	59,5%
Rendimento de Aplicações Financeiras	63,2	72,9	-13,3%	120,3	153,4	-21,5%
Resultado da Variação Monetária Líquida	-281,2	-89,8	213,2%	-442,8	-241,0	83,7%
Juros Ativo/Passivos	-0,0	-1,3	-98,2%	0,2	-2,8	-105,9%
Juros/Encargos sobre empréstimos	-397,1	-324,4	22,4%	-778,8	-596,8	30,5%
Outras	-24,1	-9,4	157,6%	-21,2	-16,3	30,1%
Resultado Operacional	667,6	-80,3	-931,3%	1.285,4	675,9	90,2%
Equivalência Patrimonial	168,4	138,8	21,3%	299,3	294,2	1,7%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	4,8	-2,5	-294,4%	6,0	0,3	2006,9%
Resultado Anterior aos Tributos	840,8	56,1	1399,8%	1.590,6	970,3	63,9%
Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	-137,4	176,2	-178,0%	-268,1	-13,3	1909,4%
Corrente	-55,0	11,3	-586,6%	-138,2	-83,6	65,3%
Diferido	-82,4	164,9	-149,9%	-129,9	70,3	-284,9%
Lucro/Prejuízo Consolidado	703,4	232,3	202,8%	1.322,5	957,0	38,2%
Participação do Acionista não Controlador	-14,8	-17,1	-13,7%	-24,8	-28,6	-13,1%
Lucro/Prejuízo	688,6	215,2	220,0%	1.297,7	928,4	39,8%

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

Fluxo de Caixa das Atividades Operacionais (R\$ mil)	Consolidado	
	1S26	1S25
Fluxo de caixa das atividades operacionais	-3.116.864	-2.905.291
Lucro líquido do período	1.322.519	956.980
Benefício a empregados – déficit atuarial	2.707	3.846
Depreciações e amortizações	18.149	16.927
PIS e COFINS diferidos	249.920	153.145
IR e CS diferidos	129.927	-70.283
Provisão para Demandas Judiciais	9.622	20.508
Valor residual de ativo permanente baixado	0	61
Benefício Fiscal - Ágio Incorporado	19	18
Receita sobre aplicações financeiras	-33.335	-57.166
Juros e variações cambiais sobre empréstimos, financiamentos e debêntures	1.206.273	877.386
Juros e variações cambiais sobre ativos e passivos	-23	-39.919
Resultado de equivalência patrimonial	-299.281	-294.181
Contas a receber - Ativo de Concessão	-5.685.235	-4.457.617
Instrumentos financeiros	-21.942	3.655
Realização de ativo de Concessão na aquisição de Controlada	8.657	9.922
Transações com acionistas não controladores	-24.841	-28.573
(Aumento) diminuição de ativos	2.623.109	2.507.959
Caixa restrito	0	0
Contas a receber - Ativo de concessão	2.983.508	2.567.604
Estoques	-13.151	33.138
Valores a receber - Secretaria da Fazenda	-68.733	-89.443
Tributos e contribuições a compensar	-84.637	73.715
Cauções e depósitos vinculados	694	-73
Despesas pagas antecipadamente	-56.496	-26.514
Crédito com controladas	0	0
Outros	-138.076	-50.468
Aumento (diminuição) de passivos	-819	-70.625
Fornecedores	-25.103	71.909
Tributos e encargos sociais a recolher	168.077	193.086
Pagamentos IR/CSLL	-113.840	-82.747
Obrigações trabalhistas	639	4.136
Encargos regulatórios a recolher	-25.897	-10.901
Provisões	0	-66.038
Valores a pagar Vivest	-1.467	0
Reserva Global de Reversão	-1.240	-1.240
Outros	-1.988	-178.830
Caixa líquido gerado nas atividades operacionais	-494.574	-467.957
Caixa gerado (utilizado) nas atividades de investimentos	-249.179	-438.474
Caixa restrito	-1.183	-1.027
Aplicações financeiras	-1.763.999	-2.925.957
Resgates de Aplicações financeiras	1.353.656	2.484.460
Aquisição de Imobilizado	-1.347	-7.364
Intangível	-11.886	-2.997
Dividendos recebidos	175.580	14.411
Caixa utilizado nas atividades de financiamentos	-143.610	-1.354.742
Adições Empréstimos e Debêntures	4.789.453	1.446.492
Pagamentos Empréstimos e Debêntures (principal)	-3.698.909	-988.165
Pagamentos Empréstimos e Debêntures (juros)	-568.150	-508.518
Pagamentos Arrendamento Mercantil (principal e juros)	-11.973	-8.500
Instrumentos financeiros derivativos	9.759	39.856
Dividendos e juros sobre capital próprios pagos	-663.790	-1.335.907
Aumento (redução) líquido em caixa e equivalentes de caixa	-887.363	-2.261.173
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	1.356.062	2.914.747
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício	468.699	653.574
Variação em caixa e equivalentes de caixa	-887.363	-2.261.173



EARNINGS RELEASE 2Q2026

Aurora Namie Yukuhirto
Chemist



Learn more
about our
brand



São Paulo, August 03, 2026 – ISA ENERGIA BRASIL S.A. ("ISA ENERGIA BRASIL", the "Company", B3: ISAE3 and ISAE4) announces its results for the second quarter of 2026 (2Q26). Regulatory results are presented 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"), with the purpose of supporting the understanding of the Company's business. Regulatory results are audited annually by the same independent auditor of the statutory financial statements and are not reviewed on a quarterly basis. Additionally, results prepared in accordance with the rules issued by the Brazilian Securities and Exchange Commission ("CVM") and the applicable technical pronouncements of the Brazilian Accounting Pronouncements Committee ("CPC"), and in compliance with the International Financial Reporting Standards ("IFRS") issued by the International Accounting Standards Board ("IASB"), can be found in the "Appendices" section of this document.

Regulatory Indicators (R\$ million)	Consolidated					
	2Q26	2Q25	Chg (%)	1H26	1H25	Chg (%)
Net Revenue	1,243.4	1,028.6	20.9%	2,469.6	2,160.5	14.3%
PMSO	-210.8	-186.7	13.0%	-389.9	-364.4	7.0%
Manageable PMSO	-209.5	-184.7	13.4%	-387.2	-360.6	7.4%
EBITDA	966.9	789.5	22.5%	1,988.1	1,712.8	16.1%
<i>EBITDA Margin</i>	<i>77.8%</i>	<i>76.8%</i>	<i>1.0 p.p</i>	<i>80.5%</i>	<i>79.3%</i>	<i>1.2 p.p</i>
Net Income¹	173.9	255.6	-32.0%	531.6	593.0	-10.4%
<i>Net Margin</i>	<i>14.0%</i>	<i>24.9%</i>	<i>-10.9 p.p</i>	<i>21.5%</i>	<i>27.4%</i>	<i>-5.9 p.p</i>
ROE (LTM)	17.1%	18.0%	-0.9 p.p	17.1%	18.0%	-0.9 p.p
Net Debt	16,289.9	12,830.5	27.0%	16,289.9	12,830.5	27.0%
CapEx (ex-M&A)	1,053.5	1,102.1	-4.4%	2,275.9	2,210.1	3.0%

¹ Adjusted by non-controlling interest.

Financial highlights 2Q26



Net Revenue R\$ 1,243.4 million (20.9%)



PMSO: R\$ 210.8 million (+13.0%)



EBITDA R\$ 966.9 million (+22.5%)



CapEx R\$ 1,053.5 million (-4.4%)



Net Debt R\$ 16,289.9 million (+27.0%)

Conference 2Q26

Conference call in Portuguese with simultaneous translation into English

Date: August 04, 2026

Time: 10h00 (BRT) / 09h00 (EDT)

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

All connection data is available on the Investor Relations website:

ri.isaenergiabrasil.com.br/en

EVENTS OF THE PERIOD

Common Share Conversion

At the Board of Directors meeting held on March 19, 2026, the opening of the conversion period for common shares (ISAE3) into preferred shares (ISAE4) was approved, pursuant to the Company's Bylaws. The Conversion Period took place between March 20 and April 3, 2026, subject to the global limit of up to 5% of the capital stock and the individual statutory limit of up to 3%, upon compliance with the applicable legal, statutory and operational requirements.

At the meeting held on April 7, 2026, the Board of Directors acknowledged the requests received, resolved to ratify the requests that fully met the established requirements and approved the conversion of 19,767,728 common shares into preferred shares. Requests that did not comply with the documentary and/or operational requirements were rejected, and all acts adopted by the Investor Relations area necessary to implement the process were ratified. For more information, [access the link](#).

22nd Debenture Issuance

On April 6, 2026, the Company concluded the fundraising through the 22nd issuance of simple debentures, not convertible into shares, in the total amount of R\$ 1.0 billion, distributed in two series: (i) R\$ 750 million in the first series; and (ii) R\$ 250 million in the second series. The debentures have a 15-year term and cost of IPCA + 6.46% per year, corresponding to a spread of -87 bps over NTN-B 40. The proceeds raised were fully allocated to finance the Itatiaia Project. [Access the link](#) for more information.

Energization of the Jacarandá Project

On April 17, 2026, the Company obtained from the National Electric System Operator ("ONS") the Final Release Term ("TLD") for the Jacarandá project and started its commercial operation, with retroactive receipt of AAR as of April 11, 2026.

The project was awarded in Transmission Auction No. 01/2022 held by the Brazilian Electricity Regulatory Agency ("ANEEL") and consisted of the expansion of the Água Azul Substation, which received an additional 60 thousand m² of area, with the expansion of the 440 kV yard and the implementation of a new 88 kV yard. The project also included the installation of seven power transformers, which reinforced the supply capacity of the local electric system and added 600 MVA of capacity to the substation.

With this energization, the Company began receiving the project's Annual Allowed Revenue ("AAR") of R\$ 16.9 million (2026/2027 tariff cycle), with an estimated EBITDA margin of approximately 90% and a presumed profit tax regime. The project's total investment was approximately R\$ 188.8 million, representing a 33% efficiency compared to ANEEL CAPEX updated to the base date of March 30, 2026. [Click here](#) for more information.

Obtaining the Installation License for the Serra Dourada Project (Block 2)

On May 27, 2026, the Company obtained from the Institute of the Environment and Water Resources ("INEMA") the Installation License ("LI") for the remaining block (Block 2) of the Serra Dourada project. With the LI obtained, construction works on this 500 kV section of the Juazeiro III – Campo Formoso II - Barra II transmission line has already begun.

Serra Dourada was awarded Transmission Auction No. 01/2023, held in June 2023 by ANEEL, and consists of the implementation of 1,093 km of transmission lines and three new substations, in addition to the expansion of three other substations already in operation. The project will create a priority corridor for the flow of renewable energy from western Bahia, enabling the connection of new and existing generators and new transmission projects.

With the maximum deadline established by ANEEL for the Serra Dourada project to start operations in March 2029, the project has ANEEL CAPEX of R\$ 3,157 million (auction date) and Annual Allowed Revenue ("AAR") of R\$ 337.0 million (2026/2027 cycle). [Click here](#) for more information.

Energization of the Piraquê Project

On June 11, 2026, the Company obtained from ONS the TLD for Block 3 of the Piraquê project. With the release granted, the remaining block started commercial operation 16 months ahead of the deadline established by ANEEL, and the Company began operating and being fully remunerated for Lot 3 awarded in Transmission Auction No. 01/2022.

The project, one of the largest greenfield projects in the Brazilian transmission sector, involved the implementation of eight transmission lines, seven 500 kV lines and one 345 kV line, totaling approximately 1,000 km in length across the

states of Minas Gerais and Espírito Santo. Block 3 included the construction of two transmission lines in Espírito Santo and the expansion of the substations associated with them. The project plays a relevant systemic role by significantly reducing the risk of overloads in the electric system in scenarios of high energy exchanges between the Northeast and Southeast regions, while reinforcing the stability of the transmission grid in the state of Espírito Santo, increasing energy flow capacity and reducing the risk of operational failures.

With this energization, the Company began fully receiving the project's AAR of R\$ 359.3 million (2026/2027 tariff cycle), with an estimated EBITDA margin of approximately 95% and a real profit tax regime. The project's total investment was approximately R\$ 3.85 billion and was fully financed through green infrastructure debentures. [Click here](#) for more information.

Annual Allowed Revenue ("AAR") 2026/2027 Cycle

On June 22, 2025, Order No. 2,268 was published, establishing the AAR of ISA ENERGIA BRASIL and its subsidiaries and jointly controlled companies for the 2026/2027 Tariff Cycle, covering the period from July 1, 2026 to June 30, 2027 ("2026/2027 Cycle"). Below is a summary table of the consolidated AAR, weighted by the Company's interest in the jointly controlled companies:

After July 31, 2026, the Company began consolidating 100% of IE Madeira's AAR, as a result of the asset swap transaction carried out with AXIA Energia. The asset swap also resulted in the sale of 51% interest in IE Garanhuns, as disclosed. As a result, AAR for the 2026/2027 Cycle totals R\$ 7,082 million. For further details, see the AAR section of this document.

Below is a summary table of consolidated AAR, weighted by the Company's interest in jointly controlled companies:

Category	AAR 25/26 Cycle (with PA)	AAR 26/27 Cycle (ex-PA)	PA	AAR 26/27 Cycle (with PA)
Paulista Concession	3,627	3,806	50	3,869
RBSE	1,899	1,989		1,989
O&M 059/2001	915	921	50	984
R&M 059/2001	813	897		897
New concessions	2,772	3,276	(66)	3,197
New concessions in operation	1,750	2,679	(66)	2,600
New concessions in construction	1,022	597	-	597
Total	6,399	7,082	(16)	7,066

Notes on financial information

The financial information presented in this document refers to the three-month period ended March 31, 2026, and was prepared in accordance with the standards, procedures and guidelines issued by the Regulatory Agency, as well as the accounting policies established in the Electricity Sector Accounting Manual, approved by ANEEL through Normative Resolution No. 933, dated May 28, 2021, and the guidelines set forth in ANEEL's Order No. 2,904, dated September 17, 2021.

The information referred to as EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization) is presented in accordance with CVM Resolution 156/22.

Additionally, the financial and operating information included in this results discussion is subject to rounding and, as a result, total amounts shown in tables and charts may differ from the direct numerical aggregation of the figures that preceded them.

Below is the calculation of EBITDA under regulatory accounting in accordance with Normative Resolution No. 933 and Order No. 2,904:

(R\$ million)	Consolidated					
	2Q26	2Q25	Var (%)	1H26	1H25	Var (%)
(=) Net Profit IFRS	688.6	215.2	220.0%	1,297.7	928.4	39.8%
(+) Non-controlling shareholder particip.	14.8	17.1	-13.7%	24.8	28.6	-13.1%
(+) IRPJ/CSLL	137.4	-176.2	n.a	268.1	13.3	1909.4%
(-) Equity Income	-168.4	-138.8	21.3%	-299.3	-294.2	1.7%
(+) Financial Result	639.2	351.9	81.6%	1,122.3	703.5	59.5%
(+) Depreciation/Amortization	9.4	8.3	12.5%	18.1	16.9	7.2%
(=) EBITDA IFRS	1,321.0	277.5	376.1%	2,431.8	1,396.6	74.1%
(+) Equity Income	168.4	138.8	21.3%	299.3	294.2	1.7%
(=) EBITDA IFRS CVM 156/2022	1,489.3	416.3	257.8%	2,731.0	1,690.7	61.5%

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](#)).

ÍNDICE

EVENTS OF THE PERIOD	3
OPERATING REVENUE	8
EBITDA AND MARGIN	11
FINANCIAL RESULT	12
EQUITY INCOME	13
IRPJ AND CSLL	14
NET INCOME ¹	14
COMPARISON OF RESULTS (REGULATORY VS. IFRS)	15
INDEBTEDNESS	17
INVESTMENTS	18
INVESTMENTS IN RETROFITTING AND IMPROVEMENTS PROJECTS (“R&I”)	18
INVESTMENTS IN GREENFIELD PROJECTS	19
CAPITAL MARKETS	20
OWNERSHIP BREAKDOWN	20
SUSTAINABILITY	21
SUSTAINABILITY KPI’S	21
OTHER RELEVANT INFORMATION	25
REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA (RTP) - CONTRATOS LICITADOS	25
PAULISTA CONCESSION RENEWAL - CONTRACT 059/2001 (RBNI/RBSE)	28
SUPPLEMENTARY RETIREMENT PLAN – LAW 4,819/58	29
GLOSSARY	31
ATTACHMENTS	34

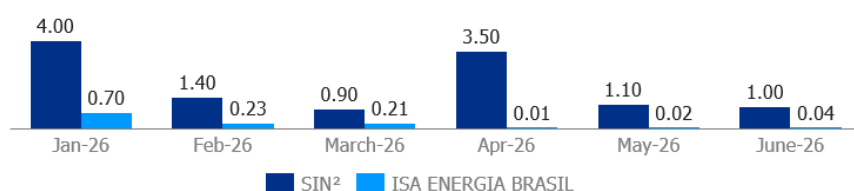
OPERATING PERFORMANCE

For transmission assets with voltage levels below 230 kV, associated with connection points to distribution companies, the main operational performance indicator is the Non-Supplied Energy Index ("IENS"). IENS corresponds to the percentage ratio between the total volume of energy not supplied to distribution agents during the events recorded in the period and the total energy that would have been supplied in the absence of interruptions. This indicator therefore reflects the amount of energy that was not consumed by end customers as a result of failures or interruptions in the system.

Below is the Company's IENS¹² measurement for the second quarter of 2026:

IENS % 2026

x10⁻³%



¹ Connection assets associated with distribution companies with voltage levels below 230 kV are considered.

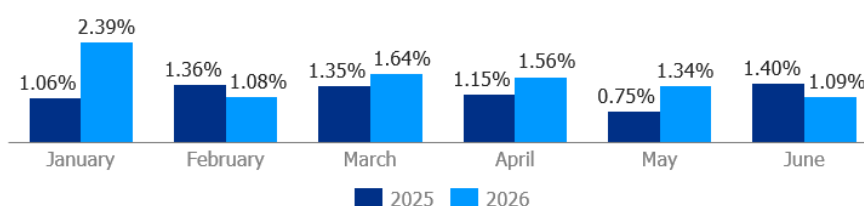
² Data in the June/2026 report from SIN (National Interconnected System).

