

1. Atividades do Emissor

1.1. Histórico do emissor

A ISA ENERGIA BRASIL S.A. ("ISA ENERGIA BRASIL", "Companhia") é uma sociedade de capital aberto, brasileira, domiciliada em São Paulo com sede na Avenida das Nações Unidas, nº 14.171, Torre C – Cristal Tower, andares 5º, 6º e 7º, Vila Gertrudes, autorizada a operar como concessionária de serviço público de energia elétrica, tendo como atividade principal a transmissão de energia elétrica, que requer o planejamento, implementação da infraestrutura e a operação e manutenção de sistemas subordinados a transmissão. No cumprimento de suas funções é prevista a aplicação de recursos e gestão de programas de pesquisa e desenvolvimento na transmissão de energia elétrica e outras atividades correlatas à tecnologia disponível. Estas atividades são regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL").

A Companhia é oriunda de cisão parcial da Companhia Energética de São Paulo ("CESP"), tendo iniciado suas operações comerciais em 1º de abril de 1999. Em 10 de novembro de 2001, incorporou a Empresa Paulista de Transmissão de Energia Elétrica S.A. ("EPTE"), empresa oriunda da cisão parcial da Eletropaulo - Eletricidade de São Paulo S.A. ("Eletropaulo"), além disso, em 20 de junho de 2001, a Companhia e a União celebraram o Contrato de Concessão para Transmissão de Energia Elétrica nº 059/01, para fins da outorga de concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica, incluindo rede básica e demais instalações de transmissão ("Concessão Paulista", "Contrato de Concessão 059/01"), cujo prazo de duração foi prorrogado, em 04 de dezembro de 2012, até o ano de 2042.

Em leilão de privatização realizado em 28 de junho de 2006, o Governo do Estado de São Paulo, alienou ações ordinárias de sua propriedade, correspondentes a 50,10% do total dessa espécie de ações à época. A entidade vencedora do leilão foi a Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ("ISA").

Conforme fato relevante da Companhia de 24 de agosto de 2006, naquela data a Companhia apresentou à Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") pedido de registro de oferta pública de aquisição por alienação de controle, tendo por objeto a aquisição de ações ordinárias de emissão da Companhia em circulação no mercado.

Em razão da aquisição do controle acionário da Companhia pela ISA Capital do Brasil S.A., foram celebrados termos aditivos aos Contratos de Concessão, de modo a refletir a realidade do novo controlador.

Em 12 de setembro de 2006, a ISA Capital do Brasil S.A. adquiriu mais 10.021.687 ações ordinárias de emissão da Companhia, detidas pelo Estado de São Paulo, passando a deter 31.351.911.751 ações ordinárias, correspondentes a 50,12% do total dessa espécie de ações à época.

Em 13 de dezembro de 2006, a ISA ENERGIA BRASIL constituiu a Interligação Elétrica de Minas Gerais ("IEMG") com o objetivo de explorar a concessão da linha de transmissão em 500 kV Neves 1 – Mesquita (no estado de Minas Gerais), totalizando 172 km. Em 2009, a IEMG recebeu autorização para operar comercialmente. Em 2011, a ISA ENERGIA BRASIL concluiu a aquisição da participação detida pelo seu sócio e, assim, passou a deter a totalidade das ações da IEMG.

Em 09 de janeiro de 2007, a ISA Capital do Brasil S.A. adquiriu, por meio de leilão de oferta pública de aquisição de ações realizada na B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão ("B3"), 24.572.559.070 ações ordinárias de emissão da Companhia, correspondentes a 39,28% do total dessa espécie de ações. Em decorrência dessa aquisição, a ISA Capital do Brasil S.A. passou a deter o equivalente a 89,40% do capital votante e 37,46% do capital total da Companhia.

Em novembro de 2007, a Companhia participou de um leilão público promovido pela ANEEL e saiu vencedora do lote de concessão de transmissão que interliga os Estados de Tocantins, Maranhão e Piauí, com aproximadamente 720 km de linhas e investimentos de R\$471.250 mil. Assim, a Interligação Elétrica Norte e Nordeste ("IENNE") foi constituída em 03 de dezembro de 2007 e, em 2011, recebeu autorização e iniciou a sua operação comercialmente.

Em 11 de fevereiro de 2008, o Conselho de Administração da Companhia aprovou uma reestruturação societária, ratificada pelos acionistas da Companhia em Assembleia Geral Extraordinária realizada

em 28 de fevereiro de 2008, com o objetivo de melhorar as condições de capitalização e de fluxo de caixa da Companhia por meio do aproveitamento do benefício fiscal na Companhia, no montante de R\$232.000 mil, relativo ao ágio pago pela ISA Capital do Brasil S.A. no processo de aquisição do controle acionário da Companhia.

A partir de 2008, a Companhia avançou na consolidação de sua participação no setor elétrico brasileiro por meio da participação em leilões promovidos pela ANEEL, nos quais teve a oportunidade de conquistar lotes de ativos de transmissão.

Em julho de 2008, a Companhia constituiu a IE Pinheiros com o objetivo de explorar a concessão das linhas de transmissão e subestações arrematadas nos Lotes E, H e K do Leilão nº 004/2008 e Lote K do Leilão nº 004/2011 da ANEEL.

Também em julho de 2008, a ISA ENERGIA BRASIL constituiu a IE Sul com o objetivo de explorar a concessão das linhas de transmissão e subestações arrematadas nos Lotes F e I do Leilão nº 004/2008 da ANEEL.

Em dezembro de 2008, a Companhia constituiu, em sociedade com Furnas e CHESF, a IE Madeira para explorar a concessão das linhas de transmissão e subestações arrematadas nos Lotes D e F do Leilão nº 007/2008 da ANEEL. Este empreendimento faz parte do complexo hidrelétrico do Rio Madeira e seu sistema de transmissão foi concebido e implantado com tecnologia de Corrente Contínua, utilizado para transmitir grandes potências e longas distâncias. Anteriormente no Brasil, tal tecnologia foi aplicada apenas na transmissão da energia produzida pela Usina de Itaipu.

A Companhia constituiu a controlada Serra do Japi em 1º de junho de 2009, com o objetivo de explorar a concessão das subestações Jandira e Salto arrematadas no Lote I do Leilão nº 001/2009 da ANEEL. Em 2012, a Serra do Japi iniciou sua operação comercial.

Em outubro de 2011, a Companhia constituiu, em sociedade com CHESF, a IE Garanhuns para explorar a concessão das linhas de transmissão e subestações arrematadas no Lote L do Leilão nº 004/2011 da ANEEL.

Em Assembleia Geral Extraordinária 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, ficando a concessão prorrogada até dezembro de 2042 e garantindo à Companhia o direito ao recebimento dos valores relativos aos ativos do NI (instalações energizadas a partir de 1º de junho de 2000) e do SE (instalações de ativos não depreciados existentes em 31 de maio de 2000). Os valores referentes aos ativos do NI foram recebidos entre os anos de 2013 e 2015. Para os valores do SE, no ano de 2016, foi emitida Nota Técnica nº 336/2016 da ANEEL que apresenta proposta de regulamentação quanto ao previsto na Portaria nº 120/2016 do Ministério de Minas e Energia ("MME") para a metodologia de cálculo do custo de capital (K_e) e do cálculo da Receita Anual Permitida ("RAP") e determina valores e prazos de pagamento para as concessionárias, e vem sendo recebidos parcialmente. Para mais detalhes do recebimento, ver item 4.1 deste Formulário de Referência.

Em dezembro de 2012, a ISA ENERGIA BRASIL concluiu a aquisição da controlada Evrecy que pertencia à EDP Energias do Brasil S.A. ("EDP"). A Evrecy é uma empresa prestadora de serviços de transmissão de energia elétrica, cuja origem se deu a partir da cisão de ativos de geração e transmissão da Espírito Santo Centrais Elétricas – Escelsa em 2005, sendo detentora de 154 km de linhas de transmissão e de uma subestação, entre os estados de Espírito Santo e Minas Gerais. O vencimento do contrato de concessão é em 17 de julho de 2025.

Em leilão de transmissão realizado em outubro de 2016, a Companhia arrematou 3 lotes, sendo 2 em parceria com a TAESA. O investimento ANEEL ajustado pela participação da ISA ENERGIA BRASIL nos lotes é de R\$723.175 mil com RAP (ciclo 24/25) de R\$197.194 mil.

Em leilão de transmissão realizado em abril de 2017, a Companhia arrematou mais 5 lotes, sendo 1 deles em parceria com a TAESA. O investimento ANEEL ajustado pela participação da ISA ENERGIA BRASIL nos lotes é de R\$2.228.290 mil com RAP (ciclo 24/25) de R\$370.256 mil.

O ano de 2017 também foi marcado pela conclusão do processo de aquisição de 100% das ações da IENNE, sendo 50% das ações adquiridas da Isolux Energia e Participações S.A. ("ISOLUX") e 25%

(vinte e cinco por cento) adquiridas da CYMI Holdings ("CYMI"), por R\$101.163 mil e pelas participações vitoriosas nos leilões de transmissão realizados pela ANEEL.

Desde julho de 2017, a Companhia recebe o pagamento da receita proveniente da Rede Básica do Sistema Existente ("RBSE"), em decorrência da prorrogação do contrato de concessão nº 059/2001 em 2012, considerando o estabelecido no Despacho 1.779/2017 da ANEEL.

Em continuidade à sua estratégia de expansão, em 2018, a Companhia adquiriu da CYMI 50% menos uma ação do capital social total da Interligação Elétrica Sul S.A. ("IESUL") pelo valor de R\$20.075 mil e passou a deter 100% do capital social da IESUL. Em junho de 2018, a Companhia teve participação vitoriosa no leilão de transmissão nº 02/2018 realizado pela ANEEL e arrematou dois lotes.

Em 2019, outros 3 lotes foram arrematados no leilão de transmissão que ocorreu em dezembro. Em maio de 2020, a ISA ENERGIA BRASIL concluiu seu primeiro negócio imobiliário, negociando 395 mil m² de faixas de domínio com a Prefeitura de São José dos Campos, com o objetivo de maximizar a geração de valor do acervo imobiliário da Companhia.

Em 2020, a Companhia continuou crescendo com o anúncio da aquisição da Piratininga Bandeirantes Transmissora de Energia ("PBTE"), que conecta 2 subestações da ISA ENERGIA BRASIL, com preço de aquisição de R\$1.594.000 mil, considerando dívida líquida estimada em R\$292.000 mil em 31 de dezembro de 2020. Além disso, no mesmo ano, celebrou a conquista de mais um lote no leilão de dezembro.

Em 2021, foram energizados dois projetos arrematados nos leilões de transmissão realizados pela ANEEL, a IE Aguapeí e a Subestação Lorena. Quanto à Subestação Lorena, é importante destacar a representatividade do ativo para o avanço da digitalização do Setor Elétrico, por se tratar da primeira subestação digital do Sistema Interligado Nacional. Outro marco histórico de inovação para a Companhia e para o setor foi a conquista da aprovação pela ANEEL do primeiro projeto de armazenamento de energia em baterias em larga escala no sistema de transmissão brasileiro. Também em 2021, foi concluída a aquisição da PBTE.

Em 2021, o Ministério da Fazenda da Colômbia anunciou a assinatura de contrato inter administrativo de compra e venda de ações. O contrato em questão foi celebrado entre o governo colombiano e a Ecopetrol S.A. e tinha por objeto a aquisição, pela Ecopetrol S.A., de 51,4% das ações que o governo detinha na ISA, controladora da ISA Capital do Brasil, acionista controlador direto da ISA ENERGIA BRASIL. A transação não implicou em troca de controle acionário indireto, uma vez que o governo colombiano, na qualidade de vendedor, também era acionista controlador da Ecopetrol S.A.

Em 2022, a ISA ENERGIA BRASIL energizou outros cinco projetos conquistados em leilões da ANEEL agregando mais 1.210 km de linhas e mais de R\$378.538 mil de receitas (RAP ciclo 24/25). Um dos principais destaques tecnológicos é a IE Biguaçu, um empreendimento inédito no Brasil por ser o único a contemplar linhas de transmissão com trechos aéreo, submarino e subterrâneo. Essa concessão é fundamental para melhorar o fornecimento de energia à ilha de Florianópolis, capital de Santa Catarina.

A Companhia inaugurou, também em 2022, o primeiro banco de baterias para armazenamento de energia em larga escala do país. O projeto instalado na Subestação Registro, no estado de São Paulo, garantiu o reforço de energia para atender o aumento da demanda por energia no litoral paulista. Além disso, evitou a emissão de mais de 1.000 mil toneladas de carbono que teriam ocorrido se, no lugar dessa inovação, geradores a diesel tivessem sido instalados.

Em 2022, outros 2 lotes foram arrematados no leilão de transmissão que ocorreu em junho, com investimento ANEEL de R\$3.885.900 mil e RAP (ciclo 24/25) de R\$341.086 mil.

Em 2023, a ISA ENERGIA BRASIL conquistou outros 3 lotes no leilão de transmissão que ocorreu em junho, que juntos somam RAP (ciclo 23/24) de R\$549.227 mil e representam investimento ANEEL de R\$5.593.474 mil. Com esse resultado, a Companhia passou a deter 35 contratos de concessão (um aumento de 133% quando comparado a 2013, quando detinha 15 contratos), com os mais longevos vencendo em setembro de 2053.

Os 19 lotes conquistados pela Companhia nos leilões de 2016 a 2023 representam um compromisso de investimento ANEEL de R\$15.784.706 mil no sistema elétrico nacional:

Leilão (data)	Lote	Projeto	Situação Atual	Contrato	Empresa	Investimento ANEEL Participação ISA ENERGIA BRASIL	RAP ISA ENERGIA BRASIL Ciclo 2024/2025	Obras	
								Início	Fim
013/2015 (out/2016)	3	Paraguaçu	Operacional	003/2017	IE Paraguaçu	254,8	77,1	2T19	3T22
	4	Aimorés	Operacional	004/2017	IE Aimorés	170,6	51,6	2T19	2T22
	21	Itaúnas	Operacional	018/2017	IE Itaúnas	297,8	68,5	3T18	4T23
005/2016 (abr/2017)	1	Ivaí	Operacional	022/2017	IE Ivaí	968,2	189,3	4T19	4T22
	5	Tibagi	Operacional	026/2017	IE Tibagi	134,6	22,5	3T18	4T20
	6	Itaquerê	Operacional	027/2017	IE Itaquerê	397,7	67,2	3T18	3T20
	29	Aguapeí	Operacional	046/2017	IE Aguapeí	601,9	75,9	3T19	1T21
	25	Bauru	Operacional	042/2017	IE Jaguar 6	125,8	15,3	2T18	3T19
002/2018 (jun/2018)	10	Lorena	Operacional	021/2018	IE Itapura	237,9	17,4	3T19	4T21
	1	Biguaçu	Operacional	012/2018	IE Biguaçu	641,4	53,4	1T21	3T22
002/2019 (dez/2019)	1	Minuano	Operacional	001/2020	Evrecy	681,6	50,2	3T22	4T24
	6	Três lagoas	Operacional	006/2020	IE Tibagi	98,8	7,1	2T21	2T22
	7	Triângulo Mineiro	Operacional	007/2020	IEMG	553,6	43,8	1T22	3T23
001/2020 (dez/2020)	7	Riacho Grande	Em Obras	005/2021	IE Riacho Grande	1.140,6	88,4	3T23	-
001/2022 (jun/2022)	3	Piraquê	Em Obras	008/2022	ISA ENERGIA BRASIL	3.653,6	325,8	3T24	-
	6	Jacarandá	Em Obras	011/2022	IE Jaguar 8	232,3	15,3	3T24	-
001/2023 (jun/2023)	1	Serra Dourada	Licenciamento Ambiental	006/2023	ISA ENERGIA BRASIL	3.157,0	305,6	2T26	-
	7	Itatiaia	Licenciamento Ambiental	012/2023	ISA ENERGIA BRASIL	2.342,3	235,6	4T25	-
	9	Água Vermelha	Em Obras	014/2023	IE Tibagi	94,2	8,0	3T24	-
Projetos em Operação (13)						5.164,7	739,3	-	-
Controladas 100% em Operação (9)						3.771,1	421,3	-	-
Controladas em Conjunto em Operação (3)						1.393,6	318,0	-	-
Projetos em Construção (6)						10.620,0	978,7	-	-
Total (19)						15.784,7	1.718,0	-	-

Ainda em 2023, a ISA ENERGIA BRASIL energizou parcialmente outros dois projetos que, em conjunto, possuem RAP de R\$112.219 mil.

Em 2024, a Companhia energizou com antecipação o projeto Minuano, que agrega confiabilidade ao escoamento de grandes blocos de energia na região Sul, com a maior subestação em potência do estado, com 2.700 MVA, com RAP (ciclo 24/25) de R\$50.218 mil

Com isso, a Companhia atingiu o nível de 31% de eficiência média em relação ao investimento ANEEL e conseguiu antecipar, em média, 7 meses a energização dos projetos conquistados em leilões da ANEEL após 2016 e que são detidos 100% pela ISA ENERGIA BRASIL.

O quadro abaixo apresenta o histórico de RAP da Companhia na última década, considerando a participação da ISA ENERGIA BRASIL nas empresas controladas em conjunto:

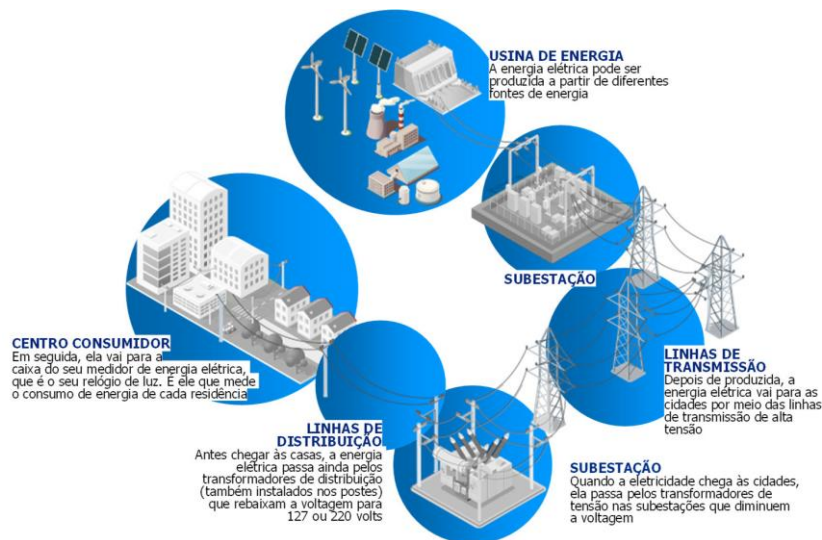
RAP Ciclo (Julho a Junho) - R\$ milhões	14/15	15/16	16/17	17/18	18/19	19/20	20/21	21/22	22/23	23/24	24/25
Projetos em operação	1.060	1.317	1.329	3.035	2.911	3.095	3.463	3.324	4.098	5.355	5.310
Projetos em construção	42	-	-	399	447	489	564	530	712	972	979
Total	1.102	1.317	1.329	3.434	3.358	3.585	4.028	3.854	4.811	6.327	6.289

Em 2024 a Companhia também obteve autorização da ANEEL para a implantação de uma solução inédita no sistema de transmissão nacional, capaz de oferecer maior flexibilidade operativa e estabilidade na rede. O primeiro projeto com tecnologia FACTS (*Flexible Alternating Current Transmission Systems*, em português, Sistemas de Transmissão de Corrente Alternada Flexíveis), do tipo Smart Valves (M-SSSC | Modular - Static Synchronous Series Compensator ou Compensador Estático Síncrono Série Modular, na tradução) no sistema elétrico nacional visa a contribuir para a transição energética ao tornar a rede mais flexível para incorporar fontes renováveis, além de eliminar gargalos e maximizar o aproveitamento do sistema existente.

O ano de 2024 também foi marcado pela celebração dos 25 anos da Companhia contribuindo para a transformação do setor elétrico e da sociedade. O marco também representou a renovação de sua marca, que evoluiu de ISA CTEEP para ISA ENERGIA BRASIL, refletindo as conquistas da Companhia, que cresceu ao longo dos anos e se expandiu além das fronteiras originais no Estado de São Paulo e que, atualmente, gerencia um amplo portfólio de concessões. A nova marca representa melhor sua identidade como uma empresa nacional, presente em 18 estados, que transmite energia e impulsiona o progresso promovendo a sustentabilidade do sistema elétrico brasileiro e impulsionando a transição energética em todo o país.

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

A ISA ENERGIA BRASIL é uma concessionária privada do setor de transmissão de energia do Brasil, autorizada pela ANEEL a atuar no Brasil por meio de contratos de concessão. Em termos de volume, a Companhia é responsável, atualmente, pelo transporte anual de cerca de 30% de toda a energia elétrica produzida no país.



O Sistema Interligado Nacional (“SIN”) é um sistema de geração e transmissão de energia elétrica de grande porte, operado por empresas de natureza pública e privada, gerenciado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (“ONS”) sob fiscalização e regulação da ANEEL.

O ONS desenvolve estudos e ações exercidas sobre o sistema para gerenciar as diferentes fontes de energia e a rede de transmissão, de forma a garantir a segurança do suprimento contínuo em todo o país.

O Contrato de Prestação do Serviço de Transmissão (“CPST”) é celebrado com o ONS que é responsável por celebrar os contratos de prestação de serviço de transmissão com as concessionárias nos quais estas assumem a responsabilidade pela operação e manutenção das instalações e recebem a RAP baseada na disponibilidade das instalações, que sofrem descontos em caso de indisponibilidade dos ativos. Tais receitas independem do volume de energia transmitido no sistema e do preço da energia.

A ISA ENERGIA BRASIL está presente nos estados de Alagoas, Bahia, Espírito Santo, Goiás, Maranhão, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Minas Gerais, Paraíba, Paraná, Pernambuco, Piauí, Rio de Janeiro, Rio Grande do Sul, Rondônia, Santa Catarina, São Paulo (sede) e Tocantins, detendo participação acionária em empresas constituídas para a prestação do serviço público de transmissão de energia elétrica nesses estados. Essa operação é realizada tanto por ativos próprios como pelas empresas controladas e coligadas que totalizam cerca de 1.700 colaboradores e infraestrutura com capacidade instalada de 139 subestações (136 próprias) com 85 mil Megavolt-ampères (“MVA”) de transformação, 23 mil km de linhas de transmissão e 32 mil km de circuitos.

Valendo-se de tais ativos, a Companhia interliga usinas hidrelétricas existentes nos Rios Paraná, Tietê, Pardo e Paranapanema aos centros de carga atendidos por diversas distribuidoras, destacando-se, dentre elas, a Enel, a Elektro, a EDP e a Companhia Paulista de Força e Luz (“CPFL”).

O processo de operação desse sistema de transmissão é controlado de forma centralizada por meio de seu Centro de Operação da Transmissão (“COT”), situado na cidade de Jundiaí, estado de São Paulo onde são acompanhadas, 24 horas por dia, todas as intervenções e atividades de operação e de manutenção do sistema.

Assim como o pioneirismo na implementação da primeira subestação digital do SIN e do primeiro sistema de armazenamento de energia em baterias de larga escala do país, a ISA ENERGIA BRASIL possui papel de liderança no segmento em termos de tecnologia e foi a primeira transmissora a utilizar drones em suas atividades para otimizar a inspeção dos ativos, das faixas e das subestações, com mais eficiência, segurança e ganhos ambientais, decorrentes tanto de menos deslocamento quanto da menor necessidade de supressão vegetal. Desenvolveu também, de forma pioneira no Brasil, um drone que incinera objetos que caem nas linhas de transmissão e podem afetar o fornecimento de energia elétrica à sociedade, como balões e pipas.

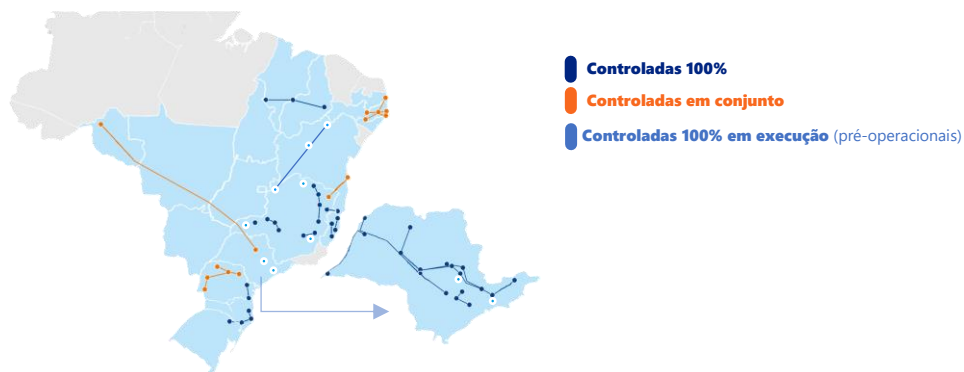
Ainda no tema tecnologia, a Companhia recebeu, em setembro de 2024, autorização da ANEEL para instalação do primeiro sistema FACTS (Flexible Alternating Current Transmission Systems) do tipo Smart Valves (M-SSSC | Modular - Static Synchronous Series Compensator ou Compensador Estático Síncrono Série Modular, na tradução) no sistema elétrico nacional. Esta tecnologia inédita no Brasil proporcionará maior flexibilidade e estabilidade ao sistema de transmissão, redirecionando o fluxo de energia dos circuitos sobrecarregados para os mais ociosos. Assim, é possível postergar investimentos em novas obras e evitar a construção de novas linhas de transmissão. A solução proposta pela companhia e está sendo instalada inicialmente na subestação Ribeirão Preto (SP) a fim de atender a uma necessidade emergencial da região, em especial da demanda industrial por energia. Posteriormente, será transferida para as subestações Votuporanga e São José do Rio Preto (SP) em 2027, a fim de evitar obras adicionais envolvendo linhas de transmissão.

A Companhia faz parte das empresas integrantes do grupo econômico da ISA, que atua há mais 50 anos no setor de transmissão de energia elétrica na Colômbia. O conglomerado ISA iniciou sua expansão na América Latina em 2001 e hoje possui operações na Bolívia, Brasil, Colômbia, Chile e Peru. As subsidiárias integrais da ISA ENERGIA BRASIL seguem, inclusive no que tange às questões financeiras, orçamentárias e contábeis, as mesmas diretrizes de operação e manutenção da Companhia.

A ISA ENERGIA BRASIL ainda possui o controle compartilhado de 5 projetos:

- Madeira (51%): parceria com Furnas (24,5%) e CHESF (24,5%)
- Garanhuns (51%): parceria com CHESF (49%)
- Paraguaçu, Aimorés e Ivaí (50%): parceria com a Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. ("TAESA") (50%)

A Companhia possui presença dominante no Centro Sul brasileiro que é a região mais rica do Brasil representando aproximadamente 74% do PIB do país e a primeira região a vivenciar os impactos da transição para uma matriz energética de baixo carbono. Além disso, a sua capacidade de execução está preparada para conectar novos projetos de energias renováveis na região Nordeste à rede de transmissão de energia. O mapa a seguir apresenta a atuação da Companhia e suas subsidiárias na data deste Formulário de Referência:



1.3 Informações relacionadas aos segmentos operacionais

a) *Produtos e serviços comercializados*

Nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022, o segmento de atuação da Companhia é a transmissão de energia elétrica, conforme descrito no item 1.2 deste Formulário de Referência. Dessa forma, toda a receita e lucro auferidos pela Companhia advêm deste segmento operacional, em referidos períodos.

b) *Receita proveniente do segmento e sua participação na receita líquida da Companhia*

A Companhia possui um único segmento de atuação: a transmissão de energia elétrica. De todo modo, a tabela abaixo apresenta a receita líquida proveniente do segmento operacional da Companhia, bem como sua participação, em porcentagem, na receita operacional líquida da Companhia, nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022:

	No exercício social encerrado em 31 de dezembro de		
(Em R\$ mil, exceto %)	2024	2023	2022
Receita Operacional Líquida	7.966.581	6.215.521	5.450.570
Participação na Receita Operacional Líquida	100,00%	100,00%	100,00%

c) *Lucro ou prejuízo resultante do segmento e sua participação no lucro líquido da Companhia*

A Companhia possui um único segmento de atuação: a transmissão de energia elétrica. De todo modo, a tabela abaixo demonstra o lucro líquido consolidado da Companhia, bem como sua participação, em porcentagem, no lucro líquido da Companhia nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022:

	No exercício social encerrado em 31 de dezembro de		
(Em R\$ mil, exceto %)	2024	2023	2022
Lucro líquido do exercício	3.552.731	2.892.362	2.319.791
Participação no Lucro Líquido	100,00%	100,00%	100,00%

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

a) *Características do processo de produção*

O sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema hidro-termo-eólico de grande porte, com predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários. OSIN é constituído por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte.

Os sistemas de transmissão integram as diferentes fontes de produção de energia e possibilitam o suprimento do mercado consumidor. A Companhia faz parte desse Sistema e, em 31 de dezembro de 2024, era responsável por transmitir cerca de 30% da energia produzida no Brasil. Além disso, a Companhia é responsável por aproximadamente 95% da energia transmitida no estado de São Paulo. A ISA ENERGIA BRASIL é considerada uma das principais concessionárias privadas de transmissão de energia elétrica do país e tem como principais clientes outras concessionárias de serviço público de energia, tais como geradoras, transmissoras e distribuidoras de energia, além de consumidores livres. A média dos prazos de vencimento de seus contratos de concessão ponderada pelas suas respectivas RAP's é de 21 anos.

Para operar e manter este complexo e robusto sistema, a Companhia adota as melhores práticas de gestão de ativos que contemplam e complementam o Plano Mínimo de Manutenção, conforme seção 4.2 do módulo 4 das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, aprovada pela Resolução Normativa ANEEL nº 906, de 08 de dezembro de 2020, a qual consolidou a Resolução Normativa ANEEL nº 669, de 14 de julho de 2015, entre outras, em um único documento.

Ressalta-se, porém, que, alguns fatores oferecem riscos aos processos de manutenção, como condições climáticas desfavoráveis e restrições operativas e sistêmicas do SIN.

Destaca-se que, em situações de emergência, a Companhia possui os seguintes planos de gestão de emergência:

- Plano de Atendimento Emergencial em linhas de transmissão: busca estabelecer instruções para recuperação provisória e definitiva das linhas de transmissão, quando da ocorrência de queda de estruturas;
- Plano de Preparação e Resposta às Emergências Ambientais: tem por finalidade o atendimento a situações de emergência nas subestações e linhas de transmissão aderente às diretrizes do Sistema de Gestão Ambiental (SGA), visando prevenir e mitigar os possíveis impactos ambientais. O Plano prevê, também, a realização de exercícios e simulados anuais com ocorrências ambientais que possam acontecer em subestações e linhas de transmissão em operação; e
- Planos de Contingência para Ativos Físicos: tem por objetivo ajudar a Companhia a lidar da melhor forma possível com os efeitos da materialização de um risco em ativos mapeados na metodologia de Gestão Integral de Riscos de forma a assegurar a continuidade das atividades críticas.

No tocante aos seguros relacionados com a atividade desenvolvida, a Companhia possui as seguintes coberturas:

- (i) Patrimonial - Cobertura contra riscos de incêndio e danos elétricos para os principais equipamentos instalados nas subestações de transmissão, prédios e seus respectivos conteúdos, almoxarifados e instalações, conforme contratos de Concessão, onde as transmissoras deverão manter apólices de seguro para garantir a cobertura adequada dos equipamentos mais importantes das instalações do sistema de transmissão, cabendo à transmissora definir os bens e as instalações a serem segurados;
- (ii) Responsabilidade Civil Geral - Cobertura às reparações por danos involuntários, pessoais e/ou materiais causados a terceiros, em consequência das operações da Companhia;
- (iii) Transportes Nacionais - Cobertura a danos causados aos bens e equipamentos da Companhia transportados no território nacional;
- (iv) Acidentes Pessoais Coletivos - Cobertura contra acidentes pessoais a executivos e aprendizes;
- (v) Automóveis - Cobertura contra colisão, incêndio, roubo e terceiros; e
- (vi) Garantia Judicial - substituição de cauções e/ou depósitos judiciais efetuados junto ao Poder Judiciário.

Não há cobertura para eventuais danos em linhas de transmissão decorrentes de incêndios, raios, explosões, curtos-circuitos e interrupções de energia elétrica.

b) Características do processo de distribuição

A Companhia e suas controladas exercem suas atividades no segmento de transmissão de energia elétrica, razão pela qual não possuem clientes diretos em termos de consumo de energia, à vista de serem consumidores livres ou cativos. No entanto, a Companhia e suas controladas possuem contratos de conexão ao sistema de transmissão com as empresas distribuidoras.

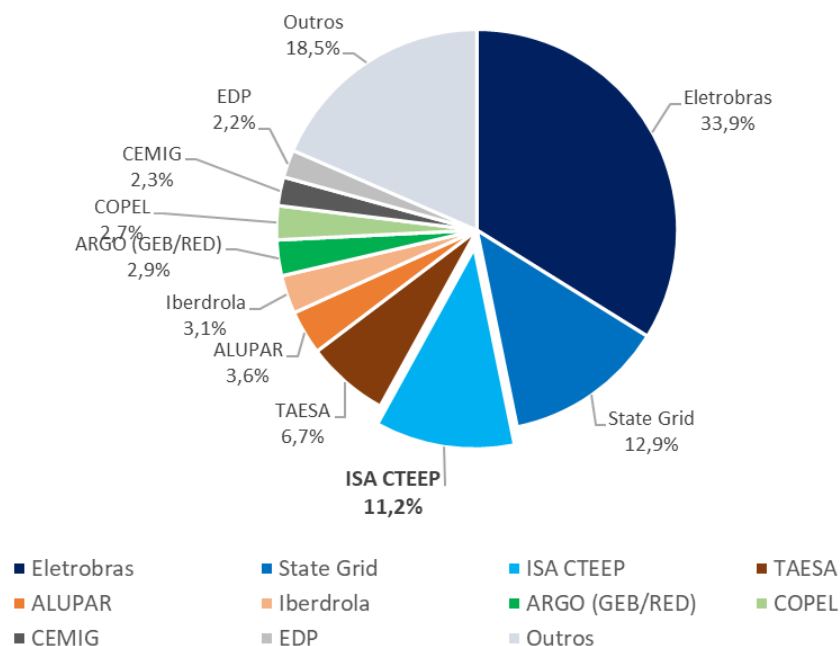
As perdas elétricas envolvendo as transmissões da Companhia são rateadas entre os demais agentes (não transmissores) do setor elétrico.

c) Características dos mercados de atuação, em especial:

i. Participação em cada um dos mercados

A ISA ENERGIA BRASIL e suas controladas detêm participação equivalente a 11,2% do mercado de transmissão de energia elétrica brasileiro medido em termos de RAP total autorizada pela ANEEL para o Ciclo Tarifário 2024/2025 e leilões de transmissão com RAP prevista para os anos subsequentes a energização dos empreendimentos (participação de mercado detida pelas subsidiárias ajustada pela participação detida pela ISA ENERGIA BRASIL nestas empresas), conforme Resolução Homologatória nº 3.348/2024. No Ciclo 2013/2014, a participação de mercado da Companhia, medida pelos mesmos critérios, era de 9%.

Receita de transmissão: RAP ciclo 2024/2025: R\$60,2 bilhões



*Lista de módulos 2024/2025 da ANEEL + Leilões 01/2024 e 02/2024.

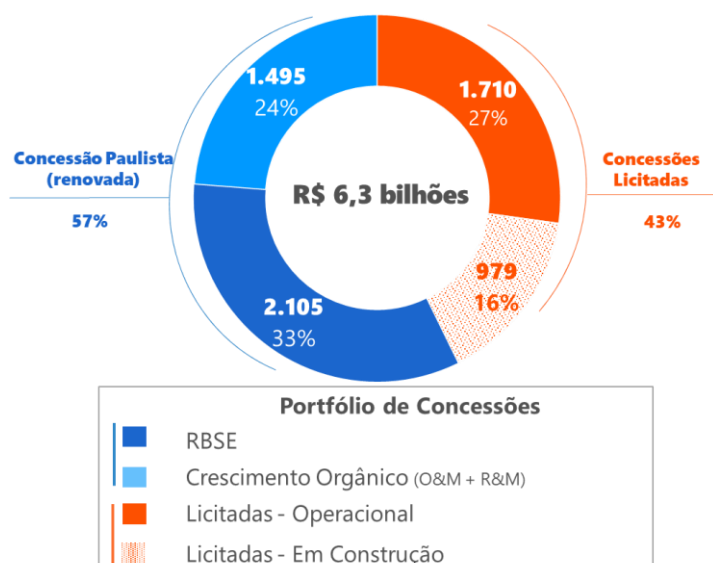
Tratando-se especificamente da Concessão Paulista (Contrato de Concessão 059/01), no ciclo 13/14, a RAP do relativa ao respectivo Contrato, era de R\$ 582 milhões e representava 64% da RAP da Companhia, desconsiderando Parcela de Ajuste (“PA”). Esse montante apresentou crescimento médio anual composto de 9,0% para R\$1.495 milhões em 24/25, desconsiderando a parcela do RBSE, passando a representar 47% da RAP em operação da Companhia. Somando a parcela do RBSE, a RAP da Concessão Paulista representa 68% da receita anual operacional da Companhia para o ciclo 2024/2025.

Além da RBSE, a receita da Concessão Paulista pode ser dividida em 2 partes, uma delas oriunda dos custos de operação e manutenção (“O&M”) da Companhia que representava R\$ 555 milhões no ciclo 13/14e R\$ 841 milhões no ciclo 24/25 e é reajustada pela inflação. Há, ainda, a receita decorrente dos investimentos em reforços e melhorias (“R&M”) que era R\$ 27 milhões em 2013/14e alcançou o montante de R\$ 654 milhões em 2024/25.

A RAP dos contratos de concessão licitados em operação era de R\$ 327 milhões e representava 36% da RAP operacional da Companhia no ciclo 13/14. Esse montante apresentou crescimento médio anual composto de 16,2% para R\$ 1.710 milhões, passando a representar 53% da RAP ex-RBSE em operação da Companhia no ciclo 2024/25.

Os investimentos em expansão fizeram com que, desconsiderando a PA, a RAP ex-RBSE em operação passasse de R\$ 908 milhões em 2013/2014 para R\$ 3.205 milhões em 2024/25. Além disso, a Companhia pôde observar números crescentes tanto na operação, atingindo mais de 23 mil km de linhas, em comparação com 14 mil km em 2013, e 35 contratos de concessão ao seu portfólio, aumentando também o vencimento médio das concessões, que passou de junho de 2041 para setembro de 2045.

O gráfico a seguir apresenta a abertura da RAP da Companhia para o ciclo 24/25:



O gráfico acima mostra que 57% da RAP potencial de R\$ 6,3 bilhões deve-se a Concessão paulista (Contrato de Concessão 059/01), sendo 33% representado pelos recursos do RBSE e 24% advém das parcelas de O&M e R&M. Já os contratos licitados somam 43% da RAP potencial, sendo 27% das concessões operacionais e 16% a projetos que ainda estão em construção.

ii. condições de competição nos mercados

O SIN é um sistema de geração e transmissão de energia elétrica de grande porte, operado por empresas de natureza pública e privada, gerenciado pelo ONS sob fiscalização e regulação da ANEEL.

O ONS desenvolve estudos e ações exercidas sobre o sistema para gerenciar as diferentes fontes de energia e a rede de transmissão, de forma a garantir a segurança do suprimento contínuo em todo o país.

A atual legislação do setor elétrico determina que o processo de outorga de concessão das novas instalações de transmissão seja efetuado através de licitação ou autorização, a depender da natureza da obra. Em se tratando de obras estruturantes, como linhas de transmissão ou subestações novas, o mecanismo normalmente adotado é a licitação.

Os leilões foram concebidos para viabilizar a concessão de novas linhas de transmissão e subestações para o mercado. Neste ambiente, empresas do setor público e privado competem em condições isonômicas pela construção e operação de novos sistemas de transmissão.

A concessão consiste na construção e operação dos ativos pelo período de 30 anos, em contrapartida de uma receita anual fixa, corrigida anualmente pelo Índice de Preços ao Consumidor ("IPCA"). Na concepção do leilão, a ANEEL divide os novos sistemas de transmissão em lotes. A divisão dos lotes é feita levando em conta suas características geográficas e técnicas, bem como o valor total de investimento, de forma que todo o leilão possa se tornar mais atrativo ao mercado.

O leilão se constitui pelo deságio sobre a RAP que os participantes apresentam para cada lote. Se consagra vencedor aquele que apresentar o maior deságio. Quanto maior o desconto, menor o custo anual da concessão para os cofres públicos e para a população.

Com isso, o processo competitivo do segmento de transmissão de energia concentra-se no momento da licitação, de forma que a Companhia e suas subsidiárias não sofrem concorrência em suas atividades de transmissão, especialmente no que se refere ao uso de sua rede de instalações e à prestação de serviços de operação e manutenção destas, pois inexistente a concorrência na exploração das concessões outorgadas por meio dos Contratos de Concessão durante todo o prazo de sua vigência.

O desenvolvimento de linhas de transmissão no Brasil vem sendo promovido pela integração de novas fontes de energia renovável, tanto solar quanto eólica, com forte exploração e desenvolvimento já presentes na região nordeste do país.

d) Eventual sazonalidade

A oferta e demanda de energia elétrica não interfere no faturamento da Companhia, dado que sua RAP é estabelecida pela ANEEL, independentemente da quantidade de energia transportada, e é paga em duodécimos mensais. Desse modo, a Companhia não enfrenta sazonalidade significativa.

(i) Revisão Tarifária Periódica (“RTP”) da Receita Anual Permitida (“RAP”)

Em conformidade com os contratos de concessão, a cada quatro e/ou cinco anos, após a data de assinatura dos contratos, a ANEEL aplica revisão tarifária periódica da RAP de transmissão de energia elétrica, com o objetivo de promover a eficiência e modicidade tarifária. O Procedimento de Regulação Tarifária (“PRORET”), no submódulo 9.2 (*Revisão Periódica das Receitas das Concessionárias Licítadas*), definiu que as licítadas que não passam por RTP do contrato principal devem, desde julho de 2019, ter revisão de eventuais Rede Básica – Novas Instalações (“RBNI”) e outras receitas, com periodicidade a cada 5 anos. O único contrato de concessão que a ISA ENERGIA BRASIL detém nessa situação é o nº 143/2001, da controlada IE Jaguar 6. Para mais informações sobre o tema, ver fator de risco “Os resultados operacionais da Companhia podem ser afetados caso a ANEEL não reajuste a RAP conforme contratado”, no item 4.1 deste Formulário.

Não obstante essa particularidade, em 2013, a Companhia passou a reconhecer receita e custos de implementação da infraestrutura para melhorias das instalações de energia elétrica, que foi considerada na base da RTP, conforme previsto no despacho da ANEEL nº 4.413 de 27 de dezembro de 2013 e Resolução Normativa nº 443 de 26 de julho de 2011, alterada pela Resolução Normativa nº 643 de 16 de dezembro de 2014.

A RTP compreende o reposicionamento da receita mediante a determinação:

- da evolução da base de remuneração regulatória considerando o valor incremental para RBNI e a depreciação dos ativos existentes;

- dos custos operacionais eficientes;
- do custo médio ponderado de capital (WACC);
- da identificação do valor a ser considerado como redutor tarifário – Outras Receitas; e
- da aplicação do fator x.

O resultado da RTP de 2024, com efeitos retroativos a 2023, foi publicado por meio da Resolução Homologatória ANEEL 3.344, em 09 de julho de 2024. Sendo que, as diferenças entre os valores das RAPS determinadas nesta RTP e os valores efetivamente recebidos foram ajustados, positivamente ou negativamente, por meio do mecanismo de parcela de ajuste (PA). Para mais informações sobre o tema, ver fator de risco ***“Eventuais decisões desfavoráveis quanto à avaliação e contabilização do valor total dos ativos vinculados ao Contrato de Concessão 059/01 poderão fazer com que a Companhia deixe de receber parte substancial do valor de tais ativos”***, no item 4.1 deste Formulário de Referência.

(ii) Reajuste anual da receita

Em 12 de julho de 2022, foi publicada a Resolução Homologatória (“REH”) ANEEL nº 3.067 estabelecendo as novas RAPs da ISA ENERGIA BRASIL e suas sociedades controladas, por meio da disponibilização das instalações de transmissão integrantes da Rede Básica e das Demais Instalações de Transmissão, para o ciclo de 12 meses, compreendendo o período de 01 de julho de 2022 a 30 de junho de 2023 (ciclo 2022/2023).

De acordo com a REH ANEEL nº 3.067, a RAP e os valores correspondentes à parcela de ajuste (PA) para a Companhia, suas controladas e empresas em que a Companhia possui controle compartilhado, líquida de PIS e COFINS, passou a ser de R\$4.870.697 mil no ciclo 2022/2023, ponderado pela participação da ISA ENERGIA BRASIL. Deste montante, 60% representam a RAP do contrato renovado da Companhia (Contrato de Concessão n.º 059/2001), incluindo Reforços e Melhorias, Indenização da Rede Básica do Sistema Existente (“RBSE”), bem como a parcela de Operação e Manutenção (“O&M”) do contrato. Além disso, 40% da RAP refere-se a contratos licitados provenientes de leilões de transmissão ou aquisições (M&A), sendo (i) 23% de empreendimentos em operação, ou seja, com RAP Ativa; e (ii) 17% de empreendimentos em construção, que devem adicionar remuneração à Companhia ao longo dos próximos anos.

A RAP do ciclo 2022/2023 apresentou aumento de aproximadamente R\$1,0 bilhão em relação ao ciclo tarifário anterior (2021/2022), representando crescimento de 26%. Os principais motivos dessa variação são:

- correção monetária do ciclo 2022/2023 (IPCA), no total de R\$451.774,6 mil;
- novos projetos de reforços e melhorias que entraram em operação no período, adicionando R\$25.807 mil;
- efeitos da revisão tarifária periódica de 2022, descrito com mais detalhes na próxima seção (R\$ -30.027 mil);
- recomposição parcial do componente financeiro do RBSE, decorrente do reperfilamento adotado pela ANEEL para amortecer o aumento das tarifas de energia nos ciclos 2021/2022 e 2022/2023 (R\$209.151 mil);

- v. RAP adicional de R\$299.173 mil referentes aos dois novos projetos (Jacarandá e Piraquê) adjudicados no leilão 01/2022, realizado em 30 de junho de 2022.

A Resolução Homologatória ANEEL nº 3.216, publicada em 7 de julho de 2023, estabeleceu novos valores para as receitas anuais permitidas da Companhia e suas controladas, pela disponibilização das instalações de transmissão integrantes da Rede Básica e das Demais Instalações de Transmissão, para o ciclo de 12 meses, compreendendo o período de 1 de julho de 2023 a 30 de junho de 2024. Os valores correspondentes à RAP e à parcela de ajuste (PA) da Companhia, suas controladas e empresas em que a Companhia possui controle compartilhado, líquida de PIS e COFINS, passou a ser de R\$6.214.819 mil no ciclo 2023/2024 ponderado pela participação da ISA ENERGIA BRASIL.

A RAP apresentou aumento de aproximadamente R\$1,3 bilhão em relação ao ciclo tarifário anterior (2022/2023), representando crescimento de 28%. Os principais motivos dessa variação são:

- i. correção monetária do ciclo 2023/2024 (IPCA), no total de R\$203.164 mil;
- ii. novos projetos de reforços e melhorias que entraram em operação no período, adicionando R\$41.284 mil;
- iii. recomposição integral do componente financeiro do RBSE, decorrente do reperfilamento adotado pela ANEEL para amortecer o aumento das tarifas de energia nos ciclos 2021/2022 e 2022/2023 (R\$766.498 mil); e
- iv. RAP adicional de R\$510.157 mil referentes aos três novos projetos (Serra Dourada, Itatiaia e Água Vermelha) adjudicados no leilão 01/2023, realizado em 30 de junho de 2023.

A RAP ciclo 2023/2024 estabeleceu o montante de R\$ 2.346 milhões a serem pagos a título de RBSE para a Companhia até junho de 2024. Com isso, a Companhia ainda tem o direito ao recebimento de aproximadamente R\$ 11,2 bilhões originado com a prorrogação do Contrato de Concessão 059/01. Esse valor soma-se aos R\$ 5,2 bilhões de RBNI recebidos entre 2013 e 2015 e aos R\$ 11,6 bilhões recebidos a título de RBSE até junho de 2023, valores esses que estão em termos reais de junho de 2023.

Resolução Homologatória nº 3.348, publicada em 16 de julho de 2024, estabeleceu novos valores para as receitas anuais permitidas da Companhia e suas controladas, pela disponibilização das instalações de transmissão integrantes da Rede Básica e das Demais Instalações de Transmissão, para o ciclo de 12 meses, compreendendo o período de 1 de julho de 2024 a 30 de junho de 2025. A resolução consolidou os resultados das revisões tarifárias do contrato 059/2001 e das licitadas com RTPs previstas para 2023 e 2024, além de incorporar os efeitos do reajuste de ciclo tarifário. Os valores correspondentes à A RAP do Consolidado e empresas controladas em conjunto, líquida de PIS e COFINS passou a ser de R\$ 6.288,9 milhões no ciclo 24/25, ponderada pela participação da ISA ENERGIA BRASIL, valores esses que estão em termos reais de junho de 2024.

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

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

Ainda sobre esse tema, para os ciclos de 24/25 a 27/28, a Companhia terá fluxos constantes do Componente Financeiro de RBSE de R\$1.507,6 milhões, valor em termos reais de junho de 2024. Para mais informações sobre o tema, ver fator de risco ***“Eventuais decisões desfavoráveis quanto à avaliação e contabilização do valor total dos ativos vinculados ao Contrato de Concessão 059/01 poderão fazer com que a Companhia deixe de receber parte substancial do valor de tais ativos”***, no item 4.1 deste Formulário de Referência.

Destaca-se, ainda, que a RTP do Contrato de Concessão 059/01, que deveria ter sido realizada em 2023, foi realizada em julho de 2024. Em 09 de julho de 2024, a Diretoria da ANEEL aprovou a RTP do Contrato de Concessão 059/01, que fixou o reposicionamento da RAP e terá seus efeitos aplicados entre 1º de julho de 2024 e 30 de junho de 2028. A Resolução Homologatória Nº 3.344/2024 definiu índice de reposicionamento tarifário que resulta -12,84% para a RAP do contrato, no montante de R\$2.012 milhões, em termos reais de junho de 2023. A resolução também definiu valores das Parcelas de Ajuste (PA), a serem compensados no mesmo período. Cumpre destacar que conforme mencionado na referida resolução, a RAP total deve ser acrescida do componente financeiro do RBSE vigente (reperfilamento). Por fim, destaca-se que a incorporação desses valores à RAP foi aprovada, tendo em vista o reajuste tarifário anual aprovado e incorporado a Resolução Homologatória nº 3.348 pela ANEEL em julgamento realizado no dia 16 de julho de 2024. Para mais informações sobre o tema, ver fator de risco “Os resultados operacionais da Companhia podem ser afetados caso a ANEEL não reajuste a RAP conforme contratado”, no item 4.1 deste Formulário.

e) Principais insumos e matérias primas, informando:

- (i) descrição das relações mantidas com fornecedores, inclusive se estão sujeitas a controle ou regulamentação governamental, com indicação dos órgãos e da respectiva legislação aplicável

Atualmente, os maiores fornecedores da ISA ENERGIA BRASIL estão ligados ao segmento estratégico, ou seja, ao ramo de energia elétrica, e são eles:

COBRA BRASIL SERVICOS, COMUNICACOES, ELECNOR DO BRASIL LTDA, ALUBAR METAIS E CABOS S/A, HITACHI ENERGY BRASIL LTDA, BRAMETAL S/A, SIEMENS ENERGY BRASIL LTDA, IBL CONSTRUÇOES E ENERGIA LTDA, PRYSMIAN CABOS E SISTEMAS DO BRASIL, WEG EQUIPAMENTOS ELETRICOS S/A, IFOOD BENEFICIOS E SERVICOS LTDA, GE ENERGIAS RENOVAVEIS LTDA, ENGELMIG ELETRICA LTDA, SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES e SGS ENGER ENGENHARIA LTDA.

A ISA ENERGIA BRASIL optou por não participar de novos leilões no decorrer de 2024 e dar preferência e atenção exclusiva ao desenvolvimento e finalização de lotes arrematados em anos anteriores, bem como na gestão do portfólio de Reforços e Melhorias e demais empreendimentos que já estavam em andamento ou para iniciar em 2024.

(ii) eventual dependência de poucos fornecedores

A ISA ENERGIA BRASIL apresenta dependência de um número reduzido de fornecedores devido à busca de parceiros estratégicos, que estão distribuídos nas principais categorias essenciais à prestação de serviços e ao fornecimento de materiais/produtos vitais ao seu negócio, porém sempre buscando mitigar ao máximo os riscos inerentes ao processo (desempenho, financeiro, compliance etc.).

Anualmente a Companhia procura prospectar novos fornecedores no mercado e conta com método de avaliação recorrente de seus fornecedores. Em 2024, foram homologados 2 novos fornecedores para obras de LT: ENGELMIG e OMEXOM (SISENERGY).

Ainda em 2024, a ISA ENERGIA BRASIL ampliou os contratos de *strategic sourcing* em algumas categorias e incluiu alguns aliados estratégicos para atendimento das demandas, alinhando principalmente as capacidades de entregas e execução dos parceiros selecionados.

A ISA ENERGIA BRASIL mantém contratos guarda-chuva para os diferentes itens a serem adquiridos visando a mitigar possíveis impactos aos negócios e contribuir com a estratégia de crescimento sustentável.

(iii) eventual volatilidade em seus preços

A ISA ENERGIA BRASIL trabalha com contratos abertos e de longo prazo, garantindo, assim, os preços negociados. Além disso, para a gestão de materiais/produtos a Companhia foca em uma consolidação de volumes e demandas e na padronização dos produtos/materiais para obter uma redução no preço total.

Para evitar exposição ao dólar a Companhia contrata cobertura cambial e Hedge para alumínio garantindo variações mínimas nos preços acordados, importante ressaltar que a ISA ENERGIA BRASIL mantém um olhar apurado sobre as projeções cambiais e demais comportamentos do mercado em torno das matérias primas ligadas ao negócio.

1.5 Principais clientes

a) *montante total de receitas provenientes do cliente*

Não aplicável, tendo em vista, a definição dos clientes, bem como o percentual de receita a ser pago por cada um deles é uma função exclusiva do ONS e a Companhia não tem participação nessas definições.

b) *segmentos operacionais afetados pelas receitas provenientes do cliente*

Não aplicável, tendo em vista, a definição dos clientes, bem como o percentual de receita a ser pago por cada um deles é uma função exclusiva do ONS e a Companhia não tem participação nessas definições.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

a) *necessidade de autorizações governamentais para o exercício das atividades e histórico de relação com a administração pública para obtenção de tais autorizações*

A Companhia e suas controladas exercem suas atividades de transmissão de energia elétrica nos termos de contratos de concessão outorgados pelo poder concedente, que têm geralmente prazo de 30 anos a partir da data de assinatura. O Contrato de Concessão 059/01, principal contato de concessão da Companhia, que expiraria em julho de 2015, foi prorrogado nos termos da Lei nº 12.783/13 e expirar-se-á em 1º de janeiro de 2043.

Como referência, desde 2022, a Companhia passou a ter participação em empresas constituídas para a prestação dos serviços de transmissão de energia elétrica, sendo: (i) 100% nas subsidiárias IESUL (Interligação Elétrica Sul), IEMG (Interligação Elétrica de Minas Gerais), IE Pinheiros (Interligação Elétrica Pinheiros), IE Serra do Japi (Interligação Elétrica Serra do Japi), IE Evrecy (Evrecy Participações), IE Itaúnas (Interligação Elétrica Itaúnas), IENNE (Interligação Elétrica Norte e Nordeste), IE Itapura (Interligação Elétrica Itapura), IE Itaquerê (Interligação Elétrica Itaquerê), IE Aguapeí (Interligação Elétrica Aguapeí), IE Biguaçu (Interligação Elétrica Biguaçu), IE Tibagi (Interligação Elétrica Tibagi), IE Riacho Grande (Interligação Elétrica Riacho Grande), IE Jaguar 6 (Interligação Elétrica Jaguar 6), IE Jaguar 8 (Interligação Elétrica Jaguar 8), IE Jaguar 9 (Interligação Elétrica Jaguar 9); (ii) 51% na IE Garanhuns (Interligação Elétrica Garanhuns) e na IE Madeira (Interligação Elétrica do Madeira); (iii) 50% na IE Aimorés (Interligação Elétrica Aimorés), IE Paraguaçu (Interligação Elétrica Paraguaçu) e IE Ivaí (Interligação Elétrica Ivaí)).

Em 08/02/2021, por meio do Despacho nº 261, de 1º de fevereiro de 2021, a ANEEL anuiu previamente à transferência de controle societário indireto da Piratininga-Bandeirantes Transmissora de Energia Ltda. que passou a ser detida 100% pela ISA ENERGIA BRASIL.

Em 21/03/2023, por meio da Resolução Autorizativa 14.077/2023, a ANEEL aprovou a Reorganização Societária envolvendo as empresas controladas da Companhia. Assim, as concessões detidas pela ISA ENERGIA BRASIL no Estado de São Paulo, incluindo aquelas adquiridas no leilão 01/2022, de junho de 2022, da ANEEL, foram agrupadas geograficamente pelo critério de distância, em respectivas concessionárias e, conseqüentemente, capturadas sinergias na administração das empresas envolvidas. A operação consiste na cisão parcial da IE Pinheiros, IE Japi e IE Itapura e conseqüente versão da parcela do seu patrimônio referente aos ativos de transmissão para as empresas IE Itapura, IE Jaguar 9, IE Jaguar 8, e IE Jaguar 6, todas entidades controladas da ISA ENERGIA BRASIL.

A seguir, são apresentadas informações sobre o Setor Elétrico Brasileiro e sua regulamentação.

Concessões

As concessões de serviço público no Brasil têm seu fundamento legal no artigo 175 da Constituição da República Federativa do Brasil de 1988 ("Constituição Federal"), segundo o qual referida espécie de serviços é uma incumbência do Poder Público, que pode delegar sua prestação a outrem por meio de concessões. O referido artigo foi regulamentado pela Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 ("Lei de Concessões").

Em 26 de dezembro de 1996, a Lei nº 9.427 criou a ANEEL à qual compete, dentre outras atividades:

- (i) implementar as políticas e diretrizes do governo federal para a exploração da energia elétrica e o aproveitamento dos potenciais hidráulicos;
- (ii) promover os procedimentos licitatórios para a contratação de concessionárias e permissionárias de serviço público para produção, transmissão e distribuição de energia elétrica e para a outorga de concessão para aproveitamento de potenciais hidráulicos;

- (iii) gerir os contratos de concessão ou de permissão de serviços públicos de energia elétrica;
- (iv) promover processos licitatórios para atendimento às necessidades do mercado; e
- (v) regular o serviço concedido, permitido e autorizado e fiscalizar permanentemente sua prestação.

Para construir ou operar instalações de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica no Brasil, as companhias ou consórcios devem obter previamente a correspondente outorga de concessão, permissão ou autorização, conforme o caso, junto ao Ministério de Minas e Energia ("MME") ou à ANEEL, na posição de representantes do Governo Federal. As concessões conferem direitos para gerar, transmitir ou distribuir energia elétrica nas respectivas áreas de concessão durante um período determinado. Já as permissões e autorizações podem ser revogadas a qualquer tempo, a critério do MME, após consulta à ANEEL. O período de concessão tem geralmente a duração de 35 anos para os empreendimentos de geração e de 30 anos para os empreendimentos de transmissão ou distribuição; podendo ser renovados discricionariamente pelo poder concedente.

A Lei de Concessões estabelece, dentre outras disposições, as condições que a concessionária deverá cumprir na prestação de serviços relacionados à energia elétrica, os direitos dos consumidores de energia elétrica, e as obrigações da concessionária e do poder concedente, devendo estas cumprir com o regulamento vigente do setor elétrico. As principais disposições da Lei de Concessões estão descritas de forma resumida abaixo:

1. Serviço Adequado. A concessionária deve prestar serviço adequado a fim de satisfazer parâmetros de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas.
2. Servidões. A concessionária poderá utilizar bens públicos ou solicitar ao Poder Concedente a desapropriação dos bens privados necessários à prestação dos serviços, em benefício da concessionária. Neste caso, a responsabilidade pelas indenizações cabíveis é da concessionária.
3. Responsabilidade Objetiva. A concessionária é responsável direta por todos os danos que sejam resultantes da prestação de seus serviços, independentemente de culpa.
4. Mudanças no Controle Societário. O poder concedente deverá aprovar qualquer mudança direta ou indireta no controle societário da concessionária.
5. Intervenção do poder concedente. O poder concedente poderá intervir na concessão, por meio de um decreto presidencial, com o fim de assegurar a adequação na prestação do serviço, bem como o fiel cumprimento das normas contratuais, regulamentares e legais pertinentes. No prazo de 30 dias após a data do decreto, um representante do poder concedente deverá iniciar um procedimento administrativo para comprovar as causas determinantes da medida e apurar responsabilidades, assegurado o direito de ampla defesa. Durante o prazo do procedimento administrativo, um interventor indicado por decreto do poder concedente ficará responsável pela prestação dos serviços objeto da concessão. Caso o procedimento administrativo não seja concluído em 180 dias, será considerada inválida a intervenção. A administração da concessão será devolvida, ainda, à concessionária caso, cessada a intervenção, não for extinta a concessão.
6. Extinção da Concessão. A extinção do contrato de concessão poderá ocorrer por meio de (i) advento do termo contratual; (ii) encampação; (iii) caducidade; (iv) rescisão; (v)

anulação; e (vi) falência ou extinção da empresa concessionária e falecimento ou incapacidade do titular, no caso de empresa individual. Encampação é a rescisão da concessão por razões relativas ao interesse público, que deverão ser expressamente declaradas por lei autorizadora específica. A caducidade deverá ser declarada por decreto do poder concedente, independentemente de indenização prévia, calculada no decurso do processo. A concessionária tem o direito à ampla defesa no procedimento administrativo que declarar a caducidade da concessão e poderá recorrer judicialmente contra tal ato. A concessionária tem o direito de ser indenizada pelos investimentos realizados nos bens reversíveis que não tenham sido completamente amortizados ou depreciados, descontando-se o valor das multas contratuais e dos danos por ela causados.

7. Vencimento. Quando do vencimento do prazo de concessão, todos os bens reversíveis, direitos e privilégios transferidos à concessionária retornarão, conforme previsto no edital e estabelecido no contrato, ao poder concedente. Após o advento do termo contratual, a concessionária tem o direito de ser indenizada das parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido.
8. Penalidades. A regulamentação da ANEEL rege a imposição de sanções aos participantes do setor elétrico e classifica as pertinentes penalidades com base na natureza e gravidade da violação (inclusive advertências, multas e caducidade). Para cada violação, as multas podem ser de até dois por cento da receita operacional líquida das concessionárias verificada no período de 12 meses que anteceder qualquer auto de infração. Algumas infrações que podem resultar em multas referem-se à omissão do operador em solicitar aprovação da ANEEL no caso de:
 - (i) celebração de contratos com partes relacionadas, conforme previsto na regulamentação;
 - (ii) venda ou cessão dos bens necessários à prestação do serviço público bem como imposição de quaisquer ônus sobre eles (inclusive qualquer garantia real, fidejussória, penhor e hipoteca) ou sobre outros ativos relacionados à concessão ou à receita dos serviços de energia elétrica; e
 - (iii) alterações no controle do detentor da autorização ou concessão. No caso de contratos celebrados entre partes relacionadas que sejam submetidos à aprovação da ANEEL, a ANEEL poderá impor restrições aos termos e condições desses contratos e, em circunstâncias extremas, determinar a rescisão do contrato.

Principais Entidades Regulatórias

As seguintes instituições federais do setor de energia elétrica definem políticas, regras e normas que norteiam e influenciam as atividades da Companhia:

- (i) Conselho Nacional de Política Energética (“CNPE”). O Conselho Nacional de Política Energética foi criado em agosto de 1997 para assessorar o Presidente da República em assuntos quanto ao desenvolvimento e criação de uma política energética nacional. O CNPE também é responsável por revisar periodicamente as matrizes

energéticas aplicadas às diversas regiões do país, por estabelecer diretrizes para programas específicos e para a importação e exportação de petróleo e gás natural.

- (ii) Ministério de Minas e Energia (“MME”). O Ministério de Minas e Energia é o órgão do governo federal responsável pela condução das políticas energéticas no país. Dentre suas principais obrigações, estão a implementação de políticas para o setor de energia elétrica, de acordo com as diretrizes definidas pelo CNPE e o estabelecimento de planejamento do setor, monitorando a segurança do suprimento de energia e definindo ações preventivas para restauração da segurança de suprimento em casos de desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda de energia.
- (iii) Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”). O setor elétrico brasileiro é regulado pela ANEEL, uma agência reguladora federal independente. Após a promulgação da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 (“Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico”), a principal função da ANEEL é regular e fiscalizar o setor elétrico, de acordo com a política determinada pelo MME e responder a questões que sejam delegadas a ela pelo Governo Federal e pelo MME. As atuais responsabilidades da ANEEL incluem, entre outras: (i) administrar concessões para atividades de geração, transmissão e distribuição de energia, inclusive com o controle das tarifas praticadas por referidos agentes, conforme aplicável; (ii) fiscalizar a prestação de serviços pelas concessionárias e impor as multas aplicáveis; (iii) promulgar normas para o setor elétrico de acordo com a legislação em vigor; (iv) implantar e regular a exploração de fontes de energia, inclusive o uso de energia hidrelétrica; (v) promover licitações para novas concessões; (vi) resolver disputas administrativas entre os agentes do setor; e (vii) definir os critérios e a metodologia para determinação de tarifas de transmissão e de distribuição.
- (iv) Operador Nacional do Sistema Elétrico (“ONS”). O Operador Nacional do Sistema Elétrico é uma instituição criada em 1998 como entidade privada sem fins lucrativos responsável por operar, supervisionar e controlar a geração de energia elétrica no SIN e por administrar a rede básica de transmissão de energia elétrica no Brasil. A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico concedeu ao Governo Federal poder para nomear três diretores do ONS, inclusive o Diretor Geral. Os principais objetivos do ONS são: (i) o atendimento dos requisitos de carga, (ii) a otimização de custos e a garantia de confiabilidade do sistema; e (iii) a definição das condições de acesso à malha de transmissão em alta-tensão do país.
- (v) Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (“CCEE”). A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica é pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, que opera mediante regulação e fiscalização da ANEEL e é integrada por titulares de concessão, permissão ou autorização, por outros agentes vinculados aos serviços e às instalações de energia elétrica e pelos consumidores livres. Suas atribuições, dentre outras, consistem na (i) manutenção do registro de todos os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente de Contratação Regulado (“CCEAR”) e dos contratos resultantes dos leilões de ajuste, da aquisição de energia proveniente de geração distribuída e respectivas alterações; (ii) manutenção do registro dos montantes de potência e energia objeto de contratos celebrados no Ambiente de Contratação Livre – ACL; (iii) promoção da medição e registro de dados relativos às operações de compra e venda e outros dados inerentes aos serviços de

- energia elétrica; (iv) apuração do Preço de Liquidação de Diferenças (“PLD”) do mercado de curto prazo por submercado.
- (vi) Empresa de Pesquisa Energética (“EPE”). A Empresa de Pesquisa Energética é uma instituição vinculada ao MME com a finalidade de prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinados a subsidiar o planejamento do setor elétrico. Dentre suas principais atribuições estão a (i) realização de estudos e projeções da matriz energética do país; (ii) a implementação de estudos que propiciem o planejamento integrado de recursos energéticos; (iii) o desenvolvimento de estudos que viabilizam o planejamento para a expansão da geração e da transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazo; (iv) a realização de análises de viabilidade técnico-econômica e socioambiental de usinas; e a (v) obtenção da licença ambiental prévia para aproveitamentos hidrelétricos e de transmissão de energia elétrica.
- (vii) Comitê de Monitoramento do Sistema Elétrico (“CMSE”). O Comitê de Monitoramento do Sistema Elétrico é um órgão sob coordenação do MME, criado para acompanhar e avaliar a continuidade e a segurança do suprimento elétrico em todo o território nacional. O CMSE possui como atribuições, por exemplo, (i) o acompanhamento do desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica; (ii) a avaliação das condições de abastecimento e de atendimento do setor; (iii) análise integrada periódica de segurança de abastecimento e de atendimento; e (iv) identificação de dificuldades e obstáculos que afetem a regularidade e a segurança de abastecimento e expansão do setor.

Encargos Setoriais:

Os encargos setoriais, estabelecidos por regulamentação da ANEEL, fazem parte das políticas do setor elétrico e são recolhidos pelas concessionárias dos montantes cobrados dos consumidores por meio das tarifas de fornecimento de energia elétrica.

- (i) Reserva Global de Reversão (“RGR”). Encargo criado pelo Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, com a finalidade de prover recursos para reversão, encampação, expansão e melhoria do serviço público de energia elétrica, para financiamento de fontes alternativas de energia elétrica, para estudos de inventário e viabilidade de aproveitamentos de potenciais hidráulicos e para desenvolvimento e implantação de programas e projetos destinados ao combate ao desperdício e uso eficiente da energia elétrica. Inicialmente a RGR era paga, mensalmente, por todas as concessionárias de serviço público. No entanto, a Lei 12.783/13 desobriga do pagamento, a partir de 01/01/2013, para as distribuidoras e as transmissoras licitadas, e a partir de 12/09/2012, para as transmissoras e as geradoras prorrogadas ou licitadas nos termos da referida lei.
- (ii) Conta de Consumo de Combustíveis (“CCC”). Encargo criado originalmente pelo Decreto nº 73.102, de 7 de novembro 1973, e alterado pelas Leis nº 8.631, de 4 de março de 1993, e a Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, foi extinto pela Lei 12.783/13. Tinha a finalidade de ratear os custos relacionados à geração de energia elétrica nos sistemas isolados, superiores ao custo médio da energia comercializada no ACR do Sistema Interligado Nacional. A partir do ano de 2013, os dispêndios da CCC passaram a integrar o orçamento anual da CDE.

- (iii) **Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (“CFURH”)**. Criada pela Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989. Destina-se a compensar os municípios afetados pela perda de terras produtivas, ocasionada por inundação de áreas na construção de reservatórios de usinas hidrelétricas. A gestão da sua arrecadação fica a cargo da ANEEL. O montante arrecadado mensalmente é distribuído entre os Estados, Municípios e alguns departamentos da União nas receitas resultantes da exploração dos recursos hídricos. Este encargo é pago pelas hidrelétricas, com exceção das PCHs, como uma função da energia produzida (R\$/MWh).
- (iv) **Conta de Desenvolvimento Energético (“CDE”)**. Criada pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, suas funções e formação foram alteradas pela Lei nº 12.783/2013. São objetivos originais da CDE: promover o desenvolvimento energético dos estados e a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional nas áreas atendidas pelos sistemas interligados; promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional; e garantir recursos para atendimento à subvenção econômica destinada à modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores da Subclasse Residencial Baixa Renda. A partir de 2013, a CDE passou a assumir objetivos similares ao da RGR, como o de permitir a amortização de operações financeiras vinculadas à indenização por ocasião da reversão de concessões de energia elétrica e o de atender a finalidade de modicidade tarifária, estando prevista a possibilidade de transferência de recursos entre os dois fundos setoriais. Também foram adicionadas à CDE as funções de prover recursos para compensar os descontos aplicados nas tarifas de energia elétrica (subsídios tarifários) e o efeito da não adesão à prorrogação das concessões de geração, além de cobrir os custos de geração de energia elétrica nos sistemas isolados, em substituição ao encargo da CCC, que fora extinto. A CDE é definida anualmente pela ANEEL e sua gestão fica a cargo do MME e da CCEE.
- (v) **Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (“TFSEE”)**. Instituída pela Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e regulamentada pelo Decreto nº 2.410, de 28 de novembro de 1997. Seu valor anual é estabelecido pela ANEEL com a finalidade de constituir sua receita, para a cobertura do custeio de suas atividades.
- (vi) **Encargo de Serviço de Sistema (“ESS”)**: encargo setorial apurado mensalmente pela CCEE, o qual é pago pelos consumidores, com a finalidade de cobrir os custos relativos à confiabilidade e instabilidade do sistema para o atendimento do consumo, incluindo custos de redespacho (despacho fora da ordem de mérito) e serviços auxiliares.
- (vii) **ONS** - É um valor pago mensalmente destinado a cobrir partes dos custos das atividades desempenhadas pelo ONS, dentre as quais estão incluídas a operação dos sistemas elétricos interligados e a administração dos serviços de transmissão de energia elétrica. O valor devido ao ONS é pago por todos os seus membros, basicamente: geradores, transmissoras e distribuidoras.
- (viii) **Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (“P&D”)**: encargo setorial criado pela Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, a ser investido em programas de eficiência energética e estudos de pesquisa e desenvolvimento. Geradoras, transmissoras e distribuidoras devem investir anualmente pelo menos 1% de sua receita operacional líquida.

- (ix) Programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica (“PROINFA”) - Instituído pela Lei do Acordo Geral do Setor Elétrico e subsidia o programa de incentivo às fontes alternativas. O encargo é cobrado de todos os consumidores através da TUST e TUSD. Consumidores de baixa renda e aqueles localizados nos sistemas isolados são isentos desta cobrança.

Legislação que Define o Modelo do Setor Elétrico

A Lei nº 10.848/2004, que define o Modelo do Setor Elétrico regula, entre outras disposições, normas relativas (i) aos procedimentos de leilão, (ii) à forma de contratos de compra e venda de energia elétrica e (iii) ao método de repasse de custos aos consumidores finais.

Tal Lei introduziu alterações relevantes nas normas do setor elétrico com o objetivo (i) de proporcionar incentivos a empresas privadas e públicas para construção e manutenção da capacidade geradora, e (ii) de assegurar o fornecimento de energia elétrica no Brasil, com tarifas adequadas, por meio de processos licitatórios competitivos. Os principais elementos da Lei do Modelo do Setor Elétrico incluem:

- (i) criação de dois ambientes paralelos para comercialização de energia elétrica, sendo (i) o mercado regulado destinado aos consumidores cativos, distribuidoras de energia elétrica, mercado mais estável em termos de fornecimento de energia elétrica, o ACR; e (ii) um mercado especificamente destinado aos Consumidores Livres e agentes comercializadores, que permita um certo grau de competição, denominado ACL;
- (ii) restrições a determinadas atividades de distribuidoras, de forma a exigir que estas se concentrem em seu negócio essencial de distribuição, para promover serviços mais eficientes e confiáveis a consumidores cativos;
- (iii) eliminação do direito à chamada autocontratação, de forma a incentivar as distribuidoras a comprar energia elétrica pelos menores preços disponíveis ao invés de adquirir energia elétrica de partes relacionadas; e
- (iv) respeito aos contratos firmados anteriormente à promulgação da Lei do Modelo do Setor Elétrico, de forma a garantir a segurança jurídica às operações realizadas antes da sua promulgação.

Ainda, segundo as diretrizes do modelo, todos os agentes compradores de energia elétrica devem contratar a totalidade de sua demanda de energia elétrica. Já os agentes vendedores de energia elétrica devem apresentar o correspondente lastro físico da energia alocada para venda, conforme contratado junto a instalações de geração existentes ou planejadas. Os agentes que descumprirem tais exigências ficarão sujeitos às penalidades impostas pela ANEEL.

