

1.1 – Histórico do emissor

A Companhia Técnica de Engenharia Elétrica, que foi incorporada por nossa controladora em 2008, começou suas operações no setor de transmissão de energia em março de 2000, quando venceu o leilão 11/1999 com a concessão da controlada ECTE de 252,5 km de linhas de transmissão.

A Alupar Investimento S.A. foi constituída em 2006 e, entre julho e dezembro de 2007, ocorreu uma reorganização societária na qual, por meio de aquisições e investimentos, a Companhia passou a deter participações acionárias nas seguintes empresas de transmissão de energia, anteriormente detidas pelo nosso Controlador: EATE, ECTE, ENTE, ERTE, ETEP, ETES, Lumitrans, STC, STN, Transirapé, Transleste e Transudeste, bem como em empresas do segmento de geração de energia entre elas: Queluz e Lavrinhas. Ainda em 2007, adquiriu as usinas hidrelétricas Foz do Rio Claro Energia S.A. e Ijuí Energia S.A., empresas detentoras de concessões de geração, concedidas em Leilão promovido pela ANEEL em 2005. Posteriormente obteve as concessões da EBTE, ESDE, ETEM, ETVG, TME, TNE, ETSE, Ferreira Gomes e Energia dos Ventos, através de leilões, realizados pela ANEEL, além da autorização para implantação da PCH Morro Azul na Colômbia, entre 2008 e 2011.

Em 2008, foram assinados os acordos de acionistas entre o FI-FGTS e as geradoras Foz do Rio Claro, Ijuí, Queluz e Lavrinhas, através dos quais o fundo ingressou como sócio detentor de ações preferenciais nestas operações. Atualmente, todas as participações detidas pelo FI-FGTS foram recompradas pela Alupar ou por subsidiárias da Companhia.

Posteriormente, o FI-FGTS subscreveu e integralizou ações ordinárias que representavam 17,84% do capital social total da Companhia, ocasião em que foi celebrado um acordo de acionistas entre a Guarupart (Controlador) e o FI-FGTS. Em abril de 2021, através de oferta pública de distribuição secundária com esforços restritos, o FI-FGTS vendeu a totalidade das 35.162.754 Units da Companhia de sua titularidade, com a consequente rescisão do acordo de acionistas.

Em 4 de outubro de 2012, a Companhia converteu seu registro de Companhia Aberta Categoria “B” para Categoria “A”.

Em 22 de abril de 2013, o Conselho de Administração aprovou o aumento de capital social da Companhia, mediante a emissão de 40.000.000 ações ordinárias e 80.000.000 ações preferenciais, representadas por 40.000.000 de Units, as quais foram objeto de distribuição pública. Dessa forma, o capital social da Companhia passou a ser de R\$ 1.544.001.000,00, dividido em 456.853.000 ações ordinárias e 154.877.000 ações preferenciais. A homologação de referido aumento de capital foi realizada na reunião do Conselho de Administração em 23 de abril de 2013.

Ainda em 2013, a Companhia venceu os leilões 06/2013 e 10/2013 realizados pela ANEEL para venda de energia, das PCHs Verde 08, com 30 MW e Antônio Dias, com 23 MW, respectivamente, cujos contratos de venda de energia foram rescindidos em 29 de maio de 2017; no mesmo ano a Companhia adquiriu a autorização para implantação da UHE La Virgen com capacidade instalada de 93,8 MW, localizada no Peru.

Em 2014, a Alupar venceu o Lote C do leilão ANEEL 001/2014 (ELTE), que consiste na construção e exploração de 2 subestações (Domênico Rangoni - 345/138 kV, e Manoel da Nóbrega – 230/88 kV), além de 40 km em Linhas de transmissão com o objetivo de atender às cargas do litoral do estado de São Paulo.

Em abril de 2016, a Alupar venceu os Lotes I (ETAP) - investimento Aneel de R\$ 284,9 milhões,

com uma RAP de R\$ 48,5 milhões e T (ETC) - investimento Aneel de R\$ 151,0 milhões, com uma RAP de R\$ 28,1 milhões, do leilão Aneel 13/2015, em que obteve a concessão de instalações de transmissão em tais áreas.

Em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária, realizada em 19 de maio de 2016, foi aprovado o aumento de capital privado da Companhia no valor total de até R\$ 349.999.997,30, mediante a emissão para subscrição privada de até 85.365.853 novas ações, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal, sendo 63.009.025 ações ordinárias e 22.356.828 ações preferenciais, com a possibilidade de homologação parcial caso houvesse subscrição de, no mínimo, R\$ 100.000.045,50, mediante a emissão de, no mínimo, 24.390.255 novas ações ordinárias, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal.

Em 23 de agosto de 2016, nosso Conselho de Administração aprovou a homologação do aumento de capital, equivalente a R\$349.999.997,30, por meio da emissão de 85.365.853 ações, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal, sendo 63.009.025 ações ordinárias e 22.356.828 ações preferenciais, passando dos atuais R\$ 1.798.533.199,20 para R\$ 2.148.533.196,50. Tal emissão de ações, buscou atender o plano de negócios da empresa e aumento da liquidez das units da Companhia.

Em outubro do mesmo ano, a Alupar venceu o leilão Aneel 13/2015 – 2ª Etapa, dos Lotes 2 (TPE)- investimento Aneel de R\$ 1.268,7 milhões, com uma RAP de R\$ 214,7 milhões e 6 (TCC), - investimento Aneel de R\$ 698,8 milhões, com uma RAP de R\$ 146,0, por meio de sua controlada EATE do Lote 22 (ESTE) - investimento Aneel de R\$ 485,8 milhões, com uma RAP de R\$ 101,0 milhões e a licitação UPME 07 – 2016 (Transmissora Colombiana de Energia), por meio de sua controlada Alupar Colômbia.

Em 04 de abril de 2017, o Conselho de Administração aprovou o aumento de capital social da Companhia, mediante a emissão de 45.520.639 ações ordinárias e 82.704.360 ações preferenciais, representadas por 45.520.639 de Units, as quais foram objeto de oferta pública primária com esforços restritos de colocação, nos termos da Instrução CVM 476 (atual Resolução CVM 160, de 13 de julho de 2022).

Ainda, em abril de 2017, a Alupar venceu o leilão ANEEL 05/2016 do Lote 19 TSM - investimento Aneel de R\$ 889,0 milhões, com uma RAP de R\$ 99,1 milhões, em que obteve a concessão de instalações de transmissão. Além disso, adquiriu participação societária nas Transmissoras ETB e EDTE.

Em 2018, através do Leilão Eletrobras nº 01/2018, para alienação das participações societárias e controladas em Sociedades de Propósito Específico da Eletrobrás, a APAETE, empresa formada pela Alupar em conjunto com o CSHG Perfin Apollo 16 Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia, sagrou-se vencedora do Lote O, adquirindo a participação societária detida pela Eletrobrás na AETE.

Em 2019, a Alupar adquiriu o controle societário da ETB, bem como adquiriu participação societária na transmissora AETE. Cabe ressaltar que, exceto a AETE, todos os ativos de transmissão e geração em operação foram desenvolvidos e implementados pela Alupar, comprovando a capacidade técnica da Alupar no desenvolvimento de projetos *Greenfield*.

Além disso, a Companhia teve duas subsidiárias que entraram em operação em 2019, três subsidiárias que entraram em operação em 2020, três subsidiárias que entraram em operação em 2021 e uma subsidiária que entrou em operação em fevereiro de 2022, conforme detalhado abaixo:

Empresa de Transmissão de Energia Agreste Potiguar S.A. (“**ETAP**”), da qual a Companhia possui 100% do capital social total, obteve, em 06/04/2019, autorização para início de operação comercial,

antecipando em aproximadamente 8 meses sua energização, prevista, conforme cronograma da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, para 27/12/2019. Esta antecipação, permitiu a Companhia o recebimento de uma RAP adicional de R\$ 35,9 milhões. O investimento unitizado nas instalações foi de R\$ 167,7 milhões, 49% inferior ao orçamento da ANEEL de R\$ 330,2 milhões. A relação RAP/Investimentos foi de 32%.

Empresa Transmissora Capixaba S.A. (“**ETC**”), da qual a Companhia possui 100% do capital social total, obteve, em 23/09/2019, autorização para início de operação comercial. O investimento unitizado das instalações foi de R\$ 141,6 milhões, 19% inferior ao orçamento da ANEEL de R\$ 175,7 milhões. A relação RAP/Investimentos foi de 23%.

Empresa Diamantina de Transmissão de Energia S.A. (“**EDTE**”), da qual a Companhia possui 25,06% do capital social total, obteve, em 20/01/2020, autorização para início de operação comercial. O investimento unitizado das instalações foi de R\$ 356,0 milhões, 18% inferior ao orçamento da ANEEL de R\$ 436,5 milhões. A relação RAP/Investimentos foi de 19%.

Empresa de Transmissão Baiana S.A. (“**ETB**”), da qual a Companhia possui 65% do capital social total, obteve, em 24 de julho de 2020, autorização para início da operação comercial do Trecho composto pela Linha de Transmissão de 500 kV Juazeiro III – Ourolândia II e em outubro, recebeu do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, o Termo de Liberação Definitivo – TLD, autorizando o início da operação comercial do Trecho composto pela Linha de Transmissão de 500 kV Bom Jesus da Lapa II - Gentio do Ouro II, a partir de 16 de outubro de 2020. O investimento das instalações a ser unitizado foi de aproximadamente R\$ 755,7 milhões, redução de 13% em relação ao orçamento da ANEEL de R\$ 872,0. Relação RAP/Investimentos de 19,0%.

Transmissora Paraíso de Energia S.A. (“**TPE**”) da qual a Companhia possui 65,70% do capital social total, obteve em 30 de outubro de 2020, o Termo de Liberação de Receita – TLR, o qual autoriza o recebimento de receita a partir de 25 de outubro de 2020, devido a disponibilização das instalações de transmissão para o Sistema Interligado Nacional – SIN, antecipando o início do recebimento da RAP em aproximadamente 16 meses do cronograma da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, previsto para 09 de fevereiro de 2022. Esta antecipação, permitirá a Companhia o recebimento de uma RAP adicional de R\$ 324,5 milhões. O investimento das instalações a ser unitizado foi de aproximadamente R\$ 1.226,5 milhões, redução de 17% em relação ao orçamento da ANEEL de R\$ 1.470,6 milhões. Relação de RAP/Investimentos de 20%.

Transmissora Caminho do Café S.A. (“**TCC**”) da qual a Companhia possui 65,70% do capital social total, recebeu do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, o Termo de Liberação Definitivo – TLD, o qual autoriza o recebimento de receita a partir de 19 de março de 2021, antecipando em aproximadamente 11 meses sua energização, prevista, conforme cronograma da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, para 09 de fevereiro de 2022. Esta antecipação, permitirá a Companhia o recebimento de uma RAP adicional de R\$ 165,3 milhões. O investimento das instalações a ser unitizado foi de aproximadamente R\$ 759,7 milhões, 9% inferior ao orçamento ANEEL de R\$ 837,4 milhões. Relação RAP/Investimentos de 22%.

Transmissora Serra da Mantiqueira S.A. (“**TSM**”) da qual a Companhia possui 65,70% do capital social total, obteve em 29 de dezembro de 2021, o Termo de Liberação Definitivo – TLD, o qual autoriza o recebimento de receita a partir de 23 de dezembro de 2021, devido a disponibilização das instalações de transmissão para o Sistema Interligado Nacional – SIN, antecipando o início do recebimento da RAP em aproximadamente 8 meses do cronograma da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, previsto para 11 de agosto de 2022. Esta antecipação, permitirá a Companhia o recebimento de uma RAP adicional de R\$80,0 milhões. O investimento das instalações a ser unitizado foi de aproximadamente R\$768,5 milhões, redução de 33% em relação

ao orçamento da ANEEL de R\$1.139,4 milhões. Relação de RAP/Investimentos de 16%.

Empresa Sudeste de Transmissão de Energia S.A. (“**ESTE**”), na qual a Companhia possui 50,02% do capital social total, obteve em 18 de fevereiro de 2022, o Termo de Liberação de Receita – TLR, o qual autoriza o recebimento de receita a partir de 09 de fevereiro de 2022, devido a disponibilização das instalações de transmissão para o Sistema Interligado Nacional – SIN. Adicionalmente em 13 de março de 2023, obteve do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, o Termo de Liberação Definitivo – TLD, autorizando o início da operação comercial definitiva das instalações de transmissão, a partir de 03 de março de 2023. O empreendimento corresponde ao lote 22, do leilão de transmissão nº 013/2015 (parte 2) realizado em outubro de 2016, localizado nos Estados de Minas Gerais e Espírito Santo e consiste na implantação da linha de transmissão de 500 kV Mesquita - João Neiva 2, com 236 km de extensão e a subestação João Neiva 2, 500/345 kV e tem uma Receita Anual Permitida (“**RAP**”) associada de R\$ 135,2 milhões para o ciclo 2022_2023. O investimento das instalações unitizado foi de aproximadamente R\$ 495,4 milhões (relação RAP/CAPEX: 25%).

Ainda, em 2020 foram emitidas as outorgas viabilizando a implantação de dois parques eólicos que fazem parte do Complexo Eólico Agreste Potiguar no município de Jandaíra no Estado do Rio Grande do Norte. Estes dois parques têm, juntos, capacidade de instalada de 63,0 MW, sendo o início da implantação no 3T21 e a entrada em operação nos meses de julho/23 (EAP I – AW São João) e setembro/23 (EAP II – AW Santa Régia).

Em 2 de março de 2021, a ANEEL recebeu da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) os cálculos de extensão da concessão das usinas que vierem a aderir à repactuação do risco hidrológico do Ambiente de Comercialização Livre – ACL, conforme normas contidas na Resolução Normativa Aneel nº 895/2020 e o previsto na Lei 14.052, de 8 de setembro de 2020.

Em julho 2021, a UHE La Virgen obteve autorização, conforme Despacho 1139-2021 do COES (Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional) para iniciar a operação comercial das três unidades geradoras (“UG1, UG2 e UG3”), que somadas possuem capacidade instalada de 93,76 MW.

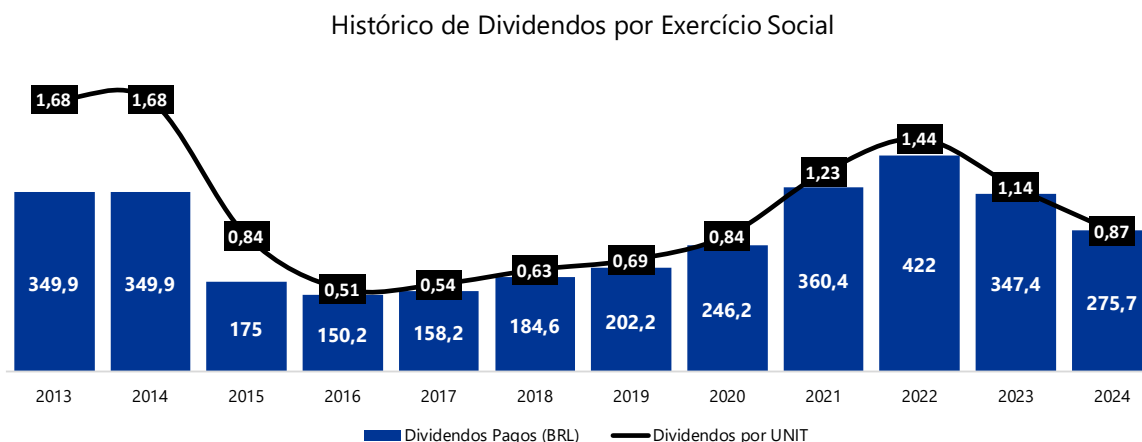
Em dezembro de 2021, a TCE recebeu do Ministerio de Minas y Energia da Colômbia, segundo a Resolução 40394, datada de 13/12/2021, a extensão do prazo da entrada em operação alterando assim a data de entrada em operação para 03/07/2023. Entretanto, a Resolução CREG 015 de 2017, estabeleceu à TCE o direito de recebimento da RAP, mesmo em estágio pré-operacional.

Ainda no mesmo ano a Companhia exerceu o seu direito para a aquisição da totalidade das ações preferenciais detidas pelo FI-FGTS de emissão da Foz do Rio Claro, concluindo a transação de transferência da totalidade de 32.793.440 ações preferenciais de emissão de Foz do Rio Claro detidas pelo FI-FGTS, correspondente a 80% (oitenta por cento) da totalidade das ações preferenciais emitidas por esta subsidiária.

Em novembro de 2022, com o objetivo estabelecer as principais diretrizes, critérios e procedimentos para a distribuição de dividendos aos acionistas, visando a facilitar a compreensão dos acionistas e demais partes interessadas, além de buscar garantir a perenidade e a sustentabilidade financeira da Companhia no curto, médio e longo prazo, a Companhia publicou sua Política de Dividendos, estabelecendo que, caso os 25% do lucro líquido do exercício social representem menos que os 50% do lucro líquido regulatório, a Companhia remunerará os seus acionistas em montante equivalente a, no mínimo, 50% do lucro líquido regulatório (resultado que melhor expressa o fluxo de caixa da Companhia) e buscará remunerar os seus acionistas trimestralmente, sendo os pagamentos realizados no prazo máximo de 60 dias contados da data da deliberação de sua distribuição, salvo deliberação em contrário da Assembleia Geral ou do Conselho de Administração,

conforme aplicável.

Segue abaixo histórico de distribuição de proventos feitos pela Companhia:



Em dezembro de 2022, a Companhia sagrou-se vencedora do Lote 06 do Leilão 02/2022 - ANEEL, através do consórcio Olympus XIV. Em janeiro de 2023, a Companhia tomou conhecimento de que os ministros do Tribunal de Contas da União (“TCU”) decidiram, em sessão colegiada ordinária do plenário, pela retirada do mesmo lote do leilão. Após pedido de reexame submetido pela Aneel, a decisão foi revertida em 29 de novembro de 2023, em favor da manutenção do lote 6 no leilão ANEEL 02/2022, permitindo a realização dos trâmites de homologação e adjudicação do referido empreendimento.

Considerando o forte crescimento baseado em disciplina financeira e alocação eficiente de capital, a Alupar encerrou o ano de 2022 com 7.964 km de linhas de transmissão de energia distribuídas em 30 sistemas de transmissão em operação ou em fase de implantação e com um portfólio de Geração renovável formado por oito usinas hidrelétricas e sete parques eólicos e um parque solar, tendo uma capacidade instalada total de 798,5 MW, da qual 124,7 MW se referem a operações ainda em desenvolvimento.