Variable Portion

The Variable Portion ("PV") corresponds to the portion of the transmission concessionaire's revenue that varies according to the availability of transmission facilities, in accordance with applicable regulatory rules. Any outages or failures exceeding the established regulatory thresholds may result in reductions to this revenue. The PV indicator applies to assets of the basic transmission grid with voltage levels equal to or above 230 kV and is calculated as the ratio between the gross PV for the period and the amount of AAP.

After the impact of a significant outage recorded in January, PV performance in 2Q26 mainly reflected scheduled interventions related to the modernization and expansion of the grid, in addition to maintenance activities and specific operational events at transmission facilities.

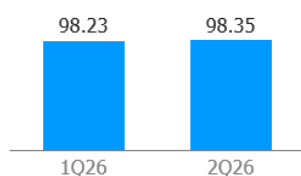
PV % 2026



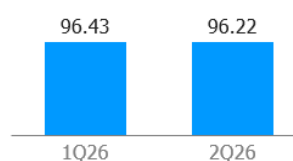
* PV data are dynamic and may be subsequently revised as a result of the conclusion of proceedings and appeals filed with the ONS.

Asset Availability (%)

Transmission lines



Power Transformers



*Only the basic network assets are considered

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

***Data accumulated in the form of a moving window.

****Source: ONS.

FINANCIAL PERFORMANCE (Regulatory Results)

Operating Revenue

Operating Revenue (R\$ million)	Consolidated					
	2Q26	2Q25	Chg (%)	1H26	1H25	Chg (%)
Electric Network Revenue	1,413.0	1,163.6	21.4%	2,795.3	2,445.4	14.3%
RBSE	511.5	568.6	-10.0%	1,023.1	1,137.2	-10.0%
Paulista Concession (059/2001 contract)	497.5	435.8	14.2%	1,002.4	893.7	12.2%
Operating & Maintenance (O&M) ¹	238.3	235.1	1.3%	476.5	470.3	1.3%
Retrofitting & Improvements (R&I)	259.2	200.6	29.2%	525.9	423.5	24.2%
New Concessions	369.7	254.7	45.2%	687.6	487.0	41.2%
Adjustment Portion (PA) and anticipation	6.7	-112.2	n.a	43.7	-111.4	n.a
Variable Portion (PV)	-12.6	-12.7	-0.7%	-33.7	-28.6	17.6%
Regulatory charges ex RAP (CDE and PROINFA)	40.2	29.4	36.4%	72.1	67.5	6.9%
Others	8.2	10.5	-22.5%	19.4	22.7	-14.7%
Gross Revenue	1,421.2	1,174.1	21.0%	2,814.6	2,468.1	14.0%
Deduction	-177.8	-145.5	22.2%	-345.0	-307.6	12.1%
Taxes and Contributions (PIS & Cofins)	-122.3	-101.4	20.7%	-242.5	-213.9	13.4%
Regulatory charges ex AAR (CDE and PROINFRA)	-36.8	-26.5	38.9%	-65.0	-59.1	10.0%
Regulatory charges in AAR (P&D, RGR and TFSEE)	-18.7	-17.7	5.7%	-37.5	-34.7	8.2%
Net Revenue	1,243.4	1,028.6	20.9%	2,469.6	2,160.5	14.3%

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

Consolidated gross revenue reached R\$ 1,421.2 million in 2Q26, an increase of R\$ 247.4 million compared to 2Q25 (+21.0%). In 1H26, consolidated gross revenue increased by R\$ 346.5 million (+14.0%) compared to 1H25. In addition to the tariff cycle adjustment for the 2025/2026 cycle, with AAR updated by the Broad Consumer Price Index ("IPCA") for the period (5.32%), the main revenue variations in the period were:

Paulista Concession (contract 059/2001)

- ▲ Incorporation of the AAR from large-scale Retrofitting and Improvements ("R&I") projects energized over the last 12 months;
- ▼ Reduction in the RBSE financial component after ANEEL's Board of Directors' decision in June 2025.

Auctioned Contracts

- ▲ Energization of the Água Vermelha Project (2Q25) and the Riacho Grande Project (4Q25), as well as the gradual energization of the Piraquê Project, which started recognizing 30% of its AAR as of November 2025 and 61% as of February 2026. The project reached full commercial operation during 2Q26 and began receiving 100% of its AAR as of May 31, 2026. Finally, the Jacarandá Project started commercial on March 30, 2026, with the Final Release Term (TLD) effective on April 11, 2026.

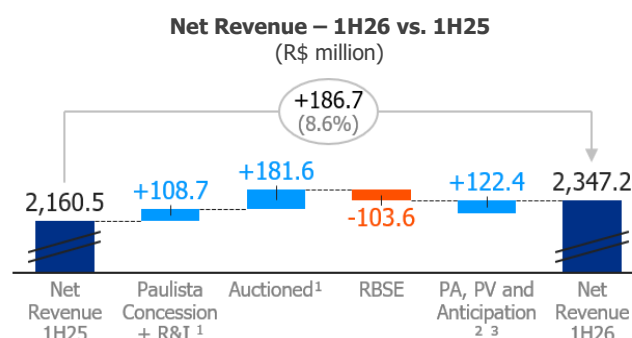
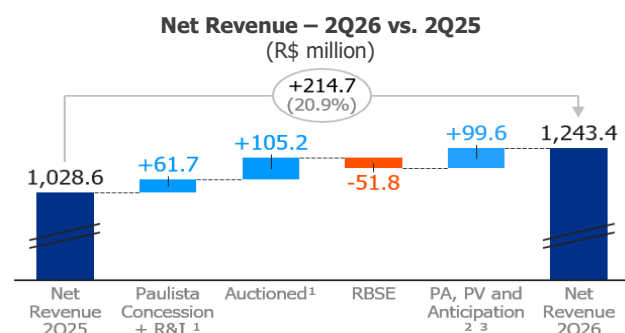
Adjustment Portion ("PA") and Anticipation

PA + Anticipations + Reimbursements (R\$ Million)	Consolidated					
	2Q26	2Q25	Chg (%)	1S26	1S25	Chg (%)
PA Cycle Readjustment	0.2	-9.5	n.a.	4.7	-16.7	n.a.
PA RBSE and RTP	0.0	-131.7	-100.0%	0.0	-154.6	-100.0%
RBSE	0.0	-131.7	-100.0%	0.0	-154.6	-100.0%
RTP	0.0	0.0	n.a.	0.0	0.0	n.a.
Improvements annual payment	11.0	20.5	-46.4%	22.0	40.9	-46.4%
Anticipation (Sector Surplus Deficit)	-4.5	-46.1	-90.3%	17.1	-89.9	n.a.
CDE Reimbursement	0.0	54.6	-100.0%	0.0	108.9	-100.0%
TOTAL	6.7	-112.2	n.a.	43.7	-111.4	n.a.

- ▲ End of the amortization of the Ke portion in the RBSE financial component following ANEEL's Board of Directors' decision on June 10, 2025. The balance of this PA, recognized in 2020 after the first RTP of the Paulista Concession, with amortization extended until 2028 after the reprofiling of the RBSE financial component, had been amortized monthly in line with its receipt through AAR;
- ▲ Higher volume of anticipation related to the sector's collection surplus or deficit (+R\$ 41.6 million);
- ▲ Improvement of R\$ 9.7 million associated with the tariff cycle adjustment PA (2024/2025 vs. 2025/2026).
- ▼ Reimbursement of the Energy Development Account ("CDE"): CDE is classified as a pass-through item and does not constitute revenue for the Company, which changed its accounting treatment so that CDE would no longer flow through the income statement as of August 2025, since the gross CDE revenue recorded was fully provisioned in the subsequent month;
- ▼ End of the retroactive receipt of the improvement's annuity related to the 2023/2024 tariff cycle in June 2025, due to the postponement of the RTP from July 2023 to July 2024.

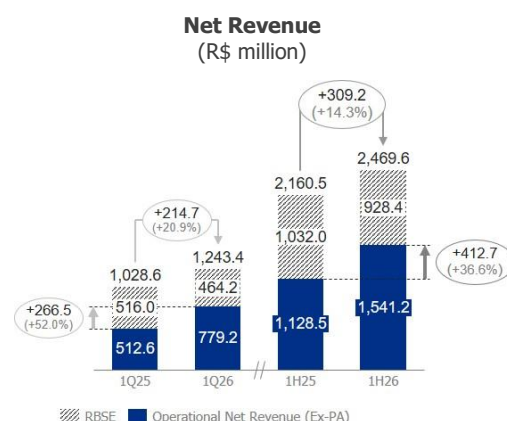
NET REVENUE

Net revenue increased by R\$ 214.7 million (+20.9%) compared to 2Q25, totaling R\$ 1,243.4 million. In 1H26, net revenue increased by R\$ 309.2 million (+14.3%) compared to 1H25.



¹ Considers adjustment by the IPCA and project energization | ² Includes RBSE PA in 2Q25 | ³ Charges and taxes on revenue

Net revenue ex-RBSE reached R\$ 779.2 million in 2Q26, an increase of R\$ 266.5 million (+52.0% vs. 2Q25). In addition to the tariff cycle adjustment for inflation, the decrease in RBSE was offset by the lower impact of PAs and by the energization of large-scale R&M projects and greenfield projects over the last 12 months. In 1H26, net revenue ex-RBSE increased by R\$ 412.7 million (+36.6%) vs. 1H25.



O&M Costs and Expenses

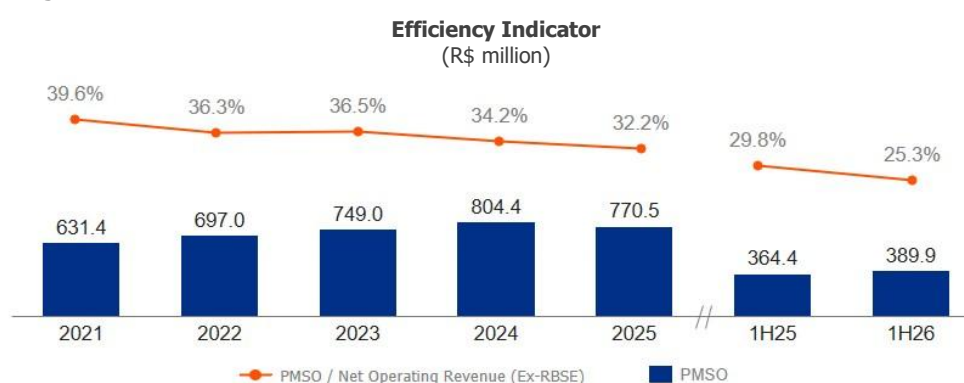
The manageable portion of Personnel, Material, Services and Other costs and expenses ("PMSO") totaled R\$ 209.5 million in 2Q26 (+13.4% vs. 2Q25). The accumulated variation was +7.4% vs. 1H25.

O&M Costs and Expenses (R\$ million)	Consolidated					
	2Q26	2Q25	Chg (%)	1H26	1H25	Chg (%)
Personnel	-108.9	-102.0	6.8%	-215.3	-210.1	2.5%
Material	-7.2	-7.1	2.0%	-11.0	-11.2	-2.3%
Services	-62.8	-52.0	20.7%	-107.9	-92.0	17.4%
Others	-30.5	-23.6	29.3%	-53.0	-47.3	11.9%
Manageable PMSO	-209.5	-184.7	13.4%	-387.2	-360.6	7.4%
Non-recurring	0.0	0.0	N.A.	0.0	0.0	N.A.
Private Pension Entity	-1.4	-1.9	-29.6%	-2.7	-3.8	-29.6%
PMSO	-210.8	-186.7	13.0%	-389.9	-364.4	7.0%
Contingencies	-3.7	-18.8	-80.1%	-4.4	-20.6	-78.9%
Depreciation	-222.1	-215.8	2.9%	-391.6	-423.8	-7.6%
Other costs and expenses	-225.8	-234.6	-3.7%	-395.9	-444.4	-10.9%
Total	-436.7	-421.2	3.7%	-785.9	-808.8	-2.8%

The main events that caused variations in manageable PMSO during the period were as follows:

- ▲ **Personnel:** higher costs related to salaries, payroll charges and benefits, and higher expenses associated with severance payments following terminations. This increase was partially offset by: (i) higher capitalization of technical staff hours; and (ii) lower expenses following the migration of the health insurance.
- ▲ **Services:** (i) recognition of success fees following the dismissal by the Federal Court of Accounts ("TCU") of the proceeding related to RBSE; (ii) higher expenses with the maintenance of substations and transmission lines; and (iii) expenses with conservation, right-of-way clearing, mowing services and area inspection. The effects were partially offset by lower consulting expenses.
- ▲ **Others:** higher costs and expenses associated with: (i) IPTU, mainly due to the update of the market value of properties; (ii) software licenses and the acquisition of new software; and (iii) vehicle and property rentals. These effects were partially offset by lower leasing expenses.

The chart below shows the evolution of the Company's operating efficiency, measured by the ratio between PMSO and net revenue excluding RBSE.



CONTINGENCIES

The Company recorded contingencies totaling R\$ 3.7 million in 2Q26, lower than 2Q25 (R\$ 18.8 million), which had been mainly impacted by judicial enforcements arising from the adherence to ANEEL's "Desenrola Program" for regulatory penalties in the amount of R\$ 5.0 million and by provisions for civil proceedings totaling R\$ 6.8 million.

DEPRECIATION

The Company recorded R\$ 222.1 million in depreciation expenses in 2Q26, a 2.9% increase (R\$ 6.3 million) compared to the depreciation recorded in 2Q25, mainly due to:

- ▲ Unitization of assets under auctioned contracts (+R\$ 16.6 million vs. 2Q25).
- ▲ Regularization of unitizations of R&I projects under the Paulista Concession, with a one-off retroactive depreciation of R\$ 4.7 million;
- ▲ Unitization of R&I projects under the Paulista Concession over the last 12 months (+R\$ 2.6 million);
- ▼ End, in June 2025, of the deferred depreciation of RBSE assets, which had a quarterly amount of R\$ 51.9 million. This depreciation refers to the period between the renewal of the Paulista Concession contract (Jan/2013) and the beginning of payment of the RBSE economic component (Jun/2017), which was amortized over eight years in accordance with regulation;

As a result, Operating Costs and Expenses totaled R\$ 436.7 million in 2Q26 (+3.7% vs. 2Q25), an increase of R\$ 15.4 million.

Other Operating Income and Expenses

Other Operating Income and Expenses (R\$ million)	Consolidated					
	2Q26	2Q25	Chg (%)	1H26	1H25	Chg (%)
Income	7.2	4.8	52.0%	16.1	11.5	39.6%
Disposal of Non-Operational Assets	2.5	1.7	41.2%	4.8	6.4	-25.7%
Update of amounts of warrants receivable (SJC terrain)	3.0	3.0	-0.7%	5.9	4.8	21.4%
Insurance Indemnity Proceeds	0.0	0.0	N.A.	1.9	0.3	636.3%
Gain and Remuneration From SE Centro	1.8	0.0	N.A.	3.6	0.0	N.A.
Expenses	-69.1	-38.4	80.0%	-103.4	-73.9	39.8%
Disposal of Non-Operational Assets	-4.3	-3.2	35.3%	-7.5	-5.6	35.1%
Amortization of capital gains (PBTE and SF Energia)	-13.5	-14.1	-4.3%	-27.0	-28.3	-4.3%
Cost of decommissioning assets*	-51.3	-21.1	143.0%	-68.8	-40.1	71.6%
Others	0.0	0.0	N.A.	0.0	-0.3	n.a
Total	-61.9	-33.7	83.9%	-87.3	-62.7	39.2%

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

ISA ENERGIA BRASIL recorded an expense of R\$ 61.9 million under "Other Operating Income and Expenses" in 2Q26 (+83.9% vs. 2Q25), mainly due to costs related to the decommissioning of assets associated with dismantling activities carried out in Retrofitting and Improvements projects. The increase in these costs reflects the higher volume of investments and project energization in the period which required the replacement of existing assets.

EBITDA and MARGIN

2Q26 EBITDA totaled R\$ 966.9 million, an increase of R\$ 177.3 million (+22.5% vs. 2Q25), with a margin of 77.8% (+1.0 p.p. vs. 2Q25).

EBITDA (R\$ million)	Consolidated					
	2Q26	2Q25	Chg (%)	1H26	1H25	Chg (%)
Net revenue	1,243.4	1,028.6	20.9%	2,469.6	2,160.5	14.3%
Costs and expenses (ex-depreciation)	-214.6	-205.4	4.5%	-394.3	-385.0	2.4%
Other expenses and revenues (ex-amortization)	-61.9	-33.7	84.0%	-87.3	-62.7	39.3%
EBITDA	966.9	789.5	22.5%	1,988.1	1,712.8	16.1%
EBITDA Margin	77.8%	76.8%	1 p.p.	80.5%	79.3%	1,2 p.p.

The variation is mainly explained by:

- ▲ Start of operations of greenfield projects and large-scale R&I projects over the last 12 months;
- ▲ Operating efficiency gains, with revenue growth outpacing expense growth;
- ▼ Reduction in the RBSE financial component following ANEEL's decision in June 2025;
- ▼ End, in June 2025, of the retroactive receipt of the improvement's annuity related to the 23/24 tariff cycle; and
- ▼ Higher costs related to the decommissioning and disposal of assets.

EBITDA (R\$ million)	Consolidated + Non-consolidated					
	2Q26	2Q25	Chg (%)	1H26	1H25	Chg (%)
ISA ENERGIA BRASIL Consolidated	966.9	789.5	22.5%	1,988.1	1,712.8	16.1%
Jointly-controlled subsidiaries	181.4	170.7	6.3%	361.7	335.6	7.8%
IE Madeira (51%)	86.5	80.2	7.8%	168.8	155.1	8.9%
IE Garanhuns (51%)	17.0	16.4	3.4%	35.2	32.5	8.3%
IE Aimorés (50%)	12.7	11.9	7.2%	25.5	23.8	7.3%
IE Paraguaçu (50%)	18.8	17.7	6.1%	37.9	35.2	7.8%
IE Ivaí (50%)	46.4	44.4	4.5%	94.2	89.0	5.9%
Total	1,148.3	960.2	19.6%	2,349.8	2,048.4	14.7%

The EBITDA from ISA ENERGIA BRASIL's interest in jointly controlled companies totaled R\$ 181.4 million in 2Q26, an increase of R\$ 10.7 million (+6.3%) compared to 2Q25. In the accumulated period (1H26), EBITDA from ISA ENERGIA BRASIL's interest in jointly controlled companies totaled R\$ 361.7 million, up 7.8% vs. 1H25.