Ambientes para Comercialização de Energia Elétrica

Nos termos da Lei, as operações de compra e venda de energia elétrica são realizadas em dois diferentes segmentos de mercado: (i) o ACR, que prevê a compra pelas distribuidoras, por meio de leilões, de toda a energia elétrica que for necessária para fornecimento aos seus consumidores e (ii) o ACL, que compreende a compra de energia elétrica por agentes não-regulados (como Consumidores Livres e comercializadores de energia elétrica).

A energia elétrica proveniente (i) de projetos de geração de baixa capacidade localizados próximo aos centros de consumo, tais como usinas de cogeração e as Pequenas Centrais Hidrelétricas; (ii) de usinas qualificadas nos termos do PROINFA; e (iii) de Itaipu, não ficará sujeita ao processo licitatório para fornecimento de energia elétrica ao ACR. A energia elétrica gerada pela Itaipu, situada na fronteira entre Brasil e Paraguai, é comercializada pelas Centrais Elétricas Brasileiras S.A. ("Eletrobras") e a quantidade a ser adquirida por cada distribuidora é determinada pelo Governo Federal por meio da ANEEL. O preço pelo qual a energia elétrica gerada em Itaipu é comercializada é determinado em dólares norte-americanos e estabelecido de acordo com tratado celebrado entre o Brasil e Paraguai. Em consequência, o preço da energia elétrica de Itaipu aumenta ou diminui de acordo com a variação da taxa de câmbio entre o real e o dólar. A aquisição, pelas distribuidoras, de energia proveniente de processos de geração distribuída, fontes eólicas e PCHs, devem observar um processo competitivo de chamada pública que garanta publicidade, transparência e igualdade de acesso.

Ambiente do Contratação Regulada - ACR

No ACR, as distribuidoras compram suas necessidades projetadas de energia elétrica para distribuição a seus consumidores cativos de geradoras por meio de leilões públicos, coordenados pela ANEEL, direta ou indiretamente, no último caso, por intermédio da CCEE.

As compras de energia elétrica são realizadas por meio de dois tipos de contratos bilaterais: (i) Contratos de Quantidade de Energia, e (ii) Contratos de Disponibilidade de Energia. Nos termos dos Contratos de Quantidade de Energia, a unidade geradora compromete-se a fornecer certa quantidade de energia elétrica e assume o risco desse fornecimento. Isso significa que se porventura for prejudicada por condições hidrológicas adversas, entre outras condições, que poderiam reduzir sua disponibilidade de energia, a unidade geradora ficará obrigada a suprir o seu déficit, por meio de compra de energia de outra fonte para atender seus compromissos de fornecimento. Nos termos dos Contratos de Disponibilidade de Energia, a unidade geradora compromete-se a disponibilizar certa capacidade ao ACR. Neste caso, a receita da unidade geradora está garantida e as distribuidoras solidariamente enfrentam o risco hidrológico. Em conjunto, esses dois tipos de Contratos de Comercialização de Energia formam o Ambiente Regulado, ou CCEARs.

De acordo com a Lei, as distribuidoras de energia elétrica terão direito de repassar a seus respectivos consumidores os custos relacionados à energia elétrica por elas adquirida por meio de leilões públicos, bem como quaisquer impostos e encargos do setor.

Com relação à outorga de novas concessões, os regulamentos recém promulgados exigem que as licitações para novas instalações de geração hidrelétricas incluam, entre outras coisas, a porcentagem mínima de energia elétrica a ser fornecida ao ACR.

Ambiente de Contratação Livre ("ACL")

O ACL engloba as operações entre concessionárias geradoras, produtores independentes de energia ("PIEs"), autoprodutores, comercializadores de energia elétrica, importadores de energia elétrica, Consumidores Livres e consumidores chamados de "consumidores especiais". Os PIEs

são empresas de geração que vendem a totalidade ou parte de sua energia elétrica a Consumidores Livres, concessionárias de distribuição e agentes de comercialização, entre outros. O ACL também inclui contratos bilaterais existentes entre geradoras e distribuidoras até a respectiva expiração. Quando de sua expiração, tais contratos deverão ser celebrados nos termos das diretrizes da Lei do Modelo do Setor Elétrico.

O consumidor que puder escolher seu fornecedor (consumidor livre em potencial) somente poderá rescindir seu contrato com a distribuidora local e tornar-se um Consumidor Livre por meio de notificação a tal distribuidora com antecedência mínima de 15 (quinze) dias da data limite para a declaração feita pela distribuidora de suas necessidades de energia para o leilão seguinte. Além disso, tal consumidor somente poderá começar a adquirir energia elétrica de um outro fornecedor no ano seguinte àquele em que a distribuidora local tiver sido notificada. Caso o consumidor livre em potencial opte pelo ACL, somente poderá voltar ao sistema regulado uma vez que tenha entregado à distribuidora de sua região aviso com 5 (cinco) anos de antecedência, ficando estipulado que a distribuidora poderá reduzir esse prazo a seu critério. O prazo de aviso tem por finalidade assegurar que, caso necessário, a distribuidora poderá comprar a energia adicional no ACR sem imposição de custos extras ao mercado cativo.

Além dos Consumidores Livres, determinados consumidores com capacidade igual ou superior a 500 KW podem optar por adquirir energia no mercado livre, sujeitos a determinados termos e condições. Esses consumidores são chamados de “consumidores especiais”. Consumidores especiais somente podem adquirir energia de (i) pequenos geradores hidroelétricos com capacidade entre 1.000 KW e 30.1 KW, (ii) geradores com capacidade limitada a 1.000 KW, (iii) geradores de energia alternativa (empreendimentos solares, eólicos ou de biomassa) com capacidade inferior a 30.000 KW inserida no sistema. Um Consumidor Especial deve cancelar seu contrato com o distribuidor local mediante notificação com 180 dias de antecedência para contratos com prazo indefinido. Para contratos de prazo definido, o consumidor deverá cumprir o contrato, ou, no caso de contratos de longo prazo, o consumidor deverá cancelar seu contrato mediante notificação com 36 meses de antecedência. O consumidor especial pode retornar ao sistema regulado mediante notificação com 180 dias de antecedência ao distribuidor relativo à sua região.

As geradoras estatais poderão vender energia elétrica aos Consumidores Livres, contudo, ao contrário das geradoras privadas, estas unidades deverão fazê-lo por meio de processos de leilão.

I. Acesso ao Sistema de Transmissão

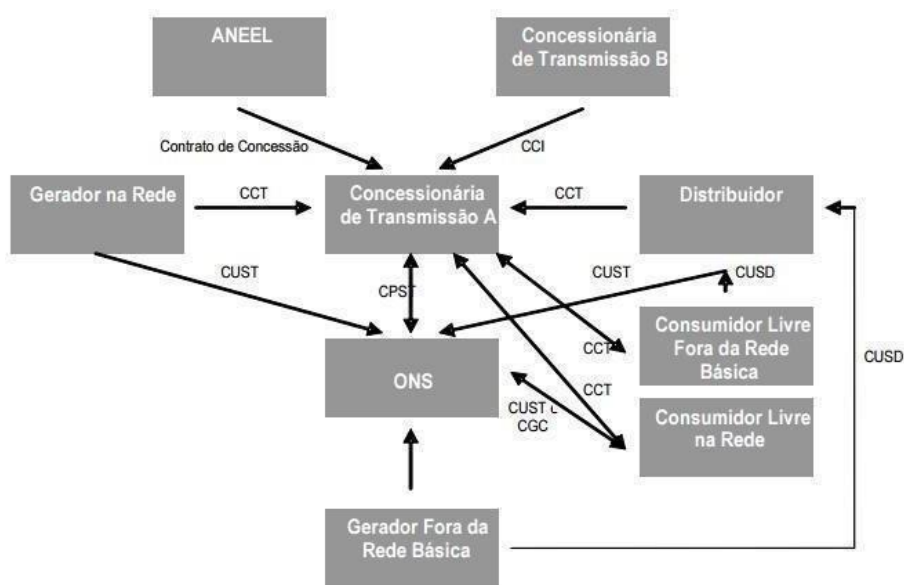
A Lei de Concessões de Serviços de Energia Elétrica (Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996) e a Lei do Setor Elétrico instituíram o livre acesso ao SIN, ou seja, o direito de qualquer agente ou Consumidor Livre de se conectar e fazer uso do sistema mediante o ressarcimento dos custos envolvidos, independentemente da comercialização de energia. O livre acesso serve de instrumento básico à efetiva competição nos segmentos de geração e comercialização da energia elétrica.

O ONS confere acesso ao SIN por meio de diversos contratos celebrados entre o ONS, as concessionárias integrantes do SIN e usuários do sistema de transmissão. São usuários do SIN

as empresas concessionárias ou permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, empresas geradoras conectadas diretamente à Rede Básica ou centralmente despachadas, consumidores conectados à Rede Básica e importadores e exportadores de energia elétrica conectados diretamente à Rede Básica. Os contratos de acesso ao SIN incluem:

- (i) Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão (“CPST”). Contrato celebrado entre o ONS e concessionária de transmissão de energia elétrica detentora de instalações de transmissão da Rede Básica, que estabelece os termos e condições técnicas e financeiras para exploração dos serviços de transmissão.
- (ii) Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (“CUST”). Contrato celebrado entre o ONS, em seu próprio nome e na qualidade de representante das concessionárias de transmissão, e usuário do sistema, que regula os termos e condições para o uso da Rede Básica, incluindo mecanismos de cobrança e pagamento, e da prestação pelo ONS dos serviços de coordenação e controle da operação dos sistemas elétricos interligados.
- (iii) Contrato de Constituição de Garantia (“CCG”). Contrato celebrado entre o ONS, em seu próprio nome e na qualidade de representante das concessionárias de transmissão de energia elétrica, o banco gestor das contas bancárias, e usuário do sistema, que confere acesso ao ONS a recursos disponíveis em contas bancárias designadas pelo usuário, caso este deixe de efetuar os pagamentos devidos às concessionárias de transmissão e ao ONS, conforme previstos no respectivo CUST.
- (iv) Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão (“CCT”). Contrato celebrado entre as concessionárias de transmissão e usuários do sistema, que estabelece os termos e condições técnicas para conexão à Rede Básica através de instalações e pontos de conexão.
- (v) Contrato de Compartilhamento de Instalações (“CCI”). Contrato celebrado entre concessionárias de transmissão, que estabelece os termos e condições técnicas para o uso compartilhado das suas instalações.

O diagrama abaixo ilustra o regime contratual do setor de transmissão de energia elétrica:



(*) Celebrado CUST caso o Gerador seja despachado pelo ONS

II. Encargos de Conexão

Algumas empresas distribuidoras não acessam diretamente a Rede Básica, mas utilizam um sistema de transmissão intermediário entre suas linhas de distribuição e a Rede Básica, chamado de Demais Instalações de Transmissão (“DIT”), de uso exclusivo ou compartilhado das distribuidoras. Para se conectar a essas instalações de conexão, os acessantes devem assinar CCTs com as concessionárias de transmissão que detêm essas instalações. A remuneração das transmissoras é definida pela ANEEL.

III. Remuneração das Transmissoras

As concessionárias de transmissão de energia elétrica são remuneradas com base na Receita Anual Permitida - RAP, determinada pela ANEEL. A RAP corresponde ao pagamento recebido pelas concessionárias pela disponibilização de suas instalações de transmissão, integrantes da Rede Básica ou das DITs, não estando vinculada à carga de energia elétrica transmitida, mas ao valor homologado pelo Poder Concedente quando da outorga das respectivas concessões. Nos termos do CPST, e com base na RAP, o ONS é responsável pelo cálculo dos valores devidos pelos usuários da Rede Básica às concessionárias de transmissão. Baseado nesse cálculo, e conforme os contratos celebrados individualmente com o ONS, os usuários do sistema da Rede Básica realizam os pagamentos mensais diretamente às concessionárias.

IV. Garantias

Os pagamentos mensais são geralmente garantidos por Contratos de Constituição de Garantias-CCGs. O mecanismo de garantia previsto nos CCGs determina que os usuários do sistema confirmem acesso ao ONS, através de um banco agindo como seu agente, às contas bancárias mantidas junto a bancos indicados no respectivo CCG. Nessas contas, deve ser mantido um saldo de depósitos (provenientes de faturas pagas por consumidores finais dos usuários) equivalentes a pelo menos 110% do valor médio das últimas três faturas mensais devidas às concessionárias de transmissão. Caso as concessionárias deixem de efetuar o pagamento dentro de dois dias do vencimento, o ONS instruirá o seu banco agente a bloquear as contas bancárias do usuário inadimplente, transferindo os montantes ali depositados, até o limite dos valores devidos (incluindo juros e penalidades), a uma conta especial mantida junto ao banco agente, que então ficará encarregado de remeter tais valores à concessionária. Se um usuário do sistema de transmissão deixar de efetuar os pagamentos devidos por mais de três vezes consecutivas (ou mais de cinco vezes ao todo), o CCG prevê que referido usuário deverá apresentar ao ONS uma carta de crédito, com prazo de vigência de seis meses e valor equivalente a duas faturas mensais de serviços de transmissão. O descumprimento da obrigação de garantia nos termos dos CCGs pode ensejar a rescisão do CUST e CCT relacionados a tal garantia e o consequente desligamento do concessionário do SIN.

V. Reajustes, Revisões e Reduções

A RAP sujeita-se aos seguintes reajustes, revisões e reduções:

1. **Reajustes.** De uma maneira geral, nos termos dos contratos de concessão, a RAP é reajustada anualmente, no mês de julho, para levar em conta os efeitos da inflação acumulada no ano anterior ao do reajuste, baseado na variação do IGP- M ou IPCA.
2. **Revisões.** Conforme a Lei de Concessões e os contratos de concessão, a RAP se sujeita às seguintes revisões:

2.1. Revisões periódicas:

- Receita de contratos licitados até 2006: não contém cláusula de revisão periódica. Entretanto os Procedimentos de Regulação Tarifária ("Proret") 9.2, versão 3.0, definiu que serão revisadas as RAPs de reforços e melhorias e definidos os percentuais de Outras Receitas que serão revertidos à modicidade tarifária.
- Receita de contratos licitados após 2006: são revisadas a cada 5 anos e envolvem a revisão dos custos operacionais e do custo de capital de terceiros, as RAPs de reforços e melhorias e definidos os percentuais de Outras Receitas que serão revertidos à modicidade tarifária.
- Receita de contratos prorrogados por força da Lei 12.783/13 é revisada a cada 5 anos, sendo a primeira revisão em 2018, considerando:
 - RAP AO&M: redefinição dos custos de administração, operação e manutenção.
 - Atualização da Base de Remuneração Regulatória ("BRR") considerando a depreciação dos ativos ao longo do ciclo.
 - RAP Investimento (Reforços e Melhorias): redefinição do WACC e do montante de Investimento (CapEx) considerado para os empreendimentos autorizados pela ANEEL, mediante o reposicionamento da RAP autorizada, a qual no período entre as revisões periódicas é provisória, passando esta nova RAP a ser definitiva, com retroatividade.
 - Outras Receitas: redefinição dos montantes a serem revertidos a modicidade tarifária definido com base nos contratos vigentes no momento da Revisão Tarifária Periódica.

2.2. Revisões extraordinárias:

- Regime Tributário e Encargos Regulatórios: alterações nesses regimes, podem gerar o ressarcimento de alguns tipos de investimentos realizados pela concessionária, os quais, nos termos da regulamentação vigente, não necessitam de aprovação prévia da ANEEL. Incluem, ainda, dentro das revisões extraordinárias, os demais eventos imprevistos que, a critério do Poder Concedente, afetem o equilíbrio econômico-financeiro da concessão. Dependendo da natureza do evento, o Poder Concedente poderá conduzir essas revisões por iniciativa própria ou por solicitação da concessionária de transmissão afetada.

3. **Reduções.** De acordo com a Regulamentação do Setor:

- A RAP poderá ser reduzida quando de indisponibilidades de funções de transmissão da Rede Básica, devido a descontos atrelados a parcela variável, definida pela Resolução Normativa ANEEL nº 270/2007, que foi posteriormente substituída pela Resolução Normativa ANEEL nº. 729/2016, a qual foi revogada e consolidada na seção 4.3 do módulo 4 das Regras da Transmissão de Energia Elétrica pela Resolução Normativa ANEEL nº 906/2020. Essa redução é calculada com base na receita autorizada de cada função de transmissão que fica indisponível;
- Há limites para descontos pela parcela variável, definidos na referida resolução, considerando-se a indisponibilidade de cada função de transmissão (no mês 50% e no período de doze meses 25%), sendo que o desconto total referente a todas as funções de transmissão de uma concessão, no período de doze meses, fica limitado a 12,5% do valor da correspondente RAP, referida ao mesmo período. Decorridos 30 dias consecutivos após atingido um dos limites, sem o retorno à operação da instalação ou sem a eliminação da restrição operativa temporária, o pagamento base da função de transmissão será suspenso (exceto para casos considerados como fortuito ou força maior). Entretanto, ocorrendo essa situação limite, a Empresa estará sujeita a penalidade adicional definida pela ANEEL, nos termos da Resolução Normativa nº 846/2019, a qual substituiu a Resolução Normativa nº 063/2004, limitada à 2% da Receita Operacional Líquida referente ao período dos 12 meses anteriores. A parcela variável por indisponibilidade não se aplica durante os primeiros seis meses de operação de uma nova instalação;
- Igualmente, a parcela variável e a penalidade não se aplicam caso a indisponibilidade operacional resulte de força maior, interrupções autorizadas ou requeridas pelo Poder Concedente ou ONS, ou que sejam causadas por outra concessionária;
- A ANEEL poderá ainda, quando da revisão tarifária da concessão, rever o valor da RAP, em benefício da modicidade tarifária, sempre que houver receita auferida com outras atividades, nos termos do contrato de concessão.

VI. Reforços e Melhorias

A seção 3.1 do módulo 3 das Regras de Transmissão de Energia Elétrica, aprovada pela Resolução Normativa ANEEL nº 905/2020, que consolidou e revogou a Resolução Normativa ANEEL nº 443/2011, estabelece a distinção entre melhorias e reforços em instalações de transmissão sob responsabilidade de concessionárias de transmissão, definindo:

Reforço é a instalação, substituição ou reforma de equipamentos em instalações de transmissão existentes, ou a adequação destas instalações, visando o aumento de capacidade de transmissão, o aumento de confiabilidade do Sistema Interligado Nacional – SIN, de vida útil ou a conexão de usuários, recomendadas pelos planos de expansão do sistema de transmissão e são divididos em dois grupos, a saber:

- Reforços a serem implantados mediante autorização específica da Aneel, com RAP pré-definida; e

- Reforços implantados mediante autorização da Aneel e que terão suas correspondentes receitas definitivas estabelecidas na Revisão Tarifária Periódica da RAP subsequente à sua entrada em operação comercial.

São realizados para aumento da capacidade de transmissão ou da confiabilidade do SIN, ou, ainda, que resulte em alteração física da configuração da rede elétrica ou de uma instalação. Os reforços têm sempre receitas associadas, sejam definidas previamente na mesma resolução autorizativa, ou a posteriori, conforme definido pela ANEEL em instrumento específico.

- **Melhoria** compreende a 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, de acordo com a Lei de Concessões, com o respectivo contrato de concessão e os Procedimentos de Rede, incluindo: Substituição ou reforma de equipamentos por motivo de obsolescência, vida útil esgotada, falta de peças de reposição, risco de dano a instalações, desgastes prematuros ou restrições operativas intrínsecas.

As melhorias referentes à substituição ou reforma de transformador, equipamento de compensação de reativos ou linha de transmissão, quando envolver mais de 50% desta, e que constarem do Plano de Ampliação e Reforços, elaborado pelo ONS, terão a correspondente RAP estabelecida previamente em resolução específica, desde que vinculadas às instalações de transmissão sujeitas ao processo de revisão periódica integral da RAP prevista nos contratos de concessão ou que tenham atingido o fim de vida útil regulatória, conforme MCPSE.

As melhorias que constarem do Plano Modernização de Instalações, elaborado pelo ONS, terão suas correspondentes receitas estabelecidas na Revisão Tarifária Periódica da RAP subsequente à sua entrada em operação comercial, desde que vinculadas às instalações de transmissão sujeitas ao processo de revisão periódica integral da RAP prevista nos contratos de concessão.

Tarifas de Transmissão de Energia Elétrica

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 de uso compartilhado.

A TUST é paga por distribuidoras, geradoras e consumidores livres e especiais pela utilização da Rede Básica, Rede Básica de Fronteira e das DIT de uso compartilhado, e é reajustada anualmente de acordo com (i) a inflação; e (ii) novas receitas, correspondentes aos empreendimentos com previsão de entrada em operação durante o ciclo.

Segundo os critérios estabelecidos pela ANEEL, as transmissoras disponibilizam ao ONS suas instalações que fazem parte da Rede Básica, tendo em contrapartida o recebimento da receita anual permitida – RAP, o que decorre dos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão – CPST. Os usuários de rede, inclusive geradoras, distribuidoras e consumidores livres e

especiais, assinaram com o ONS Contratos de Uso do Sistema de Transmissão – CUST, que lhes confere o direito de utilizar a Rede.

As DIT de uso compartilhado têm sua receita definida pela ANEEL, que rateia os correspondentes custos as empresas envolvidas. Já as DIT de uso exclusivo, também têm suas receitas definidas pela ANEEL, entretanto, os valores são disponibilizados diretamente aos acessantes que pagam diretamente às correspondentes Transmissoras via Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão - CCT.

Incentivos Governamentais ao Setor Elétrico

Em 2000, um decreto federal criou o Programa Prioritário de Termoeletricidade, ou PPT, com a finalidade de diversificar a matriz energética brasileira e diminuir sua forte dependência das Usinas Hidroelétricas – UHEs por meio do incentivo às Usinas Termoeleétricas – UTEs. Os incentivos conferidos às UTEs, nos termos do PPT, incluem (i) fornecimento garantido de gás durante 20 anos, de acordo com regulamentação do MME, (ii) garantia do repasse dos custos referentes à aquisição da energia elétrica produzida por UTEs até o limite do valor normativo de acordo com a regulamentação da ANEEL, e (iii) acesso garantido a programa de financiamento especial do BNDES para o setor elétrico.

Em 2002, o Governo Federal estabeleceu o PROINFA. Nos termos do PROINFA, a Eletrobras comprará a energia gerada por fontes de energia alternativa durante o período de até 20 anos, enquanto essa energia é adquirida por empresas de distribuição para entrega aos consumidores finais. Em sua fase inicial, o PROINFA está limitado a uma capacidade contratada total de 3.300 MW. O objetivo dessa iniciativa é atingir uma capacidade contratada de até 10,0% do consumo anual total de eletricidade do Brasil dentro de 20 anos.

Desverticalização

O artigo 4º da Lei de Concessões de Serviços de Energia Elétrica, alterado pelo artigo 8º da Lei do Modelo do Setor Elétrico, estabelece a obrigatoriedade da segregação das atividades de distribuição e de geração de energia elétrica, relativas às pessoas jurídicas concessionárias, permissionárias e autorizadas.

A obrigação de separação das atividades de distribuição daquelas de geração e transmissão deveria ser cumprida até 16 de setembro de 2005, prazo esse prorrogado para 16 de março de 2007. As distribuidoras que detinham geração distribuída tinham a obrigação de realizar contratos de compra e venda de energia elétrica de suas respectivas unidades geradoras pelo prazo até o final do período de concessão.

De acordo com as regras de desverticalização, as concessionárias distribuidoras, no âmbito do Sistema Interligado Nacional (SIN), também não poderiam ter participação em outras sociedades, de forma direta ou indireta, ou ainda manter atividades não compatíveis com o objeto de sua concessão de distribuição de energia elétrica.

b) principais aspectos relacionados ao cumprimento das obrigações legais e regulatórias ligadas a questões ambientais e sociais pelo emissor

Licenciamento Ambiental

Pautado no cumprimento do Capítulo VI, Artigo 225, §1º, da Constituição Federal, que prevê que “todos têm direito ao meio ambiente ecologicamente equilibrado, bem de uso comum do povo e essencial à sadia qualidade de vida, impondo-se ao Poder Público e à coletividade o dever de defendê-lo e preservá-lo para as presentes e futuras gerações”, bem como ao cumprimento da Política Nacional do Meio Ambiente (Lei nº 6.938/1981), o licenciamento ambiental caracteriza-se como um dos principais instrumentos para a compatibilização do desenvolvimento econômico, com as questões ambientais e sociais.

Nesse sentido, o licenciamento ambiental é um procedimento administrativo e uma obrigação legal, pelo qual o órgão ambiental competente licencia a localização, instalação, operação e/ou ampliação de empreendimento ou atividades potencialmente poluidoras/degradadoras do meio ambiente. Essa competência, por sua vez, pode ser da união, estados ou municípios e suas definições e critérios seguem no mínimo o exposto na Resolução CONAMA Nº 237/1997, que dispõe não exaustivamente sobre as atividades e empreendimentos sujeitos ao licenciamento, e os procedimentos e critérios utilizados no processo; bem como na Resolução CONAMA Nº 01/1996, que estabelece requisitos e condições para o desenvolvimento de Estudo de Impacto Ambiental – EIA e seu respectivo Relatório de Impacto Ambiental – RIMA (juntos “EIA/RIMA”).

A Lei Complementar nº 140, de 8 de dezembro de 2011, fixou as regras gerais para definição quanto à competência dos órgãos integrantes do Sistema Nacional de Meio Ambiente (“SISNAMA”) para receber e processar os pedidos de licença ambiental e conduzir o licenciamento ambiental. Em geral, com exceção dos casos em que o licenciamento ambiental está sujeito à competência federal do IBAMA, os órgãos estaduais de meio ambiente, são competentes para conduzir o licenciamento ambiental. A referida lei complementar previu, ainda, a possibilidade de os municípios promoverem o licenciamento ambiental de atividades de impacto local, desde que preenchidas as exigências legais pertinentes.

O processo de licenciamento ambiental no Brasil, no geral, consiste em um sistema de três etapas, em que cada licença está condicionada à emissão de sua licença anterior, conforme segue:

- Licença Prévia, ou LP: concedida durante a fase preliminar de planejamento do empreendimento ou atividade que aprova sua localização, concepção e viabilidade ambiental, e estabelece os requisitos básicos a serem atendidos nas etapas subsequentes de sua implantação. Geralmente, as LPs só serão emitidas após a conclusão com sucesso dos estudos ambientais aplicáveis;
- Licença de Instalação, ou LI: autoriza a implantação do empreendimento e o início da construção que culmina na revisão final pelo órgão ambiental competente antes do início da operação das instalações. Os pedidos de LI devem ser feitos por meio da autoridade ambiental competente, acompanhados de um relatório ambiental garantindo o cumprimento dos requisitos da LP, e um certificado emitido pelo governo municipal sobre o uso do solo, emitido juntamente à LP; e

- Licença de Operação, ou LO: após a execução do projeto de acordo com todos os requisitos previamente estabelecidos e submetida a uma revisão final, a operação do empreendimento e/ou atividade é autorizada em conformidade com as condições técnicas nela estabelecidas, incluindo eventuais medidas de controle ambiental e condições de operação. As inscrições para a LO devem ser feitas por meio da autoridade ambiental aplicável, acompanhadas de um relatório ambiental garantindo a conformidade com os requisitos da LP e da LI.

As licenças ambientais são emitidas de forma condicional, pelo que estabelecem requisitos e obrigações técnicas que devem ser cumpridas para a manutenção da sua validade. O cumprimento das condições técnicas pode envolver a adoção de medidas específicas de controle da poluição e outras ações que podem implicar em custos elevados para a Companhia.

Dependendo do nível de impacto ambiental causado pelo empreendimento e/ou atividade, os procedimentos para obtenção de licença ambiental podem exigir, dentre outros estudos, a elaboração de um EIA/RIMA, podendo gerar a incidência de obrigação de pagar compensação ambiental e realização de audiências públicas, o que pode aumentar consideravelmente a complexidade e a duração do processo de licenciamento e expor as operações a potenciais reivindicações legais.

Depois de concedidas, as licenças devem ser renovadas periodicamente para garantir a conformidade contínua com os requisitos técnicos anteriores. Em regra, o prazo máximo de vigência das licenças ambientais é de cinco anos para LPs, seis anos para LIs e 10 anos para LOs. De acordo com a Lei Complementar 140, de 8 de dezembro de 2011, artigo 14, parágrafo § 4º, *“A renovação de licenças ambientais deve ser requerida com antecedência mínima de 120 (cento e vinte) dias da expiração de seu prazo de validade, fixado na respectiva licença, ficando este automaticamente prorrogado até a manifestação definitiva do órgão ambiental competente.”*

A falta de obtenção de licenças ou autorizações dos órgãos ambientais para a construção, implantação, modificação, expansão e/ou operação de atividades e/ou empreendimentos potencialmente poluidores sujeitará o infrator a sanções penais e administrativas, incluindo a aplicação de penalidades de multa, suspensão de atividades, desativação e demolição, dentre outros, além da obrigação de recuperar e/ou indenizar eventuais danos causados ao meio ambiente e a terceiros, e de expor a Companhia a riscos reputacionais. Essas penalidades também são aplicáveis se o desenvolvedor do projeto deixar de cumprir as condições estabelecidas em sua licença ambiental. No âmbito administrativo, além das outras sanções, as multas, de acordo com o art. 66 do Decreto Federal nº 6.514/2008, podem chegar a R\$ 10 milhões (aplicáveis em valor dobrado ou triplicado em casos de reincidência).

A instalação, expansão e operação de empreendimentos próximos a comunidades e outros centros populacionais podem exigir que a Companhia consulte representantes das comunidades potencialmente afetadas, movimentos sociais e organizações governamentais locais. A Companhia pode ser obrigada a negociar com esses grupos como condição para obter as aprovações do governo local e as licenças ambientais necessárias, especialmente caso exista populações tradicionais (indígenas, quilombolas) em suas áreas de influência, demandando estudos específicos e a interveniência dos órgãos competentes, como a Fundação Nacional dos

Povos Indígenas (FUNAI), a Fundação Cultural Palmares (FCP) ou o Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária (INCRA).

Adicionalmente, a instalação e operação de empreendimentos em zonas de amortecimento ou no interior de unidades de conservação deve observar regras legais específicas e, também, previstas nos respectivos zoneamentos e/ou planos de manejo dessas unidades, conforme disposto na Lei Federal nº 9.985/2000.

No mesmo sentido, durante o processo de licenciamento ambiental de atividades potencialmente poluidoras, deve ser verificada a existência de potencial impacto a bens de valor histórico, cultural e arqueológico, protegidos ou não por processo de tombamento, sob a competência e normas específicas do Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional (“IPHAN”).

Diante disso, considerando que os empreendimentos de transmissão de energia elétrica são passíveis de licenciamento, a ISA ENERGIA BRASIL e suas Subsidiárias executam o licenciamento ambiental de seus empreendimentos seguindo o preconizado nas legislações ambientais quanto à Avaliação de Impacto Ambiental – AIA.

Vale ainda citar que, como documento norteador, tem-se a política ambiental da ISA ENERGIA BRASIL, documento esse que declara o comprometimento da Companhia com a qualidade e excelência da gestão ambiental aplicada a todo o ciclo de vida de seus ativos. Nesse sentido, a Companhia traz como valor a minimização dos impactos sobre o meio ambiental, respeito a legislação ambiental aplicável, e a mitigação/compensação dos impactos gerados pela implantação e operação de seus empreendimentos.

Já na esfera social, até dezembro de 2024, como parte da estratégia de Investimento Social Privado (“ISP”), a Companhia investiu mais de R\$ 3 milhões em recursos incentivados para a realização de diferentes projetos em todo o Brasil.

O montante de recursos disponibilizado viabilizou a realização de nove projetos, em parceria com diferentes instituições, por meio da Lei nº 8.313 de 23 de dezembro de 1991, (“Lei de Incentivo à Cultura”), Lei nº 11.438, de 29 de dezembro de 2006 (“Lei de Incentivo ao Esporte”), do Fundo do Idoso e do Fundo de Apoio à Criança e ao Adolescente. Somado a isso, a Companhia destinou quase R\$ 500 mil em recursos próprios para viabilizar as ações do Programa de Voluntariado Corporativo e prestar o apoio a causas emergenciais.

Também neste período, a ISA ENERGIA BRASIL ampliou as ações do Programa de Voluntariado Corporativo como forma de oportunizar o exercício da cidadania a seus funcionários e também aprofundar o relacionamento da Companhia com as comunidades ao entorno de localidades em que há presença da Companhia. Até dezembro de 2024 a Companhia realizou dezesseis ações que contaram com a participação de 324 colaboradores(as). No total, mais de -642 horas de voluntariado foram dedicadas para a realização dessas atividades.

Resíduos Sólidos

O gerenciamento de resíduos sólidos é regulamentado pela Política Nacional de Resíduos Sólidos (“PNRS”), instituída pela Lei Federal nº 12.305/2010, e tem por objetivo reunir o conjunto

de princípios, instrumentos, diretrizes, metas e ações para viabilizar a gestão integrada e o gerenciamento ambientalmente adequado dos resíduos sólidos e rejeitos, exceto os rejeitos radioativos, que são regulados por legislação própria e específica.

A PNRS dispõe acerca da (i) prevenção e redução na geração de resíduos, com um conjunto de instrumentos para propiciar o crescimento da reciclagem e da reutilização dos resíduos sólidos, além da destinação ambientalmente adequada dos rejeitos; (ii) instituição de instrumentos de planejamento; e (iii) imposição da obrigatoriedade de Planos de Gerenciamento de Resíduos Sólidos ("PGRS"), conforme termos da lei.

A referida norma também estabelece a responsabilidade compartilhada pelo ciclo de vida dos produtos de todas as partes envolvidas na cadeia de gestão dos resíduos, além de prever uma série de instrumentos com vistas à implementação e operacionalização de seus objetivos.

O transporte, o tratamento e a destinação final adequados de resíduos, bem como a sua disposição final, dependem da classe a que ele pertence, havendo obrigatoriedade de os projetos estarem sujeitos à prévia aprovação do órgão ambiental. A disposição inadequada dos resíduos sólidos pode ensejar a aplicação de sanções nas esferas administrativa e penal, além da obrigação de reparar o dano.

Responsabilidade Ambiental

No Brasil, a legislação ambiental prevê a imposição de sanções penais e administrativas a pessoas físicas e jurídicas que praticarem condutas caracterizadas como crime ou infração ambiental, independentemente da obrigação de reparar os danos ambientais causados. A Constituição da República Federativa do Brasil prevê três modalidades de responsabilização: administrativa, civil e criminal, que podem incidir independentemente e cumulativamente, sendo exceção ao princípio do *non bis in idem*.

(i) Responsabilidade Administrativa

No que se refere à responsabilidade administrativa, toda ação ou omissão que importe na violação de norma de preservação ao meio ambiente, decorrente de culpa ou dolo, independentemente da efetiva ocorrência de dano ambiental, é considerada infração administrativa ambiental. O Decreto Federal nº 6.514/2008 prevê, em nível nacional, as condutas consideradas como infrações administrativas ao meio ambiente, e suas respectivas penalidades.

As sanções a serem impostas contra infração administrativa podem incluir advertência, multa de até R\$ 50 milhões (de acordo com a capacidade econômica e os antecedentes da pessoa infratora, bem como com a gravidade dos fatos e antecedentes, as quais podem ser aplicadas em dobro ou no triplo em caso de reincidência), inutilização do produto, suspensão de fabricação e de venda do produto, embargo de obra ou de atividade, demolição de obra, suspensão de benefícios fiscais e cancelamento ou interrupção de participação em linhas de crédito concedidas por bancos estatais à companhia infratora, além de proibição de ser contratada por entes públicos.

(ii) Responsabilidade Civil

Na esfera civil, os danos ambientais implicam responsabilidade solidária e objetiva. Ou seja, a obrigação de indenizar ou de reparar os danos ambientais causados e indenizar a terceiros poderá afetar a todos, direta ou indiretamente, envolvidos na ocorrência do dano ambiental, independentemente da comprovação de culpa dos agentes, bastando que haja comprovação do dano e do nexo de causalidade entre esse e a atividade de uma companhia. É possível o ajuizamento de ação de regresso contra eventuais demais causadores do dano.

Na esfera civil, o entendimento atual é de que o dever de reparar o dano ambiental é imprescritível. Os deveres associados à recuperação de uma área degradada são considerados, ainda, obrigações *propter rem* (obrigação que está sempre atrelada a um bem), de modo que novos proprietários de imóveis são responsáveis pela recuperação dos danos ambientais ocorridos em sua propriedade, independentemente de quem efetivamente os tenha causado.

(iii) Responsabilidade Criminal

Na esfera penal, assim como na administrativa, aplica-se a teoria subjetiva da responsabilidade, segundo a qual somente será possível a responsabilização quando restar comprovado o dolo ou a culpa (negligência, imprudência ou imperícia) do infrator.

A Lei de Crimes Ambientais (Lei Federal nº 9.605/1998) elege como responsáveis pelas condutas caracterizadas como criminosas todos aqueles que, de qualquer forma, concorrem para sua prática, sendo cada qual penalizado na medida de sua culpabilidade. Prevê, ainda, a responsabilidade da pessoa jurídica, a qual resta caracterizada se a infração for cometida: (i) por decisão de seu representante legal ou contratual, ou de seu órgão colegiado; ou (ii) no interesse ou benefício da pessoa jurídica que representa.

c) dependência de patentes, marcas, licenças, concessões, franquias, contratos de royalties relevantes para o desenvolvimento das atividades

Contratos de Concessão

A Companhia e suas subsidiárias possuem dependência dos contratos de concessão, celebrados com o poder concedente, nos termos dos quais exercem suas atividades de transmissão de energia elétrica. Em geral, os referidos contratos têm prazo de 30 anos a partir da data de assinatura, sendo que a Concessão Paulista (Contrato de Concessão 059/01) foi prorrogado por 30 anos, a partir de 01/01/2013, por força da celebração de seu quinto aditivo.

Abaixo, segue breve descrição dos principais termos e condições dos contratos de concessão:

Empresa	Contrato	Projeto	UF	Vencimento	Estado de Operação	RAP ISA ENERGIA BRASIL Ciclo 2024/2025 (R\$ milhões)
ISA ENERGIA BRASIL	059/2001	Concessão Paulista	SP	31/12/2042	Operacional	3.599,8
	008/2022	Piraquê	MG / ES	30/09/2052	Em construção	325,8
	012/2016	PBTE	SP	21/11/2046	Operacional	223,0
	006/2023	Serra Dourada	BA/MG	29/09/2053	Em construção	305,6
	012/2023	Itatiaia	RJ/MG	29/09/2053	Em construção	235,6
IE Madeira	013/2009	Lote D	RO / SP / MT / MS /	25/02/2039	Operacional	197,7
	015/2009	Lote F	GO	25/02/2039	Operacional	170,6
IE Ivaí	022/2017	Ivaí	PR	11/08/2047	Operacional	189,3
IE Aguapeí	046/2017	Aguapeí	SP	11/08/2047	Operacional	75,9
IE Riacho Grande	005/2021	Riacho Grande	SP	31/03/2051	Em construção	88,4
IE Paraguaçu	003/2017	Paraguaçu	BA / MG	10/02/2047	Operacional	77,1
Evrecy	001/2020	Minuano	RS	20/03/2050	Operacional	50,2
	020/2008	Evrecy	MG / ES	17/07/2025	Operacional	19,5
IEMG	007/2020	Triângulo Mineiro	MG	20/03/2050	Operacional	43,8
	004/2007	IEMG	MG	23/04/2037	Operacional	14,0
IE Itaúnas	018/2017	Itaúnas	ES	10/02/2047	Operacional	68,5
IE Garanhuns	022/2011	Garanhuns	PE / AL / PB	09/12/2041	Operacional	76,4
IE Itaquê	027/2017	Itaquê	SP	11/08/2047	Operacional	67,2
IE NNE	001/2008	IE NNE	PI / TO / MA	16/03/2038	Operacional	67,8
IE Serra do Japi	026/2009	Serra do Japi	SP	18/11/2039	Operacional	57,0
IE Jaguar 9	015/2008	Getulina, Mirassol e	SP	15/10/2038	Operacional	65,8
IE Biguaçu	012/2018	Biguaçu	SC	20/09/2048	Operacional	53,4
IE Aimorés	004/2017	Aimorés	MG	10/02/2047	Operacional	51,6
IE Jaguar 6	143/2001	Botucatu-Xavantes	SP	20/12/2031	Operacional	19,3
	042/2017	Bauru	SP	11/08/2047	Operacional	15,3
IE Jaguar 8	011/2022	Jacarandá	SP	30/09/2052	Em construção	15,3
	012/2008	Piratininga	SP	15/10/2038	Operacional	15,2
IE Tibagi	026/2017	Tibagi	SP	11/08/2047	Operacional	22,5
	006/2020	Três lagoas	MS / SP	20/03/2050	Operacional	7,1
	014/2023	Água Vermelha	MG	29/09/2053	Em construção	8,0
IESUL	016/2008	Forquilha	SC	15/10/2038	Operacional	19,4
	013/2008	Scharlau	RS	15/10/2038	Operacional	8,3
IE Itapura	021/2018	Lorena	SP	21/09/2048	Operacional	17,4
	021/2011	Itapeti	SP	09/12/2041	Operacional	8,8
IE Pinheiros	018/2008	Atibaia II	SP	15/10/2038	Operacional	8,1
#22	Total (35)					6.288,9

O contrato de concessão nº 059/2021-ANEEL prevê expressamente o direito de indenização tanto sobre os ativos originais quanto sobre os ativos decorrentes dos investimentos em Reforços e Melhorias no término de sua vigência. Já as concessões renovadas que tiveram seus contratos assinados a partir de 2020 não possuem a previsão de indenização sobre os ativos originais ao final dos seus prazos. Para os contratos com revisão tarifária periódica, é previsto o direito à remuneração dos investimentos em ampliação, reforços e melhorias.

Os contratos de concessão firmados pela Companhia e suas subsidiárias preveem uma série de requisitos operacionais e obrigações às mesmas, típicos dos contratos de concessão, firmados com outras concessionárias de transmissão de energia elétrica, tais como:

- (i) Empregar equipamentos e técnicas adequadas para assegurar a regularidade, eficiência, segurança e agilidade na prestação dos serviços, bem como a modicidade tarifária;
- (ii) Garantir livre acesso às instalações de transmissão aos usuários do sistema por meio da celebração dos contratos correspondentes, os quais assumirão os encargos de conexão na forma definida em resoluções da ANEEL;
- (iii) Preservar o meio ambiente, respeitando as normas ambientais e adotando ações para mitigar os impactos ambientais;

- (iv) Promover campanhas de conscientização da população quanto à preservação, segurança e importância das instalações do sistema de transmissão para a sociedade;
- (v) Manter a cobertura de seguros apropriada, a critério da concessionária, durante todo o prazo de concessão, assumindo as responsabilidades pelos riscos de reposição ou recuperação;
- (vi) Requerer expressa autorização prévia da ANEEL para, entre outros: (i) alienar, ceder ou dar em garantia os ativos vinculados à prestação de serviços de transmissão; (ii) celebrar contratos, acordos ou ajustes com acionistas controladores diretos ou indiretos, sociedades controladas ou sob controle comum que versem sobre suas atividades, entre outros assuntos; e (iii) alterar o estatuto social, transferir ações que impliquem em mudança do controle ou realizar uma reestruturação societária;
- (vii) Promover desapropriações e instituição de servidões administrativas de forma amigável ou judicialmente sobre os bens declarados de utilidade pública, necessários à execução de serviços ou de obras vinculados ao serviço concedido, arcando com o pagamento das indenizações correspondentes;
- (viii) Conferir à ANEEL amplo acesso a instalações, registros e documentos e fornecer quaisquer informações solicitadas pela mesma para fins de supervisão das atividades;
- (ix) Realizar a operação e manutenção das instalações de transmissão de acordo com o manual de procedimentos de operação e demais instruções dos procedimentos de rede e os regulamentos editados pela ANEEL e pelo ONS; e
- (x) Oferecer os direitos emergentes da concessão como garantias de eventuais contratos de financiamento, desde que não se comprometa a operacionalização e a continuidade da prestação do serviço.

Os Contratos de Concessão estabelecem os valores das RAPs e os seus critérios de reajuste.

O descumprimento das obrigações previstas nos Contratos de Concessão, nas leis e nos regulamentos aplicáveis poderá resultar na imposição de sanções pela ANEEL. Essas sanções podem ser contestadas pela Companhia e suas subsidiárias, tornando-se exigíveis somente após o efetivo processo legal.

Para mais informações sobre os contratos de concessão da Companhia atualmente vigentes, vide item 6.4 do presente Formulário de Referência.

Servidões

Os Contratos de Concessão firmados pela Companhia e suas controladas autorizam a instituição de servidões administrativas para fins de construção de instalações necessárias para a prestação dos serviços de transmissão de energia elétrica, sendo que as despesas decorrentes da constituição das servidões, especialmente as indenizações devidas aos proprietários ou possuidores dos imóveis servientes, são de responsabilidade da Companhia e de suas subsidiárias.

Uma servidão administrativa deve ser constituída mediante resolução autorizativa do Poder Concedente, declarando utilidade pública a área necessária à implantação do empreendimento,

no imóvel. Após a expedição da resolução autorizativa, inicia-se o prazo de cinco anos para que a concessionária promova a instituição da servidão, que deverá ser sempre precedida da justa indenização ao proprietário ou possuidor. A servidão pode ser instituída de forma amigável, por meio de contrato particular ou escritura pública (quando a lei assim o exigir) ou, quando houver divergência sobre o valor da indenização ou quem deve recebê-la, ela será declarada judicialmente, por meio de ação específica. Segundo a legislação aplicável, o proprietário ou possuidor do imóvel serviente só poderá discutir em processo judicial o valor da indenização recebida, não sendo admitido questionar as razões que fundamentaram a declaração de interesse público.

Marcas

Descrição do Ativo	Duração
CTEEP - Registro 829629130	09/11/2030
CTEEP – Registro 829629122	09/11/2030
TRANSMISSÃO PAULISTA – Registro 829619232	08/09/2030
TRANSMISSÃO PAULISTA – Registro 829619224	08/09/2030
IENNE – Registro 829656782	21/09/2030
IENNE – Registro 829606270	03/11/2030
IENNE – Registro 829656774	21/09/2030
IE MADEIRA – Registro 830232591-	07/02/2032
BRIDGE – Registro: 919515037-	30/03/2031
B – Registro: 919515070	19/01/2031
IE GARANHUNS – Registro 904600327	28/04/2025
IE GARANHUNS – Registro 904600378	28/04/2025
IE GARANHUNS – Registro 904600254	28/04/2025
IEMG – Registro 909224722	26/09/2027
IEMG – Registro 909224692	26/09/2027
INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA DE MINAS GERAIS – Registro 909224641	26/09/2027
INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA DE MINAS GERAIS – Registro 909224684	26/09/2027
INTERBRASIL – Registro 910117330	20/02/2028
INTERBRASIL – Registro 910117217	10/04/2028
INTERBRASIL – Registro 910117284	10/04/2028
INTERBRASIL – Registro 910117322	10/04/2028
INTERENERGIA – Registro 910117357	10/04/2028
INTERENERGIA – Registro 910117381	10/04/2028
INTERENERGIA – Registro 910117403	10/04/2028
INTERENERGIA – Registro 910117411	10/04/2028
IE MADEIRA – Registro 830232583	07/02/2032
ZACCX – Registro 927222027	17/10/2033

Os eventos que podem causar a perda dos direitos relativos às marcas são: (a) expiração do prazo de vigência, sem o devido e tempestivo pagamento das taxas oficiais para renovação; (b) renúncia do direito pelo titular, que poderá ser total ou parcial em relação aos produtos ou

serviços assinalados pela marca; (c) caducidade do registro, decorrente da não utilização injustificada da marca; (d) utilização da marca com modificação significativa que implique em alteração de seu caráter distintivo original, tal como constante do certificado de registro, por período igual ou superior a cinco anos, contados da data da concessão do registro; ou (e) declaração de nulidade do registro, obtido por terceiro depois de êxito em processo administrativo ou judicial.

Patentes

Descrição do Ativo	Duração
Grampo de suspensão para condutor	24/05/2033
Veículo automatizado para supervisão de LT de energia elétrica e esfera sinalizadora	04/08/2025
Acionamento elétrico de bomba hidráulica em ferramenta para manutenção de linhas de transmissão	12/07/2026
Método para estimar um modelo de disponibilidade de transformadores de potência baseado em dados de manutenção preditiva, manutenção corretiva e de falhas	20 anos a partir da concessão
Configuração aplicada a/em base de torres de transmissão	28/04/2031

Os eventos que podem causar a perda dos direitos relativos às patentes são: (a) o decurso do prazo de duração da proteção da patente; (b) renúncia do direito pelo titular; (c) caducidade; (d) falta de pagamento da retribuição anual; ou (e) declaração de nulidade, obtida por terceiro após êxito em processo administrativo ou judicial.

Domínios

Descrição do Ativo	Duração
isaenergiabrasil.com.br	16/04/2034
isaenergia-brasil.com.br	16/04/2034
queimadas.isaenergiabrasil.com.br	16/04/2034
ri.isaenergiabrasil.com.br	16/04/2034
queimadas.isaenergia.com.br	04/03/2034
ri.isaenergia.com.br	16/04/2034
ctEEP.com.br	11/02/2034
isactEEP.com.br	04/03/2034
aieinterligacao.com.br	05/06/2024
aietransmissoras.com.br	14/08/2025
amigosdaenergia.com.br	17/03/2029
comunicacaoisactEEP.com.br	30/05/2025
evrecy.com.br	21/02/2028
ieaguapei.com.br	13/01/2027
ieaimores.com.br	22/03/2033
iebiguacu.com.br	13/01/2027
ieitapura.com.br	22/08/2029

ieitaquere.com.br	11/09/2027
ieitaunas.com.br	23/03/2027
ieivai.com.br	05/06/2029
ienne.com.br	29/08/2029
ieparaguacu.com.br	22/03/2033
iepinheiros.com.br	29/08/2029
ieserradojapi.com.br	21/12/2027
iesul.com.br	29/08/2029
ietibagi.com.br	11/09/2027
isacapital.com.br	23/10/2024
revistaprimeiralinha.com.br	15/04/2027
simpase.com.br	18/05/2025
transmissaopaulista.com.br	05/08/2029
iejaguar6.com.br	31/10/2027
iejaguar8.com.br	31/10/2027
iejaguar9.com.br	31/10/2027

Não há eventos que podem causar a perda dos direitos relativos aos domínios registrados em nome da Companhia, além dos legalmente previstos.

d) contribuições financeiras, com indicação dos respectivos valores, efetuadas diretamente ou por meio de terceiros:

(i) em favor de ocupantes ou candidatos a cargos políticos

A ISA ENERGIA BRASIL e suas subsidiárias integrais não financiam e nem promovem partidos políticos, seus representantes ou candidatos, bem como não patrocinam congressos ou atividades de propaganda política.

Embora as doações feitas por pessoas físicas sejam permitidas pela Lei Eleitoral, a Companhia recomenda a devida cautela no assunto quando se tratar de doações realizadas, especialmente pelos líderes e representantes da empresa, para que não sejam interpretadas como forma de financiamento empresarial privado às campanhas eleitorais, prática vedada. Além disso, desde 2022, a ISA ENERGIA BRASIL faz o monitoramento preditivo de doações políticas realizadas por pessoas físicas, com o objetivo de registrar eventual doação realizada pela alta administração que poderia ser interpretada como financiamento privado pela Companhia. O monitoramento realizado pela Companhia não identificou doações realizadas por seus administradores a candidatos ou partidos políticos desde as eleições presidenciais de 2022, quando passou a ser realizado.

O monitoramento de contribuições políticas foi desenvolvido em 2022, em função das eleições presidenciais. A Companhia realiza o cruzamento de CPFs de colaboradores com a base de prestação de contas eleitorais no TSE. Desde então, é realizado esse cruzamento mensalmente, em períodos eleitorais.

A contribuição política como pessoa física é garantia constitucional, a Companhia não impede os colaboradores de realizarem doações. O monitoramento tem como objetivo identificar eventuais colaboradores da alta administração, que realizaram contribuições, uma vez que a contribuição privada da pessoa física pode ser interpretada como forma de financiamento privado da pessoa jurídica, o qual, por sua vez, apresenta vedação legal.

(ii) em favor de partidos políticos

Em total cumprimento das leis Brasileiras e do Código de Ética e Conduta da ISA ENERGIA BRASIL e suas empresas, a ISA ENERGIA BRASIL e suas subsidiárias integrais não financiam e nem promovem partidos políticos, seus representantes ou candidatos, bem como não patrocinam congressos ou atividades de propaganda política. Da mesma forma, a ISA ENERGIAL BRASIL e suas subsidiárias não exercem qualquer pressão direta ou indireta sobre os representantes políticos, bem como não promovem, incentivam, obrigam, solicitam ou induzem seus administradores ou colaboradores a fazê-lo (seja em favor de um partido ou de uma pessoa determinada).

O Código de Ética e Conduta da Companhia deixa explícito que é proibida a entrega de dinheiro ou qualquer bem para que uma pessoa ou grupo de pessoas influencie as decisões das autoridades, sobre assuntos que interessem a quem faz o pagamento.

(iii) para custear o exercício de atividade de influência em decisões políticas públicas, notadamente no conteúdo de atos normativos

Com o compromisso de participar de forma colaborativa, construtiva e responsável para o desenvolvimento sustentável do setor elétrico, a ISA ENERGIA BRASIL apoia iniciativas externas de discussão de agendas estratégicas e fóruns de representação das entidades e associações setoriais.

Como destaque, no ano de 2024 a Companhia compôs o Conselho de Administração e o Conselho Fiscal da Associação Brasileira de Companhias de Energia Elétrica (ABCE). Ainda em 2024, compôs as discussões do Conselho Diretor da Associação Brasileira das Empresas de Transmissão de Energia Elétrica (ABRATE) e integrou o Conselho Consultivo da Associação Brasileira da Infraestrutura e Indústrias de Base (ABDIB); e o Conselho Diretor da UTC América Latina ("UTCAL").

Filiada a 20 associações, a ISA ENERGIA BRASIL esteve envolvida ativamente em comitês e grupos de trabalho dedicados ao setor. A exemplo, coordenou os grupos de trabalho de Comunicação e de Armazenamento da Associação Brasileira de Soluções de Armazenamento de Energia ("ABSAE") e esteve à frente da coordenação de quatro importantes comitês da ABRATE, sendo eles: (i) Comitê Ambiental, com atuação nas agendas de impactos ambientais e transição energética; (ii) Comitê de Expansão, contribuindo com subsídios técnicos às diretrizes de concessão; (iii) Comitê de Relações Institucionais, garantindo acompanhamento das agendas do setor elétrico junto aos Poderes Legislativo e Executivo do país; e (iv) Comitê de Saúde e Segurança, a fim de discutir ações voltadas à saúde física, profissional e mental de colaboradores próprios e terceiros.

Consolidando sua posição como membro ativo e comprometido da comunidade setorial, a empresa esteve engajada ainda com outros importantes grupos de trabalho como o Comitê Estratégico do Setor Elétrico e o Comitê de Transmissão de Energia Elétrica da ABDIB, as Comissões de Liquidez, Finanças e Tributação, e de Relações Institucionais e Governamentais da Associação Brasileira das Companhias Abertas ("ABRASCA"), os comitês Jurídico-regulatório, Econômico-Financeiro, de Compliance e Proteção de Dados, e de Governança Corporativa da ABCE, o Grupo de Trabalho de Armazenamento de Energia da Associação

Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica ("ABSOLAR"), os grupos de trabalho de Armazenamento de Energia e Mercado de Carbono da Associação Brasileira de Energia Eólica ("ABEEólica") e os grupos de trabalho de Regulação e Engenharia da Associação Brasileira de Soluções de Armazenamento de Energia ("ABSAE").

Nestas associações, a Companhia participou de painéis técnicos, como o de "Armazenamento de Energia" em evento "H2V e Armazenamento" da ABSOLAR, sobre "Modernização de Normas Técnicas Aplicáveis a Linhas de Transmissão" em I SELTE – Seminário de Linhas de Transmissão e Energia Elétrica da ABRATE, e em painel sobre "Renovação/Licitação das Concessões de Distribuição, Transmissão e Geração" em XXX Simpósio Jurídico da ABCE.

Colaborando com a execução de fóruns técnicos setoriais, e valorizando a excelência do planejamento e operação do setor, a Companhia realizou ainda eventos, como a 2ª edição do "Conversa com Lideranças" do Instituto Ethos, na sede da ISA ENERGIA BRASIL, que contou com a presença de representantes dos ministérios de Minas e Energia e Meio Ambiente para discutir os desafios da transição energética; o "Megawhat convida", no Centro de Operação de Transmissão da ISA ENERGIA BRASIL, para discutir o "Futuro da Transmissão", com a presença de diretores da ANEEL, Empresa de Pesquisa Energética ("EPE") e do MME; além de patrocínio e apoio a eventos de grande expressão, como o Fórum Brasileiro de Líderes em Energia, o XVIII EDAO – Encontro para Debates de Assuntos de Operação, o III SINTRE – Seminário Internacional de Transmissão de Energia Elétrica, e almoço-debate do Grupo Voto para tratar do futuro da matriz energética brasileira, com representantes da ANEEL e da Câmara dos Deputados.

1.7 Receitas relevantes no país sede do emissor e no exterior

a) receita proveniente dos clientes atribuídos ao país sede do emissor e sua participação na receita líquida total do emissor

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia atua apenas no Brasil e, por conseguinte, suas receitas estão restritas ao território nacional.

b) receita proveniente dos clientes atribuídos a cada país estrangeiro e sua participação na receita líquida total do emissor

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia atua apenas no Brasil e, por conseguinte, suas receitas estão restritas ao território nacional.

1.8 Efeitos da Regulação Estrangeira

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia atua apenas no Brasil e, por conseguinte, suas receitas estão restritas ao território nacional.

1.9 Informações Ambientais, Sociais e de Governança Corporativa (ASG)

a) *se o emissor divulga informações ASG em relatório anual ou outro documento específico para esta finalidade*

As informações ASG da ISA ENERGIA BRASIL são divulgadas por meio do Relatório Anual de Sustentabilidade, no qual são apresentados o desempenho e a abordagem de gestão sobre tópicos ambientais, sociais e de governança mais relevantes na visão dos públicos de relacionamento e a forma por meio da qual a Companhia busca fortalecer o propósito de criar Conexões que Inspiram.

b) *a metodologia ou padrão seguidos na elaboração desse relatório ou documento*

O Relatório Anual de Sustentabilidade é elaborado em conformidade com as Normas da *Global Reporting Initiative* (“GRI”), atendendo, ainda, a Orientação Técnica 09, emitida pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (“CPC”) as diretrizes da estrutura do relato integrado, da *International Financial Reporting Standards Foundation* (“IFRS Foundation”) e é objeto de verificação externa da PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes Ltda (“PWC”). Adicionalmente, o relatório cumpre as determinações do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, que norteia o Relatório Anual de Responsabilidade Socioambiental, da ANEEL.

c) *se esse relatório ou documento é auditado ou revisado por entidade independente, identificando essa entidade, se for o caso*

O Relatório Anual de Sustentabilidade da ISA ENERGIA BRASIL passa pelo processo de asseguração limitada com auditores independentes sobre as informações não financeiras. O Relatório Anual de Sustentabilidade de 2024 foi publicado em abril de 2025 e foi assegurado pela PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes Ltda.

A asseguração limitada é conduzida de acordo com o Comunicado Técnico CTO 01 – Emissão de Relatório de Asseguração Relacionado com Sustentabilidade e Responsabilidade Social, emitido pelo Conselho Federal de Contabilidade (“CFC”), com base na NBC TO 3000 - Trabalhos de Asseguração Diferente de Auditoria e Revisão, também emitida pelo CFC, que é equivalente à norma internacional ISAE 3000 – Assurance engagements other than audits or reviews of historical financial information, emitida pelo International Auditing and Assurance Standards Board (“IAASB”).

d) *a página na rede mundial de computadores onde o relatório ou documento pode ser encontrado*

O Relatório Anual de Sustentabilidade é divulgado ao mercado e ao público em geral no site da Companhia e por outras ferramentas como mídias sociais e imprensa. Os documentos referentes a sustentabilidade e o Relatório Anual de Sustentabilidade podem ser acessados por meio do link: <https://www.isaenergiabrasil.com.br/sustentabilidade/relatorios-de-sustentabilidade/>

e) se o relatório ou documento produzido considera a divulgação de uma matriz de materialidade e indicadores-chave de desempenho ASG, e quais são os indicadores materiais para o emissor

A fim de apresentar um conteúdo relevante e alinhado às expectativas dos públicos de relacionamento, a ISA ENERGIA BRASIL adotou o princípio de materialidade e de indicadores-chave de desempenho ASG, de forma distinta, para a construção do relatório.

Os temas materiais da Companhia são definidos pelo modelo integrado de reputação e sustentabilidade (materialidade) da ISA e de suas empresas, que abrange 28 elementos organizados em 9 âmbitos. A cada dois anos, os elementos são submetidos a um processo de análise e priorização com base em uma consulta direta às partes interessadas, nos requisitos estabelecidos por investidores e por padrões de reporte (“*Frameworks*”) e em benchmarkings setoriais.

A pesquisa de Reputação e Materialidade, utilizada no Relatório Anual de Sustentabilidade de 2024, foi realizada em 2024/2025 e envolveu 1.100 consultas aos representantes dos públicos de relacionamento, quais sejam: colaboradores, acionistas, investidores, profissionais de meios de comunicação, membros de associações e comunidades, clientes, analistas financeiros e representantes de Estado e de Organizações Não Governamentais (“ONGs”). Ao todo foram realizadas 50 entrevistas em profundidade com os grupos de interesse supracitados, uma sessão de debate com talento humano e uma consulta online com 1.049 respostas de colaboradores próprios.

Os resultados da pesquisa, bem como maiores detalhes, podem ser observados no Relatório Anual de Sustentabilidade. Na página 142 – Sumário de conteúdo da GRI, do Relatório de Sustentabilidade 2024, são apresentados a relação de todos os indicadores de desempenho ASG de acordo com o respectivo tema material para a ISA ENERGIA BRASIL.

Em paralelo, são divulgados na página ASG da Companhia os indicadores materiais de desempenho ambiental, social e de governança, descritos a seguir:

- Dimensão Ambiental: emissões de gases de efeito estufa; consumo de recursos (combustível, água e energia) e resíduos;
- Dimensão Social: talento organizacional; treinamentos; impacto social; rotatividade e remuneração e segurança do trabalho;
- Dimensão Governança: órgãos de governança e comportamento ético.
- A página ASG está disponível por meio do link: <https://ri.isaenergiabrasil.com.br/pt/sustentabilidade/asg>

f) se o relatório ou documento considera os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) estabelecidos pela Organização das Nações Unidas e quais são os ODS materiais para o negócio do emissor

Orientada pelo pilar estratégico de criar impactos social e ambiental positivos, a ISA ENERGIA BRASIL estruturou um modelo de gestão que conecta seus investimentos e atividades à agenda do desenvolvimento sustentável. O posicionamento corporativo e as deliberações consideram as contribuições do seu modelo de negócio para os 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável

("ODS"), propostos pela ONU no âmbito da Agenda 2030. Entre os 17 ODS, a Companhia identificou como materiais aos seus negócios:

- 4: Educação de qualidade;
- 5: Igualdade de gênero;
- 7: Energia limpa e acessível
- 9: Indústria, inovação e infraestrutura;
- 13: Ação contra a mudança global do clima;
- 15: Vida terrestre;
- 16: Paz, justiça e instituições eficazes; e
- 17: Parcerias e meios de implementação.

Para atuar de forma sinérgica, a Companhia tornou-se signatária do Pacto Global em 2011, participando das iniciativas e movimentos liderados pela Rede Brasil da iniciativa da ONU. Em 2024, aderiu ao Pacto Brasil pela Integridade Empresarial e ao Movimento Transparência 100%.

g) se o relatório ou documento considera as recomendações da Força-Tarefa para Divulgações Financeiras Relacionadas às Mudanças Climáticas ("TCFD") ou recomendações de divulgações financeiras de outras entidades reconhecidas e que sejam relacionadas a questões climáticas

Para enfrentar as mudanças climáticas, a ISA, empresa multilatinas e acionista controlador da ISA ENERGIA BRASIL, tem uma estratégia de longo prazo e os primeiros passos deste compromisso foram dados em 2011, quando a Companhia começou a medir, reduzir e compensar suas emissões. A partir de 2018, foram estabelecidas metas de redução de emissões em linha com os objetivos da Estratégia ISA 2040 para dar vida a transição energética.

Atualmente, a estratégia de Mudanças Climáticas da ISA ENERGIA BRASIL está dividida em duas frentes: mitigação e adaptação. O pilar de adaptação está relacionado ao aumento da resiliência da companhia diante das alterações climáticas, por meio de ações que reduzam a exposição do negócio a potenciais eventos climáticos futuros. Com esse objetivo, iniciamos em 2023 a construção do nosso Plano de Adaptação e Resiliência Climática, iniciativa por meio da qual buscamos incorporar à nossa estratégia os riscos e as oportunidades, tanto físicos quanto de transição, relacionados à mudança do clima, por meio da estruturação de cenários baseados nos cenários futuros do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas da ONU ("IPCC") nos horizontes de 2030, 2040 e 2050.

Na frente de mitigação da estratégia climática, a Companhia mantém um plano de redução de emissões bastante robusto e promove, desde 2019, a compensação da quantidade de carbono equivalente emitida para a atmosfera por meio de suas operações. Para tanto, são estabelecidas metas anuais de ecoeficiência para redução das emissões de CO₂, atrelada à remuneração variável de toda a companhia, incluindo os executivos. Em 2024, mantendo o compromisso de contribuir para o combate às mudanças climáticas, a Companhia compensou e neutralizou 100% das emissões de Gases de Efeito Estufa ("GEE") de Escopo 1 e 2, excluindo-se as perdas da transmissão. Também adquiriu e aposentou 13,7 mil créditos (VCUs) por meio do Projeto Serra do Amolar REDD+, certificado pela Verra nos standards VCS (*Verified Carbon Standard*) e CCB (*Climate Community e Biodiversity Standards*), em área de aproximadamente 130 mil hectares localizada no Mato Grosso do Sul. Realizou também a compra de 38.226,5 I-RECs (*International REC Standard*), certificados que comprovam a origem de fonte renovável da energia adquirida.

Em 2024, a ISA e suas controladas, incluindo a ISA ENERGIA BRASIL, obtiveram a certificação de carbono neutro do Instituto Colombiano de Normas Técnicas e Certificação (“ICONTEC”), nos escopos 1 e 2 (operação e manutenção de ativos, excluindo perdas técnicas da transmissão). Com isso, mais de 49.000 km de circuitos de transmissão de energia, 7.000 km de fibra ótica e 714 km de rodovias na América Latina foram revisados e certificados para a implementação de ações de redução e compensação de emissões de gases de efeito estufa.

Essa certificação, com validade de três anos, respalda os esforços da Companhia não apenas em reduzir e compensar as emissões derivadas de sua operação como também em gerar impacto ambiental positivo e voluntário contra os efeitos das mudanças climáticas. As ações da ISA para alcançar a certificação contribuem para o cumprimento dos ODS, com destaque para os ODSs 07 (Energia limpa e acessível) e 13 (Ação contra a mudança global do clima).

Em 2024, a Companhia obteve a pontuação B no Questionário de Mudanças Climáticas do Carbon Disclosure Project (“CDP”). O índice avaliou os dados climáticos reportados por cerca de 20 mil empresas, cidades, estados e regiões em todo o mundo, foram analisados os riscos, as oportunidades e os impactos ambientais críticos, de modo a fornecer insumos para tomadas de decisão das companhias e dos investidores.

Com o avanço de sua estratégia climática, a ISA ENERGIA BRASIL também pretende realizar a adequação das metas à iniciativa Science Based Targets Initiative (“SBTI”), com o objetivo de implementar um plano de transição que se alinhe a um mundo de 1,5 °C, reforçando o compromisso com a agenda climática, estruturando compromissos e planejamentos para a adaptação e a descarbonização dos negócios.

h) se o emissor realiza inventários de emissão de gases do efeito estufa, indicando, se for o caso, o escopo das emissões inventariadas e a página na rede mundial de computadores onde informações adicionais podem ser encontradas

Desde 2017, a Companhia publica voluntariamente o seu inventário no Registro Público de Emissões de Gases de Efeitos Estufa (“RPE”), plataforma online do GHG Protocol. A relação completa de empresas avaliadas e os respectivos históricos podem ser consultados no site: <https://registropublicodeemissoes.fgv.br/>.

Pelo quinto ano consecutivo, a ISA ENERGIA BRASIL obteve Selo Ouro do Programa Brasileiro GHG Protocol, desenvolvido pela Fundação Getúlio Vargas (“EGV”), em parceria com o Ministério do Meio Ambiente, referente à divulgação de suas emissões integrais de escopo 1, 2 e parcialmente do escopo 3, do ano-base de 2023. A iniciativa reconhece as organizações que demonstram o atendimento a todos os critérios de transparência na publicação de seus dados de emissões de gases de efeito estufa.

A fim de facilitar o acesso às informações do inventário, a Companhia elabora desde 2023 uma versão comunicativa que está disponível em seu site institucional. Essa versão pode ser encontrada no link inventário comunicativo de gases de efeito estufa: <https://www.isaenergiabrasil.com.br/sustentabilidade/relatorios-de-sustentabilidade/>.

i) explicação do emissor sobre as seguintes condutas, se for o caso:

(i) *a não divulgação de informações ASG*

A informação é divulgada conforme mencionado na letra a) deste mesmo item.

(ii) *a não adoção de matriz de materialidade*

A informação é divulgada conforme mencionado na letra e) deste mesmo item.

(iii) *a não adoção de indicadores-chave de desempenho ASG*

A informação é divulgada conforme mencionado na letra e) deste mesmo item.

(iv) *a não realização de auditoria ou revisão sobre as informações ASG divulgadas*

A informação é divulgada conforme mencionado na letra c) deste mesmo item.

(v) *a não consideração dos ODS ou a não adoção das recomendações relacionadas a questões climáticas, emanadas pela TCFD ou outras entidades reconhecidas, nas informações ASG divulgadas*

A informação é divulgada conforme mencionado na letra g) deste mesmo item.

(vi) *a não realização de inventários de emissão de gases do efeito estufa*

A Companhia atende parcialmente aos requisitos climáticos do TCFD, e a expectativa é que esteja pronto no ano de 2025.

1.10 Informações de sociedade de economia mista

Justificativa para o não preenchimento do quadro

Não aplicável, tendo em vista a Companhia não ser uma sociedade de economia mista.

1.11 – Aquisição ou alienação de ativo relevante

Não houve aquisição ou alienação de qualquer ativo relevante, que não se enquadre como operação normal nos negócios da Companhia, nos últimos três exercícios sociais e no exercício social corrente.

1.12 – Operações societárias/Aumento ou redução de capital

Evento	Cisão parcial da IE Pinheiros, IE Japi e IE Itapura
Descrição	Em 31 de outubro de 2022, a Companhia realizou uma reorganização societária envolvendo suas empresas controladas, com objetivo de aprimorar a gestão operacional, financeira e orçamentária por meio da redução dos custos operacionais, logísticos e de pessoal. Assim, as concessões detidas pela ISA ENERGIA BRASIL no Estado de São Paulo, incluindo aquelas adquiridas recentemente no leilão 01/2022 da ANEEL, foram agrupadas geograficamente pelo critério de distância, em respectivas concessionárias e, consequentemente, capturadas sinergias na administração das empresas envolvidas. A operação consiste na cisão parcial da IE Pinheiros, IE Japi e IE Itapura e consequente versão da parcela do seu patrimônio referente aos ativos de transmissão para as empresas IE Itapura, Jaguar 9, Jaguar 8, e Jaguar 6, todas entidades controladas da ISA ENERGIA BRASIL.
Documentos em que informações mais detalhadas possam ser encontradas	Informações mais detalhadas podem ser encontradas no Relatório da Administração das Demonstrações Financeiras Padronizadas ("DFP") do exercício social findo em 31 de dezembro de 2022 e publicadas pela Companhia em 23 de fevereiro de 2023, disponíveis no site da CVM (https://www.gov.br/cvm/pt-br) e no site de relações com investidores da Companhia https://ri.isaenergiabrasil.com.br/

1.13 – Acordos de acionistas

Não existem acordos de acionistas arquivados na sede da Companhia.

1.14 – Alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor

Não houve alteração significativa na forma de condução dos negócios da Companhia nos três últimos exercícios sociais e no exercício social corrente

1.15 – Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais

Não houve celebração, pela Companhia e suas controladas, de contratos relevantes não diretamente relacionados com suas atividades nos três últimos exercícios sociais e no exercício social corrente.

1.16 – Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Todas as informações relevantes e pertinentes a este tópico foram divulgadas nos itens acima.

2. Comentários dos Diretores

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Introdução

As informações financeiras contidas nos itens 2.1 a 2.9 do Formulário de Referência são derivadas: (i) das demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia relativas aos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024, que foram elaboradas em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil, as quais abrangem as disposições contidas na Lei das Sociedades por Ações, pronunciamentos, interpretações e orientações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (“CPC”) e aprovadas pela Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”), que estão em conformidade com as normas IFRS emitidas pelo *International Accounting Standards Board – IASB*; e (ii) das demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia relativas aos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2023 e 2022, elaboradas e apresentadas em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (*“International Financial Reporting Standards - IFRS”*), emitidas pelo IASB e examinadas de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. As demonstrações financeiras da Companhia mencionadas evidenciam todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras, as quais estão consistentes com as utilizadas pela administração na sua gestão.

A análise dos Diretores esclarecendo os resultados obtidos e as razões para a flutuação nos valores do resultado e fluxos de caixa da Companhia constituem uma opinião sobre os impactos ou efeitos dos dados apresentados nas informações financeiras intermediárias e nas demonstrações financeiras sobre a situação patrimonial e financeira da Companhia. A Diretoria da Companhia não pode garantir que a situação patrimonial financeira e os resultados obtidos no passado venham a se reproduzir no futuro.

Os termos “AH” e “AV” constantes das colunas de determinadas tabelas no item 2 em geral significam “Análise Horizontal” e “Análise Vertical”, respectivamente.

a) Condições financeiras e patrimoniais gerais

Os Diretores entendem que a Companhia apresenta condições financeiras e patrimoniais suficientes para desenvolver as atividades do seu negócio e cumprir com suas obrigações de curto e médio prazo.

Os Diretores apresentam abaixo informações sobre o Patrimônio Líquido, Dívida Bruta, Dívida Líquida e Índice de Dívida Líquida da Companhia em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022:

Em R\$ mil, exceto %	Em 31.12.2024	Em 31.12.2023	Em 31.12.2022
Patrimônio Líquido	20.071.282	17.791.712	16.536.481
Dívida bruta ¹	13.273.804	9.268.665	8.041.697

Dívida Líquida ²	9.873.062	7.496.638	6.797.848
Índice de dívida líquida ³	49,19 %	42,14%	41,11%

¹ A dívida bruta é uma medida não contábil e corresponde ao somatório dos empréstimos e financiamentos (circulante e não circulante), arrendamento (circulante e não circulante) e debêntures (circulante e não circulante). A dívida bruta não é uma medida de desempenho operacional, liquidez ou endividamento reconhecida pelas práticas contábeis adotadas no Brasil e nem pelas IFRS, emitidas pelo IASB, e não possui significado padrão. Outras companhias podem calcular a sua dívida bruta de forma distinta não havendo, desta forma, comparação entre as divulgações. Para maiores informações sobre a dívida bruta da Companhia vide item 2.5 deste Formulário de Referência.