Em março de 2023, a Resolução Autorizativa nº 13.908/2023, estabeleceu a extensão da outorga das PCHs Queluz e Lavrinhas, nos termos da Lei 14.120/21, que alterou o artigo 26 da Lei nº 9.427/96, incluindo a possibilidade de ajuste do prazo de outorga de autorização de geração que entraram em operação antes de 1º de setembro de 2020 e que não tenham sido objeto de penalidade por descumprimento do cronograma de implantação.

Em abril de 2023 a Companhia celebrou com a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras, Acordo de Acionistas da Transnorte Energia S.A., com o objetivo de regular suas relações como acionistas da Companhia, estabelecendo as diretrizes, os direitos e obrigações recíprocas que viabilizem a construção e exploração do empreendimento, incluindo a participação de cada uma delas na administração da Companhia, a organização e competência de seus órgãos, a regulamentação do exercício de voto, das maiorias qualificadas aplicáveis às deliberações das Assembleias Gerais e do Conselho de Administração da Companhia, do direito de preferência na aquisição de ações, na política de capitalização e financiamento, entre outras matérias. Desse modo, tendo em vista que a SPE está em atividade desde 2011, a formalização do acordo de acionistas representa um consenso quanto aos termos que disciplinam e delimitam as diretrizes, os direitos e obrigações recíprocas dos sócios perante a TNE, bem como demonstra o compromisso das empresas em dar continuidade a esta obra estrutural e de relevância ao país, contribuindo com a expansão da transmissão nacional, redução de geração via combustíveis fósseis e com o

aumento da Segurança Energética e do desenvolvimento econômico de Roraima, único Estado isolado do SIN.

Em maio de 2023, sua subsidiária, Empresa Litorânea de Transmissão de Energia S.A. ("ELTE") recebeu a Licença de Instalação nº 2747 ("LI") expedida pela Companhia Ambiental do Estado de São Paulo (CETESB), possibilitando o início da implantação da Linha de Transmissão 230 kV CD Henry Borden - Manoel da Nóbrega.

Em agosto de 2023, em mais um passo na estratégia da Companhia em diversificar em outros países, a controlada Alupar Peru S.A.C, sagrou-se vencedora do Grupo 02 do Concurso público Internacional para Outorgar Projetos em Concessão realizado no Peru para construção/exploração das subestações: ITC SE Lambayeque Norte 220 kV com seccionamento de LT 220 kV; Chiclayo Oeste – La Niña/ Felam com ampliações e subestações associadas e; SE Piura Este de 220/60/22,9 kV, além de 9 km em linhas de transmissão. A vitória deste novo projeto marca a entrada da Companhia no segmento de transmissão contribuindo para a transição energética neste país.

Em outubro de 2023, firmamos um contrato com duas controladas da WEG S.A. para a formação de uma parceria de autoprodução por equiparação envolvendo a geração do parque eólico AW Santa Régia de titularidade ("EAP II"). O fechamento desta parceria contribui para a expansão dos nossos parques geradores, através de operações no mercado livre de energia. Essa iniciativa também reforça o posicionamento da Companhia no âmbito de uma transição energética mais sustentável e renovável, além de beneficiar a Companhia pela maior previsibilidade no seu resultado, decorrente do aumento do volume de energia contratada.

Em novembro de 2023, a Companhia sagrou-se vencedora do Grupo 02 do Leilão realizado no Chile conforme Decretos nº 257/22 e 229/21 (Direito de Construção de Obras Novas) e Decretos nº 200/22 e 185/2021 (Obras de Ampliação), para construção/exploração das subestações: Seccionadora El Pimiento - 220kV; Monte Blanco – 110kV e; El Lazo – 110kV, além de 15,7 km em linhas de transmissão (110 kV). Este novo projeto marca o retorno ao país após uma atuação bem-sucedida da Companhia entre os anos de 2005 e 2016.

Em dezembro de 2023, Companhia sagrou-se vencedora do leilão UPME 07/21 realizado na Colômbia para a construção e exploração das subestações Alcaraván (Nova), Santo Antonio (Ampliação), além de 100km de Linha de Transmissão em 230 kV. A vitória deste novo projeto reforça a consolidação da Alupar no segmento de transmissão neste país.

Consolidando o início de um novo ciclo de crescimento para a Companhia, em dezembro de 2023, a Companhia sagrou-se vencedora do Lote 02 do Leilão 02/2023 - ANEEL, através do consórcio Olympus XVI para construção/exploração de 551 km em linhas de transmissão distribuídas entre os estados de Goiás, Minas Gerais e São Paulo.

Em fevereiro de 2024, a sua controlada, UFV Pitombeira, localizado no complexo eólico Energia dos Ventos, no município de Aracati, Estado do Ceará, com potência instalada de 61,7 MWp e garantia física de 15,9 MW médios, obteve autorização para início da operação comercial, conforme despacho Aneel nº 438/24 publicado no Diário Oficial. O investimento das instalações a ser unitizado será de aproximadamente R\$ 249,5 milhões.

Em março de 2024, a Companhia sagrou-se vencedora do Lote 15 do Leilão 01/2024 - ANEEL, através do consórcio OLYMPUS XVII para a construção e exploração de 509 km de Linha de Transmissão em 500 kV (LT 500 kV São João do Paraíso - Padre Paraíso 2 C1, CS, com 175 km e LT 500 kV Padre Paraíso 2 - Mutum C1, CS, com 334 km).

Em junho de 2024, a Companhia sagrou-se vencedora um de Leilão realizado no Chile em 06 de março de 2024 conforme Ata de Avaliação de Oferta (Adjudicação) publicada em 31 de maio de

2024 relativo a 2 projetos, sendo: a) aporte de Potência de Curto Circuito de 1.851 MVA através da instalação de 3 conjuntos de Compensadores Síncronos nas imediações da Subestação Ana Maria, localizada no estado de Antofagasta e; b) aporte de Potência de Curto Circuito de 1.493 MVA através da instalação de 2 conjuntos de Compensadores Síncronos nas imediações da Subestação Illapa, localizada no estado de Atacama.

Ainda em junho de 2024, a Companhia sagrou-se vencedora de 2 projetos do concurso público correspondente ao segundo processo de reatribuição realizado no Peru, relativos a: a) construção e operação da subestação Maravilla 138/22,9 kV (Nova) e; b) construção e operação da subestação 138 kV/60 kV (subestação Puno Sur) com LT de 138kV com 9,5 km de extensão.

Em agosto de 2024, a Companhia sagrou-se vencedora do grupo 2 do leilão de adjudicação para construção e exploração de 5 projetos de transmissão realizado no Peru, sendo 176,5 km em linhas de transmissão 500/200/138 kV e 6 novas subestações 220/138/22,9 kV.

Por fim, em setembro de 2024, a Companhia sagrou-se vencedora do projeto runatullo decorrente do concurso público correspondente ao segundo processo de reatribuição de projetos de transmissão realizado no Peru em junho de 2024 para construção e exploração de 76 km em linhas de transmissão (138/60 kV) e de 2 novas subestações 138/60 kV, além de conexões em subestações existentes (60 kV). Com este último projeto, a Companhia aumenta sua presença na América Latina, além de consolidar o novo Ciclo de Crescimento através de projetos com retornos consistentes e, baseado, entre outras avenidas, na expansão geográfica em países com regulação sólida. No total, os investimentos da Alupar na América Latina totalizam US\$ 732,6 milhões até 2029, com uma RAP total contratada de US\$ 105,0 milhões.

Na data deste Formulário de Referência, a Alupar possui participação em 58 ativos controlados, sendo 42 concessões de sistemas de transmissão de energia elétrica, totalizando 9.578 km de extensão, por meio de concessões com prazo de 30 anos localizadas no Brasil, Colômbia, Chile e Peru. Do total de ativo, 27 estão operacionais, 15 em fase de implantação, que possuem cronograma de entrada em operação comercial entre 2024 - 2029. Em geração, a Alupar atua por meio de 4 UHEs, 4 PCHs, 7 parques eólicos e 1 parque solar, localizados no Brasil, Colômbia e Peru. O portfólio de ativos totaliza uma capacidade instalada de 798,5 MW em operação.

1.2 - Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

Somos uma das principais empresas do segmento de transmissão de energia do Brasil em termos de Receita Anual Permitida (“**RAP**”), de acordo com dados ANEEL referente ao último ciclo de reajuste de RAP (Resolução Homologatória nº 3.348 de 16/07/2024), com atuação também no segmento de geração de energia elétrica, o que nos garante uma previsível geração de caixa operacional, com receita ajustada pela inflação.

Nossos contratos de concessão estabelecem os valores de receita que receberemos ao longo do período de concessão. A RAP é contratada junto ao poder concedente na outorga das concessões e está sujeita à disponibilidade das linhas de transmissão, e não ao volume de energia transmitida. Segundo nossos contratos de transmissão, as RAPs de todas as nossas linhas de transmissão são ajustadas anualmente pela inflação, e há linhas de transmissão sujeitas a uma revisão tarifária nos anos 5, 10 e 15 da concessão, o que implica um reposicionamento adicional, com base na variação do custo de capital de terceiros, mais especificamente na TJLP, conforme regido nos editais de licitação das linhas de transmissão. Nos últimos cinco anos, nossas linhas de transmissão registraram baixos índices de interrupção de energia em relação à média da indústria.

No segmento de transmissão possuímos 42 concessões, conforme detalhado abaixo:

Empresa	Prazo da Concessão		Início da Operação	Extensão da Linha	RAP/RBNI (Ciclo 2023-24) ¹	RAP/RBNI (Ciclo 2024-25) ²	Índice
	Início	Fim					
ETEP	12/06/2001	12/06/2031	25/08/2002	323 km	R\$ 85,22	R\$ 84,97	IGP-M
ENTE	11/12/2002	11/12/2032	12/02/2005	464 km	R\$ 195,12	R\$ 194,44	IGP-M
ERTE	11/12/2002	11/12/2032	15/09/2004	179 km	R\$ 44,43	R\$ 44,49	IGP-M
EATE	12/06/2001	12/06/2031	10/03/2003	924 km	R\$ 379,02	R\$ 378,05	IGP-M
ECTE	01/11/2000	01/11/2030	26/03/2002	252,5 km	R\$ 82,38	R\$ 82,11	IGP-M
STN	18/02/2004	18/02/2034	01/01/2006	541 km	R\$ 171,74	R\$ 171,48	IGP-M
Transleste	18/02/2004	18/02/2034	18/12/2005	150 km	R\$ 35,35	R\$ 35,23	IGP-M
Transudeste	04/03/2005	04/03/2035	23/02/2007	140 km	R\$ 21,91	R\$ 21,84	IGP-M
Transirapê	15/03/2005	15/03/2035	23/05/2007	65 km	R\$ 42,67	R\$ 44,87	IGP-M
STC	27/04/2006	27/04/2036	08/11/2007	195 km	R\$ 36,32	R\$ 33,75	IPCA
Lumitrans	18/02/2004	18/02/2034	03/10/2007	51 km	R\$ 23,09	R\$ 23,02	IGP-M
ETES	20/04/2007	20/04/2037	12/12/2008	107 km	R\$ 21,52	R\$ 19,58	IPCA
EBTE	16/10/2008	16/10/2038	11/07/2011	942 km	R\$ 63,00	R\$ 66,66	IPCA
TME	19/11/2009	19/11/2039	22/11/2011	348 km	R\$ 67,67	R\$ 70,33	IPCA
ESDE	19/11/2009	19/11/2039	22/01/2014	Subestação	R\$ 18,21	R\$ 18,92	IPCA
ETEM	12/07/2010	12/07/2040	16/12/2011	235 km	R\$ 18,76	R\$ 19,50	IPCA
ETVG	23/12/2010	23/12/2040	23/12/2012	Subestação	R\$ 19,00	R\$ 19,25	IPCA
TNE	25/01/2012	25/01/2042	Pré-Oper.	715 km	R\$ 380,26	R\$ 395,19	IPCA
ETSE	10/05/2012	10/05/2042	01/12/2014	Subestação	R\$ 34,49	R\$ 35,84	IPCA
ELTE	05/09/2014	05/09/2044	Pré-Oper.	Subestação+40km	R\$ 84,15	R\$ 87,45	IPCA
ETAP	02/09/2016	02/09/2046	06/04/2019	Subestação+20km	R\$ 70,75	R\$ 73,53	IPCA
ETC	02/09/2016	02/09/2046	23/09/2019	Subestação	R\$ 41,08	R\$ 42,70	IPCA
TPE	10/02/2017	10/02/2047	25/10/2020	541 km	R\$ 299,19	R\$ 310,93	IPCA
TCC	10/02/2017	10/02/2047	19/03/2021	288 km	R\$ 203,12	R\$ 211,10	IPCA
ESTE	10/02/2017	10/02/2047	09/02/2022	236 km	R\$ 140,53	R\$ 146,04	IPCA
TSM	11/08/2017	11/08/2047	23/12/2021	330 km	R\$ 139,35	R\$ 141,56	IPCA
ETB	27/09/2016	27/09/2046	16/10/2020	446 km	R\$ 178,23	R\$ 185,22	IPCA
EDTE	01/12/2016	01/12/2046	20/01/2020	170 km	R\$ 86,94	R\$ 90,35	IPCA
AETE	18/02/2004	18/02/2034	19/08/2005	193 km	R\$ 41,13	R\$ 40,95	IGP-M
TECP (Lote 6)	22/12/2023	22/12/2053	Pré-Oper.	Subestação	R\$ 69,50	R\$ 75,42	IPCA
TAP	03/04/2024	03/04/2054	Pré-Oper.	551km	R\$ 239,50	R\$ 251,00	IPCA
TPC	28/06/2024	28/06/2054	Pré-Oper.	1 Subestação + 509km	-	R\$ 154,40	IPCA
TCE (Colômbia)	22/11/2016	Perpétua	Pré-Oper.	235 km	R\$ 145,19	R\$ 171,53	PPI
TCN (Peru)	29/11/2023	30 Anos pós-COD	Pré-Oper.	2 Subestações+9km	R\$ 25,64	R\$ 30,34	PPI
TES (Chile)	17/01/2025	Perpétua	Pré-Oper.	3 Subestações+15,7km	R\$ 27,25	R\$ 32,19	PPI
TEL (Colômbia)	14/06/2024	Perpétua	Pré-Oper.	2 Subestações+100km	R\$ 32,38	R\$ 38,26	PPI
Ana Maria (Chile)	06/06/2024	25 Anos pós-COD	Pré-Oper.	Compensador Sincrono	-	R\$ 65,02	PPI
Illapa (Chile)	06/06/2024	25 Anos pós-COD	Pré-Oper.	Compensador Sincrono	-	R\$ 55,11	PPI
Maravilla (Peru)	11/06/2024	30 Anos pós-COD	Pré-Oper.	1 Subestação	-	R\$ 8,05	PPI
Puno Sur (Peru)	11/06/2024	30 Anos pós-COD	Pré-Oper.	1 Subestação + 9,5km	-	R\$ 11,77	PPI
Grupo 2 (Peru)	19/11/2024	30 Anos pós-COD	Pré-Oper.	6 Subestações + 177km	-	R\$ 370,92	PPI
Runatullo (Peru)	26/11/2024	30 Anos pós-COD	Pré-Oper.	2 Subestações + 76km	-	R\$ 38,39	PPI
TOTAL				9.578 km	R\$ 3.564	R\$ 4.392	

1) Para as RAPs em moeda estrangeira: USD 1,0 – BRL 5,24 (31/05/2024) / 2) USD 1,0 – BRL 6,19 (30/12/2024) (Fonte: BACEN)

Por sua vez, nossas atividades de geração de energia elétrica concentram-se 100% em fontes renováveis, conforme tabela abaixo:

	Prazo da Concessão		Início da Operação	Capital Total ⁽¹⁾	Capacidade	Garantia Física – MW
	Início	Fim			Instalada - MW	
Queluz	Abr/04	Ago/48	Ago/11	68,83%	30,0	21,4
Lavrinhas	Abr/04	Set/48	Set/11	61,00%	30,0	21,4
Foz do Rio Claro	Ago/06	Dez/46	Ago/10	100,00%	68,4	37,1
São José - Ijuí	Ago/06	Fev/46	Mar/11	100,00%	51,0	28,9
Ferreira Gomes	Nov/10	Jun/47	Nov/14	100,00%	252,0	145,5
Energia dos Ventos	Jul/12	Jul/47	Mar/16	100,00%	98,7	50,9
Morro Azul (Risarlada)	Jan/09	Vitalícia	Set/16	99,97%	19,9	13,2
Verde 08	Out/12	Nov/44	Mai/18	85,00%	30,0	18,7
La Virgen	Out/05	Vitalícia	Jul/21	84,58%	93,8	59,2
EOL Agreste Potiguar						
AW Santa Régia	Jan/20	Jan/55	Set/23	100,00%	37,8	21,7
AW São João	Jan/20	Jan/55	Jul/23	100,00%	25,2	14,1
UFV Pitombeira	Nov/20	Nov/55	Fev/24	100,00%	61,7 ⁽²⁾	15,9
TOTAL					798,5	448,0

(1) Participação Direta e Indireta | (2) MWp

Segue abaixo a distribuição geográfica dos ativos de Transmissão e Geração:



Nossas usinas hidrelétricas e PCHs no Brasil, fazem parte do Mecanismo de Realocação de Energia (“MRE”). Este mecanismo permite a comercialização da energia assegurada que nos foi atribuída, independentemente da produção real de energia, desde que as usinas integrantes do MRE, como um todo, tenham gerado energia suficiente para tal. Com isso, mitigamos o risco hidrológico e asseguramos previsibilidade na geração de caixa de nossos ativos já contratados sob esta estrutura.

No segmento de transmissão de energia, responsável por 80,5% da nossa receita bruta total no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 (considerando os números consolidados, conforme Demonstrações Financeiras de 2024), dependemos principalmente da nossa eficiência operacional para gerar resultados superiores e auferimos nossas receitas com base na disponibilidade de nossas linhas, e não no volume de energia transmitido, motivo pelo qual acreditamos não estarmos expostos a riscos de demanda. Além disso, em 31 de dezembro de 2024, todas as nossas receitas provenientes de transmissão de energia e cerca de 72% da nossa receita proveniente de geração de energia, são geradas através de contratos de longo prazo reajustados pela inflação com baixo risco de crédito o que nos permite uma previsibilidade razoável na geração de caixa operacional. Para mais informações, ver item 1.1 deste Formulário de Referência.

(Em milhões de R\$, exceto %)	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de		
	2024	2023	2022
Receita Operacional Líquida	4.002,1	3.311,4	3.833,7
EBITDA	3.070,8	2.511,6	3.015,5
Margem EBITDA	76,7%	75,8%	78,7%
Lucro Líquido do Exercício – Atribuído aos acionistas controladores	1.086,1	694,1	918,5
Ativo Total	30.689,0	28.436,1	27.933,8
Dívida Bruta ⁽¹⁾	12.683,0	11.774,4	11.636,1

⁽¹⁾ Dívida bruta (empréstimos, financiamentos e debêntures, do passivo circulante e do passivo não circulante).