Total EBITDA, considering ISA ENERGIA BRASIL's consolidated results and its interest in jointly controlled companies, was R\$ 1,148.3 million in 2Q26 (+19.6% vs. 2Q25). In addition to the increase in Consolidated EBITDA, EBITDA from all jointly controlled companies also grew in 2Q26. More details are available in the "Equity Pickup" section of this document ([click here](#)).

Financial Result

Financial Result (R\$ million)	Consolidated					
	2Q26	2Q25	Chg (%)	1H26	1H25	Chg (%)
Financial Income	89.8	124.1	-27.7%	148.1	216.9	-31.7%
Financial investment income	63.2	72.9	-13.3%	120.3	153.4	-21.5%
Others	26.5	51.2	-48.1%	27.7	63.5	-56.3%
Financial Expenses	-728.7	-475.8	53.1%	-1,269.9	-920.0	38.0%
Interest and charges on loans	-397.2	-325.8	21.9%	-778.9	-599.7	29.9%
Monetary variation	-281.9	-124.0	127.4%	-419.0	-159.1	163.3%
Others	-49.6	-26.1	90.1%	-71.9	-161.1	-55.4%
Total	-638.9	-351.7	81.7%	-1,121.8	-703.1	59.5%

The Company recorded net financial expenses of R\$ 638.9 million in 2Q26, an increase of R\$ 287.2 million (+81.7%) compared to 2Q25. In the accumulated period for 1H26, net financial expenses increased by 59.5% to R\$ 1,121.8 million, compared to the expense of R\$ 703.1 million recorded in 1H25, mainly impacted by:

- ▲ **Monetary variation:** the increase is mainly due to the higher gross debt position indexed to IPCA (+R\$ 4.0 billion) and, consequently, to the greater share of IPCA as an indexer of the Company's debt, which increased from 56% in 2Q25 to 67% in 2Q26. In addition to the Company's higher debt exposure to IPCA, the inflation index advanced 89 bps in the period (2.14% in 2Q26 vs. 1.25% in 2Q25). For accounting purposes, 2Q considers inflation from March to May;
- ▲ **Interest and charges on loans:** reflect the higher average debt balance, driven by the funding raised over the last 12 months to finance the Company's growth (19th, 20th and 22nd debentures), totaling R\$3.6 billion. This was partially offset by the reduction in the overall cost of debt resulting from the liability management transaction carried out through the 21st debenture issuance in 1Q26, as well as the prepayment, in the same amount, of the 9th, 13th, 15th (1st, 2nd and 3rd series), and 16th debenture issuances, which reduced the average contracted spread by approximately 80 bps;
- ▼ **Other financial income:** decrease of R\$ 51.1 million compared to the same period of the previous year, as the Company recognized, in 2Q25, financial income related to the update of extemporaneous IR/CSLL tax credits; and
- ▼ **Income from financial investments:** decrease of 13.3% vs. 2Q25 due to the lower average cash balance invested.

Equity Income

Equity Income (R\$ million)	Consolidated					
	2Q26	2Q25	Chg (%)	1H26	1H25	Chg (%)
IE Madeira (51%)	48.9	45.5	7.5%	97.3	82.7	17.6%
IE Garanhuns (51%)	12.7	12.3	3.4%	26.2	23.9	9.7%
AIE (50%)	17.7	33.7	-47.6%	39.6	60.0	-34.1%
IE Aimorés	6.5	9.9	-34.9%	12.8	19.4	-34.1%
IE Paraguaçu	9.7	15.2	-35.8%	17.6	29.3	-39.9%
IE Ivaí	1.5	8.6	-82.8%	9.1	11.2	-18.7%
Total	79.3	91.5	-13.4%	163.1	166.6	-2.1%

Equity income was R\$ 79.3 million in 2Q26, a reduction of R\$ 12.2 million (-13.4%) compared to 2Q25. In 1H26, equity income totaled R\$ 163.1 million, down 2.1% vs. 1H25. Details by company are presented below:

IE Madeira

Increase of R\$ 3.4 million (+7.5%) compared to 2Q25, reaching R\$ 48.9 million in 2Q26. Performance was mainly explained by: (i) AAR adjustment for the 2025/2026 tariff cycle; (ii) lower incidence of the Variable Portion for Unavailability ("PVI"), reflecting the comparison base that was negatively impacted in 2Q25 (+R\$ 1.0 million); and (iii) reduction in net financial expenses (-R\$ 2.8 million) due to the lower gross debt position. Accumulated equity income growth in 1H26 was R\$ 14.6 million (+17.6%).

IE Garanhuns

Increased by R\$ 0.4 million (+3.4%) compared to 2Q25, mainly due to the tariff cycle adjustment and the improvement observed in the financial result. In 1H26, IE Garanhuns posted an increase of 9.7% (+R\$ 2.3 million).

Aliança Interligação Elétrica ("AIE")

Comprising three projects in partnership with TAESA (Aimorés, Paraguaçu and Ivaí), AIE recorded a reduction of R\$ 16.0 million in 2Q26 (-47.6% vs. 2Q25), mainly explained by:

- IE Aimorés and IE Paraguaçu: higher financial expenses due to debt disbursements occurring at the end of 2Q25, partially offset by the tariff cycle adjustment by IPCA.
- IE Ivaí: higher net financial expenses, mainly due to the IPCA variation in the period (+89 bps vs. 2Q25) and lower financial income due to the lower average cash balance invested.

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

IRPJ and CSLL

IRPJ CSLL (R\$ million)	Consolidated					
	2Q26	2Q25	Chg (%)	1H26	1H25	Chg (%)
Current	-52.3	11.3	n.a	-135.5	-83.6	62.0%
Deferred	55.8	-52.1	n.a	54.2	-47.3	n.a
Total	3.4	-40.8	n.a	-81.3	-130.9	-37.9%
Effective rate	-1.9%	13.0%	-14,9 p.p	12.7%	17.4%	-5 p.p

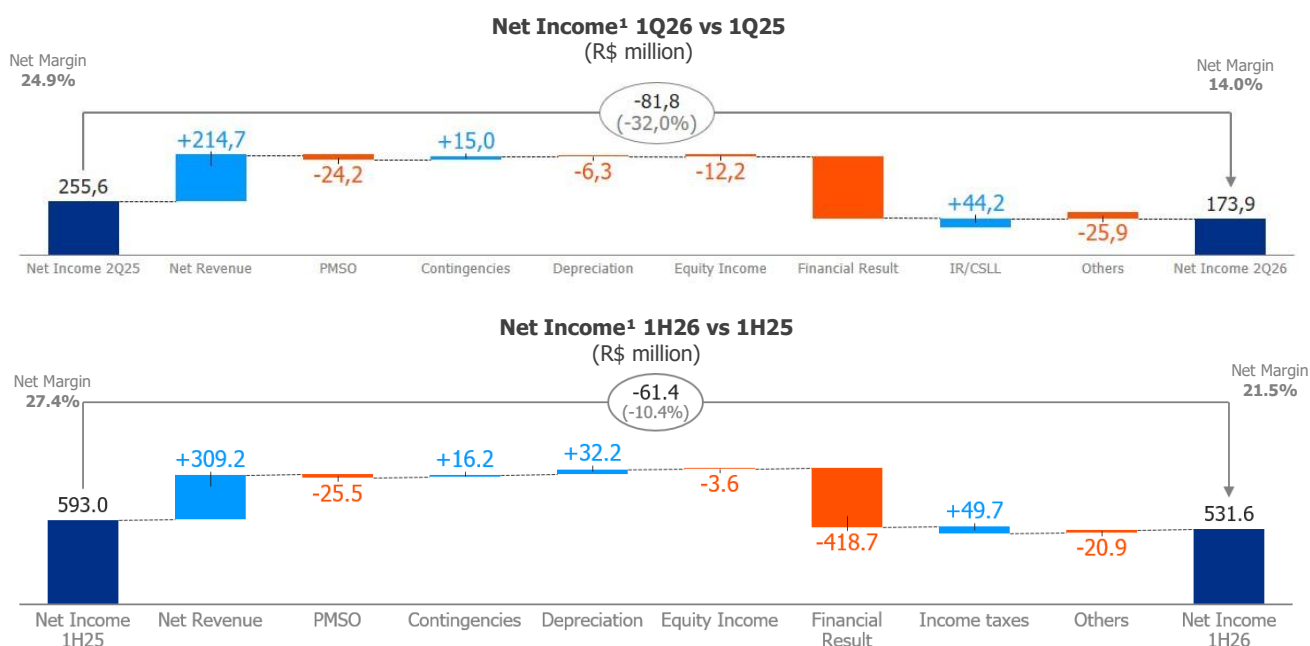
The Company recorded current Income Tax and Social Contribution on Net Income ("IR/CSLL") expenses of R\$ 52.3 million in 2Q26, compared to income of R\$ 11.3 million recorded in the same period of the previous year, a quarter in which the Company recognized an extemporaneous tax credit with a non-recurring positive impact of R\$ 77.5 million. In addition, higher net financial expenses reduced taxable income, leading to the recognition of a positive deferred IRPJ/CSLL amount of R\$ 55.8 million.

Year-to-date, the result generated an expense of R\$ 81.3 million, an increase of R\$ 49.7 million vs. 1H25. The calculation is detailed below:

Tax Calculation IRPJ CSLL (R\$ million)	Fiscal Year 2026			
	Parent Company	Subsidiaries (100%)	Consolidated	
Tax Regime	Real Profit	Presumed Profit	Real Profit	-
(A) Earnings before IRPJ/CSLL (EBT)	586.4	253.5	32.1	637.7
(+/-) Adjustments ¹	-425.2	0.0	0.0	0.0
Interest on Equity Paid	0.0	-	0.0	-
Interest on Equity Received Subsidiaries	0.0	-	-	-
Equity Income subsidiaries 100%	-262.1	-	-	-
Equity Income of jointly-controlled subsidiaries	-163.1	-	-	-
(=) Taxable base/result	161.2	253.5	32.1	637.7
Nominal tax rate	-34%	-	-34%	-
(B) IRPJ and CSLL Current	-54.8	-15.5	-10.9	-81.2
(C) Current Effective Tax Rate	-9.4%	-6.1%	-34.0%	-12.7%

Net Income¹

As a result of the explanations presented, net income for the quarter totaled R\$ 173.9 million, a decrease of R\$ 81.8 million (-32.0%) compared to 2Q25. In the first half of 2026 (1H26), net income totaled R\$ 531.6 million.



¹ adjusted by non-controlling interest.

Comparison of Results (Regulatory vs. IFRS)

In 2Q26, the Company recorded net income of R\$ 688.6 million under IFRS accounting, R\$ 473.4 million higher (+220.0%) than the amount recorded in 2Q25. The detailed Income Statement under IFRS accounting is available in [Appendix IX](#) of this document.

Income Statement (IFRS) (R\$ million)	Consolidated					
	2Q26	2Q25	Chg (%)	1H26	1H25	Chg (%)
Net Operating Revenue	2,597.5	1,432.9	81.3%	5,108.3	3,844.9	32.9%
Costs of Infrastructure Implementation Services, operation and maintenance and services provided	-1,209.5	-1,244.3	-2.8%	-2,566.5	-2,490.7	3.0%
Gross Profit	1,388.0	188.5	636.2%	2,541.8	1,354.2	87.7%
Operational Revenue and Expenses	92.0	219.4	-58.1%	171.1	319.6	-46.5%
Earnings before financial income and expenses and taxes on earnings	1,480.0	408.0	262.8%	2,712.9	1,673.8	62.1%
Financial Income	-639.2	-351.9	81.6%	-1,122.3	-703.5	59.5%
Earnings Before Taxes	840.8	56.1	1399.8%	1,590.6	970.3	63.9%
Income tax and Social Contribution on Earnings	-137.4	176.2	-178.0%	-268.1	-13.3	1909.4%
Consolidated Profit/Loss	703.4	232.3	202.8%	1,322.5	957.0	38.2%
Non-Controlling Shareholder's Stake	-14.8	-17.1	-13.7%	-24.8	-28.6	-13.1%
Consolidated Profit/Loss for the Period	688.6	215.2	220.0%	1,297.7	928.4	39.8%

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 AAR 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 assets, 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 is provisioned monthly on an accrual basis and calculated pursuant to Law 12,973/14, such that the amounts 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					
	2Q26	2Q25	Var (%)	1H26	1H25	Var (%)
(=) Net Profit IFRS	688.6	215.2	220.0%	1,297.7	928.4	39.8%
(+) Non-controlling shareholder particip.	14.8	17.1	-13.7%	24.8	28.6	-13.1%
(+) IRPJ/CSLL	137.4	-176.2	n.a	268.1	13.3	1909.4%
(-) Equity Income	-168.4	-138.8	21.3%	-299.3	-294.2	1.7%
(+) Financial Result	639.2	351.9	81.6%	1,122.3	703.5	59.5%
(+) Depreciation/Amortization	9.4	8.3	12.5%	18.1	16.9	7.2%
(=) EBITDA IFRS	1,321.0	277.5	376.1%	2,431.8	1,396.6	74.1%
(+) Equity Income	168.4	138.8	21.3%	299.3	294.2	1.7%
(=) EBITDA IFRS CVM 156/2022	1,489.3	416.3	257.8%	2,731.0	1,690.7	61.5%

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

(R\$ million)	Consolidated					
	2Q26	2Q25	Chg (%)	1H26	1H25	Chg (%)
EBITDA IFRS (CVM 156/22)	1,489.4	416.3	257.8%	2,731.1	1,690.8	61.5%
(-) Infrastructure implementation revenue	-1,599.4	-1,380.7	15.8%	-3,287.2	-2,712.1	21.2%
(-) Concession assets remuneration	-916.0	64.6	-1517.4%	-1,643.3	-942.6	74.3%
(-) Efficiency gains in infrastructure implementation	-29.6	17.9	-265.3%	-48.6	10.7	-555.8%
(-) O&M Revenue	-350.7	-318.8	10.0%	-706.1	-651.5	8.4%
(+) Electric network use revenue	1,411.4	1,163.6	21.3%	2,793.2	2,445.4	14.2%
(+) Other Revenue	1.3	1.0	28.3%	2.5	4.5	-44.7%
(+) Deferred PIS and COFINS	128.9	48.2	167.4%	250.9	161.2	55.7%
(+) Infrastructure implementation cost	1,052.0	1,102.1	-4.5%	2,271.4	2,210.1	2.8%
(-) O&M Cost	3.0	7.8	-61.5%	7.5	12.0	-37.6%
(-) General and Administrative expenses	11.8	3.9	198.2%	9.3	7.8	20.2%
(-) Equity Income	-89.1	-47.3	88.2%	-136.2	-127.6	6.8%
(-) Other operational revenues (expenses)	-66.7	-31.2	113.9%	-93.3	-63.0	48.2%
REGULATORY EBITDA (CVM 156/22)	1,046.2	881.1	18.7%	2,151.1	1,879.4	14.5%
Equity Income	-79.3	-91.5	-13.4%	-163.1	-166.6	-2.1%
REGULATORY EBITDA	966.9	789.6	22.5%	1,988.1	1,712.8	16.1%

INDEBTEDNESS

DEBT R\$ (million)	06/30/26	12/31/25	Chg (%)
Gross Debt³	17,725.7	16,007.3	10.7%
Short-term Debt	459.9	604.8	-23.9%
Long-term Debt	17,265.8	15,402.6	12.1%
Consolidated Availabilities	1,757.3	2,165.0	-18.8%
ISA ENERGIA BRASIL and	1,435.8	1,879.4	-23.6%
Jointly-controlled subsidiaries ¹	321.5	285.5	12.6%
Consolidated Net Debt²	16,289.9	14,127.9	15.3%

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 Ivai), 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 Company's gross debt reached R\$ 17,725.7 million at the end of 2Q26, an increase of R\$ 1,718.4 million (+10.7%) compared to the balance at the end of 4Q25. The Company also ended 2Q26 with total cash and cash equivalents of R\$ 1,757.3 million (-18.8% vs. December 31, 2025).

Excluding cash and cash equivalents of jointly controlled companies, on June 30, 2026, the Company's net debt reached R\$ 16,289.9 million, an increase of R\$ 2,162.0 million (+15.3% vs. December 31, 2025). The increase in net debt was mainly due to: (i) a lower financial investment position following the payment of R\$ 495.3 million in Interest on Equity during 1Q26, and R\$ 1.1 billion of CAPEX deployed in 2Q26; (ii) 22nd debenture issuance (R\$ 1.0 billion); and (iii) monetary variation on debt.

The Company carried out the following fundraising transactions in 1H26:

- 21st debenture issuance (R\$ 3.9 billion): *liability management*, with proceeds fully allocated to the optional acquisition of the 9th, 13th, 15th (1st, 2nd and 3rd series) and 16th debenture issuances. The transaction contributed to optimizing the capital structure by extending the average term of prepaid debt by 2.7 years and reducing the average contracted *spread* by approximately 80 bps.
- 22nd debenture issuance (R\$ 1.0 billion): incentivized and green issuance in two series, maturing in 2041 and with a cost of IPCA + 6.46% p.a.

The liability management transaction carried out through the 21st debenture issuance in 1Q26 contributed to reducing the Company's average nominal cost of debt, which stood at 12.17% p.a. as of June 30, 2026 (vs. 12.36% p.a. as of December 31, 2025). Considering the accumulated IPCA inflation rate over the last 12 months, the average real cost* of debt was 7.11%, representing a reduction of 45 bps (vs. 7.56% as of December 31, 2025).

The average term of consolidated debt was 8.7 years as of June 30, 2026 (vs. 8.3 years as of December 31, 2025). The increase in the average term consolidates the Company's long-term debt profile, which is compatible with the nature of the business, characterized by low risk, high revenue predictability and operating cash flow generation — characteristics highlighted by Fitch when assigning the Company a local-scale corporate rating of "AAA" with a stable outlook. In July 2026, the agency issued a report reaffirming the Company's credit rating.