² A Dívida Líquida é uma medida não contábil e corresponde a Dívida Bruta, deduzida do saldo de caixa e equivalentes de caixa e aplicações financeiras (circulante). A dívida líquida não é uma medida de desempenho operacional, liquidez ou endividamento reconhecida pelas práticas contábeis adotadas no Brasil e nem pelas IFRS, emitidas pelo IASB, e não possui significado padrão. Outras companhias podem calcular a sua dívida líquida de forma distinta não havendo, desta forma, comparação entre as divulgações. Para maiores informações sobre a dívida líquida da Companhia vide item 2.5 deste Formulário de Referência.

³ Índice de dívida líquida corresponde a dívida líquida dividido pelo patrimônio líquido.

Composição da Dívida bruta

Em 31 de dezembro de 2024, a Companhia registrou uma dívida bruta consolidada (soma dos empréstimos e financiamentos (circulante e não circulante), arrendamento (circulante e não circulante) e debêntures (circulante e não circulante) de R\$13.273.804 mil, sendo que: (i) R\$640.856 mil, que representava 4,8% do total da dívida bruta consolidada, estava vinculado a contratos de empréstimo junto ao BNDES, R\$92.967 mil em contratos com o BNB, representando 0,7% do total da dívida bruta consolidada; (ii) o montante de R\$37.509 mil refere-se ao passivo de arrendamento (circulante e não circulante) que representava 0,3% do total da dívida bruta consolidada da Companhia; e (iii) o saldo de R\$12.502.473 mil, representava 94,5% do total da dívida bruta consolidada, refere-se às debêntures (circulante e não circulante). Além disso, a dívida líquida consolidada (total da dívida bruta consolidada menos caixa e equivalentes de caixa e aplicações financeiras circulante) era de R\$9.873.062 mil e o índice de dívida líquida (total da dívida líquida dividido pelo patrimônio líquido consolidado) era de 49,19%.

Em 31 de dezembro de 2024, a dívida líquida aumentou R\$2.376.424 mil, quando comparado a 31 de dezembro de 2023, em razão, principalmente, (i) emissão da 15ª, 16ª, 17ª debêntures no valor de R\$4.127 milhões; (ii) atualização pelos índices ao qual as dívidas estão indexadas, principalmente IPCA e CDI; parcialmente compensados por (iii) liquidação das debêntures da 5ª emissão no valor de R\$445 milhões.

Em 31 de dezembro de 2023, a Companhia registrou uma dívida bruta consolidada (soma dos empréstimos e financiamentos (circulante e não circulante), arrendamento (circulante e não circulante) e debêntures (circulante e não circulante) de R\$9.268.665 mil, sendo que: (i) R\$601.888 mil, que representava 6,5% do total da dívida bruta consolidada, estava vinculado a contratos de empréstimo junto ao BNDES e R\$107.837 mil em contratos com o BNB representando 1,2% do total da dívida bruta consolidada; (ii) o montante de R\$28.370 mil refere-se ao passivo de arrendamento (circulante e não circulante) que representava 0,3% do total da dívida bruta consolidada da Companhia; e (iii) o saldo de R\$ 8.530.570 mil, representava 92,0% do total da dívida bruta consolidada, refere-se às debêntures (circulante e não circulante). Além disso, a dívida líquida consolidada (total da dívida bruta consolidada menos caixa e equivalentes de caixa e aplicações financeiras circulante) era de R\$7.496.638 mil e o índice de dívida líquida (total da dívida líquida dividido pelo patrimônio líquido consolidado) era de 42,1%. Em 31 de dezembro de 2023, a dívida líquida apresentou um aumento de R\$698.790 mil, quando comparado a 31 de dezembro de 2022, em razão, principalmente, da 13ª emissão de debêntures no montante de R\$ 550 milhões realizada pela Companhia em março de 2023, (ii) do segundo desembolso junto ao BNDES no montante de R\$105 milhões em agosto de 2023, (iii) da 14ª emissão de debêntures no montante de R\$1.900

milhões realizada pela Companhia em outubro de 2023, e (iv) do resgate antecipado de notas promissórias no montante de R\$1.615.411 mil em novembro de 2023.

Em 31 de dezembro de 2022, a Companhia registrou uma dívida bruta consolidada (soma dos empréstimos e financiamentos (circulante e não circulante), arrendamento (circulante e não circulante) e debêntures (circulante e não circulante) de R\$8.041.697 mil, sendo que: (i) o montante de R\$545.850 mil, que representava 6,8% do total da dívida bruta consolidada, estava vinculado a contratos de empréstimo junto ao BNDES, R\$121.936 mil em contratos BNB, R\$1.422.875 mil em Notas Promissórias; (ii) o montante de R\$56.968 mil refere-se aos passivos de arrendamento (circulante e não circulante) que representava 0,7% do total da dívida bruta consolidada; e (iii) o saldo de R\$5.894.068 mil, representava 73,3% do total da dívida bruta consolidada, refere-se a debêntures (circulante e não circulante). Além disso, a dívida líquida consolidada (total da dívida bruta consolidada menos caixa e equivalentes de caixa e aplicações financeiras circulante) era de R\$6.797.848 mil e o índice de dívida líquida (total da dívida líquida dividido pelo patrimônio líquido consolidado) era de 41,1%. Em 31 de dezembro de 2022, a dívida líquida apresentou um aumento de R\$477.567 mil, quando comparado a 31 de dezembro de 2021, em razão, principalmente, de captação de R\$227 milhões junto ao BNDES e da 12ª emissão de debentures no montante de R\$700 milhões, para fazer frente a recomposição do caixa e ao crescimento do volume de investimentos.

b) Estrutura de capital

O padrão de financiamento da Companhia baseia-se na utilização de recursos próprios e de capital de terceiros, por meio de captações via emissão de dívida no mercado de capitais ou de empréstimos e financiamentos com as principais instituições financeiras. A estrutura de capital da Companhia em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022 era composta por:

Em R\$ mil, exceto %	Em 31.12.2024	Em 31.12.2023	Em 31.12.2022
Passivo circulante e não circulante	23.233.350	18.119.444	15.707.069
Patrimônio líquido	20.071.282	17.791.712	16.536.481
Passivo Total	43.304.632	35.911.156	32.243.550
Capital próprio (1)	46,35%	49,54%	51,29%
Capital de Terceiros (2)	53,65%	50,46%	48,71%

(1) Calcula-se pela divisão do patrimônio líquido pelo total do passivo e do patrimônio líquido.

(2) Calcula-se pela divisão do passivo circulante e do passivo não circulante pelo total do passivo e do patrimônio líquido.

c) Capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos

O caixa e equivalente de caixa e aplicações financeiras (circulante) da Companhia totalizavam o montante de R\$3.400.742 mil em 31 de dezembro de 2024, tendo um aumento de 91,91% em comparação ao registrado em 31 de dezembro de 2023, quando atingiu R\$1.772.027 mil. Dessa forma, a dívida líquida consolidada totalizava R\$9.873.062 mil em 31 de dezembro de 2024, apresentando um aumento de 31,70% quando comparada com o montante de R\$7.496.638 mil em 31 de dezembro de 2023.

O caixa e equivalentes de caixa e aplicações financeiras (circulante) da Companhia totalizavam o montante de R\$1.772.027 mil em 31 de dezembro de 2023, tendo um

aumento de 42,46% em comparação ao registrado em 31 de dezembro de 2022, quando atingiu R\$1.243.849 mil. Dessa forma, a dívida líquida consolidada totalizava R\$7.496.638 mil em 31 de dezembro de 2023, apresentando um aumento de 10,28% quando comparada com o montante de R\$6.797.848 mil em 31 de dezembro de 2022.

O caixa e equivalentes de caixa e aplicações financeiras (circulante) da Companhia totalizavam o montante de R\$1.243.849 mil em 31 de dezembro de 2022, tendo um aumento de 13,46% em comparação ao registrado em 31 de dezembro de 2021, quando atingiu R\$1.096.266 mil. Dessa forma, a dívida líquida consolidada totalizava R\$6.797.848 mil em 31 de dezembro de 2022, apresentando um aumento de 7,56% quando comparada com o montante de R\$6.320.281 mil em 31 de dezembro de 2021.

Não existiu evento de vencimento antecipado da dívida relacionado a cláusulas restritivas (*covenants*) da Companhia, das controladas e das controladas em conjunto em 31 de dezembro de 2024.

Considerando o perfil de endividamento da Companhia, o fluxo de caixa e a posição de liquidez, bem como os projetos em implantação, a Diretoria da Companhia acredita que a ISA ENERGIA BRASIL possui liquidez e recursos de capital suficientes para cobrir seus investimentos, despesas, dívidas e outros valores necessários à consecução do seu objeto social. Caso entenda ser necessário contrair empréstimos para financiar seus investimentos e aquisições, a Diretoria acredita que a Companhia possui capacidade para contratá-los atualmente.

d) Fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não circulantes utilizadas

Os Diretores informam que para financiar o capital de giro e os custos de construção, a Companhia e suas controladas utilizam-se do caixa gerado por suas atividades, bem como de empréstimos e financiamentos contraídos junto às instituições financeiras e ao mercado de capitais, através dos instrumentos de notas promissórias, debêntures simples e incentivadas.

No período findo em 31 de dezembro de 2024, dentre os contratos de financiamento, destacam-se principalmente: instrumento de debêntures simples e incentivadas e BNDES, além de outros instrumentos.

e) Fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não circulantes que pretende utilizar para cobertura de deficiências de liquidez

A principal fonte de caixa da Companhia é proveniente de suas operações, através do uso do seu sistema de transmissão de energia elétrica por outras concessionárias e agentes do setor. A contraprestação dessas operações corresponde à RAP (Receita Anual Permitida), determinada pela ANEEL, nos termos da legislação vigente. Adicionalmente, a Companhia passou a receber os valores dos ativos não depreciados provenientes do Contrato de Concessão nº 059/2001 que foram energizados até maio de 2000 (RBSE) a partir de agosto de 2017, os quais representaram, nos exercícios sociais de 2022, 2023, 2024, 25,8%, 21,8%, 13,9%, respectivamente, da receita líquida da Companhia. Dessa forma, os Diretores da Companhia entendem que não há riscos ou deficiências de liquidez. Para mais informações sobre o tema, ver fator de risco

“Eventuais decisões desfavoráveis quanto à avaliação e contabilização do valor total dos ativos vinculados ao Contrato de Concessão 059/01 poderão fazer com que a Companhia deixe de receber parte substancial do valor de tais ativos”, no item 4.1 deste Formulário de Referência.

f) Níveis de endividamento e características das dívidas:

- (i) Contrato de empréstimos e financiamentos relevantes*
- (ii) Outras relações de longo prazo com instituições financeiras*
- (iii) Grau de subordinação entre as dívidas*
- (iv) Eventuais restrições impostas ao emissor, em especial, em relação a limites de endividamento e contratação de novas dívidas, à distribuição de dividendos, à alienação de ativos, à emissão de novos valores mobiliários e à alienação de controle societário*

Empréstimos e financiamentos

As características contratuais dos empréstimos, em moeda nacional, estão descritas abaixo, referente a 31 de dezembro de 2024:

Contrato	Entidade	Valor da captação (em milhares de R\$)	Data início	Encargos	TIR a.a.	Data Final	Finalidade	Forma de pagamento	Garantia	Indicador financeiro	31.12.2024 (em milhares de R\$)	31.12.2023 (em milhares de R\$)	
Contrato 13.2.1344.1 (i)	ISA ENERGIA BRASIL	284.136	23.12.2013	TJLP + 1,80% a.a.	8,35%	15.03.2029	Plano de Investimentos Plurianual 2012-2015	Juros trimestrais até março de 2015 e Pagamento Principal e Juros mensais a partir de abril de 2015	Cessão Fiduciária Contas Centralizadoras	Dívida líquida/ EBITDA ajustado < 3,0 e Dívida Líquida/ Dívida Líquida + PL < 0,7	84.376	102.921	
		105.231		3,50% a.a.	3,60%	15.01.2024					-	853	
		1.940		TJLP	6,17%	15.03.2029					36	33	
Contrato 17.2.0291.2 (ii)	ISA ENERGIA BRASIL	272.521	08.08.2017	TJLP + 2,62% a.a.	7,04%	15.03.2032	Plano de Investimentos Plurianual 2016-2019	Principal e Juros mensais a partir de 15 de abril de 2018	Cessão Fiduciária Contas Centralizadoras		145.362	163.634	
		1.378		TJLP	4,98%	15.03.2032					43	39	
Contrato 21.2.0416.1 (iii)	ISA ENERGIA BRASIL	567.400	23.01.2022	TLP + 2,01%	8,00%	15.12.2041	Plano de Investimentos Melhorias 2020-2022	Principal e Juros mensais a partir de 15 de julho de 2022	Cessão Fiduciária Contas Centralizadoras			411.038	334.408
BNB (iv)	IENNE	220.000	19.05.2010	10,0% a.a.	10,00%	19.05.2030	Financiar os Projetos do Lote A do Leilão 004/2008	Juros trimestrais até maio de 2012 e mensais a partir de junho de 2012	Cessão Fiduciária Contas Centralizadoras e Conta Reserva	N/A	92.967	107.837	
											Total	733.823	709.725
											Circulante	82.056	75.811
											Não Circulante	651.767	633.914

Os contratos (i), (ii) e (iii), possuem as seguintes principais cláusulas de *cross-default* e *cross-acceleration*:

- I. inadimplemento de qualquer obrigação da Cliente;
- II. inadimplemento de qualquer obrigação assumida perante o BNDES e suas subsidiárias por parte de empresa ou entidade integrante do Grupo Econômico.

O contrato (iv), possui as seguintes principais cláusulas de *cross-default* e *cross-acceleration*:

- I. declaração de vencimento antecipado de dívidas financeiras contraídas pela Emissora por meio de operações no mercado financeiro ou de capitais, local ou internacional, em valor individual ou agregado superior a R\$ 120.000 mil, sendo este valor atualizado anualmente, a partir da Data de Emissão, pela variação acumulada do IPCA no período;
- II. inadimplemento relacionado a dívidas financeiras contraídas pela Emissora por meio de operações no mercado financeiro ou de capitais, local ou internacional, em valor individual ou agregado superior a R\$ 120.000 mil, sendo este valor atualizado anualmente, a partir da Data de Emissão, pela variação acumulada do IPCA no período;

Já o contrato (v), não está sujeito à cláusula de *cross-default* e *cross-acceleration*.

Os contratos (i), (ii) e (iii) estão sujeitos aos seguintes covenants financeiros: (i) Dívida Líquida/LAJIDA Ajustado BNDES $\leq 3,0$ a partir de 2024 e até o encerramento do contrato e; (ii) Dívida Líquida/ (Dívida Líquida + Patrimônio Líquido) $\leq 0,7$ de 2023 a 2025 e Dívida Líquida/ (Dívida Líquida + Patrimônio Líquido) $\leq 0,6$ a partir de 2026. Em 31 de dezembro de 2024, última medição auditada, os valores efetivamente performados foram:

Dívida Líquida/LAJIDA ajustado BNDES	Limite	$\leq 3,0x$
	Efetivo	2,72x
Dívida Líquida/ (Dívida Líquida + Patrimônio Líquido)	Limite	$< 0,70$
	Efetivo	0,37

A composição dos saldos de arrendamentos, em moeda nacional, está descrita abaixo:

Contrato (em milhares de R\$)	Empresa	31.12.2024	31.12.2023
Arrendamentos mercantis	ISA ENERGIA BRASIL	35.568	26.478
Arrendamentos mercantis	IEMG	468	482
Arrendamentos mercantis	PINHEIROS	25	26
Arrendamentos mercantis	SERRA DO JAPI	78	78

Arrendamentos mercantis	EVRECY	220	172
Arrendamentos mercantis	IENNE	231	191
Arrendamentos mercantis	ITAÚNAS	115	110
Arrendamentos mercantis	TIBAGI	65	65
Arrendamentos mercantis	ITAQUERÊ	80	81
Arrendamentos mercantis	ITAPURA	58	55
Arrendamentos mercantis	AGUAPEÍ	117	118
Arrendamentos mercantis	IESUL	108	104
Arrendamentos mercantis	RIACHO GRANDE	33	65
Arrendamentos mercantis	JAGUAR 6	32	34
Arrendamentos mercantis	JAGUAR 8	50	115
Arrendamentos mercantis	JAGUAR 9	117	4
Arrendamentos mercantis	BIGUAÇU	145	151
Total		37.509	28.368

Adicionalmente, a Companhia é garantidora das obrigações de suas controladas e controladas em conjunto nos seguintes contratos:

Controlada	Participação na controlada	Banco	Modalidade dívida	Saldo devedor em 31.12.2024	Modalidade garantias	Saldo garantido pela ISA ENERGIA BRASIL	Término da garantia
IENNE	100%	Banco do Nordeste	FNE	92.967	Penhor de ações/corporativa	92.967	19.05.2030
IE Madeira	51%	Banco da Amazônia	Cédula de crédito bancária	229.187	Penhor de ações	116.885	10.01.2033
IE Madeira	51%	BNDES	FINEM e PSI	579.129	Penhor de ações	295.356	15.02.2030
IE Madeira	51%	Itaú/BES	Debêntures de infraestrutura	307.572	Penhor de ações/corporativa	156.862	18.03.2025
IE Garanhuns	51%	BNDES	FINEM e PSI	76.276	Penhor de ações	38.901	15.12.2028
IE Ivaí	50%	Itaú	Debêntures de infraestrutura	2.285.715	Penhor de Ações	1.142.857	15.12.2043

Além das garantias supracitadas, os contratos de financiamento entre as controladas e controladas em conjunto com os Bancos de Fomento (BNDES/BASA/BNB), listados na tabela abaixo, exigem a constituição e manutenção de conta de reserva dos serviços da dívida no valor equivalente de três a seis vezes a última prestação vencida de amortização do financiamento, incluindo parcela de principal e juros, classificados sob a rubrica “outros” do ativo no Balanço Patrimonial no Consolidado no montante de R\$16.270 mil em 31 de dezembro de 2024 (R\$16.140 mil em 31 de dezembro de 2023).

R\$16.270 mil em 31 de dezembro de 2024 (R\$16.140 mil em 31 de dezembro de 2023).

Controlada	Participação na controlada	Banco	Modalidade dívida	Saldo devedor em 31.12.2023	Modalidade garantias	Saldo garantido pela ISA ENERGIA BRASIL	Término da garantia
IENNE	100%	Banco do Nordeste	FNE	107.836	Penhor de ações/corporativa	107.836	19.05.2030
IE Madeira	51%	Banco da Amazônia	Cédula de crédito bancária	248.522	Penhor de ações	126.746	10.01.2033
IE Madeira	51%	BNDES	FINEM e PSI	693.157	Penhor de ações	353.510	15.02.2030
IE Madeira	51%	Itaú/BES	Debêntures de infraestrutura	344.568	Penhor de ações/corporativa	175.730	18.03.2025
IEGaranhuns	51%	BNDES	FINEM e PSI	94.556	Penhor de ações	48.224	15.12.2028
IE Ivaí	50%	Itaú	Debêntures de infraestrutura	2.267.916	Penhor de Ações	1.133.958	15.12.2043

Os contratos de BNDES, BNB e debêntures das controladas e controladas em conjunto possuem cláusulas restritivas que exigem o cumprimento de indicadores financeiros, sendo o Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD), bem como cláusulas de “*cross default*” e “*cross-aceleration*” que estabelecem a antecipação das dívidas na ocorrência do não cumprimento de obrigações contratuais.

- (i) IENNE: Em maio de 2010, foi celebrado contrato de abertura de crédito com o Banco do Nordeste do Brasil (BNB) no montante de R\$220.000 mil sendo R\$93.811 mil (semiárido) e R\$126.189 mil (fora do semiárido) ambos com juros de 10% a.a. Os juros são cobrados mensalmente desde junho de 2012. O valor principal da dívida tem amortizações mensais desde junho de 2012 com vencimento final em 19 de maio de 2030. Sobre os encargos incidentes é aplicado um bônus de adimplência de 25% (semiárido) e 15% (fora do semiárido).

(ii) IE Madeira: Em novembro de 2012, a IE Madeira celebrou um contrato de financiamento com o BNDES, no montante de R\$1.859.200 mil, divididos em 6 subcréditos, nos seguintes valores:

- a. Subcrédito A – No valor de R\$1.296.400 mil, destinado à execução de obras civis e aos demais itens gerais financiáveis necessários à implantação da Linha de Transmissão, objeto do Lote D do Leilão ANEEL nº 007/2008. O crédito aprovado foi liberado em sua totalidade e a sua amortização ocorre em prestações mensais e sucessivas, vencendo a primeira prestação em 15 de outubro de 2013 e a última em 15 de setembro de 2029.
- b. Subcrédito B – No valor de R\$233.600 mil, destinado à execução de obras civis e aos demais itens gerais financiáveis necessários à implantação das Conversoras, objeto do Lote F do Leilão ANEEL nº 007/2008, à exceção dos investimentos previstos nos subcréditos C, D e F. Do montante total do crédito aprovado, foi liberado R\$219.500 mil e a sua amortização ocorre em prestações mensais e sucessivas, sendo a primeira prestação com vencimento em 15 de março de 2014 e a última a vencer em 15 de fevereiro de 2030.
- c. Subcrédito C – No valor de R\$231.200 mil, destinado à aquisição de máquinas e equipamentos nacionais que se enquadrem nos critérios da Agência Especial de Financiamento Industrial - FINAME, necessários ao projeto referido no subcrédito B. O crédito aprovado foi liberado em sua totalidade e a sua amortização ocorre em prestações mensais e sucessivas, sendo a primeira prestação com vencimento em 15 de março de 2014 e a última com vencimento em 15 de outubro de 2022.
- d. Subcrédito D – No valor de R\$8.300 mil, destinado à implantação das Linhas de Eletrodos e Eletrodos de Aterramento nas Subestações Coletora Porto Velho (RO) e Araraquara 2 (SP). Do montante total do crédito aprovado, foi liberado R\$7.100 mil e a sua amortização ocorre em prestações mensais e sucessivas, sendo a primeira prestação com vencimento em 15 de março de 2014 e a última a vencer em 15 de fevereiro de 2030.
- e. Subcrédito E – No valor de R\$80.500 mil, destinado à execução de obras civis e aos demais itens gerais financiáveis necessários à implantação das Conversoras objeto do Lote F do Leilão ANEEL nº 007/2008, à exceção dos investimentos previstos nos subcréditos B, C e D. Do montante total do crédito aprovado, foi liberado R\$65.000 mil e a sua amortização ocorre em prestações mensais e sucessivas, sendo a primeira prestação com vencimento em 15 de março de 2014 e a última a vencer em 15 de fevereiro de 2030.
- f. Subcrédito F – No valor de R\$9.200 mil, destinado a investimentos sociais no âmbito das comunidades não contempladas nos licenciamentos ambientais e/ou nos programas socioambientais do Projeto Básico Ambiental para a implantação do Empreendimento. Do montante total do crédito aprovado, foi liberado R\$8.988 mil e sua amortização ocorrerá

após a liberação de crédito, em prestações mensais e sucessivas, até 15 de fevereiro de 2030.

- (iii) IE Madeira: Em 28 de junho de 2012, foi celebrada uma Cédula de Crédito Bancário com o FNO/Banco da Amazônia, no valor de R\$267.000 mil, com vencimento em 10 de janeiro de 2033, sendo 4 anos de carência e 16 anos e 9 meses de amortização, ao custo de 10% a.a. O contrato contempla prêmio por adimplência, ou seja, sendo os pagamentos realizados em suas respectivas datas de vencimento, há desconto de 15% na taxa de juros, de forma que a taxa de juros efetiva será de 8,5% a.a. O crédito aprovado foi liberado em sua totalidade.
- (iv) IE Madeira: Em 18 de março de 2013, a IE Madeira concluiu a emissão pública de Debêntures de Infraestrutura, de série única, não conversíveis em ações, no total de 35.000 debêntures, de valor unitário de R\$10 mil cada, totalizando R\$350.000 mil, pelo prazo de 12 anos, sendo 3 anos de carência e 9 anos de amortização do principal, à taxa de juros de 5,5% a.a. e com atualização monetária pelo IPCA, com vencimento final em 18 de março de 2025.
- (v) IE Garanhuns: Em dezembro de 2013 a IE Garanhuns celebrou um contrato de financiamento com o BNDES, no montante de R\$357.440 mil, a ser pago em prestações mensais, com vencimentos até dezembro de 2028.
- (vi) IE Ivaí: Em dezembro de 2019 a IE Ivaí concluiu a emissão pública de Debêntures de Infraestrutura, de série única, não conversíveis em ações, no total de 1.650.000 debêntures, de valor unitário de R\$ 1.000 cada, totalizando R\$ 1.650.000 mil, pelo prazo de 24 anos, sendo 4 anos de carência e então amortizações e juros semestrais com vencimento final em 15 de dezembro de 2043. A emissão tem a taxa de juros de 4,5% com atualização monetária pelo IPCA. O contrato não está sujeito a disposições de índices financeiros.

Para os contratos (ii), (iii), (iv), (v), é aplicável o seguinte *covenant* financeiro: ICSD de 1,3x, calculado anualmente ao fim do exercício social, definido com base no quociente entre a Geração de Caixa da Atividade e o Serviço da Dívida. Ainda para o contrato (iii) é aplicável também o indicador financeiro: Índice de Capital Próprio – ICP definido pela relação Patrimônio Líquido sobre Ativo Total, igual ou superior a 25%.

Em 31 de dezembro de 2023, última medição auditada, os valores efetivamente performados pela Companhia, em relação aos respectivos *covenants* financeiros foram:

Contratos (ii), (iii) e (iv) ICSD - Índice de Cobertura do Serviço da Dívida	Limite	>= 1,30X
	Efetivo	2,99x
Contrato (iii) P - Índice de Capital Próprio	Limite	>= 25%
	Efetivo	50%
Contratos (v) SD - Índice de Cobertura do Serviço da Dívida	Limite	>= 1,30X
	Efetivo	3,62x

Os contratos (iii) e (v), possuem as seguintes principais cláusulas de *cross-default* e *cross-acceleration*:

- I. inadimplemento de qualquer obrigação da Cliente ou do Interveniente;
- II. inadimplemento de qualquer obrigação assumida perante o BNDES e suas subsidiárias por parte de empresa ou entidade integrante do Grupo Econômico.

O contrato (iv), possui as seguintes principais cláusulas de *cross-default* e *cross-acceleration*:

- I. Vencimento antecipado ou inadimplemento de obrigação pecuniária da Emissora e/ou fiadoras, em valor individual ou agregado igual ou superior a R\$ 20.000 mil, para o caso da Emissora, ou R\$ 100.000 mil para o caso das Fiadoras;
- II. Descumprimento pela Emissora e/ou pelas Fiadoras, de qualquer obrigação pecuniária relacionada às debêntures não sanado no prazo de 5 (cinco) dias úteis a contar da data do respectivo descumprimento.

O contrato (vi), possui as seguintes principais cláusulas de *cross-default* e *cross-acceleration*:

- I. Pedido de autofalência pela Emissora e/ou pelas Fiadoras, ou se a Emissora e/ou Fiadoras tiverem sua falência requerida e não elidida no prazo legal (assim entendido como o prazo previsto no artigo 98 da Lei nº 11.101/05); ou decretação de falência da Emissora e/ou das Fiadoras;
- II. Descumprimento pela Emissora e/ou pelas Fiadoras, de qualquer obrigação pecuniária relacionada às debêntures não sanado no prazo de 2 (dois) dias úteis a contar da data do respectivo descumprimento;
- III. Declaração de vencimento antecipado de qualquer obrigação financeira da Emissora e/ou das Fiadoras no mercado local ou internacional, nos termos de um ou mais instrumentos financeiros (incluindo, mas sem limitação, aqueles decorrentes de operações nos mercados financeiro e/ou de capitais), que individualmente ou de forma agregada ultrapasse o valor de R\$75.000 mil para a Emissora, R\$120.000 mil para a ISA ENERGIA BRASIL e R\$120.000 mil para a TAESA;
- IV. Caso a Emissora e/ou Fiadoras estejam inadimplentes com relação ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária relativa às debêntures, e realizarem o pagamento de dividendos, juros sobre o capital próprio ou qualquer outra participação no lucro prevista

no respectivo estatuto social, ressalvado em qualquer caso, o pagamento do dividendo mínimo obrigatório previsto no artigo 202 da Lei 6.404/76.

Os contratos (i) e (ii), não estão sujeitos a cláusulas de *cross-default* e *cross-acceleration*.

Adicionalmente, na data deste Formulário de Referência, a Companhia é emissora de Debêntures, conforme indicadas abaixo:

Debêntures – R\$ mil	Vencimento	Quantidade	Encargos	TIR a.a.	31.12.2024	31.12.2023
5ª Emissão – Série única (i)	15.02.2024	300.000	IPCA + 5,04% a.a.	6,90%	-	430.280
7ª Emissão – Série única (ii)	15.04.2025	621.000	IPCA+ 4,70% a.a.	6,50%	888.839	845.123
8ª Emissão – Série única (iii)	15.12.2029	409.325	IPCA+ 3,50% a.a.	5,60%	538.029	510.097
9ª Emissão – 1ª Série (iv)	15.11.2028	800.000	CDI + 2,83% a.a.	8,30%	809.456	809.155
9ª Emissão – 2ª Série (iv)	15.05.2044	800.000	IPCA + 5,30% a.a.	9,60%	875.480	864.564
10ª Emissão – Série única (v)	15.07.2044	672.500	IPCA + 5,07% a.a.	9,00%	946.251	904.834
11ª Emissão – 1ª Série (vi)	15.10.2031	668.833	IPCA + 5,77% a.a.	9,50%	778.756	739.966
11ª Emissão – 2ª Série (vi)	15.10.2039	281.167	IPCA + 5,86% a.a.	10,00%	320.129	304.032
12ª Emissão – Série única (vii)	15.04.2029	700.000	CDI + 1,55% a.a.	13,50%	716.472	716.906
13ª Emissão – Série única (viii)	15.03.2030	550.000	CDI + 1,50% a.a.	13,20%	567.128	568.281
14ª Emissão - 1ª Série	15.10.2033	783.786	IPCA + 6,26%	10,60%	806.907	-
14ª Emissão - 2ª Série	15.10.2038	1.116.214	IPCA + 6,44%	10,30%	1.132.149	-
15ª Emissão - 1ª Série	15.03.2029	685.000	CDI + 0,73%	10,50%	704.843	-
15ª Emissão - 2ª Série	15.03.2031	512.099	CDI + 0,80%	10,40%	525.981	-
15ª Emissão - 3ª Série	15.03.2034	130.300	CDI + 0,97%	10,40%	133.604	-
16ª Emissão - Série Única	20.05.2031	1.000.000	CDI + 0,80%	10,30%	1.010.157	-
17ª Emissão - 1ª Série	15.10.2036	1.050.000	IPCA + 6,71%	10,80%	1.023.455	-
17ª Emissão - 2ª Série	15.10.2038	750.000	IPCA + 6,60%	10,70%	724.836	-
				Total	12.502.472	8.530.570
				Circulante	1.109.914	570.815
				Não circulante	11.392.558	7.959.755

7ª Emissão de Debêntures da Companhia: Em abril de 2018, a Companhia emitiu 621.000 debêntures de infraestrutura, nos termos do artigo 2º da Lei nº 12.431/2011, em série única, no montante total de R\$621.000 mil, com finalidade de reembolso de custos incorridos em prazo de até 24 meses contados da data de divulgação do Aviso de Encerramento da oferta, ou pagamento futuro no âmbito do investimento nos projetos Paraguaçu, Aimorés, Itaúnas, Ivaí, Tibagi, Itaquerê, Itapura e Aguapeí. As debêntures foram classificadas como "títulos verdes", pois o uso dos recursos contribui com o desenvolvimento sustentável por meio do suporte ao escoamento de energia renovável, de acordo com parecer independente de especialistas com experiência e capacidade técnica na área de sustentabilidade, divulgado em maio de 2018. O vencimento das debêntures ocorrerá no dia 15 de abril de 2025 e a remuneração será paga semestralmente nos meses de outubro e abril de cada ano, sendo a primeira parcela devida em 15 de outubro de 2018. O valor da emissão líquido dos custos da transação totaliza R\$603.877 mil. Os custos serão amortizados linearmente pelo prazo da operação. As Debêntures da 7ª emissão não são sujeitas à índices financeiros. Adicionalmente, apresentam cláusulas de *cross default* e *cross acceleration*, conforme descritas no item 12.9 abaixo.

(ii) 8ª Emissão de Debêntures da Companhia: Em dezembro de 2019, a Companhia emitiu 409.325 debêntures de infraestrutura, nos termos do artigo 2º da Lei nº 12.431/2011, em série única, no montante total de R\$409.325 mil, com finalidade de reembolso de custos incorridos em prazo de até 24 meses contados da data de divulgação do Aviso de Encerramento da oferta, ou pagamento futuro no âmbito do investimento nos projetos Paraguaçu, Aimorés, Itaúnas, Tibagi, Itaquerê, Itapura, Aguapeí e Biguaçu. As debêntures foram classificadas como "títulos verdes", pois o uso dos recursos contribui com o desenvolvimento sustentável por meio do suporte ao escoamento de energia renovável, de acordo com parecer independente de especialistas com experiência e capacidade técnica na área de sustentabilidade, divulgado em dezembro de 2019 no site da Companhia. O vencimento das debêntures ocorrerá nos dias 15 de dezembro de 2027, 15 de dezembro de 2028 e 15 de dezembro de 2029 e a remuneração será paga semestralmente nos meses de junho e dezembro de cada ano, sendo a primeira parcela paga em 15 de junho de 2020. O valor da emissão líquida dos custos da transação totaliza R\$387.852 mil. Os custos serão amortizados linearmente pelo prazo da operação. As Debêntures da 8ª emissão não são sujeitas à índices financeiros. Adicionalmente apresentam cláusulas de *cross default* e *cross acceleration*, conforme descritas no item 12.9 abaixo.

(iii) 9ª Emissão de Debêntures da Companhia: Em novembro de 2020, a Companhia emitiu 1.600.000 debêntures em duas séries, no montante total de R\$1,6 bilhão com liquidação financeira em maio de 2044. A primeira série, no montante total de R\$800.000 mil, tem finalidade exclusiva de reforço de capital de giro e alongamento do passivo financeiro. O vencimento final das debêntures da 1ª série ocorrerá no dia 15 de novembro de 2028 e a remuneração será paga anualmente no mês de novembro.

A segunda série de debêntures de infraestrutura, no montante total de R\$800.000 mil, nos termos do artigo 2º da Lei nº 12.431/2011, tem a finalidade de reembolso de custos incorridos em prazo de até 24 meses contados da data de divulgação do Aviso de Encerramento da Oferta, ou pagamento futuro no âmbito do investimento nos projetos IE Paraguaçu, IE Aimorés, IE Itaúnas, IE Itaquerê, IE Itapura, IE Aguapeí e IE Biguaçu e em projetos de reforços em instalações de transmissão de energia elétrica da ISA ENERGIA BRASIL. As debêntures foram classificadas como "títulos verdes", pois o uso dos recursos contribui com o desenvolvimento sustentável por meio do suporte ao

escoamento de energia renovável, de acordo com o “*Green Finance Framework*”, divulgado em novembro de 2020 no site Companhia, e avaliação e parecer independente de especialistas com experiência e capacidade técnica na área de sustentabilidade. O vencimento final das debêntures da 2ª série ocorrerá no dia 15 de maio de 2044 e a remuneração será paga semestralmente nos meses de maio e novembro de cada ano. O valor total da emissão líquido dos custos da transação totaliza R\$1,56 bilhões. Os custos serão apropriados ao resultado pelo prazo da operação.

As Debêntures da 9ª emissão não são sujeitas à índices financeiros. Adicionalmente, apresentam cláusulas de *cross default* e *cross acceleration*, conforme descritas no item 12.9 abaixo.

(iv) 10ª Emissão de Debêntures da Companhia: Em janeiro de 2021, a Companhia emitiu 672.500 debêntures de infraestrutura, nos termos do artigo 2º da Lei nº 12.431/2011, em série única, no montante total de R\$672.500 mil, com finalidade de reembolso de custos incorridos em prazo de até 24 meses contados da data de divulgação do Aviso de Encerramento da Oferta, ou pagamento futuro no âmbito do investimento nos projetos Minuano, Triângulo Mineiro e Três Lagoas. As debêntures foram classificadas como “títulos verdes”, pois o uso dos recursos contribui com o desenvolvimento sustentável por meio do suporte ao escoamento de energia

renovável, de acordo com o “*Green Finance Framework*”, divulgado em novembro de 2020 no site Companhia, e avaliação e parecer independente de especialistas com experiência e capacidade técnica na área de sustentabilidade. O vencimento final das debêntures ocorrerá no dia 15 de julho de 2044 e a remuneração é paga semestralmente nos meses de janeiro e julho de cada ano. O valor total da emissão líquido dos custos da transação totaliza R\$638.285 mil. Os custos são apropriados ao resultado pelo prazo da operação. As Debêntures da 10ª emissão não são sujeitas à índices financeiros. Adicionalmente, apresentam cláusulas de *cross default* e *cross acceleration*, conforme descritas no item 12.9 abaixo.

(v) 11ª Emissão de Debêntures da Companhia: Em outubro de 2021, a Companhia emitiu 950.000 debêntures de infraestrutura em duas séries, nos termos do artigo 2º da Lei nº 12.431/2011, no montante total de R\$950.000 mil com liquidação financeira final em outubro de 2039. As duas séries têm a finalidade de reembolso de custos incorridos em prazo de até 24 meses contados da data de divulgação do Aviso de Encerramento da Oferta, ou pagamento futuro no âmbito do investimento nos projetos IEMG, Evrecy, IE Aguapeí, IE Itapura, IE Itaquerê, IE Itaúnas, IE Tibagi, IE Biguaçu, PBTE, IE Aimorés e IE Paraguaçu. As debêntures foram classificadas como “títulos verdes”, pois o uso dos recursos contribui com o desenvolvimento sustentável por meio do suporte ao escoamento de energia renovável, de acordo com o “*Green*

Finance Framework”, divulgado em novembro de 2020 no site Companhia, e avaliação e parecer independente de especialistas com experiência e capacidade técnica na área de sustentabilidade. A primeira série, no montante total de R\$668.833 mil, tem vencimento em 15 de outubro de 2031 e a remuneração é paga semestralmente. A segunda série, no montante total de R\$281.167 mil, tem vencimento final em 15 de outubro de 2039 e a remuneração é paga semestralmente. O valor total da emissão líquido dos custos da transação totaliza R\$909.316 mil. Os custos são apropriados ao resultado pelo prazo da operação. As Debêntures da 11ª emissão não são sujeitas à índices financeiros. Adicionalmente, apresentam cláusulas de *cross default* e *cross acceleration*, conforme descritas no item 12.9 abaixo.

(vi) 12ª Emissão de Debêntures da Companhia: Em abril de 2022, a Companhia emitiu 700.000 debêntures em série única, no montante total de R\$700.000 mil. A 12ª emissão tem finalidade exclusiva de reforço de capital de giro e alongamento do passivo financeiro. O vencimento final das debêntures ocorrerá no dia 15 de abril de 2029 e a remuneração será paga semestralmente nos meses de abril e outubro de cada ano. O valor da emissão líquido dos custos da transação totaliza R\$697.853 mil. Os custos serão amortizados linearmente pelo prazo da operação. As Debêntures da 12ª emissão não são sujeitas à índices financeiros. Adicionalmente, apresentam cláusulas de *cross default* e *cross acceleration*, conforme descritas no item 12.9 abaixo.

(vii) 13ª Emissão de Debêntures da Companhia: Em março de 2023, a Companhia emitiu 550.000 (quinhentas e cinquenta mil) Debêntures em série única, no montante total de R\$550.000 mil. A 13ª emissão tem finalidade exclusiva de reforço de caixa e gestão ordinária dos negócios da Companhia. O vencimento final das Debêntures ocorrerá em 15 de março de 2030 e a remuneração será paga semestralmente, nos meses de março e setembro de cada ano. O valor da emissão líquido dos custos da transação totaliza R\$547.896 mil. Os custos serão amortizados linearmente pelo prazo da operação. As Debêntures da 13ª emissão não são sujeitas à índices financeiros. Adicionalmente, apresentam cláusulas de *cross default* e *cross acceleration*, conforme descritas no item 12.9 abaixo.

(viii) 14ª Emissão de Debêntures da Companhia: Em outubro de 2023, a Companhia emitiu 1.900.000 debêntures de infraestrutura em duas séries, nos termos do artigo 2º da Lei nº 12.431/2011, no montante total de R\$1.900.000 mil com liquidação financeira final em outubro de 2038. As duas séries têm a finalidade de reembolso de gastos ou despesas incorridos em prazo de até 24 meses contados da data de divulgação do Anúncio de Encerramento da Oferta, ou pagamento futuro no âmbito do investimento nos projetos IE Paraguaçu, IE Aimorés, IE Itaúnas, IE Aguapeí, IE Biguaçu, IE Tibagi, IEMG, IE Riacho Grande, IE Jaguar 8 e ISA ENERGIA BRASIL. As debêntures foram classificadas como "títulos verdes", pois o uso dos recursos contribui com o desenvolvimento sustentável por meio do suporte ao escoamento de energia renovável, de acordo com o "Green Finance Framework", divulgado em novembro de 2020 e atualizado em 2023 no site Companhia, e avaliação e parecer independente de especialistas com experiência e capacidade técnica na área de sustentabilidade. A primeira série, no montante total de R\$783.786 mil, tem vencimento em 15 de outubro de 2033 e a remuneração é paga semestralmente. A segunda série, no montante total de R\$1.116.214 mil, tem vencimento final em 15 de outubro de 2038 e a remuneração é paga semestralmente. O valor total da emissão líquido dos custos da transação totaliza R\$1.814.515 mil. Os custos são apropriados ao resultado pelo prazo da operação. As Debêntures da 14ª emissão não são sujeitas à índices financeiros. Adicionalmente, apresentam cláusulas de *cross default* e *cross acceleration*, conforme descritas no item 12.9 abaixo.

(ix) 15ª Emissão de Debêntures da Companhia: Em março de 2024, a Companhia emitiu 1.327.399 debêntures em três séries, no montante total de R\$1.327.399 mil com liquidação financeira final em março de 2034. A totalidade dos recursos captados na primeira Série serão utilizados exclusivamente e integralmente na execução dos investimentos, e/ou reembolso de gastos ou despesas, relacionadas aos lotes 1 e 7 do Leilão de Transmissão ANEEL n.º 001/2023. A totalidade dos recursos captados na Segunda e Terceira séries será utilizada para refinanciamento de dívida e recomposição de caixa da Companhia. A primeira série, no montante total de R\$685.000 mil, tem vencimento final em 15 de março de 2029 e a remuneração é paga semestralmente. A

segunda série, no montante total de R\$ 512.099 mil, tem vencimento final em 17 de março de 2031 e a remuneração é paga semestralmente. A terceira série, no montante total de R\$ 130.300 mil, tem vencimento final em 15 de março de 2034 e a remuneração é paga semestralmente. O valor total da emissão líquido dos custos da transação totaliza R\$ 1.319.448 mil. Os custos são apropriados ao resultado pelo prazo da operação. As Debêntures da 15ª emissão não são sujeitas à índices financeiros. Adicionalmente, apresentam cláusulas de *cross default* e *cross acceleration*, conforme descritas no item 12.9 abaixo.

(x) 16ª Emissão de Debêntures da Companhia: Em maio de 2024, a Companhia emitiu 1.000.000 debêntures em série única, no montante total de R\$1.000.000 mil. A 16ª emissão tem finalidade exclusiva de refinanciamento de dívida e recomposição de caixa. O vencimento final das Debêntures ocorrerá em 20 de maio de 2031 e a remuneração será paga semestralmente, nos meses de maio e novembro de cada ano. O valor da emissão líquido dos custos da transação totaliza R\$996.933 mil. Os custos serão amortizados linearmente pelo prazo da operação. As Debêntures da 16ª emissão não são sujeitas à índices financeiros. Adicionalmente, apresentam cláusulas de *cross default* e *cross acceleration*, conforme descritas no item 12.9 abaixo.

(xi) 17ª Emissão de Debêntures da Companhia: Em outubro de 2024, a Companhia emitiu 1.800.000 debêntures de infraestrutura em duas séries, nos termos do artigo 2º da Lei nº 12.431/2011, no montante total de R\$1.800.000 mil com liquidação financeira final em outubro de 2039. As duas séries têm a finalidade de reembolso de custos incorridos em prazo de até 24 meses contados da data de divulgação do Aviso de Encerramento da Oferta, ou pagamento futuro no âmbito do investimento no projeto Piraquê. As debêntures foram classificadas como "títulos verdes", pois o uso dos recursos contribui com o desenvolvimento sustentável por meio do suporte ao escoamento de energia renovável, de acordo com o "*Green Finance Framework*", divulgado em novembro de 2020 no site Companhia, e avaliação e parecer independente de especialistas com experiência e capacidade técnica na área de sustentabilidade. A primeira série, no montante total de R\$1.050.000 mil, tem vencimento em 15 de outubro de 2036, com remuneração paga anualmente em 15 de outubro de 2035 e em 15 de outubro de 2036. A segunda série, no montante total de R\$750.000 mil, tem vencimento final em 15 de outubro de 2039 e a remuneração é paga semestralmente. O valor total da emissão líquido dos custos da transação totaliza R\$1.719.486. Os custos são apropriados ao resultado pelo prazo da operação. As Debêntures da 17ª emissão não são sujeitas à índices financeiros. Adicionalmente, apresentam cláusulas de *cross default* e *cross acceleration*, conforme descritas no item 12.9 abaixo.

As debêntures não são conversíveis em ações. O montante de custos de emissão referentes às operações financeiras relacionadas, até 31 de dezembro de 2024, totaliza R\$ 339.113. O saldo de custos remanescentes a serem apropriados a partir de 31 de dezembro de 2024 é de R\$268.199.

Todas as exigências e cláusulas restritivas ("*covenants* financeiros e não financeiros")

estabelecidas nos contratos descritos neste item 2.1.f estão sendo devidamente observadas e cumpridas pela Companhia e suas controladas até a presente data.

Os contratos de financiamento celebrados entre a Companhia e o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social ("BNDES") estabelecem informações financeiras para propósito específico de cálculo e comprovação de seu índice alavancagem. Para fins de cálculo do cumprimento das cláusulas restritivas de (*covenants*) desses contratos, a Companhia deve considerar, os resultados e os itens do balanço patrimonial de todas as sociedades em que detém participação acionária igual ou superior a 10%, de forma proporcional à participação por ela detida no capital das referidas sociedades. Na data deste Formulário de Referência, a Companhia está cumprindo com todos os *covenants* previstos nos respectivos contratos.

Não existiu evento de vencimento antecipado da dívida relacionado a cláusulas restritivas da controladora, controladas e controladas em conjunto em 31 de dezembro de 2024. .

Seguem as definições estabelecidas em contrato para fins de apuração das informações financeiras para propósito específico para cálculo e comprovação do cumprimento das cláusulas restritivas de (*covenants*) contidas nos referidos contratos:

A) LAJIDA Ajustado (Covenants)

(+/-) Lucro / Prejuízo Antes do Imposto de Renda;

(+/-) Resultado Financeiro Líquido Negativo / Positivo;

(+/-) Resultado com Equivalência Patrimonial Negativo / Positivo;

(+) Depreciações e Amortizações;

(+/-) Perdas (Desvalorização) por Impairment / Reversões de Perdas Anteriores;

(+/-) Resultados com Operações Descontinuadas Negativos / Positivos;

(-) Outras Receitas Operacionais; (*1)

(+) PIS e COFINS Diferidos por Conta da Aplicação do ICPC 01; (*2)

(-) Margem de Construção (Receita de Construção - Custo de Construção); (*3)

(-) Receita com Ativo Financeiro da Concessão; (*4)

(-) Receita para Cobertura dos Gastos com Operação e Manutenção nas Atividades de Transmissão de Energia Elétrica; (*4)

(+) Montante Recebido pela Empresa ou Grupo a Título de Receita Anual Permitida; (*4)

(+) Parcela de PIS e COFINS Deduzida da Receita Anual Permitida + Demais Deduções da Receita Operacional Bruta Atinente às Atividades de Transmissão (exceto PIS e COFINS);

(+/-) Outros Ajustes IFRS. (*5)

(-) Receitas – Revisão Tarifária Periódica (RTP)

(*1) Outras receitas operacionais tais como ganho com plano de pensão, lucro na alienação de imobilizado, investimentos ou intangível, a título meramente exemplificativo.

(*2) O valor referente ao pagamento, dentro do exercício apurado, de Contribuição ao Programa de Integração Social - PIS e Contribuição para Financiamento da Seguridade Social - COFINS diferidos em exercícios anteriores deverá ser diminuído da conta do LAJIDA.

(*3) Eliminar o efeito positivo da margem de construção (ICPC 01/ IFRIC 12).

(*4) Deverá ser desconsiderado qualquer resultado positivo na Demonstração do Resultado do Exercício cuja contrapartida seja o Ativo Financeiro da Concessão (ICPC 01/ IFRIC 12) e Receita para a cobertura dos gastos com operação e manutenção (ICPC 01/ IFRIC 12) que não representem efetiva entrada de caixa operacional ou que ultrapassem os valores efetivamente recebidos através da Receita Anual Permitida.

(*5) Os "Outros Ajustes IFRS" consistem na adição de eventuais despesas que não impliquem efetiva saída de caixa operacional, bem como na subtração de eventuais receitas que não impliquem efetiva entrada de caixa operacional

B) Endividamento (Covenants)

- (+) Empréstimos e Financiamentos do Passivo Circulante;
- (+) Debêntures do Passivo Circulante;
- (+) Dívidas com Pessoas Ligadas do Passivo Circulante;
- (+) Empréstimos e Financiamentos do Passivo Não Circulante;
- (+) Debêntures do Passivo Não Circulante;
- (+) Dívidas com Pessoas Ligadas do Passivo Não Circulante; e
- (-) Disponibilidades do Ativo Circulante.

O quadro abaixo traz o cálculo do índice de alavancagem conforme parâmetros definidos nos *convenants* estabelecidos em contratos de financiamentos com o BNDES:

Em R\$ mil, exceto alavancagem	Exercício social findo em 31 de dezembro de		
	2024	2023	2022
LAJIDA ajustado (Covenants)	4.249.460	3.880.890	2.964.838
Endividamento (Covenants)	11.558.963	9.265.813	8.665.847
Índice de alavancagem BNDES	2,72	2,39	2,92

Na data deste Formulário de Referência, 99,0% do endividamento financeiro da Companhia está sujeito a disposições de *cross-default* e *cross-acceleration*, e 4,8% está sujeito à *covenants* financeiros.

Não há subordinação entre as dívidas da Companhia.

g) Limites de utilização dos financiamentos já contratados

Em 31.12.2024 - % de Limite			
Modalidade	Empresa	Liberado	Saldo
BNDES III / Investimento – FINEM	ISA ENERGIA BRASIL	100%	0%
BNDES III / Investimento – PSI	ISA ENERGIA BRASIL	100%	0%

BNDES III / Investimento – SOCIAL	ISA ENERGIA BRASIL	100%	0%
BNDES IV / Investimento – FINEM	ISA ENERGIA BRASIL	100%	0%
BNDES IV / Investimento – SOCIAL	ISA ENERGIA BRASIL	100%	0%
BNDES V / Investimento – FINEM	ISA ENERGIA BRASIL	73%	27%
BNDES / Investimento – BNB	IENNE	100%	0%

Em 31/12/2023 - % de Limite			
Modalidade	Empresa	Liberado	Saldo
BNDES III / Investimento – FINEM	ISA ENERGIA BRASIL	100%	0%
BNDES III / Investimento – PSI	ISA ENERGIA BRASIL	100%	0%
BNDES III / Investimento – SOCIAL	ISA ENERGIA BRASIL	100%	0%
BNDES IV / Investimento – FINEM	ISA ENERGIA BRASIL	100%	0%
BNDES IV / Investimento – SOCIAL	ISA ENERGIA BRASIL	100%	0%
BNDES V / Investimento – FINEM	ISA ENERGIA BRASIL	59%	41%
BNDES / Investimento – BNB	IENNE	100%	0%

h) Alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras

Os Diretores apresentam abaixo tabelas e explicações sobre as alterações significativas nas demonstrações de resultado consolidado da Companhia:

DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS DO EXERCÍCIO

VARIAÇÕES NAS DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO PARA OS EXERCÍCIOS SOCIAIS ENCERRADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2024 E 2023

(em milhares de reais, exceto %)	No exercício social encerrado em 31 de dezembro de				
	2024	AV%	2023	AV%	AH%
Receita operacional líquida	7.966.581	100,00	6.215.521	100,00	28,17
Custo dos serviços de implementação da infraestrutura, operação e manutenção e de serviços prestados Atrial	(4.229.120)	(53,09)	(2.506.641)	(40,33)	68,72
Lucro bruto	3.737.461	46,91	3.708.880	59,67	0,77

Receitas (Despesas) operacionais					
Honorários da administração	(17.077)	(0,21)	(15.681)	(0,25)	8,90
Gerais e administrativas	(347.511)	(4,36)	(235.036)	(3,78)	47,85
Outras receitas (despesas), operacionais líquidas	21.120	0,27	(1.239)	(0,02)	(1.804,60)
Receitas – Revisão Tarifária Periódica (RTP)	1.152.707	14,47	(3.685)	(0,06)	(31.381,06)
Resultado de equivalência patrimonial	584.578	7,34	489.318	7,87	19,47
	1.393.817	17,50	233.677	3,76	496,47
Lucro antes das receitas e despesas financeiras e dos impostos sobre o Lucro	5.131.278	64,41	3.942.557	63,43	30,15
Receitas financeiras	283.837	3,56	222.090	3,57	27,80
Despesas financeiras	(1.246.454)	(15,65)	(1.043.648)	(16,79)	19,43
	(962.617)	(12,08)	(821.558)	(13,22)	17,17
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	4.168.661	52,33	3.120.999	50,21	33,57
Imposto de renda e contribuição social					
Corrente	(59.207)	(0,74)	(64.532)	(1,04)	(8,25)
Diferido	(556.723)	(6,99)	(164.105)	(2,64)	239,25
Lucro líquido do exercício	3.552.731	44,60	2.892.362	46,53	22,83

Receita operacional líquida

A receita operacional líquida atingiu R\$7.966.581 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, representando um aumento de 28,17% em comparação ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023 com R\$ 6.215.521 mil.

A variação da receita operacional líquida pode ser explicada em sua maioria pela variação das seguintes rubricas que a compõe a receita operacional líquida, conforme demonstrado a seguir:

(em milhares de R\$)	Exercício social encerrado em	
	31.12.2024	31.03.2023
Receita bruta		
Receita de infraestrutura	4.461.867	2.575.028
Ganho de eficiência na implementação de infraestrutura	98.780	46.761
Remuneração dos ativos da concessão	3.028.571	3.025.127
Operação e Manutenção	1.363.819	1.333.173

Receita de aluguéis e prestação de serviços	41.784	36.514
Total da receita bruta	8.994.821	7.016.603
Total da receita bruta		
Tributos sobre a receita		
COFINS	(661.538)	(489.590)
PIS	(143.603)	(106.295)
Outros	(3.814)	(3.627)
	(808.955)	(599.512)
Encargos regulatórios		
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	(124.022)	(115.612)
Reserva Global de Reversão – RGR	(5.329)	(6.090)
Pesquisa e Desenvolvimento – P&D	(44.836)	(39.635)
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA	(27.731)	(25.657)
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia	(17.367)	(14.576)
	(219.285)	(201.570)
Receita operacional líquida	7.966.581	6.215.521

A receita de infraestrutura totalizou R\$4.461.867 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, comparada com R\$2.575.028 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023, devido principalmente a:

- Licitadas: aumento de R\$1.409.998 mil nos projetos Piraquê, Serra Dourada e Itatiaia; somado ao aumento de R\$473.516 mil nas controladas, com destaque para (i) Riacho Grande e Água Vermelha (Tibagi) pelo avanço das obras, (ii) Evrecy pelo estágio final das obras e entrada em operação do projeto Minuano no 4º trimestre de 2024, (iii) projetos de reforços na Jaguar 9 e Aguapeí; parcialmente compensado pela redução de R\$114.235 mil, devido à entrada em operação da Itaúnas e do projeto Triângulo Mineiro (IEMG) em 2023.
- Reforços e Melhorias (controladora): aumento de R\$117.560 mil, com destaque para os projetos de reforços nas subestações SE Baixada Santista, SE Miguel Reale, SE Santo Angelo, SE Bertioga II e SE Interlagos.

As receitas de operação e manutenção totalizaram R\$1.363.819 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, comparada com R\$1.333.173 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023, sendo as principais variações: (i) o aumento de R\$42.804 mil na atualização monetária da RAP pelo IPCA, ciclo 2024/2025; (ii) a variação positiva da parcela de ajuste e antecipação em R\$2.996 mil; e (iii) o aumento de R\$1.569 mil no repasse de encargos regulatórios incorporados à receita. Esses eventos foram parcialmente compensados pela redução de R\$16.723 mil da parcela variável.

A receita de remuneração dos ativos de concessão totalizou R\$3.028.571 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, comparada com R\$3.025.127 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023. Essa variação é explicada pelo maior efeito inflacionário de atualização do IPCA, gerando um aumento

de R\$23.819 mil. Esse efeito foi parcialmente compensado pela redução de R\$20.375 mil decorrente de atualização do fluxo financeiro pela taxa implícita, relacionada ao menor saldo de valores a receber do RBSE.

O ganho de eficiência refere-se a ganho adicional ao contabilizado via margem de construção ao longo da obra. Esse ganho se origina pela maior eficiência em relação aos custos previstos e/ou antecipação do início da operação em relação ao prazo ANEEL. Os valores totalizaram R\$98.780 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, e R\$46.761 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023 e a variação ocorreu principalmente por: (i) maior ganho referente aos projetos de reforços e melhorias energizados na controladora no valor de R\$21.202 mil, (ii) energização dos projetos Triângulo Mineiro (IEMG), SE Mirassol II (IEJaguar9) e Minuano (Evrecy) no valor de R\$20.592 mil e (iii) perda na controlada Itaúnas de R\$6.393 mil em 2023.

Custos dos serviços de implementação da infraestrutura, operação e manutenção e de serviços prestados

Os Custos dos serviços de implementação da infraestrutura, operação e manutenção e de serviços prestados no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 foram de R\$4.229.120 mil, comparativamente a R\$2.506.641 mil no mesmo período de 2023, o que representou um aumento de R\$1.722.479 mil ou 68,72%. Esta variação é explicada a seguir:

- Custos dos serviços de implementação da infraestrutura: totalizaram R\$3.634.525 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 e R\$1.942.958 mil em 31 de dezembro março de 2023, representando 85,94% e 77,51%, respectivamente, do custo total, apresentando, portanto, um aumento de R\$1.691.567 mil ou 87,06% entre os dois períodos. Esse aumento é explicado principalmente por: (i) maior investimento nas obras da controladora em reforços e melhorias no valor de R\$75.151 mil e, dos projetos licitados Piraquê, Serra Dourada e Itatiaia no valor de R\$1.268.885 mil; (ii) aumento de R\$519.906 mil em controladas, com destaque para Riacho Grande e Tibagi (Água Vermelha); Evrecy (Minuano) devido ao estágio final das obras e entrada em operação no 4º trimestre de 2024; e (iii) por investimento nos projetos em reforços das controladas Jaguar 9 e Aguapeí. Esses efeitos foram parcialmente compensados pela redução em controladas no valor de R\$172.374 mil devido, principalmente, à entrada em operação da Itaúnas e do projeto Triângulo Mineiro (IEMG) em 2023.
- Custos de operação e manutenção e de serviços prestados: totalizaram R\$594.595 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 e R\$563.683 mil em 31 de dezembro de 2023, representando 14,06% e 22,49%, respectivamente, do custo total com um aumento de R\$30.912 mil ou 5,48% entre os períodos. Esse aumento pode ser explicado, principalmente por:
 - Pessoal: aumento, decorrente, principalmente do acordo coletivo e maiores gastos pontuais com a alteração do plano de saúde dos colaboradores devido a mudança de modalidade do plano de pós-pago para pré-pago.
 - Serviços de terceiros: aumento decorrente, principalmente, de serviços realizados em projetos de melhorias sem receita associada pela ANEEL, com destaque nas controladas IENNE, IE Jaguar 8 e IEMG.
 - Outros: aumento referente aos custos com IPTU.

Despesas gerais e administrativas e honorários com administração

As despesas gerais administrativas e honorários com administração apresentaram um aumento de 45,42%, totalizando R\$364.588 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, comparada com R\$250.717 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023, justificado, principalmente por:

- Pessoal: (i) aumento de R\$20.868 na provisão de passivo atuarial do plano de pensão em virtude de menor taxa de desconto utilizada para apuração do valor presente das obrigações futuras; e (ii) aumento de R\$5.127 mil devido ao acordo coletivo e aumento do quadro de colaboradores.
- Depreciação: aumento de R\$12.468 mil, principalmente, devido aos (i) reajustes e ao novo contrato de arrendamento de veículos, somado a (ii) novas aquisições de licenças, softwares, máquinas e equipamentos.
- Demandas judiciais: aumento de R\$73.110 mil decorrente, principalmente, da revisão de prognóstico de processos judiciais cíveis e trabalhistas. A Companhia efetuou a provisão no valor de R\$69.627 mil referente a processo judicial no qual acionistas minoritários da Empresa Paulista de Transmissão de Energia Elétrica ("EPTE") pleiteiam a nulidade de sua incorporação pela Companhia ou, de forma subsidiária, a declaração de seu direito de recesso e determinação do pagamento do valor de reembolso de suas ações.

Receitas – revisão Tarifária Periódica (RTP)

As receitas – revisão Tarifária Periódica (RTP), totalizaram R\$1.152.707 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, comparada com despesa de R\$3.685 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023, cujo efeito é temporal com recorrência quinquenal:

- A RTP da Companhia, referente ao contrato da Concessão Paulista, foi definida por meio da Resolução Homologatória nº 3.344, sendo registrado ganho de R\$1.128.220 mil composto da seguinte forma:
 - I. R\$168.170 mil devido revisão do fluxo de recebimento de caixa e remensuração do ativo da concessão referente às instalações do SE;
 - II. R\$623.342 mil devido revisão do fluxo de recebimento de caixa esperado referente à remuneração dos investimentos de implementação de infraestrutura descontado a valor presente;
 - III. R\$401.124 mil referente à parcelas de ajuste da RTP do ciclo tarifário 2023/2024 decorrente de (i) retroatividade da RAP RBNI (ii) postergação da RTP do ciclo 2023/2024 para o ciclo 2024/2025; e (iii) definição das receitas de investimentos de melhorias;
 - IV. R\$64.416 mil referente PIS e COFINS diferidos sobre impactos da RTP.
- A RTP das controladas IE Jaguar 8, IE Jaguar 9, IE Pinheiros, IE Itapura, IE SUL, IE Biguaçu e IE Itapura foi definida por meio das Resoluções Homologatórias nº 3.342 e 3.343, sendo registrado ganho de R\$24.487 mil referente a:
 - I. revisão do fluxo de recebimento de caixa esperado referente à remuneração dos investimentos de implementação de infraestrutura no montante de R\$25.734 mil;
 - II. parcela de ajuste referente aos valores retroativos do ciclo tarifário 2023/2024 no montante de R\$230 mil;

- III. PIS e COFINS diferidos sobre impactos da Revisão Tarifaria Periódica de R\$1.477 mil.

Outras receitas (despesas) operacionais

As outras receitas e despesas operacionais totalizaram receitas de R\$21.120 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, comparada com despesas de R\$1.239 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023. A variação é explicada, principalmente, por alienação de área inservível à concessão em Jundiáí no valor de R\$20.234 mil.

Resultado de equivalência patrimonial

O resultado da equivalência patrimonial apresentou receita de R\$584.578 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, comparada com R\$489.318 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023, pelos seguintes motivos:

- I. **IE Madeira:** o aumento de R\$33.773 mil refere-se principalmente a (i) maior efeito inflacionário do IPCA em 2024 sobre a atualização do ativo da concessão; (ii) reversão de provisão de R\$17.780 mil devido a caducidade da cobrança referente a PVA - Parcela Variável por Atraso da entrada em operação em 2017; (iii) impacto positivo da RTP no valor de R\$8.103 mil; e (iv) adesão, em 2023, ao REFIS Litígio Zero no valor de R\$7.922 mil.
- II. **IE Garanhuns:** o aumento de R\$8.182 mil refere-se principalmente a (i) maior efeito inflacionário do IPCA em 2024 sobre a atualização do ativo da concessão; (ii) redução em demandas judiciais devido pagamento de ações indenizatórias referente processos de servidão; e (iii) impostos diferidos.
- III. **IE Aimorés:** o aumento de R\$12.501 mil refere-se principalmente a (i) maior efeito inflacionário do IPCA em 2024 sobre a atualização do ativo da concessão; e (ii) pela reversão de provisão e multa da parcela variável por atraso (PVA) no valor de R\$7.134 mil.
- IV. **IE Paraguaçu:** o aumento de R\$23.058 mil refere-se principalmente a (i) maior efeito inflacionário do IPCA em 2024 sobre a atualização do ativo da concessão; e (ii) pela reversão de provisão e multa da PVA no valor de R\$16.487 mil.
- V. **IE Ivaí:** o aumento de R\$17.746 mil refere-se principalmente a (i) impacto negativo da RTP em 2023 de R\$47.190 mil; e (ii) variação positiva dos impostos diferidos de R\$15.083 mil. Esses efeitos foram compensados parcialmente por (i) apuração do ganho de eficiência em 2023 de R\$37.676 mil; e (iv) aumento das variações monetárias sobre debêntures em R\$7.473 mil.

Resultado financeiro líquido

O resultado financeiro líquido totaliza despesa de R\$962.617 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, comparada com R\$821.558 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023. A variação ocorreu, principalmente, devido ao (i) aumento das despesas com variações monetárias, juros e encargos sobre a dívida em função do maior efeito inflacionário do IPCA e do avanço do CDI em 2024, bem como aumento do saldo da dívida bruta com a 15ª, 16ª e 17ª emissões de

Debêntures e o desembolso do BNDES. Esses eventos foram parcialmente compensados por (ii) crescimento das receitas financeiras em 24,6% em função de maior volume de aplicações financeiras.

Imposto de renda e contribuição social corrente e diferido

As rubricas de imposto de renda e contribuição social corrente e diferido totalizaram R\$615.930 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, comparada com R\$228.637 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023. Esse aumento ocorreu, principalmente, em função da variação do resultado, excluindo a equivalência patrimonial a dedutibilidade dos juros sobre capital próprio. A taxa efetiva apurada de imposto em 2024 é de 14,8% e em 2023 foi de 7,3%. A variação da taxa efetiva deve-se basicamente (i) ao volume do benefício tributário sobre o pagamento de juros sobre capital próprio; (ii) a representatividade da equivalência patrimonial; e (iii) migração do regime tributário de lucro presumido para o lucro real na controlada Aguapeí em 2024.

Lucro líquido do exercício

Em decorrência dos fatores mencionados acima, o lucro líquido no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 totalizou R\$3.552.731 mil comparado com R\$2.892.362 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023.

VARIAÇÕES NAS DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO PARA OS EXERCÍCIOS SOCIAIS ENCERRADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2023 E 2022

(em milhares de reais, exceto %)	No exercício social encerrado em 31 de dezembro de				
	2023	AV%	2022	AV%	AH%
Receita operacional líquida	6.215.521	100,00	5.450.570	100,00	14,03
Custo dos serviços de implementação da infraestrutura, operação e manutenção e de serviços prestados	(2.506.641)	(40,33)	(2.170.946)	(39,83)	15,46
Lucro bruto	3.708.880	59,67	3.279.624	60,17	13,09
Receitas (Despesas) operacionais					
Honorários da administração	(15.681)	(0,25)	(13.985)	(0,26)	12,13
Gerais e administrativas	(235.036)	(3,78)	(278.536)	(5,11)	(15,62)
Outras receitas (despesas), operacionais líquidas	(1.239)	(0,02)	(9.504)	(0,17)	(86,96)
Receitas – Revisão Tarifária Periódica (RTP)	(3.685)	(0,06)	1.825	0,03	(301,92)
Resultado da equivalência	489.318	7,87	510.888	9,37	(4,22)
	233.677	3,76	210.688	3,87	10,91
Lucro antes das receitas e despesas financeiras e dos Impostos sobre o Lucro	3.942.557	63,43	3.490.312	64,04	12,96
Receitas financeiras	222.090	3,57	169.221	3,10	31,24
Despesas financeiras	(1.043.648)	(16,79)	(981.399)	(18,01)	6,34
	(812.178)	(14,9)	(630.993)	(11,4)	28,7
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	(821.558)	(13,22)	(812.178)	(14,90)	1,15
Imposto de renda e contribuição social					
Corrente	(64.532)	(1,04)	(114.501)	(2,10)	(43,64)
Diferido	(164.105)	(2,64)	(243.842)	(4,47)	(32,70)
Lucro líquido do exercício	2.892.362	46,53	2.319.791	42,56	24,68

Receita operacional líquida

A receita operacional líquida atingiu R\$ 6.215.521 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023, representando um aumento de 14,03% em comparação ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022 com R\$ 5.450.570 mil.

A variação da receita operacional líquida pode ser explicada, principalmente, pela variação das seguintes rubricas que a compõe a receita operacional líquida, conforme demonstrado a seguir:

	Exercício social encerrado em	
(em milhares de R\$)	31.12.2023	31.12.2022
Receita bruta		
Receita de infraestrutura	2.575.028	1.950.337
Ganho de eficiência na implementação de infraestrutura	46.761	24.019
Remuneração dos ativos da concessão	3.025.127	2.834.253
Operação e Manutenção	1.333.173	1.432.483
Receita de aluguéis e prestação de serviços	36.514	23.968
Total da receita bruta	7.016.603	6.265.060
Tributos sobre a receita		
Encargos regulatórios		
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	(115.612)	(212.395)
Reserva Global de Reversão – RGR	(6.090)	(6.782)
Pesquisa e Desenvolvimento – P&D	(39.635)	(32.291)
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA	(25.657)	(55.186)
	(14.576)	(12.857)
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia	(494.979)	(528.629)
	(201.570)	(319.511)
Receita operacional líquida	6.215.521	5.450.570
COFINS	(489.590)	(404.853)
PIS	(106.295)	(87.874)
Outros	(3.627)	(2.252)
	(599.512)	(494.979)

A receita de infraestrutura totalizou R\$2.575.028 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023, comparada com R\$1.950.337 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022, devido principalmente a:

- Projetos de licitadas: aumento de R\$286.083 no projeto Piraquê; compensado pela redução de R\$296.616 nas controladas (i) Evrecy (Minuano) em função do estágio final das obras; (ii) pela entrada em operação em 2023, das controladas Itaúnas e IEMG (Triângulo Mineiro) e (iii) entrada em operação, em 2022, das controladas Tibagi (Três Lagoas) e Biguaçu.
- Reforços e Melhorias: aumento de R\$635.224 devido a novos investimentos em projetos de reforços e melhorias.

As receitas de operação e manutenção totalizaram R\$1.333.173 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023, comparadas com R\$1.432.483 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022, sendo que os principais fatores para a variação negativa foram: (i) parcela variável e redução no repasse de encargos regulatórios incorporados na receita, no total de R\$146.430 mil somado a (ii) variação negativa da parcela de ajuste e antecipação, no total de R\$25.810 mil, compensado por (iii) variação positiva de R\$72.694 mil, devido atualização monetária da RAP pelo IPCA, ciclo 2023/2024.

A receita de remuneração dos ativos de concessão totalizou R\$3.025.127 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023 comparado com R\$2.834.253 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022. Esse aumento é

explicado pela: (i) atualização do fluxo financeiro pela taxa implícita de R\$253.525 mil, compensado por (ii) menor efeito inflacionário do IPCA mensal, gerando uma redução de R\$62.651 mil.

O ganho de eficiência refere-se a ganho adicional ao contabilizado via margem de construção ao longo da obra, que se origina pela maior eficiência em relação aos custos previstos e/ou antecipação em relação ao prazo ANEEL. Os valores totalizaram R\$46.761 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023 e R\$24.019 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022. A variação é explicada por: (i) ganhos referentes à projetos de reforços e melhorias energizados em 2023, na controladora no valor de R\$64.611 mil, compensado pela (ii) entrada em operação, em 2022, das controladas IE Biguaçu e da IE Tibagi no valor de R\$35.607 mil e (iii) perda na controlada IE Itaúnas no valor de R\$6.393 mil em 2023.

Custos dos serviços de implementação da infraestrutura, operação e manutenção e de serviços prestados

Os Custos dos serviços de implementação da infraestrutura, operação e manutenção e de serviços prestados no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023 foram de R\$2.506.641 mil comparativamente a R\$2.170.946 mil no mesmo período de 2022, o que representou um aumento de R\$335.695 mil ou 15,46%. Esta variação é explicada a seguir.

Os custos dos serviços de implementação da infraestrutura no valor de R\$1.942.958 mil em 31 de dezembro de 2023 e de R\$1.708.597 mil em 31 de dezembro de 2022, o que representam 77,51% e 78,70%, respectivamente, do custo total, apresentaram um aumento de R\$234.361 mil ou 13,72%. Esse aumento pode ser explicado principalmente por: (i) maior investimento nas

obras da controladora em reforços, melhorias e projeto licitado “Piraquê”, no valor de R\$602.105 mil, compensado por (ii) redução de R\$207.883 mil em controladas, com destaque para Evrecy (Minuano) em função do estágio final das obras e pela entrada em operação em 2023 das controladas Itaúnas e IEMG (Triângulo Mineiro); somada a (iii) redução de R\$159.861 mil devido a entrada em operação em 2022 das controladas Tibagi (Três Lagoas) e Biguaçu.

Os custos de operação e manutenção e de serviços prestados no valor de R\$563.683 mil em 31 de dezembro de 2023 e de R\$462.349 mil em 31 de dezembro de 2022, o que representa 22,49% e 21,30%, respectivamente, do custo total, apresentando um aumento de R\$101.334 mil ou 21,92%. Esse aumento pode ser explicado, principalmente por:

- Pessoal: aumento decorrente do acordo coletivo e aumento do quadro de colaboradores para fazer frente ao crescimento contínuo da Companhia. Esses efeitos foram parcialmente compensados pela maior dedicação do quadro técnico a projetos de reforços e melhorias;
- Serviços de terceiros: em função da ampliação do parque instalado houve (i) aumento na prestação de serviços de manutenção em subestações e linhas de transmissão; (ii) maiores despesas relacionadas à segurança, documentação e posse de propriedades da Companhia; (iii) maior despesa com deslocamento para atendimento aos serviços de campo; além de fatores como maior despesa com consultorias de tecnologia da informação; e gastos originados com a implementação e regularização da Companhia para atendimento da norma ISO 14.001;

- Outros: aumento referente aos custos com seguro patrimonial e IPTU.

Despesas gerais e administrativas e honorários com administração

As despesas gerais administrativas e honorários com administração apresentaram uma redução de 14,29%, totalizando R\$250.717 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023 comparadas com R\$292.521 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022, justificada principalmente por: (i) uma variação positiva de R\$39.150, pela menor provisão atuarial do plano de pensão, em virtude a maior taxa de desconto; (ii) aumento no valor de R\$4.990 na rubrica de pessoal, referente principalmente ao acordo coletivo; (iii) redução em serviços de terceiros no montante de R\$1.221 decorrente dos serviços de consultoria de tecnologia da informação e honorários advocatícios e (iv) variação nas contingências no valor de R\$1.631, decorrente de processos trabalhistas e fundiários.