	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de		
	2024	2023	2022
Km de Linhas de Transmissão em Operação	7.141	7.139	7.139
Km de Linhas de Transmissão em Implantação	2.438	1.666	990
Capacidade Instalada de Geração em Operação	798,5	736,8	673,8
Capacidade Instalada de Geração em Implantação	0	61,7	147,7

Material Informativo sobre a transmissora Transnorte Energia S.A. - TNE

SISTEMA DE TRANSMISSÃO MANAUS – BOA VISTA

O sistema de transmissão de energia elétrica entre Manaus e Boa Vista, denominado Linhão Manaus – Boa Vista, é composto por:

- 1 Linha de Transmissão (LT) de 500 kV em circuito duplo;
- 3 Subestações (SE): SE Lechuga – ampliação; SE Equador – nova e; SE Boa Vista – nova.

Esse empreendimento interligará os sistemas elétricos de Manaus e de Boa Vista e será responsável por incluir o estado de Roraima no Sistema Interliga- do Nacional - SIN, visto que

atualmente é o único Estado da Federação sem conexão a esse sistema de rede que abastece todo o país.

A LT 500 kV Manaus – Boa Vista e subestações associadas preveem a implantação de 1.388 torres ao longo de 715 km, sendo:

- 393 km no trecho entre a SE Engenheiro Lechuga, em Manaus, e a SE Equador, em Rorainópolis, já em território roraimense;
- 328 km no trecho entre a SE Equador e a SE Boa Vista, no município de Boa Vista.

Em seu trajeto, a LT interceptará 9 municípios: Manaus, Presidente Figueiredo e Rio Preto da Eva, no Estado do Amazonas; São Luiz, Rorainópolis, Mucajaí, Caracaraí, Cantá e Boa Vista, no Estado de Roraima.

O empreendimento também engloba a implantação do Compensador Estático de Reativos – CER na Subestação Boa Vista. Tal equipamento, cuja função é gerar maior segurança energética ao sistema e mais qualidade na energia distribuída, já foi implantado pela TNE, estando em operação desde maio/2015.



BENEFÍCIOS PROPORCIONADOS PELO LINHÃO MANAUS – BOA VISTA

Conexão ao SIN – Sistema Interligado Nacional

A TNE contribui para interligar os subsistemas e para mitigar as consequências do risco de fornecimento de energia regional, permitindo a importação e exportação de energia dentre as regiões do país, uma vez que foram conectadas as grandes áreas geradoras com os principais mercados consumidores de energia. Ainda hoje, Roraima é o único estado da federação não conectado ao SIN.

Redução no consumo de combustíveis e na emissão de poluentes (CO₂)

A interligação de Boa Vista ao Sistema Interligado Nacional – SIN abrirá caminho para a diminuição do consumo de combustíveis fósseis destinado às termelétricas locais. O assunto foi objeto de avaliação pela Assessoria Econômica (ASSEC) do Ministério de Minas e Energia, que concluiu, por meio da Nota Técnica 1/2021/SEE-MME, que a interligação traz um potencial de redução de custos da ordem de R\$ 36 milhões por mês (R\$ 432 milhões/ano), referenciados a janeiro de 2021.

Em 2010, o projeto foi concebido com o objetivo de diminuir a dependência do fornecimento ineficiente de energia da Venezuela. Com o passar dos anos, houve evolução no cenário energético do Sistema de Boa Vista, incluindo a implementação de novas usinas termelétricas a diesel e a gás natural. Como resultado dessas mudanças, o perfil das fontes de energia em 2024 é mais diversificado e apresenta uma redução significativa no fator de emissão de gases de efeito estufa associado ao sistema de transmissão.

Fortalecimento da economia local

O empreendimento contribuirá para o desenvolvimento econômico de Roraima, visto que representa a independência energética do estado, possibilitando a geração de emprego e renda para seus cerca de 716 mil habitantes¹.

Com relação à mão de obra a ser utilizada na construção do linhão e subestações, atingiu-se 3.800 empregos diretos.

A chegada de trabalhadores, construtoras e outras empresas especializadas deve gerar efeitos positivos na economia, através:

- Do favorecimento do comércio local, devido à compra de materiais, e prestação de serviços diversos como hotéis, pensões e restaurantes, entre outros;
- Além de possibilitar um aumento na arrecadação de impostos pelos municípios e estado.

Investimentos em prol da preservação ambiental

Em relação aos possíveis impactos ambientais gerados pelo empreendimento, a TNE elaborou um Plano Básico Ambiental, aprovado pelo IBAMA, no qual estão previstos programas e ações que visam a potencialização dos impactos positivos e minimização dos negativos decorrentes da obra.

A previsão é que a TNE invista cerca de 57,5 milhões em ações ambientais e socioambientais durante a Implantação e Operação da Linha de Transmissão. Além disso, está previsto o repasse de cerca de R\$ 15,9 milhões a projetos a serem executados nas unidades de conservação, como compensação ambiental pela construção do empreendimento.

A LINHA DE TRANSMISSÃO (LT) E A TERRA INDÍGENA (TI)

A Terra Indígena (TI) Waimiri Atroari possui área de 2.586.000 hectares e atualmente tem população aproximada de 2.591 indígenas.

A Linha de Transmissão (LT) Manaus – Boa Vista atravessa cerca de 122 km no interior da TI, sendo que nesse trecho o traçado seguirá paralelo à BR-174, prioritariamente do lado esquerdo, no sentido Manaus para Boa Vista. Todos os programas ambientais e procedimentos operacionais e construtivos foram apresentados e discutidos com a comunidade indígena e aprovados pela FUNAI e IBAMA, visando assegurar que o impacto seja o menor possível na vida, na rotina e na terra dos Waimiri Atroari.

- Conforme condicionante da Licença Prévia 522/2015, a execução de obras dentro da TI tem um limite de frentes de serviços concomitantes;
- Nesse trecho todas as torres serão alteadas (cerca de 100 metros de altura) e autoportantes, de forma que os cabos condutores permaneçam acima da copa das árvores, minimizando a supressão vegetal necessária;
- Os locais para a instalação das torres de transmissão foram definidos em conjunto com as lideranças indígenas em um trabalho participativo. As torres estão próximas da faixa de

¹Fonte: IBGE – link: <https://cidades.ibge.gov.br/brasil/rr/panorama>

domínio da BR-174, a distâncias que variam entre 30 e 50 metros. Como resultado, a área total diretamente afetada pela Linha de Transmissão Manaus – Boa Vista (acessos, praças de torre e praças de lançamento) dentro da TI é de aproximadamente 65 hectares, correspondendo a 0,0025% da área total da terra indígena;

- A faixa de servidão da linha de transmissão dentro da área indígena (70 metros de largura nos 122 km de traçado) totaliza uma área de aproximadamente 850 hectares, correspondendo a 0,033% da TI. Vale lembrar que esta área não será afetada pelo empreendimento, pois não haverá supressão vegetal ou abertura de faixas e nem impedimento da realização das atividades regulares de agricultura, caça e pesca;
- As torres serão pré-montadas em canteiro fora da TI, até o tamanho máximo que permita o transporte, sendo posteriormente levadas para as frentes de obra;
- O lançamento de cabos da linha de transmissão será feito, sempre que possível, com a utilização de drones, dispensando a necessidade da abertura de faixa de serviço contínua entre as torres na extensão da linha;
- As atividades construtivas estão sendo realizadas apenas no período diurno;
- Todas as vias que serão abertas para o acesso à praça das torres, a partir da BR-174, deverão contar com porteira na entrada (trancada com cadeado) e uma placa sinalizando as regras que devem ser obedecidas no interior da TI;
- Estão sendo implantadas placas bilíngues, em português e kinjara (língua Waimiri Atroari) nas áreas de obras dentro da TI;
- As refeições são preparadas fora da terra indígena, sendo transportadas diariamente até as frentes de obra;
- Todos os resíduos gerados são transportados para fora da TI, sendo destinados em local adequado;
- Todas as etapas das obras dentro da TI (abertura de acessos, implantação de fundações, montagem de torres e lançamento de cabos) são previamente apresentadas e detalhadas em reuniões com representantes dos Waimiri Atroari, possibilitando o acompanhamento por equipes indígenas.
- Todas as equipes e profissionais envolvidos nas obras são instruídos de modo que:
 - Só podem acessar o interior da TI Waimiri Atroari após a emissão da autorização de ingresso em terra indígena pela FUNAI;
 - Realizam treinamento específico sobre as regras de conduta dentro da TI e deverão utilizar crachás de identificação durante a permanência na área.

Para a operação e manutenção da linha de transmissão deverá ser criado, junto aos indígenas e com o acompanhamento da FUNAI, um Protocolo para Realização da Manutenção da Linha, no qual serão pactuadas as regras para realização desta atividade, assim como ocorre com as atividades de manutenção da BR-174, feitas pelo DNIT. A manutenção da linha deverá ser previamente comunicada e realizada junto aos indígenas, a não ser em casos de emergência (ex.: queda de torre), não dispensando o comunicado e esclarecimentos que comprovem a emergência.

PROGRAMAS AMBIENTAIS DO PBA-CI

Dentro do Plano Básico Ambiental do Componente Indígena (PBA-CI) do linhão Manaus – Boa Vista estão previstos 24 programas socioambientais, além de uma série de ações de mitigação e compensação de impactos ao povo Waimiri Atroari, divididos da seguinte forma:

Programas de Mitigação

- Programa Gestão Ambiental Kinja;
- Programa de Comunicação Kinja;
- Plano Ambiental para a Construção;
- Plano de Ação de Emergências;
- Plano de Gerenciamento de Resíduos;
- Programa de Monitoramento de Controle e Qualidade da Água;
- Programa de Monitoramento e Controle de Ruídos;
- Programa de Afugentamento, Resgate e Manejo de Fauna;
- Programa de Prevenção de Acidentes com Fauna;
- Programa de Supressão Vegetal;
- Programa de Salvamento de Germoplasma;
- Programa de Reposição Florestal;
- Programa de Recuperação de Áreas Degradadas;
- Programa de Prevenção e Controle de Processos Erosivos;
- Programa de Educação Ambiental dos Trabalhadores;
- Programa de Educação Ambiental Kinja;
- Programa de Saúde;
- Programa de Segurança no Trânsito;
- Programa de Etnoarqueologia e Patrimônio Cultural.

Programas de Compensação

- Programa de Compensação Kinja;
- Programa de Fortalecimento do PWA – Proteção Territorial;
- Programa de Fortalecimento do PWA – Saúde Indígena;
- Programa de Fortalecimento do PWA – Apoio à Produção Indígena;
- Programa de Fortalecimento do PWA - Educação Indígena.

O PBA-CI, elaborado junto à comunidade Waimiri Atroari, foi analisado e traduzido para o idioma indígena. A TNE se comprometeu a investir, aproximadamente, R\$ 190 milhões em ações socioambientais durante a implantação e operação do empreendimento, sendo:

- R\$ 57 milhões em ações socioambientais durante implantação e operação do projeto;
- R\$ 114 milhões em ações de compensação pelos impactos irreversíveis e fortalecimento do Programa Waimiri Atroari; e
- R\$ 20 milhões para milhões estimados para compensação financeira pela perda patrimonial.

O escopo do PBA-CI abrange uma série de ações de mitigação e compensação de impactos.

Principais Ações de Mitigação

Comunicação Indígena

- Aquisição, implantação e manutenção de 97 kits de radiofonia (instalação nas aldeias e postos de fiscalização indígena);

- Fornecimento de cobertura de sinal de internet às aldeias e novos postos de fiscalização (incremento de 97 pontos de internet).

Fiscalização das Obras

- Construção do Centro de Gestão Ambiental;
- Construção do Centro de Tratamento de Animais Silvestres;
- Treinamento das equipes indígenas para acompanhamento das obras.

1.3 - Informações relacionadas aos segmentos operacionais

(a) produtos e serviços comercializados

Nossas atividades são a implementação, operação e manutenção de instalações de transmissão de energia elétrica e a geração de energia hidroelétrica e eólica no Brasil, na Colômbia, no Chile e no Peru, baseadas em contratos de concessão celebrados com o Poder Concedente, representado pela ANEEL no Brasil, pela Comisión Nacional de Energia e a Superintendencia de Electricidad y Combustibles do Ministério de Minería na Colômbia, pelo Ministério de Energía y Minas do Peru e pelo Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) no Chile.

Segmento de transmissão de energia elétrica

Atuamos no segmento de transmissão de energia elétrica no Brasil, Colômbia, Peru e Chile. Em 31 de dezembro de 2024, detínhamos 42 concessões de transmissão de energia elétrica: 27 operacionais no Brasil e 15 em fase de construção (sendo 5 no Brasil, 2 na Colômbia, 5 no Peru e 3 no Chile). Dessa forma, consolidamos 9.578 km de linhas de transmissão, que contam com uma receita anual contratada de R\$ 4.392,0 milhões para o ciclo de RAP 2024-2025 (inclui a receita dos empreendimentos em implantação no Brasil, Chile, Peru e Colômbia), sendo que R\$ 2.606,7 milhões deste montante se refere aos ativos operacionais, dos quais R\$1.466,0 milhões correspondentes a participação da Alupar nesses ativos operacionais.

Possuímos uma ampla rede nacional de transmissão em operação compostas por linhas aéreas e subestações com níveis de tensão variados. Nossas linhas de transmissão ocupam áreas nas quais detemos apenas o direito de passagem (mediante indenização). Dessa forma, certas faixas de transmissão são compartilhadas com outras empresas transmissoras de energia elétrica. A escolha de uma determinada faixa de transmissão depende de critérios técnicos e é seguida de negociação com os respectivos proprietários. Geralmente temos direito de passagem por vias públicas sem ônus, no entanto, precisamos pagar indenização quando utilizamos vias particulares. Ademais, em algumas ocasiões, dependemos de decisões judiciais para garantir nosso acesso a determinados locais. No entanto, tendo em vista o interesse público no desenvolvimento dos serviços de energia elétrica, ainda não encontramos dificuldades na instalação de novas linhas.

Estamos crescendo e consolidando cada vez mais nossa posição no setor. Com uma política de crescimento consistente e com alta eficiência operacional, conseguimos implementar novas transmissoras com grande eficiência.

Estamos expandindo nossa rede de transmissão por meio da implantação das transmissoras no Brasil (TNE, ELTE, TECP, TPC eTAP) e na América Latina (TCE, TCN, TES, SED, TER, TEP, TSA e TEL) que operarão sistemas de transmissão nos Estados do Amazonas, Roraima, Goiás, Minas Gerais e São Paulo, além de Colômbia, Peru e Chile. Para mais informações sobre os investimentos e plano de negócios da Companhia, vide item 2.10 deste Formulário de Referência.

Nossas atividades são caracterizadas pela necessidade de investimentos elevados durante a fase de construção e início de operação das instalações de transmissão de energia elétrica, enquanto a operação contínua dessas instalações exige investimentos de manutenção razoavelmente baixos. Desta forma, estamos sujeitos à contratação de financiamentos ou outras formas de captação de recursos.

Para mais informações acerca de nossos contratos de concessão relativos a nossos ativos e aos contratos de financiamentos associados, ver itens 1.16 e 2.1, respectivamente, deste Formulário de Referência.

Segmento de geração de energia

Parte de nossa receita operacional é proveniente da atividade de venda de energia elétrica gerada a partir de fontes renováveis pelas nossas controladas, no Brasil, Peru e na Colômbia. Em 31 de dezembro de 2024, tínhamos uma capacidade instalada de geração de energia em operação de 798,5 MW.

Diversificamos nossa matriz energética investindo em atividades de geração de médio e pequeno portes, tais como Usinas Hidrelétricas (“**UHEs**”), Pequenas Centrais Hidrelétricas (“**PCHs**”), parques eólicos e fotovoltaicos. Atualmente, possuímos em operação 575,1 MW proveniente de nossas UHEs e PCHs e outros 161,7 MW proveniente de 7 parques eólicos.

A energia a ser produzida pelas UHEs e PCHs controladas por nós será transmitida às distribuidoras por sistemas próprios ou de terceiros, que realizam a sua distribuição. Sob a perspectiva da comercialização, nossas UHEs (Foz do Rio Claro, Ijuí e Ferreira Gomes) possuem contratos de venda de energia para distribuidoras até o ano de 2044 e nossas PCHs Queluz e Lavrinhas possuem contratos de venda até o ano de 2025, a PCH Verde 08 possui contrato de venda no ambiente de contratação regulado até o ano de 2052, os parques eólicos Energia dos Ventos possuem energia contratada até 2035 e a PCH Morro Azul possui energia contratada até 2026, o parque eólico AW São João (EAP I), localizado no município de Jandaíra, no Estado do Rio Grande do Norte, venceu no 37º Leilão de Energia Nova A-5 de 2022, 10,0 MW médios pelo prazo de 15 anos, contados a partir de 01 de janeiro de 2027 e o parque eólico AW Santa Régia (EAP II) possui um contrato de autoprodução firmado com duas operações da WEG S.A. num total de 15,0 MW médios com vencimento em 2041.

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

Em 31 de dezembro de 2024, os principais segmentos operacionais da Alupar consistem nas atividades de transmissão e geração de energia elétrica. A Companhia também reporta em suas demonstrações financeiras os seguintes segmentos: (a) Holding que compreende as atividades financeiras de investimentos e corporativas não associadas aos segmentos operacionais reportáveis; e (b) “Outros” que compreende atividade de comercialização e serviços de Operação & Manutenção que por não serem relevantes não são reportados separadamente. No quadro abaixo demonstramos as receitas operacionais líquidas por segmento:

Segmento (em milhões de reais, exceto %)	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024	
	R\$	% do total
Transmissão	5.537,6	84,7%
Geração	850,0	13,0%
Outros	149,2	2,3%%
(-) Eliminações Controle Compartilhado	2.317,7	35,7%
(-) Eliminações Intercompanhia	217,0	3,3%
Total Receita Operacional Líquida	4.002,1	100%

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

No quadro abaixo demonstramos o lucro líquido do exercício por segmento.

Segmento (em milhões de reais, exceto %)	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024	
	R\$	% do total
Transmissão	2.023,3	59,16%
Geração	96,5	2,82%
Holding	1.300,3	38,02%
(-) Eliminações Controle Compartilhada	294,4	8,61%
(-) Eliminações Intercompanhia	1.265,8	37,01%
Lucro Líquido do exercício	1.859,9	100%

1.4 - Produção/Comercialização/Mercados

(a) características do processo de produção

(i) Transmissão de energia elétrica

A atividade de transmissão de energia elétrica inclui a implantação, operação e manutenção de linhas de instalações de transmissão, a qual é realizada em altas tensões (iguais ou superiores a 230 kV), por meio da transferência de energia elétrica por linhas de transmissão desde as instalações de geração até os centros de distribuição.