It is worth noting that only the financing agreements with BNDES (R\$ 665.0 million as of June 30, 2026) have financial *covenants*, which are measured annually by the Net Debt/EBITDA ratio recorded in 4Q and have a limit of 3.0x. In 2025, BNDES sent a letter formalizing its waiver of the declaration of early maturity of the Company's financing agreements due to any potential breach of the "Net Debt/Adjusted EBITDA" and/or "Net Debt/(Net Debt + Shareholders' Equity)" indicators for fiscal year 2025. For further details, [click here](#). The managerial leverage ratio, following BNDES

methodology, was 3.78x in 2Q26, compared to 3.63x in 4Q25. More details on leverage are available in [Appendix VII](#) of this document, and further information on indebtedness is available on the Company's website ([click here](#)).

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

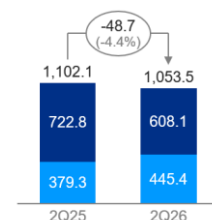
¹ CDI 2Q25 3.27% - 2Q26 3.26%

INVESTMENTS

During 2Q26, ISA ENERGIA BRASIL, its subsidiaries and jointly controlled companies, invested R\$ 1,053.5 million, R\$ 48.7 million lower (-4.4%) than in 2Q25. This performance was mainly explained by lower investments in *greenfield* projects (-15.9%), reflecting the lower investment needs following the recent energizations of the Jacarandá and Piraquê projects, completed in April and June, respectively. On the other hand, investments in Retrofitting and Improvements ("R&I") projects were R\$ 66.1 million (+17.4%) higher than in the same period of 2025.

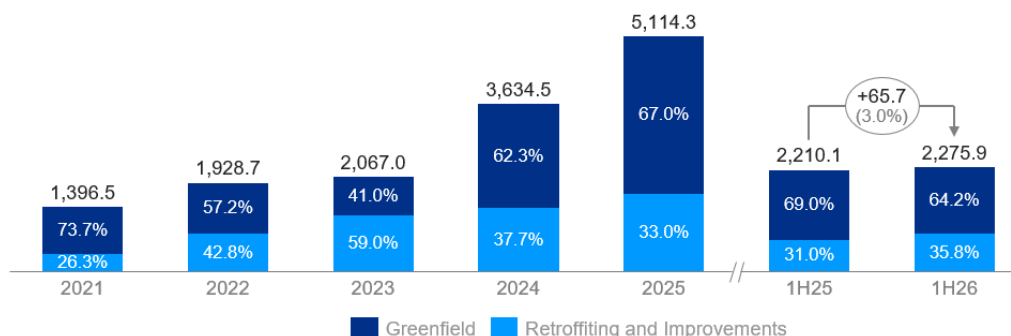
As a result, total investments made in the first half of 2026 amounted to R\$ 2,275.9 million, R\$ 65.7 million higher (+3.0%) than in the same period of 2025. This growth is explained by the increase in investments in R&I projects, which represented 35.8% of total investments in the first half of 2026.

Investment in projects
(R\$ million, in nominal terms)



■ Greenfield ■ Retrofitting & Improvements

Historical Project Investments
(R\$ million, in nominal terms)



■ Greenfield ■ Retrofitting and Improvements

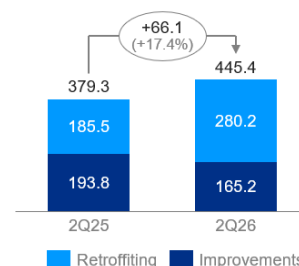
Investments in Retrofitting and Improvements Projects ("R&I")

The Company invested R\$ 445.4 million in R&I projects in 2Q26, an increase of R\$ 66.1 million (+17.4%) compared to 2Q25.

Throughout the first half of 2026, investments in R&I totaled R\$ 815.4 million (+19.0%), reinforcing the Company's commitment to efficient management, resilience and reliability of the transmission system. In addition to ensuring excellence in service delivery, asset renewal enables a reduction in O&M costs and increases operational efficiency and profitability.

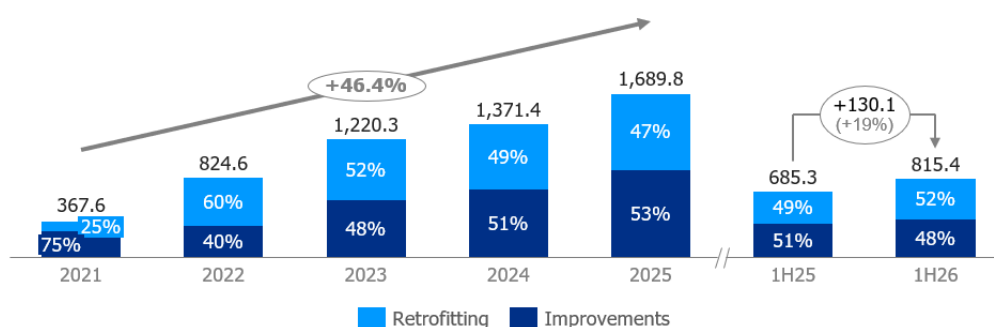
The Company replaced 312 assets and energized 16 R&I projects (13 small-scale and 3 large-scale) in 2Q26, with a total investment of R\$290.8 million. In the first half of the year, energized investments totaled approximately R\$475 million, of which 72% were allocated to small-scale projects and 28% to large-scale projects.

Investment in R&I
(R\$ million, in nominal terms)



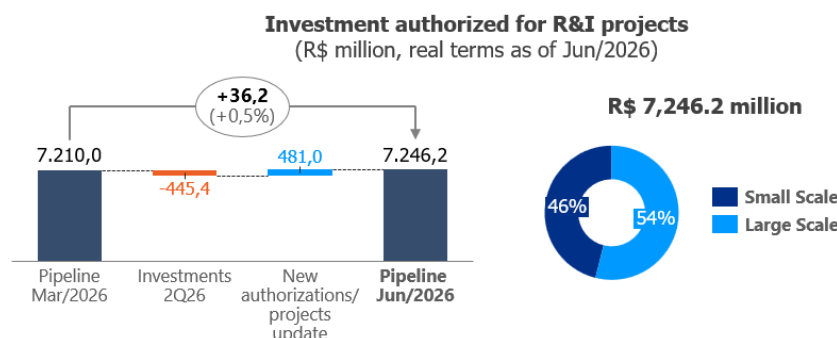
■ Retrofitting ■ Improvements

Investments in R&I
(R\$ million)



■ Retrofitting ■ Improvements

Considering the investments made throughout 2Q26, the new authorizations obtained, cost updates during the period, and monetary adjustment by IPCA, the authorized R&I project portfolio totaled approximately R\$ 7.2 billion at the end of 2Q26, to be executed by the Company over the coming years. These investments are remunerated in accordance with ANEEL's authorization, and revenue from approximately 54% of the investments authorized between February 2023 and June 2027 relates to small-scale projects and, therefore, will only be enabled in the Periodic Tariff Review ("RTP") expected to take place in 2028, with retroactive revenue payment as of the respective commercial operation dates of each project. Large-scale projects are authorized with revenue previously defined through an Authorizing Resolution ("ReA") and begin receiving revenue immediately after starting operations.

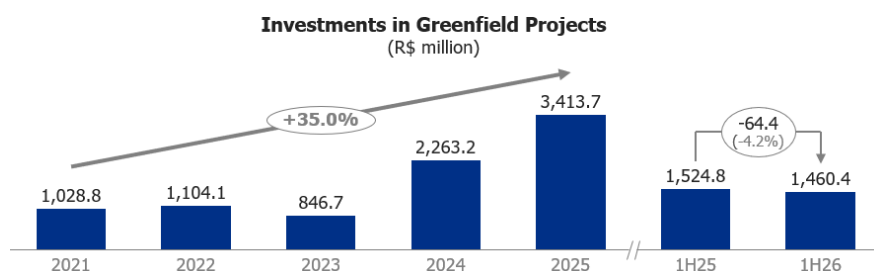


Investments in Greenfield Projects

The Company invested R\$ 608.1 million in auctioned projects in 2Q26, R\$ 114.7 million lower (-15.9%) than the amount invested in the same period of 2025. The reduction is explained by the lower number of projects under construction following the energizations of the Jacarandá project, in April, and Block 3 of the Piraquê project, in June 2026. Together, the projects energized in 2Q26 enabled the receipt of AAR of R\$ 376.2 million (2026/2027 cycle).

The funds invested in the quarter were mainly allocated to the Serra Dourada project (R\$ 455.7 million), which reached 49% physical progress in 2Q26, Piraquê (R\$ 84.4 million) and Itatiaia (R\$ 52.2 million), which ended the quarter with 33% physical progress.

As a result, investments in auctioned projects totaled R\$ 1,460.4 million in 1H26, a reduction of R\$ 64.4 million (-4.2%) compared to 1H25.



With the energization of Block 3 of the Piraquê project and the Jacarandá project, the Company continues with the planning and execution of two greenfield projects, Serra Dourada and Itatiaia, which have total AAR for the 2026/2027 cycle of R\$ 596.9 million and approximately R\$ 4.6 billion in remaining CAPEX.

The table below presents information on the projects under construction:

Auction	Project	Current Status	Contract	Company	State	AAR ISA ENERGIA BRASIL Cycle 26/27 (R\$ million)	Start of Construction	ANEEL Deadline	Physical Progress	Total CapEx - ISA ENERGIA BRASIL Participation (R\$ million, in real terms)	
										Total ANEEL (as of jun/26)	Actual (as of jun/26)
001/2023 (jun/2023)	Serra Dourada (Lot 1)	Under construction	006/2023	ISA ENERGIA BRASIL	BA/MG	337.0	3T25	Mar-29	49%	3,731.4	1,844.5
	Itatiaia (Lot 7)	Ambiental License	012/2023	ISA ENERGIA BRASIL	RJ/MG	259.9	-	Mar-29	33%	2,719.4	549.7
Total (2)						596.9				6,450.7	2,394.3

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

Controlled by ISA, a multi-Latin company operating in the electricity, roads and telecommunications sectors, the Company had, as of June 30, 2026, 64.2% of its outstanding shares in circulation (*free float*).

Shareholders	ISAE3 (common)		ISAE4 (preferred)		Total (common + preferred)	
	Shares	%	Shares	%	Shares	%
ISA Capital do Brasil S.A	230,856,832	96.93%	5,144,528	1.22%	236,001,360	35.82%
Management	-	-	-	-	-	-
Free Float	7,313,172	3.07%	415,568,772	98.78%	422,881,944	64.18%
Axia Energia	5,340,330	2.24%	130,937,325	31.12%	136,277,655	20.68%
Others	1,972,842	0.83%	284,631,447	67.65%	286,604,289	43.50%
Total	238,170,004	100.00%	420,713,300	100.00%	658,883,304	100.00%

Data base: 30/06/2026.

Stock Performance

ISA ENERGIA BRASIL's common shares ("ISAE3") and preferred shares ("ISAE4") ended 2Q26 trading at R\$ 33.30 (-3.2% vs. the closing price in 1Q26) and R\$ 28.11 (-3.4% vs. the closing price in 1Q26), respectively. In the same period, the Electric Energy Index ("IEE") and Ibovespa ("IBOV") decreased by 3.5% and 8.2%, respectively. The Company ended 2Q26 with a market capitalization of R\$ 20.3 billion, and the average daily traded value ("ADTV"²) of ISAE4 in the quarter was R\$ 81.7 million (+18.6% vs. 1Q26).

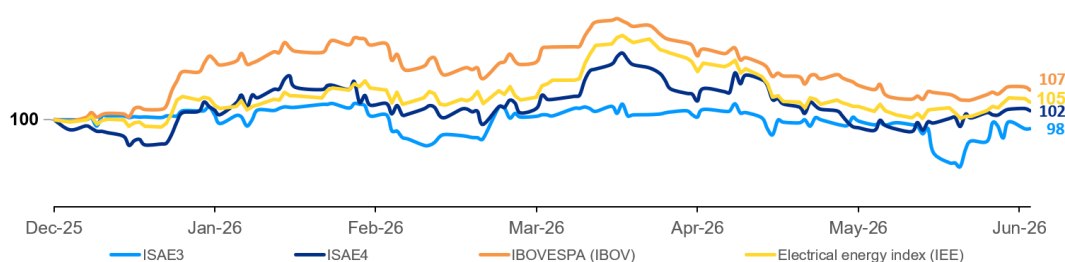
Capital markets	2Q26	1Q26	4Q25
Number of shares	658,882,604	658,882,604	658,882,604
Market Capitalization ¹ (R\$ billion)	20.3	20.5	19.8
ISAE3			
Average volume/day (thousand shares)	3.0	3.5	3.2
Average Daily Traded Volume (1,000 R\$)	99	120	99
Average price (R\$)	33.78	34.06	30.93
Closing price (R\$)	33.30	34.39	34.00
ISAE4			
Average volume/day (thousand shares)	2,822	2,439	2,699
Average Daily Traded Volume (1,000 R\$)	81,681	68,876	80,919
Average price (R\$)	28.76	28.12	24.26
Closing price (R\$)	28.11	29.09	27.54

¹ calculated based on the closing price of shares traded in the period | ² Average Daily Trading Volume

³ The ownership position reflects data as of the close of 2Q26, excluding the Primary Share Offering announced on July 15, 2026.

Currently, the Company is part of 19 indices, notably Ibovespa, IEE, the Corporate Governance Index ("IGC"), the Dividend Index ("IDIV") and the Corporate Sustainability Index ("ISE").

Evolução ISAE3 x ISAE4 x Ibovespa x IEE – 2026
(base 100)



IBOVESPA B3 IBRA B3 IDIV B3 IEE B3 IGC B3 IGCT B3 MLCX B3 UTIL B3 IBRX100 B3 ICO2 B3 IBSD B3
IDIVERSA B3 ISE B3 IBBR B3 IBEP B3 IBEW B3 IBLV B3 IBBE B3 IBBC B3

SUSTAINABILITY

The data and indicators presented refer to ISA ENERGIA BRASIL and its wholly owned subsidiaries, unless otherwise indicated in a footnote. The management of this information is overseen and reviewed by the Board of Directors, through the Environmental, Social and Corporate Governance Committee ("ESG").

Learn more about the sustainability commitments on the Company's website.

Highlights of the Period

Progress on the climate agenda and recognition of the sustainability strategy

The Company published its Annual Sustainability Report ("RAS") and the 2025 Climate Journey Report, highlighting the evolution of its decarbonization and climate change adaptation strategy. The results presented include: (i) the established reduction targets of the Net Zero pathway by 2050; (ii) a cumulative 27% reduction in SF₆ emissions over the last four years; (iii) the strengthening of climate risk management; and (iv) investments focused on the resilience and reliability of the electric system. The consistent progress of this agenda was recognized by the market and, for the 4th consecutive year, the Company was included in B3's Corporate Sustainability Index ("ISE") portfolio. Read the full reports.

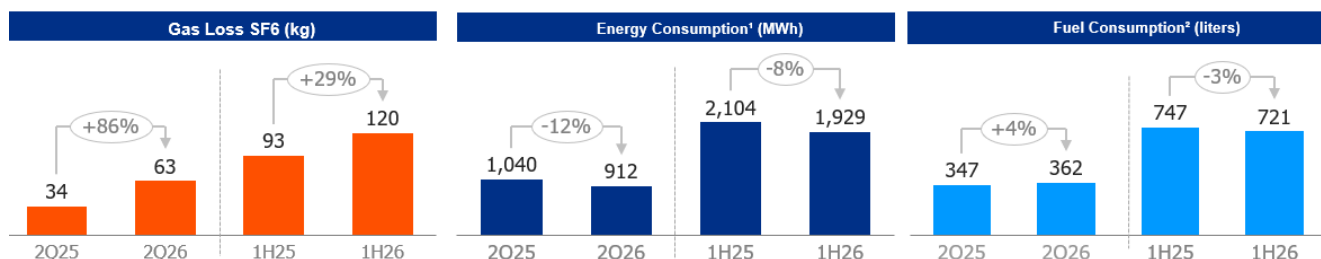
Pioneering technology drives the decarbonization of electric infrastructure

In partnership with Hitachi Energy, the Company began the installation of Latin America's first 460 kV reactor using insulating vegetable oil, at the Bauru Substation (SP). The project includes the installation of four reactors and replaces fossil-based mineral oil with a renewable, biodegradable and low-toxicity alternative, reducing the environmental impact of the operation. In addition to contributing to the decarbonization of electric infrastructure, the technology offers greater operational safety due to its higher resistance to high temperatures and lower fire risk, reinforcing the reliability of the transmission system and supporting the Company's energy transition strategy.

*Except technical losses and the two new Scope 3 categories

Sustainability KPI's

Performance of CO₂ Emission Sources



The Company maintained its focus on managing its operational emissions and asset efficiency in 2Q26, a period in which punctual SF₆ gas leaks were identified in some assets. In response, the Company intensified monitoring, inspection and maintenance actions, in addition to replacing components and correcting the identified occurrences, contributing to mitigating impacts and strengthening operational reliability.

Also, in 2Q26, the Company recorded a 12% reduction in electricity consumption purchased from utilities compared to the same period of the previous year, mainly reflecting operational adjustments following the transfer of IE EVRECY, which was reacquired in 2025. Fuel consumption increased by 4% in 2Q26 due to the progress of construction projects. However, it maintained the downward trend observed over recent periods.

¹ considers electricity consumption exclusively from the utility.

Occupational Health and Safety ("OHS")

In 2Q26, ISA ENERGIA BRASIL recorded a reduction in accident frequency rates, reflecting the progress of prevention actions through the dissemination of lessons learned, continuous communication on safety requirements and the execution of operational *briefings*, strengthening risk awareness and the preventive culture.

The Company also intensified field inspection and supervision activities, with an increase in inspections, safety blitzes and stronger engagement of OHS teams in projects and critical operational fronts. Additionally, initiatives were promoted to engage leadership, monitor the performance of contractors and train execution teams, focusing on the adoption of safe behaviors and the continuous improvement of operational controls. These actions were complemented by awareness campaigns and systematic monitoring of action plans related to the main safety deviations and occurrences.