Outras receitas (despesas) operacionais

As outras receitas (despesas) operacionais totalizaram despesas de R\$1.239 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023, quando comparados com despesas de R\$9.504 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022.

Resultado de equivalência patrimonial

O resultado da equivalência patrimonial apresentou receita de R\$489.318 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023 comparado com R\$510.888 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022, pelos seguintes motivos:

- IE Madeira, em operação, a variação refere-se, principalmente a menor efeito inflacionário do IPCA em 2023 sobre a atualização do ativo da concessão.
- IE Garanhuns, em operação, a variação refere-se, principalmente a (i) menor efeito inflacionário do IPCA em 2023 sobre a atualização do ativo da concessão; (ii) impacto positivo da RTP no valor de R\$53.005 em 2022, compensado por (iii) atualização do ativo da concessão pela taxa implícita.
- IE Aimorés, em operação, a variação refere-se, principalmente por: (i) ganho de eficiência pela entrada em operação em maio de 2022 e (ii) efeito inflacionário do IPCA em 2023 sobre a atualização do ativo da concessão.
- IE Paraguaçu, em operação, a variação refere-se, principalmente por: (i) ganho de eficiência pela entrada em operação em julho de 2022 e (ii) efeito inflacionário do IPCA em 2023 sobre a atualização do ativo da concessão.
- IE Ivaí, em operação parcial desde novembro de 2022, a variação refere-se, principalmente por: (i) ganho de eficiência no valor de R\$37.676; (ii) efeito inflacionário do IPCA em 2023 sobre a atualização do ativo da concessão; (iii) retração dos custos de atualização monetária sobre suas debêntures, compensado por (iv) impacto negativo da RTP no valor de R\$47.680.

Resultado financeiro líquido

O resultado financeiro líquido totaliza despesa de R\$821.558 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023 comparado com despesa de R\$812.178 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022. A variação ocorreu, principalmente, em função de (i) aumento no custo do serviço da dívida por maior

endividamento; compensado por (ii) redução das despesas com variações monetárias sobre debêntures, em função do menor efeito inflacionário do IPCA em 2023; somado ao (iii) crescimento das receitas financeiras em 31,24%, explicado por maior volume das aplicações financeiras, provenientes de recursos do caixa.

Imposto de renda e contribuição social corrente e diferido

As rubricas de imposto de renda e contribuição social corrente e diferido totalizaram R\$228.637 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023 comparado com R\$358.343 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022. Essa diminuição ocorreu, principalmente, em função da variação do resultado, excluindo a equivalência patrimonial e a dedutibilidade dos juros sobre capital próprio.

Lucro líquido do exercício

Em decorrência dos fatores mencionados acima, o lucro líquido no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023 totalizou R\$2.892.362 mil, comparado a R\$2.319.791 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022.

VARIAÇÕES NAS DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO PARA OS EXERCÍCIOS SOCIAIS ENCERRADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2022 E 2021

(em milhares de reais, exceto %)	No exercício social encerrado em 31 de dezembro de				
	2022	AV%	2021	AV%	AH%
Receita operacional líquida	5.450.570	100,00	5.534.129	100,00	(1,51)
Custos dos serviços de implementação da infraestrutura, operação e manutenção e de serviços prestados	(2.170.946)	(39,83)	(1.412.463)	(25,52)	53,70
Lucro bruto	3.279.624	60,17	4.121.666	74,48	(20,43)
Receitas (Despesas) operacionais					
Receitas – Revisão Tarifaria Periódica, líquidas	1.825	0,03	54.774	0,99	(96,67)
Gerais e administrativas	(211.991)	(3,8)	(243.553)	(6,6)	(13,0)
Honorários da administração	(278.536)	(5,11)	(211.991)	(3,83)	31,39
Outras receitas (despesas), operacionais líquidas	(13.985)	(0,26)	(12.007)	(0,22)	16,47
Resultado de equivalência patrimonial	(9.504)	(0,17)	(33.773)	(0,61)	(71,86)
	210.688	3,87	315.551	5,70	(33,23)
Lucro antes das receitas e despesas financeiras e dos Impostos sobre o Lucro	3.490.312	64,04	4.437.217	80,18	(21,34)
Receitas financeiras	169.221	3,10	87.530	1,58	93,33

Despesas financeiras	(981.399)	(18,01)	(718.523)	(12,98)	36,59
	(812.178)	(14,90)	(630.993)	(11,40)	28,71
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	2.678.134	49,13	3.806.224	68,78	(29,64)
Imposto de renda e contribuição social					
Corrente	(114.501)	(2,10)	(308.917)	(5,58)	(62,93)
Diferido	(243.842)	(4,47)	(459.499)	(8,30)	(46,93)
Lucro líquido do exercício	2.319.791	42,56	3.037.808	54,89	(23,64)

Receita operacional líquida

A receita operacional líquida atingiu R\$5.450.570 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022, representando uma redução de 1,51% em comparação ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021 com R\$5.534.129 mil.

A variação da receita operacional líquida pode ser explicada em sua maioria pela variação das seguintes rubricas que a compõe a composição da receita operacional líquida, conforme demonstrado a seguir:

	Exercício social encerrado em	
(em milhares de R\$)	31.12.2022	31.12.2021
Receita bruta		
Receita de infraestrutura	1.950.337	1.150.238
Ganho de eficiência na implementação de infraestrutura	24.019	142.186
Remuneração dos ativos da concessão	2.834.253	3.867.656
Operação e Manutenção	1.432.483	1.130.039
Receita de aluguéis e prestação de serviços	23.968	45.562
Total da receita bruta	6.265.060	6.335.681
Tributos sobre a receita		
COFINS	(404.853)	(431.644)
PIS	(87.874)	(93.696)
Outros (ICMS e ISS)	(2.252)	(3.289)
	(494.979)	(528.629)
Encargos regulatórios		
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	(212.395)	(174.919)
Reserva Global de Reversão – RGR	(6.782)	(6.262)
Pesquisa e Desenvolvimento – P&D	(32.291)	(30.502)
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA	(55.186)	(48.892)
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia	(12.857)	(12.348)
	(319.511)	(272.923)
Receita operacional líquida	5.450.570	5.534.129

A receita de infraestrutura totalizou R\$1.950.337 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022, comparada com R\$1.150.238 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021, devido principalmente a: (i) No ano de 2022 houve aumento na receita pelos novos investimentos em projetos de reforços e melhorias na ISA ENERGIA BRASIL de R\$678.178 mil e (ii) aumento nas controladas devido a evolução da fase das suas obras de Minas Gerais, Evrecy e Riacho Grande, além da finalização das obras de Tibagi (Três Lagoas) e Biguaçu, apresentaram um aumento no montante de R\$121.921 mil.

As receitas de operação e manutenção totalizaram R\$1.432.483 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022, comparadas com R\$1.130.039 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021, sendo os principais fatores, (i) variação positiva de R\$155.269 mil devido atualização pelo IPCA da RAP do ciclo 2022/2023; (ii) aumento nos encargos regulatórios incorporados na receita R\$51.200 mil; (iii) variação positiva da parcela de ajuste, antecipação e parcela variável no total de R\$95.975 mil.

A receita de remuneração dos ativos de concessão totalizou R\$2.834.253 mil (R\$1.403.908 mil relativo a RBSE e R\$1.430.345 mil relativo a ex-RBSE) no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022 comparado com R\$3.867.656 mil (R\$2.288.954 mil relativo a RBSE e R\$1.578.702 mil relativo a ex-RBSE) no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021 devido a (i) redução referente à atualização do IPCA mensal de R\$809.578 mil; (ii) evento extraordinário do reconhecimento do ganho de R\$497.436 mil decorrente do reperfilamento do componente financeiro e reconhecimento complementar do Ke conforme Resolução Homologatória da ANEEL nº 2.851/21 ocorrido em 2021; (iii) acréscimo de R\$165.423 mil referente a atualização do ativo de concessão pela taxa de desconto implícita de cada contrato de concessão; e (iv) aumento por atualização do fluxo financeiro no valor de R\$108.098 mil.

O ganho na eficiência na implementação de infraestrutura foi de R\$24.019 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022 e R\$142.186 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021 e referem-se aos ganhos adicionais à margem estimada, que foram auferidos somente na entrada em operação dos projetos. A variação em 2022 se deve ao acréscimo de R\$35.607 mil pela entrada em operação das controladas IE Tibagi (Três Lagoas) e IE Biguaçu, e em 2021: (i) entrada em operação de Aguapeí e Itapura (contrato 021/2018), (ii) energização de projeto SE Getulina na controlada IE Pinheiros de R\$18.096 mil; e (iii) energização de projetos de reforços e melhorias na Companhia.

As deduções da receita operacional, compostas pelos tributos sobre a receita e encargos regulatórios, atingiram R\$814.490 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022 e R\$801.552 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021, impactada principalmente (i) pela diminuição dos tributos e contribuições de PIS/COFINS em R\$32.613 mil, que acompanham a variação da receita bruta; e (ii) aumento dos encargos regulatórios em R\$46.588 mil.

Custo dos serviços de implementação da infraestrutura, operação e manutenção e de serviços prestados

Os custos dos serviços de implementação da infraestrutura no valor de R\$1.708.597 mil em 31 de dezembro de 2022 e R\$991.740 mil em 31 de dezembro de 2021, o que representa 78,70% e 70,21%, respectivamente, do custo total, apresentando um

aumento de 72,28%. Esse aumento é decorrente de um maior investimento nas obras de reforços e melhorias da Controladora e avanço nas obras de IEMG (Triângulo Mineiro), Evrecy (Minuano), Riacho Grande, Itaúnas e Pinheiros, compensado pela redução nas controladas de Aguapeí, Itapura (Lorena), Tibagi (Três Lagoas) e Biguaçu devido a entrada em operação.

Os custos de operação e manutenção e de serviços prestados no valor de R\$462.349 mil em 31 de dezembro de 2022 e R\$420.723 mil em 31 de dezembro de 2021, o que representa 21,30% e 29,79%, respectivamente, do custo total, apresentando um aumento de 9,89%. Essa variação pode ser explicada: (i) despesas com pessoal, deve-se principalmente ao aumento nos gastos devido ao dissídio de acordo coletivo; (ii) aumento em serviços de terceiros devido a maior realização de serviços de manutenção e conservação de linhas de transmissão e subestações; e (iii) aumento em materiais pelos gastos com combustíveis e lubrificantes e com equipamentos gerais de manutenção.

Receitas – Revisão Tarifária Periódica, líquidas

As receitas – revisão Tarifária Periódica (RTP), que registram os impactos advindos da RTP, totalizaram R\$1.825 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022 e R\$54.774 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021. O reconhecimento de ganho no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021 no valor de R\$54.774 mil, referem-se a impactos decorrentes da revisão da RAP provenientes dos resultados dos recursos administrativos das RTP's da ISA ENERGIA BRASIL e controladas Serra do Japi, Pinheiros, IESul, IENNE e Evrecy.

Despesas gerais e administrativas e honorários com administração

As despesas gerais administrativas e de honorários com administração apresentaram um aumento de 30,59%, totalizando R\$292.521 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022, quando comparadas com R\$223.998 mil do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021, principalmente, por: (i) aumento em pessoal devido ao acordo coletivo 2022/2023, (ii) complemento da provisão para fazer frente ao passivo atuarial do plano de pensão; e (iii) aumento na linha de serviços de terceiros, com concentração em consultorias, auditorias e honorários advocatícios; (iv) aumento em contingências devido revisão de prognósticos de processos judiciais de IPTU e cíveis.

Outras receitas e despesas operacionais

As outras receitas e despesas operacionais totalizaram R\$9.504 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022, quando comparados com R\$33.773 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021.

Resultado de equivalência patrimonial

O resultado da equivalência patrimonial apresentou receita de R\$510.888 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022 comparado com R\$518.548 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021, devido a variação das controladas em conjunto: IE Ivaí (i) em fase operacional parcial, variação refere-se basicamente pela fase avançada na construção das obras com entrada parcial em novembro de 2022 e retração dos custos de atualização monetária sobre suas debêntures; IE Garanhuns (ii) em operação, a variação refere-se principalmente ao impacto positivo da RTP no valor de R\$53.005 mil, compensado por menor efeito inflacionário do IPCA em 2022 sobre a atualização do ativo da concessão; IE Madeira;

(iii) em operação, a variação deve-se principalmente pelo menor efeito inflacionário do IPCA em 2022 sobre a atualização do ativo da concessão; IE Aimorés (iv) em operação, variação refere-se à entrada em operação em maio de 2022, com ganho de eficiência de R\$37.705 mil; e IE Paraguaçu (v), em operação, a variação refere-se basicamente à entrada em operação em julho de 2022, com ganho de eficiência de R\$23.030 mil.

Resultado financeiro líquido

O resultado financeiro líquido totaliza despesa de R\$812.178 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022 comparado com despesa de R\$630.993 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021, sendo que o acréscimo ocorreu, principalmente, em função das mudanças do cenário macroeconômico com elevação dos principais indexadores dos empréstimos e debêntures, e maior endividamento em 2022, compensados parcialmente pelo aumento nos rendimentos sobre aplicações financeiras.

Imposto de renda e contribuição social corrente e diferido

As rubricas de imposto de renda e contribuição social corrente e diferido totalizaram R\$358.343 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022 comparado com R\$768.416 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021, que acompanha a variação do resultado excluindo o resultado da equivalência patrimonial, resultado de indenização por desapropriação e a dedutibilidade dos juros sobre o capital próprio. A taxa efetiva apurada em 2022 foi de 13% e em 2021 foi de 20%.

Lucro líquido do exercício

Em decorrência dos fatores mencionados acima, o lucro líquido no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022 totalizou R\$2.319.791 mil, comparado a R\$3.037.808 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021.

DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA

VARIAÇÕES NAS DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA PARA OS EXERCÍCIOS SOCIAIS ENCERRADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2024 E 2023

Consolidado (em R\$ mil)	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023
Fluxo de caixa líquido (aplicado) gerado nas atividades operacionais	(181.477)	579.784
Fluxo de caixa líquido (aplicado) gerado nas atividades de investimentos	1.317.777	(296.326)
Fluxo de caixa líquido (aplicado) gerado nas atividades de financiamento	1.532.628	(374.162)
Aumento (redução) líquido em Caixa e equivalentes de caixa	2.668.928	(90.704)

Atividades Operacionais

O caixa líquido (aplicado) gerado pelas atividades operacionais foi de (R\$181.477) mil e R\$579.784 mil nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024 e 2023, respectivamente. Esta variação é decorrente de (i) redução do ativo da concessão; (ii) aumento no lucro líquido do exercício; (iii) aumento do imposto de renda e contribuição diferido e de PIS COFINS diferidos; (iv) aumento no ativo com destaque para “contas a receber - ativo da concessão”; e (v) aumento no passivo com destaque para “tributos e encargos a recolher”.

Atividades de Investimentos

O caixa líquido gerado pelas atividades de investimentos foi de R\$1.317.777 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, comparado a um caixa líquido aplicado nas atividades de investimentos de (R\$296.326) mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023. Esta variação é decorrente de (i) aumento dos resgates de aplicações financeiras; e (ii) redução das aplicações financeiras.

Atividades de Financiamento

O caixa líquido gerado pelas atividades de financiamento foi de R\$1.532.628 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, comparado a um caixa líquido aplicado nas atividades de financiamento de (R\$374.162) mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023. Essa variação é decorrente principalmente das adições pelas emissões de debêntures.

VARIAÇÕES NAS DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA PARA OS EXERCÍCIOS SOCIAIS ENCERRADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2023 E 31 DE DEZEMBRO DE 2022

Consolidado (em R\$ mil)	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022
Fluxo de caixa líquido gerado nas atividades operacionais	579.784	599.693
Fluxo de caixa líquido (aplicado) gerado nas atividades de investimentos	(296.326)	(99.085)
Fluxo de caixa líquido (aplicado) gerado nas atividades de financiamento	(374.162)	(446.717)
Aumento (redução) líquido em Caixa e equivalentes de caixa	(90.704)	53.891

Atividades Operacionais

O caixa líquido gerado pelas atividades operacionais foi de R\$579.784 mil e R\$599.693 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023 e 2022, respectivamente. Esta variação é decorrente de (i) aumento no lucro líquido do período; (ii) redução do imposto de renda e contribuição social diferidos; (iii) aumento no ativo com destaque para a rubrica de “ativo da concessão”; e (v) aumento no passivo com destaque tributos e encargos a recolher.

O caixa líquido aplicado em atividades de investimentos foi de (R\$296.326) mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023, comparado a um caixa líquido aplicado nas atividades de investimentos de (R\$99.085) mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022. Esta variação é decorrente de (i) aumento das aplicações financeiras; (ii) aumento dos dividendos recebidos e (iii) redução em aportes de capital nos investimentos das controladas em conjunto.

Atividades de Financiamento

O caixa líquido aplicado nas atividades de financiamento foi de (R\$374.162) mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023, comparado a um caixa líquido aplicado nas atividades de financiamento de (R\$446.717) mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022. Esta variação é decorrente principalmente de (i) aumento do pagamento de dividendos e juros sobre capital próprio; (ii) aumento das adições por captações de empréstimos e debêntures; (iii) maior volume de pagamentos de empréstimos.

VARIAÇÕES NAS DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA PARA OS EXERCÍCIOS SOCIAIS ENCERRADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2022 E 31 DE DEZEMBRO DE 2021

Consolidado (em R\$ mil)	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021
Fluxo de caixa líquido gerado nas atividades operacionais	599.693	879.716
Fluxo de caixa líquido (aplicado) gerado nas atividades de investimentos	(99.085)	(1.828.794)
Fluxo de caixa líquido (aplicado) gerado nas atividades de financiamento	(446.717)	(835.627)
Aumento (redução) líquido em Caixa e equivalentes de caixa	53.891	(1.784.705)

Atividades Operacionais

O caixa líquido gerado nas atividades operacionais foi de R\$599.693 mil e R\$879.716 mil nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2022 e 2021, respectivamente. Esta variação é decorrente de (i) redução no lucro líquido do exercício; (ii) redução do imposto de renda e contribuição social diferidos; (iii) aumento dos juros e variações monetárias e cambiais sobre empréstimos, financiamentos e debêntures; (v) redução no ativo de R\$198.673 mil com destaque para o contas a receber – ativo da concessão, tributos e contribuições a compensar e valores a receber - Secretaria da Fazenda; (v) redução no passivo de R\$457.013 mil com destaque para imposto de renda e contribuição social pagos e fornecedores.

Atividades de Investimentos

O caixa líquido aplicado em atividades de investimentos foi de (R\$99.085) mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro 2022, comparado a um caixa líquido aplicado pelas atividades de investimentos de (R\$1.828.794) mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021. Esta variação é decorrente da transferência do ativo intangível para o imobilizado após a incorporação da SF Energia Participações e Piratininga – Bandeirantes Transmissora de Energia (PBTE) pela Companhia.

Atividades de Financiamento

O caixa líquido aplicado nas atividades de financiamento foi de (R\$446.717) mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro 2022, comparado ao caixa líquido aplicado nas atividades de financiamento de (R\$835.627) mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021. Esta variação é decorrente principalmente do pagamento de dividendos e juros sobre capital próprio e redução das adições por captações de empréstimos e debêntures de R\$1.895.540 mil.

2.2 Resultados operacional e financeiro

a) *resultados das operações do emissor:*

i. *descrição de quaisquer componentes importantes da receita*

A contraprestação que remunera a Companhia pelas suas atividades de construção e operação e manutenção dos ativos de transmissão é a Receita Anual Permitida ("RAP"), estabelecida nos Contratos de Concessão e homologadas anualmente pela ANEEL. De acordo com os Diretores da Companhia, a RAP corresponde ao valor recebido pela Companhia pela construção e disponibilização de suas instalações de transmissão, integrantes da Rede Básica ou das Demais Instalações de Transmissão ("DIT"), não estando vinculada ao quantitativo de energia elétrica transmitida, mas à disponibilidade dos seus ativos, conforme valor homologado pelo Poder Concedente quando da outorga da respectiva concessão. Isso significa que qualquer indisponibilidade em seus ativos poderá acarretar uma redução de sua RAP, por meio de desconto (Parcela Variável – "PV"), calculado de forma proporcional à natureza e ao tempo de indisponibilidade). Mais detalhes podem ser obtidos no item 2.4.c deste Formulário de Referência.

Ainda, os Contratos de Concessão também preveem um mecanismo de reajuste anual da RAP visando sua recomposição pela variação acumulada da inflação. Além disso, a RAP está sujeita a revisão periódica a cada 5 (cinco) anos, nos novos investimentos em ativos de transmissão e nos custos operacionais. A revisão tarifária tem por objetivo verificar se as receitas estipuladas remuneram de forma justa as Companhias de transmissão de energia pelo capital investido e avaliar sua eficiência em termos dos custos de Administração, Operação e Manutenção ("AOM"). Há também a possibilidade de revisões extraordinárias que protejam as Companhias contra eventuais desequilíbrios econômicos e financeiros.

Adicionalmente, a Companhia informa que os Contratos de Concessão contam com mecanismos de garantias que mitigam o risco de inadimplemento por usuários finais da infraestrutura da Companhia.

A Companhia mantém contratos com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), concessionárias e outros agentes, regulando a prestação de seus serviços vinculados à rede básica a mais de 1.500 usuários, com cláusula de garantia bancária. Igualmente, a Companhia mantém contratos regulando a prestação de seus serviços nas DIT com mais de 30 concessionárias e outros agentes, também com cláusula de garantia bancária.

ii. *fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais*

Conforme disposto na Lei 12.783/13, e no decreto n.º 7.805, de 14 de setembro de 2012, os investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados, não depreciados e autorizados pela ANEEL após 31 de maio de 2000 (RBNI/RCDM) foram indenizados à Companhia no montante de R\$2.891,3 milhões, conforme Portaria Interministerial n.º 580, de 1º de novembro de 2012. A Companhia optou pelo recebimento de 50% do valor a ser indenizado em janeiro de 2013 e 50% em 31 parcelas a partir de janeiro de 2013.

Adicionalmente, o valor relativo aos ativos existentes em 31 de maio de 2000 e não totalmente depreciados até 31 de dezembro de 2012 (RBSE/RPC), registrados pela Companhia e reconhecidos pela ANEEL serão quitados pelo poder concedente, conforme resultado da Audiência Pública 068/2016, regulamentado por meio da Resolução Normativa nº 762, de 21 de fevereiro de 2017.

Em 13 de agosto de 2014, foi protocolado na ANEEL o Laudo de Avaliação da ISA ENERGIA BRASIL, elaborado pela empresa avaliadora independente Delos Consultoria Ltda., apurando o valor dos ativos não depreciados em R\$5.186,0 milhões (base 31 de dezembro de 2012), em conformidade com o previsto no Artigo 15, Parágrafo 2º, da Lei 12.783/13 e na Resolução Normativa ANEEL n.º 589/2013.

Ainda em 2014, foi publicada pela ANEEL a Resolução Normativa n.º 643 de 22 de dezembro de 2014, que alterou a Resolução Normativa 443/2011, de 26 de julho de 2011, que redefiniu a forma de remuneração das Melhorias que fazem parte do PMI – Plano de Melhorias das Instalações, elaborado pelo ONS, considerando sua receita (RMEL) nos processos de Reajuste Anual de Receitas, o que era antiga reivindicação das concessionárias de transmissão. Outra modificação introduzida pela resolução foi a retroatividade dos ajustes das receitas reposicionadas no processo de Revisão subsequente, tendo como referência as datas de entrada em operação das obras desenvolvidas pelas transmissoras.

Na 47ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria da ANEEL, realizada em 15 de dezembro de 2015, foi homologado o valor dos ativos não depreciados, energizados até maio de 2000 em R\$3.896,2 milhões (base 31 de dezembro de 2012), sendo objeto do Despacho nº 4036/2015, publicado no Diário Oficial da União no dia 21 de dezembro de 2015. Com o objetivo de reformar a decisão da Diretoria da ANEEL, foi protocolado em 31 de dezembro de 2015, pedido de reconsideração pela Companhia.

Em 22 de abril de 2016 foi publicada a Portaria MME nº 120, de 20 de abril de 2016, dispondo que os valores homologados pela ANEEL relativos aos ativos previstos no Art. 15, §2º da Lei 12.783/13 (i) devem passar a compor a Base de Remuneração Regulatória das concessionárias de transmissão e (ii) que o custo de capital seja adicionado às respectivas Receitas Anuais Permitidas.

Em 30 de junho de 2016, foi publicada a Resolução Homologatória nº 2.098, de 28 de junho de 2016, por meio da qual a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), estabeleceu as RAPs para as concessionárias de transmissão de energia elétrica, pela disponibilização das instalações integrantes da Rede Básica e Demais Instalações de Transmissão referentes ao ciclo 2016-2017.

Em 1º de julho de 2016, foi publicada a Resolução Normativa nº 729, de 28 de junho de 2016, a qual revogou a Resolução Normativa nº 270, de 26 de junho de 2007, estabelecendo as novas regras relativas à qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, associada à disponibilidade e à capacidade operativa das instalações sob responsabilidade de concessionárias de transmissão integrantes da Rede Básica. A qualidade do serviço das transmissoras está associada à disponibilidade e à capacidade operativa de suas instalações, de modo que as indisponibilidades sujeitam as concessionárias à aplicação da Parcela Variável.

Na 38ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria da ANEEL, realizada em 11 de outubro de 2016, foi aprovada a abertura da Audiência Pública nº 068/2016 – AP 068, com período para envio de contribuição de 14/10/2016 a 14/11/2016, por intercâmbio documental, com vistas a colher subsídios e informações adicionais para o aprimoramento da regulamentação do cálculo do custo de capital a ser adicionado à Receita Anual Permitida – RAP das concessionárias de transmissão, cujos contratos foram prorrogados nos termos na Lei 12.783/13, em consonância com o disposto na Portaria MME nº 120/2016.

Na 6ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria da ANEEL, realizada em 21 de fevereiro de 2017, foi aprovado o resultado da Audiência Pública nº 068/2016, culminando com a edição em 21/02/2017 da REN 762, que definiu o regulamento do cálculo do custo de capital a ser adicionado à RAP das concessionárias de transmissão, cujos contratos foram prorrogados nos termos da Lei 12.783/13. De acordo com a Nota Técnica nº 23/2017-SGT/ANEEL, de 16 de fevereiro de 2017, os valores seriam pagos a partir de julho/17, por um período médio de 8 anos, cabendo a ISA ENERGIA BRASIL, para o ciclo 2017/2018, o valor anual de R\$1.738,1 milhões. O referido valor foi calculado com base no valor homologado em dez/15 de R\$3.896,2 milhões.

Em 30 de junho de 2017, a ANEEL publicou o despacho 1.484, no qual homologa o valor final do laudo de avaliação do RBSE, no valor de R\$4.094,4 milhões. Posteriormente, emitiu o Despacho 1.779, de 20/06/2017, no qual estende para todos os usuários de transmissão o mesmo tratamento tarifário concedido a consumidores participantes de associações, incluindo a ABRACE, em função da obtenção de liminar que suspende a aplicação do Ke, previsto no §3º da Portaria 120/16.

Na mesma data, foi publicada a Resolução Homologatória nº 2.258, de 27 de junho de 2016, por meio da qual a ANEEL, estabeleceu as RAPs para as concessionárias de transmissão de energia elétrica, pela disponibilização das instalações integrantes da Rede Básica e Demais Instalações de Transmissão referentes ao ciclo 2017-2018, incluído os valores para pagamento do “RBSE”, sem a inclusão do Ke. No ciclo 2017/2018, o montante atribuído à ISA ENERGIA BRASIL, a título de “RBSE” foi de R\$1.552,4 mil, calculado com base no montante de R\$4.094,4 milhões.

Em 28 de junho de 2018, foi publicada a Resolução Homologatória nº 2.408, de 26 de junho de 2018, por meio da qual a ANEEL, estabeleceu as RAPs para as concessionárias de transmissão de energia elétrica, pela disponibilização das instalações integrantes da Rede Básica e Demais Instalações de Transmissão referentes ao ciclo 2018-2019, incluído os valores para pagamento do “RBSE”, sem a inclusão do Ke. No ciclo 2018/2019, o montante atribuído à ISA ENERGIA BRASIL, a título de “RBSE” foi de R\$1.548,70 milhões, calculado com base no montante de R\$4.094,4 milhões e linearizado para o período de 5 anos.

Em 28 de junho de 2019, foi publicada a Resolução Homologatória nº 2.565, estabelecendo as receitas anuais permitidas da Companhia e suas controladas, pela disponibilização das instalações de transmissão integrantes da Rede Básica e das Demais Instalações de Transmissão, para o ciclo de 12 meses, compreendendo o período de 1º de julho de 2019 a 30 de junho de 2020, incluído os valores para pagamento do “RBSE”, sem a inclusão do Ke. No ciclo 2019/2020, o montante atribuído à ISA ENERGIA BRASIL, a título de “RBSE” foi de R\$1.533 milhões.

A partir de novembro de 2019, o Poder Judiciário passou a julgar improcedente alguns processos, que motivaram a exclusão do Ke do componente financeiro, consequentemente ficaram sem efeito as respectivas liminares.

Em 13 de abril de 2020, foi publicada a Resolução Normativa nº 880, que alterou os Submódulos 9.1, 9.2 e 9.7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, e a Resolução nº 443, de 26 de julho de 2011, quanto a implementação de melhorias e reforços em instalações sob responsabilidade de concessionárias de transmissão. A principal alteração foi no sentido de limitar o reconhecimento de receita adicional a melhorias implantadas em instalações de transmissão sujeitas ao processo de revisão

periódica integral da RAP prevista nos contratos de concessão, conforme detalhado no item 1.6.

Em 15 de julho de 2020, foi publicada a Resolução Homologatória nº 2.725, estabelecendo as receitas anuais permitidas da Companhia e suas controladas, pela disponibilização das instalações de transmissão integrantes da Rede Básica e das Demais Instalações de Transmissão, para o ciclo de 12 meses, compreendendo o período de 1º de julho de 2020 a 30 de junho de 2021, incluído os valores para pagamento do “RBSE” com a inclusão do Ke pela primeira vez. O valor do Ke retroativo será incorporado na tarifa do ciclo 2020-2023. No ciclo 2020/2021 o montante atribuído à ISA ENERGIA BRASIL, a título de “RBSE” foi de R\$2.089 milhões.

Em 19 de julho de 2021, foi publicada a Resolução Homologatória nº 2.895, estabelecendo as receitas anuais permitidas da Companhia e suas controladas, pela disponibilização das instalações de transmissão integrantes da Rede Básica e das Demais Instalações de Transmissão, para o ciclo de 12 meses, compreendendo o período de 1º de julho de 2021 a 30 de junho de 2022. Na ocasião, a ANEEL aplicou o reperfilamento do componente financeiro do RBSE conforme Nota Técnica nº 068/2021-SGT/SCT/SFF/SRM/ANEEL mantendo-se os critérios anteriormente estabelecidos na Resolução Normativa ANEEL nº 762/2017.

Posteriormente, em 13 de outubro de 2021, foi publicada a Resolução Homologatória nº 2.959, retificando a Resolução Homologatória nº 2.895 e estabelecendo as receitas anuais permitidas da Companhia e suas controladas, pela disponibilização das instalações de transmissão integrantes da Rede Básica e das Demais Instalações de Transmissão, para o ciclo de 12 meses, compreendendo o período de 1º de julho de 2021 a 30 de junho de 2022.

Em 14 de julho de 2021, foi publicada a Resolução Homologatória nº 3.067, estabelecendo as Receitas Anuais Permitidas da Companhia e suas controladas, pela disponibilização das instalações de transmissão integrantes da Rede Básica e das Demais Instalações de Transmissão, para o ciclo de 12 meses, compreendendo o período de 1º de julho de 2022 a 30 de junho de 2023.

Em 12 de julho de 2022, foi publicada a Resolução Homologatória nº 3.067 estabelecendo as novas RAPs da ISA ENERGIA BRASIL e suas Subsidiárias pela disponibilização das instalações de transmissão integrantes da Rede Básica e das Demais Instalações de Transmissão, para o Ciclo de 12 meses, compreendendo o período de 1º de julho de 2022 a 30 de junho de 2023 (ciclo 2022/2023).

Em 07 de julho de 2023, foi publicada a Resolução Homologatória nº 3.216, que estabeleceu a nova RAP da ISA ENERGIA BRASIL. Em 19 de julho de 2024, foi publicada a Resolução Homologatória nº 3.348, que estabeleceu a nova RAP da ISA ENERGIA BRASIL e suas Empresas controladas e controladas em conjunto pela disponibilização das instalações de transmissão integrantes da Rede Básica e das Demais Instalações de Transmissão, para o Ciclo Tarifário de 12 meses, compreendendo o período de 01 de julho de 2024 a 30 de junho de 2025 (ciclo 2024/2025).

Adicionalmente, no período de três anos findo em 31 de dezembro de 2024, a Companhia energizou 5 projetos que pertencem integralmente à ISA ENERGIA BRASIL e possuem RAP combinada de R\$ 223,0 milhões no ciclo 24/25. Abaixo está a relação dos projetos, os leilões nos quais foram conquistados e suas respectivas RAPs para o ciclo 24/25:

2022

- Três Lagoas, vencido em leilão realizado em dezembro de 2019. RAP de R\$7,1 milhões;
- Biguaçu, vencido em leilão realizado em dezembro de 2019. RAP de R\$53,4 milhões.

2023

- Itaúnas, vencido em leilão realizado em outubro de 2016. RAP de R\$68,5 milhões;
- Triângulo Mineiro, vencido em leilão realizado em dezembro de 2019. RAP de R\$43,8 milhões.

2024

- Minuano, vencido em leilão realizado em dezembro de 2019. RAP de R\$50,2 milhões.

Além disso, em 2022, a empresa Aliança Interligação Elétrica (“AIE”), na qual a Companhia detém 50% de participação e cujos resultados são contabilizados por equivalência patrimonial, iniciou a operação de seus três projetos (Paraguaçu, Aimorés e Ivaí) com RAP total combinada de R\$636,0 milhões para o ciclo 24/25.

Revisão Tarifária Periódica (RTP) da Receita Anual Permitida

Em conformidade com o 5º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 059, assinado em 04 de dezembro de 2012 com a União, por intermédio da ANEEL, a cada 5 (cinco) anos, após a data de assinatura desse contrato, a ANEEL procederá à revisão periódica da Receita Anual Permitida – RAP de transmissão de energia elétrica referente às instalações de projetos autorizados que entraram em operação comercial até 31 de janeiro de 2023, com o objetivo de promover a eficiência e modicidade tarifária. A revisão compreende o reposicionamento da receita mediante a determinação:

- da base de remuneração regulatória para RBNI/RCDM;
- dos custos operacionais eficientes;
- da estrutura ótima de capital e definição da remuneração das transmissoras;
- do valor a ser considerado como redutor tarifário – Outras Receitas;
- da aplicação do fator X.

A RTP do Contrato de Concessão 059/01 que deveria ter sido realizada em 2023 foi aplicada no ciclo 2024-2025 e o impacto retroativo (2023-2024) deve ser ajustado por meio da Parcela de Ajuste no quadriênio 2024-2027. Os principais resultados da RTP foram:

WACC: manutenção da metodologia de cálculo do WACC (7,26% WACC de 2023 *versus* 7,71% d RTP anterior).

Receita operacional regulatória (NT nº 93/2024): (i) Escore de eficiência: 118,19% (1ª no *ranking* entre as concessões revisadas); (ii) RAP proposta de R\$762 milhões na data base junho de 2023 (redução de 14,09%, sendo a redução escalonada em 5 anos.)

Melhorias de Pequeno Porte: (i) Definição de anuidade para investimento regulatório em melhorias de pequeno porte; (ii) Valor da anuidade para ISA ENERGIA BRASIL definida em R\$35.723.787,43 na data base junho de 2023l.

Base de Remuneração Regulatória: laudo de ativos calculado com base no banco de preços demonstrou um ganho na reavaliação de aproximadamente 89%.

O resultado da Revisão Tarifária Periódica de 2024, com efeitos retroativos a 2023, foi publicado por meio da Resolução Homologatória nº 3.344, em 9 de julho de 2024. Sendo que, as diferenças entre os valores da RAPS determinados nesta RTP e os valores efetivamente recebidos serão ajustados, positivamente ou negativamente, por meio do mecanismo de Parcela de Ajuste (PA). Para mais informações sobre o tema, ver fator de risco ***“Eventuais decisões desfavoráveis quanto à avaliação e contabilização do valor total dos ativos vinculados ao Contrato de Concessão 059/01 poderão fazer com que a Companhia deixe de receber parte substancial do valor de tais ativos”***, no item 4.1 deste Formulário de Referência.

b) variações relevantes das receitas atribuíveis a introdução de novos produtos e serviços, alterações de volumes e modificações de preços, taxas de câmbio e inflação:

De acordo com a legislação vigente e com os Contratos de Concessão, as receitas da Companhia e das Controladas são reajustadas anualmente pela ANEEL de acordo com a variação acumulada dos índices de inflação aplicáveis a cada Contrato de Concessão no ciclo tarifário (IPCA ou IGP-M). As receitas são definidas em moeda corrente nacional e não há correlação com as variações das taxas de câmbio. Como mencionado no item 2.2.a., nos últimos três anos a Companhia energizou 5 projetos que pertencem integralmente à ISA ENERGIA BRASIL e possuem RAP combinada de R\$223,0 milhões no ciclo 2024/2025. Além disso, em 2022, a empresa AIE, na qual a Companhia detém 50% de participação e cujos resultados são contabilizados por equivalência patrimonial, iniciou a operação de seus três projetos (Paraguaçu, Aimorés e Ivaí) com RAP total combinada de R\$636,0 milhões.

Tais receitas referem-se à disponibilização de infraestrutura para a transmissão de energia elétrica e não sofrem modificação em função do volume de energia transportado, podendo ser modificadas em função: dos novos investimentos resultantes de leilões ou das autorizações da ANEEL.

Em 16 de julho de 2024 foi publicada a Resolução Homologatória nº 3.348, que estabeleceu a RAP da ISA ENERGIA BRASIL e suas Empresas controladas e controladas em conjunto pela disponibilização das instalações de transmissão integrantes da Rede Básica e das Demais Instalações de Transmissão, para o Ciclo Tarifário de 12 meses, compreendendo o período de 01 de julho de 2024 a 30 de junho de 2025 (ciclo 2024/2025).

De acordo com a REH nº 3.348, a RAP do Consolidado e empresas com controle compartilhado, líquida de PIS e COFINS passou a ser de R\$ 6.289 milhões no ciclo 2024/2025, ponderado pela participação da ISA ENERGIA BRASIL. Deste montante, 57% representam a RAP do contrato renovado da Controladora (contrato Concessão Paulista), incluindo Reforços e Melhorias, RBSE e a parcela de O&M do contrato. Além disso, 43% da RAP refere-se a contratos licitados provenientes de leilões de transmissão ou aquisições sendo (i) 27% de empreendimentos em operação, ou seja, com RAP Ativa e; (ii) 16% de empreendimentos em construção, que devem adicionar remuneração a Companhia ao longo dos próximos anos. @Victor Raimundo Penteado

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024

Em 16 de julho de 2024, foi publicada a Resolução Homologatória nº 3.348, estabelecendo as receitas anuais permitidas da Companhia e suas controladas, pela

disponibilização das instalações de transmissão integrantes da Rede Básica e das Demais Instalações de Transmissão, para o ciclo de 12 meses, compreendendo o período de 1º de julho de 2024 a 30 de junho de 2025.

De acordo com a Resolução Homologatória nº 3.348, a RAP e valores correspondentes à Parcela de Ajuste (PA) da Companhia (contrato Concessão Paulista), líquidas de PIS e COFINS, (denominada Receita Regulatória) que era de R\$3.880 milhões em 1º de julho de 2023, milhões* em 1º de julho de 2024, apresentando uma redução de 9%, considerando a PBTE (contrato nº 012/2016). A receita regulatória da Companhia em conjunto com suas controladas passou para R\$4,181 milhões (*) em 1º de julho de 2024 (-7%).

(*) Não contempla a receita dos investimentos autorizados que entrarão em operação nos próximos ciclos.

Adicionalmente, em 09 de julho de 2024, a RTP da Companhia, referente ao contrato de concessão da Concessão Paulista (contrato 059/2001), foi definida por meio da Resolução Homologatória nº 3.344 com efeitos retroativos a julho de 2023, através do mecanismo de Parcela de Ajuste (PA).

Em 09 de julho de 2024, a Resolução nº 3.342 homologou a RTP de reforços e melhorias das controladas IENNE, IE Tibagi, IE Itaquerê, IE Jaguar 6, IE Aguapeí e a controlada em conjunto Ivaí. Já a Resolução Homologatória nº 3.343, publicada na mesma data, reposicionou a RAP das seguintes controladas: IE Jaguar 8 (contrato nº 012/2008), IE Jaguar 9, IE Pinheiros, IE Itapura (contrato nº 021/2018), IE Sul, IE Biguaçu e controlada em conjunto IE Madeira.

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023

Em 7 de julho de 2023, foi publicada a Resolução Homologatória nº 3.216, estabelecendo as receitas anuais permitidas da Companhia e suas controladas, pela disponibilização das instalações de transmissão integrantes da Rede Básica e das Demais Instalações de Transmissão, para o ciclo de 12 meses, compreendendo o período de 1º de julho de 2023 a 30 de junho de 2024.

De acordo com a Resolução Homologatória nº 3.216, a RAP e valores correspondentes à Parcela de Ajuste (PA) da Companhia (contrato nº 059/2001 - Concessão Paulista), líquidas de PIS e COFINS, (denominada Receita Regulatória) que era de R\$3.117 milhões em 1º de julho de 2022, passou para R\$3.880 milhões* em 1º de julho de 2023, apresentando um aumento de 24%, considerando a PBTE (contrato nº 012/2016). A receita regulatória da Companhia em conjunto com suas controladas passou para R\$4,496 milhões (*) em 1º de julho de 2023 (+25%).

(*) Não contempla a receita dos investimentos autorizados que entrarão em operação nos próximos ciclos.

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022

Em 14 de julho de 2022, foi publicada a Resolução Homologatória nº 3.067, estabelecendo as receitas anuais permitidas da Companhia e suas controladas, pela disponibilização das instalações de transmissão integrantes da Rede Básica e das

Demais Instalações de Transmissão, para o ciclo de 12 meses, compreendendo o período de 1º de julho de 2022 a 30 de junho de 2023.

De acordo com a Resolução Homologatória nº 3.067, a RAP e valores correspondentes à Parcela de Ajuste (PA) da Companhia (contrato nº 059/2001 - Concessão Paulista), líquidas de PIS e COFINS, (denominada Receita Regulatória) que era de R\$2.320 milhões em 1º de julho de 2021, passou para R\$3.117 milhões* em 1º de julho de 2022, apresentando um aumento de 34%, considerando a incorporação da PBTE (contrato nº 012/2016). A receita regulatória da Companhia em conjunto com suas controladas passou para R\$3.595 milhões (*) em 1º de julho de 2022 (+24%). (*) Não contempla a receita dos investimentos autorizados que entrarão em operação nos próximos ciclos.

c) impactos relevantes da inflação, da variação de preços dos principais insumos e produtos, do câmbio e da taxa de juros no resultado operacional e no resultado financeiro do emissor:

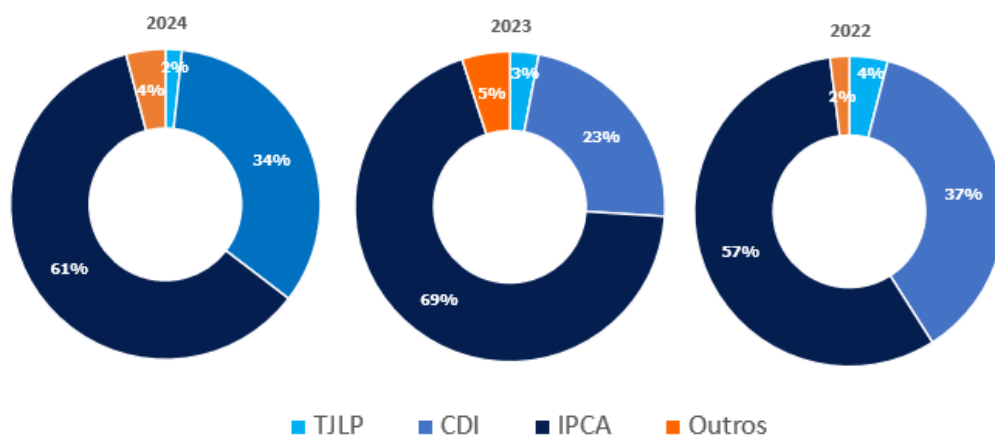
A principal fonte de receita da Companhia, nos três últimos exercícios sociais e no exercício social corrente, foi proveniente dos Contratos de Uso da Transmissão (“CUST”) firmados entre o Operador Nacional do Sistema (“ONS”), na qualidade de procurador das transmissoras, com os usuários da rede básica, (distribuidoras, geradoras e consumidores livres), tendo também importante componente advindo dos Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão – CCT com os usuários conectados às DIT, quando de uso exclusivo.

Conforme anteriormente abordado, a Receita Anual Permitida da ISA ENERGIA BRASIL é reajustada anualmente e seus efeitos têm vigência a partir do mês de julho, observada a concatenação com as datas de reajustes das Distribuidoras. No reajuste tarifário anual considera-se a variação acumulada do IPCA/IBGE ou IGP-M/FGV, dos 12 (doze) meses anteriores ao reajuste (período de junho a maio).

Segue o impacto da correção monetária na RAP pela inflação nos últimos 3 reajustes de ciclo:

- Ciclo 2022/2023: + R\$452 milhões
- Ciclo 2023/2024: + R\$203 milhões
- Ciclo 2024/2025: + R\$266 milhões

Nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022, o endividamento da Companhia esteve integralmente grafado em reais atrelado às taxas de juros e índice de preços do mercado brasileiro. A elevação destas taxas e índices pode resultar no aumento dos custos e pagamentos do serviço da dívida da Companhia. As dívidas da Companhia, em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022 estavam vinculadas aos índices de TJLP, IPCA, CDI e juros pré-fixados, conforme abaixo:



2.3 Mudanças nas práticas contábeis/Opiniões modificadas e ênfases

a) mudanças nas práticas contábeis que tenham resultado em efeitos significativos sobre as informações previstas nos itens 2.1 e 2.2

Não foram registradas mudanças nas práticas contábeis da Companhia que tenham resultado em efeitos significativos sobre as informações previstas nos itens 2.1 e 2.2 deste Formulário de Referência nos últimos três exercícios sociais e no exercício social corrente.

b) opiniões modificadas e ênfases presentes no relatório do auditor

Os Diretores da Companhia declaram que reviram, discutiram e concordam com as opiniões expressas no relatório dos auditores independentes.

Demonstrações contábeis de 31 de dezembro de 2024

Os Diretores da Companhia informam que o relatório dos auditores independentes foi disponibilizado no dia 24 de fevereiro de 2025, juntamente com a divulgação das demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2024.

Os Diretores da Companhia informam que o relatório dos auditores independentes não contém ressalvas, porém contém os seguintes parágrafos de ênfase:

“Lei nº 4.819/58

Conforme descrito na nota explicativa nº 9 às demonstrações financeiras, em 31 de dezembro de 2024, a Companhia mantém registradas contas a receber do Estado de São Paulo no montante de R\$2.564.527 mil líquidos, relativos aos impactos da Lei nº 4.819/58, que concedeu aos empregados servidores das empresas sob controle do Estado de São Paulo benefícios de complementação de aposentadoria e pensão já concedidos aos demais servidores públicos. A Administração da Companhia vem monitorando os novos fatos relacionados ao assunto, bem como avaliando os eventuais impactos em suas informações contábeis intermediárias individuais e consolidadas. Nossa conclusão não contém modificação em relação a esse assunto.”

Demonstrações contábeis de 31 de dezembro de 2023

Os Diretores da Companhia informam que o relatório dos auditores independentes foi disponibilizado no dia 20 de fevereiro de 2024, juntamente com a divulgação das demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2023.

Os Diretores da Companhia informam que o relatório dos auditores independentes não contém ressalvas, porém contém os seguintes parágrafos de ênfase:

“Lei nº 4.819/58

Conforme descrito na nota explicativa nº 9 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a Companhia mantém registrado contas a receber do Estado de São Paulo no montante de R\$2.371.307 mil líquidos, relativo aos impactos da Lei 4.819/58, que concedeu aos empregados das empresas sob controle do Estado de São Paulo benefícios de complementação de aposentadoria e pensão já concedidos aos demais servidores públicos. A Diretoria da Companhia vem monitorando os novos fatos relacionados ao assunto, bem como avaliando os eventuais impactos em suas

demonstrações financeiras. Nossa opinião não contém ressalva relacionada a esse assunto.”

Demonstrações contábeis de 31 de dezembro de 2022

Os Diretores da Companhia informam que o relatório dos auditores independentes foi disponibilizado no dia 23 de fevereiro de 2023, juntamente com a divulgação das demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2022.

Os Diretores da Companhia informam que o relatório dos auditores independentes não contém ressalvas, porém contém os seguintes parágrafos de ênfase:

“Lei nº 4.819/58

Conforme descrito na nota explicativa nº 9 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a Companhia mantém registrado contas a receber do Estado de São Paulo no montante de R\$2.175.500 mil líquidos, relativos aos impactos da Lei 4.819/58, que concedeu aos empregados das empresas sob controle do Estado de São Paulo benefícios de complementação de aposentadoria e pensão já concedidos aos demais servidores públicos. A Administração da Companhia vem monitorando os novos fatos relacionados ao assunto, bem como avaliando os eventuais impactos em suas demonstrações financeiras. Nossa opinião não contém ressalva relacionada a esse assunto.”

2.4 Efeitos relevantes nas demonstrações financeiras

a) *introdução ou alienação de segmento operacional*

Não houve introdução ou alienação de segmento operacional nos exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022.

De toda forma, destaca-se que a ISA ENERGIA BRASIL atua no segmento nacional de transmissão de energia elétrica, por meio de suas atividades e de suas controladas e coligadas e tem como atividade principal a transmissão de energia elétrica, que requer o planejamento, implementação da infraestrutura e a operação e manutenção de sistemas subordinados a transmissão.

Além de projetos de fusão e aquisição, a estrutura da Companhia a permite incrementar sua participação no segmento de transmissão de energia de duas formas: investimentos em ativos da Companhia através de reforços e melhorias e participação em leilões de licitação de empreendimentos de transmissão de energia.

Além dos projetos de leilão energizados nos últimos três exercícios sociais e suas respectivas RAPs mencionados no item 2.2.a.ii, o Contrato de Concessão 059/01 (“Concessão Paulista”) traz a responsabilidade e a oportunidade de manter e atualizar os ativos, o que se dá por meio de investimentos em reforços e melhorias que, além de permitirem a redução do custo de Operação e Manutenção da Companhia são remunerados por RAP. Segue a definição de reforços e melhorias e as RAPs que esses projetos adicionaram nos últimos reajustes tarifários:

- **Reforço:** instalação, substituição ou reforma de equipamentos em instalações de transmissão existentes, ou a adequação destas instalações, visando o aumento de capacidade de transmissão, o aumento de confiabilidade do Sistema Interligado Nacional (“SIN”), de vida útil ou a conexão de usuários, recomendadas pelos planos de expansão do sistema de transmissão
- **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 de acordo com a Lei de Concessões e com o respectivo contrato de concessão

b) *constituição, aquisição ou alienação de participação societária*

Leilões de Transmissão de Energia Elétrica promovidos pela ANEEL

Desde 2016, a Companhia arrematou 19 lotes em leilões promovidos pela ANEEL: (i) 3 lotes referentes ao Leilão ANEEL 013/15 – parte II em outubro de 2016; (ii) 5 lotes referentes ao Leilão ANEEL 005/16 em abril de 2017; (iii) 2 lotes referentes ao Leilão ANEEL 002/18 em junho de 2018; (iv) 3 lotes referentes ao Leilão ANEEL 002/19 em dezembro de 2019; (v) 1 lote referente ao Leilão ANEEL 001/2020 em dezembro de 2020; (vi) 2 lotes referentes ao Leilão ANEEL 001/2022 em junho de 2022; e (vii) 3 lotes referentes ao Leilão ANEEL 001/2023 em junho de 2023.

Dos 19 lotes arrematados desde 2016, a ISA ENERGIA BRASIL detém 100% de 16 e possui controle compartilhado com a TAESA – Transmissão Aliança de Energia Elétrica em 3 (IE Paraguaçu, IE Aimorés e IE Ivaí). O CapEx ANEEL na data dos respectivos leilões referente à participação da ISA ENERGIA BRASIL nos 19 projetos é de

R\$15.784,7 milhões, com Receita Anual Permitida (“RAP”) de cerca de R\$1.718,0 milhões (ciclo 2024/2025). A Companhia investiu R\$ 4,2 bilhões entre 2022 e 2024 em projetos de lotes vencidos em leilão (licitações).

As licitadas em operação possuem 5,9 mil km de linhas de transmissão, 23 subestações e 30,9 mil MVA.

A ISA ENERGIA BRASIL ainda possui 6 lotes em execução com investimento remanescente de cerca de R\$8 bilhões que, quando concluídos, adicionarão 2,6 mil km de linhas, 7 subestações e 4,3 mil MVA em capacidade de transformação à rede de ativos operacionais da Companhia.

A tabela abaixo sintetiza os ativos em fase de execução conquistados pela Companhia por meio destes leilões:

Leilões	Projetos	Contrato	Empresa	% ISA ENERGIA BRASIL	UF	RAP ISA ENERGIA BRASIL Ciclo 24/25 (R\$ milhões)	Prazo ANEEL	CapEx Participação ISA ENERGIA BRASIL (R\$ milhões)
								Total ANEEL (valor real, data base leilão)
001/2020 (dez/2020)	Riacho Grande (Lote 7)	005/2021	IE Riacho Grande	100%	SP	88,4	mar-26	1.141,0
001/2022 (jun/2022)	Piraquê (Lote 3)	008/2022	ISA ENERGIA BRASIL	100%	MG / ES	325,8	set-27	3.653,6
	Jacarandá (Lote 6)	011/2022	IE Jaguar 8	100%	SP	15,3	mar-26	232,3
001/2023 (jun/2023)	Serra Dourada (Lote 1)	006/2023	ISA ENERGIA BRASIL	100%	BA/MG	305,6	mar-29	3.157,0
	Itatiaia (Lote 7)	012/2023	ISA ENERGIA BRASIL	100%	RJ/MG	235,6	mar-29	2.342,3
	Água Vermelha (Lote 9)	014/2023	IE Tibagi	100%	SP	8,0	set-26	94,2
Total (6)						978,7	-	10.620,4

Aquisições

Adicionalmente, a Companhia participou da operação de aquisição da totalidade das ações representativas do capital social da Piratininga Bandeirantes Transmissora de Energia S.A. (PBTE).

Operação	Empresa Alvo	Participação Adquirida	Vendedor	Particip. Final ISA ENERGIA BRASIL	Valor da Aquisição (R\$ mil)	Data da Transação
Aquisição da totalidade das ações do capital social da Piratininga – Bandeirantes Transmissora de Energia	PBTE	100%	Wire Fundo de Investimento e Fundo de Investimento Kavom	100%	1.571.065	02/dez/20

Aquisição da totalidade das ações representativas do capital social da Piratininga Bandeirantes Transmissora de Energia S.A. (PBTE).

Em 2 de dezembro de 2020, a Companhia celebrou o contrato de compra e venda com Wire Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia e Fundo de Investimento em Participações em Infraestrutura Kavom para aquisição, via direta e indireta, da totalidade de ações representativas do capital social da Piratininga - Bandeirantes Transmissora de Energia S.A. (PBTE). A aquisição indireta das ações da PBTE se deu por meio da aquisição da totalidade das ações representativas do capital social da sua controladora, SF Energia Participações S.A. pelo preço de aquisição final de R\$1.571.065 mil. Soma-se a esse montante a dívida líquida da PBTE de R\$330 milhões na data-base de 31 de dezembro de 2020, perfazendo um valor total de aquisição de R\$1,9 bilhão. A operação foi aprovada pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) em 19 de janeiro de 2021 e em 1º de fevereiro de 2021 obteve a anuência da ANEEL. A transferência de controle ocorreu em 2 de março de 2021.

A PBTE opera uma linha de transmissão subterrânea de 30km na cidade de São Paulo, que entrou em operação em abril de 2020 e interliga as subestações Piratininga II e Bandeirantes da ISA ENERGIA BRASIL. O contrato de concessão expira em novembro de 2046. A RAP no ciclo 24/25 é de R\$223,0 milhões e tem reajuste anual pela inflação (IPCA).

Em 17 de janeiro de 2022, foi concluída a assinatura do Segundo Termo Aditivo Contrato de Concessão Para Prestação do Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica nº 12/2016-ANEEL, formalizando a transferência da PBTE para a ISA ENERGIA BRASIL, nos termos da Resolução Autorizativa nº 10.286 de 06 de julho de 2021.

Reorganização societária

Em 31 de outubro de 2022, a Companhia concluiu uma reorganização societária envolvendo suas empresas controladas com objetivo de aprimorar a gestão operacional, financeira e orçamentária por meio da redução dos custos operacionais, logísticos e de pessoal. Assim, as concessões detidas pela ISA ENERGIA BRASIL no Estado de São Paulo, incluindo aquelas adquiridas no leilão 01/2022 da ANEEL, foram agrupadas geograficamente pelo critério de distância, em respectivas concessionárias e, conseqüentemente, capturadas sinergias na administração das empresas envolvidas.

A operação consistiu na cisão parcial da IE Pinheiros, IE Japi e IE Itapura e consequente versão da parcela do seu patrimônio referente aos ativos de transmissão para as empresas IE Itapura, Jaguar 9, Jaguar 8, e Jaguar 6, todas entidades controladas da ISA ENERGIA BRASIL.

c) eventos ou operações não usuais

Parcela Variável – PV e Adicional à RAP

Os Diretores da Companhia informam que a Resolução Normativa n.º 270, de 9 de julho de 2007, regulamenta a Parcela Variável – PV, atribuída às transmissoras, que se caracteriza como um desconto na RAP das transmissoras em função de eventuais indisponibilidades ou restrições operativas das instalações integrantes da Rede Básica. Anteriormente, aos descontos pela PV, poderia se sobrepor uma receita adicional pelos ativos com alta disponibilidade, o que foi revogado pela Resolução Normativa (REN) n.º 512, de 30 de outubro de 2012, alterada pela REN n.º 270/07. Os Diretores da Companhia informam que essa Resolução passou por Audiência Pública, sendo revogada e aprimorada pela Resolução Normativa ANEEL n.º 729/2016, a qual foi, posteriormente, revogada por meio da Resolução Normativa ANEEL n.º 905/2020 e consolidada na Seção 4.3 do módulo 4 das Regras de Transmissão.

2.5 Medições não contábeis

a) *informar o valor das medições não contábeis*

EBITDA

O EBITDA (“Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization”) ou LAJIDA (“Lucro Antes de Juros, Impostos, Depreciações e Amortizações”) é uma medida não contábil elaborada pela Companhia em consonância com a Resolução da CVM nº 156, de 23 de junho de 2022, conciliada com suas demonstrações financeiras, e consiste no lucro líquido ajustado pelo resultado financeiro líquido, pelas despesas de imposto de renda e contribuição social, e pelas despesas e custos de depreciação e amortização.

A margem EBITDA é calculada pelo EBITDA dividido pela receita operacional líquida.

O EBITDA e a Margem EBITDA não são medidas reconhecidas pelas Práticas Contábeis Adotadas no Brasil e nem pelas Normas Internacionais de Relatório Financeiro - *International Financial Reporting Standards* (IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standard Board* (IASB), não representam os fluxos de caixa dos exercícios/períodos apresentados e não devem ser considerados como substitutos para o lucro líquido, como indicadores de desempenho operacional e/ou liquidez ou base para distribuição de dividendos. Não possuem um significado padrão e podem não ser comparáveis a medida com títulos semelhantes fornecidos por outras companhias.

O EBITDA e a Margem EBITDA são indicadores financeiros utilizados para avaliar o resultado de empresas sem a influência de sua estrutura de capital, de efeitos tributários e outros impactos contábeis sem reflexo direto no fluxo de caixa da empresa.

Segue abaixo os valores do EBITDA e a Margem EBITDA da Companhia para os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022:

(em R\$ mil, exceto percentuais)	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de		
	2024	2023	2022
EBITDA	5.168.635	3.967.446	3.517.810
Margem EBITDA	64,88%	63,83%	64,54%

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, o EBITDA totalizou R\$5.168.635 mil, um aumento de R\$1.201.189 mil comparado ao EBITDA de R\$3.967.446 mil registrado no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023. A Margem EBITDA no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 foi de 64,88%.

No exercício findo em 31 de dezembro de 2023, o EBITDA totalizou R\$3.967.446 mil, um aumento de R\$449.636 mil comparado ao EBITDA de R\$3.517.810 mil registrado no exercício findo em 31 de dezembro de 2022. A Margem EBITDA no exercício findo em 31 de dezembro de 2023 foi de 63,83%.

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022, o EBITDA totalizou R\$3.517.810 mil, um decréscimo de R\$942.209 mil comparado ao EBITDA de

R\$4.460.019 mil registrado no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021. A Margem EBITDA no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022 foi de 64,54%.

Dívida Bruta, Dívida Líquida e Índice da Dívida Líquida

A dívida bruta corresponde ao somatório dos empréstimos e financiamentos (circulante e não circulante), arrendamento (circulante e não circulante) e debêntures (circulante e não circulante).

A dívida líquida corresponde a Dívida Bruta, deduzida do saldo de caixa e equivalentes de caixa e aplicações financeiras (circulante).

O índice da dívida líquida corresponde a dívida líquida dividida pelo patrimônio líquido da Companhia.

A dívida bruta, dívida líquida e o índice de dívida líquida não são medidas de desempenho operacional, liquidez ou endividamento reconhecidas pelas práticas contábeis adotadas no Brasil e nem pelas Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS), emitidas pelo IASB, e não possuem significado padrão. Outras companhias podem calcular a sua dívida bruta, dívida líquida e índice da dívida líquida de forma distinta não havendo, desta forma, comparação entre as divulgações.

Seguem abaixo os valores de Dívida Bruta, Dívida Líquida e Índice de Dívida Líquida da Companhia em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022:

Em R\$ mil, exceto percentuais	Em 31 de dezembro de		
	2024	2023	2022
Dívida bruta	13.273.804	9.268.665	8.041.697
Dívida líquida	9.873.062	7.496.638	6.797.848
Índice da Dívida Líquida	49,19%	42,14%	41,11%

b) fazer as conciliações entre os valores divulgados e os valores das demonstrações financeiras auditadas

EBITDA e Margem EBITDA

A tabela abaixo demonstra a reconciliação do lucro líquido para o EBITDA e o cálculo da margem EBITDA, os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022:

(em R\$ mil, exceto percentuais)	No exercício social encerrado em 31 de dezembro de		
	2024	2023	2022
Lucro líquido do período/exercício	3.552.731	2.892.362	2.319.791
(+) Resultado financeiro líquido	962.617	821.558	812.178
(+) Imposto de renda e contribuição social – corrente e diferido	615.930	228.637	358.343
(+) Depreciações e amortizações	37.357	24.889	27.498
EBITDA	5.168.635	3.967.446	3.517.810
Receita operacional líquida	7.966.581	6.215.521	5.450.570
Margem EBITDA¹	64,88%	63,83%	64,54%

¹A Margem EBITDA é calcula pela razão entre o EBITDA e a Receita Operacional Líquida.

Dívida Bruta, Dívida Líquida e Índice Dívida Líquida

A tabela abaixo demonstra a reconciliação da dívida bruta, dívida líquida e o índice de dívida líquida, em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022:

Em R\$ mil, exceto percentuais	Em 31 de dezembro de		
	2024	2023	2022
(+) Debêntures (circulante e não circulante)	12.502.473	8.530.570	5.894.068
(+) Empréstimos e financiamentos (circulante e não circulante)	733.822	709.725	2.090.661
(+) Arrendamento (circulante e não circulante)	37.509	28.370	56.968
Dívida bruta	13.273.804	9.268.665	8.041.697
(-) Caixa e equivalentes de caixa	2.914.747	245.819	336.523
(-) Aplicações financeiras	485.995	1.526.208	907.326
Dívida líquida	9.873.062	7.496.638	6.797.848
Patrimônio Líquido	20.071.282	17.791.712	16.536.481
Índice da Dívida Líquida¹	49,19%	42,14%	41,11%

¹O Índice de Dívida Líquida é calculado pela razão da Dívida Líquida pelo Patrimônio Líquido.

c) explicar o motivo pelo qual entende que tal medição é mais apropriada para a correta compreensão da sua condição financeira e do resultado de suas operações

A Companhia entende que o EBITDA e a margem EBITDA são indicadores mais apropriados, pois permitem verificar a margem operacional do negócio. No entanto, o EBITDA e a margem EBITDA não são indicadores de desempenho financeiro de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil ou IFRS, e não podem servir de base de comparação com indicadores com o mesmo nome apresentados por outras empresas, que podem calculá-lo de forma diferente da Companhia. Dessa forma, o EBITDA não deve ser considerado isoladamente, ou como indicadores substitutos para medir lucro operacional ou lucro líquido, tampouco como uma melhor forma de mensuração da liquidez e do fluxo de caixa das atividades operacionais. O EBITDA apresenta limitações que prejudicam a sua utilização como medida de lucratividade da Companhia, na medida em que não considera determinados custos decorrentes dos negócios da Companhia, que podem afetar, de maneira significativa, os lucros da Companhia, tais como despesas financeiras.

A Companhia acredita que o EBITDA é uma medição adicional para a compreensão dos resultados e desempenho das operações da Companhia, posto que no seu cálculo não são incluídas despesas de depreciação, amortização, despesas de imposto de renda e contribuição social (corrente e diferido) e resultados financeiros, líquidos. Sendo assim, não é afetado por flutuações nas taxas de juros (sejam elas aplicáveis à dívida ou à remuneração do caixa aplicado), alterações de carga tributárias de imposto de renda e contribuição social, alterações na forma de contabilização de incentivo governamentais, bem como pelos níveis de depreciação e amortização.

A Dívida Bruta, Dívida Líquida e Índice de Dívida Líquida apresentadas são utilizadas pela Companhia para medir o nível geral de endividamento e da posição financeira, bem como, podendo ser utilizada para a tomada de decisões em relação à investimentos e gestão do fluxo de caixa. A Companhia entende que alguns investidores e analistas financeiros usam a Dívida Bruta, Dívida Líquida e Índice da Dívida Líquida como indicadores de endividamento.

2.6 Eventos subsequentes às demonstrações financeiras

Em relação às Demonstrações Contábeis da Companhia, relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, não ocorreram eventos subsequentes.

2.7 Destinação de resultados

Período	2024	2023	2022
(a) Regras sobre retenção de lucros	À exceção das regras a respeito de constituição da reserva legal e reservas indicadas na alínea “b” abaixo, o estatuto social da Companhia não prevê outras regras a respeito de retenção de lucros.	À exceção das regras a respeito de constituição da reserva legal e reservas indicadas na alínea “b” abaixo, o estatuto social da Companhia não prevê outras regras a respeito de retenção de lucros.	À exceção das regras a respeito de constituição da reserva legal e reservas indicadas na alínea “b” abaixo, o estatuto social da Companhia não prevê outras regras a respeito de retenção de lucros.
(a.i) Valores das retenções de lucros	Neste exercício social, foi constituída Reserva Especial de Lucros a realizar de R\$602.009 mil e Retenção de Lucros de R\$1.351.294 mil.	Neste exercício social, foi constituída Reserva Estatutária de R\$556.763 mil, Reserva Especial de Lucros a realizar de (R\$569.140) mil e Retenção de Lucros de R\$1.401.261 mil.	Neste exercício social, foi constituída Reserva Estatutária de R\$452.449 mil, Reserva Especial de Lucros a realizar de R\$529.489 mil e Reserva de Lucros de R\$580.307 mil.
(a.ii) Percentuais em relação aos lucros totais declarados	Reserva Especial de Lucros a realizar: 17,2% Retenção de Lucros: 38,6%.	Reserva Estatutária: 19,6% Reserva Especial de Lucros a realizar: 20,0% Retenção de Lucros: 49,3%.	Reserva Estatutária: 20% Reserva Especial de Lucros a realizar: 23,4% Reserva de Lucros: 25,7%.
(b) Regras sobre distribuição de dividendos	Conforme o estatuto social da Companhia, juntamente com as demonstrações financeiras do exercício, a diretoria e o conselho de administração apresentarão, à assembleia geral ordinária, proposta sobre a destinação do lucro líquido apurado do exercício, calculado após a dedução das Participações referidas no Artigo 190 da Lei 6.404/76, e observada a seguinte ordem, que terá as seguintes destinações: (i) a parcela de 5% será deduzida para a constituição da reserva legal, que não excederá 20% do capital social integralizado; (ii) do saldo, será destinado para o Pagamento de dividendo preferencial atribuído às ações preferenciais, a ser rateado igualmente entre essa espécie de ações, o maior valor entre R\$218.460.960,36 e 25% do lucro líquido do exercício (diminuído das importâncias destinadas à constituição das reservas acima previstas), com prioridade no recebimento de dividendos correspondentes a 3% do valor do patrimônio líquido da ação e acrescido do direito de participar dos lucros distribuídos em igualdade de condições com as ações ordinárias, depois de assegurado a estas o dividendo igual ao mínimo obrigatório estabelecido no item (iii); (iii) do	Conforme o estatuto social da Companhia, juntamente com as demonstrações financeiras do exercício, a diretoria e o conselho de administração apresentarão, à assembleia geral ordinária, proposta sobre a destinação do lucro líquido apurado do exercício, calculado após a dedução das Participações referidas no Artigo 190 da Lei 6.404/76, e observada a seguinte ordem, que terá as seguintes destinações: (i) a parcela de 5% será deduzida para a constituição da reserva legal, que não excederá 20% do capital social integralizado; (ii) do saldo, será destinado para o Pagamento de dividendo preferencial atribuído às ações preferenciais, a ser rateado igualmente entre essa espécie de ações, o maior valor entre R\$218.460.960,36 e 25% do lucro líquido do exercício (diminuído das importâncias destinadas à constituição das reservas acima previstas), com prioridade no recebimento de dividendos correspondentes a 3% do valor do patrimônio líquido da ação e acrescido do direito de participar dos lucros distribuídos em igualdade de condições com as ações ordinárias, depois de assegurado a estas o dividendo igual ao mínimo obrigatório estabelecido no item (iii); (iii) do	Conforme o estatuto social da Companhia, juntamente com as demonstrações financeiras do exercício, a diretoria e o conselho de administração apresentarão, à assembleia geral ordinária, proposta sobre a destinação do lucro líquido apurado do exercício, calculado após a dedução das Participações referidas no Artigo 190 da Lei 6.404/76, e observada a seguinte ordem, que terá as seguintes destinações: (i) a parcela de 5% será deduzida para a constituição da reserva legal, que não excederá 20% do capital social integralizado; (ii) do saldo, será destinado para o Pagamento de dividendo preferencial atribuído às ações preferenciais, a ser rateado igualmente entre essa espécie de ações, o maior valor entre R\$218.460.960,36 e 25% do lucro líquido do exercício (diminuído das importâncias destinadas à constituição das reservas acima previstas), com prioridade no recebimento de dividendos correspondentes a 3% do valor do patrimônio líquido da ação e acrescido do direito de participar dos lucros distribuídos em igualdade de condições com as ações ordinárias, depois de

Período	2024	2023	2022
	saldo, após a dedução do dividendo preferencial previsto no item acima, será destinado para o pagamento de dividendo obrigatório às ações ordinárias, a ser rateado entre essa espécie de ações, o maior valor entre R\$140.541.082,33 e o mesmo 25% do lucro líquido do exercício previsto no item acima, diminuído das importâncias destinadas à constituição das reservas acima previstas; (iv) do saldo, após a dedução do dividendo obrigatório previsto no item (iii) acima, até 20% do lucro líquido do exercício após a dedução da reserva legal será destinado para a formação de reserva estatutária, cujo valor não poderá ultrapassar o valor do capital social, sem prejuízo de outras limitações legais. As finalidades da reserva estatutária serão: (a) suportar investimentos para expansão das atividades da Companhia; (b) permitir a manutenção de capital de giro adequado; (c) permitir a criação de fundos necessários para o cumprimento de obrigações junto a terceiros, inclusive financiadores; e (d) proteger a Companhia contra potenciais contingências ou perdas advindas de riscos regulatórios; (v) o saldo terá a destinação deliberada em assembleia geral, observadas as retenções permitidas em lei, sendo que, no caso de distribuição de saldo remanescente às ações ordinárias e preferenciais, esta se fará em igualdade de condições. Adicionalmente, em junho de 2018, a administração informou ao mercado a prática de proventos com proposta de distribuição de no mínimo 75% do lucro líquido regulatório (utilizado como proxy da geração de caixa), sujeita à aprovação em Assembleia, e possibilidade de pagamento de dividendos intercalares, conforme previsto no Estatuto Social.	saldo, após a dedução do dividendo preferencial previsto no item acima, será destinado para o pagamento de dividendo obrigatório às ações ordinárias, a ser rateado entre essa espécie de ações, o maior valor entre R\$140.541.082,33 e o mesmo 25% do lucro líquido do exercício previsto no item acima, diminuído das importâncias destinadas à constituição das reservas acima previstas; (iv) do saldo, após a dedução do dividendo obrigatório previsto no item (iii) acima, até 20% do lucro líquido do exercício após a dedução da reserva legal será destinado para a formação de reserva estatutária, cujo valor não poderá ultrapassar o valor do capital social, sem prejuízo de outras limitações legais. As finalidades da reserva estatutária serão: (a) suportar investimentos para expansão das atividades da Companhia; (b) permitir a manutenção de capital de giro adequado; (c) permitir a criação de fundos necessários para o cumprimento de obrigações junto a terceiros, inclusive financiadores; e (d) proteger a Companhia contra potenciais contingências ou perdas advindas de riscos regulatórios; (v) o saldo terá a destinação deliberada em assembleia geral, observadas as retenções permitidas em lei, sendo que, no caso de distribuição de saldo remanescente às ações ordinárias e preferenciais, esta se fará em igualdade de condições. Adicionalmente, em junho de 2018, a administração informou ao mercado a prática de proventos com proposta de distribuição de no mínimo 75% do lucro líquido regulatório (utilizado como proxy da geração de caixa), sujeita à aprovação em Assembleia, e possibilidade de pagamento de dividendos intercalares, conforme previsto no Estatuto Social.	assegurado a estas o dividendo igual ao mínimo obrigatório estabelecido no item (iii); (iii) do saldo, após a dedução do dividendo preferencial previsto no item acima, será destinado para o pagamento de dividendo obrigatório às ações ordinárias, a ser rateado entre essa espécie de ações, o maior valor entre R\$140.541.082,33 e o mesmo 25% do lucro líquido do exercício previsto no item acima, diminuído das importâncias destinadas à constituição das reservas acima previstas; (iv) do saldo, após a dedução do dividendo obrigatório previsto no item (iii) acima, até 20% do lucro líquido do exercício após a dedução da reserva legal será destinado para a formação de reserva estatutária, cujo valor não poderá ultrapassar o valor do capital social, sem prejuízo de outras limitações legais. As finalidades da reserva estatutária serão: (a) suportar investimentos para expansão das atividades da Companhia; (b) permitir a manutenção de capital de giro adequado; (c) permitir a criação de fundos necessários para o cumprimento de obrigações junto a terceiros, inclusive financiadores; e (d) proteger a Companhia contra potenciais contingências ou perdas advindas de riscos regulatórios; (v) o saldo terá a destinação deliberada em assembleia geral, observadas as retenções permitidas em lei, sendo que, no caso de distribuição de saldo remanescente às ações ordinárias e preferenciais, esta se fará em igualdade de condições. Adicionalmente, em junho de 2018, a administração informou ao mercado a prática de proventos com proposta de distribuição de no mínimo 75% do lucro líquido regulatório (utilizado como proxy da geração de caixa), sujeita à

Período	2024	2023	2022
			aprovação em Assembleia, dividendos intercalares, e possibilidade de pagamento de dividendos intercalares, conforme previsto no Estatuto Social.
(c) Periodicidade das distribuições de dividendos	Além da distribuição indicada na alínea “b” acima, o estatuto social da Companhia prevê que: (i) a Companhia, por proposta da diretoria e por deliberação do conselho de administração, “ad referendum” da assembleia geral, poderá elaborar demonstrações financeiras semestrais, trimestrais, ou de menor abrangência, podendo distribuir dividendos intermediários com base em tais demonstrações; (ii) a Companhia, por proposta da diretoria e por deliberação do conselho de administração, “ad referendum” da assembleia geral, poderá distribuir dividendos intermediários à conta de lucros acumulados ou reserva de lucros existentes no último balanço anual ou semestral; (iii) cabe, ainda, ao conselho de administração, por proposta da Diretoria, “ad referendum” da assembleia geral, deliberar a qualquer tempo sobre o pagamento de juros sobre o capital próprio, que poderá ser deduzido do montante de dividendos a pagar, na forma da legislação vigente.	Além da distribuição indicada na alínea “b” acima, o estatuto social da Companhia prevê que: (i) a Companhia, por proposta da diretoria e por deliberação do conselho de administração, “ad referendum” da assembleia geral, poderá elaborar demonstrações financeiras semestrais, trimestrais, ou de menor abrangência, podendo distribuir dividendos intermediários com base em tais demonstrações; (ii) a Companhia, por proposta da diretoria e por deliberação do conselho de administração, “ad referendum” da assembleia geral, poderá distribuir dividendos intermediários à conta de lucros acumulados ou reserva de lucros existentes no último balanço anual ou semestral; (iii) cabe, ainda, ao conselho de administração, por proposta da Diretoria, “ad referendum” da assembleia geral, deliberar a qualquer tempo sobre o pagamento de juros sobre o capital próprio, que poderá ser deduzido do montante de dividendos a pagar, na forma da legislação vigente.	Além da distribuição indicada na alínea “b” acima, o estatuto social da Companhia prevê que: (i) a Companhia, por proposta da diretoria e por deliberação do conselho de administração, “ad referendum” da assembleia geral, poderá elaborar demonstrações financeiras semestrais, trimestrais, ou de menor abrangência, podendo distribuir dividendos intermediários com base em tais demonstrações; (ii) a Companhia, por proposta da diretoria e por deliberação do conselho de administração, “ad referendum” da assembleia geral, poderá distribuir dividendos intermediários à conta de lucros acumulados ou reserva de lucros existentes no último balanço anual ou semestral; (iii) cabe, ainda, ao conselho de administração, por proposta da Diretoria, “ad referendum” da assembleia geral, deliberar a qualquer tempo sobre o pagamento de juros sobre o capital próprio, que poderá ser deduzido do montante de dividendos a pagar, na forma da legislação vigente.
(d) Restrições à distribuição de dividendos	A Lei das Sociedades por Ações permite, entretanto, que a Companhia suspenda a distribuição do dividendo obrigatório caso o Conselho de Administração informe à Assembleia Geral que a distribuição é incompatível com a condição financeira da Companhia. O Conselho Fiscal, se instalado, deve emitir seu parecer sobre a recomendação do Conselho de Administração. Ademais, o Conselho de Administração deverá apresentar justificativa para a suspensão à CVM dentro de cinco dias da realização da	A Lei das Sociedades por Ações permite, entretanto, que a Companhia suspenda a distribuição do dividendo obrigatório caso o Conselho de Administração informe à Assembleia Geral que a distribuição é incompatível com a condição financeira da Companhia. O Conselho Fiscal, se instalado, deve emitir seu parecer sobre a recomendação do Conselho de Administração. Ademais, o Conselho de Administração deverá apresentar justificativa para a suspensão à CVM dentro de cinco dias da realização da	A Lei das Sociedades por Ações permite, entretanto, que a Companhia suspenda a distribuição do dividendo obrigatório caso o Conselho de Administração informe à Assembleia Geral que a distribuição é incompatível com a condição financeira da Companhia. O Conselho Fiscal, se instalado, deve emitir seu parecer sobre a recomendação do Conselho de Administração. Ademais, o Conselho de Administração deverá apresentar justificativa para a suspensão à CVM dentro de cinco dias da realização da

Período	2024	2023	2022
	Assembleia Geral. Os lucros não distribuídos, em razão da suspensão na forma acima mencionada, serão destinados a uma reserva especial e, caso não sejam absorvidos por prejuízos subsequentes, deverão ser pagos, a título de dividendos, tão logo a condição financeira da Companhia o permita.	Assembleia Geral. Os lucros não distribuídos, em razão da suspensão na forma acima mencionada, serão destinados a uma reserva especial e, caso não sejam absorvidos por prejuízos subsequentes, deverão ser pagos, a título de dividendos, tão logo a condição financeira da Companhia o permita.	Assembleia Geral. Os lucros não distribuídos, em razão da suspensão na forma acima mencionada, serão destinados a uma reserva especial e, caso não sejam absorvidos por prejuízos subsequentes, deverão ser pagos, a título de dividendos, tão logo a condição financeira da Companhia o permita.
(e) Política de destinação de resultado formalmente aprovada	Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui uma política de destinação de resultados formalizada.	Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui uma política de destinação de resultados formalizada.	Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui uma política de destinação de resultados formalizada.