Nos países em que operamos, estamos inseridos em uma rede utilizada para o transporte dos grandes blocos de energia dos centros de produção até os centros de consumo, composto pelo conjunto de linhas de transmissão, barramentos, isoladores, transformadores de potência e equipamentos de subestação. Além de ter o objetivo de transporte de energia, tais redes são o vetor da otimização econômica do sistema e visam (i) ao uso ótimo dos recursos hidrológicos, explorando complementaridades de regime hidrológico das bacias; (ii) à postergação de parcela de investimentos de geração; (iii) à transmissão da energia gerada pelas usinas para os centros de carga; (iv) à integração entre os diversos elementos (geradores, distribuidores, etc.) para garantir a estabilidade e confiabilidade à rede; (v) à interligação entre as bacias hidrográficas e regiões com características hidrológicas heterogêneas de maneira a otimizar o uso da água; (vi) à integração energética com os países vizinhos como forma de otimizar os recursos e aumentar a confiabilidade do sistema; e (vii) melhoria da segurança elétrica, no controle de tensão e sobrecarga.

No Brasil, a maioria das linhas de transmissão interligam distâncias muito longas, tendo em vista que geralmente as usinas hidroelétricas encontram-se afastadas dos grandes centros de consumo de energia, salvo em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica.

De acordo com o SIN (Sistema Interligado Nacional), diferentes regiões do país podem trocar energia em casos de problemas de geração de energia hidroelétrica em uma das regiões devido a uma redução de seus níveis de reservatórios. Ante a extensão territorial brasileira e a diversidade climática, as estações de chuva são diferentes no Sul, Sudeste, Norte e Nordeste do Brasil, de modo que as linhas de transmissão de alta voltagem possibilitam que os locais com produção insuficiente de energia sejam abastecidos pelos centros geradores excedentes.

Por outro lado, o SIN é conhecido pelo acesso livre, direito previsto em lei e garantido pela ANEEL e pelo ONS. Segundo ele, qualquer agente do mercado de energia elétrica, produtor ou consumidor de energia elétrica tem direito a usar a Rede Básica. Desde que cumpram com certas exigências técnicas e legais, os consumidores livres também gozam desse direito.

Compete ao ONS a operação e administração da Rede Básica, bem como a administração da entrega de energia a partir de usinas em condições otimizadas, envolvendo o uso dos reservatórios hidroelétricos e o combustível de usinas térmicas do SIN.

Em 31 de dezembro de 2024, nosso sistema de transmissão consistia em 8.955,5 km de linhas de transmissão no Brasil, correspondente a cerca de 5,22% do total das linhas do SIN. Além disso, temos 335 km de linhas de transmissão na Colômbia, 272 km de linha no Peru e 15,7 km de linha no Chile.

Para mais informações sobre o setor de transmissão de energia elétrica, ver item 1.6 deste Formulário de Referência.

Riscos de interrupção da transmissão de energia elétrica

Dificuldades operacionais e interrupções não previstas ocasionadas por eventos fora de nosso controle e de nossas controladas, são alguns dos riscos que podem ocorrer na operação de complexas redes de sistemas transmissão de energia elétrica. Estes eventos adversos podem ocorrer em forma de acidentes, quebra ou falha de equipamentos e/ou processos, desempenho abaixo dos níveis de disponibilidade esperados, ineficiência dos ativos de transmissão e catástrofes (explosões, incêndios, fenômenos naturais, deslizamentos, sabotagem ou outros eventos similares).

As indisponibilidades programadas são decorrentes de paralisações para manutenções, seguindo rigorosos cronogramas que são antecipadamente negociados com o ONS, com o objetivo de minimizar ou evitar o impacto das mesmas no setor elétrico. Portanto, o impacto das indisponibilidades programadas em nosso negócio pode ser considerado de baixo risco ou até mesmo sem risco.

Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs)

PCHs são usinas hidrelétricas de pequeno porte cuja capacidade instalada é superior a 5 MW e igual ou inferior a 30 MW e cuja área ocupada por seu reservatório é inferior a 13 km². O reservatório de uma PCH típica não permite a homogeneização do fluxo da água. Quando não há homogeneização, convencionou-se interpretar que a PCH opera “a fio d'água”. Em PCHs, são comuns as situações em que a vazão disponível é menor do que a capacidade das turbinas, causando ociosidade. Em outras situações, as vazões são maiores do que a capacidade das máquinas, “vertendo” água. As PCHs são construídas, em sua maioria, em rios de médio porte que possuem desníveis significativos em seu percurso, gerando força hidráulica suficiente para movimentar pequenas turbinas.

O Protocolo de Kyoto estabeleceu metas de redução das emissões de gases de efeito estufa e criou mecanismos para o cumprimento de tais metas. As PCHs são elegíveis ao Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (“**MDL**”), status concedido aos projetos concebidos em países em desenvolvimento e que resultem em Redução Certificada de Emissões (“**RCEs**”). Para auxiliar no cumprimento de suas metas, os países que têm metas de redução compram créditos de carbono no mercado para auxiliar no cumprimento.

Parques Eólicos

A obtenção de energia eólica se dá por meio da energia cinética gerada pela migração das massas de ar provocada pelas diferenças de temperatura existentes na superfície do planeta. A geração eólica ocorre pelo contato do vento com as pás do aerogerador. Ao girar, as pás dão origem à energia mecânica que aciona o rotor do aerogerador que, por fim, produz a eletricidade. A quantidade de energia mecânica transferida e, portanto, o potencial de geração de energia elétrica está diretamente relacionado à densidade do ar, à área coberta pela rotação das pás e à velocidade do vento na altura de cada aerogerador.

Em comparação à construção de PCH, a construção de um parque eólico requer um processo simples, que consiste basicamente na preparação de fundações e posterior montagem dos aerogeradores, os quais são montados no local pelos fornecedores. Dessa forma, o investimento necessário por MW instalado para a construção de um parque eólico é proporcionalmente inferior ao investimento para construção de uma PCH.

Assim como nas PCHs, os Parques Eólicos são elegíveis ao MDL, status concedido apenas aos projetos que resultem em RCE em países em desenvolvimento.

A complexidade da operação de usinas eólicas decorre dos riscos associados às oscilações do regime de ventos, sobretudo no Brasil, onde há pouco histórico meteorológico de medição de ventos. Sob a perspectiva da produtividade, a escolha da região para a implantação dos parques eólicos está relacionada com melhores condições de ventos, os quais devem apresentar alta velocidade média e baixa volatilidade (oscilação da velocidade), gerando maior previsibilidade do volume de energia eólica a ser produzida.

Parques Solares

A obtenção de energia solar se dá por meio da captação da radiação solar incidente sobre a superfície terrestre, que é convertida em energia elétrica por diferentes tecnologias, sendo a mais comum o uso de painéis fotovoltaicos. A geração solar ocorre quando a luz do sol atinge as células fotovoltaicas presentes nos módulos, promovendo o movimento de elétrons e, assim, gerando corrente elétrica. A quantidade de energia gerada está diretamente relacionada à intensidade da radiação solar, ao ângulo de incidência da luz sobre os painéis e à eficiência dos módulos fotovoltaicos.

Em comparação à construção de PCH, a implantação de uma usina solar fotovoltaica apresenta processo mais simples e ágil, envolvendo principalmente a preparação do terreno, a instalação das estruturas de suporte e a montagem dos módulos fotovoltaicos, que são frequentemente fornecidos em estruturas modulares. Por isso, o investimento necessário por MW instalado em uma usina solar tende a ser proporcionalmente inferior ao de uma PCH.

Assim como nas PCHs, as usinas solares são elegíveis ao MDL, status concedido apenas aos projetos que resultem em RCE em países em desenvolvimento.

A complexidade da operação das usinas solares está associada às variações na incidência da radiação solar, que podem ser impactadas por fatores climáticos e atmosféricos, como a presença de nuvens, poeira ou sombreamento local. Sob a perspectiva da produtividade, a escolha da região para a instalação dos empreendimentos solares deve considerar alta irradiação solar anual e baixa variabilidade climática, de forma a garantir maior previsibilidade e estabilidade na geração de energia elétrica.

Para mais informações sobre o setor de geração de energia elétrica, ver item 1.6 deste Formulário de Referência.

Riscos de interrupção da geração de energia elétrica

A geração de energia elétrica está relacionada diretamente com o desempenho dos equipamentos das usinas, com o seu despacho na ordem de mérito econômico ou quando a usina é despachada para atendimento por restrições elétricas locais ou sistêmicas. A interrupção da geração pode ocorrer devido à falha ou indisponibilidade para manutenção.

Os riscos inerentes ao nosso processo de geração de energia elétrica podem ser expressos pelos seguintes indicadores de desempenho: (i) indisponibilidade das unidades geradoras; e (ii) taxa de falha. As indisponibilidades podem ser classificadas em dois grupos principais: (i) programadas; e (ii) forçadas.

As indisponibilidades programadas são decorrentes de paralisações para manutenções de unidades geradoras com o objetivo de minimizar ou evitar os impactos no sistema elétrico. Portanto, o impacto das mesmas nos negócios da empresa pode ser considerado de baixo risco ou até mesmo sem risco.

As indisponibilidades forçadas são aquelas oriundas de ocorrências de interrupção intempestivas que provocam ou requerem parada da unidade geradora ou a limitação parcial da capacidade de produção de energia.

A taxa de falha expressa a incidência de desligamentos forçados. A análise desse índice leva em consideração a origem da falha e seu impacto no sistema elétrico, que pode ser externo ou interno à instalação.

Para informações referentes aos seguros contratados para nossas atividades, ver item 1.16 deste Formulário de Referência.

(b) características do processo de distribuição

Não há qualquer processo de distribuição de produtos e serviços envolvidos em nossas atividades haja vista a natureza das atividades de transmissão e geração de energia elétrica.

Adicionalmente, não possuímos nenhuma empresa distribuidora de energia elétrica, tendo em vista que a legislação brasileira proíbe empresas que desenvolvam atividades relacionadas à geração ou à transmissão de energia elétrica de realizar atividades de distribuição de energia elétrica ao consumidor final. A energia produzida por nossas UHEs, PCHs e Parques Eólicos é transmitida às distribuidoras por sistemas próprios ou de terceiros, que realizam a sua distribuição.

(c) características dos mercados de atuação

Transmissão de Energia Elétrica

A ANEEL foi constituída em 26 de dezembro de 1996 pela Lei nº 9.427/96 como uma autarquia de regime especial vinculada ao MME e, desde então, tornou-se o órgão responsável pela regulação e fiscalização da geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica no Brasil.

Compete à ANEEL, entre outras atribuições, (i) outorgar concessão, permissão e autorização para a exploração de serviços de energia elétrica e aproveitamento de potencial hidrelétrico, incluindo a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica; (ii) analisar reajustes tarifários; (iii) supervisionar e fiscalizar as atividades das concessionárias, permissionárias e autorizadas de energia elétrica; (iv) editar regulamentos para o setor elétrico; (v) planejar, coordenar e desenvolver estudos sobre recursos hídricos; e (vi) autorizar, regular e fiscalizar a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (“CCEE”), entidade responsável pela contabilização e liquidação de operações de energia elétrica.

O SIN é formado pelo conjunto de subestações e linhas de transmissão de 230 kV ou mais, divididas em quatro subsistemas elétricos: Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte. Dessa forma, o SIN é utilizado para transportar grandes blocos de energia elétrica em modelo integrado entre as regiões brasileiras. Devido à extensão territorial e ao parque gerador predominantemente hidrelétrico brasileiro, o SIN desenvolveu-se utilizando uma grande variedade de níveis de tensão em função das distâncias entre as fontes geradoras e os centros de carga. Além disso, é vetor da otimização econômica em razão (i) do uso ótimo dos recursos hidrológicos; (ii) da exploração complementar de regime hidrológico das bacias; (iii) da postergação de parcela de investimentos de geração; (iv) da sinergia; (v) da visão de usina virtual; e (iv) da melhoria da segurança elétrica, no controle de tensão e sobrecarga.

No SIN, o sistema de transmissão da Rede Básica, utilizado para transportar grandes blocos de energia dos centros de produção até os centros de consumo, é constituído pelo conjunto de (i) linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação

em tensão igual ou superior a 230 kV e (ii) transformadores de potência com tensão primária igual ou superior a 230 kV e tensões secundária e terciária mesmo que inferiores a 230 kV.

A Rede Básica de transmissão compreende, atualmente, tensões em corrente alternada na faixa de 230 kV a 800 kV, cujas principais funções são (i) a transmissão da energia gerada pelas usinas para os centros de carga; (ii) a integração entre os diversos elementos do SIN para garantir a estabilidade e confiabilidade à rede; (iii) a interligação entre as bacias hidrográficas e regiões com características hidrológicas heterogêneas de modo a otimizar o uso da água; e (iv) a integração energética com os países vizinhos como forma de otimizar os recursos e aumentar a confiabilidade do sistema.

No Brasil, há, atualmente, 323 agentes distintos e 309 concessões no sistema de transmissão de energia elétrica, que somam 187,4 mil km de linha de transmissão com voltagens iguais ou superiores a 230 kV, (EPE), com uma projeção para 2034 de 217,6 mil km, segundo o Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 da EPE.

Segundo a Constituição Federal, o desenvolvimento, uso e venda de energia podem ser realizados diretamente pelo Governo Federal ou indiretamente por meio de concessões, permissões ou autorizações. Recentemente, o Governo Brasileiro tomou algumas medidas para remodelar a indústria de energia com o intuito de aumentar a penetração do capital privado no setor e diminuir as restrições ao investimento estrangeiro, fomentando competitividade na indústria energética brasileira.

Entretanto, trata-se ainda de um setor bastante concentrado, tendo em vista a participação da União por meio de empresas controladas pelo grupo Eletrobrás (Chesf, Eletronorte, Furnas e Eletrosul). Em sua maior parte, as demais linhas de transmissão foram adquiridas por empresas privadas por meio de leilões ou privatizações de empresas públicas estaduais.

Além do SIN, existem ainda sistemas isolados, a maior parte localizados na região Norte do Brasil, os quais correspondem a menos de 1,0% da carga total do país, segundo o ONS. Tais sistemas isolados têm como única fonte de geração de energia as usinas térmicas a óleo diesel que, além de terem custo de geração superior a uma hidrelétrica, são poluentes e ecologicamente incorretas sob a perspectiva da sustentabilidade.

Leilões

Desde a abertura do segmento em 2000, o deságio máximo saltou de 32,85%% (Lote 003/2000 do Leilão realizado em 04/04/2000) para o máximo de 73,93% (Lote 10 do Leilão nº 02/2018 de 28/06/2018). Além disso, o Governo Federal substituiu o IGPM pelo IPCA como índice de reajuste das tarifas para os leilões realizados a partir de 2005, o que diminuiu volatilidade nos ajustes das receitas do setor, sem comprometer significativamente sua rentabilidade e, sobretudo, sua certeza de retorno do investimento. Por fim, a continuidade de elevados deságios, cuja média em 2024 foi de 40,78%, tem constituído prova da atratividade do setor.

Para maiores informações sobre o setor de transmissão de energia elétrica, ver item 1.6 deste Formulário de Referência.

Geração de Energia Hidroelétrica e Eólica

No Brasil, a matriz energética baseia-se majoritariamente em fontes renováveis, conhecidas como de energia limpa. A opção pela geração de energia por meio de hidroelétricas como principal fonte de geração de energia brasileira está relacionada à abundância de recursos hídricos e à existência de um relevo favorável no país.

O Brasil possui algumas das maiores usinas hidroelétricas do planeta, tais como Itaipu (14.000 MW) e Tucuruí (8.370 MW), cuja instalação na década de 1970 foi fundamental para o desenvolvimento industrial e econômico nacional. Historicamente, o Governo Federal adotou uma política de geração de energia a partir do aproveitamento de rios e a manutenção desse foco ocorreu, sobretudo, por meio do desenvolvimento de grandes projetos na região Amazônica. Dentre esses projetos destacam-se Santo Antônio (3.568 MW) e Jirau (3.750 MW), no Rio Madeira no estado de Rondônia, e Belo Monte (11.233 MW), no Rio Xingu no estado do Pará.

O Governo Federal busca incentivar, também, as fontes de energia usualmente classificadas como renováveis, que compreendem as PCHs, os parques eólicos, usinas solares e as usinas termelétricas à biomassa, fontes que aliam insumos renováveis a reduzidos impactos socioambientais. As principais modalidades de incentivos são (i) recebimento de autorização emitida pela ANEEL, não estando sujeitos aos requerimentos do regime de concessão (ex: os projetos não são leiloados e a autorização é concedida ao desenvolvedor do mesmo); (ii) desconto de 50% nas tarifas de transmissão e distribuição, tanto para agentes geradores quanto para consumidores; (iii) “reserva de mercado” segundo a qual consumidores com demanda entre 0,5 MW e 3,0 MW podem tornar-se consumidores livres especiais com a condição de adquirirem sua energia de fontes renováveis; (iv) isenção do pagamento de tarifas setoriais como Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (“CFURH”), Uso do Bem Público (“UBP”) e Programa de Pesquisa e Desenvolvimento (“P&D”); e (v) linhas de financiamento com taxas e prazos atrativos concedidos pelo BNDES.

A primeira usina hidroelétrica brasileira foi instalada em Diamantina no estado de Minas Gerais ainda no reinado de Dom Pedro II. Embora as usinas hidroelétricas estejam presentes na geração de energia elétrica do país há mais de um século, nas duas últimas décadas houve um boom na instalação e operação de PCHs, em especial após a reforma do setor energético brasileiro, iniciada em 1995. A abertura do mercado à participação de agentes privados permitiu que empresas de pequeno e médio porte, muitas de caráter familiar ou ligadas a construtoras, investiram na construção de PCHs e, mais recentemente, em parques eólicos e usinas termelétricas à biomassa.

Além disso, duas iniciativas governamentais foram fundamentais para o crescimento e consolidação deste mercado: o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (“PROINFA”) e os Leilões de Fontes Alternativas (“LFAs”).

Instituído em 26 de abril de 2002 pela Lei nº 10.438, o PROINFA foi um programa federal criado para aumentar a participação da energia renovável na matriz energética brasileira. Sua meta era promover a entrada de 3.300 MW de energias renováveis (divididos igualmente entre as três fontes) até dezembro de 2008 (prazo posteriormente prorrogado para 2011) por meio de contratos de longo prazo (mínimo de 20 anos) entre geradores renováveis e Eletrobrás. Este programa possibilitou o estabelecimento de alguns dos primeiros parques eólicos comercialmente viáveis do Brasil, marcando o desenvolvimento incipiente desse setor. O investimento nestes parques eólicos proporcionou a instalação de indústrias estrangeiras no Brasil, bem como produtoras de componentes para parques eólicos (aerogeradores), reduzindo os custos de geração e, consequentemente, aumentando sua competitividade perante as demais fontes de energia. Além disso, empreendimentos de biomassa e PCHs também foram beneficiados pelo PROINFA, muito embora, comparativamente, seus resultados tenham sido inferiores.