These initiatives aim to strengthen OHS governance, mitigate operational risks and consolidate an increasingly preventive safety culture, contributing to the protection of people and to the safe and sustainable execution of the Company's activities.

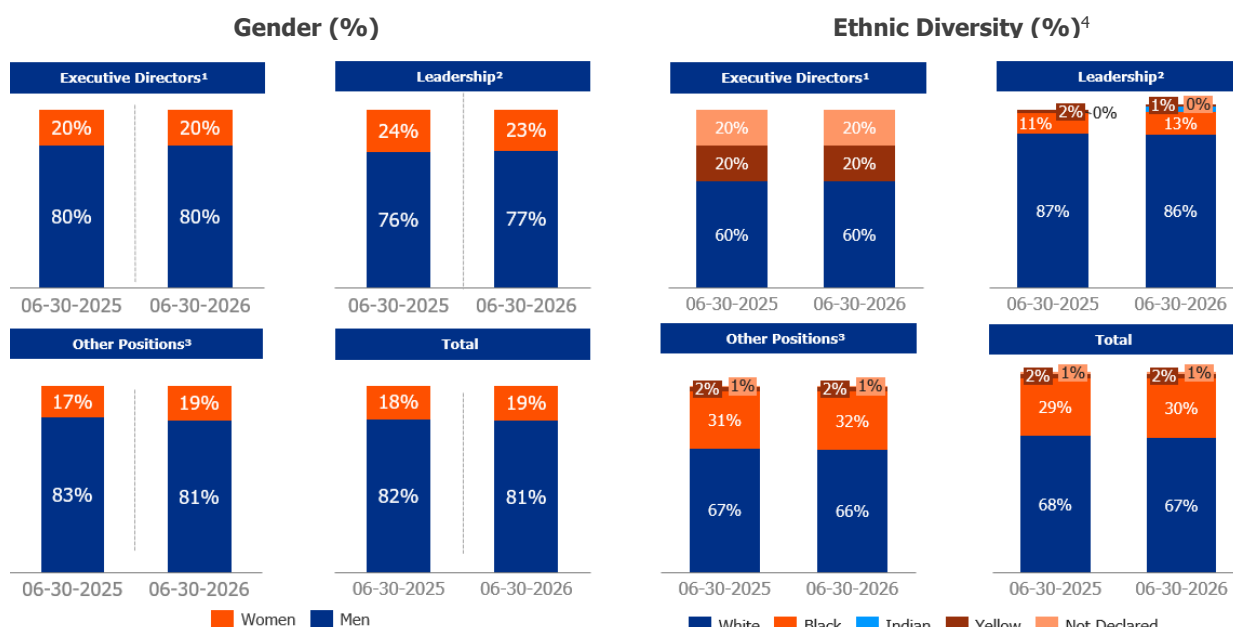
Category / Employee	2Q25	2Q26	Chg (%)	1H25	1H26	Chg (%)
Accidents with absense						
Employees	1	0	-1	2	1	-0.5
Third-parties Employees	9	5	-0	11	13	0.2
Total	10	5	-1	13	14	0.1
Accidents without absense						
Employees	0	0	N.A.	0	0	N.A.
Third-parties Employees	3	1	-1	5	2	-0.6
Total	3	1	-1	5	2	-0.6
Accidents with Death						
Employees	0	0	N.A.	0	0	N.A.
Third-parties Employees	0	0	N.A.	0	0	N.A.
Total	0	0	N.A.	0	0	N.A.
Accidents Frequency Rate						
Employees	1.3	0.0	-1	1.3	0.6	-0.5
Third-parties Employees	2.1	1.0	-0.5	1.5	1.3	-0.1

Diversity

ISA ENERGIA BRASIL's Diversity, Equity, Inclusion and Belonging Program ("DEIB") maintained its strategic approach focused on talent development, strengthening inclusive leadership and promoting a culture of belonging. During the period, highlights included the implementation of the Mentoring Program for Women, the continuity of female development initiatives and actions related to LGBTI+ Pride Month, reinforcing the Company's commitment to increasingly diverse, equitable and inclusive environments.

For the next cycles, the Company will remain focused on expanding initiatives for the development of diverse talent, leadership training and strengthening governance in diversity, equity and inclusion.

These initiatives contribute to attracting, retaining and developing talent, strengthening the employer brand and supporting the generation of sustainable value for the business.



Diversity indicators consider the total number of employees as of the last day of each period.

¹ Statutory Officers and the Chief Executive Officer.

² Employed Officers, Managers and Coordinators.

³ Specialists and other positions, except for Board Members, Apprentices and Interns.

⁴ Ethnicity/race information is based on the classifications established by IBGE.

Ethical Conduct

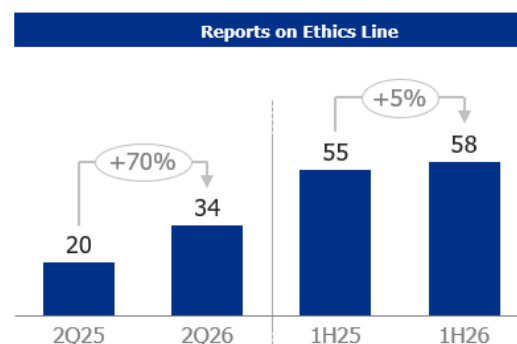
ISA ENERGIA BRASIL recorded 34 reports through the Ethics Line in 2Q26, compared to 20 reports in the same period of 2025, representing a 70% increase and indicating greater use of the integrity and reporting mechanisms made available by the Company. The website remained the main reporting channel, accounting for 76% of submissions, while 68% of reports were made anonymously, reinforcing stakeholders' trust in the reporting channels.

The occurrences were concentrated on matters related to disrespectful treatment and non-compliance with laws, rules and procedures. Of the reports received, 47% were classified as out of scope, 35% were not confirmed after investigation, 12% were confirmed and 6% remained under review as of the closing date of the period.

Four cases were confirmed after investigation and handled in accordance with the Company's governance processes, with the adoption of the applicable measures. All occurrences were reviewed by the Ethics Committee, reported to the Audit and Risks Committee and resulted in the adoption of disciplinary measures and preventive actions, in compliance with internal policies. The proportion of substantiated cases remained stable compared to the same period of the previous year, indicating consistency in the processes for investigating and handling reports.

The period was also marked by ISA ENERGIA BRASIL's recognition as a 2025–2026 Pro-Ethics Company, the country's leading initiative to promote corporate integrity, conducted by the Office of the Comptroller General ("CGU"), reinforcing the Company's commitment to ethics, transparency and best corporate governance practices.

¹ Confirmed reports are those analyzed and deemed to be true.



Environmental Compliance

The Company did not record any significant fines for environmental non-compliance during the period and received four notices of violation, for which it submitted defenses demonstrating the regularity of its actions and the absence of violation.

¹ Significant fine: sanctions for environmental non-compliance exceeding US\$10 thousand.

SUBSEQUENT EVENTS

23rd Debenture Issuance

On July 16, 2026, the Company concluded the fundraising through the 23rd issuance of simple debentures, not convertible into shares, in the total amount of R\$ 1.5 billion, in a single series, with a 4-year term and cost of CDI +0.42% per year. The proceeds raised were fully allocated to replenish the Company's cash position. [Access the link](#) for more information.

Primary Public Offering of Shares (ISAE4)

On July 15, 2026, the Company informed the market about the subsequent public offering ("Follow-on") for the primary distribution of initially 22.2 million new preferred shares ("ISAE4"). The number of shares initially offered could be increased, at the issuer's discretion, in agreement with the offering coordinators, by up to 22.2 million preferred shares. The offer was priced on July 23, when 44.4 million preferred shares were issued at a unit price of R\$ 27.00. Settlement took place on July 28. To access the offering documents, [click here](#) and [here](#).

24th Debenture Issuance

On July 23, 2026, the Company closed the 24th issuance of simple debentures, not convertible into shares, to raise R\$ 1.0 billion, in a single series, with a 4.5-year term and cost of CDI +0.42% per year. Upon settlement, the proceeds will be fully allocated to R&I investments. [Access the link](#) for more information.

Unwinding of Cross-Shareholdings in IE Madeira and IE Garanhuns

On July 31, 2026, ISA ENERGIA BRASIL concluded the unwinding of cross-shareholdings involving its equity interests in the concessionaires IE Madeira and IE Garanhuns, a transaction disclosed to the market in the material fact published on March 19, 2026. With the completion of the transaction, the Company now holds 100% of IE Madeira, the concessionaire responsible for 2,385 km of direct current transmission lines, which has AAR (ex-PA) net of PIS/COFINS of R\$ 796.7 million for the 2026/2027 cycle, and no longer holds an interest in IE Garanhuns, which has 633 km of transmission lines and AAR (ex-PA) net of PIS/COFINS totaling R\$ 165.3 million for the same cycle. Following completion of the transaction, after the fulfillment of the conditions precedent and the payment of a cash adjustment of R\$ 1.2 billion to AXIA, IE Madeira's results will be fully consolidated by the Company as of August 2026. For more information, please refer to the [material fact](#).

OTHER RELEVANT INFORMATION

Periodic Tariff Review (PRT) – New Concessions

2026 PTR – New Concessions

In June 2026, Technical Note 2026/90 ([click here](#)) was published, revising the AAR of transmission assets whose concessions are subject to a Periodic Tariff Review (PTR) in the tariff cycle beginning in July 2026, including Concession Contract No. 005/2021 (IE Riacho Grande).

The real economic repositioning index was +5.27%, resulting in a positive impact of R\$ 4.9 million in absolute terms. Considering the 4.72% IPCA inflation rate for the period, the nominal repositioning index reached 10.25%.

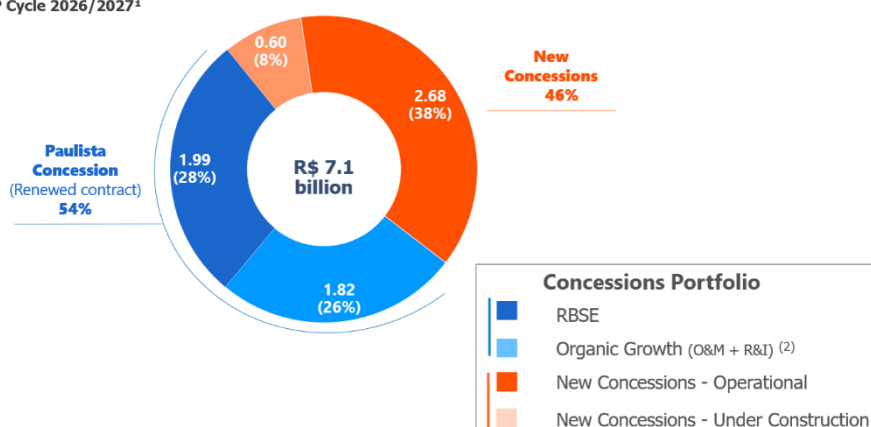
RTP 2026 New Concessions								
Company	Particip. ISA ENERGIA BRASIL (%)	Contract	AAR (R\$ million, ex-PA)			Repositioning Index		Impact on AAR (A x B) (R\$ million)
			Current (Jun/25) (A)	Reviewed (jun/26)	Chg (R\$)	Nominal	Real (B)	
IE Riacho Grande	100%	005/2021	93.1	102.7	9.5	10.25%	5.27%	4.91
Total			93	103	10	10.25%	5.27%	4.91
Total Particip. ISA ENERGIA BRASIL			93.1	102.7	9.5	10.25%	5.27%	4.91

AAR 2026/2027 Cycle

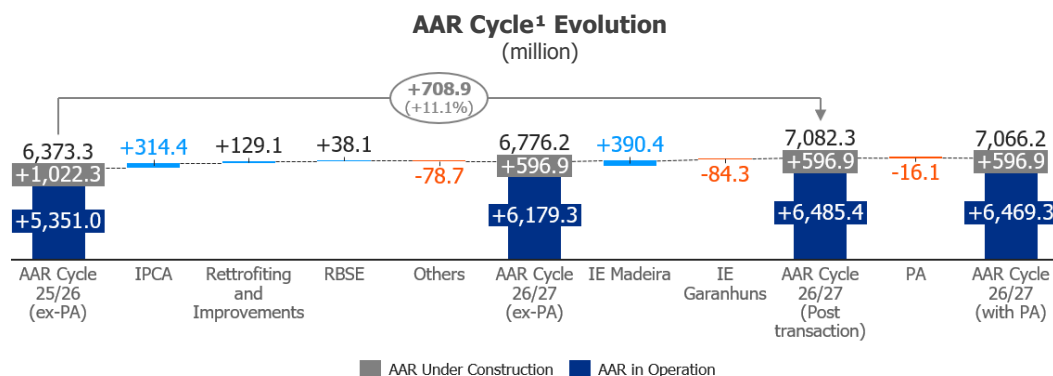
On June 22, 2026, Order No. 2,268 was published ([click here](#)), which established the AAR of ISA ENERGIA BRASIL and its subsidiaries and jointly controlled companies for the availability of the transmission facilities that comprise the Basic Grid and Other Transmission Facilities, for the 12-month Tariff Cycle covering the period from July 1, 2026 to June 30, 2027 (2026/2027 cycle). According to the Order, AAR¹ and the amounts corresponding to the PAs of the consolidated companies and jointly controlled companies, net of PIS/COFINS, became R\$ 6,773 million, weighted by ISA ENERGIA BRASIL's interest in the jointly controlled companies (base date June 2026). Excluding the amounts corresponding to the PAs, consolidated AAR for the cycle is R\$ 6,776 million.

After the asset swap concluded on July 31, 2026, AAR for the cycle, excluding PA, totaled R\$ 7,082.3 million. Of this amount, 53.7% represents AAR from the renewed Paulista Concession contract, including Retrofitting and Improvements ("R&M"), RBSE and the Operation and Maintenance ("O&M") portion of the contract. In addition, 46.3% of AAR refers to auctioned contracts from transmission auctions or acquisitions carried out by the Company, of which (i) 37.8% relates to projects in operation, i.e., with active AAR; and (ii) 8.4% relates to projects under construction, which will add remuneration to the Company when completed.

RAP Cycle 2026/2027¹



¹ AAR cycle 2026/2027 | ² Operation and Maintenance + Retrofitting and Improvements



¹ Based on the values established at the time of publication of the respective AAR Tariff Cycle Homologation Resolutions.

AAR for the 2026/2027 cycle increased by R\$ 708.9 million (+11.1%) compared to the previous tariff cycle (2025/2026). The main reasons for this variation are:

- ▲ incorporation of IE Madeira's full AAR (+R\$ 390.4 million);
- ▲ AAR inflation adjustment for the 2026/2027 cycle (+R\$ 314.4 million);
- ▲ new R&I projects that started operations in the last cycle (+R\$ 129.1 million);
- ▼ sale of interest in IE Garanhuns in August 2026 (-R\$ 84,3 million).

In addition, the resolution also defined the PA amounts to be offset in the same period to address any financial adjustments. Total PA, considering the consolidated total and the amount proportional to the Company's interest in jointly controlled companies, varied by R\$ 16.1 million for the 2026/2027 cycle.

The summary table of AAR for the 2026/2027 cycle is presented below. Amounts are net of PIS and COFINS, including regulatory charges for R&D, TFSEE and RGR, and exclude CDE and PROINFA charges.