2.8 Itens relevantes não evidenciados

a) os ativos e passivos detidos pelo emissor, direta ou indiretamente, que não aparecem no seu balanço patrimonial (off-balance sheet items) tais como:

(i) Carteiras de recebíveis baixadas sobre as quais a entidade mantenha riscos e responsabilidades, indicando os respectivos passivos;

(ii) Contratos de futura compra e venda de produtos e serviços;

(iii) Contratos de construção não terminada; e

(iv) Contratos de recebimento futuros de financiamentos.

Os Diretores informam que não há outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras relativas aos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022.

b) outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

Os Diretores informam que não há outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras relativas aos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022.

2.9 Comentários sobre itens não evidenciados

a) como tais itens alteram ou poderão vir a alterar as receitas, as despesas, o resultado operacional, as despesas financeiras ou outros itens das demonstrações financeiras do emissor

Os diretores da companhia informam que não há itens não evidenciados nas demonstrações financeiras relativas aos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022.

b) natureza e propósito da operação

Os diretores da companhia informam que as demonstrações financeiras relativas aos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022 não apresentam itens de natureza e propósito da operação que não estejam evidenciados nas demonstrações financeiras.

c) natureza e montante das obrigações assumidas e dos direitos gerados em favor do emissor em decorrência da operação

Os diretores da companhia informam que as demonstrações financeiras relativas aos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022 não há obrigações assumidas relevantes não evidenciadas nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia.

2.10 Plano de Negócios

a) *Investimentos, incluindo:*

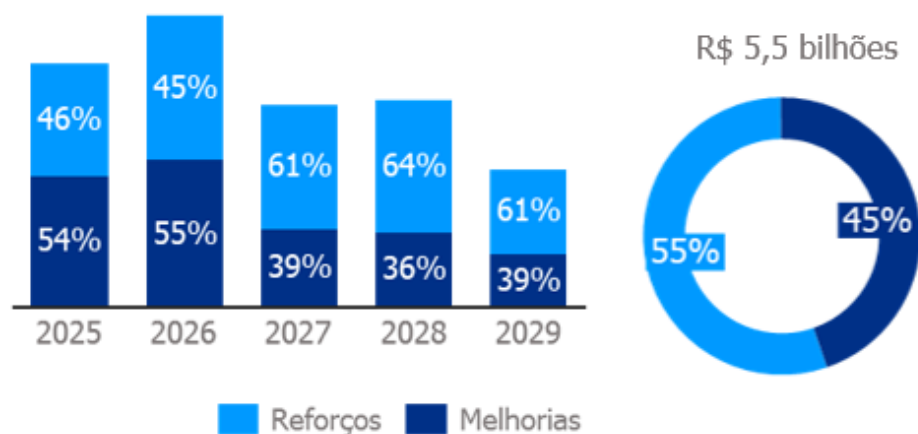
(i) *descrição dos investimentos em andamento e dos investimentos previstos*

O Contrato de Concessão 059/01 (“Concessão Paulista”) traz a responsabilidade e a oportunidade de manter e atualizar os ativos, o que se dá por meio de investimentos em reforços e melhorias que, além de permitirem a redução do custo de Operação e Manutenção da Companhia são remunerados por RAP. Segue a definição de reforços e melhorias:

- **Reforço:** instalação, substituição ou reforma de equipamentos em instalações de transmissão existentes, ou a adequação destas instalações, visando o aumento de capacidade de transmissão, o aumento de confiabilidade do Sistema Interligado Nacional (“SIN”), de vida útil ou a conexão de usuários, recomendadas pelos planos de expansão do sistema de transmissão.
- **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 de acordo com a Lei de Concessões e com o respectivo contrato de concessão.

A Companhia investiu R\$ 3,4 bilhões em projetos de Reforços e Melhorias entre 2022 e 2024 e possui autorizações para realização de projetos de Reforços e Melhorias com investimento ANEEL de R\$5,5 bilhões, com capacidade de aumentar sua Base de Remuneração Regulatória (BRR), que deverá ser executado entre os anos de 2025 e 2029, com relação RAP/CAPEX entre 12% e 17%. Os investimentos em Reforços e Melhorias foram de R\$ 824,6 milhões, R\$ 1.220,3 milhões e R\$ 1.371,4 em 2022, 2023 e 2024, respectivamente

Investimento projetado para reforços e melhorias autorizados
(R\$ bilhões, valor real base jun/24)



Adicionalmente, a Companhia ainda possui 6 projetos *greenfield* em construção com investimento ANEEL previsto de R\$10.620,4 milhões e RAP ciclo 24/25 de R\$978,7 milhões.

Leilões	Projetos	Contrato	Empresa	% ISA ISA ENERGI A BRASIL	UF	RAP ISA ISA ENERGIA BRASIL Ciclo 24/25 (R\$ milhões)	CapEx ANEEL (R\$ milhões, valor real, data base leilão)
001/2020 (dez/2020)	Riacho Grande (Lote 7)	005/2021	IE Riacho Grande	100%	SP	88,4	1.141,0
001/2022 (jun/2022)	Piraquê (Lote 3)	008/2022	ISA ISA ENERGIA BRASIL	100%	MG / ES	325,8	3.653,6
	Jacarandá (Lote 6)	011/2022	IE Jaguar 8	100%	SP	15,3	232,3
001/2023 (jun/2023)	Serra Dourada (Lote 1)	006/2023	ISA ISA ENERGIA BRASIL	100%	BA/MG	305,6	3.157,0
	Itatiaia (Lote 7)	012/2023	ISA ISA ENERGIA BRASIL	100%	RJ/MG	235,6	2.342,3
	Água Vermelha (Lote 9)	014/2023	IE Tibagi	100%	SP	8,0	94,2
Total (6)						978,7	10.620,4

Os investimentos em projetos *greenfield* foram de R\$1.104,1 milhões, R\$846,7 e R\$2.263,2 em 2022, 2023 e 2024, respectivamente.

Com os investimentos realizados, a Companhia detinha, em 31 de dezembro 2024, 35 contratos de concessão com 23,1 mil km de linhas de transmissão e 139 subestações e prazo médio de concessão de 21 anos. O Contrato de Concessão 059/01 (“Concessão Paulista”) permanece como o maior do portfólio de concessões gerido pela Companhia com 14,6 mil km de linhas de transmissão e 109 subestações e possui prazo médio de 18 anos. Já as licitadas possuem 8,5 mil km de linhas de transmissão e 30 subestações com prazo médio remanescente de 22 anos.

(ii) fontes de financiamento dos investimentos

A Companhia financia seus investimentos por meio de recursos próprios, financiamento com o BNDES, BNB e operações de mercado de capitais (debentures de infraestrutura).

(iii) desinvestimentos relevantes em andamento e desinvestimentos previstos

Os Diretores da Companhia informam que este item não se aplica, pois a Companhia não realizou ou pretende realizar desinvestimentos relevantes.

b) aquisição de plantas, equipamentos, patentes ou outros ativos que devam influenciar materialmente a capacidade produtiva do emissor

Desde 2017, ano em que a ISA ENERGIA BRASIL teve seu direito ao recebimento da RBSE garantido, a Companhia arrematou 19 lotes em leilões promovidos pela ANEEL com investimentos ANEEL e RAP (ciclo 24/25), proporcionais à participação da ISA ENERGIA BRASIL nos empreendimentos, de aproximadamente R\$15.784,7 milhões e R\$1.718,0 milhões, respectivamente. Desse portfólio, 13 lotes estavam 100% operacionais em 31 de dezembro de 2024, habilitando o recebimento de aproximadamente R\$739,3 milhões em RAP (ciclo 24/25).

Os 6 lotes remanescentes que permaneciam em fase de construção possuem investimentos ANEEL e RAP (ciclo 23/24) de aproximadamente R\$10.620,0 milhões e R\$978,7 milhões, respectivamente. Maiores detalhes no item 2.4.b desse documento.

Em 2023, a Companhia arrematou os lotes 1, 7 e 9, no leilão de transmissão realizado pela ANEEL no mês de junho, intitulados Projeto Serra Dourada, Projeto Itatiaia e Projeto Água Vermelha, respectivamente. Esses lotes possuem previsão de investimento ANEEL de cerca de R\$5,6 bilhões, com aproximadamente 1,6 mil km de linhas de transmissão e quatro subestações e RAP (ciclo 2024/2025) de R\$549,2 milhões.

Em 2022, a Companhia arrematou os lotes 3 e 6, no leilão de transmissão realizado pela ANEEL no mês de junho. Esses lotes possuem previsão de investimento ANEEL de cerca de R\$3,9 bilhões, com aproximadamente mil km de circuitos de linhas de transmissão e três subestações, e representam 25% do investimento total do leilão. O lote 3, intitulado Projeto Piraquê, vai permitir a expansão da capacidade do escoamento de energia da região norte de Minas Gerais, enquanto o lote 6, Projeto Jacarandá, tem como objetivo atender às cargas da região de Guarulhos (SP). No total, serão gerados cerca de oito mil empregos e uma RAP (ciclo 2024/2025) de R\$341,1 milhões.

Em 2021, a Companhia concluiu a aquisição da Piratininga – Bandeirantes Transmissora de Energia (“PBTE”), passando a consolidar seu resultado econômico-financeiro a partir de março de 2021. A PBTE foi adquirida em 2020 por meio da aquisição da totalidade das ações representativas do capital social da sua controladora, SF Energia S.A. pelo preço de aquisição final de R\$1.571,1 milhões. A operação foi aprovada pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) em 19 de janeiro de 2021 e em 1º de fevereiro de 2021 obteve a anuência da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. A transferência de controle ocorreu em 2 de março de 2021. Maiores detalhes no item 2.4.b desse documento.

c) novos produtos ou serviços, indicando:

- (i) *Pesquisas em andamento*
- (ii) *Montantes totais gastos pelo emissor em pesquisas para desenvolvimento de novos produtos ou serviços*
- (iii) *Projetos em desenvolvimento já divulgados*
- (iv) *Montantes totais gastos pelo emissor no desenvolvimento de novos produtos ou serviços*

Os Diretores da Companhia enfatizam que, em 2024, a Companhia investiu R\$14,8 milhões, no âmbito do Programa de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação do Setor de Energia Elétrica, da ANEEL.

Os Diretores da Companhia informam que, dentro desta atuação, destacam-se os projetos que visam contribuir para o setor elétrico, em temas atuais e relevantes como:

- Projeto Desenho Digital Multivariável de Linhas de Transmissão: iniciado em 2022, o projeto tem como objetivo desenvolver um sistema automático digital para projeto de linhas de transmissão incorporando algoritmos de otimização e integrando 11 diferentes módulos do processo de projeto de linhas que hoje são separados em diferentes sistemas. O investimento total destinado ao projeto é de R\$ 5,36 milhões de reais, sendo R\$ 0,69 milhão investidos em 2024.
- Novos materiais para estruturas de torres de transmissão: O projeto tem como objetivo desenvolver novo modelo de torre de transmissão utilizando novos materiais metálicos e não metálicos para a diminuição de pesos da estrutura bem como diminuir os impactos ambientais decorrentes de torres mais leves, com menor utilização de insumos e de fácil construção. Foram destinados aproximadamente R\$ 8,0 milhões para o projeto, que teve investimento de R\$ 1,18 milhão em 2024.
- Dispositivos para contenção de gás SF6: O projeto tem como objetivo o desenvolvimento e instalação de dispositivos, como abraçadeiras de contenção, parafusos de estanqueidade expansivos e contenções acrílicas, em ativos que utilizam gás SF6 como isolante visando a redução das emissões desse gás de efeito estufa (GEE). O investimento total destinado ao projeto é de R\$ 1,0 milhão e, em 2024, o investimento foi de R\$ 0,24 milhão.
- SIASE-T: iniciativa liderada pela companhia no âmbito da Associação Brasileira das Empresas de Transmissão de Energia Elétrica (“ABRATE”) em cooperação com outras dez empresas de transmissão, visa atender uma demanda da ANEEL de desenvolvimento de um sistema de comunicação, gestão de informações e de inteligência analítica para o segmento de transmissão. A plataforma pretende digitalizar e otimizar os sistemas de informação utilizados pela ANEEL e empresas reguladas em seu processo de regulação e fiscalização

com foco na redução de ambiguidades e redundâncias, trazendo maior inteligência analítica para permitir um fluxo mais simples e acelerado dos processos entre as empresas, a ANEEL e a sociedade. O investimento total destinado ao projeto é de aproximadamente R\$ 10 milhões, destes R\$ 2,7 milhões são de investimento da ISA ENERGIA BRASIL. Em 2024 o investimento da Companhia foi de R\$ 1,9 milhão.

- Metodologia para avaliação de capacidade do mercado de atender as obras de transmissão planejadas: projeto realizado de forma cooperada com outras seis transmissoras e o Instituto ABRATE, que teve por objetivo realizar um diagnóstico da capacidade do mercado em atender as obras de transmissão planejadas, propor aprimoramentos regulatórios e elaborar uma metodologia para que a análise seja realizada rotineiramente pelo planejamento setorial. O investimento total destinado ao projeto é de R\$ 3,67 milhões, destes R\$ 0,57 milhão são de investimento da ISA ENERGIA BRASIL. Em 2024 o investimento da Companhia foi de R\$ 0,50 milhão.
- Requisitos técnicos para sistemas de armazenamento de energia com baterias de li-íon: Iniciado em 2023, o projeto de PDI ANEEL visa definir os requisitos para garantir uma maior vida útil de um BESS (*Battery Energy Storage System*), com maior qualidade, segurança operacional, análise de desempenho e periodicidade de testes relacionados à capacidade do BESS ao longo de sua operação. Ao definir requisitos para assegurar a longevidade dos sistemas de armazenamento de energia, o projeto busca a sustentabilidade ao reduzir o impacto ambiental relacionado às baterias, avaliando oportunidades de prolongar sua utilização, seja na mesma ou em outras aplicações, diminuindo o desperdício e maximizando o uso dos recursos. O investimento previsto do projeto é de R\$ 4,9 milhões e, em 2024, o investimento foi de R\$ 2,87 milhões.
- Medidor de Descargas Parciais: Com o objetivo de melhorar a manutenção dos equipamentos energizados, a ISA ENERGIA BRASIL desenvolveu, via PDI ANEEL, uma solução que permite a detecção de falhas a partir de descargas parciais em campo. A tecnologia permite a identificação de princípios de falhas, sem a necessidade de desligamento e contribuí para uma avaliação mais assertiva da condição dos ativos, aumentando a confiabilidade dos sistemas elétricos e minimizando a probabilidade de falhas e desligamentos. O investimento previsto do projeto é de R\$ 2,0 milhões e, em 2024, o investimento foi de R\$ 0,7 milhão.
- Sensor de Monitoramento de Disjuntores: O projeto, realizado em parceria com a IE Garanhuns, envolve o desenvolvimento de tecnologia para o monitoramento de disjuntores de alta tensão. Equipamentos que, em alguns casos, realizam diariamente uma alta frequência de manobras o que intensifica a sua probabilidade de falha. O investimento previsto do projeto é de R\$ 5,1 milhões e, em 2024, o investimento foi de R\$ 1,57 milhão.
- Centro de Monitoramento de Ativos: A Companhia atua no desenvolvimento de

um Centro de Monitoramento e Análise da Condição dos Ativos (CMA), via PDI ANEEL, projetado para transformar dados em informações úteis para auxílio à tomada de decisão das equipes de O&M. O CMA agregará valor à gestão de ativos ao fornecer subsídios a ações preventivas com base na condição dos ativos, além de melhorar a eficiência operacional e mitigar riscos. O investimento previsto do projeto é de R\$ 6,44 milhões e, em 2024, o investimento foi de R\$ 1,9 milhão.

- **Análise sobre a Revisão Tarifária em Contratos de Transmissão Licitados e Leilões de Transmissão:** O projeto visa fornecer subsídios para o aprimoramento das normas de regulação econômica dos contratos de concessão e procedimentos de leilão, o que influencia diretamente a competitividade econômica do País. O investimento previsto do projeto é de R\$ 2,7 milhões e, em 2024, o investimento foi de R\$ 0,67 milhão.
- **Digitalização de Inspeção em Subestações:** O projeto propôs o desenvolvimento um processo de inspeção digitalizado onde realiza-se todo o processo de voo, leituras e termo fotografias via drones, além de um software para análise e identificação de defeitos. O investimento previsto do projeto é de R\$ 1,87 milhão e, em 2024, o investimento foi de R\$ 0,62 milhão.

d) oportunidades inseridas no plano de negócios do emissor relacionadas a questões ASG

Há 25 anos a ISA ENERGIA BRASIL vem contribuindo para a transformação do setor elétrico e da sociedade, sempre comprometida com a excelência na transmissão de energia elétrica e, sobretudo, com a construção de um futuro mais sustentável. Como líderes no setor, a Companhia entende que é seu papel impulsionar a transição energética em todo o país.

Em toda atuação da empresa, a proteção à vida e a segurança das pessoas que trabalham direta ou indiretamente para a ISA ENERGIA BRASIL serão sempre um valor inegociável. Em 2024, o programa Conectados com a Vida seguiu em evolução por meio de ações de conscientização, maior engajamento da liderança e disseminação contínua de nossa cultura de segurança. Foram atingidas as metas propostas para o ano de zero fatalidade, manutenção da taxa de frequência de acidentes abaixo de 1. A robustez dos processos de gestão de saúde e segurança foi ratificada pela obtenção da Certificação ISO 45001.

A estratégia da Companhia direcionada para a geração de valor sustentável, é fundamental para promover inovações que moldam o futuro do setor de transmissão de energia elétrica. A Companhia adota uma abordagem multifacetada, abrangendo desde o desenvolvimento de tecnologias avançadas, a valorização dos profissionais, até o fortalecimento do relacionamento com as comunidades onde atua. Como foco em 2030, a estratégia da ISA ENERGIA BRASIL tem como base três pilares, criar impacto

ambiental e social positivos, garantir a longevidade corporativa e gerar valor aos acionistas, por meio dos quais pauta o crescimento e a diversificação do portfólio de ativos, através da construção de novos projetos que permitem a expansão do sistema de transmissão brasileiro. Tais projetos são fundamentais para apoiar as mudanças no modelo de consumo de energia no país, além de potencializar a integração de fontes renováveis ao Sistema Interligado Nacional.

É através da inovação que a Companhia aproveita oportunidades e enfrenta desafios em um cenário cada vez mais dinâmico, descentralizado, descarbonizado e digital. Em 2024, a ISA ENERGIA BRASIL figurou entre as cinco empresas do setor elétrico que mais se destacam em inovação no Prêmio Valor Inovação Brasil, organizado pelo jornal Valor Econômico.

A busca constante pelo desenvolvimento do setor também resultou na autorização da ANEEL para a implantação de uma solução inédita no sistema de transmissão nacional, capaz de oferecer maior flexibilidade operativa e estabilidade na rede. O primeiro projeto com tecnologia FACTS (“Flexible Alternating Current Transmission Systems”), visa a contribuir para a transição energética ao tornar a rede mais flexível para incorporar fontes renováveis, além de eliminar gargalos e maximizar o aproveitamento do sistema existente.

Da mesma forma em que busca ser pioneira no desenvolvimento de tecnologias, a Companhia também se antecipa aos efeitos das mudanças climáticas na sua operação. Em 2024, foram obtidos avanços no pilar de adaptação, que tem como objetivo o aumento da resiliência da companhia diante das alterações climáticas, por meio de ações que reduzam a exposição do negócio. No segundo semestre, foi desenvolvido um diagnóstico considerando cenários baseados na ciência disponibilizados pelo IPCC (“Intergovernmental Panel on Climate Change”) para os anos 2030, 2040 e 2050. Para cada cenário foi avaliada a exposição futura dos ativos da Companhia a sete ameaças climáticas: ventos, incêndios, inundações fluviais, tempestades, temperatura, aumento do nível do mar e deslizamentos. A iniciativa subsidiou a construção do Plano de Adaptação e Resiliência Climática. Entre as ações já em curso, destaca-se o fortalecimento dos planos de contingência, combinando o uso de tecnologias e a análise de dados meteorológicos, de modo que a ISA ENERGIA BRASIL possa se antecipar a eventos climáticos mais severos, desenvolver ações de mitigação e agir com agilidade para recompor o sistema em caso de desligamentos.

Na frente de mitigação, seguiu-se a atuação de forma estruturada e eficiente na redução contínua das emissões de gases de efeito estufa (GEE) da Companhia, principalmente com a prevenção e a redução de vazamentos do gás SF₆ (hexafluoreto de enxofre), utilizado como isolante em equipamentos nas subestações e com elevado Potencial de Aquecimento Global. Com a entrada em operação de novos ativos e o aumento do parque instalado de SF₆, houve o fortalecimento de sistemas para prevenir, corrigir e

utilizar tecnologias digitais e maior agilidade em ações de remediação, para conter quaisquer vazamentos do gás. Este esforço culminou em uma emissão máxima de 0,28% do parque instalado de SF6, no mesmo patamar do ano anterior e muito abaixo da referência da normativa internacional que estabelece o máximo de 0,5% do parque instalado.

Outra iniciativa inovadora na frente de mitigação, foi a energização da primeira usina solar para autoconsumo remoto, na Subestação Mogi Mirim III, um novo marco em nossa jornada de sustentabilidade. Essa modalidade de geração distribuída maximiza o aproveitamento da energia gerada, reduzindo os custos e otimizando a gestão do consumo de energia, além de reduzir as emissões de gases de efeito estufa em aproximadamente 38 toneladas de CO2e por ano. O planejamento é de construir mais três usinas em outras subestações do Estado de São Paulo até o final de 2025, como parte do compromisso de reduzir a pegada de carbono.

Empenhada em manter o mais alto nível de transparência, a Companhia adota as diretrizes do Programa Brasileiro GHG Protocol para mensurar as emissões de gases de efeito estufa e elaborar, anualmente, seu inventário GEE, que recebeu o Selo Ouro deste órgão pelo quinto ano consecutivo. Além disso, a ISA e suas empresas, dentre elas a ISA ENERGIA BRASIL, foram certificadas como carbono neutro pelo ICONTEC (Instituto Colombiano de Normas Técnicas e Certificação), nos escopos 1 e 2 (operação e manutenção de ativos, excluindo perdas técnicas da transmissão), documento este que possui validade de 3 anos.

De forma voluntária, a Companhia também divulga anualmente informações sobre a gestão de riscos e oportunidades associados às mudanças climáticas por meio do questionário da plataforma CDP, iniciativa que reúne informações sobre a gestão para as mudanças climáticas de empresas e governos em todo o mundo. O modelo de governança da ISA ENERGIA BRASIL para o tema recebeu a nota B na avaliação mais recente, em 2023.

Cumprindo o compromisso de gerar impacto social e ambiental positivo, a atuação da Companhia vai além das operações próprias e cadeia de valor, com o Programa Conexão Jaguar, principal iniciativa de sustentabilidade voltada a combater as mudanças climáticas e promover a proteção da biodiversidade. Em 2024, o programa ultrapassou as fronteiras do Pantanal, chegando à Amazônia, contribuindo com a preservação de cerca de 40 mil hectares de florestas e ampliando o legado da ISA ENERGIA BRASIL na conservação da onça-pintada. Ao todo, já são mais de 175 mil hectares de áreas protegidas no Brasil por meio do apoio do programa.

Além dos esforços em relação às mudanças climáticas, a Companhia segue aprimorando seu Sistema de Gestão Ambiental e, ao final de 2024, foi concluída a certificação ISO 14.001 para as 55 subestações e pela primeira vez para a sede

corporativa, o que representa 43% do parque de ativos em operação, um marco histórico para a empresa. A meta é alcançar 50% das subestações certificadas até 2026 e 100% até 2030.

Na esfera social, por meio do programa corporativo Conexão Desenvolvimento, foram destinados R\$ 3,5 milhões para projetos incentivados e iniciativas próprias. Entre as ações, estão as contribuições para o restabelecimento de municípios gaúchos afetados por fortes chuvas, que causaram transbordamento de rios, desabamento de infraestruturas e alagamentos no Rio Grande do Sul. Também teve início a parceria com o USP Diversa, programa que concede bolsas de estudos para alunos egressos do ensino público em situação de vulnerabilidade socioeconômica, assegurando meios financeiros para a conclusão de seus cursos na universidade. A iniciativa está conectada à ambição em promover a diversidade, manifestada a partir do programa Outros Olhares, no qual a ISA ENERGIA BRASIL promove ações dos grupos de afinidade e capacita as lideranças para que sejam verdadeiramente inclusivas.

Além da diversidade, equidade e inclusão, a qualidade da gestão da Companhia sobre os demais aspectos sociais, ambientais e de governança corporativa tem sido atestada continuamente por reconhecidas iniciativas externas. Pelo segundo ano consecutivo, a ação preferencial da ISA ENERGIA BRASIL foi selecionada para integrar a carteira do Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE B3) e do Índice Carbono Eficiente (ICO2 B3). A ISA ENERGIA BRASIL também é parte do FTSE4Good, um dos mais importantes índices internacionais de sustentabilidade, da Bolsa de Valores de Londres.

A ISA ENERGIA BRASIL tem a certeza de que está solidificando os pilares de uma companhia cada vez mais longa, inovadora, sustentável e propulsora de um ambiente de trabalho seguro.

2.11 Outros fatores que influenciaram de maneira relevante o desempenho operacional

Os Diretores da Companhia informam que os principais fatores que influenciaram de maneira relevante o desempenho operacional da Companhia foram tratados nos itens anteriores.

Em adição às informações apresentadas no item 2.7, desta seção, cabe destacar, o histórico de distribuição de proventos da Companhia, conforme demonstrado abaixo:

Provento Tipo	Data ex-Direitos	Data Pagamento	Valor Total (R\$ mil)	Proventos/Ação (R\$)	Provento Tipo	Data ex-Direitos	Data Pagamento	Valor Total (R\$ mil)	Proventos/Ação (R\$)
2024			1.555.515	2,3608	2012			242.681	1,5897
JCP	10/01/2025	21/01/2025	518.505	0,7869	Dividendos	02/07/2012	27/07/2012	97.050	0,6357
JCP	12/02/2025	21/02/2025	518.505	0,7869	JCP	02/07/2012	27/07/2012	63.950	0,4189
JCP	12/03/2025	21/03/2025	518.505	0,7869	Dividendos	17/04/2012	30/04/2012	31.349	0,2053
					Dividendos	17/04/2012	30/04/2012	50.332	0,3297
2023			1.452.233	2,2041	2011			691.986	4,5493
JCP	13/12/2023	15/01/2024	160.000	0,2428	JCP	17/01/2012	30/01/2012	64.158	0,4203
JCP	13/12/2023	10/04/2024	1.292.234	1,9612	Dividendos	17/01/2012	30/01/2012	169.842	1,1125
					JCP	11/10/2011	31/10/2011	61.229	0,4033
2022			700.000	1,0624	Dividendos	11/10/2011	31/10/2011	172.772	1,1379
JCP	27/12/2022	11/04/2023	700.000	1,0624	JCP	07/07/2011	28/07/2011	63.461	0,4180
					Dividendos	07/07/2011	28/07/2011	160.525	1,0573
2021			1.840.192	2,7929	2010			775.412	5,1071
JCP	23/12/2021	18/01/2022	114.577	0,1739	Dividendos	02/05/2011	28/07/2011	16.714	0,1101
Dividendos	03/11/2021	16/11/2021	348.804	0,5294	JCP	07/04/2011	29/04/2011	65.693	0,4327
JCP	04/11/2021	17/11/2021	514.532	0,7809	Dividendos	07/04/2011	29/04/2011	181.307	1,1942
Dividendos	07/07/2021	15/07/2021	331.117	0,5025	JCP	17/01/2011	28/01/2011	63.027	0,4151
Dividendos ³	26/02/2021	21/05/2021	531.163	0,8062	Dividendos	17/01/2011	28/01/2011	112.073	0,7382
2020			1.670.629	2,5355	Dividendos	08/10/2010	25/10/2010	146.280	0,9635
Dividendos ³	31/03/2021	21/05/2021	524.449	0,7960	JCP	08/10/2010	25/10/2010	63.720	0,4197
Dividendos	17/12/2020	18/01/2021	116.000	0,1761	JCP	08/07/2010	23/07/2010	62.926	0,4145
JCP	17/12/2020	18/01/2021	435.847	0,6615	Dividendos	08/07/2010	23/07/2010	63.672	0,4194
Dividendos	05/11/2020	13/11/2020	344.000	0,5221	2009			845.100	5,6169
Dividendos	07/07/2020	16/07/2020	100.000	0,1518	Dividendos	05/05/2010	23/07/2010	77.303	0,5091
JCP	17/04/2020	29/04/2020	150.333	0,2282	Dividendos	09/04/2010	20/04/2010	129.980	0,8628
2019			995.260	1,5105	JCP	09/04/2010	20/04/2010	61.920	0,4110
JCP	16/12/2019	20/01/2020	107.845	0,1637	Dividendos	12/01/2010	22/01/2010	161.000	1,0687
Dividendos	11/11/2019	03/12/2019	293.556	0,4455	JCP	16/12/2009	30/12/2009	61.381	0,4074
JCP	11/11/2019	03/12/2019	223.444	0,3391	Dividendos	07/10/2009	21/10/2009	103.445	0,6866
JCP	05/08/2019	19/08/2019	370.415	0,5622	JCP	07/10/2009	21/10/2009	62.055	0,4119
2018			1.985.307	12,0526	Dividendos	07/07/2009	21/07/2009	60.842	0,4076
Dividendos	07/12/2018	17/12/2018	633.000	3,8429	JCP	23/06/2009	01/07/2009	63.938	0,4283
JCP	07/12/2018	17/12/2018	592.000	3,5940	JCP	14/04/2009	24/04/2009	63.236	0,4236
Dividendos ³	06/06/2018	18/06/2018	760.307	4,6157	2008			734.901	4,9228
2017			585.094	3,5520	Dividendos	16/04/2009	24/04/2009	105.891	0,7093
Dividendos	18/04/2018	15/06/2018	84.694	0,5142	Dividendos	13/01/2009	20/01/2009	122.500	0,8206
Dividendos	21/11/2017	28/11/2017	365.400	2,2183	JCP	15/12/2008	30/12/2008	59.668	0,3997
Dividendos	02/06/2017	13/06/2017	135.000	0,8196	Dividendos	10/10/2008	17/10/2008	54.612	0,3658
2016			247.500	1,5025	JCP	10/10/2008	17/10/2008	60.388	0,4045
Dividendos	05/12/2016	20/01/2017	137.500	0,8347	Dividendos	10/07/2008	17/07/2008	145.000	0,9713
Dividendos	22/06/2016	01/07/2016	110.000	0,6678	JCP	10/07/2008	17/07/2008	58.311	0,3906
2015			334.865	2,0766	Dividendos	11/04/2008	18/04/2008	67.000	0,4488
Dividendos	26/11/2015	07/12/2015	224.100	1,3897	JCP	01/04/2008	18/04/2008	61.531	0,4122
Dividendos	27/05/2015	08/06/2015	110.765	0,6869	2007			907.496	6,0789
2014			227.719	1,4121	Dividendos	22/01/2008	11/02/2008	170.000	1,1388
Dividendos	07/05/2015	30/06/2015	31.029	0,1924	JCP	13/12/2007	18/01/2008	39.123	0,2621
Dividendos	25/11/2014	05/12/2014	165.000	1,0232	JCP	06/11/2007	19/11/2007	199.615	1,3371
JCP	13/08/2014	29/08/2014	31.690	0,1965	Dividendos	02/10/2007	19/11/2007	13.347	0,0894
2013			230.000	1,5066	Dividendos	02/10/2007	17/10/2007	160.164	1,0729
Dividendos	02/04/2014	31/07/2014	30.000	0,1965	Dividendos	11/07/2007	18/07/2007	240.247	1,6093
JCP	26/12/2013	30/01/2014	200.000	1,3101	Dividendos	20/03/2007	27/03/2007	85.000	0,5694
					2006			185.076	1,2397
					Dividendos	20/03/2007	27/03/2007	60.599	0,4059
					JCP	26/05/2006	27/03/2007	27.177	0,1820
					Dividendos	21/04/2006	19/06/2006	97.300	0,6518

3. Projeções

3.1 Projeções divulgadas e premissas

- a) *objeto da projeção***
- b) *período projetado e o prazo de validade da projeção***
- c) *premissas da projeção, com a indicação de quais podem ser influenciadas pela administração do emissor e quais escapam ao seu controle***
- d) *valores dos indicadores que são objeto da previsão***

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não divulga projeções e/ou estimativas.

3.2 Acompanhamento das projeções

- a) informar quais estão sendo substituídas por novas projeções incluídas no formulário e quais delas estão sendo repetidas no formulário***
- b) quanto às projeções relativas a períodos já transcorridos, comparar os dados projetados com o efetivo desempenho dos indicadores, indicando com clareza as razões que levaram a desvios nas projeções***
- c) quanto às projeções relativas a períodos ainda em curso, informar se as projeções permanecem válidas na data de entrega do formulário e, quando for o caso, explicar por que elas foram abandonadas ou substituídas***

Conforme informado no item 3.1 deste Formulário de Referência, a Companhia não divulga projeções e/ou estimativas.

4. Fatores de Risco

4.1 Descrição dos fatores de risco

O investimento em valores mobiliários de emissão da Companhia envolve a exposição a determinados riscos. Antes de tomar qualquer decisão de investimento em qualquer valor mobiliário de emissão da Companhia, os potenciais investidores devem analisar cuidadosamente todas as informações contidas neste Formulário de Referência, incluindo os riscos mencionados abaixo, bem como as informações financeiras intermediárias, as demonstrações financeiras e suas respectivas notas explicativas.

As atividades da Companhia, sua situação financeira, resultados operacionais, fluxo de caixa, liquidez, reputação, participação de mercado, margens, perspectivas, condição societária ou negócios poderão ser afetadas de maneira adversa, seja por qualquer dos fatores de risco descritos a seguir, seja pelas informações contidas nos documentos acima mencionados. O preço de mercado dos valores mobiliários de emissão da Companhia poderá diminuir em razão de qualquer desses ou de outros fatores de risco, hipóteses em que os potenciais investidores poderão perder parte ou a totalidade de seu investimento nos valores mobiliários de emissão da Companhia.

Os riscos descritos abaixo são aqueles que a Companhia tem conhecimento e que acredita que, na data deste Formulário de Referência, podem afetar adversamente e de forma relevante os seus negócios. Além disso, riscos adicionais que, nesta data, a Companhia desconhece ou que atualmente considera irrelevantes também poderão afetar a Companhia de forma adversa.

Para os fins deste item “4.1. Fatores de Risco” e dos itens “4.2. 5 Principais Fatores de Risco” e “4.3. Riscos de Mercado”, exceto se expressamente indicado de maneira diversa ou se o contexto assim o exigir, a menção ao fato de que um risco, incerteza ou problema poderá causar ou ter ou causará ou terá “efeito adverso” ou “efeito negativo” para a Companhia, ou expressões similares, significa que tal risco, incerteza ou problema poderá ou poderia causar efeito adverso relevante nos negócios, situação financeira, resultados operacionais, fluxo de caixa, liquidez de negócios futuros e/ou reputação da Companhia, bem como no preço dos valores mobiliários de emissão da Companhia. Expressões similares incluídas neste item “4.1. Fatores de Risco” e nos itens “4.2. 5 Principais Fatores de Risco” e “4.3. Riscos de Mercado” devem ser compreendidas nesse contexto.

Não obstante a subdivisão desta seção 4. Fatores de Risco e da seção 4.2. Riscos de Mercado, determinados fatores de risco que estejam em um subitem podem também se aplicar a outros subitens dessas seções. Os riscos podem materializar-se de forma individual ou cumulativamente e, embora estejam descritos abaixo em subseções, podem também se aplicar a outras subseções.

Nos termos da Resolução CVM 80, os fatores de risco descritos em todo este item “4.1. Fatores de Risco”, incluindo em seus subitens, estão expostos em ordem decrescente de relevância dentro de cada subitem (ou seja, do mais relevante para o menos relevante de acordo com o que a Companhia conhece e acredita, na data deste Formulário de Referência).

a) Riscos relacionados ao emissor

(a) Eventuais decisões desfavoráveis quanto à avaliação e contabilização do valor total dos ativos vinculados à Concessão Paulista (Contrato 059/2001) poderão fazer com que a Companhia deixe de receber parte substancial do valor de tais ativos.

O principal contrato de concessão mantido pela Companhia é o de número 059/2001 (“Contrato de Concessão 059/01”; “Concessão Paulista”), cujo prazo de validade foi prorrogado até janeiro de 2043, conforme o seu 5º aditivo que atendeu a Lei nº 12.783, de 24 de outubro de 2013 (“Lei 12.783/13”). A Concessão Paulista garante à Companhia o direito ao recebimento dos valores relativos aos ativos em operação em 31 de maio de 2000 e não totalmente depreciados em 31 de dezembro de 2012, denominados ativos existentes (“RBSE”).

No contexto das discussões relacionadas aos valores de RBSE, a ANEEL, por meio despacho ANEEL nº 1.484, de 30 de maio de 2017 ("Despacho nº 1.484/2017"), homologou o valor do RBSE vinculado à Concessão Paulista no montante total de R\$4,1 bilhões, na data base de 31/12/2012. Em razão das evoluções normativas, administrativas e judiciais relacionadas ao tema, o valor contábil registrado pela Companhia em suas demonstrações financeiras, em 31 de dezembro de 2016, foi de R\$8,8 bilhões, atualizado em 31 de dezembro de 2018 para R\$9,1 bilhões, e em 30 de setembro de 2019 para R\$8,7 bilhões, sendo essa a última atualização monetária realizada com relação ao valor do RBSE, com base nos critérios da Resolução Homologatória nº 2.851/2021 ("Valor Homologado RBSE").

Em 20 de abril de 2016, foi emitida a Portaria nº 120 do Ministério de Minas e Energia que determinou que os valores referentes ao RBSE, incluindo o Valor Homologado RBSE, passem a compor a Base de Remuneração Regulatória das concessionárias de transmissão de energia elétrica a partir do processo tarifário de 2017, e que o custo de capital seja adicionado às respectivas RAPs, cujos valores foram recalculados a partir do ciclo 2020/2021, conforme Nota técnica nº 108/2020 – SGT/ANEEL de 25 de junho de 2020, para incluir a parcela de remuneração do custo de capital (Ke), sendo posteriormente aprovados pela Diretoria da ANEEL por meio da Resolução Homologatória nº 2.714/2020.

Após tal data, a Superintendência de Gestão Tarifária da ANEEL emitiu as Notas Técnicas nº 85/2022 e 85/2023, tratando dos cálculos apresentados no âmbito do pagamento do componente financeiro da RBSE, cuja validade depende de decisão colegiada da diretoria da ANEEL. Em 21 de maio de 2024, ocorreu reunião da Diretoria da ANEEL que deliberaria sobre as referidas Notas Técnicas, contudo, a votação foi interrompida por pedido de vista. Desta forma, até a data de publicação deste Formulário de Referência, permanecem vigentes os cálculos, premissas e metodologias aprovados por meio da Resolução Homologatória nº 2.851/2021. Alterações na metodologia de cálculo dos valores RBSE, como a descrita acima, podem impactar o montante referente ao Valor Homologado RBSE ao qual a Companhia faz jus e, conseqüentemente, trazer impactos significativos ao recebimento da Companhia exigindo, inclusive, conforme o caso, a revisão de planos de investimentos, pagamentos de dividendos e estratégia corporativa, além dos regulares registros contábeis de tais impactos, podendo causar um efeito adverso em seus resultados operacionais, bem como no valor de mercado dos valores mobiliários de sua emissão, acarretando prejuízos a seus investidores.

Adicionalmente, importa destacar que o tema RBSE vem sofrendo questionamentos na esfera judicial e administrativa. Não há como garantir que novas judicializações e/ou novas discussões administrativas acerca do tema não serão iniciadas, tampouco pode-se desconsiderar a possibilidade de novas decisões judiciais e/ou decisões da ANEEL, MME e/ou TCU, eventualmente, alterarem uma ou mais condições do pagamento do RBSE. Eventuais novas decisões judiciais e/ou administrativas, dependendo do seu conteúdo e abrangência podem trazer impactos significativos ao recebimento da Companhia exigindo, inclusive, conforme o caso, a revisão de planos de investimentos, pagamentos de dividendos e estratégia corporativa, além dos regulares registros contábeis de tais impactos.

Enquanto o Valor Homologado RBSE não for integralmente liquidado poderá haver eventuais questionamentos acerca do tema em órgãos públicos, reguladores ou técnicos, o que poderá fazer com que a Companhia receba valores referentes ao RBSE inferiores àqueles atualmente registrados em suas demonstrações financeiras. Adicionalmente, mesmo após a liquidação integral do Valor Homologado RBSE, a Companhia poderá ser obrigada a devolver parte ou a totalidade dos valores referentes ao RBSE a que faz jus ao órgão regulador caso haja decisão judicial nesse sentido. Em ambos os casos, a Companhia poderá sofrer efeito adverso em seus resultados operacionais e, conseqüentemente, no valor de mercado dos valores mobiliários de sua emissão, acarretando prejuízos a seus investidores.

(b) A Companhia pode vir a ser obrigada a reconhecer uma perda substancial relativamente ao plano de complementação de aposentadoria regido pela Lei Estadual de São Paulo 4.819, de 26 de agosto de 1958 ("Lei 4.819/58").

A Companhia registra nas suas demonstrações financeiras valores a receber referentes à parcela da complementação de aposentadoria dos aposentados abrangidos pela Lei 4.819/58,

em quantia equivalente à diferença do valor que a Companhia acredita ser devido pelo Governo de São Paulo nos termos da Lei 4.819/58 e o valor glosado que o Governo do Estado de São Paulo (SEFAZ/SP) efetivamente lhe reembolsa mensalmente.

Em função de fatos ocorridos durante o ano de 2013, sobretudo a alteração na expectativa de tempo de realização de parte dos ativos, a Administração reviu, no terceiro trimestre de 2013, os montantes a receber referentes a Lei 4.819/58 e registrou uma provisão para perdas em razão da expectativa de demora na realização de créditos, parcial dos valores a receber, no montante de R\$516 milhões (valor histórico), correspondente às parcelas não reconhecidas como de responsabilidade exclusiva da SEFAZ-SP.

Decisões judiciais adversas relativas ao tema, dependendo do seu conteúdo e abrangência podem envolver valores substanciais, trazendo impactos significativos aos resultados da Companhia exigindo, inclusive, conforme o caso, a revisão de planos de investimentos, pagamentos de dividendos e estratégia corporativa, dos registros contábeis da Companhia. Adicionalmente, a Companhia pode ter que continuar realizando pagamentos mensais relacionados a benefícios previdenciários relacionados à Lei 4.819/58. Caso a Companhia tenha que reconhecer perdas relacionadas ao plano de complementação de aposentadoria regido pela Lei 4.819/58 os resultados de suas operações e sua situação financeira poderão ser adversamente afetados e, conseqüentemente, a cotação de mercado das ações da Companhia.

(c) A Companhia pode vir a ser responsabilizada pelo pagamento de valores referentes a contingências decorrentes da tributação de PIS e COFINS

A Companhia defende atualmente autos de infração de PIS e COFINS relativos aos anos de 2003 a 2011, sob o entendimento de que a Companhia estaria sujeita ao regime da cumulatividade.

A Companhia adotava o regime cumulativo até o ano de 2003. Com a mudança da legislação, a partir de outubro de 2003 a regra geral tornou-se a não-cumulatividade, com exceção de receitas que se enquadravam em 4 requisitos (i) contratos firmados antes de outubro de 2003; (ii) com prazo superior a um ano; (iii) preço pré-determinado; e (iv) para aquisição de bens ou serviços. Uma vez que a receita da RBSE (Concessão Paulista anterior a Lei nº 12.783/2013) se enquadra nestes requisitos, e atendendo inclusive à orientação da ANEEL, a Companhia pediu a compensação dos valores pagos a maior no período em que fez recolhimentos no regime não cumulativo e passou a tributar a parcela da receita do SE pelo sistema cumulativo para PIS e COFINS.

Os processos administrativos referentes ao tema abrangendo o período de 2003 a 2010 possuem valor atualizado, na data base de 31 de março de 2025, de R\$ 1.943.993 mil.

Caso haja qualquer decisão desfavorável à Companhia referente ao assunto acima, a Companhia pode sofrer impactos significativos em seus resultados operacionais, condições financeiras e reputacionais, o que poderá ocasionar na revisão de planos de investimentos, não realização de pagamentos de dividendos e alteração da estratégia corporativa, além dos regulares registros contábeis de tais impactos.

(d) A Companhia pode vir a ser obrigada a fazer pagamentos substanciais relativamente à ação de cobrança regressiva movida pela Eletropaulo contra a Companhia, fruto do acordo entre Eletrobras e Eletropaulo em processo judicial que envolvia a EPTE.

Em 1989, a Eletrobras ajuizou ação ordinária de cobrança contra a Eletropaulo, referente a saldo de contrato de financiamento supostamente devido pela Eletropaulo à Eletrobras (“Empréstimo Eletropaulo”). Em outubro de 2021, a Eletrobras promoveu execução de sentença em decorrência da referida ação ordinária, que possuía como objeto a cobrança de R\$492 milhões da Eletropaulo e R\$49 milhões da EPTE, empresa oriunda da cisão parcial da Eletropaulo e posteriormente incorporada pela Companhia, que passou a ser a sua sucessora legal.

Em razão disso, a Companhia figura, atualmente, no polo passivo de processo judicial ajuizado pela Eletropaulo em março de 2021 (ação de regresso), em que se discute, principalmente, os seguintes temas: (i) o reconhecimento da responsabilidade da Companhia por todo débito

oriundo do Empréstimo Eletropaulo; (ii) a condenação no reembolso das parcelas vencidas e vincendas referentes ao Empréstimo Eletropaulo; e (iii) o pagamento de custas e verbas sucumbenciais (até 20% do valor discutido).

Na data deste Formulário de Referência, esse processo judicial ainda se encontra pendente de conclusão, após decisão de 2º (segundo) grau o feito aguarda julgamento dos Recursos Especial e Extraordinário apresentados pela Eletropaulo, sendo o valor atribuído à causa, atualizado até 31 de março de 2025, de aproximadamente R\$ 2,8 bilhões (sem considerar custas e verbas sucumbenciais). Para mais informações sobre este processo, vide item 4.4 “8”, deste Formulário de Referência.

Caso haja qualquer decisão desfavorável à Companhia referente ao assunto acima, a Companhia pode sofrer impactos significativos em seus resultados operacionais, condições financeiras e reputacionais, sobretudo porque não foi constituída provisão para essa contingência em suas demonstrações financeiras, o que poderá ocasionar revisão de planos de investimentos, não realização de pagamentos de dividendos e alteração da estratégia corporativa, além dos regulares registros contábeis de tais impactos.

(e) As funções de transmissão da Companhia poderão sofrer interrupções e/ou indisponibilidades, o que poderia reduzir sua receita ou aumentar os seus custos.

A operação de complexas redes e sistemas de transmissão de energia elétrica envolve diversos riscos, tais como dificuldades operacionais e interrupções não previstas, ocasionadas por eventos que estejam ou não fora do controle da Companhia e de suas controladas. Esses eventos incluem falhas de equipamentos ou de processos, disponibilidade abaixo de níveis esperados para os sistemas e ativos de transmissão da Companhia, bem como eventos extremos, a exemplo de incêndios, fenômenos naturais, sabotagens e outros.

De acordo com os Contratos de Concessão, a Companhia está sujeita à redução da RAP, notadamente no que se refere às instalações da Rede Básica, em decorrência de indisponibilidades de funções de transmissão e à aplicação pela ANEEL de determinadas penalidades dependendo do nível e duração da indisponibilidade dos serviços. Desse modo, a Companhia poderá ser afetada caso ocorram interrupções nas suas linhas de transmissão e subestações.

A Companhia também pode ser objetivamente responsável perante o sistema por danos resultantes de distúrbios, principalmente nos casos de blecautes, que tenham origem em seu sistema, caso seja comprovado, pelas análises coordenadas pelo ONS, que a Companhia tem responsabilidade por tais eventos, o que poderá gerar um efeito adverso nos seus negócios, resultados operacionais e a cotação de mercado das ações de sua emissão.

(f) Perdas não cobertas pelos seguros contratados podem resultar em prejuízos e na dificuldade para contratação de apólices, o que poderá gerar efeitos adversos sobre os negócios da Companhia e de suas controladas.

Certos tipos de riscos não são cobertos pelas seguradoras que atuam no mercado, tais como guerra, caso fortuito e de força maior, como, por exemplo, pandemias, ou interrupção de certas atividades. Na eventualidade da ocorrência de qualquer evento não coberto, ou de insuficiência de cobertura nas apólices contratadas, a Companhia pode sofrer um revés financeiro, inclusive para recompor e/ou reformar os ativos que tenham sofrido prejuízo, o que poderá comprometer o investimento realizado pela Companhia. Ainda, no caso dos eventos segurados, a cobertura de apólices de seguro está condicionada ao pagamento do respectivo prêmio. A falha da Companhia em pagar esses prêmios cumulada com a ocorrência de um sinistro poderá colocar a Companhia em uma situação de risco, dado que danos, mesmo que segurados, não estariam sujeitos à cobertura pela seguradora. Além disso, a Companhia não pode garantir que poderá manter apólices de seguro a taxas comerciais razoáveis ou em termos aceitáveis, ou contratadas com as mesmas companhias seguradoras ou com companhias seguradoras similares.

Caso a Companhia e suas controladas não consigam renovar as apólices de seguro contratadas em atendimento às exigências constantes de contratos financeiros celebrados com credores, poderá se configurar inadimplemento de determinadas obrigações no âmbito de tais contratos financeiros, podendo acarretar a declaração de vencimento antecipado das respectivas dívidas.

A Companhia e suas controladas ainda poderão precisar arcar com custos mais elevados para renovar suas apólices, inclusive em caso de sinistro. Em qualquer dos casos, a condição financeira da Companhia (em bases consolidadas) e, conseqüentemente, a cotação de mercado das ações de sua emissão, poderão ser afetadas adversamente.

As apólices de seguro contratadas pela Companhia e suas controladas podem não ser adequadas e/ou suficientes em todas as circunstâncias ou contra todos os riscos aos quais a Companhia está exposta no curso habitual do negócio. A ocorrência de um sinistro significativo não segurado ou indenizável, parcial ou integralmente, ou a não observância dos subcontratados em cumprir com as obrigações indenizatórias assumidas na contratação dos seguros, pode ter um efeito adverso nos negócios, resultados operacionais e a cotação de mercado das ações de emissão da Companhia.

Dessa forma, a Companhia e suas controladas podem não ser capazes de renovar ou obter, no futuro, apólices de seguro nos mesmos termos daqueles em vigor. Sendo assim, a ocorrência de sinistros que resultem em danos para os quais a Companhia e suas controladas, as quais não estejam totalmente cobertas pelas apólices de seguro, poderá gerar custos adicionais aos seus negócios, caso haja a necessidade do pagamento de um prêmio.

(g) A extinção total ou parcial antecipada das concessões da Companhia pode gerar prejuízos.

Nos termos da Lei de Concessões e nos termos dos contratos de concessão em vigor firmados entre a Companhia e o Poder Concedente, uma concessão está sujeita a extinção antecipada total ou parcial em determinadas circunstâncias, quais sejam: encampação, caducidade, rescisão amigável ou judicial, redução unilateral, anulação do Contrato de Concessão em decorrência de vício ou irregularidade constatados no procedimento ou no ato de sua outorga, falência ou extinção da concessionária, existindo, ainda, a possibilidade de o Poder Público intervir na concessão em determinadas situações, mesmo sem ocorrência de vício ou irregularidade, antes que este proceda à sua extinção, com o fim de assegurar a adequação na prestação dos serviços, bem como o fiel cumprimento das disposições contratuais, regulamentares e legais pertinentes, além de interferir nas operações e receitas provenientes das operações das instalações da Companhia e de suas controladas. Em quaisquer dos casos descritos, os ativos vinculados à concessão serão revertidos ao Poder Concedente ou transferidos a outro concessionário. A extinção antecipada de quaisquer dos contratos de concessão da Companhia, assim como a imposição de penalidades à Companhia associadas a tal extinção, geraria significativos impactos nos resultados da Companhia e poderia afetar sua capacidade de pagamento e cumprimento de obrigações financeiras.

Eventuais decisões judiciais e/ou administrativas que impliquem extinção total ou parcial do contratos de concessão da Companhia podem trazer impactos significativos aos negócios e resultados da Companhia, exigindo, inclusive, em alguns casos, a revisão de planos de investimentos, pagamentos de dividendos e estratégia corporativa, além dos regulares registros contábeis de tais impactos, o que poderá causar, conseqüentemente, um efeito adverso ao valor de mercado dos valores mobiliários de emissão da Companhia. Nestes casos, a Companhia não pode assegurar que a indenização prevista no Contrato de Concessão será suficiente para compensar a perda de lucro futuro.

(h) Decisões desfavoráveis ou a impossibilidade de se realizar depósitos judiciais ou de se prestar ou oferecer garantias em processos judiciais, administrativos ou arbitrais, bem como inquéritos e investigações podem causar efeitos adversos nos negócios da Companhia, na sua reputação, condição financeira e nos seus resultados operacionais.

A Companhia é e pode vir a ser parte em diversos processos nas esferas judicial, administrativa e arbitral, incluindo, ações indenizatórias, trabalhistas, tributárias, criminais, ambientais e regulatórias, bem como pode ser objeto de inquéritos e investigações. Não há como garantir que tais processos, inquéritos e investigações serão julgados ou concluídos, conforme o caso, favoravelmente à Companhia, ou, ainda, que os provisionamentos, quando existentes sejam suficientes para a cobertura dos valores decorrentes de eventuais condenações. Decisões contrárias aos interesses da Companhia que eventualmente alcancem valores substanciais de pagamento, que afetem a sua imagem ou impeçam a realização dos seus negócios conforme

planejados poderão causar um efeito relevante adverso nos negócios da Companhia, na sua reputação, condição financeira e seus resultados operacionais e, conseqüentemente, na cotação de mercado de suas ações.

Adicionalmente, é possível que a Companhia não tenha recursos imediatos necessários para realizar depósitos judiciais ou prestar ou oferecer garantias em processos judiciais ou administrativos, incluindo processos que discutam valores substanciais. A dificuldade na obtenção de recursos necessários para a realização destes depósitos ou de prestação ou oferecimento dessas garantias não suspenderá a cobrança dos valores decorrentes de eventuais condenações e poderá ter um efeito adverso nos negócios da Companhia, na sua condição financeira e nos seus resultados operacionais. Além disso, a continuidade destas cobranças em razão da eventual incapacidade de realização imediata destes depósitos ou da prestação ou do oferecimento destas garantias poderá gerar a aplicação de multa por atraso no pagamento, a formalização de penhora de bens, inclusive de seus ativos financeiros, penhora de seu faturamento, e até mesmo a dificuldade de obtenção de certidões de regularidade fiscal da Companhia, o que pode ter um efeito adverso em suas operações e no desenvolvimento de seu negócio, incluindo dificuldades para captação de recursos, além de impedir a participação da Companhia em processos licitatórios e a celebração de novos contratos administrativos, podendo, inclusive, configurar inadimplemento de obrigações no âmbito de contratos administrativos já celebrados pela Companhia, bem como, autorizar o Poder Concedente a declarar a caducidade das concessões, nos termos da Lei nº 8.987/1995 e da regulamentação setorial em vigor (notadamente a Resolução Normativa ANEEL nº 846/2021).

Além disso, a propositura de ações judiciais relacionadas a questões de responsabilidade civil ou de improbidade administrativa poderá afetar financeiramente, de modo adverso, a Companhia, além de afetar significativamente sua reputação ou a de administradores e, potencialmente, resultar na proibição de contratar com poder público ou receber benefícios ou incentivos fiscais ou creditícios por um período de cinco anos, levar a uma diminuição do seu volume de clientes e fontes pagadoras e, conseqüentemente, à redução da receita operacional bruta da Companhia, afetando adversamente seus negócios e resultados.

Adicionalmente, em caso de instauração, pela ANEEL, de processos judiciais ou administrativos que resultem em penalidades impostas à Companhia e suas controladas por descumprimento dos prazos e obrigações dispostos nos contratos de concessão da Companhia, a Companhia poderá sofrer intervenções da ANEEL em suas concessões ou autorizações ou, ainda, ter os seus contratos de concessão extintos antecipadamente, o que poderá ter um efeito adverso relevante nos negócios e nos resultados operacionais e financeiros da Companhia.

Especificamente, a Companhia é parte de autuações tributárias relacionadas ao aproveitamento de ágio e mais-valia em operações societárias, cujo valor agregado atualizado, em 31 de março de 2025, totaliza R\$ 105.797 mil. Decisões contrárias aos interesses da Companhia referentes a tais autos de infração poderão causar um efeito relevante adverso nos negócios da Companhia, condição financeira e seus resultados operacionais e, conseqüentemente, na cotação de mercado de suas ações.

Para mais informações sobre os processos judiciais, administrativos e arbitrais envolvendo a Companhia e suas controladas, veja os itens 4.3 a 4.7 deste Formulário de Referência.

(i) A Companhia pode vir a ser obrigada a fazer pagamentos substanciais relativamente ao reembolso das ações dos acionistas minoritários dissidentes no processo de incorporação da EPTE pela ISA ENERGIA BRASIL

Acionistas minoritários pleiteiam judicialmente a nulidade da incorporação da Empresa Paulista de Transmissão de Energia Elétrica (EPTE) pela Companhia ou, de forma subsidiária, a declaração de seu direito de recesso e determinação do pagamento do valor de reembolso de suas ações. No âmbito de tal ação, os acionistas minoritários iniciaram cumprimento provisório de sentença. A Companhia ingressou com ação rescisória visando a rescindir a decisão transitada em julgado, com base em jurisprudência administrativa majoritária à época da implementação da operação societária, e obteve decisão liminar condicionando o levantamento de valores, pelos autores à apresentação de caução idônea, sendo que tal levantamento não foi efetivamente realizado. A ação rescisória foi julgada improcedente e o processo aguarda o

julgamento de recurso. Na data deste Formulário de Referência, o valor envolvido, atualizado em 31 de março de 2025, é de, aproximadamente, R\$ 70.185 mil.

Caso haja qualquer decisão desfavorável à Companhia referente ao assunto acima, a Companhia pode sofrer impactos significativos em seus resultados, o que poderá ocasionar revisão de planos de investimentos, não realização de pagamentos de dividendos e alteração da estratégia corporativa, além dos regulares registros contábeis de tais impactos. Para mais informações, veja item 4.4 deste Formulário de Referência.

(j) O Poder Concedente pode impor penalidades à Companhia e suas controladas ou intervir na concessão ou autorizações outorgadas à Companhia por descumprimento de obrigações previstas no Contrato de Concessão, nas autorizações e nas leis e regulamentos setoriais.

A ANEEL pode impor penalidades à Companhia e suas controladas por descumprimento dos prazos e obrigações dispostos nos contratos de concessão da Companhia, o que pode resultar na imposição de penalidades regulatórias por parte da ANEEL, que, de acordo com a Resolução Normativa da ANEEL nº 846, de 11 de junho de 2019, poderão consistir, a depender da gravidade, em: advertências; multas, por infração, de até 2% da receita operacional líquida dos doze meses anteriores ao Auto de Infração lavrado; embargos à implementação de infraestrutura de novas instalações ou equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; suspensão temporária da participação em processos de licitação para novas concessões e caducidade da concessão. Qualquer das penalidades descritas anteriormente, bem como a intervenção da ANEEL nas concessões ou autorizações outorgadas, poderia ter um efeito relevante e adverso na condução dos negócios, nos resultados operacionais, econômicos e financeiros da Companhia.

Além disso, atrasos no cronograma de implementação de infraestrutura e entrada em operação estabelecidos pela ANEEL, inclusive nos investimentos em Reforços e Melhorias, podem resultar, também, na execução de garantia de fiel cumprimento assumida pela Companhia e/ou por suas controladas no âmbito dos contratos de concessão, o que poderia ter um efeito relevante e adverso nos resultados econômicos e na condição financeira da Companhia, o que poderá causar, conseqüentemente, um efeito adverso ao valor de mercado dos valores mobiliários de emissão da Companhia.

Ademais, o Poder Concedente tem poderes para revogar de forma total ou parcial qualquer uma das concessões ou autorizações da Companhia antes do encerramento do termo de concessão. Para mais informações sobre o risco de revogação total ou parcial dos Contratos de Concessão da Companhia, ver fator de risco “A extinção total ou parcial antecipada das concessões da Companhia pode gerar prejuízos.”

(k) A participação da Companhia e suas controladas na execução de obras de empreendimentos, tais como a implementação de infraestrutura, expansão e operação de equipamentos e linhas de transmissão, envolvem riscos significativos que podem levar à redução de receita, aumento de despesas e, no limite, à extinção do Contrato de Concessão relacionado à obra em questão.

A participação da Companhia e suas controladas em conjunto em empreendimentos, tais como a implementação de infraestrutura, manutenção, expansão e operação de instalações e equipamentos para a transmissão de energia envolvem vários riscos, incluindo: incapacidade de obter licenças, autorizações, permissões e aprovações governamentais; indisponibilidade de equipamentos; indisponibilidade dos sistemas de distribuição e/ou transmissão; interrupção do fornecimento; interrupções no trabalho; greves e outras disputas trabalhistas; agitações sociais; interferências hidrológicas e meteorológicas; acidentes, incluindo acidentes ambientais, e desastres naturais; problemas inesperados de engenharia e de natureza ambiental; atrasos na implementação de infraestrutura e na operação, ou custos excedentes não previstos; mudanças nos subsídios atualmente existentes; necessidade de altos investimentos de capital; indisponibilidade de financiamentos adequados; execução a valor superior ao indicado pela ANEEL e incapacidade financeira dos sócios em honrar seus compromissos de investimento.

Tais riscos podem levar à perda de receita, aumento de despesas, execução de garantias e eventuais penalizações do regulador, como a extinção do Contrato de Concessão, o que poderá

gerar um efeito adverso nos seus negócios, resultados operacionais e a cotação de mercado das ações de sua emissão.

(l) A Companhia não pode garantir o retorno do capital esperado para os investimentos realizados, tampouco pode garantir que sua participação em tais empreendimentos não gere obrigações indenizatórias de valores relevantes.

As decisões da Companhia de realizar investimentos são baseadas em projeções que podem ou não se concretizar. Os riscos que envolvem a participação da Companhia em empreendimentos podem gerar obrigações indenizatórias a terceiros que eventualmente poderão não estar cobertos nas apólices de seguros contratadas.

A Companhia pode ser responsável por quaisquer perdas e danos causados ao sistema interligado nacional em decorrência de falhas exclusivas no seu sistema de transmissão. Nessas situações, os seguros contratados podem ser insuficientes para cobrir estas perdas e danos. Para mais informações sobre os riscos de insuficiência de cobertura de seguros contratados pela Companhia, ver fator de risco “*Perdas não cobertas pelos seguros contratados podem resultar em prejuízos e na dificuldade para contratação de apólices, o que poderá gerar efeitos adversos sobre os negócios da Companhia*”.

De acordo com a legislação brasileira, a Companhia, na qualidade de prestadora de serviços públicos, pode ter responsabilidade civil objetiva por quaisquer prejuízos diretos e indiretos resultantes da inadequada prestação de serviços, tais como (i) perdas e danos causados ao sistema em decorrência de falhas na operação da transmissão ou (ii) interrupções ou distúrbios que não possam ser atribuídos a nenhum agente identificado do setor elétrico.

O valor das indenizações no caso do item (ii) acima e o critério de identificação do agente causador é realizado em conformidade com o disposto nos procedimentos de rede estabelecidos pelo ONS e homologados pela ANEEL. Dependendo da gravidade da ocorrência e da avaliação final do ONS, tal fato poderá acarretar efeito substancial e adverso na condução dos negócios, nos resultados operacionais e na condição financeira da Companhia e, conseqüentemente, na cotação de mercado das ações de sua emissão.

(m) A Companhia pode não conseguir executar integralmente sua estratégia de negócio, podendo gerar prejuízos em seus negócios e resultados operacionais.

A capacidade da Companhia de implementar a sua estratégia de negócios depende de uma série de fatores, incluindo a habilidade de crescimento com disciplina financeira e eficiência operacional e das condições regulamentares estabelecidas pela ANEEL.

A Companhia não pode garantir que quaisquer desses objetivos serão integralmente realizados. Um elemento crítico da estratégia da Companhia é a capacidade de expandir suas linhas de transmissão em termos e condições rentáveis por meio de novos projetos, quer por meio da aquisição de concessões já outorgadas, quer por meio da apresentação de propostas bem-sucedidas para novas concessões. Além disso, uma vez obtidas novas concessões, a Companhia tem ainda que buscar formas de custear os novos investimentos de implementação de infraestrutura de novas linhas de transmissão ou para reforços e melhorias, podendo neste processo buscar financiamentos, alienar ativos, realizar parcerias e/ou acessar o mercado capitais e equity.

A condição financeira e os resultados operacionais da Companhia poderão ser adversamente afetados caso a Companhia não seja bem-sucedida em suas propostas ou na execução de seus projetos, inclusive por custos mais elevados se comparados ao investimento inicialmente planejado, impactando o retorno esperado e alterando a estrutura de capital e alavancagem da Companhia, o que poderá gerar um efeito adverso nos seus negócios, resultados operacionais e a cotação de mercado das ações de sua emissão.

(n) A Companhia pode não ser capaz de cumprir com os índices financeiros ou outras obrigações previstas nos seus contratos de dívida e não há garantia de que a Companhia conseguirá renegociar suas dívidas no futuro caso índices financeiros ou outras obrigações previstas nos seus contratos de dívida sejam descumpridos. Ainda, a

Companhia poderá ter dificuldade em contratar novos endividamentos no futuro em razão dos índices financeiros previstos em seus contratos de dívida.

Diversos contratos financeiros celebrados pela Companhia (incluindo os contratos celebrados no âmbito de captação de recursos junto ao mercado de capitais) impõem o cumprimento de determinados índices financeiros, cláusulas restritivas financeiras e não financeiras ("covenants"), além de outras obrigações. Dessa forma, caso quaisquer índices financeiros ou outras obrigações sejam descumpridos e, conseqüentemente, ocorra qualquer evento de inadimplemento previsto em tais contratos, as dívidas a eles vinculadas poderão ser consideradas vencidas antecipadamente pelos respectivos credores de acordo com as disposições aplicáveis nos referidos contratos, e, como consequência, o fluxo de caixa e a situação financeira da Companhia poderão ser afetados adversamente de maneira relevante.

Não há garantia de que a Companhia conseguirá renegociar as suas dívidas no futuro caso índices financeiros ou outras obrigações previstas nos contratos financeiros celebrados pela Companhia sejam descumpridos. Caso a Companhia não seja capaz de cumprir com os *covenants* financeiros e/ou outras obrigações e não consiga renegociar suas dívidas, o saldo em aberto de seus contratos financeiros poderá vir a ser considerado antecipadamente vencido. Além disso, alguns dos contratos financeiros e títulos de dívida da Companhia contêm cláusulas que estabelecem o seu vencimento antecipado caso ocorra descumprimento de obrigações ou um evento de inadimplemento em outros contratos em decorrência de determinadas situações, entre elas, o vencimento antecipado de outros contratos seja declarado (*cross-acceleration* ou *cross-default*). Caso qualquer desses eventos ocorra, o fluxo de caixa e a situação financeira da Companhia poderão ser afetados de maneira adversa e relevante.

Além disso, a existência de limitações sobre o endividamento da Companhia poderá dificultar a celebração de novos contratos para financiamento de suas operações ou para refinanciamento de suas obrigações existentes, o que poderá afetar adversamente os negócios, resultados operacionais e situação financeira da Companhia. Caso a Companhia precise incorrer em novo endividamento em razão de sua estratégia de expansão ou por quaisquer outras necessidades de capital, a Companhia poderá ter dificuldade de contratá-lo em virtude dessas restrições ou poderá ser obrigada a pagar antecipadamente o endividamento a respeito do qual as restrições serão aplicadas, o que poderá afetar negativamente o fluxo de caixa e os resultados operacionais, o que poderá gerar um efeito adverso nos seus negócios, resultados operacionais e a cotação de mercado das ações de sua emissão.

Para mais informações sobre os contratos financeiros de que somos partes, bem como sobre as obrigações a que a Companhia está sujeita decorrentes da celebração desses contratos, vide item 2.1 deste Formulário de Referência.

(o) Decisões judiciais contrárias à terceirização de algumas das atividades atualmente desempenhadas por prestadores de serviços da Companhia poderão causar um efeito adverso para nós. O pagamento de multas e verbas, assim como a eventual responsabilização subsidiária, decorrentes de tais decisões judiciais poderá nos afetar adversamente.

A Companhia mantém contratos com empresas de prestação de serviços para a condução de serviços especializados para cumprimento dos seus contratos de concessão, assim como contratos de empreitada para a implementação de infraestrutura dos ativos de transmissão. Na hipótese de uma ou mais das referidas empresas não cumprirem com quaisquer de suas obrigações, incluindo, mas não se limitando, obrigações trabalhistas, previdenciárias e/ou fiscais, a Companhia pode vir a ser condenada subsidiariamente a arcar com tais obrigações.