Os LFAs foram criados exclusivamente para contratação de energia de fontes renováveis para venda no mercado regulado. Assim como o PROINFA, os LFAs obtiveram êxito no desenvolvimento do setor de energia renovável no Brasil, em especial o setor de energia eólica. Os LFAs garantiram a compra da energia gerada por meio de contratos de longo prazo (até 30 anos) com grupos de distribuidoras, aumentando a previsibilidade e segurança dos empreendimentos vencedores e,

consequentemente, promovendo condições favoráveis de financiamento para construção dos parques eólicos.

Adicionalmente, o Governo Federal sancionou o Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008, que criou o Leilão de Energia de Reserva (“**LER**”) a fim de complementar a energia contratada no ambiente regulado e garantir maior segurança no fornecimento de energia. Nessa modalidade de leilão, o MME define o montante de energia a ser comercializado, sendo que os custos decorrentes são rateados entre todos os consumidores finais de energia elétrica e a contabilização e liquidação desta energia ocorre apenas no mercado de curto prazo da CCEE.

A política oficial de incentivo às fontes renováveis resultou num aumento significativo da participação das mesmas na matriz energética brasileira. Em 2024, havia no Brasil 1.115 parques eólicos em operação, 425 PCHS e 18.572 UFVs (Aneel, dezembro de 2024), que em conjunto somam 57,3 GW.

Assim, o crescimento do mercado de geração de energia renovável no Brasil observado nos últimos anos e a estabilidade do marco regulatório do setor têm atraído um considerável fluxo de investimentos privados, com forte participação de agentes estrangeiros como empresas de energia e fundos de investimento em participação. Ao contrário do cenário observado para o setor de geração como um todo, o segmento de energias renováveis é predominantemente controlado pela iniciativa privada.

(i) participação em cada um dos mercados

Transmissão de energia elétrica

Atuamos no setor de transmissão de energia elétrica, o qual é formado por 323 agentes. Segundo o ONS, detemos 8.805 km de linhas de transmissão no Brasil, o que corresponde a 5,1% das linhas de transmissão brasileiras. Nosso sistema de transmissão representa cerca de 8,2% do total de RAP ciclo 2024 - 2025 do Brasil e possui 23 subestações próprias. Além disso, temos 335 km de linhas de transmissão na Colômbia, 272 km de linha no Peru e 16 km de linha no Chile.

Geração de energia elétrica

UHEs e PCHs

No setor de geração de energia hidroelétrica, detemos 575,1 MW de potência instalada no Brasil, sendo 465,2 MW provenientes de UHEs, 109,9 MW provenientes de PCHs.

Em 31 de dezembro de 2024, nossos contratos de venda de energia representavam uma segregação de aproximadamente de 28,5% no Ambiente de Contratação Livre (“**ACL**”) e cerca de 51,8% no Ambiente de Contratação Regulada (“**ACR**”) e 19,6% estava disponível para comercialização.

Parques Eólicos e Fotovoltaicos

Em 31 de dezembro de 2024, possuíamos 161,7 MW de capacidade instalada para a geração de energia eólica em operação no Complexo Eólico Energia dos Ventos, localizado no município de Aracati no estado do Ceará e no Complexo Eólico Agreste Potiguar, nos parques eólicos AW São João (EAP I) e AW Santa Régia (EAP II), localizados no município de Jandaíra no estado do Rio Grande do Norte e ainda no Complexo Eólico Energia dos Ventos temos a Usina UFV Pitombeira, uma usina fotovoltaica com capacidade instalada de 61,77 MW.

Para maiores informações acerca de cada um desses mercados, ver item 1.6 deste Formulário de Referência.

(ii) condições de competição nos mercados

Nossos contratos de concessão no segmento de transmissão de energia elétrica asseguram a receita pela disponibilidade dos serviços e exploração das instalações neles previstos, inexistindo a concorrência na exploração de tais atividades durante todo o prazo de vigência dos respectivos contratos, tendo em vista tratar-se de contratos de concessão outorgados pelo poder público. Contudo, há concorrência significativa no período de licitação para outorga de novas concessões.

Nossas concessões de transmissão no Brasil têm prazo de 30 anos e expiram entre os anos de 2030 e 2054, podendo ser renovadas uma vez por igual período, a critério do Poder Concedente e desde que determinados parâmetros em relação à prestação do serviço público tenham sido atendidos. Em razão da discricionariedade do Poder Concedente para renovação de concessões no Brasil, podemos ter de enfrentar concorrência de terceiros ao pleitear a renovação de nossas concessões.

As redes de transmissão constituem-se vias de uso aberto, podendo ser utilizadas por qualquer agente do setor, mediante pagamento de remuneração ao proprietário. O pagamento pelo uso da rede deve estimular o ingresso de novos geradores e consumidores, bem como a entrada de novos agentes de transmissão, por meio de processos de licitação. O valor da remuneração é determinado pela ANEEL e administrado pelo ONS.

Nossos principais concorrentes são: Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A., Centrais Elétricas Brasileiras S.A., CTEEP – Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista, Grupo Eletrobras, Companhia Paranaense de Energia Equatorial, EDP Energias do Brasil, State Grid e Neoenergia.

Geração de Energia Elétrica

UHEs e PCHs

A atividade de geração de energia elétrica no Brasil possui caráter competitivo, sendo que, no caso da geração em UHEs e PCHs, nossas geradoras operacionais comercializam a energia produzida como energia existente, no ACR e/ou no ACL.

O ACR é o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição, precedidas de licitação na modalidade de leilão. Para nossas geradoras, a concorrência no ACR se dá por meio de leilões de compra de energia existente para suprimento às distribuidoras do SIN. Ademais, no ACR, o investidor em geração enfrenta competição quando de sua participação nos leilões por novas concessões. A proposta vencedora obtém o contrato de concessão e um contrato de venda da energia com prazo entre 15 e 30 anos.

O ACL é o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, através de contratos bilaterais livremente negociados onde a comercialização de energia elétrica ocorre por meio da negociação, sendo preços e condições acordados entre as partes. Nesse ambiente, a competição é exercida entre os concessionários e autorizados de geração, comercializadoras e importadores de energia elétrica.

Nossas PCHs operacionais comercializam a energia produzida unicamente no ACL por meio da celebração de contratos de compra e venda de energia elétrica com terceiros.

Ressaltamos que existe também concorrência no segmento de geração de energia elétrica (i) nas UHEs quando das licitações para outorga de concessões para exploração de novas instalações de transmissão e (ii) nas PCHs quando dos pedidos de autorizações e concorrência dos inventários e projetos básicos.

Além disso, os geradores também possuem livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica. Os agentes de geração são classificados em:

- Concessionários de serviço público de geração: agente titular de Serviço Público Federal, delegado pelo Poder Concedente mediante licitação, na modalidade de concorrência, à pessoa jurídica ou consórcio de empresas para a exploração e prestação de serviços públicos de energia elétrica, nos termos da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 (“**Lei das Concessões**”)
- Produtores independentes de energia elétrica (“**PIE**”): são agentes individuais ou reunidos em consórcio que recebem concessão, permissão ou autorização do Poder Concedente para produzir energia elétrica destinada à comercialização por sua conta e risco; e
- Autoprodutores: são agentes com concessão, permissão ou autorização para produzir energia elétrica destinada a seu uso exclusivo, podendo comercializar eventual excedente de energia, desde que autorizado pela ANEEL.

Parques Eólicos

No caso de Parques Eólicos, a competição por projetos de investimentos ocorre, sobretudo, na disputa pelas terras com os melhores potenciais de ventos e na emissão de despachos de requerimentos de outorga. Sob a perspectiva da capacidade instalada em operação, o mercado brasileiro de energia eólica ainda é incipiente. Contudo, apresenta grande potencial de crescimento.

Benefícios fiscais ou Subsídios

A Companhia usufrui dos seguintes benefícios fiscais:

Empresas	Referente Ano Fiscal 2024				
	Alíquota de Pis e Cofins	Incentivo fiscal REIDI até:	Incentivo fiscal SUDAM/SUDENE até:	Incentivo fiscal de ICMS até:	Regime de tributação
Controladas					
ACE	9,25%	-	-	-	Lucro Real
AETE	3,65%	-	-	-	Lucro Presumido
AF	9,25%	-	-	-	Lucro Real
Água Limpa	9,25%	-	-	-	Lucro Real
Alupar Chile	Não aplicável	-	-	-	(***)
Alupar Colombia	Não aplicável	-	-	-	(***)
Alupar Peru	Não aplicável	-	-	-	(***)
EAP I (**)	9,25%	2022	-	-	Lucro Real
EAP II (**)	9,25%	2022	-	-	Lucro Real
EAP III	9,25%	-	-	-	Lucro Real
EAP IV	9,25%	-	-	-	Lucro Real
EAP V	9,25%	-	-	-	Lucro Real
EAP VI	9,25%	-	-	-	Lucro Real
EAP VII	9,25%	-	-	-	Lucro Real
EATE (*)	Regime misto - Licitada 3,65% e RBNi 9,25%	-	2033	-	Lucro Real
EBTE	9,25%	-	2031	-	Lucro Real
ECTE (*)	Regime misto - Licitada 3,65% e RBNi 9,25%	-	-	-	Lucro Real
EDTE	9,25%	-	2029	-	Lucro Real
EDV I (**)	3,65%	-	-	-	Lucro Presumido
EDV II (**)	3,65%	-	-	-	Lucro Presumido
EDV III (**)	3,65%	-	-	-	Lucro Presumido
EDV IV (**)	3,65%	-	-	-	Lucro Presumido
EDV X (**)	3,65%	-	-	-	Lucro Presumido
ELTE	9,25%	2027	-	-	Lucro Real
ENTE (*)	Regime misto - Licitada 3,65% e RBNi 9,25%	-	2025	-	Lucro Real
ERTE (*)	3,65%	-	2024	-	Lucro Presumido
ESDE	3,65%	-	-	-	Lucro Presumido
ESTE	9,25%	-	2032	-	Lucro Real
ETAP	9,25%	-	2029	-	Lucro Real
ETB	9,25%	2022	2030	2020	Lucro Real
ETC	3,65%	-	-	-	Lucro Presumido
ETEM	9,25%	-	2024	-	Lucro Real
ETEP (*)	Regime misto - Licitada 3,65% e RBNi 9,25%	-	2025	-	Lucro Real
ETES	9,25%	2024	2030	-	Lucro Real
ETSE	3,65%	-	-	-	Lucro Presumido
ETVG	9,25%	-	2034	-	Lucro Real
Ferreira Gomes (**)	9,25%	-	2026	-	Lucro Real
Foz (**)	9,25%	-	-	-	Lucro Real
GET	9,25%	-	-	-	Lucro Real
Ijuí (**)	3,65%	-	-	-	Lucro Presumido
Iracema	9,25%	-	-	-	Lucro Real
La Virgen	Não aplicável	-	-	-	(***)
Lavrinhas (**)	3,65%	-	-	-	Lucro Presumido
Lumitrans	3,65%	-	-	-	Lucro Presumido
Queluz (**)	3,65%	-	-	-	Lucro Presumido
Risaralda	Não aplicável	-	-	-	(***)
STC	3,65%	-	-	-	Lucro Presumido
STN	9,25%	-	2025	-	Lucro Real
TAP	9,25%	2029	-	-	Lucro Real
TCC	9,25%	2022	2031	2020	Lucro Real
TCE	Não aplicável	-	-	-	(***)
TECP	9,25%	2028	-	-	Lucro Real
TEL	Não aplicável	-	-	-	(***)
TME	9,25%	-	2034	-	Lucro Real
TPE	9,25%	2022	2031	2020	Lucro Real
TPC	9,25%	-	-	-	Lucro Real
Transirapé	3,65%	-	-	-	Lucro Presumido
Transleste	3,65%	-	-	-	Lucro Presumido
Transminas	9,25%	-	-	-	Lucro Real
Transudeste	3,65%	-	-	-	Lucro Presumido
TSM	9,25%	2023	-	-	Lucro Real
UFV Pitombeira	9,25%	2023	-	-	Lucro Real
Verde 8 (**)	3,65%	-	-	-	Lucro Presumido
Windepar	9,25%	-	-	-	Lucro Real
Controlada em conjunto					
TNE	9,25%	2027	-	-	Lucro Real

(*) De acordo com a Lei 10.637/2002, os contratos de concessão das concessionárias de energia elétrica firmados anteriormente a 31 de outubro de 2003 estão submetidos à dedução de 3,65% Pis /Cofins.

(**) Em 08 de outubro de 2018 foi publicado no D.O. o reconhecimento do regime especial de tributação aplicável às empresas integrantes da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), criado pelo art. 47 da Lei de nº 10.637/2002, no qual a empresa passou a tributar as receitas oriundas dessas transações pela alíquota do regime cumulativo (3,65%) nas contribuições de PIS e COFINS.

(d) eventual sazonalidade

Transmissão de Energia Elétrica

Nossas transmissoras não apresentam sazonalidade em suas receitas, uma vez que tais receitas são baseadas na disponibilidade das redes de transmissão e não na quantidade de energia transportada para consumo dos usuários finais.

Geração de Energia Elétrica

UHEs e PCHs

Segundo a legislação brasileira, a receita proveniente da venda de energia hidrelétrica não decorre da energia efetivamente gerada, mas da Energia Assegurada / Garantia Física² de cada usina, cuja quantidade é fixa e determinada pelo Poder Concedente. Nesse sentido, as diferenças entre a energia gerada e a Energia Assegurada são compensadas pelo Mecanismo de Realocação de Energia (“MRE”).

Nossas unidades de geração de energia hidrelétrica são ligadas ao SIN, que possui reservatórios desenvolvidos para regularizar a vazão e a operação do SIN como um todo, por meio do MRE. A função deste mecanismo é o suporte mútuo e solidário à produção da energia das unidades credenciadas, mitigando os riscos hidrológicos e pluviométricos. Assegura-se, dessa forma, que as usinas participantes recebam seu nível de Energia Assegurada prevista em seu respectivo contrato de concessão independentemente da quantidade de energia elétrica por elas efetivamente gerada. Assim, o MRE cria um sistema de realocação de energia, transferindo a produção excedente daqueles que geraram além de suas Energias Asseguradas para aqueles que geraram abaixo delas. Assim, ainda que a produção de energia hidrelétrica esteja ligada a fatores climáticos e hidrológicos, em condições usuais, o sistema possui mecanismos para mitigar os efeitos desses fatores.

Por outro lado, a geração efetiva é determinada pelo ONS, baseado na demanda de energia e nas condições hidrológicas e pluviométricas da região. O excedente ou o déficit de energia gerada em relação à Energia Assegurada, é valorada pela Tarifa de Energia de Otimização (“TEO”). Dessa forma, esta receita ou despesa adicional será contabilizada mensalmente para cada gerador, cobrindo apenas custos operacionais ou de manutenção das usinas.

As PCHs podem apresentar níveis de área alagada variável devido às condições pluviométricas da região. Entretanto, a geração de energia média do ano negociada contratualmente contempla essa sazonalidade, tornando possível o cumprimento das metas estabelecidas mesmo com os níveis pluviométricos mais baixos.

Parques Eólicos

² A energia assegurada do sistema elétrico brasileiro é a máxima produção de energia que pode ser mantida quase que continuamente pelas usinas hidrelétricas ao longo dos anos, simulando a ocorrência de cada uma das milhares de possibilidades de sequências de vazões criadas estatisticamente, admitindo certo risco de não atendimento à carga, ou seja, em determinado percentual dos anos simulados, permite-se que haja racionamento dentro de um limite considerado aceitável pelo sistema. Na regulamentação atual, esse risco é de 5%. Desse modo, a determinação da energia assegurada independe da geração real e está associada às condições, a longo prazo, que cada usina pode fornecer ao sistema, assumindo um critério específico de risco do não atendimento do mercado (déficit), considerando principalmente a variabilidade hidrológica à qual a usina está submetida. Nos cálculos das energias asseguradas, são desconsiderados os períodos em que a usina permanece sem produzir energia por motivo de manutenções programadas e paradas de emergência. Considera-se energia assegurada de cada usina hidrelétrica a fração, a ela alocada, da energia assegurada do sistema. A operação cooperativa do parque gerador brasileiro foi historicamente adotada, visando garantir o uso eficiente de recursos energéticos no país. Com a introdução da competição no segmento de geração de energia e o aumento do número de agentes, optou-se pela manutenção da operação centralizada das centrais geradoras hidrelétricas, visando a otimização do uso dos reservatórios e a operação com mínimo custo ao sistema.

Nossas receitas e resultados oriundos dos Parques Eólicos poderão ser impactados de forma significativa pelo regime de ventos, pois seu resultado contábil está relacionado com a energia efetivamente gerada.

Parques Solares

Os resultados operacionais e financeiros provenientes das usinas de geração fotovoltaica estão diretamente correlacionados à disponibilidade e intensidade da radiação solar incidente sobre os módulos fotovoltaicos. Fatores como variabilidade climática, cobertura de nuvens, sombreamento acidental, acúmulo de sujeira nos painéis e degradação natural dos módulos podem impactar significativamente a geração efetiva de energia elétrica.

Como o reconhecimento contábil da receita está vinculado à energia efetivamente injetada na rede elétrica, variações na irradiação solar, principalmente em regiões com maior instabilidade meteorológica, podem comprometer o desempenho econômico das usinas. Adicionalmente, a eficiência dos inversores, a temperatura ambiente e a qualidade da instalação e manutenção também exercem influência direta sobre a performance global do sistema fotovoltaico.

(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

Na fase de construção, nossos principais insumos nos projetos de transmissão e geração de energia elétrica são equipamentos (turbinas, geradores, trafos, painéis elétricos), concreto, aço, alumínio, estruturas metálicas e mão de obra. Após a implantação dos nossos ativos, nossos principais insumos operacionais são mão de obra, própria e de terceiros. Nosso relacionamento com fornecedores visa a promover a eficiência no processo produtivo por meio de orientações técnicas e atualização dos nossos profissionais para a manutenção de nossos ativos.

(ii) eventual dependência de poucos fornecedores

Nossa condição financeira e nossos resultados poderão ser adversamente afetados em razão das especificidades técnicas dos equipamentos utilizados em nossas atividades, os quais possuem pouca oferta de fornecedores. Dessa forma, poderemos não ser capazes de adquirir, nas mesmas condições contratuais, com outros fornecedores determinados insumos, matérias-primas ou equipamentos em caso de descontinuidade no nosso fornecimento atual. Neste caso, seriam necessários investimentos não previstos para desenvolver ou custear novas tecnologias para substituição da matéria-prima, insumo ou equipamento indisponível, o que poderia impactar adversamente nas nossas atividades de transmissão e geração de energia elétrica, na nossa condição financeira e nos nossos resultados.