Parent Company													
Concessionaire	Contract	Project	Index	AAR 25/26 Cycle REH 3.348	Inflation	R&I	RTP	Others ¹	AAR 26/27 Cycle DSP 2268	PA Total	AAR 26/27 Cycle with PA	AAR 25/26 Cycle	Var % ex-PA
ISA ENERGIA BRASIL	059/2001	O&M	IPCA	835	40	63	0	-16	921		984	835	10.4%
		R&M		813	38	60	0	-15	897	63	897	813	10.2%
		RBSE		1,899	90	0	0	-0	1,989		1,989	1,899	4.7%
	012/2016 002/2022	PBTE Piraquê	IPCA IPCA	235 343	11 16	0 0	0 0	0 0	246 359.3	-8 -4	237 355	235 343	4.7% 4.7%
Total Parent Company				4,125	195	123	0	-31	4,412	50	4,462	4,125	7%
Subsidiárias Controladas													
Concessionaire (R\$ million)	Contract	Project	Index	AAR 25/26 Cycle REH 3.348	Inflation	R&I	RTP	Others ²	AAR 26/27 Cycle DSP 2268	PA Total	AAR 26/27 Cycle with PA	AAR 25/26 Cycle	Var % ex-PA
Subsidiaries (100%) in operation				875	41	6	5	-1	926	-21	905	875	6%
IE Aguapeí	046/2017	Aguapeí	IPCA	83	4	0	0	0	87	-3	84	83	5%
IE Itaúnas	018/2017	Itaúnas	IPCA	72	3	3	0	0	79	2	81	72	10%
IE Itaquê	027/2017	Itaquê	IPCA	71	3	0	0	0	74	-2	72	71	5%
IEMG	004/2007	IEMG	IPCA	15	1	0	0	0	16	-1	15	15	5%
	007/2020	Triângulo Mineiro ³	IPCA	46	2	3	0	0	51	1	52	46	10%
IENNE	001/2008	IENNE	IPCA	71	3	0	0	0	75	-2	73	71	5%
IE Japi	026/2009	Serra do Japi	IPCA	62	3	0	0	0	65	-1	64	62	5%
IE Jaguar 9	015/2008	Getulina	IPCA	77	4	0	0	0	81	-2	79	77	5%
IE Biguaçu	012/2018	Biguaçu	IPCA	56	3	0	0	0	59	-2	57	56	5%
IE Jaguar 6	143/2001	Botucatu-Xavantes	IGP-M	21	0	0	0	-1	20	-1	20	21	-2%
	042/2017	Bauru	IPCA	16	1	0	0	0	17	-1	16	16	5%
IE Tigabi	026/2017	Tibagi	IPCA	24	1	0	0	0	25	-1	24	24	5%
	006/2020	Três lagoas	IPCA	7	0	0	0	0	8	-0	8	7	5%
IE SUL	016/2008	Forquilha	IPCA	20	1	0	0	0	21	-1	21	20	5%
Evrecy	013/2008	Scharlau	IPCA	9	0	0	0	0	9	-0	9	9	5%
	001/2020	Minuano	IPCA	53	3	0	0	0	55	-3	52	53	5%
IE Itapura	021/2018	Lorena	IPCA	18	1	0	0	0	19	-1	19	18	5%
	021/2011	Itapeti	IPCA	9	0	0	0	0	10	-0	9	9	5%
IE Jaguar 8	012/2008	Piratininga	IPCA	16	1	0	0	0	17	-0	16	16	5%
	011/2022	Jacarandá	IPCA	16	1	0	0	0	16.9	1	18	16	5%
IE Pinheiros	018/2008	Atibaia II	IPCA	9	0	0	0	0	9	-0	9	9	5%
IE Tibagi	014/2023	Água Vermelha	IPCA	8	0	0	0	0	8.9	0	9	8	5%
IE Riacho Grande	005/2021	Riacho Grande	IPCA	93	4	0	5	0	102.7	-3	100	93	10%
Consolidated ISA ENERGIA BRASIL in operation				5,000	236	129	5	-32	5,338	29	5,367	5,000	7%
Jointly Controlled Subsidiaries (equity income)													
Concessionaire	Contract	Project	Index	AAR 25/26 Cycle REH 3.348	Inflation	R&I	RTP	Others ²	AAR 26/27 Cycle DSP 2268	PA Total	AAR 26/27 Cycle with PA	AAR 25/26 Cycle	Var % ex-PA
Subsidiaries (non-consolidated) in operation				1,588	75.1	0	0	0	1,664	-63	1,600	1,588	5%
IE Madeira (51%)	013/2009	Lote D	IPCA	408	19.3	0	0	0	427.7	-18	409.8		
	015/2009	Lote F		352	16.6	0	0	0	369.0	-15	353.6		
IE Paraguaçu (50%)	003/2017	Paraguaçu	IPCA	162	7.7	0	0	0	170	-6	164	162	5%
IE Garanhuns (51%)	022/2011	Garanhuns	IPCA	158	7.5	0	0	0	165.3	-6	159	158	5%
IE Aimorés (50%)	004/2017	Aimorés	IPCA	109	5.1	0	0	0	114	-4	110	109	5%
IE Ivaí (50%)	022/2017	Ivaí	IPCA	399	18.8	0	0	0	418	-14	403	399	0%
Participation ISA ENERGIA BRASIL				803	38	0	0	0	841	-32	809	803	5%
Participation ISA ENERGIA BRASIL - after assets' unwinding				803	52	0	0	0	1,147	-29	1,102	803	43%
ISA ENERGIA BRASIL in operation				5,803	274	129	5	-32	6,179	-3	6,176	5,803	6%
ISA ENERGIA BRASIL Total in operation after assets' unwinding				5,803	287	129	5	-32	6,485	0	6,485	5,803	707%
Project Under Construction													
Concessionaire	Contract	Project	Index	REH 3.348	Inflation	R&I	RTP	Others	DSP 2268	PA Total	DSP 2268 with PA	AAR 25/26 Cycle	Var % ex-PA
Parent Company Under Construction				570	27	0	0	0	597	0	597	570	5%
ISA ENERGIA BRASIL	006/2023	Serra Dourada	IPCA	322	15	0	0	0	337	0	337	322	5%
	012/2023	Itatiaia	IPCA	248	12	0	0	0	260	0	260	248	5%
ISA ENERGIA BRASIL under construction				570	27	0	0	0	597	0	597	570	5%
ISA ENERGIA BRASIL TOTAL (Operational+ Construction)				6,373	301	129	5	-32	6,776	-3	6,773	6,373	6%
ISA ENERGIA BRASIL TOTAL (Operational+ Construction) - after assets' unwinding				6,373	314	129	5	-32	7,082	0	7,082	6,373	11%

Paulista Concession Renewal - Contract 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).

In 2016, ANEEL issued Technical Note No. 336/2016, which presented a proposal for regulation as provided in MME Ordinance No. 120/2016 regarding the methodology for calculating the cost of capital (Ke) and the calculation of AAR, and determines the values of SE and payment terms for the concessionaires. On May 30, 2017, ANEEL Ruling No. 1,484/17 was issued, recognizing as the value of these assets the total of R\$4,094,440, as of December 31, 2012. According to the accounting methodology under the IFRS model, the initial impact of RBSE values was recognized in September 2016, and the additional amount recognized by ANEEL was recorded in the second quarter of 2017. These are presented as "Concession Assets" (note 5.1 of the financial statements for 4Q24).

Technical Note No. 108/2020 – SGT/ANEEL, dated June 25, 2020, recalculated the AAR values starting from the 2020/2021 cycle, including the capital cost remuneration component (Ke), and implemented the effects of revoking injunctions that previously prevented the payment of Ke. These values were incorporated into the RTP calculations and approved by ANEEL's Board of Directors through Homologation Resolution No. 2,714/2020. Currently, there are two active injunctions.

On April 22, 2021, ANEEL ruled in favor of the administrative appeal filed by the Company against Homologation Resolution No. 2,714/2020, which sought the right to retroactively update the RBSE values, and applied the restructuring of the RBSE financial component in accordance with Technical Note No. 068/2021 (note 1.2a of the financial statements for 4Q24). The premises valid as of the 2021/2022 cycle are: (i) conclusion of RBSE payments in 2028; (ii) reduced amortization of RBSE receivables during the 2021/2022 and 2022/2023 cycles; and (iii) remuneration based on the regulatory WACC established in the 2018 RTP. From the 2023/2024 cycle onward, the payment flows projected by ANEEL returned to levels similar to those approved in Homologation Resolution No. 2,714/2020.

After the ratification of the RTP results for the Transmission Operators (ReH 2,851/21), which included the rescheduling of RBSE's financial component receipts, ABIAPE/ABRACE/ESBR filed a request for reconsideration, after it became final, questioning the calculation of the RBSE's financial component and the rescheduling itself. In June 2021, the ANEEL General Tariff Superintendence ("SGT") published NT 117/2021 and issued a public statement explaining that there were no calculation or methodological errors. However, in June 2022, the SGT of ANEEL issued Technical Note No. 85/2022, analyzing the requests for reconsideration concerning the payment of the financial component and the rescheduling of RBSE. That same month, a monocratic decision (Order No. 1,762/2022) was issued by an ANEEL director regarding the subject. After a collective decision by ANEEL's board, the monocratic decision was suspended. In April 2023, the SGT published a new technical note (85/2023), addressing the comments on NT 085/2022 and Circular Letter No. 23/2022, dated August 16, 2022.

At a board meeting held on June 10, 2025, the Brazilian Electricity Regulatory Agency ("ANEEL") decided on the appeal filed by market agents concerning Homologation Resolution 2,851/21, related to the calculations for the payment of the RBSE (Rede Básica Sistema Existente) financial component. With this, the administrative discussion on the matter was closed. The board voted to partially apply the recommendations proposed in Technical Note 85/2023 ("NT85") and decided to: (i) maintain the post-paid calculation methodology; (ii) create a new payment profile with separation into two flows; and (iii) update the WACC at each Periodic Tariff Review.

In addition to the administrative discussion concluded in June 2025, Process No. TC 012.715/2017-4 is pending before the Federal Court of Accounts ("TCU"). Its purpose is to evaluate the compliance and transparency of the methodology for defining the value of transmission assets existing as of 05/31/2000, but not yet amortized, as well as the methodology for updating and passing these values onto electricity tariffs, which is still under review. On 07/05/2023, the Public Prosecutor's Office at the TCU (MPTCU) stated it was in favor of ISA ENERGIA BRASIL joining as an interested party and concluded that the regulatory option of the MME should be respected by the TCU. Subsequently, at the session held on May 6, 2026, TCU unanimously decided to dismiss the aforementioned proceeding.

In addition, the matter is subject to judicial proceedings. As of June 30, 2026, there were 40 (forty) ongoing lawsuits filed by industry entities, which discuss the legality of MME Ordinance No. 120/2016. The first-instance decisions recognized the legality of MME Ordinance No. 120/2016 and the payment method established therein and, therefore, were favorable to the concessionaires. However, they are subject to reversal by higher courts and, in this regard, on May 26, 2026, the 7th Panel of the Federal Regional Court of the 1st Region (TRF1) ruled on the appeals in five of the

forty aforementioned lawsuits and decided to recognize the legality of incorporating RBSE assets into the Regulatory Remuneration Base and to declare the nullity of paragraph 3 of article 1 of MME Ordinance No. 120/2016. Such decisions are subject to appeals before higher courts.

It is not possible to rule out the possibility of new lawsuits related to this matter, nor can the possibility of new judicial decisions altering one or more conditions of the RBSE payment be disregarded. Any new judicial decisions, depending on their content and scope, if not reversed in a timely manner, may or may not have significant impacts on the Company's receipts, potentially requiring, as the case may be, a reassessment of investment plans, dividend distribution, and corporate strategy, in addition to the regular accounting records of such impacts.

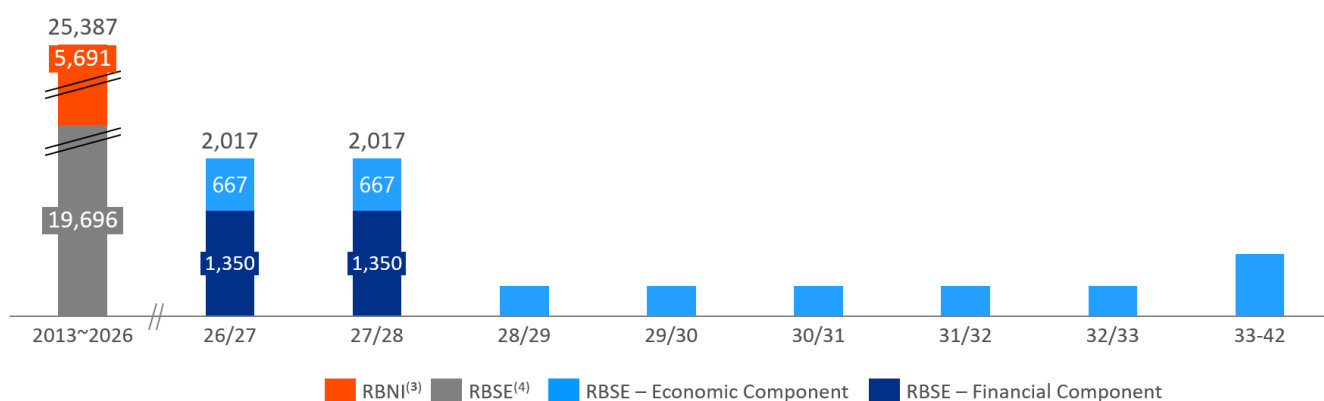
Considering ANEEL's decision at the Board of Directors meeting held on June 10, 2025, and based on the tariff adjustment for the 2026/2027 cycle, below is the payment flow of the amounts due related to the renewal of the Paulista Concession:

RBSE Receivable flow after ANEELs Decision in 2025^{1 2 3 4}

¹ Real values, base date June 2026, based on the spreadsheets published at the closing of Public Consultation No. 12/2024.

² Excludes the CAIMI portion and Other Revenue from RBSE AAR.

R\$ million



³ The movement of the asset base comprising RBSE should gradually reduce the AAR portion related to the economic component, and after the 2033/2034 cycle, only the amount related to capital remuneration for land and warehouse inventory will remain until the end of the concession, in 2042.

⁴ The expected flow from the 2028/2029 to 2032/2033 cycles was estimated based on the appraisal report and the assumptions defined in the 2023 RTP. The amounts will be reassessed in the 2028 tariff review process.

(*) NI – facilities energized as of June 1, 2000

(**) SE – facilities related to non-depreciated assets existing as of May 31, 2000.

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 transferred to the Company an amount lower than that required to fully cover retirement benefit payments (approximately 70%), as a result of a preliminary injunction issued by the 49th Labor Court. ISA ENERGIA BRASIL has therefore been supplementing the remaining portion (approximately 30%) to ensure the full payment of retirement benefits. This supplementation made by the Company is being claimed through a collection lawsuit against SEFAZ.

This collection action was decided in favor of the Company at the second instance. In August 2017, SEFAZ filed a Special Appeal with the Superior Court of Justice ("STJ"), which is still pending admissibility analysis. As of March 31, 2026, the amount recorded on the Company's balance sheet totaled approximately R\$ 2.8 billion, net of the provision for credit losses, recorded in 2013.

Between August 2018 and March 2019, ISA ENERGIA BRASIL received full transfers from SEFAZ pursuant to a court injunction, which was subsequently suspended by the STJ pending judgment of SEFAZ's appeal.

SEFAZ's appeal was decided monocratically by the STJ in March 2024, determining the return of the case to the São Paulo State Court of Justice ("TJSP"), which is expected to define, in its decision, the responsibility of each party with respect to the components and items that make up the retirement benefit supplements. The continuation of the payments of the disallowed amounts by ISA ENERGIA BRASIL (as has occurred since 2005) was determined until the final and unappealable decision of the case.

In October 2024, by agreement of the parties for the purpose of attempting an amicable settlement, the STJ suspended the proceedings of the collection action for 180 days. On May 22, 2025, a mediation opening hearing was held at the Judicial Center for Conflict Resolution of the STJ ("CEJUSC/STJ"), with the participation of the Office of the Attorney General of the State of São Paulo, at which time the suspension period was extended for an additional 180 days. In addition to the opening hearing, six hearings were held between August and November 2025.

In 2026, three mediation hearings were held on February 3, April 4 and June 16, and a new hearing was scheduled for August 26. In addition, in February 2026, the suspension period of the proceedings was renewed for another 180 days. On June 16, 2026, the suspension of the proceeding was renewed for an additional 180 days.

The attempt at an amicable settlement does not prejudice the Company's rights and does not alter any court decision currently in force or the current payment flow. If the settlement attempt is unsuccessful, the proceeding will resume its previous course.

The Company continues its efforts to maintain the favorable merits decision obtained before the São Paulo State Court of Justice.

The amount recorded by the Company under "Amounts receivable - Department of Finance" totaled R\$ 2,829.5 million as of June 30, 2026. Additionally, the Company has a provision of R\$ 516.3 million recorded in 2013 due to the extended timeframe expected for the realization of part of the receivables from the State of São Paulo and procedural developments that occurred at that time. It should be noted that the amounts mentioned above are historical and their accounting recognition does not consider any type of correction or update.

GLOSSARY

ADTV (*Average Daily Traded Volume*) - Average daily traded volume.

ANEEL (Brazilian Electricity Regulatory Agency) - Government agency responsible for regulating and supervising the generation, transmission, distribution and commercialization of electricity in Brazil, ensuring the quality of the service provided, equal treatment of users and control over the reasonableness of tariffs charged to consumers, while preserving the economic and financial viability of market agents and the industry. ANEEL supervises and regulates access to transmission systems and establishes the tariffs related to such systems, with TUST being the tariff charged for the use of the Basic Grid and Other Transmission Facilities – DIT.

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

CAGR (*Compound Annual Growth Rate*) - Compound annual growth rate.

CAOM (Administration, Operation and Maintenance Costs) - Portion of revenue that may be divided into: (i) O&M revenue, intended to cover costs and expenses such as salaries, maintenance expenses and others; and (ii) revenue to cover the costs of movable and immovable facilities ("CAIMI").

CCEE (Electricity Trading Chamber) - Operates under authorization from the Granting Authority and under ANEEL regulation and supervision, with the purpose of enabling electricity purchase and sale transactions among CCEE agents.

CDE (Energy Development Account) - Regulatory charge to promote universal access to electricity services and subsidize low-income consumers.

Organic growth - Growth through investments in retrofitting and improvements.

CVM (Brazilian Securities and Exchange Commission) – government agency linked to the Ministry of Finance, responsible for supervising, regulating, disciplining and developing the securities market in Brazil.

EBITDA (*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation & Amortization*) - Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization.

Regulatory charges – Amounts collected by transmission companies and passed through to CCEE, ANEEL and MME and/or invested in R&D projects. They have a neutral effect on the transmission company.

Energization - Start of operation of a project, whether retrofitting, improvement or *greenfield*.

DIT (Other Transmission Facilities) - facilities that are not part of the Basic Grid, generally because they operate at voltages below 230 kV or serve specific purposes.

Greenfield - growth projects awarded through auctions and built from scratch.

IBBC (Bovespa BR+ Cap 5% Index B3) - indicator of the average performance of the prices of assets with the highest tradability and representativeness. Its name "Cap 5%" indicates that the maximum weight of a single asset in the portfolio is 5%. It is composed of both Brazilian shares and BDRs of companies whose primary listing is in the United States.

IBBE (Bovespa BR+ Equal Weight Index B3) - Brazilian stock exchange index that seeks to reflect the average performance of a set of shares with equal weight, instead of the market capitalization weighting usually used in the traditional Ibovespa. Its objective is to provide a less concentrated view of the market, where the performance of large companies does not distort the overall performance of the index as much.

IBBR (Bovespa B3 BR+ Index) - indicator of the average performance of the prices of assets with the highest tradability and representativeness. Composed of shares, *units* and BDRs of Brazilian companies.

IBEP (Bovespa B3 Private Companies Index) - indicator of the average performance of the assets with the highest tradability and representativeness and that have private controlling shareholders.

IBEW (Bovespa B3 Equal Weight Index) - indicator of the average performance of the assets that comprise the Ibovespa, assigning equal weight to each share in the index composition.

IBOV B3 (Bovespa Index B3) - main performance indicator for shares traded on B3, comprising the most important companies in the Brazilian capital market. It is composed of shares that represent 85% in descending order of Tradability

Index ("IN") (90% buffer); 95% trading session presence; 0.1% of financial volume in the cash market (standard lot); and are not *penny stocks*.

IBRA (Broad Brazil Index) - indicator of the average performance of all assets traded in B3's cash market (standard lot) that meet minimum liquidity and trading session presence criteria, providing a broad view of the stock market.

IBRX100 (Brazil 100 Index) - indicator of the average performance of the prices of the 100 assets with the highest tradability and representativeness in the Brazilian equity market.

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

IBVL (Bovespa Smart Low Volatility Index B3) - indicator of the average performance of the assets with the highest tradability, representativeness and lower volatility in daily returns.

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

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

IE - Electric Interconnection.

IEE (Electric Energy Index) - B3 sector index designed to measure the performance of the electric energy sector.