Ainda poderia haver a caracterização de um vínculo empregatício entre a ISA ENERGIA BRASIL e os profissionais terceirizados, o que pode levar a um aumento no custo da folha e a condenações judiciais da Companhia. A Companhia pode ser afetada pela imposição de leis e normas regulamentares proibindo ou restringindo as atividades de terceirização. Se ausente o pagamento das verbas trabalhistas do trabalhador terceirizado por parte do empregador, a ISA ENERGIA BRASIL pode ser subsidiariamente responsável pelas verbas referentes ao período da prestação de serviços. Qualquer desses eventos pode ter um impacto adverso nos negócios, situação financeira e resultados das operações da Companhia.

Além disso, a Companhia também pode estar sujeita à responsabilização por lesões corporais ou morte de colaboradores terceiros dentro de suas instalações, o que pode afetar material e adversamente sua reputação e seus negócios.

A Companhia não pode garantir que as empresas prestadoras de serviços terceirizados não irão realizar qualquer outro tipo de prática irregular, o que também poderá vir a acarretar efeito adverso relevante em seus resultados e em sua condição financeira.

Quaisquer infrações trabalhistas, danos ambientais e/ou a terceiros causados por determinados prestadores de serviços no exercício de atividades contratadas pela Companhia, principalmente dentro de suas dependências, expõem a Companhia à potencial responsabilidade solidária/subsidiária pela reparação e/ou indenização dos danos causados, incluindo a possibilidade de a Companhia ser incluída no polo passivo de processos judiciais objetivando a reparação e/ou indenização de danos causados aos trabalhadores, ao meio ambiente e/ou a terceiros, o que pode afetar adversamente a sua reputação e seus negócios, bem como o valor de seus valores mobiliários.

(p) A Companhia pode vir a ser obrigada a realizar contribuições extraordinárias em função da má gestão do plano ou do descasamento entre passivo atuarial e as reservas do plano de aposentadoria mantido junto à VIVEST.

Por meio da Fundação CESP, entidade fechada de previdência complementar multipatrocinada, a Companhia disponibiliza para os seus Colaboradores o Plano de Suplementação de Aposentadorias e Pensão (“PSAP/CTEEP”). Devido à modalidade do Plano (BD – Benefício Definido) veiculado, caso haja ineficiência na gestão financeira dos recursos aportados e na definição do conjunto de premissas atuariais que determinará a apuração dos planos de custeio anuais, poderá haver a necessidade da Companhia em realizar contribuições extraordinárias, afetando de forma adversa os resultados financeiros da Companhia.

Adicionalmente, a existência de déficits não esperados pelo descasamento entre o passivo atuarial e as reservas do plano, causada pela divergência entre seus indexadores, aumento da longevidade e outros itens que aumentem o passivo do plano, também poderão criar a necessidade de Companhia e participantes realizarem contribuições extraordinárias, afetando-os de forma adversa. A Companhia pode ser impedida judicialmente, de forma provisória ou definitiva, de efetuar modificações necessárias no Plano de Previdência que busquem o reequilíbrio atuarial e a mitigação do risco. Esses impedimentos podem tornar a manutenção do plano insustentável requerendo da Companhia e de seus participantes maiores contribuições para equilíbrio atuarial, incluindo, mas sem se limitar a assinatura de contratos de dívida, que podem trazer impactos significativos aos resultados da Companhia exigindo, inclusive, conforme o caso, a revisão de planos de investimentos, pagamentos de dividendos e estratégia corporativa, além dos regulares registros contábeis de tais impactos, o que poderá gerar um efeito adverso nos seus negócios, resultados operacionais e a cotação de mercado das ações de sua emissão.

Ainda, caso os respectivos Planos PSAP/CTEEP desenvolvam ao longo do tempo problemas de liquidez e posterior judicialização, em função da perda da capacidade de pagamento das dívidas e benefícios de algumas empresas que também patrocinam planos de aposentadoria junto à VIVEST, o PSAP/CTEEP estará sujeito a penhoras em seu patrimônio, uma vez que não há mecanismos de proteção suficientes que garantam a independência patrimonial dos Planos administrados por Entidade Multipatrocinada. Como patrocinadora do PSAP/CTEEP e em razão do exposto acima, a Companhia poderá ser obrigada a realizar desembolsos de valores significativos em caso de falha de liquidez dos Planos PSAP/CTEEP, podendo gerar um efeito adverso nos seus negócios, resultados operacionais e a cotação de mercado das ações de sua emissão.

(q) Incidentes de segurança cibernética, incluindo ataques à infraestrutura necessária para manter os sistemas de TI da Companhia, podem resultar em danos financeiros e prejuízos à reputação da Companhia.

Um incidente cibernético é um ataque intencional ou não que permita acesso não autorizado a sistemas a fim de romper operações, corromper dados ou capturar informações confidenciais.

Com o aumento da dependência na tecnologia, também aumentam os riscos a que estão expostos os sistemas da Companhia, tanto internos quanto externos.

Incidentes de segurança cibernética podem resultar em apropriação indevida de informações da Companhia e/ou das informações de seus clientes ou em tempo de inatividade em seus servidores ou operações, o que pode afetá-la material e adversamente. Eventual perda de propriedade intelectual, segredos comerciais ou de outras informações comerciais sensíveis ou a interrupção das suas operações pode afetar negativamente os resultados financeiros e a reputação da Companhia.

Em julho de 2022, entrou em vigor a Resolução Normativa ANEEL 964/2021, que regulamenta as regras de cibersegurança para o setor de energia. Os riscos relacionados a eventuais problemas na segurança cibernética incluem o risco de interrupção no fornecimento de energia e a inviabilidade das operações técnicas necessárias. As medidas adotadas pela Companhia e por suas controladas para prevenir e remediar os riscos de segurança cibernética e para cumprir os regulamentos descritos podem não ser suficientes ou eficazes e a Companhia pode estar sujeita à interrupção do serviço, perda da integridade das informações ou indisponibilidade temporária de serviços ou sistemas essenciais, bem como responsabilização decorrente do descumprimento da regulamentação setorial.

Ainda, após a entrada em vigor da Lei nº 13.709/18 (“LGPD”), as empresas em geral, incluindo a Companhia, devem cumprir uma série de obrigações relacionadas ao tratamento de dados pessoais realizado em território brasileiro, de modo que eventuais ausências de adequação à LGPD, poderão resultar em sanções administrativas aplicadas pela Autoridade Nacional de Proteção de Dados (“ANPD”). Para mais informações ver risco “*A Companhia está sujeita a riscos associados ao não cumprimento da Lei Geral de Proteção de Dados e pode ser afetada adversamente pela aplicação de multas e outros tipos de sanções. Ainda, alguns dos contratos firmados pela Companhia e por suas controladas com terceiros não possuem cláusulas-padrão de proteção de dados*”.

Esforços e investimentos em sistemas e infraestrutura de TI são caros e podem não ser suficientes para acompanhar as necessidades do mercado, bem como sua implementação pode durar mais tempo que o esperado, aumentando a vulnerabilidade da Companhia a interrupções sistêmicas e ataques cibernéticos. Além disso, à medida que as ameaças cibernéticas continuam evoluindo, a Companhia pode ser obrigada a gastar recursos significativos para modificar ou aprimorar suas medidas de proteção, bem como para investigar e solucionar quaisquer vulnerabilidades de segurança da informação.

Não há garantia de que a Companhia e suas controladas serão capazes de impedir falhas, interrupções, incidentes cibernéticos ou outras violações de segurança dos sistemas e infraestrutura de TI ou de prestadores de serviço terceirizados, ou que serão capazes de detectar e reagir adequadamente se houver uma falha, interrupção, incidente cibernético ou outra violação de segurança.

(r) A Companhia está sujeita a riscos associados ao não cumprimento da Lei Geral de Proteção de Dados e pode ser afetada adversamente pela aplicação de multas e outros tipos de sanções. Ainda, alguns dos contratos firmados pela Companhia e por suas controladas com terceiros não possuem cláusulas-padrão de proteção de dados.

A Companhia e suas controladas tratam dados pessoais de clientes, terceiros, parceiros e colaboradores, no âmbito de suas operações comerciais. É preciso garantir que qualquer tratamento de dados pessoais e informações confidenciais, tais como, processamento, utilização, armazenagem, disseminação, transferência ou eliminação sob sua responsabilidade seja realizada de acordo com a legislação aplicável. Especialmente em relação ao tratamento de dados pessoais, a Companhia e suas controladas devem observar as leis de proteção de dados e privacidade aplicáveis e diretrizes da ANPD.

A LGPD regula no Brasil as práticas relacionadas ao tratamento de dados pessoais de forma geral e não mais esparsa e setorial e estabelece um marco legal a ser observado nas operações de tratamento de dados pessoais, bem como prevê, dentre outras providências, os direitos dos titulares de dados pessoais, hipóteses em que o tratamento de dados pessoais é permitido

(bases legais), obrigações e requisitos relativos a incidentes de segurança da informação envolvendo dados pessoais e a transferência e compartilhamento de dados e sanções para o descumprimento de suas disposições.

O descumprimento de quaisquer disposições previstas na LGPD tem como riscos: (i) a aplicação de sanções administrativas; (ii) a propositura de ações judiciais, individuais ou coletivas pleiteando reparações de danos decorrentes de violações, baseadas não somente na LGPD, mas, na legislação esparsa e setorial sobre proteção de dados ainda vigente; e (iii) a aplicação das penalidades previstas na legislação esparsa.

Com a entrada em vigor das sanções administrativas da LGPD, caso a Companhia e suas controladas não estejam em conformidade com a lei, a Companhia e suas controladas podem estar sujeitas às sanções, de forma isolada ou cumulativa, de advertência, obrigação de divulgação de incidente, bloqueio temporário e/ou eliminação de dados pessoais, proibição parcial ou total do exercício de atividades relacionadas a tratamento de dados e multa de até 2% (dois por cento) do faturamento da empresa, grupo ou conglomerado no Brasil no seu último exercício, excluídos os tributos, até o montante global de R\$50 milhões por infração.

Além disso, a Companhia e suas controladas podem ser responsabilizadas por danos materiais, morais, individuais ou coletivos causados e serem consideradas solidariamente responsáveis por danos materiais, morais, individuais ou coletivos causados pela Companhia e por suas controladas, devido ao não cumprimento das obrigações estabelecidas pela LGPD.

Assim, falhas de segurança e quaisquer outras falhas na privacidade e proteção dos dados pessoais tratados pela Companhia e por suas controladas, bem como a inadequação à legislação aplicável, podem acarretar multas elevadas, pagamento de indenizações, divulgação do incidente para o mercado, eliminação dos dados pessoais da base, e a suspensão da atividade de tratamento de dados, o que poderá afetar negativamente a reputação e os resultados da Companhia e, conseqüentemente, o valor de suas ações.

Destaca-se, ainda, que alguns dos contratos firmados pela Companhia e por suas controladas com terceiros não possuem cláusulas-padrão de proteção de dados e tal ausência pode acarretar prejuízo financeiro para a Companhia na hipótese de descumprimento da LGPD por qualquer uma das partes.

(s) Os processos de governança, gestão de riscos e compliance da Companhia podem não ser suficientes para detectar comportamentos contrários à legislação e regulamentação aplicáveis e aos seus padrões de ética e conduta, podendo ocasionar impactos materiais e adversos em seus negócios, reputação, situação financeira, resultados operacionais e cotação de mercado de suas ações.

A Companhia está sujeita a leis de prevenção e combate à corrupção, lavagem de dinheiro, improbidade administrativa, fraudes, infrações à legislação eleitoral e à concorrência, como, por exemplo, a Lei n.º 12.846, de 1º de agosto de 2013 (Lei Anticorrupção) e Lei n.º 8.429, de 2 de junho de 1992 (Lei de Improbidade Administrativa). Dentre as sanções aplicadas àqueles considerados responsáveis estão: (i) multa; (ii) publicação extraordinária de sentença condenatória; (iii) obrigação de reparação de danos causados; (iv) perda de bens, direitos ou valores ilicitamente obtidos; (v) proibição de receber incentivos, subsídios, subvenções, doações ou empréstimos de órgãos ou entidades públicas e de instituições financeiras públicas ou controladas pelo poder público e usufruir de benefícios fiscais; (vi) suspensão ou interdição parcial de suas atividades; (vii) dissolução compulsória da pessoa jurídica envolvida na conduta ilícita; e (viii) proibição de participação em leilões referentes a concessões públicas e, conseqüentemente, de contratação com o Poder Concedente.

Estas sanções, se aplicadas, podem afetar material e adversamente as atividades e os resultados operacionais e financeiros da Companhia, podendo, inclusive, configurar inadimplemento de obrigações no âmbito de contratos administrativos já celebrados pela Companhia, assim como pode afetar negativamente a sua reputação ou a cotação de mercado das ações de sua emissão. O descumprimento de disposições legais e regulamentares aplicáveis às concessões pode, inclusive, autorizar o Poder Concedente a declarar a caducidade das

concessões, nos termos da Lei nº 8.987/1995 e da regulamentação setorial em vigor (notadamente a Resolução Normativa ANEEL nº 846/2021).

A Companhia também pode vir a ser responsabilizada por atos de corrupção praticados por terceiros. As políticas e procedimentos da Companhia para identificar, analisar, quantificar, avaliar, monitorar e gerenciar riscos podem não ser totalmente eficazes. Os métodos de gerenciamento de riscos podem não prever exposições futuras ou não ser suficientes para mitigar riscos desconhecidos e/ou não mapeados, cuja materialização pode gerar consequências significativamente maiores do que aqueles indicados pelas medidas historicamente utilizadas pela Companhia.

Os processos de governança, políticas, gestão de riscos e *compliance* da Companhia podem não ser capazes de prevenir ou detectar: (i) violações à Lei Anticorrupção, à Lei nº 8.429 de 2 de junho de 1992 ou outras violações relacionadas a outras leis e regulamentos aplicáveis; (ii) condutas impróprias, fraudulentas e/ou desleais por parte de seus funcionários, acionistas, controladas, coligadas, membros de sua administração e terceiros contratados para representá-la; ou (iii) comportamentos não condizentes com princípios éticos da Companhia, que possam afetar adversamente a sua reputação, negócios, a condição financeira e os resultados operacionais da Companhia, bem como a cotação de suas ações ordinárias, podendo acarretar prejuízos aos investidores.

Se a Companhia não for capaz de manter seus controles internos operando de maneira efetiva, poderá não ser capaz de: (i) elaborar suas demonstrações e informações financeiras de maneira adequada; (ii) reportar seus resultados de maneira precisa; e/ou (iii) prevenir a ocorrência de fraudes ou a ocorrência de outros desvios. Desse modo, a falha ou a ineficácia nos controles internos da Companhia poderá ter um efeito adverso significativo em seus negócios.

Diante da eventual falha de seus controles internos ou de suas políticas de integridade corporativa, a Companhia e/ou o seus administradores poderão ser envolvidos em investigações e/ou processos judiciais ou administrativos, visando à apuração de infrações contra a Administração Pública, praticadas por si ou por terceiros, por violação da Lei Anticorrupção e do seu decreto regulamentador, o Decreto nº 11.129/2022, do Decreto-Lei nº 2.848/1940, da Lei nº 8.137/1990, da Lei nº 8.429/1992, da Lei nº 8.666/1993, da Lei nº 10.520/2002, da Lei nº 14.133/2021 e da Lei nº 9.613/1998, que poderão redundar, entre outras sanções, em inabilitação para contratação com o Poder Público.

A Companhia também pode vir a ser solidariamente responsabilizada pelo pagamento de multa e reparação integral de eventual dano causado em razão de práticas contrárias à Lei Anticorrupção por suas sociedades controladoras, controladas, coligadas ou consorciadas, que, neste caso, poderiam afetar material e adversamente a reputação, negócios, condições financeiras e resultados operacionais da Companhia, ou a cotação de mercado de suas ações de forma negativa.

(t) A Companhia poderá precisar de capital adicional no futuro, o que poderá resultar em diluição da participação do investidor em suas ações.

A Companhia pode vir a necessitar de recursos adicionais no futuro para implantar sua estratégia de negócios, e optar por obtê-los por meio de operações de mercado de capitais, incluindo colocação pública ou privada de ações ou valores mobiliários conversíveis em ações ou permutáveis por elas, para financiar parcela substancial dos dispêndios de capital de seus projetos e para o refinanciamento de dívidas existentes.

A obtenção de recursos, pela Companhia, por meio da emissão de ações ou valores mobiliários conversíveis em ações, poderá resultar em alteração na quantidade de ações em circulação e no preço de mercado de suas ações ordinárias e/ou preferenciais. Consequentemente, é possível que as participações acionárias detidas no momento da captação sejam proporcionalmente reduzidas (em razão de diluição), tanto em rendimentos quanto em menor poder de influência nas decisões tomadas pela Companhia, caso os acionistas não exerçam, por qualquer motivo e quando aplicável, seus direitos de preferência na subscrição de novas ações ou valores mobiliários emitidos em decorrência de novas ofertas ou aumentos de capital.

Na hipótese de indisponibilidade de financiamentos públicos ou privados, ou caso assim decidam os acionistas ou o conselho de administração, tais recursos adicionais poderão ser obtidos por meio de aumento de capital social. Qualquer recurso adicional obtido por meio de aumento de capital social poderá diluir a participação do investidor no capital social da Companhia. A captação de recursos adicionais por meio da emissão de ações ou de títulos conversíveis em ações poderá, nos termos da Lei das Sociedades por Ações, ser feita com exclusão do direito de preferência de seus acionistas, inclusive dos investidores em ações da Companhia, e poderá, portanto, diluir a participação acionária dos investidores.

Por fim, caso a Companhia seja incapaz de captar recursos por meio de operações de mercado de capitais, a Companhia poderá ter sua condição financeira afetada, bem como a sua capacidade de adimplir com todas as suas obrigações contratuais.

(u) Em caso de necessidade de capital no futuro para implementar sua estratégia de negócios, a Companhia poderá enfrentar dificuldades em captar recursos por meio de operações no mercado financeiro e de capitais.

A Companhia pode vir a necessitar de recursos adicionais no futuro para implantar sua estratégia de negócios. Além disso, a implementação do plano de investimentos da Companhia poderá exigir recursos adicionais e em proporção diferente da prevista pela Administração da Companhia, obrigando a Companhia a realizar captações adicionais aumentando substancial e adversamente a sua alavancagem financeira.

Além disso, a Companhia pode enfrentar dificuldades na captação destes recursos, tais como (i) flutuação das taxas de juros sobre empréstimos, financiamentos ou debêntures; (ii) restrições de liquidez, incluindo cláusulas de vencimento antecipado e obrigações de manutenção de índices financeiros; (iii) expansão ou contração da economia global ou brasileira, e (iv) crises econômicas ocasionadas por calamidades, desastres naturais e pandemias, influenciando na avaliação de crédito das contrapartes, dentre outros riscos de mercado, conforme descritos no item 4.3 deste Formulário de Referência.

O aumento da alavancagem financeira da Companhia pode: (i) implicar uso de uma parcela maior dos seus recursos para efetuar o pagamento de suas dívidas, com a consequente redução do caixa disponível para financiar o capital de giro e os investimentos da Companhia; (ii) limitar a sua flexibilidade no planejamento ou na reação a mudanças em seu negócio; (iii) limitar a sua capacidade de captar novos recursos no futuro ou aumentar o custo de seu capital; (iv) posicionar a Companhia em desvantagem competitiva em relação aos seus concorrentes que possuam menor nível de endividamento, afetando adversamente os negócios e resultados operacionais da Companhia.

(v) Os titulares das ações de emissão da Companhia poderão não receber dividendos ou juros sobre o capital próprio, caso a Companhia não seja capaz de gerar lucros.

A Companhia pode não pagar aos acionistas um dividendo anual obrigatório equivalente previsto em seu Estatuto Social e na regulamentação aplicável, calculado com base nos critérios estabelecidos pelo IFRS e ajustado nos termos da Lei das Sociedades por Ações. A capacidade da Companhia de pagar dividendos depende da sua capacidade de gerar lucros. Em determinadas circunstâncias, a Companhia poderá não ser capaz de distribuir dividendos ou distribuí-los em valor inferior ao dividendo mínimo obrigatório. Dentre elas: (i) caso o lucro líquido seja capitalizado, utilizado para compensar prejuízo ou retido nos termos da Lei das Sociedades por Ações; (ii) caso o conselho de administração da Companhia informe à Assembleia Geral Ordinária que a distribuição é incompatível com a situação financeira da Companhia, suspendendo a distribuição obrigatória de dividendos em determinado exercício social; (iii) caso o fluxo de caixa e o lucro da Companhia, bem como a distribuição desse lucro sob a forma de dividendos, inclusive dividendos sob a forma de juros sobre o capital próprio, não ocorra, fazendo com que o dividendo mínimo obrigatório ultrapasse a parcela realizada do lucro líquido do exercício; e/ou (iv) no caso de existência de restrições em contratos de financiamento celebrados pela Companhia à distribuição de dividendos.

Adicionalmente, a isenção de imposto de renda sobre a distribuição de dividendos e a tributação atualmente incidente sob o pagamento de juros sobre capital próprio prevista na legislação atual

poderá ser revista e tanto os dividendos recebidos, quanto os distribuídos poderão passar a ser tributados e/ou, no caso dos juros sobre capital próprio, ter sua tributação majorada no futuro, impactando o valor líquido a ser recebido pelos acionistas a título de participação nos resultados da Companhia.

b) Riscos relacionados aos seus acionistas, em especial os acionistas controladores

(a) A controladora da Companhia poderá ter interesses conflitantes com os interesses de outros investidores.

A ISA Capital do Brasil S/A (“ISA Capital”), controladora da Companhia, possui poderes para, dentre outras atribuições, eleger a maioria dos membros do Conselho de Administração e determinar o resultado de deliberações que exijam aprovação de acionistas, inclusive em operações com partes relacionadas de que não seja parte, reorganizações societárias, alienações de ativos, parcerias e a época do pagamento de quaisquer dividendos futuros, observadas as exigências de pagamento do dividendo obrigatório, impostas pela Lei das Sociedades por Ações.

Não se pode assegurar que os interesses da ISA Capital estarão alinhados com os interesses dos demais acionistas nas deliberações submetidas à assembleia geral de acionistas da Companhia. Certas decisões referentes às operações ou à estrutura financeira da Companhia podem gerar conflitos de interesses entre a ISA Capital e os demais acionistas da Companhia. A ISA Capital continuará a ser capaz de determinar ou, pelo menos, exercer forte influência nas decisões da Companhia enquanto detiver participação significativa em seu capital social.

Adicionalmente, caso a Companhia deixe de ser controlada pela ISA Capital, os novos controladores poderão ter interesses diversos do atual acionista controlador e igualmente conflitante com os interesses dos demais acionistas.

c) Riscos relacionados às suas controladas e controladas em conjunto

(a) Impactos significativos nas controladas da Companhia podem afetá-la, tendo em vista que parte dos resultados da Companhia depende da operação das suas controladas.

Parte dos resultados da Companhia depende da operação das suas controladas e controladas em conjunto. Igualmente, os resultados da Companhia dependem da consolidação direta dos resultados de suas controladas, bem como indireta (via equivalência patrimonial) de suas controladas em conjunto.

Dessa forma, os resultados da Companhia e a sua capacidade de distribuir dividendos aos seus acionistas dependem das operações, do fluxo de caixa e dos lucros de suas controladas e sociedades sob controle comum, sendo que essas sociedades podem estar sujeitas a obrigações decorrentes de contratos de financiamento ou empréstimos que limitem a transferência de dividendos para a Companhia. Dessa forma, não é possível assegurar que os lucros das controladas e sociedades sob o controle comum da Companhia serão distribuídos à Companhia, o que poderá causar um efeito adverso relevante ao resultado financeiro da Companhia, prejudicando a distribuição de dividendos aos seus acionistas.

Ademais, os resultados da Companhia dependem parcialmente dos resultados de suas controladas. Considerando que a Companhia detém participação em algumas sociedades sob controle comum com terceiros, não se pode garantir que tais terceiros, sócios da Companhia nessas empresas, manterão padrões de compliance adequados e observarão as leis aplicáveis no futuro. Se os demais sócios da Companhia eventualmente causarem danos reputacionais às sociedades investidas, a capacidade de tais controladas de gerar receita à Companhia por meio da distribuição de dividendos ou do pagamento de juros sobre o capital próprio pode ser reduzida, o que pode impactar adversamente a condição financeira da Companhia e, conseqüentemente, os seus resultados. Eventuais liquidações ou dissoluções de atividades de controladas podem impactar a saúde financeira da holding, dada a potencial redução de dividendos distribuídos por suas investidas.

Por fim, a isenção de imposto de renda sobre a distribuição de dividendos e a tributação atualmente incidente sob o pagamento de juros sobre capital próprio, prevista na legislação atual, poderão ser revistas e tanto os dividendos recebidos, quanto os distribuídos poderão passar a ser tributados e/ou, no caso dos juros sobre capital próprio, ter sua tributação majorada no futuro, impactando o valor líquido a ser recebido pela Companhia a título de participação nos resultados de suas investidas.

(b) A Companhia faz parte de um grupo econômico no qual participam outras sociedades operacionais cujas obrigações financeiras são ou poderão ser garantidas pela Companhia.

A Companhia faz parte de um grupo econômico do qual participam outras sociedades operacionais.

No curso de suas atividades, essas sociedades assumem obrigações, incluindo aquelas no âmbito de suas necessidades de financiamento, as quais são ou poderão vir a ser objeto de garantia por parte da Companhia. Eventual descumprimento por quaisquer controladas da Companhia de suas obrigações firmadas no contexto de transações garantidas pela Companhia, poderá fazer com que a Companhia seja responsabilizada pelo pagamento de tais obrigações (e.g., em caso de obrigações pecuniárias), o que poderá impactar adversamente os resultados operacionais e financeiros da Companhia.

d) Riscos relacionados aos seus administradores

(a) A perda de membros da alta administração da Companhia, ou a sua incapacidade de atrair e manter pessoal qualificado para integrá-la, pode ter um efeito adverso material sobre suas atividades, situação financeira e resultados operacionais.

A administração da Companhia e suas operações são dependentes em grande parte das contribuições de pessoas chave de sua alta administração. A Companhia não pode assegurar que será bem-sucedida na atração ou retenção de membros de sua alta administração. A perda de qualquer dos membros de sua alta administração, ou a incapacidade de manter, atrair e contratar outros executivos para integrá-la, poderá afetar adversamente a capacidade de implementar sua estratégia de negócio, bem como a sua situação financeira e seus resultados operacionais, consequentemente podendo prejudicar a cotação de mercado das ações de sua emissão.

e) Riscos relacionados aos seus fornecedores

(a) Falhas por parte dos fornecedores da Companhia podem prejudicar as atividades da Companhia, das suas controladas e das suas controladas em conjunto e ter um efeito adverso relevante nos resultados da Companhia.

A Companhia, suas controladas e suas controladas em conjunto dependem de terceiros para fornecer os equipamentos utilizados em suas instalações e, por isso, estão sujeitas a aumentos de preços e falhas por parte de tais fornecedores, como atrasos na entrega dos equipamentos ou a entrega de equipamentos avariados. Tais falhas poderão prejudicar as atividades da Companhia, das suas controladas e das suas controladas em conjunto e ter um efeito adverso relevante nos resultados da Companhia. Adicionalmente, devido às especificidades técnicas dos equipamentos utilizados em suas instalações, a Companhia, suas controladas e suas controladas em conjunto têm à disposição uma quantidade restrita de fornecedores.

Caso algum fornecedor descontinue a produção ou interrompa a venda de qualquer dos equipamentos adquiridos pela Companhia e pelas suas controladas, a prestação dos serviços de transmissão de energia elétrica pela Companhia e pelas suas controladas poderá ser afetada de forma relevante, e a Companhia e suas controladas poderão ser obrigadas a realizar investimentos não previstos para aquisição de equipamentos com fornecedores a serem desenvolvidos e homologados. Em casos extremos, de único fornecedor, a Companhia poderá ter que desenvolver ou custear o desenvolvimento de nova tecnologia para substituir o equipamento indisponível, o que poderá impactar negativamente a condição financeira e os resultados operacionais da Companhia e de suas controladas. Caso a Companhia e suas controladas não sejam capazes de manter ou renovar os contratos com os atuais prestadores

de serviços, poderão ter dificuldades na integração dos sistemas aos novos prestadores, o que pode ocasionar problemas operacionais.

(b) A Companhia é dependente de terceiros para obter os equipamentos que utiliza no desenvolvimento de suas atividades.

As atividades da Companhia dependem do fornecimento, por terceiros, de equipamentos e insumos que utiliza na prestação dos serviços.

Dessa forma, a Companhia está sujeita a ter de lidar com atrasos ou aumento de prazos ou indisponibilidade de matéria-prima por parte dos fornecedores, o que pode prejudicar a prestação dos seus serviços a seus clientes. Adicionalmente, caso os fornecedores não sejam capazes de atender a eventual aumento da demanda por seus produtos em prazo satisfatório, a Companhia poderá não conseguir adquirir a quantidade de equipamentos, matérias primas ou insumos necessários ao desenvolvimento de suas operações.

O mesmo cenário pode se configurar caso a Companhia interrompa suas compras com um fornecedor e, por conta de tal interrupção, este fornecedor não a atenda posteriormente, seja por ter reduzido ou alterado sua produção, por ter comprometido sua capacidade com terceiros ou por quaisquer outros motivos. Caso tais atrasos ou falta de produtos sejam recorrentes, a Companhia poderá não conseguir substituir seus fornecedores com a agilidade necessária para atender à demanda de seus clientes. Além disso, eventuais restrições à importação ou aumento de impostos sobre a importação de equipamentos também poderão prejudicar suas atividades.

Caso qualquer dos eventos descritos acima ocorra ou o relacionamento com fornecedores seja interrompido por qualquer motivo, a Companhia poderá sofrer redução de demanda pelos serviços o que, conseqüentemente, poderá afetar seus resultados e situação financeira de forma adversa e relevante, o que poderá ter efeito substancialmente adverso nos preços das ações de emissão da Companhia.

(c) A concentração dos fornecedores da Companhia pode aumentar a sua exposição financeira.

Alguns produtos e bens destinados à manutenção das atividades da Companhia são adquiridos de poucos fornecedores. Caso ocorram alterações ou paralisações na cadeia de fornecimento, os negócios da Companhia podem ser afetados. Caso algum fornecedor não seja capaz de fornecer os produtos na quantidade, prazo e na frequência usualmente adquiridas e a Companhia não seja capaz de substituir referido fornecedor em tempo hábil, a Companhia pode ter um efeito adverso relevante sobre suas atividades e resultado operacional.

A Companhia não pode garantir que eventuais novos fornecedores ofereceram ou oferecerão as mesmas condições comerciais, nem que eventuais novos produtos funcionarão em condições satisfatórias ou semelhantes aos originais.

f) Riscos relacionados aos seus clientes

(a) O descumprimento da obrigação de garantia nos termos dos Contratos de Constituição de Garantias (CCG) pelos clientes da Companhia poderá resultar na rescisão do respectivo Contrato de Uso de Sistemas de Transmissão e/ou Contrato de Conexão de Transmissão e, conseqüentemente, em perdas de receita para a Companhia.

Os pagamentos mensais efetuados pelos agentes que acessam o sistema de transmissão são geralmente garantidos por Contratos de Constituição de Garantias (CCG) e fiança bancária. O mecanismo de garantia previsto nos CCGs determina que os usuários do sistema confirmem ao ONS ou às companhias de transmissão, acesso às contas bancárias mantidas junto a bancos indicados no respectivo CCG.

Nessas contas, deve ser mantido um saldo de depósitos (provenientes de faturas pagas por consumidores finais dos usuários) equivalentes a pelo menos 110% do valor médio das últimas três faturas mensais devidas às concessionárias de transmissão. Caso os agentes que acessam o sistema de transmissão deixem de efetuar o pagamento dentro de dois dias do vencimento, o ONS ou a companhia de transmissão instruirá o banco gestor da garantia a bloquear as contas

bancárias do usuário inadimplente ou, em algumas situações, a obter do usuário inadimplente garantias adicionais de até 2 (duas) faturas mensais do sistema de transmissão.

Em caso de falha no bloqueio das contas bancárias dos usuários inadimplentes ou em caso de descumprimento da obrigação de prestação de garantia, nos termos dos CCGs, pode ensejar a rescisão do Contrato de uso do sistema de Transmissão (CUST) e Contrato de Conexão de Transmissão (CCT) relacionados a tal garantia, ficando a correspondente inadimplência a ser equacionada com o envolvimento da ANEEL, o que poderá resultar em perdas para a Companhia e consequentemente em prejuízos ao seu investidor.

g) *Riscos relacionados aos setores da economia nos quais o emissor atue*

(a) *O crescimento da Companhia pode ser adversamente afetado por futuras ações governamentais ou políticas relacionadas a concessões de linhas de transmissão de energia no Brasil.*

Em seus editais, o Poder Concedente impõe certos requisitos a todos os participantes de licitações para novas concessões, incluindo indicadores da estabilidade financeira do participante e/ou de seus acionistas. A Companhia não pode assegurar que será capaz de satisfazer todos os requisitos necessários para adquirir novas concessões ou participar de novos processos licitatórios. As concessões de prestação de serviços públicos podem estar sujeitas a níveis variados de sensibilidade política. As regras para a licitação de concessões de serviços de transmissão de energia estão sujeitas a alteração do arcabouço regulatório aplicável.

A Companhia não pode assegurar que os processos licitatórios relativos aos serviços de transmissão de energia irão de fato ocorrer. Caso referidos processos licitatórios não venham a ocorrer, venham a ser insignificantes ou venham a ocorrer em termos que não sejam economicamente viáveis ou atrativos para a Companhia, a expansão e diversificação do setor poderão ser comprometidos de maneira adversa, afetando as projeções de crescimento da Companhia, o que poderá gerar um efeito adverso nos seus negócios, resultados operacionais e a cotação de mercado das ações de sua emissão.

h) *Riscos relacionados à regulação dos setores em que o emissor atue*

(a) *A Companhia está sujeita a regulamentação abrangente de seus negócios, o que pode afetar fundamentalmente seu desempenho financeiro*

Os negócios da Companhia estão sujeitos a extensa regulamentação das autoridades legais e reguladoras brasileiras, em especial as da ANEEL, do ONS e do MME. As diretrizes e orientações destes órgãos podem ter impacto relevante sobre as atividades e operações da Companhia, com autoridade discricionária para implementar e alterar políticas, interpretações e regras aplicáveis aos diferentes aspectos dos Sistemas de Transmissão, tais como operação e manutenção, pilares de saúde e segurança, modelos de contraprestação e renovação de contratos. Qualquer medida regulatória significativa implementada por citadas autoridades pode resultar tanto em uma sobrecarga expressiva nas atividades da Companhia quanto gerar um efeito adverso relevante sobre seus negócios, resultados operacionais e condição financeira.

O Governo Federal vem implementando políticas que têm impacto de longo alcance sobre o setor energético no Brasil. Como parte da reestruturação do setor, a Lei Federal 10.848, de 15 de março de 2004, introduziu uma nova estrutura regulatória para o setor elétrico. Essa estrutura regulatória vem sofrendo diversas alterações nos últimos anos, sendo as modificações mais recentes inseridas via Medida Provisória 579/2012, convertida na Lei 12.783/13, que dispõe sobre a prorrogação de algumas das concessões outorgadas antes da Lei 9.074/1995. De acordo com a referida norma, tais concessões podem ser prorrogadas uma única vez, pelo prazo de até 30 anos, a critério do poder concedente, a partir de 12 de setembro de 2012.

Nesse tocante, existem propostas legislativas de alteração do marco regulatório do setor elétrico, a exemplo do projeto de lei Projeto de Lei N° 414/2021, anteriormente PLS 232/2016, que está sendo discutido na Câmara dos Deputados. Esta proposição sugere alterações a importantes legislações no setor da eletricidade, com o objetivo de alterar o modelo regulatório e comercial do setor elétrico.

Além disso, as atividades de transmissão de energia elétrica estão sujeitas a diversas leis e regulamentos referentes a saúde e segurança operacional. Nos termos da legislação vigente, a

Companhia é obrigada a oferecer equipamentos de proteção individual aos empregados diretos e terceirizados alocados nas suas instalações e a fiscalizar a utilização dos equipamentos de proteção individual por todos empregados, sob pena de ser responsabilizada por eventuais acidentes de trabalho.

Caso haja falhas no fornecimento de equipamentos de proteção individual ou na fiscalização da utilização desses equipamentos por todos os empregados, pela Companhia, ou, ainda, pelas empresas terceirizadas, a Companhia pode ser considerada responsável pela ocorrência de acidentes de trabalho nas suas instalações, o que, além de diminuir a força de trabalho disponível, pode sujeitar a Companhia ao pagamento de pensões, multas e indenizações aos colaboradores afetados.

Mudanças introduzidas na regulamentação acerca de procedimentos de segurança no trabalho podem impor obrigações adicionais e representar aumento dos custos decorrentes de investimentos em equipamentos e práticas de segurança do trabalho, afetando negativamente os custos operacionais e os resultados financeiros da Companhia e, conseqüentemente, gerando um efeito adverso nos preços das ações de sua emissão.

Além disso, a Companhia não pode garantir que medidas tomadas futuramente pelo Governo Federal, em relação ao desenvolvimento do sistema energético, não irão afetar negativamente suas atividades. Ainda, a Companhia não é capaz de prever a que extensão tais medidas podem afetar. Se a Companhia for requerida a conduzir seus negócios e operações de uma forma substancialmente diferente da prevista em seu plano de negócios, seus negócios, resultados operacionais e condição financeira podem ser afetados negativamente.

(b) Os resultados operacionais da Companhia podem ser adversamente afetados caso a ANEEL não reajuste a RAP conforme o contratado.

A fixação da RAP aplicável à Companhia pela prestação de seus serviços é decorrente dos contratos de concessão celebrados pela Companhia e suas controladas, englobando reajustes e revisões na forma contratual prevista, e na regulação superveniente.

O contrato de concessão e a legislação brasileira estabelecem três tipos de ajustes tarifários: (i) reajuste tarifário anual; (ii) revisão tarifária periódica a cada cinco anos, sendo que as licitadas que não passam por RTP do contrato principal devem, desde julho de 2019, ter revisão de eventuais RBNI e outras receitas em mesma periodicidade (caso da IE Jaguar 6); e (iii) revisão tarifária extraordinária.

Os contratos são reajustados anualmente, mediante aprovação pela ANEEL.

A revisão tarifária periódica ocorre considerando atualização da base de remuneração dos ativos e do cálculo da respectiva receita necessária para (i) remuneração adequada dos investimentos realizados, (ii) cobertura dos custos operacionais eficientes, (iii) repasse dos encargos setoriais, (iv) custos de depreciação e amortização.

Destaca-se, ainda, que a RTP da Concessão Paulista, que deveria ter sido realizada em 2023, foi realizada em julho de 2024. Em 09 de julho de 2024, a Diretoria da ANEEL aprovou a RTP da Concessão Paulista, que fixou o reposicionamento da RAP e com respectivos efeitos aplicados entre 1º de julho de 2024 e 30 de junho de 2028. A Resolução Homologatória Nº 3.344/2024 definiu índice de reposicionamento tarifário que resulta -12,84% para a RAP do contrato, no montante de R\$ 2.012 milhões, em termos reais de junho de 2023. A resolução também definiu valores das PAs, a serem compensados no mesmo período. Cumpre destacar que conforme mencionado na referida resolução, a RAP total deve ser acrescida do componente financeiro do RBSE vigente (reperfilamento). Destaca-se que a incorporação desses valores à RAP foi aprovada, em razão do reajuste tarifário anual pela ANEEL, o qual foi aprovado em julgamento do dia 16 de julho de 2024.

Os resultados operacionais da Companhia podem ser adversamente afetados caso, em seu processo de fiscalização das revisões tarifárias, a ANEEL tenha entendimento distinto da Companhia a respeito dos ativos que fazem parte da Base de Remuneração Regulatória e sua mensuração, dos custos operacionais regulatórios, e da revisão do custo ponderado de capital (WACC). Além disso, não é possível assegurar que as tarifas estabelecidas sejam favoráveis à

Companhia e que permitam que todos os aumentos de custo sejam repassados aos seus clientes. Caso isso não ocorra, a Companhia, seus resultados e seus negócios poderão ser afetados negativamente de forma relevante, podendo afetar, consequentemente, a cotação de mercado das ações de sua emissão.

(c) Alterações na legislação tributária brasileira ou conflitos em sua interpretação podem impactar adversamente a Companhia, aumentando os tributos que a Companhia é obrigada a pagar.

A União, Estados e Municípios, no âmbito de suas respectivas competências de tributação, com frequência, avaliam e implementam propostas de alteração nos regimes de tributação, nos benefícios e incentivos fiscais vigentes no País, bem como discutem propostas variadas de reformas tributárias. Essas possíveis alterações podem, eventualmente, resultar, de forma direta ou indireta, em majoração da carga tributária, e, consequentemente, em impacto adverso na capacidade de geração de receitas e a manutenção das margens de lucratividade da Companhia, em razão de repasses de custos tributários nos preços cobrados por seus produtos e serviços, podendo até mesmo inviabilizar a sua capacidade de fazer negócios em suas áreas de atuação.

As referidas alterações e/ou discussões de propostas de mudanças tributárias abrangem variáveis diversas, como, por exemplo, a mudança (majoração) de alíquotas de tributos, suspensão e/ou o cancelamento definitivo de benefícios fiscais atualmente existentes, instituição de novos tributos em caráter temporário ou definitivo, e, até mesmo, a revogação de tributos para consolidação das cargas tributárias sobre consumo em um único tributo visando supostamente maior eficiência tributária na arrecadação.

Ao final do ano de 2023, o país acompanhou a sanção da Reforma Tributária sobre Consumo, resultante da tramitação da Proposta de Emenda à Constituição N° 45/2019, transformada na Emenda Constitucional nº 132/23, de 20 de dezembro de 2023. Atualmente, o Congresso Nacional avalia diversos projetos de lei visando à implementação do Imposto sobre Bens e Serviços (IBS) e da Contribuição sobre Bens e Serviço (CBS).

A nova legislação, que terá plena vigência a partir de 2033, implicará rotas de simplificação fiscal em âmbito nacional. Neste sentido, eventuais futuras mudanças de tributos incidentes sobre renda, como Imposto de Renda, Contribuição Social sobre o Lucro Líquido e tributação sobre os proventos distribuídos, podem afetar, direta e/ou indiretamente, os resultados da Companhia.

Ainda, em razão da complexidade da interpretação da legislação tributária brasileira, dado a multiplicidade de normas existentes, há ainda a possibilidade de as autoridades fiscais adotarem interpretação distinta da adotada pela Companhia na realização de suas operações em razão da “reforma tributária” em curso, os quais podem representar um aumento de custos e despesas operacionais, podendo acarretar efeitos adversos à Companhia.

Ademais, algumas leis fiscais podem ser interpretadas controversamente pelas autoridades fiscais. Consequentemente, a Companhia pode ser adversamente afetada no caso de uma interpretação diferente daquela em que se baseou para realizar suas transações. A Companhia não pode garantir que será capaz de manter o fluxo de caixa projetado e rentabilidade após quaisquer aumentos nos tributos brasileiros aplicáveis às suas operações em razão da “reforma tributária” em curso, os quais podem representar um aumento de custos e despesas operacionais. As mudanças na legislação tributária brasileira são frequentes e aumentam durante períodos de instabilidade econômica.

Os resultados da Companhia poderão ser afetados em razão de alterações na legislação tributária, aumento das alíquotas de tributos ou criação de novos impostos aplicáveis aos negócios da Companhia, ou, ainda, criação de qualquer nova obrigação legal ou regulamentar.

(d) Alterações nas leis e regulamentos ambientais, bem como atrasos nas concessões e renovações de licenças ambientais, podem afetar de maneira adversa os negócios das empresas do setor de energia elétrica, inclusive a Companhia.

As empresas do setor elétrico estão sujeitas a uma rigorosa legislação ambiental nas esferas federal, estadual e municipal no tocante à supressão de vegetação, licenciamento ambiental,

gerenciamento de resíduos sólidos, intervenções em áreas especialmente protegidas, interferências em comunidades tradicionais, funcionamento de atividades potencialmente poluidoras, uso de recursos hídricos, entre outros aspectos. Tais empresas necessitam de licenças e autorizações de órgãos governamentais licenciadores e intervenientes para a instalação de seus empreendimentos e funcionamento de suas atividades.

Na hipótese de violação ou não cumprimento de tais leis, regulamentos, licenças, outorgas e autorizações, as empresas podem sofrer sanções administrativas, como multas, interdição de atividades, cancelamento de licenças e revogação de autorizações, ou estar sujeitas a sanções criminais (inclusive seus administradores), sem prejuízo do dever de reparar o dano ambiental causado na esfera civil. O Ministério Público poderá instaurar inquérito civil e/ou desde logo promover ação civil pública visando o ressarcimento de eventuais danos ao meio ambiente e terceiros afetados.

Os órgãos governamentais ou outras autoridades podem também editar novas regras mais rigorosas ou buscar interpretações mais restritivas das leis e regulamentos existentes, que podem obrigar as empresas do setor de energia elétrica, incluindo a Companhia, a gastar recursos adicionais na adequação ambiental.

Adicionalmente, os órgãos governamentais ou outras autoridades podem, ainda, atrasar de maneira significativa a emissão das licenças e autorizações necessárias para o desenvolvimento dos negócios de empresas do setor elétrico, inclusive da Companhia, causando atrasos em cronogramas de implantação de projetos e gerando, conseqüentemente, efeitos adversos aos negócios.

Dessa forma, a eventual não obtenção ou renovação das licenças, autorizações ou outorgas necessárias de forma tempestiva pode vir a afetar negativamente as operações da Companhia, além da possibilidade de aplicação de multas, impactando seus resultados operacionais de forma negativa.

(e) A Companhia não pode garantir que será capaz de renovar suas concessões de transmissão de energia ou obter novas concessões.

O crescimento da receita da Companhia depende significativamente da sua capacidade de obter e renovar suas concessões.

De acordo com a Lei Federal nº 12.783/2013, ou a “Lei de Renovação de Concessões de 2013”, a Companhia só pode renovar suas concessões que estavam em vigor a partir de 1995 para um período adicional de 30 anos, se a Companhia concordar em alterar os termos do contrato de concessão para refletir novos termos e condições impostos pela Lei de Renovação de Concessões de 2013, que variam conforme a concessão seja para geração, transmissão ou distribuição, e, no caso das concessões de transmissão, se referem a novos termos para (i) receita fixa, conforme critérios estabelecidos pela ANEEL, e (ii) submissão a padrões de qualidade do serviço fixados pela ANEEL. Se a Companhia não concordar em alterar o contrato de concessão para refletir essas novas condições, o contrato de concessão poderá não ser renovado. Se a Companhia não conseguir obter novas concessões, renovar suas concessões de transmissão vigentes ou se elas forem renovadas em condições menos favoráveis, sua condição financeira e resultados operacionais podem ser afetados adversamente e, conseqüentemente, a cotação de mercado das ações de sua emissão.

i) Riscos relacionados aos países estrangeiros onde o emissor atue

Não aplicável, pois a Companhia não atua em países estrangeiros.

j) Riscos relacionados às questões sociais

(a) O desempenho financeiro e operacional da Companhia pode ser afetado negativamente por epidemias, desastres naturais e outras catástrofes que afetam a biodiversidade, a sociedade e a economia brasileira.

A eclosão de novas epidemias, desastres naturais e outras catástrofes, como o surto de COVID-19, em escala regional ou global, podem resultar, em graus variados, na queda do consumo nos segmentos comercial e industrial, bem como na volatilidade esporádica nos mercados internacional e/ou brasileiro, a adoção de medidas governamentais e privadas, incluindo

restrições, no todo ou em parte, à circulação e transporte de pessoas, mercadorias e serviços e, consequentemente, o fechamento total ou parcial de estabelecimentos privados e repartições públicas, interrupções na cadeia de abastecimento e aumento da intervenção nas economias.

Esses eventos podem ter um efeito negativo e significativo na economia mundial e na economia brasileira, e incluir uma redução no nível de atividade econômica; desvalorização e volatilidade da moeda; aumento do déficit fiscal e restrições ao investimento público; atrasos em processos judiciais, arbitrais e/ou administrativos; imposição, ainda que temporária, de tratamento tributário mais oneroso das atividades comerciais da Companhia; diminuição da liquidez disponível no mercado internacional e/ou brasileiro; e volatilidade no preço de matérias-primas e outros insumos, entre outros efeitos.

Incertezas de origem externa e com grande potencial de impacto como desastres naturais, epidemias, pandemias, terremotos de grande escala, conflitos armados, terrorismo ou outros eventos podem afetar significativamente os negócios da Companhia. Tais eventos podem desencadear conflitos políticos, econômicos, sociais, e crises de saúde pública, com impactos na saúde física e mental das pessoas, nas cadeias de abastecimento, capacidade de execução do projeto, captação de recursos e outros impactos relacionados que podem afetar as operações, situação financeira e reputação da Companhia. Além disso, a ocorrência de tais eventos pode resultar na necessidade da criação de novas leis e medidas emergenciais por parte do governo brasileiro, o que pode afetar adversamente as estratégias e negócios da Companhia.

A ocorrência de qualquer um desses eventos e sua duração podem impactar a liquidez e o valor de mercado das ações da Companhia e gerar impactos negativos aos negócios. A Companhia não pode garantir que não ocorrerão surtos regionais e/ou globais de doenças transmissíveis e, caso ocorram, não se pode garantir que a Companhia será capaz de evitar um impacto adverso em seus negócios, operações e resultados financeiros.

k) Riscos relacionados às questões ambientais

(a) Questões socioambientais podem impactar a operação da Companhia, o que pode causar efeito material adverso em sua situação financeira

Há questões socioambientais que podem impactar a operação da Companhia. Tais questões, que inclusive podem vir a ser objeto de demandas judiciais e administrativas, abrangem: incêndios florestais acidentais ou provocados por uso indevido do fogo; ocupações irregulares (de pessoas e estruturas); e descarte irregular de resíduos nas áreas de sua responsabilidade; contaminação ambiental; danos à biodiversidade provocados por suas atividades; não conformidade com leis e regulamentos; entraves no licenciamento ambiental; ocorrência de erosão do solo; fatores climáticos e naturais que possam afetar os ativos da companhia (ex.: vendavais, tornados, descargas atmosféricas, incêndios); manifestações sociais que afetem a infraestrutura e as atividades da empresa; conflitos com proprietários de áreas de servidão; acesso não autorizado de terceiros nas instalações da empresa; ocorrência de acidentes decorrentes da interação da comunidade do entorno com os ativos da companhia; violação de direitos humanos de colaboradores e terceiros, supressão de vegetação; entre outros.

A Companhia está envolvida em inquéritos policiais e processos administrativos, inclusive decorrentes de autos de infração, relacionados a ocupações irregulares, supressão irregular de vegetação. Há autos de infração decorrentes de ocupações irregulares e de supressão irregular de vegetação aguardando julgamento, que envolvem multas no valor histórico aproximado de R\$15.000.000,00 (quinze milhões de reais), deposição irregular de resíduos/entulho, contaminação ambiental, entre outros.

A materialização destes eventos de risco pode gerar impactos à Companhia, como a realização de desembolsos para custeio com compensações ou atendimento de condicionantes, custo com indenizações por danos materiais ou afetações físicas ou mentais de colaboradores ou terceiros, imposição de multas por órgãos competentes e agentes reguladores do mercado (ANEEL e ONS), revogação de licenças, autorizações, outorgas de recursos hídricos, permissões e/ou concessões, conforme o caso, bem como a suspensão de operações, o que poderá gerar um efeito adverso nos seus negócios, resultados operacionais e, consequentemente, a cotação de mercado das ações de sua emissão.

(b) A ocorrência de danos ambientais envolvendo as atividades da Companhia pode sujeitá-la a efeitos adversos à sua imagem, bem como ao pagamento de substanciais custos de recuperação ambiental e indenizações, que podem afetar negativamente a situação financeira da Companhia e o valor de mercado dos valores mobiliários emitidos pela Companhia.

As atividades do setor de energia podem causar impactos negativos e danos ao meio ambiente. A legislação federal, ao tratar da responsabilidade objetiva, impõe àquele que direta ou indiretamente causar degradação ambiental o dever de reparar ou indenizar os danos causados ao meio ambiente e a terceiros afetados, independentemente da existência de culpa. A legislação federal também prevê a desconsideração da personalidade jurídica da empresa poluidora, bem como responsabilidade pessoal dos administradores, para viabilizar o ressarcimento de prejuízos causados ao meio ambiente.

A depender do envolvimento no evento danoso, a Companhia e suas controladas, e seus respectivos administradores, também estarão expostos a eventuais questionamentos nas esferas administrativa e criminal, e ao risco de dano à reputação, o que poderia, inclusive, impedir a Companhia e suas controladas de se valer de determinados incentivos e/ou benefícios fiscais, contratar com o poder público, ocasionar o afastamento de seus administradores e/ou a paralisação ou encerramento de suas atividades, além de desvalorizar os valores mobiliários de emissão da Companhia que estejam em circulação. Qualquer um desses fatores pode afetar de forma adversa e relevante os negócios, a condição financeira, os resultados operacionais e a reputação da Companhia, além de afetar o preço dos valores mobiliários de emissão da Companhia.

Além disso, danos ambientais de grande relevância, tais como os casos que envolvem poluição ou prejuízos à saúde humana, podem gerar efeitos adversos à imagem da Companhia, à operação da Companhia com suspensão de licenças que podem trazer impactos significativos nos recebimentos da Companhia exigindo, inclusive, conforme o caso, a revisão de planos de investimentos, pagamentos de dividendos e estratégia corporativa, além dos regulares registros contábeis de tais impactos o que poderá gerar um efeito adverso nos seus negócios, reputação e imagem e, conseqüentemente, a cotação de mercado das ações de sua emissão.

l) Riscos relacionados às questões climáticas, incluindo riscos físicos e de transição

(a) A ocorrência de eventos climáticos extremos pode ser intensificada com a mudança climática, aumentando a possibilidade de impactos negativos na operação da Companhia e, conseqüentemente, na sua capacidade de geração de receitas e/ou impactar seus custos

A Companhia está sujeita à ocorrência de eventos climáticos, tais como os eventos classificados como físicos agudos, os quais são eventos climáticos adversos, tais como ocorrência de incêndios florestais, tornados e vendavais que superem as velocidades previstas e descargas atmosféricas sobre os ativos com impacto na transmissão de energia, assim como eventos físicos crônicos, os quais envolvem a erosão ou afundamento de solo que comprometam a estabilidade e o funcionamento das subestações e/ou linhas de transmissão.

O aumento da temperatura média global pode ocasionar um crescimento significativo na demanda por energia elétrica, por exemplo, com o uso prologado de equipamentos como refrigeradores e aparelhos de ar-condicionado, fazendo com que a Companhia tenha que investir em esforços e novas tecnologias para suprir demandas excepcionais. O mesmo acontece para a intensidade de períodos de seca que favorecem e impulsionam o aumento de queimadas próximas às linhas de transmissão. Essas alterações, por consequência, apresentam riscos para os negócios, na medida em que podem intensificar a ocorrência de eventos climáticos extremos que afetem negativamente a disponibilidade dos ativos e impactem a capacidade de geração de receitas. Entre esses riscos estão a possibilidade de maior ocorrência de incêndios, de rajadas de ventos superiores às projetadas, de descargas atmosféricas e de processos erosivos do solo.

Neste cenário, a Companhia pode ser incapaz de implementar seu plano de adaptação climática assim como ações eficazes contra a crise climática, o que poderia impactar de maneira significativa o modelo de negócio da Companhia, gerando efeito adverso nos seus resultados operacionais e, conseqüentemente, a cotação de mercado das ações de sua emissão.

Por fim, a eventual ocorrência de qualquer risco classificado como físico agudo ou físico crônico pode ter um impacto adverso nos processos de manutenção das linhas de transmissão sob gestão da Companhia. Caso a Companhia não seja capaz de implementar de forma satisfatória seus planos de gestão de emergência, conforme descritos no item 1.4 deste Formulário de Referência, em situações de emergência, as atividades e os resultados da Companhia poderão ser negativamente impactados, principalmente como consequência de possíveis penalidades impostas pela ANEEL.

m) Riscos relacionados à outras questões não compreendidas nos itens anteriores

(a) O governo brasileiro tem influência significativa sobre a economia brasileira. As condições econômicas e políticas brasileiras - e a percepção dos investidores sobre essas condições - têm impacto direto na operação da Companhia.

Historicamente, a situação política do país influenciou o desempenho da economia brasileira, e as crises políticas afetaram a confiança dos investidores e do público, o que resultou em desaceleração econômica, rebaixamento das classificações de crédito do governo brasileiro e de emissores brasileiros e aumento da volatilidade das emissões estrangeiras de empresas nacionais.

Além disso, o governo brasileiro exerceu e continua exercendo influência significativa sobre a economia brasileira e frequentemente altera as políticas monetárias, fiscais, de crédito, cambiais e outras políticas para influenciar a economia brasileira. Os negócios, condição financeira, resultados operacionais e perspectivas da Companhia podem ser afetados adversamente por mudanças nas políticas governamentais, bem como por outros fatores, incluindo, sem limitação:

- a) movimento e volatilidade da taxa de câmbio;
- b) inflação e mudanças na taxa de juros;
- c) políticas de controle do câmbio;
- d) política fiscal e mudança nas legislações tributárias;
- e) outros acontecimentos políticos, diplomáticos, sociais e econômicos que possam afetar o Brasil ou os mercados internacionais
- f) controle sobre o fluxo de capital; e/ou
- g) limitação no comércio exterior.

Nos últimos anos, o Brasil tem enfrentado situações fiscais adversas e instabilidade política. O PIB brasileiro cresceu 2,9% em 2023 e 2,9% em 2022. A taxa de desemprego foi de 6,6% em 2024, 7,8% em 2023 e 9,3% em 2022. Inflação, conforme divulgado pelo IPCA, foi de 4,83% em 2024, 4,62% em 2023 e 5,79% em 2022. A taxa básica de juros do Brasil ("SELIC") foi de 12,25% em 31 de dezembro de 2024, 11,75% em 31 de dezembro de 2023 e 13,75% em 31 de dezembro de 2022. Eventos econômicos, sociais e políticos futuros no Brasil podem afetar adversamente os negócios, situação financeira ou resultados operacionais da Companhia, ou fazer com que o valor de mercado de seus valores mobiliários diminua.

Mudanças ou incertezas quanto à implementação de políticas governamentais relacionadas aos temas acima podem gerar ou contribuir para incertezas na economia brasileira, o que poderá afetar adversamente os negócios, resultados operacionais e situação financeira da Companhia e aumentar a volatilidade do mercado de capitais.

Além disso, levando em consideração o sistema presidencialista brasileiro de governo e a considerável influência do poder executivo, não é possível prever os resultados das ações do atual governo.

(b) Eventos políticos, econômicos e sociais, bem como a percepção de risco no Brasil, podem afetar os preços de mercado dos valores mobiliários no Brasil, incluindo as ações de emissão da Companhia.

O mercado de valores mobiliários brasileiro é influenciado pelas condições políticas, econômicas e de mercado no Brasil.

A economia do Brasil em 2024 foi marcada por medidas de contenção de gastos que não animaram o mercado e crescimento das desconfianças com a política fiscal, que refletiram na desvalorização do Real. A perda de confiança do mercado com a política fiscal do governo foi um dos principais fatores que impactaram negativamente o desempenho dos indicadores econômicos. A alteração da meta fiscal de 2025 de um ligeiro superávit primário para déficit zero em abril gerou ceticismo entre os agentes econômicos. A inflação persistente também foi um problema significativo. O Brasil fechou o ano com uma alta de 4,83% no IPCA, estourando o teto da meta perseguida pelo Banco Central.

O risco-país do Brasil aumentou significativamente em 2024, com a nota subindo de 3.07 para 3.32, indicando uma deterioração nos principais indicadores econômicos, políticos e sociais

Entre abril e maio de 2024, o Rio Grande do Sul enfrentou enchentes severas, afetando mais de 2 milhões de pessoas e impactando a cadeia de suprimentos e economia de serviços no Sul do país.

Além da percepção externa, também houve um declínio na confiança dos brasileiros nas instituições, relacionado a fatores como corrupção e parcialidade política, segundo a Latin America Country Risk Index and Analysis 2024, produzido pelo Adam Smith Center for Economic Freedom.

Tais eventos podem afetar adversamente o preço dos valores mobiliários de empresas brasileiras e restringir a disponibilidade de crédito no mercado brasileiro, o que pode afetar adversamente a Companhia e suas contrapartes, fornecedores, prestadores de serviços e parceiros de negócios, e, conseqüentemente, a cotação de mercado das ações de sua emissão.

(c) Os esforços do governo brasileiro para combater a inflação podem dificultar o crescimento da economia brasileira e poderiam afetar adversamente o valor de negociação dos valores mobiliários de emissão da Companhia.

Historicamente, o Brasil experimentou altas taxas de inflação. A inflação e certas medidas tomadas pelo governo brasileiro para contê-la, incluindo o aumento da taxa SELIC estabelecida pelo Banco Central, juntamente com a especulação sobre as medidas governamentais a serem adotadas, afetaram material e adversamente a economia brasileira e contribuíram para a incerteza econômica no Brasil, aumentando a volatilidade no mercado de capitais brasileiro e afetando adversamente a Companhia. A inflação do Brasil, medida pelo Índice Geral de Preços – Mercado (“IGPM”), foi de -3,18% (menos três inteiros e dezoito centésimos por cento) em 2023 e 6,54% (seis inteiros e cinquenta e quatro centésimos por cento) em 2024. O IPCA registrou inflação de 4,62% (quatro inteiros e sessenta e dois centésimos por cento) em 2023 e 4,83% (quatro inteiros e oitenta e três centésimos por cento, segundo o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE).

O aperto das políticas monetárias, aliado a altas taxas de juros, restringiram e poderão restringir o crescimento do Brasil e a disponibilidade de crédito. Por outro lado, políticas mais tolerantes do governo e do Banco Central e a redução das taxas de juros desencadearam e poderão desencadear aumentos na inflação e, conseqüentemente, aumento na volatilidade e necessidade repentina e significativa de aumento na taxa de juros, que podem afetar negativamente o negócio e aumentar os pagamentos sobre o endividamento da Companhia. Adicionalmente, há a possibilidade de não haver reajuste dos preços determinados pela ANEEL para compensar os efeitos da inflação sobre a estrutura de custos da Companhia.

O Comitê de Política Monetária do Brasil (“COPOM”) aumentou as taxas de juros oficiais para 13,75% (treze inteiros e setenta e cinco centésimos por cento) em dezembro de 2022, sendo reduzido para 11,75% ao longo de 2023 e aumentou novamente até 12,25% em dezembro de 2024. Quaisquer medidas futuras adotadas pelo governo brasileiro, incluindo reduções adicionais nas taxas de juros, intervenção no mercado de câmbio e a implementação de mecanismos para ajustar ou determinar o valor do real brasileiro podem desencadear inflação, afetando negativamente o desempenho geral da economia brasileira.

Além disso, as medidas do governo brasileiro para combater a inflação que aumentam a taxa de juros podem ter efeito adverso, considerando que parte do endividamento da Companhia é indexado à taxa dos Certificados de Depósito Interbancários (CDI). Pressões inflacionárias podem reduzir a capacidade da Companhia de acessar o mercado financeiro externo ou levar a políticas governamentais de combate à inflação que podem nos ser prejudiciais ou afetar adversamente o preço de negociação de seus valores mobiliários.

(d) Acontecimentos negativos em outros países, especialmente nos Estados Unidos e em países em desenvolvimento, podem impactar negativamente o investimento estrangeiro no Brasil e o crescimento econômico do país.

A percepção de risco em outros países, incluindo Estados Unidos, China, União Europeia e países emergentes como a Rússia, também pode impactar negativamente o preço das ações de emissão da Companhia. A reação dos investidores a eventos em outros países pode ter um efeito material adverso no valor de mercado dos valores mobiliários brasileiros, especialmente aqueles listados em bolsa. Crises nos Estados Unidos, China, União Europeia ou em países emergentes podem reduzir o interesse dos investidores em empresas brasileiras. A crise envolvendo os bancos regionais nos Estados Unidos no início de março de 2023 contribuiu para reduzir a expectativa de crescimento da atividade econômica nos Estados Unidos, com possíveis reflexos em outras economias, inclusive no Brasil. Por exemplo, os preços das ações listadas na B3 têm sido historicamente afetados pelas flutuações nas taxas de juros dos Estados Unidos, bem como pelas mudanças nos principais índices de ações dos Estados Unidos. Eventos em outros países e mercados de capitais podem afetar adversamente o preço de mercado das ações da Companhia na medida em que podem, no futuro, dificultar ou impossibilitar seu acesso aos mercados de capitais e financiar investimentos em condições aceitáveis.

Em 2024 a economia brasileira foi influenciada por eventos globais, como a deflação em países desenvolvidos e os estímulos econômicos da China, que impulsionaram a demanda por *commodities* brasileiras. Além disso, a eleição de Donald Trump nos Estados Unidos e a indicação por promover tarifas em relações às práticas comerciais do país trouxe incertezas sobre o comércio global, afetando diretamente o Brasil. Além disso, as guerras na Europa e no Oriente Médio continuaram sem uma expectativa de conclusão.

Os Estados Unidos e a Zona do Euro avançaram em seus processos de desinflação, apoiados pelo aumento da criação de empregos e pelo crescimento dos salários. A decisão de bancos centrais como o Federal Reserve, o Banco Central Europeu e o Banco da Inglaterra de iniciar cortes nas taxas de juros a partir do segundo semestre sinalizou um alívio para as economias locais. Contudo, o fortalecimento do dólar em mais de 7% no ano aumentou os custos das dívidas em moedas estrangeiras e impactou negativamente países emergentes, como o Brasil, ao encarecer importações e ampliar a pressão inflacionária.

Os investidores internacionais geralmente consideram o Brasil um mercado emergente. Historicamente, desenvolvimentos adversos em economias de mercados emergentes resultaram na percepção dos investidores de maior risco em investimentos nesses mercados. Tais percepções em relação aos países emergentes afetaram significativamente o valor de mercado dos valores mobiliários de emissores brasileiros. Além disso, embora as condições econômicas sejam diferentes em cada país, as reações dos investidores aos acontecimentos em um país podem impactar os preços dos valores mobiliários em outros países, inclusive no Brasil, e isso pode diminuir o interesse dos investidores nos valores mobiliários dos emissores brasileiros e, consequentemente, nos valores mobiliários de emissão da Companhia, podendo afetar adversamente o preço de negociação dos seus valores mobiliários.

(e) Riscos geopolíticos externos ao mercado em que a Companhia opera e hostilidades militares, incluindo os conflitos em curso entre Rússia e Ucrânia, e entre Israel e Palestina, na Faixa de Gaza, bem como sanções econômicas impostas como resultado de tais conflitos, podem afetar adversamente os negócios.

A Companhia está sujeita a riscos externos relacionados à sua cadeia de suprimentos. Os mercados globais estão experimentando volatilidade após a escalada das tensões geopolíticas, em particular em conexão com o conflito militar entre a Rússia e a Ucrânia e, também, na Faixa de Gaza e em Israel. As sanções econômicas impostas pelos Estados Unidos, União Europeia, Reino Unido e outros países como consequência direta desses conflitos podem impactar as

cadeias de suprimentos, levar a perturbações no mercado, incluindo volatilidade significativa nos preços das *commodities* e no sistema financeiro global, inclusive por meio de instabilidade no mercado de crédito e de capitais.

A escalada dos conflitos entre Rússia e Ucrânia e entre Israel e Palestina, na Faixa de Gaza pode aumentar as tensões geopolíticas em todo o mundo e causar novas perturbações no comércio internacional, nas cadeias de abastecimento industriais e nos transportes, aumentar a volatilidade dos preços de mercado, com particular impacto no setor energético, o que pode afetar adversamente a cadeia de suprimentos e os negócios da Companhia.

(f) O surto de doenças transmissíveis em todo o mundo, como a de coronavírus (COVID-19), pode levar a uma maior volatilidade no mercado de capitais global e resultar em pressão negativa sobre a economia mundial e a economia brasileira, impactando o valor das ações de emissão da Companhia e sua cadeia produtiva.

Qualquer surto de uma doença que afete o comportamento das pessoas ou que demande políticas públicas de restrição à circulação de pessoas e/ou de contato social pode ter um impacto adverso nos negócios da Companhia, bem como na economia brasileira. Como exemplo de tal cenário, em 2020, a Organização Mundial de Saúde (OMS) declarou a pandemia da COVID-19, doença causada pelo novo coronavírus (Sars-Cov-2). O surto do COVID-19 resultou em medidas restritivas relacionadas ao fluxo de pessoas impostas pelos governos de diversos países em face da ampla e corrente disseminação do vírus, incluindo quarentena e lockdown ao redor do mundo. Como consequência de tais medidas, os países impuseram restrições às viagens e transportes públicos, fechamento prolongado de locais de trabalho, interrupções na cadeia de suprimentos, fechamento do comércio e redução de consumo de uma maneira geral pela população, o que pode resultar na volatilidade no preço de matérias primas e outros insumos, fatores que conjuntamente exercem um efeito adverso relevante na economia global e na economia brasileira.

Ainda, cabe destacar que qualquer surto de doença pode vir a ter um impacto adverso relevante nos mercados, principalmente no mercado acionário. Por conseguinte, a adoção das medidas descritas acima aliadas às incertezas provocadas pelo surto do COVID-19, provocaram um impacto adverso na economia e no mercado de capitais global, inclusive no Brasil. Durante o mês de março de 2020, por exemplo, houve oito paralisações (*circuit-breakers*) das negociações na B3. A cotação da maioria dos ativos negociados na B3 foi adversamente afetada em razão do surto do COVID-19. Impactos semelhantes aos descritos acima podem voltar a ocorrer, provocando a oscilação dos ativos negociados na B3.

O preço e a disponibilidade dos insumos da Companhia dependem de fatores políticos, econômicos e condições de mercado que estão fora de seu controle e a Companhia não pode prever novos choques de insumos. Aumentos significativos nos custos da Companhia que não sejam repassados a seus clientes podem afetar adversamente seus resultados operacionais.

Qualquer mudança material nos mercados financeiros ou na economia brasileira como resultado desses eventos em escala mundial pode diminuir o interesse de investidores nacionais e estrangeiros em valores mobiliários de emissores brasileiros, incluindo os valores mobiliários de emissão da Companhia, assim como pode reduzir o interesse de investidores e consumidores na atividade desenvolvida pela Companhia, o que pode afetar adversamente os resultados financeiros da Companhia, o preço de mercado de tais valores mobiliários e também pode dificultar o acesso ao mercado de capitais e financiamento das operações da Companhia no futuro em termos aceitáveis.

Esses e outros impactos da pandemia do COVID-19 também podem ter o efeito de aumentar muitos dos outros fatores de risco aqui descritos.

(g) Qualquer desvalorização adicional da classificação de crédito do Brasil pode afetar adversamente o preço das ações de emissão da Companhia.

Os *ratings* de crédito afetam a percepção de risco dos investidores e, em consequência, o preço de negociação de valores mobiliários e rendimentos necessários na emissão futura de dívidas nos mercados de capitais. Agências de *rating* avaliam regularmente o Brasil e seus *ratings* soberanos, que se baseiam em uma série de fatores, incluindo tendências macroeconômicas,

condições fiscais e orçamentárias, métricas de endividamento e a perspectiva de alterações em qualquer um desses fatores.

Em 26 de julho de 2023, a Fitch Ratings divulgou o rating soberano do Brasil em BB. Em 19 de dezembro de 2023, a Standard & Poor's divulgou a nota de crédito do Brasil em BB. Em 2024, a agência de classificação de risco Moody's elevou a nota de crédito do Brasil de Ba2 para Ba1, com perspectiva positiva. Essa mudança reflete uma melhora significativa no crédito do país, incluindo um crescimento mais robusto do Produto Interno Bruto (PIB) e um histórico crescente de reformas econômicas.

A classificação de crédito soberana do Brasil atualmente é avaliada abaixo do grau de investimento pelas três principais agências de rating acima mencionadas. Consequentemente, os preços dos títulos emitidos por empresas brasileiras foram afetados negativamente. A continuação ou o agravamento da atual recessão brasileira e a contínua incerteza política, entre outros fatores, pode levar a novos rebaixamentos. Qualquer degradação das classificações de crédito soberano do Brasil poderá aumentar a percepção de risco dos investidores e, como resultado, aumentar o custo futuro da emissão de dívida e afetar adversamente o preço de negociação das ações de emissão da Companhia.

4.2 Descrição dos 5 (cinco) principais fatores de risco

Os 5 principais fatores de risco enumerados no item 4.1 são:

1. Eventuais decisões desfavoráveis quanto à avaliação e contabilização do valor total dos ativos vinculados à Concessão Paulista (Contrato de Concessão 059/01) poderão fazer com que a Companhia deixe de receber parte substancial do valor de tais ativos.
2. A Companhia pode vir a ser obrigada a reconhecer uma perda substancial relativamente ao plano de complementação de aposentadoria regido pela Lei Estadual de São Paulo 4.819, de 26 de agosto de 1958 ("Lei 4.819/58").
3. A Companhia pode vir a ser responsabilizada pelo pagamento de valores referentes a contingências decorrentes da tributação de PIS e COFINS.
4. A Companhia pode vir a ser obrigada a fazer pagamentos substanciais relativamente à ação de cobrança regressiva movida pela Eletropaulo contra a Companhia, fruto do acordo entre Eletrobras e Eletropaulo em processo judicial que envolvia a EPTE.
5. As funções de transmissão da Companhia poderão sofrer interrupções e/ou indisponibilidades, o que poderia reduzir sua receita ou aumentar os seus custos.

4.3 Descrição dos principais riscos de mercado

Os principais fatores macroeconômicos e riscos de mercado que podem influenciar o negócio da Companhia podem ser assim descritos:

- **Risco de crédito:** A Companhia e suas controladas mantêm contratos com o ONS, concessionárias e outros agentes, regulando a prestação de seus serviços vinculados aos usuários da rede, com cláusula de garantia bancária. Igualmente, a Companhia e suas controladas mantêm contratos regulando a prestação de seus serviços nas DIT com concessionárias e outros agentes, da mesma forma garantidos.

A Companhia está exposta ao risco de crédito de clientes e de instituições financeiras, decorrente de suas operações comerciais e de valores em custódia de instituições financeiras, os riscos consistem na possibilidade de não recebimento pela prestação de serviço de transmissão e/ou valores depositados ou garantidos por instituições financeiras, o que pode fazer com que a Companhia incorra em perdas, afetando adversamente seus resultados.

A Companhia não constituiu perda esperada para créditos de liquidação duvidosa.

Análise de sensibilidade

A média de inadimplência da Companhia nos últimos 12 meses foi equivalente a 0,86% em relação ao faturamento. Considerando esse cenário, a Companhia fez uma análise de sensibilidade dos efeitos nos resultados advindos de uma alta na inadimplência de 25% (cenário I) e de 50% (cenário II) em relação ao cenário provável, conforme abaixo:

Inadimplência – em reais (média últimos 12 meses ¹)		Risco de Elevação	
		Cenário I	Cenário II
Reais			
Receita Operacional Líq. ISA ENERGIA BRASIL	6.417.562.000		
Inadimplência ISA ENERGIA BRASIL	2.778.963	3.473.704	4.168.445

Receita Operacional Líq. Controladas	1.549.019.000		
Inadimplência Controladas	903.004	1.128.755	1.354.506

¹Período de 1º de janeiro de 2024 a 31 de dezembro de 2024

- **Risco de preço:** As receitas da Companhia e de suas controladas são, nos termos dos contratos de concessão, reajustadas anualmente pela ANEEL, pela variação do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA e Índice Geral de Preços do Mercado - IGP-M, sendo parte das receitas sujeitas à revisão tarifária periódica.