(iii) eventual volatilidade em seus preços

Grande parte de nossos insumos estão suportados por condições contratuais que limitam ou restringem as volatilidades de preço. Nos casos onde a exposição à volatilidade de preços é maior (*commodities*), entendemos não ser necessária a utilização de mecanismos para proteção deste risco, tendo em vista que os contratos são, geralmente, de rápida implementação, não gerando grandes variações no preço das *commodities*.

1.5 - Principais clientes

(a) montante total de receitas provenientes do cliente

Em 31 de dezembro de 2024, com relação às atividades de transmissão e geração de energia elétrica, não possuíamos clientes que fossem responsáveis por mais de 10% da nossa receita operacional líquida total.

(b) segmentos operacionais afetados pelas receitas provenientes do cliente

Em 31 de dezembro de 2024, não possuíamos clientes que fossem responsáveis por mais de 10% da nossa receita operacional líquida total.

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

As atividades de geração e transmissão de energia elétrica desenvolvidas por nós e por nossas controladas estão sujeitas a fiscalização da ANEEL e possuem as devidas autorizações governamentais, quais sejam, contratos de concessão, autorizações e licenças, que autorizam seu funcionamento regular.

Abaixo descrevemos o setor de atuação da Companhia e sua regulamentação aplicável.

Visão Geral do Setor de Energia no Brasil

Em 2025, o MME aprovou o Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2034 (“PDE”), o qual estabelece critérios para a expansão do sistema de energia elétrica brasileiro, relativo aos mercados de distribuição, geração e transmissão de energia elétrica para o período compreendido entre os anos 2025 e 2034.

O PDE visa à expansão do SIN por meio de um planejamento que oriente as ações governamentais futuras e forneça uma correta sinalização a todos os agentes do setor elétrico brasileiro, a fim de garantir o suprimento de energia de forma sustentável para o meio ambiente, a minimização dos custos totais, os quais incluem os custos socioambientais e os custos de operação, e a alocação eficiente dos investimentos, base para modicidade tarifária futura.

Os estudos de planejamento feitos pelo PDE abrangem o horizonte dos próximos dez anos, sendo objeto de revisões anuais que considerarão, entre outras, as mudanças nas previsões de crescimento do consumo de energia elétrica e as reavaliações da economicidade e viabilidade dos projetos de geração.

Atualmente, o SIN é dividido em quatro subsistemas elétricos: Sudeste / Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte. O PDE objetiva também a integração dos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica.

Além da integração dos sistemas isolados, o PDE também prevê, para a expansão da geração de energia elétrica, a repotenciação e da ampliação de capacidade, definida pelo PDE como a execução de um conjunto de obras que visam à geração de potência e rendimento, e à modernização das usinas existentes, o que, embora possa não representar muito em termos de Energia Assegurada, contribuirá para o atendimento do crescimento da demanda máxima de energia prevista.

De acordo com o Sistema de Informações de Geração da ANEEL, existem atualmente um total de 27.557 empreendimentos de geração em operação no Brasil, gerando 368,2 GW de potência outorgada.

Segundo dados da Empresa de Pesquisa Energética (“EPE”), existe grande potencial hidrelétrico disponível para geração de energia elétrica a região norte do país. Na região nordeste, embora com pequeno potencial hidroelétrico para geração energética, o potencial de geração de energia eólica e solar encontra-se em crescente desenvolvimento, além de existir grande potencial para implantação de PCHs e geração térmica através da queima de carvão e combustíveis fósseis. Já na região sudeste e centro oeste, ainda que o potencial hidroelétrico seja baixo, existe potencial para geração térmica através de combustíveis fósseis e bagaço de cana-de-açúcar. Por fim, a região sul caracteriza-se por um médio potencial hidroelétrico disponível, bem como pela existência de potencial para geração térmica através da queima de carvão.

Segundo dados da ONS, a matriz elétrica brasileira é composta, aproximadamente, pelas seguintes fontes: 45,7% correspondem a geração hidrelétrica, 15,3% à geração termelétrica, 0,8% à energia nuclear, 7,3% à energia solar, 14,1% à energia eólica e 16,7% à MMGD (Micro/Mini Geração Distribuída, pequenas centrais de geração de energia elétrica locais por meio de fontes renováveis ou cogeração).

Histórico da Regulamentação

A Constituição brasileira prevê que a exploração dos serviços e instalações de energia elétrica pode ser realizada diretamente pelo Governo Federal ou, indiretamente, por meio da outorga de concessões, permissões ou autorizações. Historicamente, o setor elétrico brasileiro foi explorado principalmente por concessionárias de geração, transmissão e distribuição controladas pelo Governo Federal. Nos últimos anos, no entanto, o Governo Federal adotou diversas medidas para reformular o setor elétrico. Em geral, essas medidas visavam ao aumento do investimento privado e à eliminação das restrições aos investimentos estrangeiros, ampliando, por conseguinte, a concorrência como um todo no setor elétrico. Em particular, o Governo Federal adotou as seguintes medidas:

Em 13 de fevereiro de 1995, foi promulgada a Lei de Concessões, que dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal e, em 7 de julho de 1995, a Lei nº 9.074, que estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos (Lei de Outorgas). No ano seguinte foi promulgada a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996 (Lei da ANEEL), que institui a ANEEL e disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica. Entre outros dispositivos, a Lei nº 9.427, de 1996, estabeleceu que as licitações para exploração de potenciais hidráulicos seriam processadas nas modalidades de concorrência ou de leilão e as concessões seriam outorgadas a título oneroso.

Em conjunto, as normas supra, entre outros, (i) exigiram que todas as concessões para prestação de serviços relacionados à energia elétrica fossem outorgadas por meio de processos licitatórios; (ii) gradualmente permitiram que certos consumidores de energia elétrica que apresentassem demanda significativa, designados consumidores livres, adquirissem energia elétrica diretamente de fornecedores a sua escolha; (iii) disciplinaram a criação dos Produtores Independentes de Energia Elétrica, que, por meio de concessão, permissão ou autorização, podem gerar e vender, por sua conta e risco, a totalidade ou parte de sua energia elétrica a consumidores livres, geradoras e comercializadoras, entre outros; (iv) concederam aos consumidores livres e fornecedores de energia elétrica livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão; e (v) eliminaram a necessidade, por parte das concessionárias, de obter concessão, por meio de licitações, para construção e operação de usinas hidrelétricas com capacidade de 3 MW a 50 MW, independentemente de ter ou não características de PCHs, os termos conforme a Lei nº 11.943, de 28 de maio de 2009, alterada pela Lei nº 13.097, de 19 de janeiro de 2015.

Em 15 de agosto de 1995, por meio da Emenda Constitucional nº 6, permitiu-se o investimento estrangeiro no aproveitamento de potenciais de energia hidráulica, sendo a concessão para exploração desses potenciais outorgada a empresas brasileiras ou constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração situadas no Brasil.

Além disso, a partir de 1995, uma parcela das participações representativas do bloco de controle de geradoras e distribuidoras detidas pela Eletrobrás e por vários Estados foi vendida a investidores privados. Paralelamente, alguns governos estaduais também venderam suas participações em importantes distribuidoras. Enquanto a maioria das empresas de distribuição foi privatizada, a maior parte da capacidade de geração e ativos de transmissão ainda são controladas pela Eletrobrás ou

por outras empresas do setor público estadual, por meio de suas subsidiárias Chesf, Eletronorte e Furnas.

O início das privatizações das elétricas aconteceu antes do novo modelo institucional do setor, inaugurado com as Leis nº 8.987 e 9.074, de 1995, e a Lei nº 9.427, de 1996.

Em 27 de maio de 1998, o Governo Federal promulgou a Lei nº 9.648, de 17 de maio de 1998, destinada a reformar a estrutura básica do setor. Tal norma, que introduziu a geração competitiva, com o valor da energia definido pelo mercado, a transmissão independente e de livre acesso, a comercialização livre e a expansão do parque como responsabilidade dos agentes, dispõe sobre as seguintes matérias: (i) criação de um órgão autorregulado responsável pela operação do mercado atacadista de energia elétrica e pela determinação dos preços de curto prazo, o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (“**MAE**”), que substituiu o sistema anterior de preços de geração e contratos de fornecimento regulados (o MAE foi posteriormente substituído pela CCEE); (ii) exigência de que as distribuidoras e geradoras firmassem os Contratos Iniciais, via de regra compromissos de take-or-pay, com preços e quantidades aprovados pela ANEEL. A principal finalidade dos Contratos Iniciais era assegurar que as distribuidoras tivessem acesso a fornecimento estável de energia elétrica por preços que garantissem uma taxa de retorno fixa às geradoras de energia elétrica durante o período de transição que culminaria no estabelecimento de um mercado de energia elétrica livre e competitivo; (iii) criação do ONS, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, responsável pela operação centralizada do sistema das atividades de geração e transmissão do SIN; e (iv) estabelecimento de processos licitatórios para outorga de concessões para construção e operação de usinas e instalações de transmissão de energia elétrica.

Em 2001, o país enfrentou uma grave crise energética que perdurou até o final do primeiro bimestre de 2002. Em consequência, o Governo Federal implementou medidas que incluíram: (i) a instituição do Programa de Racionamento nas regiões mais afetadas pela escassez de energia elétrica, a saber, as regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste do Brasil; e (ii) a criação da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE, que aprovou uma série de medidas de emergência prevendo metas de redução do consumo de energia elétrica para consumidores residenciais, comerciais e industriais situados nas regiões afetadas pelo Programa de Racionamento, por meio da introdução de regimes tarifários especiais que incentivavam a redução do consumo de energia elétrica, pois as metas de redução de consumo chegavam a 20% para as classes residenciais e 25% para as classes industriais.

Contudo, o Programa de Racionamento, ao forçar a diminuição da energia distribuída, teve impacto direto na situação financeira das concessionárias de distribuição e geração.

Em 26 de abril de 2002, com a promulgação da Lei nº 10.438 (“**Lei do Acordo Geral do Setor Elétrico**”), novas medidas foram implementadas, para fornecer uma compensação pelos prejuízos relacionados ao Programa de Racionamento e para reestruturar o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão, dentre as quais a Recomposição Tarifária Extraordinária (“**RTE**”). Além disso, tal lei estabeleceu diretrizes para o enquadramento de consumidores na subclasse Residencial Baixa Renda, bem como a criação do PROINFA, da CDE e a criação de metas para a universalização dos serviços públicos de energia.

O Governo Federal, por meio do BNDES, lançou o Programa Emergencial e Excepcional de Apoio às Concessionárias de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica em novembro de 2002, e o Programa de Apoio à Capitalização de Empresas Distribuidoras de Energia Elétrica, ou Programa de Capitalização, em setembro de 2003, com o objetivo de oferecer apoio financeiro ao refinanciamento das dívidas das empresas de distribuição, para compensá-las pela perda de

receitas resultante do Programa de Racionamento, da desvalorização do real frente ao dólar norte-americano e dos atrasos na aplicação dos reajustes tarifários durante 2002.

Em 15 de março de 2004, o Governo Federal promulgou a Lei nº 10.848 (**“Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico”**), regulamentada por vários Decretos, incluindo o Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, em um esforço para reestruturar o setor elétrico, tendo por meta proporcionar aos consumidores fornecimento seguro de energia elétrica com modicidade tarifária. Os instrumentos legais criam a Empresa de Pesquisa Energética, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, e o Comitê de Gestão Integrada de Empreendimentos de Geração do Setor Elétrico.

Outras mudanças previstas no Novo Modelo foram: o fortalecimento do mercado regulado, com as empresas distribuidoras passando a comprar energia em pool por meio de leilões; a licitação de novos empreendimentos de geração pelo menor preço para os consumidores; e atuação efetiva do Poder Público no planejamento do sistema e na definição de prioridade de novos empreendimentos. O Novo Modelo institui ainda dois ambientes para a celebração de contratos de compra e venda de energia, o ACR, do qual participam geradoras e distribuidoras, e o ACL para negociação entre geradoras, comercializadoras, importadores, exportadores e consumidores livres. Para mais informações sobre o ACR e o ACL, ver Item “Ambientes de Contratação” abaixo.

Em 30 de julho de 2004, os principais aspectos relativos à Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico e à comercialização de energia elétrica foram regulamentados por decreto presidencial. Ainda, no mês de agosto do mesmo ano, foram promulgados os demais decretos presidenciais regulando a constituição da CCEE, do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (**“CMSE”**) e da EPE.

Em 28 de maio de 2009, a Lei nº 11.943 autorizou a União, os Estados e o Distrito Federal a participarem do Fundo de Garantia a Empreendimentos de Energia Elétrica - FGEE, que terá por finalidade prestar garantias proporcionais à participação, direta ou indireta, de empresa estatal do setor elétrico, em sociedades de propósito específico, constituídas para empreendimentos de exploração da produção ou transmissão de energia elétrica, no Brasil e no exterior, constantes do Programa de Aceleração do Crescimento (**“PAC”**), ou referentes a programas estratégicos, eleitos por ato do Poder Executivo, aos financiamentos concedidos por instituição financeira. O FGEE terá natureza privada e patrimônio próprio separado do patrimônio de seus cotistas.

Em 2012, foram editadas as Medidas Provisórias nº 577, de 29 de agosto de 2012 e nº 579, de 11 de setembro de 2012, posteriormente convertidas nas Leis nº 12.767, de 27 de dezembro de 2012, e nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, as quais têm como objetivo regulamentar (i) a extinção e decretação de intervenção em concessões nas quais os serviços públicos não são prestados de forma adequada e (ii) os critérios para renovação das concessões de geração, distribuição e transmissão de energia elétrica.

A Medida Provisória nº 688, editada em 18 de agosto de 2015, posteriormente convertida na Lei 13.203/2015, de 8 de dezembro de 2015, dispõe sobre a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica suportado pelos agentes de geração hidrelétrica participantes do MRE, com efeitos a partir de 1º de janeiro de 2015, mediante contrapartida dos agentes de geração hidrelétrica; institui a bonificação pela outorga; e altera as Leis nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, que dispõe sobre as concessões de energia elétrica; nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, que disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica; nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, que institui o Conselho Nacional de Política Energética; nº 9.991, de 24 de julho de 2000, que dispõe sobre realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética por parte das empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica; nº 10.438, de 26 de abril de 2002; nº 10.848, de 15 de março de 2004,

que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica; e nº 11.488, de 15 de junho de 2007, que equipara a autoprodutor o consumidor que atenda a requisitos que especifica.

Principais Instituições do Setor Elétrico

MME – Ministério de Minas e Energia

O MME é uma das instituições responsáveis por definir políticas e diretrizes para o setor elétrico. Após a aprovação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, o Governo, agindo primariamente por meio do MME, assumiu determinadas obrigações, inclusive a redação das diretrizes que regem a outorga de concessões e a emissão de instruções para o processo de licitação em concessões relacionadas a serviços e ativos públicos.

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética

Em agosto de 1997, foi criado o CNPE para prestar assessoria ao Presidente da República no tocante ao desenvolvimento e criação da política nacional de energia otimizando a utilização dos recursos energéticos do Brasil e assegurando o fornecimento de energia elétrica ao País. O Ministro de Minas e Energia é o presidente do CNPE, sendo seis de seus membros ministros do Governo Federal e três de seus membros escolhidos pelo Presidente da República.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

A ANEEL é uma autarquia federal autônoma cuja principal responsabilidade é regular a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica segundo as políticas e diretrizes do Governo Federal. As principais atribuições da ANEEL incluem, (i) gerir os contratos de concessão ou de permissão de serviços públicos de energia elétrica, de concessão de uso de bem público, bem como fiscalizar, diretamente ou mediante convênios com órgãos estaduais, as concessões, as permissões e a prestação dos serviços de energia elétrica, (ii) homologar reajustes e proceder à revisão das tarifas de energia e definir as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, (iii) aprovar as regras e os procedimentos de comercialização de energia elétrica, (iv) promover processos licitatórios para novas concessões, (v) dirimir, no âmbito administrativo, as divergências entre concessionárias, permissionárias, autorizadas, produtores independentes e autoprodutores, bem como entre esses agentes e seus consumidores, e (vi) definir critérios e metodologia para determinação das tarifas de transmissão.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

O ONS é uma organização sem fins lucrativos que coordena e controla a operação da geração e da transmissão de energia elétrica, integrantes do SIN. O principal papel do ONS é supervisionar as operações de geração e transmissão no SIN, de acordo com a regulamentação e supervisão da ANEEL. Os objetivos e principais responsabilidades do ONS são: (i) o planejamento das operações de geração e transmissão, (ii) a organização e controle da utilização do SIN e interconexões internacionais, (iii) a garantia de acesso à rede de transmissão de maneira não discriminatória a todos os agentes do setor, (iv) o fornecimento de subsídios para o planejamento da expansão do sistema elétrico, (v) a apresentação ao Poder Concedente de propostas de ampliações da Rede Básica e (vi) a proposição de normas para operação do sistema de transmissão para aprovação pela ANEEL. O ONS também é responsável pelo despacho centralizado das usinas de geração, realizando constantemente o cálculo entre o custo de fontes mais baratas (por exemplo, hídricas) e a segurança de fontes mais custosas (por exemplo, térmicas) a fim de otimizar a operação do SIN.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

A CCEE, que sucedeu ao MAE, é uma organização sem fins lucrativos sujeita à autorização, fiscalização e regulamentação da ANEEL com a finalidade de viabilizar a comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional - SIN. A CCEE é responsável por (1) promover leilões de compra e venda de energia elétrica, por delegação da ANEEL; (2) registrar todos os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (“CCEAR”), dos contratos resultantes dos leilões de ajustes, bem como dos contratos celebrados no ACL; e (3) efetuar a contabilização e liquidação dos montantes de energia elétrica comercializados no mercado de curto prazo, dentre outras atribuições. A CCEE é integrada pelos concessionários, permissionários, autorizados de serviços de energia elétrica, pelos comercializados, pelos Consumidores Livres e especiais, e o seu Conselho de Administração é composto de cinco membros, sendo quatro indicados pelos referidos agentes e um pelo MME, que é o seu presidente.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

Em 16 de agosto de 2004, o Governo criou a EPE, uma empresa pública federal responsável pela condução de estudos e pesquisas estratégicas no setor energético, incluindo as indústrias de petróleo, gás natural, carvão mineral e fontes energéticas renováveis. Os estudos e pesquisas desenvolvidos pela EPE subsidiam a formulação da política energética. A EPE também é responsável pela aprovação da qualificação técnica de novos projetos de energia a serem incluídos nos leilões.

CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico criou o CMSE, que atua sob a orientação do MME. O CMSE é responsável por acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional.

As principais atribuições do CMSE são: (i) acompanhar as atividades do setor energético, (ii) avaliar as condições de abastecimento e atendimento ao mercado de energia elétrica e (iii) elaborar propostas de ações preventivas ou saneadoras visando à manutenção ou restauração da segurança no abastecimento e no atendimento eletroenergético.

Concessões, Permissões e Autorizações

As companhias ou consórcios que pretenderem construir ou operar instalações de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica no Brasil deverão obter outorga de concessão, permissão ou autorização, conforme o caso, perante o MME ou perante a ANEEL, na posição de representantes do Governo Federal.

As concessões conferem direitos para gerar, transmitir ou distribuir energia elétrica durante um período determinado. As permissões destinam-se, principalmente, às cooperativas de distribuição. Já as autorizações, de caráter mais precário que as concessões, se aplicam a PCHs, térmicas, eólicas, solares, comercializadoras, importadoras e exportadoras de energia elétrica. Tal período tem geralmente a duração de 35 anos para novas concessões/autorizações de geração e de 30 anos para novas concessões de transmissão ou distribuição.

A prorrogação do prazo de concessão de transmissão estará sempre subordinada ao interesse público e ao cumprimento das obrigações contratuais e regulamentares, emanadas pelo órgão regulador. O contrato de concessão estabelece que, não havendo a prorrogação, o advento do termo final do contrato opera, de pleno direito, a extinção da concessão, facultando-se ao Poder Concedente, a seu exclusivo critério, prorrogar o contrato até assunção de nova concessionária, o que será feito por meio de licitação. Para mais informações, ver item 4.1 deste Formulário de Referência.

Toda concessão e autorização fica submetida às normas legais e regulamentares, que disciplinam o modo e a forma de prestação dos serviços; e as de ordem contratual, que fixam as demais condições econômicas, inclusive a de remuneração.

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

- Serviço Adequado. A concessionária deve prestar serviço adequado a fim de satisfazer parâmetros de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, acesso ao serviço, atualidade e modicidade das tarifas.
- Política Tarifária. A tarifa do serviço público concedido será fixada pelo preço da proposta vencedora da licitação e preservada pelas regras de revisão previstas na referida lei, no edital e no contrato. Os contratos de concessão de concessionárias de distribuição e transmissão deverão prever mecanismos de revisão das tarifas, de modo que se mantenha o equilíbrio econômico-financeiro.
- Licitação. A concessão de serviço público será feita por meio de licitação com observância dos princípios da legalidade, moralidade, publicidade, do julgamento por critérios objetivos e da vinculação ao instrumento convocatório. A modalidade de licitação para a concessão é a concorrência ou, em certos casos, o leilão.
- Encargos do poder concedente. Os poderes da concedente são os seguintes: poder de inspeção e fiscalização; poder de intervenção, nos casos de descumprimento de contratos de concessão por parte de concessionários; poder de aplicar sanções ao concessionário inadimplente; poder de encampar a concessão.
- Servidões. A concessionária poderá utilizar bens públicos ou solicitar ao Poder Concedente a desapropriação dos bens privados necessários à prestação dos serviços da concessionária. Neste caso, a responsabilidade pelas indenizações cabíveis é da concessionária.
- Responsabilidade Objetiva. A concessionária é responsável direta por todos os danos que sejam resultantes da prestação de seus serviços, independentemente de culpa.
- Mudanças no Controle Societário. O Poder Concedente deverá aprovar previamente qualquer mudança direta ou indireta no controle societário da concessionária. Intervenção do Poder Concedente. O Poder Concedente, por intermédio da ANEEL, poderá intervir na concessão, com o fim de assegurar a adequação na prestação do serviço, bem como o fiel cumprimento das normas contratuais, regulamentares e legais pertinentes, caso a concessionária falhe com suas obrigações. No prazo de 30 dias após a declaração de intervenção, a ANEEL deverá iniciar um procedimento administrativo para comprovar as causas determinantes da medida e apurar responsabilidades, sempre assegurando à concessionária o direito de contestar a intervenção. Durante o prazo do procedimento administrativo, um interventor indicado pelo Poder Concedente ficará responsável por administrar a prestação dos serviços objeto da concessão. Cessada a intervenção, e tendo o Poder Concedente concluído pela não extinção da concessão, a administração do serviço deverá ser devolvida à concessionária, momento esse em que o interveniente prestará contas, respondendo pelos atos praticados durante a sua gestão.
- Extinção da Concessão. O contrato de concessão poderá ser extinto: pelo simples término do prazo contratual; encampação; caducidade; rescisão contratual; anulação; falência ou

extinção da empresa concessionária. A concessionária também poderá rescindir o contrato de concessão por iniciativa própria, no caso de descumprimento das normas contratuais pelo poder concedente, mediante ação judicial especialmente intentada para esse fim.

- **Encampação.** A encampação é a retomada do serviço público pelo poder concedente, durante o prazo da concessão, por motivo de interesse público, cujas razões são de ordem administrativa e deverão ser expressamente declaradas por lei autorizadora específica. Subsequentemente à encampação, a concessionária terá direito de receber indenização, a qual poderá ou não, ressarcir-la adequadamente pelos investimentos por ela realizados em bens reversíveis que não tiverem sido integralmente amortizados ou depreciados até o momento da encampação.
- **Caducidade.** A caducidade é a rescisão contratual da concessão ou permissão, por inadimplência do concessionário, por descumprimento de cláusulas contratuais ou de normas legais e regulamentares. A caducidade da concessão poderá ser declarada pelo Poder Concedente após a ANEEL ou o MME terem expedido um ato normativo indicando a falha da concessionária na (i) prestação adequada dos serviços ou cumprimento da legislação ou regulamentação aplicável; (ii) manutenção da capacidade técnica, financeira ou econômica necessárias para que o serviço seja prestado de forma adequada; ou (iii) no cumprimento das penalidades eventualmente impostas pelo Poder Concedente, entre outras coisas. 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.
- **Vencimento.** Quando do vencimento do prazo de concessão, todos os bens, direitos e privilégios transferidos à concessionária que sejam materialmente relativos à prestação dos serviços de energia elétrica serão revertidos ao Governo Federal. Após o advento do termo contratual, a concessionária tem o direito de ser indenizada pelos investimentos realizados em bens reversíveis que não tenham sido completamente amortizados ou depreciados.
- **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 (líquida de imposto sobre o valor agregado e imposto sobre serviços) das concessionárias ou sobre o valor estimado da energia produzida nos casos de autoprodução e produção independente, sempre correspondente ao período de 12 meses que anteceder qualquer auto de infração. Na fixação do valor das multas deverão ser consideradas a abrangência e a gravidade da infração, os danos dela resultantes para o serviço e para os usuários, a vantagem auferida pelo infrator e a existência de sanção anterior nos últimos quatro anos. A aplicação de advertência e/ou multa não prejudica a aplicação das demais penalidades, que poderão ser aplicadas, simultaneamente ou cumulativamente.

Algumas infrações que podem resultar em multas referem-se à omissão do concessionário em solicitar aprovação prévia 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 sem prévia anuência da ANEEL, nos termos da regulamentação vigente. No caso de

contratos celebrados entre partes relacionadas que sejam submetidos para aprovação da ANEEL, a Agência poderá impor restrições aos termos e condições desses contratos e, em circunstâncias extremas, determinar a rescisão do contrato.

Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

Os principais objetivos do Novo Modelo do Setor Elétrico são garantir a segurança de suprimento e modicidade de tarifas e, portanto, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico regula, entre outras disposições, normas relativas (i) a procedimentos de leilão, (ii) a forma de contratos de compra e venda de energia elétrica e (iii) o método de repasse de custos aos consumidores finais.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico 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) assegurar o fornecimento de energia elétrica no Brasil, com tarifas adequadas, por meio de processos licitatórios competitivos. A fim de garantir o suprimento, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico exige que (i) as distribuidoras contratem a totalidade de sua carga e fiquem responsáveis pela realização de projeções realistas da necessidade de demanda; e (ii) a construção de novas usinas hidrelétricas e térmicas seja determinada da maneira que melhor equacione a garantia de suprimento e a modicidade de tarifas.

Para conseguir a modicidade de tarifas, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico exige que: (a) todas as compras de energia elétrica pelas distribuidoras deverão ser feitas por meio de leilão pelo critério da tarifa mais baixa; (b) a contratação seja realizada por meio do ACR, ou o sistema de “Pool”; e (c) a contratação de carga seja separada em dois tipos de operações, devendo ambos os tipos de operações sempre se dar por meio de leilão: (i) a contratação de energia elétrica das novas usinas, que objetivará expansão; e (ii) a contratação da energia elétrica das usinas existentes, que visará ao atendimento da demanda de energia elétrica existente.

Os principais elementos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico incluem:

- (i) criação de dois ambientes paralelos para comercialização de energia elétrica, sendo (1) o mercado regulado destinado aos geradores e distribuidoras de energia elétrica, as distribuidoras são obrigadas a contratar nestes leilões a totalidade de sua carga, o ACR; e (2) um mercado especificamente destinado a Consumidores Livres e agentes comercializadores, que permita um certo grau de competição, denominado ACL;
- (ii) disposição no sentido de que as distribuidoras poderão operar apenas no ambiente regulado, enquanto as geradoras poderão operar em ambos os ambientes, mantendo suas características de competitividade; 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; e
- (iii) respeito aos contratos firmados anteriormente à promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, de forma a garantir a segurança jurídica às operações realizadas antes da sua promulgação.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico também excluiu a Eletrobrás e suas subsidiárias do Programa Nacional de Desestatização, programa originalmente criado pelo Governo Federal em 1990 com o objetivo de promover o processo de privatização de empresas estatais. Ainda, segundo as diretrizes do novo 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 de energia que, no caso de geradores, se compõem de suas Garantias Físicas mais seus contratos de compra de energia.

Os agentes que descumprirem tais exigências ficarão sujeitos às penalidades impostas pela ANEEL.

Ambiente de Contratação Regulada – ACR

No ACR, as distribuidoras compram de geradoras suas necessidades projetadas de energia elétrica para entrega a seus consumidores cativos 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: (1) Contratos de Quantidade de Energia, e (2) Contratos de Disponibilidade de Energia. Nos termos dos Contratos de Quantidade de Energia, a unidade geradora compromete-se a suprir certa quantidade de energia elétrica e assume o risco de sua geração efetiva ser, porventura, prejudicada por condições hidrológicas e baixo nível dos reservatórios, entre outras condições. Neste caso, a unidade geradora ficará exposta ao preço do mercado de curto prazo (PLD). Assim, a receita contratual das geradoras é garantida, mas existe a possibilidade de uma despesa com a liquidação no âmbito da CCEE. Nos termos dos Contratos de Disponibilidade de Energia, a unidade geradora compromete-se a disponibilizar certa capacidade ao ACR. Neste caso, parte da receita da unidade geradora está garantida e parte da receita pode variar de acordo com a efetiva geração de energia entregue no âmbito do contrato e as distribuidoras em conjunto enfrentam o risco hidrológico. Em conjunto, esses contratos constituem os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado, ou CCEARs.

De acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, 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.

As características dos leilões de energia são: (i) coordenação pela ANEEL e (ii) maior previsibilidade do fluxo de caixa. Como diferenciais possui: (i) de acordo com a Lei, 100% da demanda das distribuidoras deve ser atendida (ii) oportunidade para diversos produtores (iii) venda dividida para todas as distribuidoras.

Ambiente de Contratação Livre – ACL

O ACL engloba as operações entre concessionárias geradoras, 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 incluirá 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 Novo Modelo do Setor Elétrico.

O consumidor que puder escolher seu fornecedor (consumidor livre ou potencialmente livre) somente poderá rescindir seu contrato com a distribuidora local e tornar-se um Consumidor Livre por meio de notificação a tal distribuidora.

Nos termos da Portaria MME nº 465, de 12 de dezembro de 2019, os consumidores com carga igual ou superior a 1.500 kW, atendidos em qualquer tensão, poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica, caracterizando-se, assim, como consumidores livres.

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”. Nos termos do Artigo 1º, §2º, X, do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, consumidores especiais somente podem adquirir energia de os empreendimentos com potência igual ou inferior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts) e aqueles com base em fontes solar, eólica e biomassa cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 50.000 kW.

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.

As características dos contratos de compra e venda celebrados no ACL são: (i) contratos bilaterais de curto, médio ou longo prazo e (ii) celebrados diretamente entre produtor e consumidor ou comercializadora e independente da localização. Como diferenciais, possuem: (i) maior previsibilidade do fluxo de caixa e (ii) menor exposição às variações de preço. Já as características do mercado spot (Mercado de Curto Prazo – MCP) são: (i) organizado pela CCEE e fiscalizado pela ANEEL, e (ii) maior volatilidade de preços. Como diferenciais possui: (i) maior flexibilidade (ii) opção para maximizar a eficiência do portfólio do produtor (iii) maior risco de exposição a preços.

Nos termos do Artigo 56 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, todos os contratos de compra e venda de energia elétrica (tanto no ACL quanto no ACR) deverão ser registrados na CCEE, sem prejuízo de seu registro, aprovação ou homologação pela ANEEL conforme aplicável.

Agentes do Setor Elétrico Brasileiro

Geração

A atividade de geração de energia elétrica permanece com seu caráter competitivo, sendo que os agentes de geração podem em geral comercializar energia tanto no ACR como no ACL. Os geradores também possuem livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica. Os agentes de geração são classificados em:

Concessionários de serviço público de geração: agente titular de Serviço Público Federal, delegado pelo Poder Concedente mediante licitação, na modalidade de concorrência, à pessoa jurídica ou consórcio de empresas para a exploração e prestação de serviços públicos de energia elétrica, nos termos da Lei de Concessões;

Produtores independentes de energia elétrica (PIE): são agentes individuais ou reunidos em consórcio que recebem concessão, permissão ou autorização do Poder Concedente para produzir energia elétrica destinada à comercialização por sua conta e risco;

Autoprodutores de energia elétrica: são agentes com concessão, permissão ou autorização para produzir energia elétrica destinada a seu uso exclusivo, podendo comercializar eventual excedente de energia, desde que autorizado pela ANEEL.

Distribuição

A atividade de distribuição é orientada para o serviço de rede e de venda de energia aos consumidores com tarifa e condições de fornecimento reguladas pela ANEEL (consumidores cativos). A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabeleceu que a aquisição de energia pelas distribuidoras para o suprimento de seu mercado só poderia ser feita através de leilões regulados, ou seja, os distribuidores têm participação obrigatória no mercado regulado, celebrando contratos de energia com preços resultantes de leilões.

Transmissão

As redes de transmissão constituem-se vias de uso aberto, podendo ser utilizadas por qualquer Agente do Setor, mediante pagamento de remuneração ao proprietário. O pagamento pelo uso da rede deve estimular a entrada de novos agentes de transmissão, por meio de processos de licitação. O valor da remuneração é determinado pela ANEEL e administrado pelo ONS.

Comercialização

- Importadores: agentes que detêm autorização do Poder Concedente para realizar importação de energia elétrica para abastecimento do mercado nacional;
- Exportadores: agentes do setor que detêm autorização do Poder Concedente para realizar exportação de energia elétrica para abastecimento de países vizinhos;
- Comercializadores: agentes que, autorizados pela ANEEL, compram energia através de contratos bilaterais celebrados no mercado livre e podem vender energia aos Consumidores Livres, no próprio mercado livre, aos geradores ou aos distribuidores através dos leilões do mercado regulado; e
- Consumidores livres: são consumidores que, atendendo aos requisitos da legislação, podem escolher seu fornecedor de energia elétrica (geradores e comercializadores) por meio de livre negociação, bem como os prazos de seus contratos bilaterais de energia.

Atividade de Transmissão e Geração de Energia Elétrica

Nos termos do Artigo 3º da Resolução Normativa ANEEL nº 67, de 8 de junho de 2004, integram o SIN as instalações de transmissão de energia elétrica pertencentes à Rede Básica. A Rede Básica, utilizada para o transporte dos grandes blocos de energia dos centros de produção até os centros de consumo, é o conjunto de (i) linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação em tensão igual ou superior a 230 kV e (ii) transformadores de potência com tensão primária igual ou superior a 230 kV, bem como as respectivas conexões e demais equipamentos ligados ao terciário, a partir de 1º de julho de 2004.

O SIN, devido à extensão territorial e ao parque gerador predominantemente hidrelétrico, desenvolveu-se utilizando uma grande variedade de níveis de tensão em função das distâncias envolvidas entre as fontes geradoras e os centros de carga.

A Rede Básica de transmissão, compreende, atualmente, tensões em corrente alternada na faixa de 230 kV a 800 kV conforme tabela abaixo:

Tensão	800 kV	750 kV	600 kV	500 kV	440 kV	345 kV	230 kV	Total
Estimativa Dez/2024	9.204	2.706	12.768	74.750	7.072	10.980	69.907	187.387

Fonte: PDE 2034 – Caderno de Transmissão de Energia, página 27

O setor de transmissão é concentrado, principalmente no que diz respeito à participação da União, através de empresas controladas pela Eletrobrás. As linhas de transmissão restantes são, em sua maior parte, de propriedade de empresas privadas que as adquiriram por meio de leilões e de privatizações de empresas públicas estaduais.

Acesso ao Sistema de Transmissão

A Lei de Concessões de Serviços de Energia Elétrica 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 determinados contratos celebrados entre o ONS, as concessionárias integrantes do SIN e usuários do sistema de transmissão. São usuários do sistema 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:

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 e por meio do qual a concessionária de transmissão outorga poderes para o ONS para representá-la perante os usuários do sistema e para administrar a cobrança e a liquidação dos encargos referentes ao uso do sistema de transmissão a serem pagos pelos usuários.

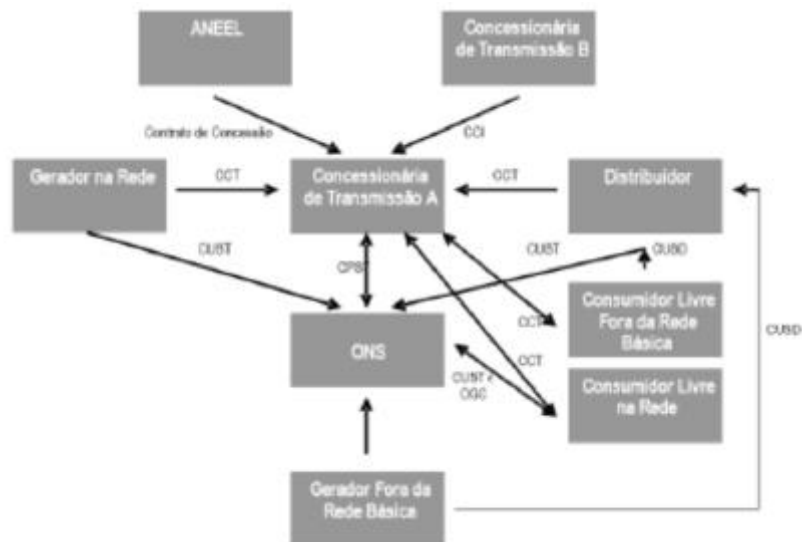
Contrato de Uso do Sistema de Transmissão - CUST. Contrato celebrado entre o ONS, em seu próprio nome e na qualidade de representante das concessionárias de transmissão, e usuário do sistema, que regula os termos e condições para o uso da Rede Básica, incluindo mecanismos de cobrança e pagamento, e da prestação pelo ONS dos serviços de coordenação e controle da operação dos sistemas elétricos interligados.