IENS (Non-Supplied Energy Index) - energy index that measures the energy not consumed as a result of an interruption.

IGC (Corporate Governance Index) - indicator of the average performance of the prices of assets issued by companies listed on B3's Novo Mercado or Level 1 or Level 2 segments.

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

IPCA (Broad Consumer Price Index) - measures inflation for a basket of products sold in wholesale and retail markets.

ISE B3 (Corporate Sustainability Index) - indicator of the average performance of the prices of assets issued by companies selected for their recognized commitment to corporate sustainability.

JCP (Interest on Equity) - type of remuneration that a company may distribute to its shareholders, partners or quotaholders.

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

M&A (Mergers and Acquisitions) - Mergers and acquisitions.

Improvement - comprises the installation, replacement or refurbishment of equipment in existing transmission facilities, or the adequacy of such facilities, aimed at maintaining the regularity, continuity, safety and modernization of the public electricity transmission service.

MLCX (MidLarge Cap Index) - average performance of the assets of the companies with the largest market capitalization on B3.

MME - Ministry of Mines and Energy.

O&M - Operation and Maintenance.

ONS (National Electric System Operator) - Entity responsible for carrying out the coordination and control activities for the operation of electricity generation and transmission in the SIN.

Other Revenue - Revenue earned from activities outside the concession, partially allocated to support tariff affordability.

PA (Adjustment Portion) - Offsets the surplus or deficit in collection in the period prior to the tariff adjustment.

PMSO - Personnel, Materials, Services and Others.

PROINFA - Incentive Program for Alternative Electricity Sources, a regulatory charge used to subsidize alternative energy sources.

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

R&D – Research and Development.

AAR (Annual Allowed Revenue) - Remuneration that transmission companies receive for providing public transmission services to users. For transmission companies awarded through auctions, AAR is determined as a result of the transmission auction itself and is paid to transmission companies as of the commercial operation date of their facilities, with reviews every four or five years, pursuant to the concession agreements. For transmission companies whose concession agreements were renewed, AAR was calculated based on Operation and Maintenance costs, as established by Law 12,783, dated January 11, 2013. In cases where studies indicate the need for retrofitting in the transmission concession, ANEEL calculates an additional AAR amount to remunerate the new facilities, always through an Authorizing Resolution.

RB (Basic Grid) - SIN transmission facilities owned by public transmission service concessionaires, defined according to the criteria established in ANEEL regulations.

RBNI (New Investments Basic Grid) - Portion of revenue (AAR) corresponding to new facilities comprising the Basic Grid, authorized and with revenues established by a specific resolution.

RBSE (Existing System Basic Grid) - Portion of AAR corresponding to the facilities comprising the Basic Grid, as defined in the Annex to Resolution No. 166, dated May 31, 2000.

Retrofitting - Installation, replacement or refurbishment of equipment in existing transmission facilities, or the adequacy of such facilities, aimed at increasing transmission capacity, increasing the reliability of the National Interconnected System, extending useful life or connecting users, as recommended by transmission system expansion plans.

RGR - Global Reversion Reserve.

SIN (National Interconnected System) – Set of facilities and equipment that enables the supply of electricity in the electrically interconnected regions of the country, in accordance with applicable regulation.

TCU - Federal Court of Accounts.

TFSEE - Electricity Services Inspection Fee.

TUST (Tariff for the Use of the Electricity Transmission System) – Tariff paid by distribution companies, generators, and free and special consumers for the use of the Basic Grid and DIT and adjusted annually according to (i) inflation; and (ii) new revenues corresponding to energized projects.

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

ATTACHMENTS

Attachment I – Greenfield Projects since 2016 | Growth

Auctions	Project	Contract	Company	% ISA ENERGIA BRASIL	UF	RAP ISA ENERGIA BRASIL Cycle 2026/20267 (R\$ million)	Deadline ANEEL	Necessity Date¹	ANEEL CAPEX ISA ENERGIA BRASIL Participation (R\$ million)	Total CapEx ISA ENERGIA BRASIL until 06/30/2026 (R\$ million)	Environment al License (LI)	Initiation of Construction	Land Development²	Projects Development³	Entry in Commercial Operation
013/2015 (oct/2016)	Paraguaçu (Lot 3)	003/2017	IE Paraguaçu	50%	BA/MG	85.0	fev-22	jan-19	254.8	333.4	✓	2Q19	100%	100%	3Q22
	Aimorés (Lot 4)	004/2017	IE Aimorés	50%	MG	57.0	fev-22	jan-19	170.6	197.5	✓	2Q19	100%	100%	2Q22
	Itaúnas (Lot 21)	018/2017	IE Itaúnas	100%	ES	79.0	jun-22	jul-18	297.8	373.8	✓	3Q18	100%	100%	4Q23
005/2016 (apr/2017)	Ivaí (Lot 1)	022/2017	IE Ivaí	50%	PR	208.8	ago-22	fev-21	968.2	1,064.4	✓	4Q19	100%	100%	4Q22
	Tibagi (Lot 5)	026/2017	IE Tibagi	100%	SP / PR	24.8	ago-21	jan-17	134.6	117.5	✓	3Q18	100%	100%	4Q20
	Itaquerê (Lot 6)	027/2017	IE Itaquerê	100%	SP / PR	74.1	ago-21	jun-18	397.7	255.9	✓	3Q18	100%	100%	3Q20
	Aguapeí (Lot 29)	046/2017	IE Aguapeí	100%	SP / PR	87.2	ago-21	dez-18	601.9	363.4	✓	3Q19	100%	100%	1Q21
	Bauru (Lot 25)	042/2017	IE Jaguar 6	100%	SP	16.9	fev-21	ago-19	125.8	63.0	✓	2Q18	100%	100%	3Q19
002/2018 (jun/2018)	Lorena (Lot 10)	021/2018	IE Itapura	100%	SP	19.2	set-22	jan-20	237.9	126.1	✓	3Q19	100%	100%	4Q21
	Biguaçu (Lot 1)	012/2018	IE Biguaçu	100%	SC	58.9	set-23	set-21	641.4	456.0	✓	1Q21	100%	100%	3Q22
002/2019 (dec/2019)	Minuano (Lot 1) 6	001/2020	Evrecy	100%	RS	55.5	mar-25	jan-20	681.6	737.6	✓	1Q22	100%	100%	4Q24
	Três Lagoas (Lot 6)	006/2020	IE Tibagi	100%	MS / SP	7.8	set-23	jan-20	98.8	87.1	✓	2Q21	100%	100%	2Q22
	Triângulo Mineiro	007/2020	IE MG	100%	MG	50.9	mar-25	jan-20	553.6	519.6	✓	1Q22	100%	100%	3Q23
001/2020 (dec/2020)	Riacho Grande (Lot 7)	005/2021	IE Riacho Grande	100%	SP	102.7	mar-26	jan-26	1,140.6	922.1	✓	4Q23	100%	100%	4T25
001/2022 (jun/2022)	Piraquê (Lot 3)	008/2022	ISA ENERGIA BRASIL	100%	MG / ES	359.3	set-27	jan-26	3,653.6	3,866.1	✓	3T24	100%	100%	1Q26
	Jacarandá (Lot 6)	011/2022	IE Jaguar 8	100%	SP	16.9	mar-26	mar-26	232.3	189.3	✓	3T24	100%	100%	1Q26
001/2023 (jun/2023)	Serra Dourada (Lot 1)	006/2023	ISA ENERGIA BRASIL	100%	BA/MG	337.0	mar-29	immediate	3,157.0	1,790.5	0	3T25	96%	49%	-
	Itatiaia (Lot 7)	012/2023	ISA ENERGIA BRASIL	100%	RJ/MG	259.9	mar-29	immediate	2,300.6	533.4	3T26	3T26	89%	33%	-
	Água Vermelha (Lot 9)	014/2023	IE Tibagi	100%	SP	8.9	set-26	Imediata	94.2	87.1	✓	3T24	100%	100%	2Q25
Total (19)						1,909.7			15,742.9	12,083.7					

[Clique aqui](#) para acessar a planilha.

Annex II – Investments in Projects

Investments (R\$ Million)	Consolidated + Jointly-controlled		
	2Q26	2Q25	Chg (%)
Retrofitting Projects	445.4	379.3	17.4%
Greenfield Projects	608.1	722.8	-15.9%
100% ISA ENERGIA BRASIL	607.8	722.8	-15.9%
Piraquê	84.4	538.0	-84.3%
Riacho Grande	0.0	77.1	-100.0%
Serra Dourada	455.8	48.8	834.1%
Água Vermelha	0.0	16.0	-100.0%
Itatiaia	52.2	19.7	164.7%
Jacarandá	13.5	23.1	-41.5%
Minuano	1.9	0.0	N.A
Jointly-controlled subsidiaries	0.2	0.0	N.A
Ivaí	0.2	0.0	N.A
Total	1,053.5	1,102.1	-4.4%

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

Annex III – Regulatory Balance Sheet

Assets (R\$ thousand)	Consolidated	
	30/06/2026	30/06/2025
CURRENT		
Cash and Cash Equivalents	468,699	1,356,062
Financial Investments	1,288,565	808,924
Accounts receivable - Concessionaires and	456,479	469,745
Inventory	54,679	48,054
Recoverable taxes and contributions	322,473	229,311
Derivative instruments	0	37,384
Credit with controlled parties	84,799	126,061
Prepaid Expenses	62,557	6,061
Restricted cash	0	0
Others	164,965	165,619
	2,903,216	3,247,221
NON-CURRENT		
Long-Term Assets		
Restricted cash	20,071	18,888
Accounts receivable - Concessionaires and	159,267	205,383
Accounts Receivable from the State Finance	2,829,539	2,760,806
Deferred income taxes and social contribution	0	0
Pledges and Escrow	46,317	46,049
Derivative financial instruments	35,026	20,406
Others	94,562	76,525
	3,184,782	3,128,057
Investments	1,395,576	1,366,474
Imobilized	22,687,269	20,832,086
Intangible	1,812,433	1,819,316
	25,895,278	24,017,876
	29,080,060	27,145,933
Total Assets	31,983,276	30,393,154

Liabilities and Shareholders' Equity (R\$ thousand)	Consolidated	
	30/06/2026	30/06/2025
CURRENT		
Loans and Financing	92,069	90,082
Debentures	350,737	496,001
Leasing	17,140	18,677
Derivative financial instruments	5,443	2,916
Suppliers	229,979	254,342
Taxes and social charges to be collected	296,085	213,752
Deferred Income Tax and Social Contribution	0	0
Regulatory charges to be collected	33,001	66,723
Interest on Shareholders' Equity / Dividends to	12,484	422,540
Provisions	80,601	79,962
Amounts Payable - Funcesp	942	1,335
Capex - Provisions	226,118	210,460
Others	14,457	30,299
	1,359,056	1,887,089
NON-CURRENT		
Long-Term Liabilities		
Loans and Financing	642,406	669,117
Debentures	16,592,622	14,696,513
Leasing	30,725	36,959
Derivative financial instruments	1,225	17,312
Suppliers	3,861	3,456
Diferred PIS and COFINS	23,165	25,773
Deferred income taxes and social contribution	1,455,352	1,524,834
Regulatory charges to be collected	43,843	35,404
Provisions	162,726	157,457
Obligations connected to concession service	900,615	850,307
Others	396	334
	19,856,936	18,017,466
SHAREHOLDER'S EQUITY		
Share Capital	3,590,020	3,590,020
Capital Reserves	666	666
Income Reserves	4,070,802	3,742,461
Revaluation reserve	2,415,437	2,493,015
Other Comprehensive Results	89,530	97,571
Additional Dividends Proposed	279,322	279,322
	10,445,777	10,203,055
Non-controlling shareholders' share of investment funds	321,507	285,544
	10,767,284	10,488,599
Total Liabilities and Shareholders' Equity	31,983,276	30,393,154

Annex IV – Regulatory Income Statement

Income Statement (R\$ thousand)	Consolidated					
	2Q26	2Q25	Chg (%)	1H26	1H25	Chg (%)
Gross Revenue	1,421,167	1,174,144	21.0%	2,814,646	2,468,120	14.0%
Availability of Electric Network	1,411,383	1,163,603	21.3%	2,793,167	2,445,424	14.2%
Others	9,784	10,541	-7.2%	21,479	22,696	-5.4%
Deductions from the Operational Revenue	-177,793	-145,513	22.2%	-345,008	-307,637	12.1%
Taxes and Contributions on Revenue	-122,326	-101,351	20.7%	-242,485	-213,887	13.4%
Regulatory charges	-55,467	-44,162	25.6%	-102,523	-93,750	9.4%
Net Revenue	1,243,374	1,028,631	20.9%	2,469,638	2,160,483	14.3%
Costs and Operational Expenses	-436,651	-421,230	3.7%	-785,860	-808,803	-2.8%
Personnel	-110,278	-103,937	6.1%	-218,052	-213,914	1.9%
Material	-7,246	-7,104	2.0%	-10,964	-11,223	-2.3%
Services	-62,797	-52,013	20.7%	-107,936	-91,954	17.4%
Depreciation	-222,070	-215,793	2.9%	-391,582	-423,781	-7.6%
Others	-34,261	-42,383	-19.2%	-57,326	-67,929	-15.6%
Result of Service	806,723	607,401	32.8%	1,683,778	1,351,680	24.6%
Financial Results	-638,919	-351,730	81.7%	-1,121,823	-703,118	59.5%
Income from Financial Investments	63,249	72,948	-13.3%	120,325	153,361	-21.5%
Result of Liquid Monetary Variation	-285,397	-126,121	126.3%	-450,928	-287,755	56.7%
Asset and Liability Interest	-23	-1,293	-98.2%	166	-2,815	n.a
Interest/Charges on loans	-397,092	-324,406	22.4%	-778,756	-596,754	30.5%
Others	-19,656	27,142	n.a	-12,630	30,845	n.a
Operational Result	167,804	255,670	-34.4%	561,955	648,562	-13.4%
Equity Income	79,271	91,505	-13.4%	163,055	166,618	-2.1%
Other Operational Revenues/Expenses	-61,901	-33,651	84.0%	-87,292	-62,668	39.3%
Results before Taxes	185,173	313,524	-40.9%	637,718	752,512	-15.3%
Income Tax and Social Contribution on Income	3,444	-40,782	n.a	-81,277	-130,946	-37.9%
Current	-52,332	11,308	n.a	-135,500	-83,625	62.0%
Deferred	55,776	-52,090	n.a	54,223	-47,321	n.a
Consolidated Income/Losses of the Period with the Participation of the Non Controlling Shareholder	188,617	272,742	-30.8%	556,441	621,566	-10.5%
Participation of Non Controlling Shareholder	-14,752	-17,101	-13.7%	-24,841	-28,572	-13.1%
Net Income/Loss Consolidated in the Period	173,865	255,641	-32.0%	531,600	592,994	-10.4%

¹ Inclui custos e despesas com Entidade de Previdência Privada

Annex V – Indirect Cash Flow – Regulatory¹

Cash Flow of operational activities (R\$ thousand)	Consolidated	
	1H26	1H25
Cash generated by operational activities	1,932,924	1,694,410
Net Income	556,441	621,566
Employee benefit - actuarial deficit	2,707	0
Deferred PIS and COFINS	-2,607	-8,306
Depreciation and amortization	436,861	467,194
Deferred income taxes and social contribution	-55,456	47,320
Provision for Lawsuit Liabilities	-2,120	-42,661
Residual value of fixed/intangible assets	33,951	20,881
Tax benefit - incorporated goodwill	19	18
Result of equity income	-163,053	-166,618
Income from financial investments	-33,335	-57,166
Interest and exchange variations on loans, financing and debentures	1,206,274	877,386
Interest and monetary and exchange variations on assets and liabilities	26	-40,288
Financial Instruments	-21,942	3,655
Transactions with non-controlling shareholders	-24,841	-28,572
Assets Variation	-174,913	38,185
Restricted cash	0	0
Accounts receivable - Concessionaires and Permissionaires	59,382	80,675
Inventories	-6,625	-5,732
Accounts Receivable from the State Finance Secretariat	-68,733	-90,715
Recoverable taxes and contributions	-84,680	73,103
Prepaid Expenses	-56,496	-26,514
Pledges and Escrow	694	-73
Others	-18,455	7,441
Liabilities Variation	51,586	-14,062
Suppliers	-23,958	70,145
Taxes and social charges to be collected	168,242	193,939
Labor obligations	639	4,136
Tax payment	-113,840	-82,747
Regulatory charges to be collected	-25,897	-10,901
Provisions	224,651	-4,762
Amounts payable to Vivest	-393	406
Global Reversal Reserve - RGR	-1,240	-1,240
Obligations linked to the concession of the service	50,310	-7,646
Post-employment benefit - actuarial liability	-20,597	0
Others	-206,331	-175,392
Net cash generated in operational activities	1,809,597	1,718,533
Investments Activities Cash Flow	-2,553,351	-2,624,965
Restricted cash	-1,183	246
Financial Investments	-1,763,999	-2,925,957
Redemptions of financial investments	1,353,656	2,484,460
Fixed Assets	-2,317,405	-2,183,714
Received dividends	175,580	0
Cash used in financing activities	-143,609	-1,354,741
New loans and debentures	4,789,453	1,446,492
Loan and debentures payments (principal)	-3,698,909	-988,165
Loan and debentures payments (interest)	-568,150	-508,518
Lease Payments (principal and interest)	-11,973	-8,500
Derivative instruments	9,759	39,856
Paid dividends and interest on equity	-663,789	-1,335,906
Net variation in Cash and Cash Equivalents	-887,363	-2,261,173
Opening Balance of Cash and Cash Equivalents	1,356,062	2,914,747
Closing Balance of Cash and Cash Equivalents	468,699	653,574
Closing Balance of Cash and Cash Equivalents	-887,363	-2,261,173

¹ The indirect cash flow recorded under the regulatory methodology considers cash outflows related to greenfield, brownfield, and Retrofitting and Improvements projects as investment flows.