Análise de sensibilidade

A Companhia estima que, em um cenário provável, as taxas IPCA e IGP-M para o reajuste tarifário do ciclo 2024/2025, serão de +5,24% e +8,43% respectivamente, com base no relatório Focus do Banco Central do Brasil de 06 de dezembro de 2024. Adicionalmente, a Companhia fez uma análise de

sensibilidade dos efeitos nos resultados advindos de uma baixa nas taxas de 25% e 50% em relação ao cenário provável, para o período de janeiro a dezembro de 2025, conforme abaixo:

RAP Ciclo 2024/2025	ISA ENERGIA BRASIL	Controladas
Indexador -25% (R\$ milhões)	-25,05	-5,21
Indexador -50% (R\$ milhões)	-50,10	-10,42
% Em relação a RAP (-25%)	-0,6%	-0,7%
% Em relação a RAP (-50%)	-1,3%	-1,3%

A flutuação dos índices de correção poderia gerar, no cenário mais pessimista, uma diminuição de até R\$ 60,5 milhões sobre o valor previsto de reajuste anual na Receita Anual Permitida - RAP da Companhia e suas controladas integrais.

- **Risco de captação:** A deterioração da situação política e/ou econômica do país acarretaria escassez de crédito, cenário este, que resultaria em uma maior concorrência de recursos no Mercado. A Companhia e suas controladas poderiam então enfrentar dificuldades na captação de recursos com custos e prazos de reembolso adequados ao seu perfil de geração de caixa e/ou a suas obrigações de reembolso de dívida. Se isso acontecesse, a Companhia e suas controladas, para realizar investimentos, teriam que captar recursos a taxas de juros mais altas, prejudicando, assim o seu resultado financeiro.

- **Risco de garantia:** A Companhia possui participação na qualidade de interveniente garantidora, no limite de sua participação em contratos de financiamento e de fiança bancária de suas controladas integrais e em conjunto. Dessa forma, se alguma de suas controladas ficar inadimplente com esses contratos e, também, não pagarem eventual execução de garantia, a companhia poderá ter que arcar com a execução da garantia no limite de sua participação. Os contratos garantidos estão expostos na tabela abaixo:

Os valores da tabela abaixo estão sendo apresentados em R\$ mil:

Controlada	Participação na Controlada	Banco	Modalidade e Dívida	Saldo Devedor em 31.12.2024	Modalidade das Garantias	Saldo Garantido pela ISA ENERGIA BRASIL	Término da Garantia
IENNE	100%	Banco do Nordeste	FNE	92.966	Penhor de Ações/Corporativa	92.966	19.05.2030
IE Madeira	51%	Banco da Amazônia	Cédula de Crédito Bancária	229.187	Penhor de Ações	116.8856	10.01.2033

IE Madeira	51%	BNDES	FINEM e PSI	579.129	Penhor de Ações	295.356	15.02.2030
IE Madeira	51%	Itaú/BES	Debêntures de Infraestrutura	307.572	Penhor de ações/corporativa	156.862	18.03.2025
IE Garanhuns	51%	BNDES	FINEM e PSI	76.276	Penhor de Ações	38.901	15.12.2028
IE Ivaí	50%	Itaú	Debêntures de Infraestrutura	2.285.715	Penhor de Ações Fiança Corporativa	1.142.857	15.12.2043

- **Risco de Taxa Câmbio:** Este risco está atrelado à possibilidade de alteração nas taxas de câmbio, afetando a despesa (ou receita) e o saldo passivo (ou ativo) de contratos que tenham como indexador uma moeda estrangeira. A Companhia e suas controladas não possuem contas a receber, empréstimos e outros ativos em moeda estrangeira. A Controlada Riacho Grande tem operações com fornecedores no exterior para aquisição de cabos bem como prestação de serviços necessários à sua implantação, com desembolsos de caixa futuro em dólar.
- **Risco de Taxa de Juros:** Este risco é oriundo da possibilidade de a Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos, financiamentos e debêntures. Em 31 de dezembro de 2024, as dívidas da Companhia estavam vinculadas aos índices de TLP, TJLP, IPCA, CDI e juros pré-fixados. Em 31 de dezembro de 2024, a participação do índice CDI no endividamento bruto era de 33,7%, do IPCA era 60,5%, da TJLP era 1,7%, da TLP de 3,1% e dos juros pré-fixados era 1,0%.

Análise de sensibilidade

Em conformidade com o Ofício Circular/Anual-2025-CVM/SEP, a Companhia realiza a análise de sensibilidade aos riscos de taxa de juros e câmbio.

Para fins de definição de um cenário base da análise de sensibilidade do risco taxa de juros e índice de preços utilizamos as mesmas premissas estabelecidas para o planejamento econômico-financeiro de longo prazo da Companhia. Essas premissas se baseiam, dentre outros aspectos, na conjuntura macroeconômica do país e opiniões de especialistas de mercado.

Dessa forma, para avaliar os efeitos da variação no fluxo de caixa da Companhia, a análise de sensibilidade, abaixo demonstrada, para os itens atrelados a índices variáveis, considera:

Cenário base a cotação da taxa de juros (Curva Pré-DI), IPCA (Boletim Focus), TJLP (Banco Central) e em 31 de março de 2025 conforme B3.

Sobre essas taxas foram aplicadas as variações positivas de 25% (cenário I) e 50% (cenário II), conforme abaixo demonstrado em R\$ mil:

Sobre essas taxas foram aplicadas as variações positivas de 25% (cenário I) e 50% (cenário II), conforme abaixo demonstrado em R\$ mil:

Risco de juros – Efeitos no Resultado Financeiro
Risco de elevação dos indexadores

Operação	Risco	Saldos em Cenário 31.12.2024 Base		Cenário I	Cenário II
Ativos financeiros					
Aplicações financeiras e equivalentes de caixa	de 104,4% do CDI	2.838.149	120.642	-	-
Passivos financeiros					
7ª Emissão de Debêntures	IPCA + 4,70%.	888.839	20.930	24.273	26.861
8ª Emissão de Debêntures	IPCA + 3,50%.	538.029	11.085	12.659	14.220
9ª Emissão de Debêntures – 1ª Série	CDI + 2,83%	809.456	25.432	31.441	37.325
9ª Emissão de Debêntures – 2ª Série	IPCA + 5,30%	875.480	21.897	24.470	27.021
10ª Emissão de Debêntures	IPCA + 5,07%	946.251	22.671	25.395	28.096
11ª Emissão de Debêntures – 1ª Série	IPCA + 5,77%	778.756	24.237	26.963	29.667
11ª Emissão de Debêntures – 2ª Série	IPCA + 5,86%	320.129	24.446	27.173	29.877
12ª Emissão de Debêntures	CDI + 1,55%	716.472	22.493	27.808	33.011
13ª Emissão de Debêntures	CDI + 1,50%	567.128	17.804	22.011	26.130
14ª Emissão de Debêntures – 1ª Série	IPCA + 6,26%	806.907	22.062	24.438	26.795
14ª Emissão de Debêntures – 2ª Série	IPCA + 6,44%	1.132.149	31.434	34.771	38.079
15ª Emissão de Debêntures – 1ª Série	CDI + 0,73%	704.843	22.256	27.515	32.665
15ª Emissão de Debêntures – 2ª Série	CDI + 0,80%	525.981	16.620	20.548	24.393
15ª Emissão de Debêntures – 3ª Série	CDI + 0,97%	133.604	4.229	5.228	6.207
16ª Emissão de Debêntures	CDI + 0,80%	1.010.157	31.956	39.529	46.927
17ª Emissão de Debêntures – 1ª Série	IPCA + 6,71%	1.023.455	30.099	33.120	36.115
17ª Emissão de Debêntures – 2ª Série	IPCA + 6,60%	724.836	19.452	21.586	23.702
FINEM BNDES	TJLP+1,80% a 2,62%	229.818	5.695	6.460	7.550
FINEM BNDES	TLP + 2,01%	412.146	11.153	12.103	13.301
Efeito líquido da variação			(385.951)	(447.491)	(507.942)
Referência para ativos e passivos financeiros					
100% CDI (março de 2025) (*)		13,14%		16,43%	19,71%
IPCA 12 meses a.a. (dezembro de 2024)		4,83%		6,04%	7,25%
TJLP a.a. (1º Trimestre de 2025)		7,97%		9,96%	11,96%

(*) fonte: https://www.b3.com.br/pt_br/market-data-e-indices/servicos-de-dados/market-data/consultas/mercado-de-derivativos/precos-referenciais/taxas-referenciais-bm-fbovespa/

A flutuação das taxas de juros pode gerar, no cenário mais pessimista, um aumento de até 31,6% na despesa líquida, equivalente a um acréscimo de até R\$121.991 mil.

- **Risco de Aceleração de Dívidas:** A Companhia possui contratos de empréstimos, financiamentos e emissões de debêntures, com cláusulas restritivas (*covenants*) usualmente aplicáveis a esses tipos de operação, relacionadas ao atendimento de indicadores econômico-financeiros,

geração de caixa e outros. A aceleração do vencimento de dívidas poderá (i) atrasar ou inviabilizar investimentos pretendidos pela Companhia, o que possivelmente afetaria negativamente seu resultado operacional, ou (ii) tornar necessário que a Companhia capte novas dívidas, que poderão não ter as mesmas taxas, prazos ou condições das dívidas antecipadamente vencidas, afetando negativamente o resultado financeiro da Companhia.

Os principais indicadores financeiros (covenants) que a Companhia 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: (i) Dívida Líquida/EBITDA Ajustado BNDES $\leq 3,0$ e; (ii) Dívida Líquida/(Dívida Líquida + Patrimônio Líquido) $\leq 0,6$, 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.

- Risco de liquidez** –As principais fontes de caixa da Companhia e suas controladas são provenientes de suas operações, principalmente da disponibilização de seus ativos de transmissão de energia aos usuários do setor elétrico. O risco de liquidez para a Companhia incide da dinâmica de seu fluxo de caixa, que pode ser impactado pela variação do recebimento da RAP, pelos investimentos e pelo serviço da dívida. Não se pode garantir que a relativa estabilidade da receita, advinda do tipo de contrato celebrado pela Companhia e suas controladas e da diversificação dos clientes de transmissão, não será afetada por questões macroeconômicas e de mercado que suscitem renegociações de preços que alterem o fluxo de caixa. Além disso, a Companhia não pode garantir que os recursos de financiamento serão desembolsados conforme o cronograma dos projetos e que haverá recursos suficientes em caixa ou de novos financiamentos para o pagamento dos compromissos financeiros. O quadro abaixo demonstra a disponibilidade da Companhia e suas controladas e seu endividamento de curto prazo:

R\$ mil

Disponibilidade		em 31 de dezembro de 2024
Caixa e Equivalente de Caixa		2.914.747
Aplicações Financeiras		485.995
Total de disponibilidade		3.400.742

R\$ mil

Dívida Bruta Circulante		em 31 de dezembro de 2024
Empréstimos e Financiamentos (circulante)		82.056
Debêntures (circulante)		1.109.914

Financiamento	por	arrendamento	12.020
(circulante)			

Total da Dívida Bruta Circulante	1.203.990
----------------------------------	-----------

4.4 Processos não sigilosos relevantes

A Companhia e controladas em conjunto são partes em processos judiciais e procedimentos administrativos de natureza cível, ambiental, fundiários, regulatórios, trabalhistas, tributários e previdenciários. O valor da contingência de cada processo pode não corresponder ao exato valor que provisionamos, tendo em vista a metodologia de definição de provisionamento utilizada. Para o provisionamento, classificamos o prognóstico dos processos em provável, possível ou remoto, conforme a estimativa de perda de cada demanda.

Essa classificação é feita após analisados os fatos alegados na peça processual inicial e os argumentos de defesa, do pleito deduzido em face da situação fática e de direito, da posição jurisprudencial dominante em casos análogos, além da opinião dos advogados internos e externos responsáveis pela condução de cada processo. A provisão é feita para os processos classificados como de perda provável.

Em 31 de março de 2025, a Companhia era parte em aproximadamente 2.731 processos judiciais e/ou administrativos, dos quais:

- (i) 471 são processos trabalhistas e previdenciários;
- (ii) 710 são processos cíveis, trabalhistas e previdenciários, que tratavam das discussões sobre a Lei do Estado de São Paulo nº 4.819, de 26 de agosto de 1958 (“Lei 4.819”);
- (iii) 1.130 são processos cíveis, regulatórios, ambientais, fundiários e possessórios que tramitam na justiça comum;
- (iv) 420 são processos tributários.

Em 31 de março de 2025, o valor somado dos processos com probabilidade de perda possível e provável, segundo avaliação da Companhia e de seus consultores jurídicos externos, para a Controladora, envolvia um montante de R\$ 762.613 mil, dos quais R\$ 173.427 mil foram provisionados pela Companhia.

Cumprе ressaltar que os processos que envolvem a Lei 4.819 não são provisionados pela Companhia e, portanto, não foram computados nos montantes acima. Segundo análise da própria Companhia e de seus consultores externos, eventuais valores pagos serão futuramente cobrados da Fazenda Pública do Estado de São Paulo e, mensalmente, serão contabilizados em “contas a receber”. A Companhia discute o tema em 707 ações individuais e coletivas com valor total envolvido da ordem de R\$ 578.137 mil, além de discussões centrais travadas nas Ações Civil Pública, Coletiva e de Cobrança, detalhadas no item 4.4, “a”.

Em 31 de março de 2025, as controladas da Companhia eram parte em, aproximadamente, 485 processos judiciais e/ou administrativos, sendo:

- (i) 112 processos ambientais, cíveis, fundiários e tributários que envolviam a Evrecy Participações Ltda., dos quais 88 deles possuem o prognóstico de perda possível e/ou provável e perfazem o montante de R\$ 12.526 mil;
- (ii) 68 processos cíveis, fundiários e tributários que envolviam a Interligação Elétrica de Minas

Gerais ("IEMG"), dos quais 48 possuem o prognóstico de perda possível ou provável e perfazem o montante de R\$ 20.069 mil;

(iii) 15 processos cíveis, fundiários, regulatórios, ambientais e tributários que envolviam a Interligação Elétrica de Serra do Japi, dos quais 6 processos possuem o prognóstico de perda possível ou provável e perfazem o valor de R\$ 28.962 mil;

(iv) 11 processos cíveis, regulatórios e tributários que envolviam a Interligação Elétrica de Pinheiros, dos quais 4 possuem o prognóstico de perda possível e/ou provável, perfazendo montante de R\$ 376 mil;

(v) 11 processos cíveis, fundiários, ambientais e tributários que envolviam a Interligação Elétrica Jaguar 8, dos quais 6 possuem o prognóstico de perda possível e/ou provável, perfazendo R\$ 24.695 mil;

(vi) 24 processos ambientais, fundiários, cíveis, trabalhistas e tributários que envolviam a Interligação Elétrica Tibagi, dos quais 14 possuem o prognóstico de perda possível e/ ou provável, perfazendo o montante de R\$ 16.614 mil;

(vii) 135 processos fundiários, cíveis, trabalhistas, tributários e ambientais que envolviam as empresas Interligação Elétrica Itaúnas, Interligação Elétrica Aguapeí, Interligação Elétrica Itapura, Interligação Elétrica Biguaçu, Interligação Elétrica Itaquerê, Interligação Elétrica Jaguar 6 e Interligação Elétrica Jaguar 9, dos quais 85 possuem prognóstico de perda possível e/ ou provável, perfazendo o montante de R\$ 134.038 mil;

(viii) 25 processos cíveis, fundiários, regulatórios, tributários e ambientais que envolviam a Interligação Elétrica Norte Nordeste ("IENNE"), dos quais 14 possuem o prognóstico de perda possível e/ou provável, perfazendo o montante de R\$ 35.922 mil;

(ix) 68 processos cíveis, fundiários, trabalhistas, tributários e ambientais que envolviam a Interligação Elétrica Sul ("IESUL"), dos quais 31 possuem o prognóstico de perda possível e/ou provável, perfazendo o montante de R\$ 24.531 mil; e

(x) 16 processos de natureza cível, fundiários, tributários e trabalhistas, que envolvem a Interligação Elétrica Riacho Grande, dos quais 14 possuem o prognóstico de perda possível e/ou provável, perfazendo o montante de R\$ 347 mil.

O valor somado dos processos acima envolvendo as controladas, com possibilidade de perda possível e provável, na avaliação da Companhia e de seus consultores jurídicos externos, em 31 de março de 2025, envolvia o montante aproximado de R\$ 298.079 mil, dos quais R\$ 31.717 mil foram provisionados pela Companhia.

O valor consolidado total provisionado pela Companhia, é de R\$ 205.144 mil.

Ainda, a Companhia é parte de outros processos, os quais, embora possuam valores superiores a R\$15 milhões, não apresentam relevância para a Companhia seja por conta do objeto envolvido, seja em razão do prognóstico de perda apresentado pelos assessores externos da Companhia, o que não gerou a necessidade de provisionamento. Por consequência, tais processos não estão descritos neste Formulário de Referência.

Os litígios mais relevantes para os negócios da Companhia ou de suas controladas são assim classificados considerando-se os seguintes critérios (i) tenham valor financeiro considerado relevante pela Companhia e (ii) individualmente possam vir a impactar negativamente a imagem da Companhia:

Processos Cíveis, Regulatórios e Ambientais

Em 31 de março de 2025, os processos judiciais e administrativos cíveis, regulatórios, fundiários e ambientais cuja probabilidade de perda era possível ou provável em que a Companhia estava envolvida totalizavam, aproximadamente, R\$ 314.930 mil. O valor provisionado para os processos cíveis com possibilidade de perda provável, segundo avaliação da Companhia e de seus assessores jurídicos externos é de R\$ 135.096 mil na controladora. Dentre os processos cíveis, há processos fundiários relacionados à instituição de servidão e desapropriação de imóveis onde traspassam linhas de transmissão, decorrentes do próprio negócio, na medida em que para traspassar linhas de transmissão a concessionária obtém a Declaração de Utilidade Pública para execução das obras e necessita indenizar os proprietários.

1) Processo nº 0025083-13.2015.4.01.3400:

Processo nº 0025083-13.2015.4.01.3400	
a) Juízo	9ª Vara Federal da Seção Judiciária do Distrito Federal
b) Instância	1ª instância
c) Data da	29/04/2015
d) Partes do processo	Autora: ISA ENERGIA BRASIL Ré: ANEEL
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 3.780.480,00
	Pretende a Companhia com a presente ação anular a REA 4.665/2014, alterada pela REA 4.793/2014 e assegurar a justa remuneração pelos reforços na LT Bariri Barra Bonita e na LT Barra Bonita Botucatu, tendo em vista estarem os preços atualmente determinados pela ANEEL desatualizados em relação ao mercado. Em 12/08/2015 deferido parcialmente o pedido de antecipação da tutela recursal para determinar que a ANEEL inicie imediatamente o processo administrativo para atualização do Banco de Preços de Referência, que a ANEEL emita, em até 30 (trinta) dias, novas Resoluções Autorizativas para implantação dos Reforços, constantes das Resoluções Autorizativas nº 4.359/2013 e nº 4.665/2014, a partir dos preços de mercado cotados pela Companhia e apresentados nos Processos Administrativos nº 48500.003033/2013-20 e nº 48500.003114/2013-20 (atualizados monetariamente até a data da emissão do ato administrativo), com novo cronograma de execução das obras e implantação dos reforços.

f) Principais fatos	Em 12/09/2016 foram publicadas as novas REA 's, conforme determinado em liminar obtida pela Companhia, com os valores reajustados, o que poderá acarretar um impacto financeiro e patrimonial na Companhia. Em 17/10/2022 foi apresentado Laudo Pericial, o qual concluiu, dentre outros pontos: "O orçamento apresentado pela ANEEL, baseado no seu Banco de Preços, reconhecidamente encontrava-se defasado e, portanto, estava significativamente inferior ao da ISA ENERGIA BRASIL o que tornava inviável a realização dessa obra", confirmando as teses da Companhia. Em 01/02/2024 o Juízo declarou o encerramento da instrução e o processo foi concluso para sentença em 25/03/2024. Em 19/08/2024 a companhia apresentou manifestação informando a conclusão da RTP/2024 e edição da Resolução Homologatória nº 3.344/2024 por meio da qual a Agência fiscalizou, reconheceu e aprovou, em caráter definitivo, um valor maior do que aqueles que haviam sido inicialmente orçados pela Companhia para a realização dos reforços, o que não só confirma as teses da inicial como representa o reconhecimento administrativo da procedência dos pedidos. Atualmente o processo aguarda julgamento.
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Não foram proferidas decisões de mérito.
h) Estágio do	<u>Aguarda julgamento.</u>
i) Chance de perda	Remota
j) Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	O processo é considerado relevante diante do tema discutido, referente a diferença entre o banco de preços da ANEEL e os preços de mercado apurados pela ISA ENERGIA BRASIL.
k) Análise do impacto em caso de perda do processo	O impacto com a perda do processo é apenas em relação a eventuais verbas sucumbenciais, uma vez que a ANEEL ajustou o banco de preços atendendo a liminar deferida e quaisquer diferenças serão capturadas pelo processo tarifário da companhia.

2) Processo nº 0032513-57.2003.8.26.0053

Processo nº 0032513-57.2003.8.26.0053	
a) Juízo	Supremo Tribunal Federal
b) Instância	Tribunais Superiores
c) Data da instauração	15/12/2003
d) Partes do processo	Autora: Associação dos Aposentados da Fundação Cesp - AAFC Réus: ISA ENERGIA BRASIL, Fundação Cesp e Fazenda Pública de São Paulo.
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 13.914.839,13, valor esse referente à parcela mensal de março/2025. Para mais informações sobre os valores envolvidos neste processo e os potenciais
f) Principais fatos	Os empregados da CESP, admitidos até 13 de maio de 1974, foram equiparados aos servidores públicos no que diz respeito à complementação de aposentadoria, conforme Lei nº 4.819 e Lei nº 200/74.

	A responsabilidade financeira pelos pagamentos dos benefícios sempre foi da Fazenda por determinação legal. No caso dos empregados da CESP, a Fazenda, entre os anos de 1977 e 1989, delegou a administração do benefício para a FUNCESP, permanecendo como responsável financeira. Entre os anos de 1989 e 1999, a Fazenda firmou Convênio com a CESP lhe delegando a administração do benefício, permanecendo a FUNCESP como responsável por processar a folha de pagamento e a Fazenda como responsável financeira. Criada em 1999, a partir da cisão da CESP, a Companhia passou a gerir indiretamente o benefício por meio de Convênio firmado pela Fazenda. A sistemática era a seguinte: a FUNCESP processava a folha e a Companhia solicitava os valores para a Fazenda. Após a Fazenda (responsável financeira) repassar os valores, a Companhia os disponibilizava para a FUNCESP efetuar os pagamentos. Contudo, após promulgado o Decreto Estadual nº 42.698/97, que determinava que a Fazenda deveria processar diretamente a folha e efetuar os pagamentos através de dotação orçamentária e, com o término do Convênio firmado com a Companhia, a Fazenda informou aos beneficiários da Lei 4.819 que a partir de 1º de janeiro de 2004 assumiria o processamento da folha e os pagamentos, conforme critérios aplicados aos servidores estaduais. A Associação dos Aposentados da Fundação CESP – AAFC distribuiu então a presente ação requerendo que a folha de pagamento da complementação de aposentadoria e pensão da Lei 4.819 não fosse processada pela Fazenda Pública e, que não fossem aplicados os critérios inerentes ao funcionalismo público estadual. A Ação foi julgada improcedente em 9 de junho de 2005 e a AAFC interpôs Recurso de Apelação, distribuído para a 8ª Câmara de Direito Público do TJ/SP. Antes do recurso ser julgado, a AAFC apresentou pedido de declaração de incompetência material que foi acolhida pelo TJ/SP. A Companhia, a FUNCESP e a Fazenda Estadual interpuseram Recurso Especial ao STJ, que, em julgamento realizado em 19 de junho de 2008, reconheceu a competência da Justiça Comum e manteve válida a sentença de improcedência. Ato contínuo, a AAFCC interpôs Recurso Extraordinário com o objetivo de afastar a competência da Justiça Comum, que foi remetido ao STF através de Agravo de Instrumento. O STF não admitiu o recurso e rejeitou todas as medidas judiciais intentadas pela AAFC, com trânsito em julgado em novembro de 2015. Os autos processuais foram remetidos para a 8ª Câmara de Direito Público do TJ/SP para julgamento do mérito do Recurso de Apelação interposto pela AAFC (não julgado por conta da discussão sobre competência).
--	---

	A AAFC distribuiu pedido de tutela recursal que foi acolhido pelo TJ/SP em junho de 2016 para suspender os efeitos da sentença de improcedência e, manter válida liminar proferida pela Justiça do Trabalho na ação judicial nº 0002104-44.2016.8.26.0053 (antiga Ação Coletiva nº 0114500-77.2005.5.02.0049) até julgamento do seu recurso. O TJ/SP, em julgamento realizado em 2 de agosto de 2017, por decisão unânime, confirmou a sentença de improcedência, condenou a AAFC por litigância de má-fé e revogou a liminar. Cumprindo a decisão unânime, a SEFAZ enviou, em 8 de agosto de 2017, ofício para a ISA ENERGIA BRASIL informando a assunção da folha de pagamento dos aposentados e pensionistas da Lei 4.819 a partir de agosto de 2017. A AAFC interpôs recursos contra a decisão unânime do TJ/SP, sendo um recurso especial para o STJ e um recurso extraordinário para o STF, ambos com pedido de liminar para suspender os efeitos da decisão unânime do TJ/SP. O TJ/SP, em 18 de outubro de 2017, e o STJ, em 31 de outubro de 2017, negaram a liminar pleiteada pela AAFC. Contudo, o STF concedeu a liminar suspendendo os efeitos do acórdão proferido pelo TJ/SP, mandando que as requeridas procedam como faziam antes do julgamento do tema pelo TJ/SP e até que o STF analise o mérito da questão. Em razão da liminar, a SEFAZ determinou o processamento da folha pela FUNCESP a partir de dezembro de 2017. Em dezembro de 2017, a Companhia recorreu da decisão liminar do STF (ainda pendente de julgamento). Os recursos extraordinários, em parte tiveram seguimento negado com interposição de Agravo Interno no TJ/SP e, parte não foram admitidos com interposição de Agravo para o STF. Os recursos especiais não foram admitidos e a AAFC interpôs Agravo para o STJ. Após o TJ/SP negar provimento ao Agravo Interno (mantendo a decisão que negou seguimento), os autos processuais foram remetidos ao STJ. Em 26 de dezembro de 2020, foi proferida decisão monocrática pelo Ministro Relator do STF no Agravo em Recurso Extraordinário interposto na Ação Civil Pública, a qual confirmou a liminar. Em 8 de janeiro de 2021, a decisão foi publicada, contra a qual a Companhia apresentou recurso, e aguarda julgamento. Em 27 de junho de 2023, o processo foi concluso para o Ministro Alexandre de Moraes para julgamento dos Agravos Interno de todas as partes.
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	1ª Instância julgada improcedente; 2ª Instância manteve a improcedência; 3ª Instância - STJ negou Liminar e STF deferiu liminar, estando pendentes decisões de mérito.
h) Estágio do processo	Em recurso no STF, após decisão monocrática pelo Ministro Relator confirmando o deferimento de liminar.
i) Chance de perda	Possível
j) Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Processo relevante em decorrência dos valores envolvidos, bem como da periodicidade dos pagamentos a serem feitos pela Companhia.

k) Análise do impacto em caso de perda do processo	Em razão do processo ora descrito, a Companhia realiza pagamentos mensais e continuados das verbas glosadas pela SEFAZ/SP desde 2005, sendo que, até 31 de março de 2025, a Companhia havia desembolsado o montante agregado de R\$ 3.123.337.733,71, líquidos de provisão, referentes a tais pagamentos. Ressalta-se que, enquanto houver beneficiários do direito de complementação de aposentadoria em questão ou até que haja decisão judicial determinando a suspensão de tais pagamento, a Companhia deverá realizar o pagamento de tais parcelas mensais de forma solidária com o Estado de São Paulo e Vivest. Embora essas prestações não possuam valores fixos, os quais podem sofrer atualizações (índice de reajuste do acordo coletivo da categoria) e correções de acordo com fatores específicos de cada beneficiário, bem como o ingresso e a saída de beneficiários na folha mensal de pagamento, entre janeiro de 2024 e março de 2025, as parcelas mensais desembolsadas pela Companhia totalizaram montantes entre R\$13 milhões e R\$15 milhões. Por fim, em 31 de março de 2025, a Companhia registrou, na rubrica “contas a receber do Estado de São Paulo” constante do seu balanço patrimonial, o montante de R\$ 3.123.337.733,71, líquidos de provisão, relativos aos impactos da Lei 4.819/58. Todo e qualquer pagamento feito por conta da Lei 4.819/58 é lançado na rubrica “contas a receber contra a Fazenda Paulista” seja por conta das obrigações contidas nas decisões atuais deste processo seja em outros processos judiciais, inclusive, individuais que tramitam contra a Companhia. Para maiores informações acerca da temática da Lei 4.819/58, ver fator de risco “A Companhia pode vir a ser obrigada a reconhecer uma perda substancial relativamente ao plano de complementação de aposentadoria regido pela Lei Estadual de São Paulo 4.819, de 26 de agosto de 1958 (“Lei 4.819/58”)”, constante da seção 4.1 deste Formulário de Referência. A obrigação de pagamento de tais parcelas mensais, bem como de quaisquer outras ações individuais que tratam da temática da Lei 4.819/58 poderá impactar, de forma negativa e relevante, a situação financeira e patrimonial a Companhia.
--	---

3) Processo nº 0047088-68.2011.4.01.3400

Processo nº 0047088-68.2011.4.01.3400	
a) Juízo	16ª Vara Federal da Seção Judiciária do Distrito Federal
b) Instância	1ª instância
c) Data da Instauração	22/08/2011
d) Partes do processo	Autora: ISA ENERGIA BRASIL Ré: ANEEL
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 18.654.559,80

f) Principais fatos	Em 10 de abril de 2010, a Companhia foi notificada pela ANEEL em razão do blecaute ocorrido em 10 de novembro de 2009, levando em consideração a recomposição do sistema pelo Centro de Operações. O termo de notificação foi convertido no Auto de Infração nº 099/2010-SFE, no valor de R\$ 3.195.903,63. A Companhia recorreu administrativamente, tendo a ANEEL mantido a condenação inicial, razão pela qual optou-se pelo ajuizamento de ação anulatória contra a ANEEL, com o objetivo de anular a referida autuação. A Companhia apresentou, em 05/09/2011, Carta Fiança garantindo a dívida até o valor de R\$3,5 milhões. Companhia ingressou com Agravo de Instrumento em maio de 2013 pleiteando o retorno dos atos à origem, o qual aguarda julgamento. Em 28/09/2012 foi proferida sentença julgando o pedido improcedente e condenando a companhia no pagamento de honorários advocatícios no valor de R\$10.000,00. A Companhia recorreu requerendo a anulação da sentença e a reabertura da fase instrutória. Iniciada a fase de execução, foram depositados os honorários sucumbenciais. Como não foi obtido o efeito suspensivo no Agravo, a Companhia interpôs Agravo interno em junho de 2013, e depois Mandado de Segurança, em março de 2014, no qual requeremos, liminarmente, a atribuição de efeito suspensivo, que foi deferido para sustar à execução, até o julgamento do Agravo Interno. Em janeiro/2016 foi julgado o mandado de segurança pelo TRF, confirmando a atribuição de efeito suspensivo ao Agravo Interno e paralisando a execução até o julgamento do referido recurso. Em novembro/2016, a Companhia requereu a substituição da Carta Fiança por seguro garantia. Em outubro/2017 foi deferida a substituição e apresentado seguro garantia no valor de R\$9,4 milhões. Em 26/04/2024 a Companhia apresentou endosso à sua apólice de seguro garantia para fins de formalizar a atualização monetária da importância segurada para R\$ 15,6 milhões. O processo permanece suspenso aguardando o julgamento do agravo de instrumento.
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença de 1ª Instância julgou o pedido improcedente.
h) Estágio do processo	Aguarda julgamento de recurso.
i) Chance de perda	Possível
j) Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	O processo é considerado relevante diante do tema discutido
k) Análise do impacto em caso de perda do processo	O impacto no caso de perda da ação é o depósito judicial em favor da ANEEL e pagamento das verbas sucumbenciais, o que poderá acarretar um impacto

4) Processo nº 0002104-44.2016.8.26.0053

Processo nº 0002104-44.2016.8.26.0053 (antiga Ação Coletiva n.º 0114500- 77.2005.5.02.0049)	
a) Juízo	2ª Vara da Fazenda Pública
b) Instância	Tribunal de Justiça de SP

c) Data da Instauração	08/06/2005
d) Partes do processo	Autora: Associação dos Aposentados da Fundação CESP – AAFC Réus: ISA ENERGIA BRASIL e Fundação Cesp e Fazenda Pública de São Paulo
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 13.914.839,13, valor esse referente à parcela mensal de março/2025. Para mais informações sobre os valores envolvidos neste processo e os potenciais impactos para a Companhia, ver item “k” abaixo constante deste quadro.
f) Principais fatos	Três dias antes de ser proferida sentença de improcedência na Ação Civil Pública nº 0032513- 57.2003.8.26.0053 em curso na 2ª Vara da Fazenda Pública de São Paulo, a Associação dos Aposentados da Fundação CESP – AAFC distribuiu idêntica ação perante a 49ª Vara do Trabalho de São Paulo/SP. Note-se que a Ação Coletiva foi distribuída por dependência a Reclamação Trabalhista individual que possuía decisão provisória determinando o processamento da folha e que os pagamentos fossem efetuados da forma praticados até 31 de dezembro de 2003 (FUNCESP processando a folha e os pagamentos sem observância dos critérios inerentes aos servidores estaduais). Em 5 de julho de 2005, a Justiça do Trabalho estendeu aos representados pela AAFC a mesma decisão liminar que já havia concedido na ação individual. Portanto, passaram a existir duas ações judiciais idênticas, uma na Justiça Comum e outra na Trabalhista, com decisões conflitantes. A Ação Coletiva na Justiça do Trabalho foi julgada procedente, condenando solidariamente a Companhia, a CESP, a FUNCESP e a Fazenda Estadual a manterem a sistemática utilizada até 31/12/2003 (pagamentos através da FUNCESP sem efetuar descontos). Em 1º de julho de 2008, o Tribunal Regional do Trabalho ratificou os termos da sentença, decisão que também foi mantida pelo Tribunal Superior do Trabalho em julgamento realizado no dia 15 de outubro de 2010. Em 26 de junho de 2013, o Recurso Extraordinário interposto pela Companhia não foi admitido, culminando na interposição de recurso de Agravo. Contudo, em outubro de 2010, foi suscitado conflito de competência perante o Supremo Tribunal Federal, pois duas Justiças distintas estavam julgando a mesma matéria de forma conflitante. Em março de 2015, o STF decidiu no conflito de competência nº 7.706 que a competência para processar e julgar a Ação Coletiva era da Justiça Comum, anulando os atos decisórios da ação trabalhista. A AAFC distribuiu Ação Cautelar (AC3882) no STF, obtendo liminar que manteve válida a decisão liminar proferida pela Justiça do Trabalho em 5 de julho de 2005 até que a Justiça Comum reaprecie o pedido.

	A decisão do conflito de competência se tornou definitiva em outubro de 2015 e, em março de 2016, o TST determinou a baixa do processo para a 49ª Vara do Trabalho/SP para posterior remessa para a 2ª Vara da Fazenda Pública/SP. Em 25 de abril de 2016, o processo foi recebido pela 49ª Vara do Trabalho/SP e remetido para a 2ª vara da Fazenda Pública/SP onde recebeu nova numeração (0002104-44.2016.8.26.0053). Em 29 de maio de 2016, foi proferida decisão não acolhendo os pleitos autorais e cassando a liminar anteriormente proferida pela Justiça do trabalho, culminando na interposição de Recurso de Apelação pela AAFC. A AAFC distribuiu pedido de tutela recursal que foi acolhido pelo TJ/SP em junho de 2016 para suspender os efeitos da sentença e, manter válida liminar proferida pela Justiça do Trabalho na ação judicial nº 0002104-44.2016.8.26.0053 (antiga Ação Coletiva nº 0114500-77.2005.5.02.0049) até julgamento do Recurso de apelação da AAFC. Desde dezembro de 2016, o Recurso de apelação da AAFC aguarda pela 8ª Câmara de Direito Público do TJ/SP. O TJSP, em julgamento realizado em 2 de agosto de 2017, por decisão unânime confirmou a sentença de improcedência, condenou a AAFC por litigância de má-fé e revogou a liminar. Cumprindo a decisão unânime, a SEFAZ enviou, em 08 de agosto de 2017, ofício para a ISA ENERGIA BRASIL informando a assunção da folha de pagamento dos aposentados e pensionistas da Lei 4819 a partir de agosto de 2017. A AAFC interpôs Recursos contra a decisão unânime do TJ/SP, sendo um recurso especial para o STJ e um recurso extraordinário para o STF, ambos com pedido de liminar para suspender os efeitos da decisão unânime do TJ/SP. O TJ/SP, em 18 de outubro de 2017, e o STJ, em 31 de outubro de 2017, negaram a liminar pleiteada pela AAFC. Contudo, o STF concedeu a liminar suspendendo os efeitos do acórdão proferido pelo TJ/SP e mandando que as requeridas procedam como faziam antes do julgamento do tema pelo TJ/SP e até que o STF analise o mérito da questão. Em razão da liminar, a SEFAZ determinou o processamento da folha pela FUNCESP a partir de dezembro de 2017. Em dezembro de 2017, a Companhia recorreu da decisão liminar do STF. Os recursos extraordinários, em parte tiveram seguimento negado com interposição de Agravo Interno no TJ/SP e, parte não foram admitidos com interposição de Agravo para o STF. Os recursos especiais não foram admitidos e a AAFC interpôs Agravo para o STJ. O TJ/SP negou provimento ao Agravo Interno (mantendo a decisão que negou seguimento). Em 13 de setembro de 2021, o STF proferiu decisão monocrática, nos mesmos moldes da decisão proferida em 26 de dezembro de 2020 na Ação Civil Pública, contra a qual a foi apresentado recurso, ainda pendente de julgamento.
--	---

g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Na tramitação trabalhista - 0114500- 77.2005.5.02.0049: 1ª Instância julgada procedente; 2ª Instância (TRT) e 3ª instância TST mantida a procedência, já o STF (Conflito de Competência nº 7.706) determinou a Competência da Justiça Comum, anulando os atos decisórios da ação trabalhista, tornando as ações conexas que passaram a tramitar em conjunto por identidade de objeto e partes. Na Justiça Comum - 0002104-44.2016.8.26.0053: 1ª Instância julgada improcedente; 2ª Instância manteve a improcedência; 3ª Instância - STJ Negou Liminar e STF deferiu liminar, estando pendente decisões de mérito e contra a liminar deferida pelo STF. Em 27/06/2023 o processo foi concluso para o Ministro Alexandre de Moraes para julgamento dos Agravos Internos de todas as partes.
h) Estágio do processo	Processo aguarda julgamento de recurso no STF, após decisão monocrática confirmando o deferimento de liminar.
i) Chance de perda	Remota
j) Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Processo relevante em decorrência dos valores envolvidos, bem como da periodicidade dos pagamentos a serem feitos pela Companhia.
k) Análise do impacto em caso de perda do processo	Em razão do processo ora descrito, a Companhia realiza pagamentos mensais e continuados das verbas glosadas pela SEFAZ/SP desde 2005, sendo que, até 31 de março de 2025, a Companhia havia desembolsado o montante agregado de R\$ 3.123.337.733,71, líquidos de provisão, referentes a tais pagamentos. Ressalta-se que, enquanto houver beneficiários do direito de complementação de aposentadoria em questão ou até que haja decisão judicial determinando a suspensão de tais pagamento, a Companhia deverá realizar o pagamento de tais parcelas mensais de forma solidária com o Estado de São Paulo e Vivest. Embora essas prestações não possuam valores fixos, os quais podem sofrer atualizações (índice de reajuste do acordo coletivo da categoria) e correções de acordo com fatores específicos de cada beneficiário, bem como o ingresso e a saída de beneficiários na folha mensal de pagamento, entre janeiro de 2025 e março de 2025, as parcelas mensais desembolsadas pela Companhia totalizaram montantes entre R\$ 13 milhões e R\$15 milhões. Por fim, em 31 de março de 2025, a Companhia registrou, na rubrica “contas a receber do Estado de São Paulo” constante do seu balanço patrimonial o montante de R\$ 3.123.337.733,71, líquidos de provisão, relativos aos impactos da Lei 4.819/58. Todo e qualquer pagamento feito por conta da Lei 4.819/58 é lançado na rubrica “contas a receber contra a Fazenda Paulista” seja por conta das obrigações contidas nas decisões atuais deste processo seja em outros processos judiciais, inclusive, individuais que tramitam contra a Companhia. Para maiores informações acerca da temática da Lei 4.819/58, ver fator de risco “A Companhia pode vir a ser obrigada a reconhecer uma perda substancial relativamente ao plano de complementação de aposentadoria regido pela Lei Estadual de São Paulo 4.819, de 26 de agosto de 1958 (“Lei 4.819/58”)”, constante da seção 4.1 deste Formulário de Referência. A obrigação de pagamento de tais parcelas mensais, bem como de quaisquer outras ações individuais que tratam da temática da Lei 4.819/58 poderá impactar, de forma negativa e relevante, a situação financeira e patrimonial a Companhia.

5) Processo nº 0047544-73.2010.8.26.0053

Processo nº 0047544-73.2010.8.26.0053	
a) Juízo	2ª Turma do Superior Tribunal de Justiça
b) Instância	Tribunais Superiores
c) Data da Instauração	17/12/2010
d) Partes do processo	Autora: ISA ENERGIA BRASIL Ré: Fazenda do Estado de São Paulo (SEFAZ)
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 5.315.795.725,07
f) Principais fatos	A SEFAZ-SP vem glosando verbas e repassando à Companhia, desde setembro/2005, valor inferior ao necessário para o fiel cumprimento da citada decisão da 49ª Vara do Trabalho. (Processo relatado detalhadamente acima, nº 0002104-44.2016.8.26.0053 (antiga Ação Coletiva n.º 0114500-77.2005.5.02.0049)). Em dezembro de 2010, a Companhia ingressou com ação de cobrança contra a SEFAZ-SP, visando reaver os valores até então não recebidos decorrentes desse assunto. Após decisão que extinguiu o processo sem analisar seu mérito em maio de 2013, a Companhia interpôs recurso, contudo, foi mantida pelo Tribunal (dezembro/2014). A Companhia apresentou novo recurso e a SEFAZ-SP e a FUNCESP se manifestaram e, em 31/08/2015, o TJ/SP acolheu o recurso da Companhia e condenou a SEFAZ-SP a efetuar os repasses da complementação de aposentadoria e pensão nos termos dos ajustes firmados com a Companhia e das leis de regência, com exceção das verbas glosadas. A Companhia interpôs novo recurso, que foi julgado em 1º de fevereiro de 2016, tendo sido acolhido para determinar que a SEFAZ-SP efetuasse o repasse integral da complementação de aposentadoria, inclusive as verbas glosadas. Em 7 de março de 2016, a SEFAZ-SP interpôs novo recurso ao TJ/SP, que foi rejeitado em julho de 2016, culminado na oposição e novo recurso (embargos de declaração), ainda pendente de julgamento. Após o Recurso Especial não ser admitido pelo Tribunal de Justiça/SP a SEFAZ apresentou novo recurso que aguarda análise pelo STJ. Em agosto de 2018 a ISA ENERGIA BRASIL obteve decisão no Tribunal de Justiça/SP que impõe obrigação para a SEFAZ não efetuar qualquer glosa no repasse para pagamento dos benefícios da Lei 4.819 antes de concluir processo administrativo para apurar irregularidade nos pagamentos, situação que perdurou até março de 2019, quando o STJ atribuiu efeito suspensivo ao Agravo em recurso especial da SEFAZ. Contra esta decisão a ISA ENERGIA BRASIL interpôs recurso, que está pendente de análise.

	O processo foi recebido no STJ no dia 24/09/2020, autuado como AREsp nº 1.766.399/SP e remetido para a conclusão do Ministro Francisco Falcão. No dia 11/11/2021 foi publicada a decisão monocrática que conheceu em parte o Agravo em Recurso Especial para o fim de não conhecer o Recurso Especial. Contra esta decisão, houve a interposição de Agravo Interno pela FESP e apresentação de impugnação pela ISA ENERGIA BRASIL. O referido Agravo Interno foi retirado de pauta, considerando a atribuição de efeito suspensivo concedido ao Recurso Especial protocolado no processo principal. Em 15/09/2023 foi juntado parecer do Ministério Público contrário ao processamento do Recurso Especial da FESP. Em 08/03/2024 o STJ, ao julgar recurso do Estado de São Paulo, determinou o retorno do processo ao TJ/SP para (i) que seja delimitada com clareza as responsabilidades do Estado e da ISA ENERGIA BRASIL em relação as parcelas e rubricas que comportem a complementação de aposentadoria e pensão da Lei 4819/58 e, (ii) que a ISA ENERGIA BRASIL e SEFAZ sigam efetuando o pagamento dos benefícios previdenciários no molde que atualmente fazem até que haja a decisão final de mérito. Dessa decisão cabe recurso para a Turma do STJ. Em 10 de outubro de 2024 o Superior Tribunal de Justiça ("STJ"), por convenção das partes para tentativa de conciliação, suspendeu por 180 (cento e oitenta) dias o trâmite processual da ação de cobrança. O caso foi inscrito no CEJUSC – Centro Judiciário de Solução de Conflitos do STJ e a audiência de instalação foi designada para 22/05/2025. O processo permanecerá suspenso enquanto perdurarem as tratativas de acordo entre as partes. 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.
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	1ª Instância extinto sem resolução de mérito; 2ª Instância decisão procedente; 3ª Instância: STJ atribuiu efeito suspensivo ao recurso da SEFAZ, pendente de decisão de mérito em conjunto com recurso da ISA ENERGIA BRASIL
h) Estágio do processo	Processo suspenso para tentativa de conciliação
i) Chance de perda	Possível
j) Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Processo relevante em decorrência dos valores envolvidos.
k) Análise do impacto em caso de perda do processo	Deixar de receber os valores cobrados e pagamento de verba de sucumbência.

6) Processo nº 0489552-29.2000.8.26.0577

Processo nº 0489552-29.2000.8.26.0577	
a) Juízo	1ªVaradaFazendaPúblicadeSãoJosédos Campos/SP
b) Instância	1ª instância
c) Data da Instauração	20/06/2000
d) Partes do processo	Autor: ISA ENERGIA BRASIL Réu: Prefeitura Municipal de São José dos Campos
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 9.810.168,27 (Valor da condenação em honorários advocatícios sobre o excesso de execução)

f) Principais fatos	Em 20 de junho de 2000, a Companhia distribuiu uma ação judicial em face da Prefeitura Municipal de São José dos Campos visando indenização material decorrente de desapropriação indireta de imóvel para construção do Anel Viário de São José dos Campos. Durante a instrução processual, foi nomeado perito judicial que apurou o valor médio de R\$260,00 por m2 (válido para janeiro de 2004), contudo, o profissional faleceu antes de concluir o trabalho (análise sobre as áreas passíveis de indenização). Foi nomeado um segundo perito, que elaborou o trabalho completo, apurando valor médio de R\$525,00 por m2 (válido para fevereiro de 2010). A ação foi julgada procedente para condenar a Prefeitura no pagamento de indenização considerando o valor de R\$525,00 por m2, válido para fevereiro de 2010 e acrescidos de atualização, juros compensatórios (desde a ocupação – novembro de 1995) e juros moratórios (estes incidentes apenas a partir do trânsito em julgado). A Companhia recorreu visando aumentar a área a ser indenizada (exclusão de fatores de servidão) e, a Prefeitura recorreu visando reduzir as áreas afetadas e o valor do m2 (para R\$44,00 conforme laudo que acompanhou a exordial). Em 9 de dezembro de 2015, ambos os recursos foram julgados, e apenas o da Prefeitura foi parcialmente provido para reduzir o valor do m2 para R\$260,00 conforme apurado pelo primeiro perito em laudo, não concluído, bem como para reduzir o valor do percentual dos honorários sucumbenciais, de 2,0% sobre o valor total da indenização, para 0,5%. Ambas as partes interpuseram Recurso Especial e Extraordinário em face do acórdão, cujas admissibilidades foram rejeitadas. Ambas as partes interpuseram Agravo de Instrumento contra despacho denegatório de processamento do recurso especial e do recurso extraordinário, ainda pendente de julgamento. Foi negado provimento aos Agravos interpostos contra a decisão denegatória de REsp de ambas as partes, sendo que apenas a ISA ENERGIA BRASIL interpôs Agravo Interno, o qual não foi provido. Foi negado provimento ao agravo interposto contra a decisão denegatória de Recurso Extraordinário (STF) da Prefeitura, sendo que a ISA ENERGIA BRASIL desistiu do recurso para acelerar o trâmite, em virtude da declaração de inexistência de repercussão geral sobre a matéria. Em 9 de agosto de 2019, a decisão transitou em julgado e em 30 de agosto de 2019 teve início a fase de cumprimento de sentença, onde foi reconhecido como incontroverso o crédito de R\$102 milhões a favor da empresa e R\$49,3 milhões estão em discussão com decisão de 1ª instância favorável para a companhia (valores atualizados para janeiro de 2021). A Prefeitura pediu o parcelamento da dívida, que será paga da seguinte forma: 15,53% até o final do exercício de 2021 e o restante em 5 parcelas anuais nos exercícios subsequentes, acrescidas de juros e correção até a data dos respectivos depósitos.
---------------------	--

	O valor do precatório, seguindo o índice do IPCA-E para janeiro de 2021 é de R\$96,7 milhões. Em 29/12/2021 a Prefeitura efetuou o depósito judicial da primeira parcela do precatório no valor de R\$16,38 milhões. Em 29/07/2022 a Prefeitura efetuou o depósito judicial da segunda parcela do precatório no valor de R\$18,93 milhões. Em 28/04/2023 a Prefeitura efetuou o depósito judicial da terceira parcela do precatório no valor de R\$20,83 milhões. Em 25/10/2024 a Prefeitura efetuou o depósito judicial de parte da quarta parcela do precatório, no valor de R\$ 11.778.406,10, Os valores depositados pela Prefeitura já foram levantados pela Companhia. Estão pendentes de depósito duas parcelas anuais do precatório, com vencimento em 2025 e 2026 e o saldo remanescente da parcela de 2024. Com relação ao valor controvertido, a Prefeitura interpôs recurso no cumprimento de sentença visando reduzir o percentual de juros compensatórios de 1% ao mês para 0,5% ao mês. Foi dado provimento ao recurso com a condenação da ISA ENERGIA BRASIL em honorários advocatícios de 10% sobre o excesso de execução. Dessa decisão a companhia interpôs recurso especial, não admitido pela Presidência do Tribunal de Justiça de São Paulo, decisão da qual foi interposto Agravo Interno e Embargos de Agravo Interno. Aguarda julgamento.
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Ação julgada procedente condenando a Prefeitura a pagar à companhia indenização pela desapropriação da área. Decisão reduziu o percentual de juros compensatórios devidos pela Prefeitura de 1% para 0,5% ao mês.
h) Estágio do processo	Pagamento de precatório pela Prefeitura em favor da ISA ENERGIA BRASIL, referente ao valor incontroverso e pendente de julgamento o recurso interposto pela Companhia contra a decisão que condenou a empresa a pagar honorários de sucumbência equivalentes a 10% sobre o excesso da execução
i) Chance de perda	Possível
j) Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Processo relevante em decorrência dos valores envolvidos.
k) Análise do impacto em caso de perda do processo	Minoração do valor da indenização a ser recebida pela Companhia e redução de verba de sucumbência e pagamento de sucumbência à Prefeitura pelo excesso de execução, o que poderá acarretar um impacto financeiro e patrimonial na Companhia.

7) Processo nº 1125814-35.2019.8.26.0100

Processo nº 1125814-35.2019.8.26.0100	
a) Juízo	2ª Vara Cível do Foro Central de São Paulo
b) Instância	1ª Instância
c) Data da Instauração	12/12/2019
d) Partes do processo	Autor: Centrais Elétricas Brasileiras S/A – Eletrobras Ré: ISA ENERGIA BRASIL
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 55.381.527,65

f) Principais fatos	A Medida Provisória nº 579/2012, convertida na Lei nº 12.783/13, estabeleceu o pagamento das instalações de transmissão, não depreciadas e amortizadas, que entraram em operação comercial após 31 de maio de 2000, conhecidas como Rede Básica Novas Instalações (RBNI). O pagamento de referida indenização foi operacionalizado pela Eletrobras como gestora dos fundos RGR e CDE. Foi constatado erro nos pagamentos efetuados pela Eletrobras, que foi obrigada a devolver os valores pagos a maior aos fundos RGR e CDE e iniciou ação de cobrança contra a Companhia. A Eletrobras recorre ao Judiciário para a cobrança dos valores eventualmente pagos a maior. A Companhia contestou o feito alegando que, em razão do atraso nas parcelas pagas e erro no cálculo, o valor cobrado não é o pleiteado pela Eletrobras. Em dezembro de 2020, foi proferida sentença determinando a devolução do valor recebido a maior pela ISA ENERGIA BRASIL, com abatimento dos juros da mora pelo atraso da Eletrobras, contudo, não foi específica sobre os parâmetros de cálculo e se omitiu em relação a questões relevantes abordadas na defesa da ISA ENERGIA BRASIL. Ambas as partes apresentaram recurso para o TJ/SP, sendo que o recurso da Eletrobras foi parcialmente provido para declarar que os parâmetros referentes ao valor cobrado e, portanto, crédito em favor da União cobrado pela Eletrobras devem ser discutidos durante a fase de liquidação, mediante a elaboração dos cálculos e fixou os honorários sucumbenciais no valor correspondente a 10% sobre o montante total do crédito. A ISA ENERGIA BRASIL e a Eletrobras apresentaram recurso de embargos de declaração, os quais foram rejeitados. Em junho de 2023 a ISA ENERGIA BRASIL e a Eletrobras interpuseram Recurso Especial, contra o acórdão que deu parcial provimento à apelação da Eletrobras e, por consequência, julgou prejudicada a sua apelação. Em 04/10/2023 foi publicada a decisão de inadmissibilidade dos Recursos Especiais interpostos, contra a qual as partes recorreram. Em 29/11/2023, foi determinada a remessa dos autos ao Superior Tribunal de Justiça, para apreciação dos Agravos em Recursos Especiais interpostos pelas partes. Em 19/12/2023 os autos foram recebidos no Superior Tribunal de Justiça. Em 01/10/2024 foi proferida decisão não conhecendo os agravos em recurso especial interpostos pela ISA ENERGIA BRASIL e pela Eletrobras. Em 23/10/2024, a Companhia Interpôs Agravo Interno contra a decisão que não conheceu do Agravo em Recurso especial por ela interposto. Aguarda julgamento.
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Em dezembro de 2020, foi proferida sentença determinando a devolução do valor recebido a maior pela ISA ENERGIA BRASIL, com abatimento dos juros da mora pelo atraso da Eletrobras, contudo, não foi específica sobre os parâmetros de cálculo. Em novembro de 2022 foi proferida decisão pelo TJ/SP declarando que os parâmetros referentes ao valor cobrado deverão ser discutidos durante a fase de liquidação, mediante a elaboração de cálculos e fixando os honorários de sucumbência em 10% sobre o valor do crédito.

h) Estágio do processo	Aguarda-se a apreciação, pelo Superior Tribunal de Justiça, do Agravo Interno interpostos pelas ISA ENERGIA BRASIL
i) Chance de perda	Provável
j) Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Processo relevante em decorrência do tema discutido e valor envolvido.
k) Análise do impacto em caso de perda do processo	O impacto com a perda do processo é o eventual pagamento da indenização almejada, com atualização, juros e honorários advocatícios, o que poderá acarretar um impacto financeiro e patrimonial na Companhia.

8) Processo nº 1026180-95.2021.8.26.0100

Processo: 1026180-95.2021.8.26.0100	
a) Juízo	19ª Vara Cível do Foro Central de São Paulo
b) Instância	1ª Instância
c) Data da Instauração	16/03/2021
d) Partes do processo	Autor: ELETROPAULO Ré: ISA ENERGIA BRASIL
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 2.786.003.445,64
f) Principais fatos	Ação de cobrança ajuizada pela ELETROPAULO visando o recebimento de crédito da Eletrobras, em que a ELETROPAULO afirma ter se sub-rogado por ter pago, na condição de terceira interessada, dívida referente a financiamentos concedidos pela primeira cujo pagamento era de responsabilidade da ISA ENERGIA BRASIL. Adicionalmente, busca-se o reconhecimento da responsabilidade da ISA ENERGIA BRASIL por todo débito oriundo do contrato de financiamento firmado entre a ELETROPAULO e a Eletrobras em 1986 e sua condenação no reembolso dos valores pagos pela ELETROPAULO (ENEL) no acordo, das parcelas vincendas do acordo e no pagamento de custas e verbas sucumbenciais (até 20% do valor discutido). Em 6 de abril de 2021, a ISA ENERGIA BRASIL foi citada e apresentou defesa em 13 de maio de 2021. Em 9 de agosto de 2021 foi proferida sentença em 1ª instância julgando improcedente a ação e condenando a Eletropaulo ao pagamento de honorários de sucumbência. A Eletropaulo apresentou recurso pleiteando a anulação da sentença proferida. A ISA ENERGIA BRASIL também apresentou um recurso de apelação, cujo objeto se limita à majoração da verba sucumbencial fixada na sentença. Em 02 de dezembro de 2021, foi proferida decisão determinando a redistribuição da apelação a uma das Câmaras Reservadas de Direito Empresarial, diante da competência destas para o julgamento da matéria. Em 03 de dezembro de 2021, ambas as partes apresentaram manifestação se opondo ao julgamento. Em 26 de setembro de 2023 o TJ/SP negou provimento ao recurso da Eletropaulo, mantendo-se a improcedência da ação. A Eletropaulo apresentou novo recurso em 17 de outubro de 2023. Em 01/02/2024 foi negado provimento ao recurso da Eletropaulo, que interpôs recurso especial contra essa decisão.

g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Proferida sentença favorável à Companhia considerando que a ISA ENERGIA BRASIL não participou da transação, não anuiu com seus termos e não havia decisão apontando pela sua responsabilidade ou solidariedade em relação à dívida quando a dívida foi contraída.
h) Estágio do processo	Aguardando julgamento no STJ.
i) Chance de perda	Remota
j) Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Processo relevante em decorrência do valor envolvido.
k) Análise do impacto em caso de perda do processo	O impacto com a perda do processo é o eventual pagamento da condenação (parcelas vencidas e vincendas do acordo celebrado entre Eletropaulo e Eletrobras), com atualização, juros e honorários advocatícios, o que poderá acarretar um impacto financeiro e patrimonial na Companhia.

9) Processo nº 0189546-22.2010.8.26.0100 (0006960-41.2015.8.26.0100 e 2006567-

91.2015.8.26.0000)

Processo nº 0189546-22.2010.8.26.0100 (0006960-41.2015.8.26.0100 e 2006567-91.2015.8.26.0000)	
a) Juízo	27ª Vara Cível de São Paulo/SP
b) Instância	1ª
c) Data da Instauração	11/02/1989
d) Partes do processo	Autores: Joana D'arc Tensol Rodrigues e outros Ré: ISA ENERGIA BRASIL
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 70.185.411,95
f) Principais Fatos	Em 31 de outubro de 2001, foram realizadas Assembleias Gerais Extraordinárias da EPTE e da Companhia, nas quais foi aprovada a incorporação da primeira empresa pela segunda. Em virtude da referida incorporação, houve a emissão de ações ordinárias e preferenciais pela Companhia aos acionistas da EPTE, em substituição às ações por eles detidas, observando-se as espécies de que cada acionista era titular. Em consonância com a legislação societária aplicável, constou no instrumento de justificação de incorporação a ausência do direito de retirada aos acionistas da EPTE que dissentissem da incorporação, tendo sido anexado o parecer elaborado pelos Drs. Modesto Carvalhosa e Nelson Eizirik. Alguns acionistas minoritários da Companhia (antigos acionistas da EPTE) ajuizaram ação de rito ordinário visando a nulidade da incorporação e, subsidiariamente, o reconhecimento do direito de recesso, com o consequente reembolso de suas ações. Em 11/11/2011 a ação foi julgada improcedente e, os autores interpuseram Recurso de Apelação. O Tribunal de Justiça de São Paulo deu provimento ao Recurso dos Autores reconhecendo o direito de recesso em julgamento realizado no dia 25/07/2014. A decisão se tornou definitiva em 22/08/2014. Após decisão do Tribunal de Justiça em Agravo de Instrumento interposto pelos Autores, a execução retomou seu trâmite regular. Em 22/01/2015 a Companhia distribuiu Ação Rescisória visando rescindir a sentença que concedeu aos Autores o direito de retirada, com o argumento de que a conclusão obtida no acórdão do Tribunal foi fundada em erro de fato e na inobservância da Lei 6.404/76. Na ação foi deferido pedido de tutela antecipada para subordinar eventual levantamento de valores à apresentação de caução idônea.

f) Principais fatos	Na ação principal, em 24/02/2015, a Companhia apresentou impugnação à execução, garantindo o juízo, com seguro garantia judicial. Foi também determinada a suspensão da execução. Os Autores interpuseram em 07/04/2015 Agravo de Instrumento pretendendo que a Companhia substituísse o seguro garantia judicial por numerário. O Tribunal de Justiça julgou o recurso dos Autores em 04/02/2016 e lhe negou provimento entendendo ser válida a garantia do juízo por meio de carta de fiança. Os Autores apresentaram novo recurso para o STJ, que foi inadmitido em 10/11/2016. Tendo então, apresentado Agravo contra a referida decisão, o qual está pendente de julgamento. No dia 22/10/2019 a ação rescisória foi julgada improcedente, por maioria de votos e a Companhia interpôs recurso da decisão, pendente de julgamento. Na ação principal, os acionistas minoritários da Companhia (antigos acionistas da EPTE) iniciaram o cumprimento provisório de sentença e a impugnação da empresa foi julgada parcialmente procedente determinando novos parâmetros para cálculos. Ambas as partes apresentaram recursos de embargos de declaração, pendentes de julgamento. Os recursos não suspenderam o cumprimento de sentença, sendo que os acionistas minoritários da Companhia (antigos acionistas da EPTE) apresentaram cálculos, que não foram aceitos pelo juízo por não estarem em conformidade com a decisão. O juízo sequer determinou que a companhia se manifeste acerca dos cálculos equivocados apresentados pelos acionistas minoritários. Em 26/07/2022 o TJ/SP proferiu decisão no sentido de que a venda das ações pelos acionistas minoritários da Companhia (antigos acionistas da EPTE) não implica renúncia ao direito de recesso, afastando o pedido de compensação do valor da venda das ações com os dividendos recebidos pelos acionistas e determinando a devolução das ações à ISA ENERGIA BRASIL assim que as mesmas forem pagas. Ambas as partes apresentaram recursos, que não foram admitidos. As partes apresentaram agravos para o Superior Tribunal de Justiça, pendentes de julgamento. Em primeira instância, os minoritários iniciaram a liquidação de sentença. Em 12/06/2023 foi proferida decisão que (i) reconheceu a imprestabilidade das informações apresentadas pelos Minoritários para embasar o cálculo apresentado; (ii) determinou à ISA ENERGIA BRASIL a exibição do livro de registro de ações nominativas, para que seja identificado o número de ações de cada exequente; (iii) concluiu que a correção monetária e os juros de mora incidam desde a Assembleia Geral, em 31/10/2001, e (iv) afastou a multa do art. 513/CPC (antigo 475-J, CPC/73), inserida pelos Minoritários no cálculo. A Companhia apresentou recurso dessa decisão, pendente de julgamento. Em 11/07/2023 foi deferido o pedido da companhia de envio de ofício às instituições financeiras custodiantes das ações, para que apresentem os dados da posição acionária dos autores.
---------------------	--

	O Banco Itaú informou a posição acionária dos minoritários e a Companhia, pautada em laudo econômico independente e opinião de seus assessores jurídicos, tem interpretação divergente em relação à forma de atualização pleiteada pelos minoritários, e com base nisso registrou sua melhor estimativa para o valor em questão, constituindo provisão no valor de R\$ 69,6 milhões atualizado com base na SELIC, índice que a recente jurisprudência do Superior Tribunal de Justiça firmou como o correto a ser utilizado em dívidas de natureza civil. Em 21/02/2025 foi proferida decisão determinando a aplicação da SELIC para a atualização monetária, em consonância com o entendimento da Companhia e condicionou eventual pagamento pela Companhia à entrega das ações pelos
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Ação principal: julgada improcedente em primeira instância e procedente pelo Tribunal, reconhecendo o direito de retirada dos acionistas minoritários, com o consequente reembolso de suas ações. Ação rescisória: julgada improcedente em primeira instância.
h) Estágio do processo	Aguardando liquidação de valores na ação principal e julgamento na ação rescisória.
i) Chance de perda	Provável
j) Motivo pelo qual o processo é considerado	Processo relevante em decorrência do tema discutido e do pelo valor envolvido.
k) Análise do impacto em caso de perda do processo	O impacto com a perda do processo é o pagamento dos valores cobrados pelos Autores e verbas sucumbenciais, o que poderá acarretar um impacto financeiro e patrimonial na Companhia.

10) Processo nº 1017773-37.2020.8.26.0100

Processo nº 1017773-37.2020.8.26.0100	
a) Juízo	Justiça Estadual de São Paulo
b) Instância	02ª Vara Empresarial e Conflitos de Arbitragem
c) Data da Instauração	29/02/2020
d) Partes do processo	Autores: Roberto Machado Zica de Castro, Clube de Investimento São Bento, Clube de Investimento Horizonte, Vegha Representações Técnicas Ltda, Santuza Maria Machado Zica de Castro, Paulo Machado Zica de Castro, Juvenal Cabral Nunes Junior, Jose Luiz de Carvalho Castro, Sergio Machado Zica de Castro, Francisco Henrique Lanna Wykrota, Espolio de Henrique Wykrota, Cecília Zica de Castro Lourdes, Carlos José Moreira Cotta, Carlos Eduardo Staico de Andrade Santos, Fábio Guimarães de Carvalho, Cristiano Fleury Carvalho Santos, Eduardo Fleury Carvalho Santos, Tadeu Machado Zica, Glaura de Souza Cruz Nunes, Cledmar Barros Ribeiro, Geraldo Magela Ribeiro Moreira, Afonso Geraldo Calazans, Luis Claudio Nunes, Patrícia Maria Nunes Réu: ISA ENERGIA BRASIL
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 284.471.785,80

f) Principais fatos	Processo relacionado ao 018956-22.2010.8.26.0100 (pedido de nulidade de incorporação da EPTE e direito de retirada). Nesta ação os acionistas minoritários pleiteiam que a indenização das ações pelo direito de retirada reconhecido no Processo 0189546-22.2010.8.26.0100 seja calculada com base no laudo RBSE (indenização pela diferença de valor entre o atribuído às ações e o valor real dos bens omitidos ou subavaliados). Em outubro/2020 a Companhia foi citada de nova ação ajuizada por parte dos acionistas minoritários, pleiteando que a indenização pelo valor das ações seja calculada com base no laudo RBSE. A ISA ENERGIA BRASIL arguiu em defesa: (i) prescrição do pleito autoral; (ii) inexistência do dever de indenizar, ante a ausência dos pressupostos da responsabilidade civil; e (iii) que os Autores são litigantes de má-fé. Os acionistas minoritários apresentaram parecer técnico econômico indicando pretensão da causa da ordem de R\$133 milhões. A ISA ENERGIA BRASIL requereu o reconhecimento da intempestividade do parecer técnico apresentado pela parte contrária, bem como o julgamento antecipado da lide com condenação por litigância de má-fé. Adicionalmente, a ISA ENERGIA BRASIL apresentou manifestação sobre o parecer da parte contrária e apresentou seu parecer técnico elaborado pela FGV CERI, o qual indicou que: “(…) Por todo o acima exposto, conclui-se que: 1) Com relação aos principais aspectos teóricos e os procedimentos exigidos pela Lei nº 6.404/1976 referentes a operações de incorporação de sociedades, as sociedades envolvidas em processos de incorporação, como foi o caso da EPTE e da ISA ENERGIA BRASIL, possuem discricionariedade para fixar, de acordo com razões de conveniência e oportunidade: a data-base para efeito da incorporação, o critério adotado para realizar a valoração das companhias, e o cálculo da relação de troca das ações; 2) Com relação ao processo de incorporação da EPTE pela ISA ENERGIA BRASIL em análise, o valor que as Diretorias e os Conselhos de Administração das companhias entenderam por adotar para valorar a EPTE foi de R\$ 19,71 para cada lote de mil ações da companhia, e o cálculo tem embasamento técnico correto e válido. Esse valor consta do Laudo FIPECAFI e serviu como base de cálculo para a taxa de troca de 1,869 ações da ISA ENERGIA BRASIL para cada ação da EPTE. 3) Com relação ao disposto na seção 5 do Laudo elaborado pela BRL, há grande discordância com o resultado da análise empregada neste parecer. A divergência diz respeito à metodologia empregada e às conclusões expostas na seção 5 do Laudo da BRL, que sob nosso ponto de vista, carecem de embasamento técnico sob os pontos de vista contábil e regulatório. 4) Caso venha a ser reconhecido em juízo o direito de retirada, ele deverá seguir os termos das decisões judiciais proferidas nos autos da ação nº 0189546-22.2010.8.26.0100. Não cabe majoração do ativo e por consequência alteração dos valores da relação de troca de ações já calculados com base em ajuste isolado de ativos que leva em consideração fatos posteriores, imprevisíveis e tecnicamente impossíveis de terem sido contabilizados em 2001. Refeitos os cálculos, não há recomendação de alteração das avaliações da companhia já feitas, aprovadas por assembleia geral e homologadas pelos reguladores.”
---------------------	---

f) Principais fatos	Em 02/09/2022 a ação foi julgada improcedente aos pedidos formulados pelos Autores. Os acionistas minoritários apresentaram recurso requerendo: (i) a anulação da sentença para determinar a produção de prova requerida ou (ii) reversão da sentença para julgar procedentes os pedidos iniciais; e (iii) a redução dos honorários advocatícios, o qual foi remetido ao Tribunal de Justiça de São Paulo. Em 17/12/2024, foi publicado acórdão que negou provimento a apelação dos autores.
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença julgou a ação improcedente em primeira instância. O Tribunal manteve a decisão de improcedência.
h) Estágio do processo	Aguardando julgamento, pelo Tribunal, do eventual recuso a ser interposto pelos autores.
i) Chance de perda	Remota
j) Motivo pelo qual o processo é considerado	Processo relevante em decorrência do tema discutido e do valor envolvido.
k) Análise do impacto em caso de perda do processo	O impacto com a perda do processo é o pagamento dos valores cobrados pelos Autores e verbas sucumbenciais, o que poderá acarretar um impacto financeiro para a Companhia

11) Processo nº 0003618-97.2015.8.26.0075

Processo nº 0003618-97.2015.8.26.0075	
a) Juízo	Justiça Estadual de São Paulo
b) Instância	Recursal
c) Data da Instauração	09/08/2016
d) Partes do processo	Autor: Ministério Público do Estado de São Paulo Réu: ISA ENERGIA BRASIL
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	Pleito ilícito de natureza preponderantemente cominatória
f) Principais fatos	Ação Civil Pública proposta pelo Ministério Público do Estado de São Paulo – GAEMA em face da ISA ENERGIA BRASIL, fundamentada em alegada insuficiência de medidas de controle e mitigação de supostos impactos ambientais no âmbito da operação das Linhas de Transmissão que cortam os Parques Estaduais da Serra do Mar e da Restinga de Bertioga. O Ministério Público busca a imposição de obrigações de fazer e não fazer à ISA ENERGIA BRASIL por meio do provimento jurisdicional pretendido nesta demanda. Em 30/06/2023, o Recurso Extraordinário nº 684612 interposto pela ISA ENERGIA BRASIL foi parcialmente provido e, em paralelo, a Companhia está em contato com o Ministério Público para mediação a fim de cumprir a sentença proferida.
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Recurso Extraordinário interposto pela ISA ENERGIA BRASIL parcialmente provido.
h) Estágio do processo	Aguardando cumprimento da sentença com obrigações de fazer.
i) Chance de perda	Provável.
j) Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Processo relevante em decorrência do tema discutido e das obrigações envolvidas.
k) Análise do impacto em caso de perda do processo	O impacto com a perda do processo é a adoção de obrigações de fazer a fim de controlar e mitigar impactos ambientais decorrentes da operação das Linhas de Transmissão que cortam os parques Estaduais da Serra do Mar e da Restinga de Bertioga, podendo acarretar impacto financeiro.