Annex VI – Regulatory Result of Non-Consolidated Companies

IE MADEIRA						
Income Statement (R\$ thousand)	2Q26	2Q25	Chg (%)	1H26	1H25	Chg (%)
Gross Operational Revenue	211,347	200,362	5.5%	422,670	392,781	7.6%
Operational Revenue Deductions	-29,214	-27,241	7.2%	-57,746	-52,416	10.2%
Net Operational Revenue	182,133	173,121	5.2%	364,924	340,365	7.2%
Costs and Expenses	-12,600	-15,686	-19.7%	-33,891	-36,184	-6.3%
Depreciation	-36,425	-36,493	-0.2%	-72,855	-73,383	-0.7%
EBITDA	169,558	157,301	7.8%	331,063	304,064	8.9%
Gross Profit	133,108	120,943	10.1%	258,178	230,798	11.9%
Financial Result	-8,526	-10,539	-19.1%	-15,123	-26,765	-43.5%
Other Revenues and Expenses	25	-134	n.a	30	-117	n.a
Income before IR & CSLL	124,606	110,270	13.0%	243,085	203,917	19.2%
IR & CSLL*	-28,812	-21,129	36.4%	-52,333	-41,706	25.5%
Net Income	95,794	89,140	7.5%	190,752	162,211	17.6%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (51%) on EBITDA	86,474	80,224	7.8%	168,842	155,073	8.9%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (51%) on Net Income	48,855	45,461	7.5%	97,283	82,728	17.6%

IE GARANHUNS						
Income Statement (R\$ thousand)	2Q26	2Q25	Chg (%)	1H26	1H25	Chg (%)
Gross Operational Revenue	42,834	41,537	3.1%	88,540	82,904	6.8%
Operational Revenue Deductions	-5,715	-5,491	4.1%	-11,396	-10,913	4.4%
Net Operational Revenue	37,119	36,046	3.0%	77,143	71,991	7.2%
Costs and Expenses	-3,788	-3,797	-0.3%	-8,035	-8,181	-1.8%
Depreciation	-7,136	-6,355	12.3%	-14,275	-12,712	12.3%
EBITDA	33,331	32,249	3.4%	69,108	63,810	8.3%
Gross Profit	26,195	25,894	1.2%	54,834	51,098	7.3%
Financial Result	350	-167	n.a	-309	-1,183	-73.9%
Other Revenues and Expenses	0	0	-100.0%	0	0	-100.0%
Income before IR & CSLL	26,544	25,727	3.2%	54,525	49,915	9.2%
IR & CSLL*	-1,584	-1,582	0.1%	-3,128	-3,073	1.8%
Net Income	24,960	24,145	3.4%	51,397	46,842	9.7%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (51%) on EBITDA	16,999	16,447	3.4%	35,245	32,543	8.3%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (51%) on Net Income	12,730	12,314	3.4%	26,212	23,890	9.7%

IE AIMORÉS						
Income Statement (R\$ thousand)	2Q26	2Q25	Chg (%)	1H26	1H25	Chg (%)
Gross Operational Revenue	29,968	28,454	5.3%	59,936	56,909	5.3%
Operational Revenue Deductions	-3,017	-2,977	1.3%	-6,132	-5,954	3.0%
Net Operational Revenue	26,951	25,477	5.8%	53,804	50,955	5.6%
Costs and Expenses	-1,453	-1,698	-14.4%	-2,743	-3,354	-18.2%
Depreciation	-2,722	-2,798	-2.7%	-5,443	-5,442	0.0%
EBITDA	25,498	23,779	7.2%	51,061	47,601	7.3%
Gross Profit	22,776	20,981	8.6%	45,618	42,159	8.2%
Financial Result	-8,592	927	n.a	-16,945	1,329	n.a
Other Revenues and Expenses	0	0	N.A.	0	0	N.A.
Income before IR & CSLL	14,184	21,908	-35.3%	28,673	43,488	-34.1%
IR & CSLL*	-1,280	-2,100	-39.0%	-3,044	-4,614	-34.0%
Net Income	12,904	19,808	-34.9%	25,629	38,874	-34.1%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (50%) on EBITDA	12,749	11,890	7.2%	25,531	23,801	7.3%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (50%) on Net Income	6,452	9,904	-34.9%	12,815	19,437	-34.1%

IE PARAGUAÇU						
Income Statement (R\$ thousand)	2Q26	2Q25	Chg (%)	1H26	1H25	Chg (%)
Gross Operational Revenue	44,728	42,384	5.5%	89,064	84,045	6.0%
Operational Revenue Deductions	-4,725	-4,718	0.1%	-9,052	-9,365	-3.3%
Net Operational Revenue	40,003	37,666	6.2%	80,012	74,680	7.1%
Costs and Expenses	-2,379	-2,189	8.7%	-4,248	-4,368	-2.7%
Depreciation	-4,657	-4,732	-1.6%	-9,315	-9,304	0.1%
EBITDA	37,624	35,477	6.1%	75,764	70,312	7.8%
Gross Profit	32,967	30,745	7.2%	66,449	61,008	8.9%
Financial Result	-15,246	2,244	n.a	-30,555	3,706	n.a
Other Revenues and Expenses	0	0	N.A.	0	0	N.A.
Income before IR & CSLL	17,721	32,989	-46.3%	35,894	64,714	-44.5%
IR & CSLL*	1,776	-2,620	n.a	-657	-6,044	-89.1%
Net Income	19,497	30,369	-35.8%	35,237	58,670	-39.9%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (50%) on EBITDA	18,812	17,739	6.1%	37,882	35,156	7.8%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (50%) on Net Income	9,749	15,185	-35.8%	17,619	29,335	-39.9%

IE IVAÍ						
Income Statement (R\$ thousand)	2Q26	2Q25	Chg (%)	1H26	1H25	Chg (%)
Gross Operational Revenue	109,767	104,217	5.3%	222,830	209,962	6.1%
Operational Revenue Deductions	-11,519	-10,928	5.4%	-23,371	-22,011	6.2%
Net Operational Revenue	98,249	93,289	5.3%	199,458	187,951	6.1%
Costs and Expenses	-5,824	-4,598	26.7%	-10,807	-10,014	7.9%
Depreciation	-13,966	-13,462	3.7%	-28,012	-27,086	3.4%
EBITDA	92,715	88,741	4.5%	188,446	177,986	5.9%
Gross Profit	78,459	75,230	4.3%	160,640	150,852	6.5%
Financial Result	-74,264	-49,092	51.3%	-132,792	-116,872	13.6%
Other Revenues and Expenses	290	49	491.0%	-206	49	n.a
Income before IR & CSLL	4,485	26,187	-82.9%	27,642	34,029	-18.8%
IR & CSLL*	-1,521	-8,903	-82.9%	-9,394	-11,570	-18.8%
Net Income	2,964	17,283	-82.8%	18,248	22,459	-18.7%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (50%) on EBITDA	46,357	44,370	4.5%	94,223	88,993	5.9%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (50%) on Net Income	1,482	8,642	-82.8%	9,124	11,229	-18.7%

AIE (IE IVAÍ + IE PARAGUAÇU + IE AIMORÉS)						
Income Statement (R\$ thousand)	2Q26	2Q25	Chg (%)	1H26	1H25	Chg (%)
Gross Operational Revenue	184,463	175,055	5.4%	371,830	350,916	6.0%
Operational Revenue Deductions	-19,261	-18,623	3.4%	-38,555	-37,330	3.3%
Net Operational Revenue	165,203	156,432	5.6%	333,274	313,586	6.3%
Costs and Expenses	-9,656	-8,485	13.8%	-17,798	-17,736	0.3%
Depreciation	-21,345	-20,992	1.7%	-42,770	-41,832	2.2%
EBITDA	155,837	147,997	5.3%	315,271	295,899	6.5%
Gross Profit	134,202	126,956	5.7%	272,707	254,019	7.4%
Financial Result	-98,102	-45,921	113.6%	-180,292	-111,837	61.2%
Other Revenues and Expenses	290	49	491.0%	-206	49	n.a
Income before IR & CSLL	36,390	81,084	-55.1%	92,209	142,231	-35.2%
IR & CSLL*	-1,025	-13,623	-92.5%	-13,095	-22,228	-41.1%
Net Income	35,365	67,460	-47.6%	79,114	120,003	-34.1%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (50%) on EBITDA	77,918	73,998	5.3%	157,635	147,950	6.5%
ISA ENERGIA BRASIL Particip. (50%) on Net Income	17,683	33,730	-47.6%	39,557	60,001	-34.1%

Annex VII – Covenants (R\$ million)

BNDES (annual verification)	
Net Debt 06/30/26	17,774.6
EBITDA LTM	4,707.4
Net Debt/EBITDA 06/30/26	3.78
Shareholders' Equity 06/30/26	22,480.9
Net Debt/(Net Debt + Shareholders' Equity) 06/30/26	0.44

The main financial obligations under the financing agreements (financial *covenants*) to which ISA ENERGIA BRASIL is subject are established as follows:

The financing agreements with **BNDES** (valid until the agreements mature in 2041) must comply with the maximum financial indicators of BNDES Adjusted Net Debt/EBITDA ≤ 3.0 and Net Debt/(Net Debt + Shareholders' Equity) ≤ 0.6 . The balance of these financings with BNDES as of June 30, 2026 amounted to R\$ 665.1 million, and the agreements allow prepayment.

The indicators are calculated at the end of each fiscal year. For purposes of calculating and demonstrating compliance with these ratios, the Company must consolidate all subsidiaries and jointly controlled companies (proportionally to its ownership interest), provided that it holds an equity interest equal to or greater than 10%. EBITDA is calculated in accordance with the methodology defined in the agreements, with the latest calculation performed on March 31, 2026. The Net Debt/EBITDA ratio under this methodology was **3.78** in 2Q26.

In November 2025, the Company received a letter from BNDES formalizing its prior consent and waiver of the declaration of early maturity of certain financing agreements, in connection with the monitoring of financial indicators for fiscal year 2025.

Annex VIII – Balance Sheet – IFRS

Assets (R\$ thousand)	Consolidated	
	30/06/2026	30/06/2025
CURRENT		
Cash and cash equivalents	468,699	1,356,062
Financial investments	1,288,565	808,924
Concession Asset	4,390,375	4,106,084
Inventories	83,887	72,704
Taxes and contributions to compensate	322,473	229,311
Derivative instruments	0	37,384
Credit with related parties	84,184	126,579
Prepaid expenses	62,557	6,061
Restricted Cash	0	0
Advance to suppliers	0	0
Others	464,434	344,330
	7,165,174	7,087,439
NON-CURRENT		
Long-term Receivables		
Restricted Cash	20,071	18,888
Concession Asset	34,742,650	32,325,214
Accounts Receivable from the State Finance	2,829,539	2,760,806
Pledges and Escrow	46,317	46,049
Inventories	96,839	94,871
Derivative instruments	35,026	20,406
Others	94,562	76,525
	37,865,004	35,342,759
Investments	4,320,138	4,154,815
Imobilized	168,491	180,126
Intangible	435,950	436,233
	4,924,579	4,771,174
	42,789,583	40,113,933
Total Assets	49,954,757	47,201,372

Liabilities and Shareholders' Equity (R\$ thousand)	Consolidated	
	30/06/2026	30/06/2025
CURRENT		
Loans and financing	92,069	90,082
Debentures	350,737	496,001
Leasing	17,140	18,677
Derivative financial instruments	5,443	2,916
Suppliers	228,937	254,445
Taxes and social charges to be collected	295,495	213,325
Regulatory Charges to be collected	33,001	66,723
Interest on Shareholders' Equity/Dividends	12,484	422,540
Labor obligations	80,601	79,962
Amounts Payable - Vivest	942	1,335
Others	240,580	240,765
	1,357,429	1,886,771
NON-CURRENT		
Long-term Liabilities		
Loans and financing	642,406	669,117
Debentures	16,592,622	14,696,513
Leasing	30,725	36,959
Derivative financial instruments	1,225	17,312
Suppliers	3,861	3,456
Provision for Contingencies	180,046	163,035
Deferred PIS and COFINS	3,216,050	2,966,130
Deferred Income Tax and Social Contribution	5,403,489	5,287,595
Regulatory Charges to be collected	43,843	35,404
Others	2,124	2,069
Total long-term liabilities	26,116,391	23,877,590
NET EQUITY		
Shareholders' Equity	3,590,020	3,590,020
Capital Reserves	666	666
Profits Reserve	18,199,688	17,183,674
Other comprehensive results	89,734	97,785
Proposed additional dividends	279,322	279,322
	22,159,430	21,151,467
Non-controlling shareholders' share of investment funds	321,507	285,544
	22,480,937	21,437,011
Total Liabilities and Shareholders' Equity	49,954,757	47,201,372

Annex IX – Income Statement – IFRS

Income Statement (R\$ thousand)	Consolidated					
	2Q26	2Q25	Chg (%)	1H26	1H25	Chg (%)
Gross Operational Revenue	2,904.2	1,626.6	78.5%	5,704	4,314	32.2%
Infrastructure Revenue	1,398.3	1,362.8	2.6%	2,898	2,701	7.3%
O&M Gross Revenue	350.7	318.8	10.0%	706	651	8.4%
Remuneration of concession assets	1,146.7	-64.6	-1874.4%	2,081	943	120.8%
Other Revenues	8.5	9.5	-10.9%	19	18	4.4%
Deductions from Operational Revenue	-306.7	-193.7	58.3%	-596	-469	27.1%
Net Operational Revenue	2,597.5	1,432.9	81.3%	5,108	3,845	32.9%
Operational Costs and Expenses	-1,290.7	-1,327.6	-2.8%	-2,701	-2,632	2.6%
Personnel	-133.8	-128.3	4.3%	-328	-253	29.8%
Materials	-387.8	-439.8	-11.8%	-1,038	-990	4.8%
Services	-667.8	-671.4	-0.5%	-1,180	-1,225	-3.7%
Depreciation	-9.4	-8.3	12.5%	-18	-17	7.2%
Others	-91.9	-79.8	15.2%	-136	-147	-7.5%
Revenues – Periodic Tariff Reset (RTP)	0.0	166.3	-100.0%	0	166	-100.0%
Service Income	1,306.8	271.6	381.2%	2,408	1,379	74.5%
Financial Income	-639.2	-351.9	81.6%	-1,122	-703	59.5%
Income from Financial Investments	63.2	72.9	-13.3%	120	153	-21.5%
Result of Liquid Monetary Variation	-281.2	-89.8	213.2%	-443	-241	83.7%
Interest costs	-0.0	-1.3	-98.2%	0	-3	-105.9%
Interest/Charges on loans	-397.1	-324.4	22.4%	-779	-597	30.5%
Others	-24.1	-9.4	157.6%	-21	-16	30.1%
Operational Result	667.6	-80.3	-931.3%	1,285	676	90.2%
Equity Income	168.4	138.8	21.3%	299	294	1.7%
Other Operating Revenues/Expenses	4.8	-2.5	-294.4%	6	0	2006.9%
Earnings Before Taxes	840.8	56.1	1399.8%	1,591	970	63.9%
Income tax and Social Contribution on Earnings	-137.4	176.2	-178.0%	-268	-13	1909.4%
Current	-55.0	11.3	-586.6%	-138	-84	65.3%
Deferred	-82.4	164.9	-149.9%	-130	70	-284.9%
Consolidated Profit/Loss	703.4	232.3	202.8%	1,323	957	38.2%
Non-Controlling Shareholder's Stake	-14.8	-17.1	-13.7%	-25	-29	-13.1%
Consolidated Profit/Loss for the Period	688.6	215.2	220.0%	1,298	928	39.8%

Annex X – Cash Flow – IFRS (R\$ thousand)

Cash Flow from Operations (R\$ thousand)	Consolidated	
	1H26	1H25
Cash flow from operational activities	-3,116,864	-2,905,291
Net earnings	1,322,519	956,980
Employee benefit - actuarial deficit	2,707	3,846
Depreciation and amortization	18,149	16,927
Deferred PIS and COFINS	249,920	153,145
Deferred IR and CS	129,927	-70,283
Provision for Legal Claims	9,622	20,508
Residual value of permanent assets written off	0	61
Tax benefit - incorporated goodwill	19	18
Income from financial investments	-33,335	-57,166
Interest and exchange variations on loans, financing and debentures	1,206,273	877,386
Interest and exchange rate variations on assets and liabilities	-23	-39,919
Result of equity income	-299,281	-294,181
Accounts Receivable - Concession Assets	-5,685,235	-4,457,617
Financial Instruments	-21,942	3,655
Realization of Concession asset in the acquisition of Subsidiary	8,657	9,922
Transactions with non-controlling shareholders	-24,841	-28,573
Asset Variations	2,623,109	2,507,959
Restricted cash	0	0
Accounts receivable - Concessionaires and Permissionaires	2,983,508	2,567,604
Inventories	-13,151	33,138
Accounts Receivable from the State Finance Secretariat	-68,733	-89,443
Recoverable taxes and contributions	-84,637	73,715
Bonds and linked deposits	694	-73
Prepaid expenses	-56,496	-26,514
Credit with subsidiaries	0	0
Others	-138,076	-50,468
Liabilities Variations	-819	-70,625
Suppliers	-25,103	71,909
Taxes and social charges to be collected	168,077	193,086
Tax payments	-113,840	-82,747
Labor obligations	639	4,136
Regulatory charges to be collected	-25,897	-10,901
Provisions	0	-66,038
Amounts payable Vivest	-1,467	0
Global Reversion Reserve	-1,240	-1,240
Others	-1,988	-178,830
Net Cash from Operating Activities	-494,574	-467,957
Investments Activities Cash Flow	-249,179	-438,474
Restricted cash	-1,183	-1,027
Financial investments	-1,763,999	-2,925,957
Redemptions of financial investments	1,353,656	2,484,460
Acquisition of Immobilized	-1,347	-7,364
Intangible	-11,886	-2,997
Received dividends	175,580	14,411
Cash used in financing activities	-143,610	-1,354,742
Addition to loans and debentures	4,789,453	1,446,492
Loan payments (principal)	-3,698,909	-988,165
Loan payments (interest)	-568,150	-508,518
Leasing Payments (principal and interest)	-11,973	-8,500
Derivative instruments	9,759	39,856
Dividends and interest on shareholders' equity paid	-663,790	-1,335,907
Net variation in Cash and Cash Equivalents	-887,363	-2,261,173
Opening Balance of Cash and Cash Equivalents	1,356,062	2,914,747
Closing Balance of Cash and Cash Equivalents	468,699	653,574
Cash and cash equivalents	-887,363	-2,261,173