12) Processo nº 48500.005952/2022-29

Processo nº 48500.005952/2022-29	
a) Juízo	ANEEL
b) Instância	1ª instância
c) Data da Instauração	24/06/2022
d) Partes do processo	Autora: Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia - ABIAPE Ré: ANEEL
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	Na atual fase processual o valor da ação é inestimável
f) Principais fatos	Em 10/08/2022, publicado Despacho que decide conhecer do Pedido de Reconsideração interposto pela ABRATE e, no mérito, negar a medida cautelar pleiteada pela ABIAPE. Em 26/08/2022, juntada manifestação pela ISA ENERGIA BRASIL acerca da memória de cálculo da parcela controversa do RBSE. Requerimento Administrativo, com pedido de medida cautelar, interposto pela Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia - ABIAPE, com vistas à invalidação da Resolução Homologatória nº 2.258/2017, que estabeleceu as receitas anuais permitidas pela disponibilização das instalações sob responsabilidade de concessionárias de serviço público de transmissão de energia e deu outras providências. Em 24/06/2022, publicada decisão em que a ANEEL decide não conhecer do Pedido de Efeito Suspensivo interposto pela ABIAPE. Em 30/06/2022, publicada decisão monocrática que, reconsiderando a determinação da decisão de 24/06/2022, concede o pedido de medida cautelar interposto pela ABIAPE, com vistas a suspensão da eficácia da Resolução Homologatória 2.258.
f) Principais fatos	Em 01/07/2022, ABRATE apresentou Pedido de Reconsideração com efeito suspensivo, em face da decisão monocrática que suspendeu a Resolução Homologatória 2.258/2017. Em 04/07/2022, por força de liminares judiciais, os efeitos da decisão monocrática, Despacho ANEEL 1.762/2022 foram suspensos, bem como a autoridade impetrada foi impedida de protelar qualquer outro ato decisório no Processo Administrativo 48500.005952/2022-29, até posterior decisão. Em 08/07/2022, publicada decisão que conhece do pedido de efeito suspensivo apresentado pela ABRATE e, no mérito, suspende os efeitos do Despacho 1.762/2022 até julgamento definitivo do recurso administrativo interposto. Em 10/08/2022, publicado Despacho que decide conhecer do Pedido de Reconsideração interposto pela ABRATE e, no mérito, negar a medida cautelar pleiteada pela ABIAPE. Em 26/08/2022, juntada manifestação pela ISA ENERGIA BRASIL acerca da memória de cálculo da parcela controversa do RBSE. Em 27/04/2023, juntada pela ANEEL a Nota Técnica nº 085/2023, com análise das manifestações acerca dos cálculos apresentados na Nota Técnica nº 085/2022- SGT/ANEEL, de 2 de junho de 2022, e no Ofício-Circular nº 23/2022-SGT/ANEEL, de 16 de agosto de 2022. Em 03/05/2023, a ISA ENERGIA BRASIL juntou manifestação acerca da Nota Técnica nº 085/2023-SGT/ANEEL.

g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Despacho nº 1.762/2022 (30/06/2022): Proferida decisão monocrática que (i) concedeu o pedido de medida cautelar, interposto pela Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia - Abiape, com vistas a suspensão da eficácia da Resolução Homologatória nº 2.258, de 2017, visto a possível ilegalidade detectada; (ii) determinou que a Superintendência de Gestão Tarifária - SGT proceda os cálculos referentes a parcela financeira controversa da RBSE, considerando na fase de amortização do cálculo o fluxo antecipado, a partir de 1º de julho de 2017; (iii) determinou que a SGT disponibilize o teor desta decisão, bem como os referidos ajustes dos cálculos a que se refere o item (ii) para todos os agentes afetados pela referida decisão, para que possam exercer o direito ao contraditório e a ampla defesa; e (iv) determinou ainda que, após o esgotamento do prazo de 10 dias de manifestação dos interessados, nos termos do art. 45, § 3º, da Norma de Organização ANEEL 01, aprovada pela Resolução Normativa nº 273/2007, o processo seja instruído para análise de mérito da Diretoria Colegiada. Despacho nº 1.844 (08/07/2022): Em face do decidido no Despacho nº 1.762, a ABRATE juntou pedido de reconsideração, com pedido de efeito suspensivo, de modo que sobreveio decisão da Diretora-Geral Substituta da ANEEL concedeu o efeito suspensivo pleiteado pela ABRATE e, no mérito, suspendeu os efeitos do Despacho nº 1.762, de 1º de julho 2022, até o julgamento definitivo do recurso administrativo interposto, pela Diretoria Colegiada da ANEEL.
	Despacho nº 2.173 (10/08/2022): Decisão que conheceu do pedido de reconsideração, com pedido de efeito suspensivo, interposto pela Associação Brasileira das Empresas de Transmissão de Energia Elétrica (ABRATE) e, no mérito, deu parcial provimento, no sentido de: (i) convalidar a decisão da Diretora-Geral Substituta de distribuir o pedido da Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia (ABIAPE) como o conhecimento do direito de petição; (ii) convalidar a decisão constante no Despacho nº 1.762, de 2022, em relação ao conhecimento do pedido da ABIAPE como direito de petição; (iii) convalidar a decisão constante no Despacho nº 1.762, de 2022, que determina que a Superintendência de Gestão Tarifária (SGT) proceda os cálculos referentes a parcela financeira controversa da RBSE, considerando na fase de amortização do cálculo o fluxo antecipado, a partir de 1º de julho de 2017, e disponibilize-os a todos os interessados para que possam exercer o direito ao contraditório e a ampla defesa; (iv) negar a medida cautelar pleiteada pela ABIAPE para suspender a eficácia da Resolução Homologatória nº 2.258, de 2017; e (v) não convalidar as demais decisões constantes no Despacho nº 1.762, de 2022.
h) Estágio do processo	Em fase de instrução. Pendente de julgamento.
i) Chance de perda	Possível
j) Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Processo relevante em decorrência do tema discutido e valor envolvido.
k) Análise do impacto em caso de perda do processo	O impacto no caso de perda da ação, com a invalidação da Resolução Homologatória nº 2.258/2017 acarretaria a mudança do cálculo e pagamento dos valores relacionados ao RBSE, o que poderá acarretar um impacto financeiro e patrimonial na Companhia.

13) Processo nº 48500.000748/2019-16

Processo nº 48500.000748/2019-16	
a) Juízo	ANEEL
b) Instância	1ª instância
c) Data da Instauração	12/12/2019
d) Partes do processo	Autora ANEEL Ré: ISA ENERGIA BRASIL
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	Na atual fase processual o valor da ação é inestimável
f) principais fatos	Revisão da receita anual permitida – RAP do contrato de concessão de transmissão nº 059/2001 outorgado à ISA ENERGIA BRASIL Foram publicadas as Resoluções Homologatórias ANEEL nº 2.709/2020, nº 2.710/2020, nº 2.711/2020, nº 2.712/2020, 2.713/2020, nº 2.714/2020, nº 2.715/2020, nº 2.716/2020 e nº 2.717/2020, as quais homologaram os resultados das revisões periódicas de 2018 das Receitas Anuais Permitidas (RAP) pela disponibilização das instalações de transmissão das Concessionárias que tiveram suas concessões prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783/2013 (Cemig GT, CGT Eletrosul, Chesf, ISA ENERGIA BRASIL, Eletronorte e Furnas). Em meados de 2020, as Concessionárias de Transmissão interpuuseram Pedidos de Reconsideração visando que a remuneração do custo de capital referentes aos valores suspensos por liminares ocorresse por meio da aplicação do custo de capital próprio real (“ke”) até o seu efetivo pagamento no ciclo tarifário 2020-2021, e pagos por um prazo de oito anos, remunerado pelo Custo Médio Ponderado do Capital (“WACC”), nos termos da Portaria MME nº 120, de 2016. Em 18/11/2020 a Procuradoria Federal da ANEEL emitiu o Parecer nº 00347/2020/PFANEEL/PGF/AGU, opinando que “A remuneração ou juros pelo capital não recebido no período de janeiro de 2013 a junho de 2017” – remuneração do custo de capital – deve ser atualizada pela taxa referente ao custo de capital próprio tratada nos arts. 1º, §3º, da Portaria MME 120/2016 e 4º, §3º, da REN 762/2017, até 1º de julho de 2020, data do “efetivo pagamento”, sendo incorporada à RAP das transmissoras a partir do processo de 1º de julho de 2020 (ciclo 2020-2021), pelo prazo de oito anos”. Em 22/04/2021, por meio das Resoluções Homologatórias nº 2.848/2021 nº 2.849/2021 nº 2.850/2021 nº 2.851/2021 nº 2.852/2021 nº 2.853/2021, a Diretora Colegiada da ANEEL homologou as RAPs definitivas das Transmissoras de Energia prorrogadas, seguindo o entendimento da Procuradoria Federal no que tange ao pagamento dos valores atinentes ao RBSE pelo prazo de oito anos, por meio de “reperfilamento” de forma gradativa até a completa amortização. tange ao pagamento dos valores atinentes ao RBSE pelo prazo de oito anos, por meio de “reperfilamento” de forma gradativa até a completa amortização.

f) Principais fatos	Em meados de 2021, diversos agentes (como ABRAGEL, ABIAPE, ESBR e NESA) interpuseram “novos” Pedidos de Reconsideração nos autos dos processos tarifários - que já estavam encerrados - com objetivo de reverter o mérito das Resoluções Homologatórias da ANEEL, no que diz respeito à decisão sobre o reperfilamento, incluindo a parcela controversa da RBSE e o pagamento dos valores em 8 (oito) anos a partir de 2020. Em 01/06/2022 a Procuradoria Federal da ANEEL ofertou a Nota nº 00029/2022/PFANEEL/PGF/AGU opinando no sentido de que “O prazo de pagamento dos valores relativos aos ativos previstos no art. 15, §2º, da Lei 12.783/2013 é de 8 anos, nos termos do art. 1º, §4º, da Portaria 120/2016, sendo que, por força da interferência judicial sobre o tema, esse prazo se conta: a. a partir de 1º de julho de 2017, para as parcelas que não foram objeto de suspensão judicial; b. a partir de 1º de julho de 2020, para as parcelas que foram objeto de suspensão judicial.” Em 02/06/2022 a Superintendência de Gestão Tarifária – SGT emitiu a Nota Técnica nº 85/2022-SGT/ANEEL opinando pelo parcial provimento dos Pedidos de Reconsideração da ABIAPE, ESBR e ABRACE acerca do Reperfilamento do RBSE e recomendando o encaminhamento do processo à Diretoria da ANEEL para fins de prolação de decisão. Em 23/06/2022 as Transmissoras com concessões prorrogadas nos termos da Lei 12.783/2013 foram intimadas a se manifestarem acerca da Nota Técnica nº 85/2022-SGT/ANEEL, a qual opinou pelo provimento dos Pedidos de Reconsideração da ABIAPE/ESBR/ABRACE. Em 04/07/2022 a ISA ENERGIA BRASIL apresentou sua resposta à Nota Técnica nº 85/2022-SGT/ANEEL. Por força de decisão judicial, os efeitos do Despacho ANEEL 1.762/2022 foram suspensos, bem como a autoridade impetrada foi impedida de prolatar qualquer outro ato decisório no Processo Administrativo 48500.005952/2022-29, até posterior decisão. Em 26/07/2022 a SGT se manifestou por meio do Memorando nº 156/2022–SGT/ANEEL, a fim de recomendar o seguinte: i) Em função do Parecer nº 347/2020, da Nota nº 00029/2022 da PF/ANEEL e em respeito à Portaria nº 120/2016, ajustar o reperfilamento, desacoplando os fluxos de pagamento das parcelas não controversa e controversa, e atualizando pelo ke apenas a parcela controversa. Como decorrência, alterar a taxa do WACC a ser utilizada, a partir de 2023, conforme o ciclo de revisão periódica da RAP; e ii) alterar a abordagem de tratamento do financeiro, modificando o método da fase de amortização para fluxo antecipado. Contudo, tal alteração deve se dar de forma prospectiva, após eventual processo de discussão em consulta pública.
---------------------	---

	Em 04/08/2022 a Procuradoria Federal exarou o Parecer nº 00199/2022/PFANEEL/PGF/AGU, no sentido de que: a) o processo encontra-se em condições de ser deliberado pela Diretoria Colegiada da Agência, uma vez que foi observado o devido processo legal, com as garantias do contraditório e da ampla defesa; b) os pedidos de reconsideração em face das REHs nº 2.845 a 2.853/2021 não devem ser conhecidos pela ANEEL na parte em que questionam a forma de cálculo dos pagamentos referentes ao saldo devedor do custo de capital dos ativos previstos no artigo 15, §2º, da Lei n. 12.783/2013, em razão do esgotamento das instâncias administrativas; c) os pedidos de reconsideração devem ser conhecidos na parte em que questionam o reperfilamento da RBSE, pois questionam matéria decidida em única instância pela Diretoria Colegiada. d) sobre a forma de cálculo dos pagamentos referentes ao saldo devedor do custo de capital dos ativos previstos no artigo 15, §2º, da Lei n. 12.783/2013, a Procuradoria reitera a manifestação exarada no PARECER 183/2022/PFANEEL/PGF/AGU, que opinou pela inexistência de ilegalidade na escolha da opção metodológica feita pela ANEEL. e) no tocante ao reperfilamento da RBSE, detectou-se uma contrariedade entre o prazo de pagamento do saldo devedor veiculado nas REH 2.845/2021 a 2.853/2021 e a Portaria MME n. 120/2016, razão pela qual a ANEEL deve ajustar o reperfilamento em respeito ao ato do Poder Concedente. f) hipoteticamente, caso se repute ilegal a opção metodológica para o cálculo dos pagamentos referentes ao saldo devedor do custo de capital, a decadência administrativa não se operou na hipótese dos autos. Em 15/09/2022 a ISA ENERGIA BRASIL juntou carta para tratar sobre o envio de apresentações objeto da reunião realizada em 15/09/2022 referente a manifestação da ISA ENERGIA BRASIL ao Ofício-Circular nº 23/2022 - SGT/ANEEL, que trata da memória de cálculo da parcela financeira controvertida do RBSE. Em 23/09/2022 as Transmissoras se manifestaram sobre as Planilhas apresentadas pela SGT no pleito cautelar da ABIAPE e reiteraram as principais alegações de resposta à Nota Técnica nº 85/2022-SGT/ANEEL. Na mesma data, a ABIAPE se manifestou no sentido de que não recebeu a memória de cálculo utilizada na Nota Técnica nº 085/2022-SGT/ANEEL, de 02/06/2022, motivo pelo qual apresentará suas alegações após a sua devida intimação.
--	--

	Em 03/10/2022, foi apresentado Memorando ao Superintendente de Gestão Tarifária da ANEEL visando a sua avaliação quanto às manifestações apresentadas em face do Ofício-Circular nº 23/2022-SGT/ANEEL. Em 23/03/2023 realizada reunião entre a ABRATE e ANEEL para apresentar manifestações sobre os processos referentes à RBSE e, especificamente, acerca do Ofício Circular nº 23/2022-SGT/ANEEL. Em 27/04/2023 foi juntada a Nota Técnica nº 85/2023-SGT/ANEEL, para tratar sobre a análise das manifestações acerca dos cálculos apresentados na Nota Técnica nº 085/2022-SGT/ANEEL, de 2 de junho de 2022, e no Ofício-Circular nº 23/2022-SGT/ANEEL, de 16 de agosto de 2022. Em 28/04/2023 foi exarado o Ofício-Circular nº 11/2023 – SGT/ANEEL, para tratar sobre o envio das memórias de cálculo citadas na Nota Técnica nº 85/2023-SGT/ANEEL, de 27 de abril de 2023. Em 03/05/2023 foi juntado o Memorando nº 27/2023-DR/ANEEL, para tratar acerca do julgamento dos pedidos de reconsideração no cálculo da parcela financeira da RBSE. O processo foi incluído na pauta da 15ª Reunião Ordinária de Diretoria da ANEEL. Em 08/05/2023 a ISA ENERGIA BRASIL se manifestou acerca da nova Nota Técnica nº 085/2023-SGT/ANEEL. Em 08/05/2023 o processo foi retirado da pauta da 15ª Reunião Ordinária de Diretoria da ANEEL. Em 27/10/2023, foi juntada a ata da reunião realizada pela ABRATE junto à STR, em 10/05/2023, a qual teve por objetivo de discutir a memória de cálculo apresentada pela Nota Técnica nº 85/2023-SGT/ANEEL, de 27/04/2023, e disponibilizada aos interessados por meio do Ofício-Circular nº 11/2023-SGT/ANEEL, de 28/04/2023. Em 08/01/2024, a ABRATE e as suas Transmissoras Associadas se manifestaram nos autos pugnando (i) pelo não conhecimento das manifestações intempestivas da ABRACE/ABIAPE/ESBR, devido ao esgotamento dos processos administrativos e (ii) pela preclusão das matérias em questão. Em 21/05/2024 foi realizada a 17ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria Colegiada da ANEEL na qual o Diretor-Relator, Hélio Neves Guerra, votou no sentido de fixar o reposicionamento tarifário da Receita Anual Permitida – RAP, a ser aplicado sobre a receita vigente em 1º de julho de 2018, para a ISA ENERGIA BRASIL e outras concessionárias. A Diretora Agnes Maria de Aragão da Costa pediu vista deste processo, sendo que os votos proferidos antes da concessão da vista continuam válidos, sendo facultada a reforma até a proclamação do resultado final, nos termos do art. 24, § 2º, da Norma de Organização ANEEL nº 18 (Resolução Normativa ANEEL nº 698/2015).
--	---

	Em 05/07/2024, a ABIAPE apresentou carta solicitando deliberação definitiva sobre o processo da RBSE antes da revisão das receitas das transmissoras e das tarifas de transmissão do ciclo 2024/2025. Em 10/09/2024, a Diretoria, por unanimidade, decidiu conceder prazo adicional de até 8 (oito) Reuniões para que a Diretora-Relatora do voto-vista retorne com os processos para deliberação. Em 06/11/2024, foi juntado extrato da decisão da Diretoria, a qual decidiu, por unanimidade, conceder prazo adicional de até 8 (oito) Reuniões para que a Diretora-Relatora do voto-vista retorne com os processos para deliberação. Ademais, a pedido do Diretor Fernando Luiz Mosna Ferreira da Silva, os processos foram destacados do bloco da pauta, nos termos do art. 22, § 3º, da Norma de Organização nº 18 (Resolução Normativa nº 698/2015). Em 04/12/2024, foi juntado o Memorando Nº 57/2024–DIR/ANEEL, pela Diretora Agnes Maria de Aragão da Costa, solicitando, à Procuradoria Federal da ANEEL, a análise jurídica acerca dos aspectos prolatados no Parecer Jurídico, realizado pelo Jurista Marçal Justen Filho, apresentado pela ABRATE, com a finalidade de subsidiar a decisão da Diretoria Colegiada da ANEEL.
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Decisões da Diretoria da ANEEL: Em 30/06/2020, por meio da REH 2.714/2020, a Diretoria da ANEEL homologou o resultado da revisão tarifária da ISA ENERGIA BRASIL estabelecendo a receita da empresa para os próximos anos, bem como decidiu pela inclusão dos valores devidos de RBSE e que estavam suspensos liminarmente (valores controversos) por meio de parcela de ajuste. Em 22/04/2021, por meio da REH 2.851/2021, a Diretoria da ANEEL, por unanimidade, acatou parcialmente o Recurso Administrativo da ISA ENERGIA BRASIL e decidiu pelo reperfilamento dos valores devidos de RBSE (controversos e incontroversos) com autorização do pagamento em RAP em 08 anos, contados a partir de 2020 e atualizadas até essa data por ke.
h) Estágio do processo	Aguarda-se julgamento dos Pedidos de Reconsideração pela Diretoria Colegiada da ANEEL.
i) Chance de perda	Possível
j) Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Processo relevante em decorrência do tema discutido e valor envolvido.
k) Análise do impacto em caso de perda do processo	O impacto no caso de perda da ação é a redução da receita da companhia a título de RBSE, o que poderá acarretar um impacto financeiro e patrimonial na Companhia.

14) Processo nº 5014671-87.2021.4.04.7200

Processo nº 5014671-87.2021.4.04.7200	
a) Juízo	Juízo Federal da 6ª VF de Florianópolis
b) Instância	1ª Instância
c) Data da Instauração	15/10/2019
d) Partes do processo	Autora: Colônia de Pescadores Z-28 de São José Ré: ISA ENERGIA BRASIL; Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL; Engie Brasil Energia S.A.; Interligação Elétrica Biguaçu S.A.; Instituto do Meio Ambiente de Santa Catarina - IMA – (Nova Denominação do Fatma e União – Advocacia Geral da União.
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 17.823.842,84

f) Principais fatos	Trata-se de Ação Civil Pública ajuizada por 4 Associações de Pescadores, sob alegação de que as obras de instalação do trecho subaquático da LT Biguaçu-Ratone estaria causando prejuízos à atividade de pesca. Em sede de tutela de urgência, os Autores pedem: a paralisação imediata das obras de instalação da linha de transmissão IE Biguaçu, até seja garantido o sustento dos pescadores envolvidos, sob pena de multa diária de R\$ 50.000,00. No mérito, pedem: (i) o pagamento de dano moral coletivo na importância de R\$ 4.000.000,00 (R\$ 1.000.000,00 para cada associação autora), (ii) condenação à indenização por dano moral na importância de R\$ 10.000,00 por pescador, (iii) condenação à indenização por dano material no valor de 3 salários mínimos mensais por pescador desde o início das obras (29.03.2021) e enquanto for constatado o prejuízo na atividade tradicional pesqueira, podendo este valor ser majorado, caso o pescador comprove que no ano anterior seu volume de pesca foi consideravelmente maior, (iii) a condenação das empresas Requeridas à verba sucumbencial, (iv) a inversão do ônus da prova. Recebida a inicial, o MM. Magistrado proferiu decisão reconhecendo a ilegitimidade da ANEEL, determinando sua exclusão da lide, afirmando que inexistia ilegalidade. Em aditamento à inicial, os Autores requereram a manutenção da União na lide, ratificando os pedidos iniciais. De forma que, intimada, a União se manifestou requerendo seu ingresso no feito como assistente simples da – ISA ENERGIA BRASIL, bem como a remessa dos autos à Justiça Estadual, dentre outros pedidos, de forma que tal pedido foi posteriormente deferido. Após o deslinde, a ISA ENERGIA BRASIL apresentou sua defesa em 26 de novembro de 2021, onde alegou, preliminarmente, (i) inadequação da via eleita, sustentando que a ACP não satisfaz interesses privados, e (ii) da ilegitimidade passiva e (iii) da ilegitimidade ativa da Federação e defeito de representação. No mérito, sustentou (iv) da inaplicabilidade de responsabilidade objetiva e da inaplicabilidade do risco integral; (v) presunção de legalidade e legitimidade da licença ambiental não elidida; (vi) da não comprovação do dano e (vii) da ausência de nexo causal., bem como (viii) da ausência dos requisitos para caracterização do dano moral coletivo e da (ix) da impossibilidade de inversão do ônus da prova e demais impugnações. Após a apresentação das contestações das corrês, sobreveio decisão saneadora. Em 11 de setembro de 2023 sobreveio decisão que intimou as partes a se manifestarem sobre as propostas de honorários dos peritos. O feito segue em fase de produção de prova pericial.
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Processo em fase de instrução e conhecimento
h) Estágio do processo	Aguardando produção de prova pericial.
i) Chance de perda	Possível
j) Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Processo considerado relevante em razão matéria em discussão.
k) Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual impacto reputacional, em razão da matéria.

Processos Trabalhistas

Em 31 de março de 2025, os processos judiciais e administrativos de naturezas trabalhista e previdenciária, excetuando-se discussões da Lei 4819/58, em que a Companhia estava envolvida e cuja probabilidade de perda era possível ou provável totalizavam R\$ 60.983 mil.

O valor provisionado para os processos trabalhistas e previdenciários em 31 de março de 2025, com possibilidade de perda provável, segundo avaliação da Companhia e de seus assessores jurídicos externos, é de R\$ 38.215 mil. Destes processos, R\$ 6.702 mil referem-se a processos trabalhistas envolvendo terceiros insolventes.

A maioria dos processos trabalhistas refere-se à equiparação salarial, adicional de periculosidade, sexta-parte, horas extras, complementação e suplementação de aposentadoria e respectivos reflexos.

Processos Tributários

Em 31 de março de 2025, os processos judiciais e administrativos de natureza Tributária em que a Companhia estava envolvida e cuja probabilidade de perda era possível ou provável totalizavam R\$ 386.701 mil. O valor total provisionado para os processos tributários em 31 de março de 2025, com possibilidade de perda provável, segundo avaliação da Companhia e de seus assessores jurídicos externos é de R\$ 116 mil.

16) Processo nº 5019399-74.2019.4.03.6100

Processo nº 5019399-74.2019.4.03.6100	
a) Juízo	6ª Turma do Tribunal Regional Federal da 3ª Região
b) Instância	2ª Instância
c) Data da Instauração	15/10/2019
d) Partes do processo	Autora: ISA ENERGIA BRASIL Ré: União Federal
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 59.636.122,36
f) Principais fatos	Ação judicial que discute a cobrança de débitos objeto do Processo Administrativo nº 19515.003760/2007-81 referente a composição dos valores objeto de compensação de base negativa de contribuição social sobre o lucro líquido, utilizado pela Companhia com base no saldo integral recebido em balanço de cisão no processo de cisão parcial da CESP. Em 29 de outubro 2019 foi concedida liminar para suspender a exigibilidade do crédito tributário sem apresentação de garantia. Em setembro de 2020, o processo foi julgado de forma desfavorável à Companhia e foi apresentado recurso, que ainda pende de julgamento, entretanto, foi proferida decisão favorável à empresa, suspendendo a exigibilidade do débito sem apresentação de garantia. Processo aguarda julgamento de 2ª instância judicial.
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença de improcedência.
h) Estágio do processo	Aguardando julgamento pelo Tribunal Regional Federal da 3ª Região, do recurso apresentado pela ISA ENERGIA BRASIL
i) Chance de perda	Possível
j) Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Processo considerado relevante pelo valor envolvido
k) Análise do impacto em caso de perda do processo	Impacto correspondente ao pagamento do valor da autuação atualizado, o que poderá acarretar um impacto financeiro e patrimonial na Companhia.

17) Processo nº 1050199-57.2022.4.01.3400

Processo nº 1050199-57.2022.4.01.3400	
a) Juízo	6ª Vara Federal da Justiça Federal Cível da Seção Judiciária do Distrito Federal
b) Instância	1ª instância
c) Data da Instauração	04/08/2022
d) Partes do processo	Autora: ISA ENERGIA BRASIL Ré: União Federal

e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 799.966.498,83
	Com o advento das leis nº 10.637/02 e nº 10.833/03, as contribuições do PIS e da COFINS passaram a incidir de forma não-cumulativa, concedendo ao contribuinte, possibilidade de apuração de créditos incidentes na aquisição de determinados bens e/ou serviços incorridos na consecução de sua atividade, os quais se tornaram passíveis de compensação com as contribuições incidentes sobre a receita bruta, devidos ao final do período de apuração. A carga tributária conjunta das contribuições do PIS e da COFINS passou a ser de 9,25% (sendo 1,65% referente ao PIS e 7,6% à COFINS). Além disso, o legislador excluiu do regime da não- cumulatividade do PIS e da COFINS, dentre outras hipóteses, as receitas relativas a contratos que, cumulativamente: (i) tenham sido firmados anteriormente a 31 de outubro de 2003; (ii) com prazo superior a 1 (um) ano; (iii) envolvam fornecimento de bens ou serviços; e (iv) a preço predeterminado. Com a edição da Instrução Normativa nº 468/04, posteriormente, revisada pela Lei nº 11.196/05 e substituída pela IN nº 658/06, a forma de reajuste de preços em função do custo de produção ou da variação de índice que reflita a variação ponderada dos insumos utilizados não seria considerado para fins de descaracterização do preço predeterminado, na disciplina do item acima. A partir disso, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL editou a Nota Técnica 224/2006 e, posteriormente, o Ofício nº 1.431/2006, esclarecendo que, para fins do disposto no artigo 109 da Lei 11.196/2005, a utilização do índice de correção monetária IGP-M, como critério de reajuste do preço do contrato de fornecimento de energia, equivaleria ao custo de produção ou dos insumos utilizados no setor energético. Diante disso, obedecendo regulação da ANEEL, a Companhia, nos anos de 2007 a 2010, recolheu o PIS e a COFINS incidentes sobre as receitas decorrentes dos contratos de preço pré-determinado para transmissão de energia elétrica, firmados anteriormente a 31 de outubro de 2003, sob o regime cumulativo (alíquota de 3,65%). Após Fiscalização iniciada para analisar os procedimentos adotados pela empresa em relação ao recolhimento do PIS e da COFINS sobre as receitas decorrentes dos contratos de transmissão de energia elétrica, firmados anteriormente a 31 de outubro de 2003, lavrou-se Auto de Infração, visando à cobrança de supostos valores devidos de PIS e de COFINS apurados no regime não-cumulativo nos anos calendários 2004 a 2007. Ação anulatória para discutir a cobrança dos débitos objeto do Processo Administrativo nº 16349.720018/2011-91.

f) Principais fatos	Em 26/09/2022 foi proferida decisão que concedeu a tutela de urgência requerida “para assegurar à parte autora a suspensão de exigibilidade do crédito tributário decorrente do Processo administrativo nº 16349.720018/2011-91, bem como que o Réu se abstenha de praticar qualquer medida constritiva, tais como inclusão do débito no CADIN ou promoção de execução fiscal, e não se recusem a fornecer Certidão de Positiva com Efeito de Negativa em face dos citados autos de infração, até posterior manifestação deste Juízo”. Suspensa a cobrança sem apresentação de garantia. Processo aguarda julgamento de 1ª instância judicial.
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Processo ainda sem decisão de mérito
h) Estágio do processo	Aguardando julgamento
i) Chance de perda	Remota
j) Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Processo considerado relevante pelo valor envolvido
k) Análise do impacto em caso de perda do processo	Impacto correspondente ao pagamento do valor da autuação atualizado, o que poderá acarretar um impacto financeiro e patrimonial na Companhia.

18) Processo nº 1024234-77.2022.4.01.3400

Processo nº 1024234-77.2022.4.01.3400	
a) Juízo	3ª Vara Federal da Justiça Federal Cível da Seção Judiciária do Distrito Federal
b) Instância	1ª instância
c) Data da Instauração	20/04/2022
d) Partes do processo	Autora: ISA ENERGIA BRASIL Ré: União Federal
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 447.721.893,96
f)	Com o advento das Leis nº 10.637/02 e nº 10.833/03, as contribuições do PIS e da COFINS passaram a incidir de forma não-cumulativa, concedendo ao contribuinte, possibilidade de apuração de créditos incidentes na aquisição de determinados bens e/ou serviços incorridos na consecução de sua atividade, os quais se tornaram passíveis de compensação com as contribuições incidentes sobre a receita bruta, devidos ao final do período de apuração. Além disso, o legislador excluiu do regime da não- cumulatividade do PIS e da COFINS, dentre outras hipóteses, as receitas relativas a contratos que, cumulativamente: (i) tenham sido firmados anteriormente a 31 de outubro de 2003; (ii) com prazo superior a 1 (um) ano; (iii) envolvam fornecimento de bens ou serviços; e, (iv) a preço predeterminado. Com a edição da Instrução Normativa nº 468/04, posteriormente, revisada pela Lei nº 11.196/05 e substituída pela IN nº 658/06, a forma de reajuste de preços em função do custo de produção ou da variação de índice que reflita a variação ponderada dos insumos utilizados não seria considerado para fins de descaracterização do preço predeterminado, na disciplina do item (iv) acima.

f) Principais fatos	A partir disso, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL editou a Nota Técnica 224/2006 e, posteriormente, o Ofício nº 1.431/2006, esclarecendo que, para fins do disposto no artigo 109 da Lei nº 11.196/2005, a utilização do índice de correção monetária IGP-M, como critério de reajuste do preço do contrato de fornecimento de energia, equivaleria ao custo de produção ou dos insumos utilizados no setor energético. Diante disso, obedecendo a regulação da ANEEL, a Companhia, nos anos de 2007 a 2010, recolheu o PIS e a COFINS incidentes sobre as receitas decorrentes dos contratos de preço pré-determinado para transmissão de energia elétrica, firmados anteriormente a 31 de outubro de 2003, sob o regime cumulativo (alíquota de 3,65%). Após Fiscalização iniciada para analisar os procedimentos adotados pela empresa em relação ao recolhimento do PIS e da COFINS sobre as receitas decorrentes dos contratos de transmissão de energia elétrica, firmados anteriormente a 31 de outubro de 2003, lavrou-se o Auto de Infração, visando a cobrança de supostos valores devidos de PIS e COFINS apurados no regime não- cumulativo nos anos calendários 2007 e 2008. Ação anulatória para discutir a cobrança dos débitos objeto do Processo Administrativo nº 19515.722154/2011-45. Em 17/05/2022 foi proferida decisão que acolheu o pedido de reconsideração da empresa, e concedeu a tutela de urgência requerida “para assegurar à parte autora a suspensão de exigibilidade do crédito tributário decorrente do Processo Administrativo nº 19515.722154/2011-45, bem como que o Réu se abstenha de praticar qualquer medida constritiva, tais como inclusão do débito no CADIN ou promoção de execução fiscal, e não se recusem a fornecer Certidão de Positiva com Efeito de Negativa em face dos citados autos de infração, até posterior manifestação deste Juízo”. Suspensa a cobrança sem apresentação de garantia. Processo aguarda julgamento de 1ª instância judicial.
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Processo ainda sem decisão de mérito
h) Estágio do processo	Aguardando julgamento
i) Chance de perda	Remota
j) Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Processo considerado relevante pelo valor envolvido
k) Análise do impacto em caso de perda do processo	Impacto correspondente ao pagamento do valor da autuação atualizado, o que poderá acarretar um impacto financeiro e patrimonial na Companhia.

19) Processo nº 1032622-66.2022.4.01.3400

Processo nº 1032622-66.2022.4.01.3400	
a) Juízo	3ª Vara Federal da Justiça Federal Cível da Seção Judiciária do Distrito Federal
b) Instância	1ª instância
c) Data da Instauração	25/05/2022
d) Partes do processo	Autora: ISA ENERGIA BRASIL Ré: União Federal
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 463.605.575,72

	Além disso, o legislador excluiu do regime da não- cumulatividade do PIS e da COFINS, dentre outras hipóteses, as receitas relativas a contratos que, cumulativamente: (i) tenham sido firmados anteriormente a 31 de outubro de 2003; (ii) com prazo superior a 1 (um) ano; (iii) envolvam fornecimento de bens ou serviços; e, (iv) a preço predeterminado. Com a edição da Instrução Normativa nº 468/04, posteriormente, revisada pela Lei nº 11.196/05 e substituída pela IN nº 658/06, a forma de reajuste de preços em função do custo de produção ou da variação de índice que reflita a variação ponderada dos insumos utilizados não seria considerado para fins de descaracterização do preço predeterminado, na disciplina do item (iv) acima. A partir disso, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL editou a Nota Técnica 224/2006 e, posteriormente, o Ofício nº 1.431/2006, esclarecendo que, para fins do disposto no artigo 109 da Lei 11.196/2005, a utilização do índice de correção monetária IGP-M, como critério de reajuste do preço do contrato de fornecimento de energia, equivaleria ao custo de produção ou dos insumos utilizados no setor energético. Diante disso, obedecendo regulação da ANEEL, a Companhia, nos anos de 2009 a 2010, recolheu o PIS e a COFINS incidentes sobre as receitas decorrentes dos contratos de preço pré-determinado para transmissão de energia elétrica, firmados anteriormente a 31 de outubro de 2003, sob o regime cumulativo (alíquota de 3,65%). Após Fiscalização iniciada para analisar os procedimentos adotados pela empresa em relação ao recolhimento do PIS e da COFINS sobre as receitas decorrentes dos contratos de transmissão de energia elétrica, firmados anteriormente a 31 de outubro de 2003, lavrou-se Auto de Infração, visando a cobrança de supostos valores devidos de PIS e COFINS apurados no regime não-cumulativo nos anos 2009 e 2010. Ação anulatória para discutir a cobrança dos débitos objeto do Processo Administrativo 19515.720188/2012-86. Em 08/06/2022 foi deferida liminar para suspensão da cobrança, sem apresentação de garantia. Processo aguarda julgamento de 1ª instância judicial.
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Processo sem decisão de mérito
h) Estágio do processo	Aguardando julgamento
i) Chance de perda	Remota
j) Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Processo considerado relevante pelo valor envolvido
k) Análise do impacto em caso de perda do processo	Impacto correspondente ao pagamento do valor da autuação atualizado, o que poderá acarretar um impacto financeiro e patrimonial na Companhia.

20) Processo Administrativo nº 16561.720081/2017-07

Processo Administrativo nº 16561.720081/2017-07	
a) Juízo	Secretaria da Receita Federal do Brasil – RFB
b) Instância	1ª instância
c) Data da Instauração	15/09/2017
d) Partes do processo	Autor: Secretaria da Receita Federal do Brasil - RFB Réu: Companhia
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 0,00

f) Principais fatos	Após fiscalização, a Companhia foi autuada, gerando cobrança de IRPJ e CSLL decorrente da amortização do Ágio registrado pela controladora ISA CAPITAL no exercício 2013 uma vez que a autoridade fiscal condenou a reestruturação efetuada, por entendê-la descabida no contexto operacional da ISA CAPITAL. Em 15 de setembro de 2017, a Companhia foi notificada da lavratura de auto de infração. Em 17 de outubro de 2017, a Companhia apresentou uma impugnação, sendo que em 16 de abril de 2019 o caso foi julgado pela primeira instância do CARF, tendo sido proferida decisão parcialmente favorável à ISA ENERGIA BRASIL no que se refere ao Imposto de Renda. A Companhia apresentou recurso em face da decisão desfavorável (referente a Contribuição Social), tendo obtido decisão final favorável, sem outro recurso apresentado pelo Fisco. Processo encerrado favoravelmente à Cia. Apesar da decisão final favorável, remanesceu discussão sobre a dedutibilidade do ágio da Evrecy, com valor já pago pela companhia na fase de fiscalização. Essa discussão envolvia a CSLL, tendo sido efetuado o pagamento no valor de R\$ 100 mil em maio/2024. Processo encerrado definitivamente.
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Decisão parcialmente favorável pela Câmara Baixa do CARF. Decisão final favorável para IRPJ e CSLL na Câmara Superior do CARF. Impossibilidade do Fisco discutir mais o tema, seja na esfera administrativa, seja na judicial.
h) Estágio do processo	Processo encerrado definitivamente
i) Chance de perda	n/a
j) Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Processo considerado relevante pelo valor envolvido.
k) Análise do impacto em caso de perda do processo	n/a

21) Processo Administrativo nº 10880.970911/2011-52

Processo Administrativo nº 10880.970911/2011-52	
a) Juízo	Secretaria da Receita Federal do Brasil - RFB
b) Instância	2ª instância
c) Data da Instauração	09/09/2011
d) Partes do processo	Autora: Secretaria da Receita Federal do Brasil - RFB Réu: ISA ENERGIA BRASIL
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 19.185.047,77
f) Principais fatos	Em 18 de dezembro de 2008, a Companhia transmitiu à Receita Federal do Brasil o Pedido Eletrônico de Restituição ("PER") nº 14807.53647.181208.1.7.02-0069 de crédito de Saldo Negativo de IPRJ 2006/2007, no montante original de R\$17.774.477,62. Em 09 de setembro de 2011, foi emitido o despacho decisório nº 952490012 pelo qual houve o reconhecimento apenas de parte do crédito pleiteado, no montante original de R\$9.636.989,86. Apresentada manifestação de inconformidade, a qual, por meio do Acórdão nº 02-50.945, foi parcialmente acolhida acrescentar o direito ao crédito de adicionais R\$2.079.685,35.

f) Principais fatos	Desde 22 de julho de 2015, o recurso voluntário interposto aguarda distribuição e julgamento no CARF. O não reconhecimento do crédito no valor de R\$6.237.703,62 decorre da não confirmação da estimativa de novembro de 2006, utilizada na composição do Saldo Negativo de IRPJ 2006/2007. Referida estimativa foi objeto de compensação antecedente também não homologada pelo Fisco e discutida no Processo Administrativo ("PAF") nº 10880.694458/2009-58, que está em fase de diligência por determinação do CARF. Os créditos discutidos no PAF nº 10880.694458/2009-58 referem-se a pagamentos a maior de PIS e COFINS, por força de contratos com preço pré-determinado, sendo que nestes casos a Companhia fez recolhimentos de PIS e COFINS a maior e buscou compensar tais valores. A tese de preço predeterminado ainda está em andamento no CARF, porém a chance de perda deste processo é remota, considerando o entendimento favorável do tema no Judiciário.
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Não foram proferidas decisões de mérito
h) Estágio do processo	Aguardando julgamento no CARF
i) Chance de perda	Remota
j) Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Processo considerado relevante pelo valor envolvido.
k) Análise do impacto em caso de perda do processo	Somente na hipótese da não homologação da compensação realizada no PAF nº 10880.694458/2009-58, da competência de 11/2006, deverá liquidar o débito na proporção na não homologação, o que poderá acarretar um impacto financeiro e patrimonial na Companhia.

22) Processo Administrativo nº 10880.694458/2009-58

Processo Administrativo nº 10880.694458/2009-58	
a) Juízo	Secretaria da Receita Federal do Brasil – RFB
b) Instância	2ª instância
c) Data da Instauração	13/10/2009
d) Partes do processo	Autor: Secretaria da Receita Federal do Brasil - RFB Réu: ISA ENERGIA BRASIL
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 18.167.935,56
f) Principais fatos	Trata-se de compensação de débito de IRPJ não homologada, com crédito da COFINS (tese do preço predeterminado).
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Não foram proferidas decisões de mérito
h) Estágio do processo	Aguardando julgamento no CARF
i) Chance de perda	Remota
j) Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Processo considerado relevante pelo valor envolvido.
k) Análise do impacto em caso de perda do processo	Se o desfecho for desfavorável administrativamente é possível ingressar com ação judicialmente, possivelmente com a garantia do valor da dívida para a suspensão da exigibilidade do crédito tributário.

23) Mandado de Segurança nº 5028132-97.2017.4.03.6100

Mandado de Segurança nº 5028132-97.2017.4.03.6100	
a) Juízo	Tribunal Regional Federal da 3ª Região
b) Instância	2ª Instância
c) Data da Instauração	29/12/2017
d) Partes do processo	Autor: – ISA ENERGIA BRASIL Réu: Delegado da Receita Federal de Administração Tributária em São Paulo – DERAT
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$85.468.981,43
f) Principais fatos	Mandado de Segurança impetrado com a finalidade de reconhecer a não incidência de IR e CSLL sobre os valores recebidos pela indenização no âmbito da Lei nº 12.783/13. Em 29 de dezembro de 2017, o mandado de segurança foi distribuído. Em 6 de fevereiro de 2018, foram apresentadas informações pela autoridade coatora. Em 5 de setembro de 2018, foi proferida uma sentença favorável à Companhia no mérito, sendo que o único pedido não acolhido foi para possibilidade de recebimento dos valores também com precatório e não apenas como compensação administrativa. Atualmente o processo aguarda julgamento de recurso pela segunda instância judicial. A Companhia busca reaver o valor total pago de IR e CSLL no montante de R\$85.468.981,43.
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença de procedência da tese da empresa
h) Estágio do processo	Aguardando julgamento do recurso da parte contrária pelo Tribunal
i) Chance de perda	Possível
j) Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Processo considerado relevante pelo valor envolvido
k) Análise do impacto em caso de perda do processo	Impossibilidade de reaver os valores de IRPJ/CSLL recolhidos sobre os valores recebidos pela empresa no âmbito da Lei nº 12.783/13 - RBNl.

24) Processo nº 5024068-10.2018.4.03.6100

Processo nº 5024068-10.2018.4.03.6100	
a) Juízo	7ª Vara Cível Federal de São Paulo
b) Instância	1ª instância
c) Data da Instauração	24/09/2018
d) Partes do processo	Autor: ISA ENERGIA BRASIL Réu: União Federal – Fazenda Nacional.
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 105.796.514,32
f) Principais fatos	Em setembro de 2018 a ISA ENERGIA BRASIL distribuiu a presente ação declaratória visando a anulação do auto de infração relativo à cobrança de IRPJ e CSLL decorrente da amortização do Ágio registrado pela controladora ISA CAPITAL no exercício 2008, uma vez que a autoridade fiscal condenou a reestruturação efetuada, por entender que ela era descabida no contexto operacional da ISA CAPITAL. Em setembro de 2018 foi deferida medida liminar determinando a suspensão da exigibilidade dos débitos de IRPJ e de CSLL decorrentes do Processo Administrativo 16561.720038/2013-18, obstando qualquer conduta tendente à cobrança de tais valores.

f) Principais fatos	Em 26 de julho de 2019 foi proferida sentença favorável ao Imposto de Renda e desfavorável para CSLL, tendo sido apresentado recurso em 14/10/2019 para a segunda instância judicial, com julgamento favorável à companhia. A Fazenda apresentou novo recurso, pendente de julgamento.
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Decisão de primeira instância parcialmente favorável e de segunda instância totalmente favorável à companhia.
h) Estágio do processo	Aguardando julgamento de recurso da Fazenda
i) Chance de perda	Possível
j) Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Processo considerado relevante pelo valor envolvido
k) Análise do impacto em caso de perda do processo	Impacto correspondente ao pagamento do valor da autuação atualizado, o que poderá acarretar um impacto financeiro e patrimonial na Companhia.

25) Processo nº 1505076-49.2023.8.26.0090

Processo nº 1505076-49.2023.8.26.0090	
a) Juízo	Vara das Execuções Fiscais Municipais
b) Instância	1ª Instância
c) Data da Instauração	24/02/23
d) Partes do processo	Autor: Prefeitura do município de São Paulo Réu: ISA ENERGIA BRASIL
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 81.498.352,25
f) Principais fatos	Trata-se de Execução Fiscal ajuizada pelo município de São Paulo em face da Companhia, para a cobrança de valores supostamente devidos de IPTU dos exercícios de 2016 a 2021 do imóvel localizado na Avenida das Nações Unidas, nº 11.181, Brooklin, São Paulo, CEP SQL 085.621.0048-1. O débito executado foi pago regularmente pela Companhia, contudo, em razão do desmembramento do imóvel e demais alterações cadastrais e de revisões na área, a Prefeitura de São Paulo entende que o pagamento não poderia ser aproveitado/abatido. Foi proferida sentença favorável à Companhia, e aguarda-se interposição de recurso pela Prefeitura.
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença favorável à Companhia
h) Estágio do processo	A Companhia apresentou petição de exceção de pré-executividade nos autos da Execução Fiscal, a qual foi julgada favorável.
i) Chance de perda	Remota
j) Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Em razão do alto valor envolvido na lide.
k) Análise do impacto em caso de perda do processo	Impacto correspondente ao pagamento do valor da autuação atualizado, o que poderá acarretar um impacto financeiro e patrimonial na Companhia.

26) Processo nº 15746.725416/2023-92

Processo nº 15746.725416/2023-92	
a) Juízo	Secretaria da Receita Federal do Brasil – RFB
b) Instância	1ª Instância
c) Data da Instauração	03/11/2023
d) Partes do processo	Autor: Receita Federal Réu: ISA ENERGIA BRASIL

e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 24.691.114,08
f) Principais fatos	Auto de Infração lavrado para exigência de IRPJ/CSLL sobre despesas financeiras de JCP supostamente deduzida indevidamente no ano de 2019. Também foi cobrada multa isolada sobre estimativa pagas a menor. A ISA ENERGIA BRASIL distribuiu JCP de forma acumulada, levando em conta o saldo de anos anteriores, que estão devidamente provados. Ou seja, em 2019 foi distribuído o JCP possível daquele ano e mais um saldo acumulado de anos anteriores. Portanto, não há JCP pago acima do limite e a dedução praticada está legalmente respaldada. Apresentada impugnação pela Companhia em 07/12/2023.
g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Não há decisão de mérito
h) Estágio do processo	Aguardando julgamento da impugnação
i) Chance de perda	Remota.
j) Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Em razão do alto valor envolvido na lide.
k) Análise do impacto em caso de perda do processo	Impacto com a perda do processo correspondente ao pagamento do valor da autuação atualizado, o que poderá acarretar um impacto financeiro e patrimonial na Companhia.

4.5 Valor total provisionado dos processos não sigilosos relevantes

Em 31 de dezembro de 2024, a Companhia provisionou o montante de R\$123.682 mil para os casos descritos no item 4.4.

4.6 Processos sigilosos relevantes

Não existem processos sigilosos relevantes em que a Companhia ou suas controladas sejam parte e que não tenham sido divulgados no Itens 4.4 acima.

4.7 Outras contingências relevantes

Além do acima indicado neste item, a Companhia e suas controladas não possuem outras contingências relevantes.

5. Política de Gerenciamento de Riscos e Controles Internos

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

- a) ***se o emissor possui uma política formalizada de gerenciamento de riscos, destacando, em caso afirmativo, o órgão que a aprovou e a data de sua aprovação, e, em caso negativo, as razões pelas quais o emissor não adotou uma política***

A Companhia realiza, desde 2008, a Gestão Integral de Riscos e, em 13 de abril de 2015, foi aprovada pelo Conselho de Administração a Política de Gestão Integral de Riscos, devidamente atualizada em 1º de dezembro de 2020.

A referida política está disponível no site da ISA ENERGIA BRASIL, no seguinte link: <https://ri.isaenergiabrasil.com.br/ri/documentos/texto/5336-5336-politica-para-gestao-integral-de-riscos>

- b) ***objetivos e estratégias da política de gerenciamento de riscos, quando houver, incluindo:***

I. **Os riscos para os quais se busca proteção**

Busca-se proteger dos riscos inerentes à sua atividade empresarial, que abrangem os fatores de riscos descritos no item 4.1 deste Formulário de Referência.

II. **Os instrumentos utilizados para proteção do risco**

A Companhia considera como mecanismos de proteção aos riscos: (i) o monitoramento periódico das exposições frente aos limites aprovados pelo Conselho de Administração; (ii) os planos de mitigação para tratamento das principais exposições; e (iii) o reporte periódico de tais informações aos fóruns competentes (Comitê de Auditoria e Riscos e Conselho de Administração)

O monitoramento das exposições dos riscos estratégicos, definidos pela alta administração, é feito periodicamente por meio do uso de indicadores e/ou modelos para simulação ou projeção de cenários de risco. O monitoramento dos riscos de processo é realizado via ciclo trimestral de gestão de riscos, no qual toda a Companhia revisa os riscos da matriz, incluindo o detalhamento de suas causas, consequências, medidas de administração e, de acordo com sua classificação, o detalhamento de ações adicionais.

A ISA ENERGIA BRASIL monitora, tempestivamente, aspectos internos e externos relacionados a processos, ativos e projetos. Com base em análises, os riscos são classificados em quatro níveis de criticidade – baixo, moderado, tolerável e prioritário – e 20 agrupadores, nas categorias econômica, operacional, *compliance* e socioambiental (governança, regulatório, jurídico, político, mercado, liquidez e crédito, mercado, concorrência, fusões e aquisições, operação do negócio, desenho e construção de projetos, cadeia de suprimentos, cibersegurança e tecnologia da informação, capital humano e relações de trabalho, segurança e saúde do trabalho, fraude e corrupção, dados e informação, lavagem de dinheiro, financiamento do terrorismo e financiamento de proliferação de armas de destruição em massa, ambiental, fenômenos naturais e mudanças climatológicas extremas, fundiário, social, ordem e segurança pública).

A adoção da Política de Gestão Integral de Riscos está em consonância com a Política de Gestão de Riscos adotada pelo controlador.

O Processo de Gestão Integral de Riscos é estruturado e sistemático. Fundamentado nos conceitos da Norma ISO-31000, o processo de gestão de riscos da Companhia permeia todas as áreas de negócios e subsidiárias — controladas e coligadas – e tem como foco a adoção de medidas para reduzir ou mitigar efeitos adversos sobre os objetivos estratégicos ou recursos empresariais da Companhia. O processo contempla fases de comunicação e consulta, escopo, contexto e critério, identificação, análise, avaliação e tratamento dos riscos, bem como de registro, relato, monitoramento e análise crítica.

III. **A estrutura organizacional de gerenciamento de Riscos**

A governança da gestão de riscos na Companhia está alinhada ao Modelo das Três Linhas do *The Institute of Internal Auditors* (“IIA”) (Instituto dos Auditores Internos), que direciona responsabilidades (i) das áreas de negócios, (ii) da área de gestão integral de riscos, (iii) da auditoria interna, e (iv) da alta administração da Companhia (Diretoria e Conselho de Administração).

Primeira linha: áreas de negócios da Companhia, responsáveis pela identificação, análise, avaliação e tratamento dos riscos. Responsáveis por informar trimestralmente seus riscos para a área de gestão integral de riscos, independentemente de sua criticidade.

Segunda linha: área de gestão integral de riscos, responsável por estabelecer processos e metodologias para apoiar a primeira linha no gerenciamento adequado de seus riscos. Dentre as principais responsabilidades estão: capacitar a primeira linha e estabelecer uma cultura de gestão de riscos, validar e identificar mudanças no apetite ao risco da Companhia, identificar aspectos internos e externos bem como riscos emergentes que afetem os objetivos estratégicos, assegurar a atualização do processo e práticas de gestão de continuidade de negócio, desenvolver análises transversais que apoiem a alta administração na tomada de decisões, coordenar as reuniões dos Comitês de Auditoria e Riscos e Gestão de Continuidade de Negócios, bem como o ciclo trimestral de gestão de riscos.

Terceira linha: área de Auditoria Interna, responsável por avaliações independentes sobre a eficácia da gestão de riscos na Companhia, incluindo a forma como a primeira e a segunda linhas alcançam seus objetivos.

A estrutura de Gestão de Riscos da ISA ENERGIA BRASIL envolve o Conselho de Administração, assessorado pelo Comitê de Auditoria de Riscos, a Diretoria Executiva, a Diretoria de Auditoria, Riscos e Compliance e as áreas de negócio.

No âmbito da gestão de riscos, compete ao Conselho de Administração orientar a condução dos negócios, observando o monitoramento dos riscos exercido por meio do modelo de gerenciamento de risco adotado pela Companhia, deliberar sobre as metodologias de limite de risco recomendadas pela Diretoria, além de conhecer as exposições e planos de mitigação apresentados em caso de eventual ultrapassagem desses limites. Adicionalmente, cabe ao Conselho de Administração, tomar conhecimento e acompanhar eventuais fragilidades de controles e/ou processos, assim como falhas de aderência regulatória relevantes, acompanhando planos propostos pela Diretoria para saná-los.

Cabe ao Comitê de Auditoria e Riscos auxiliar o Conselho de Administração na implementação e revisão da Política de Gestão de Riscos, desempenhando seu papel de órgão técnico; tomar conhecimento dos modelos de monitoramento dos riscos, das exposições aos riscos e dos níveis de controle. Cabe ainda a este Comitê orientar os trabalhos de Auditoria Interna e elaboração de propostas de aprimoramento.

À Diretoria Executiva cabe a condução dos negócios da Companhia, dentro dos limites de risco definidos, direcionando e aplicando as medidas necessárias para evitar que a exposição aos riscos exceda tais limites.

A Diretoria de Auditoria, Riscos e Compliance é responsável pela coordenação do processo de gestão de riscos da Companhia, desenvolvendo e mantendo atualizada a metodologia de Gestão Integral de Riscos. Além disso, realiza tanto revisões regulares, como *ad hoc*, para assegurar o alinhamento dos processos às diretrizes e estratégias da Administração.

As áreas de negócio possuem responsabilidade primária pela gestão dos riscos inerentes aos seus processos, devendo conduzi-los dentro dos limites de exposição definidos e implementando planos de mitigação para as principais exposições. Os assuntos de maior relevância são levados ao conhecimento do Comitê de Auditoria e Riscos, Conselho de Administração e outros fóruns de governança.

c) *a adequação da estrutura operacional e de controles internos para verificação da efetividade da política adotada*

A verificação da efetividade da política adotada pela Companhia é realizada periodicamente pelas áreas de Controles Internos e Auditoria Interna que tem o papel de avaliar o cumprimento das diretrizes referentes as atividades de planejamento, identificação, análise, tratamento, monitoramento incluindo comunicação dos riscos corporativos. A Companhia também está sujeita a avaliações de Auditoria Externa independente. A administração entende que a estrutura operacional, mencionada no item anterior e os controles internos existentes são adequados para o nível de risco ao qual a empresa está exposta.

5.2 Descrição dos controles internos

a) as principais práticas de controles internos e o grau de eficiência de tais controles, indicando eventuais imperfeições e as providências adotadas para corrigi-las

O sistema de controles internos na ISA ENERGIA BRASIL abrange o Conselho de Administração, o Conselho Fiscal, a Diretoria, os Administradores e os colaboradores. Tem como objetivo fornecer segurança na execução das operações, dos relatórios, do *compliance* e assegurar a elaboração de demonstrações financeiras confiáveis. Para isso, a empresa baseia seu sistema de controles internos no modelo COSO *Internal Control* (Comitê de Organizações Patrocinadoras da Treadway), que permite estruturar o sistema nos seguintes pilares: Ambiente Interno, Gestão de Riscos, Atividades de Controle, Informações, Comunicações e Monitoramento. No âmbito dos controles internos sobre a elaboração e divulgação das demonstrações financeiras para o exercício findo em 31 de dezembro de 2024, a Administração da companhia conclui que são eficazes e suficientes.

É responsabilidade da Administração da Companhia estabelecer e manter controles internos adequados e suficientes sobre as informações financeiras divulgadas, de forma que tenha garantia razoável quanto à sua confiabilidade e conformidade com os princípios contábeis geralmente aceitos. Estes controles incluem procedimentos que visam manter registros razoavelmente detalhados e que reflitam de maneira acurada e justa as transações e disposição dos ativos, de forma a prover segurança razoável para a preparação das demonstrações financeiras da Companhia. Bem como, razoável segurança com relação à prevenção ou detecção tempestiva de aquisição não autorizada, uso ou disposição de ativos que poderiam gerar efeito material adverso nas demonstrações financeiras da Companhia.

Por motivo de limitações inerentes, o controle interno sobre a divulgação de informações financeiras pode não prevenir ou detectar declarações incorretas. Ademais, a eficácia de projeções e avaliações com relação a períodos futuros é sujeita ao risco de que os controles podem ser inadequados por motivo de mudanças de condições e que o grau de conformidade com esses procedimentos e políticas pode se deteriorar.

Deficiências identificadas nas avaliações de controles são tratadas pela Administração da Companhia através de planos de aprimoramento acompanhados pela Diretoria de Auditoria, Riscos e Compliance, com os resultados apresentados periodicamente ao Comitê de Auditoria e Riscos.

A Companhia acredita que o grau de eficiência dos controles internos adotados para assegurar a elaboração das demonstrações financeiras é satisfatório.

b) as estruturas organizacionais envolvidas

Alinhada ao modelo das Três Linhas (*The Institute of Internal Auditors- IIA*), as áreas de negócio possuem responsabilidade de identificar e atualizar os processos de negócio de forma a assegurar que os controles não tenham comprometido seu desenho e eficácia operacional.

A ISA ENERGIA BRASIL possui uma Diretoria de Auditoria, Riscos e Compliance que responde funcionalmente ao Comitê de Auditoria e Riscos e administrativamente à Presidência, com responsabilidade pelo monitoramento do sistema de controles internos.

c) se e como a eficiência dos controles internos é supervisionada pela administração do emissor, indicando o cargo das pessoas responsáveis pelo acompanhamento

A eficiência dos controles internos, bem como o acompanhamento sobre a evolução das práticas e deficiências, é supervisionada pela Diretoria de Auditoria, Riscos e Compliance que responde funcionalmente ao Comitê de Auditoria e Riscos, formado por membros do Conselho de Administração ou por ele designado, e administrativamente à Presidência da Companhia.

O processo de supervisão ocorre conforme etapas descritas abaixo.

Planejamento:

O Planejamento de avaliação inclui uma análise abrangente de todos os elementos internos e externos, a fim de determinar os riscos mais relevantes para o cumprimento de seus objetivos estratégicos e de divulgação nas demonstrações financeiras.

Com base nesses elementos, o plano de avaliação é formulado para priorizar os processos mais relevantes e controles chave. O planejamento das atividades é apresentado e supervisionado pelo Comitê de Auditoria e Riscos.

Avaliação:

Para os processos relevantes identificados no planejamento a Diretoria de Auditoria, Riscos e Compliance conduz testes de desenho e efetividade operacional dos controles de forma a avaliar a eficiência e eficácia destes controles na mitigação dos riscos. Adicionalmente, é realizada trimestralmente autoavaliação pelos donos dos controles sobre o desempenho dos controles sob sua responsabilidade.

Comunicação e Acompanhamento:

Os resultados da etapa descrita acima são comunicados aos responsáveis pelos processos que elaboram planos de melhoria para aprimoramento dos aspectos identificados e a Diretoria de Auditoria, Riscos e Compliance verifica a eficácia dos planos implementados. Da mesma forma, que são apresentados e acompanhados periodicamente pelo Comitê de Auditoria e Riscos.

Este processo está alinhado com as Normas Internacionais para o Exercício Profissional da Auditoria. Qualquer exceção observada nas atividades que possam impactar as demonstrações financeiras é reportada tempestivamente para adoção das ações corretivas.

d) deficiências e recomendações sobre os controles internos presentes no relatório circunstanciado, preparado e encaminhado ao emissor pelo auditor independente, nos termos da regulamentação emitida pela CVM que trata do registro e do exercício da atividade de auditoria independente

O relatório circunstanciado dos auditores independentes da Companhia, Deloitte Touche Tohmatsu, referente a sugestões de aprimoramento dos controles internos da Companhia, em conexão com o exame das demonstrações financeiras para o exercício findo em 31 de dezembro de 2024, foi emitido em 24 de abril de 2025. Em seu relatório, os auditores independentes da Companhia não reportaram deficiência significativa, foram comunicadas outras 3 deficiências de controle interno identificadas pelo auditor independente com classificação de deficiência simples, referentes ao processo de fechamento contábil.

e) comentários dos diretores sobre as deficiências apontadas no relatório circunstanciado preparado pelo auditor independente e sobre as medidas corretivas adotadas

A ISA ENERGIA BRASIL está adotando medidas relacionadas às recomendações do auditor independente sobre as deficiências não significativas afim de buscar reforçar a mitigação dos riscos de impacto sobre as demonstrações financeiras. O acompanhamento das ações é realizado em consonância com o procedimento descrito no item 5.2c.

5.3 Programa de integridade

a) se a Companhia possui regras, políticas, procedimentos ou práticas voltadas para a prevenção, detecção e remediação de desvios, fraudes, irregularidades e atos ilícitos praticados contra a administração pública, identificando, em caso positivo:

A Companhia possui um Código de Ética e Conduta (“Código”), que é revisado periodicamente, os principais conteúdos abordados pelo Código, a consolidação dos valores da Companhia, e as diretrizes e parâmetros de conduta ética a serem observados nas relações dos Dirigentes e Colaboradores com todos os stakeholders.

A Companhia também possui um Código de Conduta para fornecedores onde possui um capítulo específico tratando sobre a prevenção de fraude, corrupção e suborno, abrangendo temas relacionados ao comportamento transparente com os funcionários públicos.

À luz das diretrizes da Lei nº 12.846/2013 (“Lei Anticorrupção”), a Companhia detém política específica para prevenção e combate à corrupção, denominada Política Corporativa Anticorrupção e Antissuborno, que detalha as macros diretrizes do Código relativas ao tema e reafirma internamente e perante agentes públicos o compromisso com a postura ética e absolutamente íntegra, ainda possui normas específicas, que tratam com maior profundidade o comportamento esperado dos colaboradores e de terceiros contratados em situações que envolvam possíveis dilemas éticos. Trata-se de 9 (nove) normas e 2 (dois) procedimentos de Compliance. Esses documentos fazem parte do Programa Empresarial de Ética e Compliance.

Atualmente, nenhum dos membros da alta direção da Companhia está registrado como Pessoa Exposta Politicamente (“PEP”). Adicionalmente, a Companhia possui procedimentos prévios à contratação de agentes intermediários que atuem em seu nome, com o objetivo de identificar possível envolvimento com corrupção ou outros tipos de condutas ilegais ou antiéticas. Além disso, nas operações em novos negócios são realizadas verificações prévias do histórico de empresas que sejam alvo de fusão, aquisição ou outra forma de associação empresarial, com o objetivo de identificar possível envolvimento com corrupção, fraude ou outros tipos de conduta ilegal ou antiética e interrupção das operações, caso identificado o envolvimento em corrupção, fraude ou condutas ilegais.

Ainda, a Companhia inclui cláusulas específicas da legislação anticorrupção em contratos firmados com terceiros.

(i) os principais mecanismos e procedimentos de integridade adotados e sua adequação ao perfil e riscos identificados pela Companhia, informando com que frequência os riscos são reavaliados e as políticas, procedimentos e as práticas são adaptadas

Códigos, Políticas e Regimentos de Integridade

Código de Ética e Conduta:

A ISA ENERGIA BRASIL passa a adotar um novo Código de Ética e Conduta, revisado e aprovado em Conselho de Administração em 17 de fevereiro de 2025. A integridade é destacada como um atributo fundamental, incluindo dois novos princípios: transparência e honestidade. O tom adotado é mais preventivo e menos sancionatório, com relatos simples e inspiradores, convidando todos a serem protagonistas e parte da solução. Novas informações são apresentadas, enfatizando a rejeição a falta de transparência, proteção aos denunciantes de boa-fé e utilização da inteligência artificial de forma ética e responsável. O código reforça o papel de todos atuarem como líderes, fornecendo uma ferramenta para aplicar o pensamento crítico na tomada de decisões, utilizando perguntas orientadoras, bem como instruindo em como tomar decisões com integridade.

Este Código representa um marco de referência, que procura materializar a filosofia e os valores corporativos da Companhia, por meio de critérios orientadores para atuação de todos os colaboradores, administradores, membros dos conselhos e fornecedores.

Expressa formalmente os atributos éticos da Companhia como eixo central da boa governança corporativa, bem como é o principal norteador para o relacionamento com seu público, estabelecendo diretrizes claras para uma interação transparente com todas as partes interessadas.

O Código de Ética e Conduta tem seu conteúdo revalidado pelos colaboradores e administradores anualmente.

Desde 2018 a Companhia tem mapeado os riscos de compliance com base na Lei Anticorrupção, além de riscos em atividades com tratamento de dados pessoais relacionados a Lei Geral de Proteção de Dados (LGPD), Lei nº 13.709/2018.

Por fim, em 2024, foi realizado o Compliance Risk Assessment (CRA) da ISA ENERGIA BRASIL, associado às atividades que envolvem o relacionamento com agentes públicos e/ou fornecedores. Para esta avaliação de riscos de compliance, foi enviado um questionário para todas as diretorias, com o objetivo de identificar possíveis vulnerabilidades e mapear ações de mitigação. Em seguida, foi realizada a análise de risco inerente (probabilidade x impacto), avaliando a eficácia dos controles mitigatórios e a análise de risco residual (probabilidade x impacto). Ao final, recomendações foram enviadas para todas as diretorias.

Mecanismos e Procedimentos de Integridade

A Companhia possui uma área de Auditoria Interna, Riscos e Compliance, que é responsável em garantir os objetivos de negócios da ISA ENERGIA BRASIL com sistema moderno eficaz de gestão de riscos e de controles internos, através de diretrizes e políticas para os processos de auditoria e *compliance*, envolvendo abordagem sistêmica e disciplinada para avaliação, bem como fornecer recomendações para melhorias, assim como fortalecer e garantir o cumprimento do Código de Ética e Conduta da empresa.

(ii) as estruturas organizacionais envolvidas no monitoramento do funcionamento e da eficiência dos mecanismos e procedimentos internos de integridade, indicando suas atribuições, se sua criação foi formalmente aprovada, órgãos do emissor a que se reportam, e os mecanismos de garantia da independência de seus dirigentes, se existentes.

A Diretoria de Auditoria, Riscos e Compliance, responsável contínua pela Governança do Programa Empresarial de Ética e Compliance, reporta-se, em primeira instância, à Diretoria Executiva da Companhia e diretamente ao Conselho de Administração e seus Comitês (incluindo Comitê de Auditoria e Riscos), que monitora a evolução das ações de implementação de melhorias do Programa e seus resultados.

A Diretoria de Auditoria, Riscos e Compliance é a instância responsável por definir os objetivos e estratégias necessários para suportar a gestão ética na Companhia, zelar pela adequada implementação dos objetivos e estratégias definidas pela Governança Corporativa, identificar e propor possíveis modificações ao Código de Ética e Conduta e normas de compliance, desenvolver mecanismos, campanhas e/ou programas para promover o conhecimento do Código de Ética e Conduta, servir de órgão consultivo para dirimir dúvidas de colaboradores ou terceiros sobre atos ou circunstâncias que possam afetar a Ética Empresarial, analisar livre e objetivamente cada uma das denúncias que sejam formuladas através do Canal de Linha Ética, orientar e apoiar as investigações internas ou externas que sejam necessárias para o esclarecimento de denúncias formuladas através do Canal de Linha Ética, prestar contas periodicamente através de seu Secretário ao Comitê de Ética e ao Comitê de Auditoria e Riscos, sobre a gestão ética realizada, incluindo os eventos de que tenham conhecimento, os resultados das análises e investigações realizadas e as decisões tomadas. Poderá também reportar a outros níveis que se julguem pertinentes.

(iii) se o emissor possui código de ética ou de conduta formalmente aprovado, indicando:

- *se ele se aplica a todos os diretores, conselheiros fiscais, conselheiros de administração e empregados e se abrange também terceiros, tais como fornecedores, prestadores de serviço, agentes intermediários e associados*

Os destinatários do Código de Ética e Conduta são os administradores e trabalhadores da ISA ENERGIA BRASIL e de suas empresas, bem como todas as pessoas físicas ou jurídicas, que com ela tenham qualquer relação, incluindo beneficiários, acionistas, empreiteiros, fornecedores, agentes, parceiros, clientes, aliados (inclusive joint ventures), além do pessoal e empresas que as contratantes vinculam para a execução das atividades contratadas, ou seja é o principal marco orientador que garante comportamentos pautados na integridade, respeito, responsabilidade e compromisso com a vida.

- *as sanções aplicáveis na hipótese de violação ao código ou a outras normas relativas ao assunto, identificando o documento onde essas sanções estão previstas*

No Código de Ética e Conduta estão mencionadas as sanções, que estão detalhadas na Norma “Medidas Disciplinares, Apuração de Ocorrências e Ressarcimento de Danos/Multas”. O documento estabelece diretrizes para aplicação de medidas disciplinares, apuração de ocorrências e ressarcimento de danos/multas causados por empregados à empresa, por culpa ou dolo, de acordo com as leis que tratam do assunto, as quais são aplicadas na Companhia.

- *órgão que aprovou o código, data da aprovação e, caso o emissor divulgue o código de conduta, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado*

A última atualização do Código de Ética e Conduta ocorreu em 17 de fevereiro de 2025, aprovada pelo Conselho de Administração da Companhia, sem ressalvas, por unanimidade, o qual encontra-se disponível na rede intranet para todos os colaboradores e administradores no site de relações com investidores: <https://ri.isaenergiabrasil.com.br/ri/documentos/texto/5356-codigo-de-etica-e-conduta>

b) se a Companhia possui canal de denúncia, indicando, em caso positivo:

A Companhia possui um Canal de Linha Ética que consiste no recebimento e tratamento inicial de relatos e informações sobre supostos atos que estejam em desacordo com as políticas e a cultura ética e de conduta da organização, conforme disposto em seu Código de Ética e Conduta.

- (i) *se o canal de denúncias é interno ou se está a cargo de terceiros*

O Canal de Linha Ética é fornecido e administrado por empresa terceirizada independente.

- (ii) *se o canal está aberto para o recebimento de denúncias de terceiros ou se recebe denúncias somente de empregados*

O canal de denúncias da Companhia está disponível para denúncias internas e externas e qualquer pessoa pode comunicar, por meio do Canal de Linha Ética, fatos ou condutas inadequadas que possam constituir violação ao Código de Ética e Conduta e que requeiram verificação, o acesso aos canais de linha ética estão disponíveis por intranet e website: <https://www.canalconfidencial.com.br/linhaetica-brasil.isaenergia/>, telefone: 0800 777 0775 - 24h por dia, 7 dias por semana; e-mail: linhaetica@brasil.isaenergia.com e pelo App: Grupo ISA Linha Ética, disponível para usuários Android e IOS.

- (iii) *se há mecanismos de anonimato e de proteção a denunciante de boa-fé*

O incentivo a denúncias é formalizado no Código de Ética e Conduta, na Política Anticorrupção e Antissuborno e demais normas de compliance, qualquer pessoa pode denunciar a situação anonimamente, se desejável e as informações da queixa serão tratadas de forma segura e confidencial.

A proteção ao denunciante e a não retaliação ao denunciante de boa-fé estão estabelecidas no Código de Ética e Conduta.

(iv) órgão da Companhia responsável pela apuração de denúncias

O Comitê de Ética, órgão de assessoramento do Conselho de Administração da ISA ENERGIA BRASIL é a instância superior responsável por analisar e endereçar a aplicação de consequências a ocorrências de violações ao Código de Ética e Conduta, que tenham chegado via Canal de Linha Ética ou identificadas pelos outros meios de controle e monitoramento interno, indicando as medidas disciplinares cabíveis.

Em 2024, foram registrados 83 relatos no Canal de Linha Ética, os quais foram apresentados ao Comitê de Ética da Companhia. Foram apurados como procedente 10 desvios de conduta, sendo aplicadas medidas disciplinares tais como: dispensa sem justa causa; notificação extrajudicial; advertência oral e dispensa sem justa causa. Sendo que estes desvios representam 12% do total recebido, uma redução de 50% em relação aos dois anos anteriores. Por outro lado, observou-se que 54% dos casos analisados não procedem, ou seja, não envolvem desvios éticos, o que pode indicar que uma comunicação mais intensa e a maturidade do canal geram confiança e ampliam o número de denúncias.

Ressalta-se que não houve confirmação de nenhum incidente relacionado à corrupção, suborno e violações aos direitos humanos.

Todos os relatos recebidos no canal de Linha Ética são tratados junto ao Comitê de Ética, que aplica a medida disciplinar e planos de ação quando um desvio de conduta é julgado procedente.

c) número de casos confirmados nos últimos 3 (três) exercícios sociais de desvios, fraudes, irregularidades e atos ilícitos praticados contra a administração pública e medidas corretivas adotadas

Na data deste Formulário de Referência, não existe qualquer investigação em andamento e/ou concluída no Canal de Ética acerca de práticas relacionadas à anticorrupção, lavagem de dinheiros, anticoncorrencial, fraude ou suborno em todas as suas formas.

Para todos os processos que envolvem fusões, aquisições ou reestruturações, são realizadas avaliações de riscos que abrangem as categorias de riscos jurídicos, ambientais, prediais, de mercado, políticos, financeiros, técnicos e anticorrupção. Para suportar as avaliações, são contratadas consultorias especializadas para realização de Devida Diligência das pessoas jurídicas e sócios administradores envolvidas no processo, conforme Política Anticorrupção e Antissuborno.

Ainda, para todas as manifestações confirmadas de descumprimento do Código de Conduta da Companhia, foram aplicadas as penalidades razoáveis e proporcionais aos desvios, reforçado os valores e comportamento esperados pela Companhia, sob os princípios éticos de integridade, responsabilidade, respeito e compromisso com a vida, tais como (i) advertência verbal e/ou escrita com feedbacks contínuo e monitoramento do colaborador; (ii) alinhamento com empresa contratada para cumprimento de obrigações trabalhistas; (iii) monitoramento interno da gestão de pagamento; e (iv) dispensa por justa causa e melhoria do processo.

d) caso o emissor não possua regras, políticas, procedimentos ou práticas voltadas para a prevenção, detecção e remediação de fraudes, irregularidades e atos ilícitos praticados contra a administração pública, identificar as razões pelas quais o emissor não adotou controles nesse sentido

Não aplicável.

5.4 Alterações significativas

Com relação à exposição à riscos, a empresa não teve grandes alterações nos principais riscos, podendo destacar apenas os seguintes impactos:

- Reavaliação do risco de RBSE em função dos movimentos realizados pelos órgãos competentes (Tribunal de Contas, ANEEL, etc.), o que provocou aumento de exposição;
- Riscos jurídicos relacionados à processos de grande magnitude sofreram aumento de exposição em decorrência de atualização monetária;

A Companhia não tem, atualmente, expectativas com relação à redução ou ao aumento relevante na exposição aos principais riscos descritos na seção 4 deste Formulário de Referência.

5.5 Outras informações relevantes

No ano de 2024, a ISA ENERGIA BRASIL, aderiu alguns compromissos públicos com a integridade, sendo eles:

1. Em julho de 2024, a Companhia se tornou signatária do Movimento Transparência 100%, iniciativa da Rede Brasil do Pacto Global, com o objetivo de fomentar compromissos institucionais e posturas públicas transparentes que geram um círculo virtuoso, de autoavaliação e de preocupação com a cadeia de valor das empresas.
2. Adesão a Ação Coletiva de Integridade do Setor de Energia Elétrica, promovida pelo Pacto Global da Organização das Nações Unidas (ONU) no Brasil, cujo objetivo é promover um ambiente ético, transparente e livre de corrupção. A ISA ENERGIA BRASIL, com contribuição direta da área de compliance, participou da criação da cartilha ESG boas práticas com a administração pública setor de energia de realização do Pacto Global - Rede Brasil e Ação Contra a Corrupção.
3. Adesão voluntária ao Pacto Brasil Pela Integridade Empresarial, promovido pela Controladoria-Geral da União (“CGU”). A iniciativa é um chamado para as empresas unirem esforços para despertar a relevância da integridade nas organizações, alinhado com a busca das melhores práticas do mercado para a promoção da ética e da integridade em consonância com o Objetivo de Desenvolvimento Sustentável 16 (Paz, Justiça e Instituições Eficazes) da ONU.