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.

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.

Contrato de Compartilhamento de Instalações - CCI. Contrato celebrado entre concessionárias de transmissão para o uso compartilhado de instalações do sistema de transmissão.

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



Encargos de Conexão

Para se conectar a essas instalações de conexão, os acessantes devem assinar CCTs com as concessionárias de transmissão que detêm as instalações.

A remuneração das transmissoras é definida contratualmente mediante negociação entre as partes. A remuneração auferida pela concessionária de transmissão por meio dos CCTs é normalmente um dos componentes da Receita Anual Permitida (“RAP”).

Remuneração das Transmissoras

As concessionárias de transmissão de energia elétrica são remuneradas com base na RAP utilizada como critério para seleção de concessionárias participantes em leilões de transmissão 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 mensalmente às concessionárias de transmissão. Baseado nesse cálculo, e conforme os contratos celebrados individualmente com o ONS, os usuários do sistema de transmissão realizam os pagamentos mensais diretamente às concessionárias (um duodécimo do valor da RAP referente à Rede Básica).

Garantias

Os pagamentos mensais são geralmente garantidos por CCGs ou fianças bancárias. 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, a 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 a concessionária deixe de efetuar o pagamento dentro de dois dias do vencimento, o NOS 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 alternadas ao

todo), o CCG prevê que referido usuário deverá apresentar ao ONS uma carta de fiança bancária, com prazo de vigência de seis meses e valor equivalente a duas faturas mensais de serviços de transmissão.

O descumprimento da obrigação de garantia pode ensejar a rescisão do CUST e CCT relacionados a tal garantia e o consequente desligamento do concessionário do SIN.

Não obstante os mecanismos de garantia anteriormente descritos, a remuneração das concessionárias de transmissão ainda se encontra sujeita ao risco de financiamento inadequado das contas de depósito, inadimplemento ou mora com relação aos pagamentos devidos pelos usuários do sistema.

Reajustes, Revisões e Reduções

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

- **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. Referido reajuste é baseado na variação do IGP-M ou IPCA.
- **Revisões.** Conforme a Lei de Concessões e os contratos de concessão, a RAP se sujeita às seguintes revisões: a revisão referente a investimentos em redes de transmissão e subestações, previamente aprovados pelo Poder Concedente; e revisões extraordinárias referentes a alterações no regime tributário, encargos regulatórios, para ressarcimento de alguns tipos de investimentos realizados pela concessionária, os quais, nos termos da regulamentação, não necessitam de aprovação prévia da ANEEL. Incluem, ainda, dentro das revisões extraordinárias demais eventos imprevisos 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.
- Os contratos de concessão outorgados pela ANEEL às concessionárias de transmissão por meio de processos licitatórios, anteriormente à publicação da Resolução Normativa ANEEL nº 230, de 12 de setembro de 2006, que foi revogada pela Resolução Normativa nº 490, de 29 de maio de 2012 (posteriormente, substituída pela Resolução Homologatória nº 2.030/2016), não contêm previsão que autoriza a revisão tarifária periódica da RAP. Isso porque os respectivos editais de licitação não continham tal previsão, permitindo aos licitantes que projetassem a RAP constante de suas propostas financeiras sem levar em consideração eventuais revisões periódicas.
- Por outro lado, determinados contratos de concessão de serviço público de transmissão de energia elétrica, predominantemente os contratos outorgados às empresas estatais, preveem a revisão tarifária periódica da RAP a cada quatro ou cinco anos. Essa revisão periódica tem por objetivo o recálculo da RAP da concessionária a níveis compatíveis com a cobertura de custos operacionais eficientes e com um retorno adequado sobre o capital investido.
- Através da Resolução Normativa nº 880, de 7 de abril de 2020, a ANEEL fixou a metodologia para revisão tarifária das concessionárias de transmissão, que objetiva reposicionar a RAP em função da variação dos seguintes aspectos: Custo de capital de terceiros; Custos operacionais; Outras receitas: aplicável a todas as empresas; e Instalações autorizadas (RBNI/RCDM): aplicável a todas as empresas que possuem essas instalações.
- **Reduções.** O CPST e os contratos de concessão determinam:

- redução do valor da RAP, no caso de indisponibilidade operacional das redes e subestações de uma concessionária. Essa redução é calculada com base na RAP para o período de 12 meses imediatamente anterior à ocorrência da indisponibilidade;
- que se a indisponibilidade operacional ocorrer após a redução máxima de 12,5% da parcela variável, o ONS poderá impor uma penalidade adicional equivalente a até 2% da RAP referente ao período de 12 meses anterior. Essa penalidade é imposta com relação a cada evento que resulte em indisponibilidade, não existindo limite máximo. O CPST determina que a parcela variável e a penalidade adicional de até 2% da RAP por indisponibilidade não se aplicam durante os primeiros seis meses de operação de uma nova instalação;
- interrupções autorizadas ou requeridas pelo Poder Concedente ou ONS, ou indisponibilidades causadas pela ineficiência do ONS ou imputáveis a outra concessionária;
- a ANEEL poderá, ainda a qualquer tempo, reduzir o valor da RAP, sempre que houver receita auferida com outras atividades, nos termos do contrato de concessão, que dispõe que, até que seja expedida regulamentação própria, o exercício de outras atividades empresariais dependerá de autorização prévia da ANEEL, devendo a receita auferida com tais atividades ser destinada a contribuir para a modicidade tarifária e ser considerada nos reajustes e revisões previstos no referido contrato.

Reforços e Melhorias

O Poder Concedente poderá alterar, unilateralmente, os contratos de concessão, inclusive quando houver alteração do projeto ou das especificações anteriormente previstas (reforços). À concessionária é garantido o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão e, conseqüentemente, é conferida uma receita adicional para amortização dos investimentos realizados para a implementação de tais alterações.

Já as melhorias, em tese, encontram-se abrangidas pelo objeto de cada concessão e servem para a continuidade da prestação do serviço adequado. Melhoria compreende a instalação, substituição ou reforma de equipamentos visando a manter a regularidade, continuidade, segurança e atualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, de acordo com o respectivo contrato de concessão e os Procedimentos de Rede. Os custos incorridos com melhorias devem ser registrados de acordo com o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, para que sejam considerados nas revisões da RAP subsequentes.

Reforço é a implementação de novas instalações de transmissão, substituição ou adequação em instalações existentes, recomendadas pelos planos de expansão do sistema de transmissão e autorizadas previamente pela ANEEL, 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. Determinadas espécies de reforços poderão ser implementadas diretamente pelas concessionárias de transmissão, sem a autorização prévia da ANEEL, desde que haja solicitação do ONS motivada por expansão da capacidade ou da confiabilidade do SIN.

Tarifas de Distribuição e Transmissão de Energia Elétrica

A ANEEL fiscaliza e regulamenta o acesso aos sistemas de distribuição e transmissão e estabelece as tarifas referentes a tais sistemas. As tarifas são (i) tarifa cobrada pelo uso da rede local de distribuição exclusiva de cada distribuidora Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (“**TUSD**”) e (ii) tarifa cobrada pelo uso da Rede Básica e demais instalações de transmissão (“**TUST**”).

TUSD

A TUSD é paga por geradoras e Consumidores Livres e Consumidores Especiais pelo uso do sistema de distribuição da concessionária na qual estejam conectados. O valor a ser pago pelo respectivo agente conectado ao sistema de distribuição, por ponto de conexão, é calculado pela multiplicação do Montante de Uso do Sistema de Distribuição (MUSD) contratado junto à concessionária de distribuição, em kW, pela tarifa estabelecida pela ANEEL, em R\$/kW. A TUSD tem três componentes: (i) a remuneração da concessionária pelo uso da rede local exclusiva e pelos custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade de terceiros, denominada TUSD-Transporte (ii) os custos regulatórios aplicáveis ao uso da rede local, denominados TUSD-Encargos, estabelecidos pelas autoridades regulatórias, estando relacionados à quantidade de energia consumida por consumidor, e (iii) a parcela da TUSD que recupera os custos regulatórios com perdas elétricas no sistema da distribuidora, denominada TUSD-Perdas.

TUST

A TUST é paga por distribuidoras, geradoras e Consumidores Livres e Consumidores especiais pela utilização da Rede Básica e é reajustada anualmente de acordo com (i) a inflação; e (ii) as receitas anuais das empresas concessionárias de transmissão determinadas pela ANEEL. Segundo os critérios estabelecidos pela ANEEL, os proprietários das diferentes partes da rede de transmissão principal transferiram a coordenação de suas instalações ao ONS em troca do recebimento de pagamentos regulados dos usuários de sistemas da transmissão. Os usuários de rede, inclusive geradoras, distribuidoras e Consumidores Livres e especiais, assinaram contratos com o ONS que lhes conferem o direito de utilizar a rede de transmissão em troca do pagamento de certas tarifas. Outras partes da rede detidas por empresas de transmissão, mas que não são consideradas parte integrante da Rede Básica são disponibilizadas diretamente aos usuários interessados que pagam uma taxa específica.

Incentivos Governamentais do Setor Elétrico

Visando a criar incentivos para geradores de energia alternativa, o Governo Federal estabeleceu uma redução não inferior a 50,0% na TUSD e TUST devida por pequenos geradores hidroelétricos e geradores de energia alternativa (empreendimentos solares, eólicos ou de biomassa) com potência menor ou igual a 30.000 kW. A redução é aplicável à tarifa de conexão devida pela fonte de geração e também por seu consumidor. O valor da redução da tarifa de conexão será incluído como “componentes financeiros” na tarifa de reajuste ou na revisão tarifária. A Lei 13.203, de 2015, previu ainda redução não inferior a 50% na TUSD e na TUST de empreendimentos de fontes renováveis e cogeração qualificada, desde que a potência injetada no sistema seja maior que 30 MW e menor ou igual a 300 MW e atendam a qualquer dos seguintes critérios: resultem de leilão de compra realizado a partir de 01/01/2016 e/ou venham a ser autorizados a partir de 01/01/2016.

Não obstante, nos termos da Lei nº 14.120 de 1 de março de 2021, publicada em 2 de março de 2021, referidos descontos foram limitados aos empreendimentos que solicitem sua outorga ou aumento de capacidade instalada em até 12 meses a partir da publicação da lei e iniciem a operação comercial de todas as suas unidades geradoras (ou a operação comercial de todas as unidades geradoras associadas à solicitação de alteração de outorga) no prazo de até 48 meses contados da data da outorga. No mesmo sentido, os descontos não serão atribuídos após o fim do prazo das outorgas, ou em caso de prorrogação.

Encargos Setoriais

Os principais encargos do setor elétrico são descritos a seguir:

- CDE – Conta de Desenvolvimento Energético: encargo criado pela Lei do Acordo Geral do Setor Elétrico, com a finalidade de promover a geração de energia a partir de fontes eólicas, PCHs, gás e carvão; promover o programa de universalização da eletricidade; e subsidiar a tarifa para consumidores de baixa renda, custear a geração de energia nos sistemas isolados, pagar indenizações de concessões, promover a competitividade do carvão mineral. Este encargo é recolhido por todos os consumidores através da TUST ou TUSD e pagamentos anuais realizados pelos concessionários e autorizados a título de uso de bem público e multas aplicadas pelo ANEEL. A CDE é definida anualmente pela ANEEL.
- CFURH – Compensação Financeira pelo Uso dos Recursos Hídricos: encargo setorial criado pela Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989, com a finalidade de prover recursos para a compensação de Municípios afetados pela perda de terras improdutivas, ocasionada por inundação de áreas no momento da construção de reservatórios de usinas hidrelétricas. 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).
- P&D – Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética: 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. Geradores, transmissoras e distribuidoras devem investir anualmente pelo menos 1% de sua receita operacional líquida.
- PROINFA – Encargo foi instituído pela Lei do Acordo Geral do Setor Elétrico e subsidia o programa de incentivo as 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.
- RGR – criado pelo Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, com a finalidade de prover recursos para compensar a reversão dos ativos no final do período de concessão assim como promover recursos para expansão dos serviços públicos de eletricidade. É atualmente pago mensalmente por todas as concessionárias de serviço público. Nos termos o art. 21 da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, ficam desobrigadas, a partir de 1º de janeiro de 2013, do recolhimento da quota anual da RGR (i) as concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, (ii) as concessionárias de serviço público de transmissão de energia elétrica licitadas a partir de 12 de setembro de 2012; e (iii) as concessionárias de serviço público de transmissão e geração de energia elétrica prorrogadas ou licitadas nos termos da referida Lei. Esta lei também incorporou a RGR na CDE.
- TFSEE – Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica: encargo setorial instituído pela Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, equivalente a 0,4% (quatro décimos por cento) do valor do benefício econômico anual auferido pelo concessionário com a finalidade de cobrir os custos relativos às atividades desempenhadas pela ANEEL, pago por todos os agentes do setor de geração, transmissão e distribuição.
- ESS – Encargo de Serviços de Sistema 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 despacho fora da ordem de mérito e serviços ancilares.
- UBP – Uso do Bem Público: corresponde a uma taxa pelo direito de concessão pago pelos investidores de hidrelétricas pelo uso do sítio hidrológico para geração de energia. Este

pagamento é necessário, pois a concessão de instalação das hidrelétricas pertence à União Federal, e não pode ser cedido sem pagamento.

Desverticalização

O artigo 4º da Lei de Concessões de Serviços de Energia Elétrica, alterado pelo artigo 8º da Lei do Novo 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 SIN, também não poderiam ter participação em outras sociedades, de forma direta ou indireta, ou ainda manter atividades não compatíveis com o objeto se sua concessão de distribuição de energia elétrica.

Divisão de Receitas do Setor

Segundo a ANEEL, entre 2003 e 2005, 26,5% das tarifas de energia elétrica, era destinada a distribuição, 32,8% destinado a tributos e encargos e 40,7% a geração e transmissão. Entre 2007 e 2009, 24,3% das tarifas de energia elétrica, era destinada a distribuição, 34,8% destinado a tributos e encargos e 40,9% a geração e transmissão.

Para maiores informações sobre os riscos a que estamos sujeitos em decorrência da regulação estatal nas atividades por nós desempenhadas, ver item 4.1 (h) deste Formulário de Referência.

Alterações Regulatórias Recentes

A Lei nº 12.767, publicada em 28 de dezembro de 2012 (“**Lei 12.767**”), resulta da Medida Provisória nº 577/2012 (“**MP 577**”), de 30 de agosto de 2012 que disciplina (i) a prestação dos serviços públicos de energia elétrica em caso de declaração de caducidade ou falência das concessionárias, e (ii) os procedimentos para intervenção nas concessionárias quando necessário para assegurar sua prestação adequada e o fiel cumprimento das normas contratuais, regulamentares e legais pertinentes.

Segundo seu artigo 18, a Lei 12.767 proíbe a utilização dos regimes de recuperação judicial e extrajudicial pelas concessionárias de serviços públicos de energia elétrica em geral (salvo posteriormente à extinção da concessão), o que restringirá as medidas à disposição de tais concessionárias para reverter eventuais situações de severas dificuldades financeiras. Outro aspecto relevante desta lei diz respeito à responsabilização dos gestores das empresas concessionárias que tenham a intervenção decretada. Os bens ficarão indisponíveis e os gestores responderão solidariamente pelos atos que ocasionaram prejuízo ao patrimônio e à sociedade.

Além disso, foi sancionada em 11 de janeiro de 2013, a Lei nº 12.783, originária da Medida Provisória nº 579/2012 (“**MP 579**”) e regulamentada pelo Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013, que determinou a redução de certos encargos setoriais e previu a possibilidade legal de

determinadas concessões, anteriores à Lei das Concessões³, serem novamente prorrogadas. Para tanto, tais concessionárias terão que se submeter a certas condições a serem impostas pelo Poder Concedente, incluindo uma nova tarifa e novos padrões de qualidade.

Vale ressaltar, no entanto, que nossas concessões e autorizações não se enquadram nas hipóteses acima, tendo em vista que nenhuma delas foi outorgada anteriormente à Lei de Concessões.

A Medida Provisória nº 688, editada em 18 de agosto de 2015, posteriormente convertida na Lei 13.203/2015, de 8 de dezembro de 2015, dispõe sobre a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica; institui a bonificação pela outorga; e altera as Leis nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, que dispõe sobre as concessões de energia elétrica; nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, que disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica; nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, que institui o Conselho Nacional de Política Energética; nº 9.991, de 24 de julho de 2000, que dispõe sobre realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética por parte das empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica; nº 10.438, de 26 de abril de 2002; nº 10.848, de 15 de março de 2004, que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica; e nº 11.488, de 15 de junho de 2007, que equipara a autoprodutor o consumidor que atenda a requisitos que especifica.

A Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016, originária da Medida Provisória nº 735/2016 (“**MP 735**”), de 22 de junho de 2016, além de alterar a Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, a Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, a Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, a Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989, a Lei nº 9.491, de 9 de setembro de 1997, a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, a Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007, a Lei nº 12.767, de 27 de dezembro de 2012, a Lei nº 13.334, de 13 de setembro de 2016, a Lei nº 13.169, de 6 de outubro de 2015, a Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, e a Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, dispõe sobre a possibilidade de prorrogação das concessões e das autorizações de geração de energia hidrelétrica abrangidas pela Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, a qual foi regulamentada pelo Decreto nº 9.158, de 21 de setembro de 2017.

O Decreto nº 9.271, de 25 de janeiro de 2018, no qual regulamenta a outorga de contrato de concessão no setor elétrico associada à privatização de titular de concessão de serviço público de geração de energia elétrica, nos termos da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Vale ressaltar, no entanto, que nossas concessões de geração não se enquadram nas hipóteses acima, tendo em vista que nenhuma delas está sujeita a privatização.

Mais recentemente foi publicada a Lei nº 14.120 de 1 de março de 2021, a qual revisa disposições referentes aos recursos de investimento em Pesquisa e Desenvolvimento e de Eficiência Energética, visando a transferência à CDE de recursos não investidos, bem como também estabelece a redução gradual dos descontos na TUST e TUSD concedidos à energia incentivada, além de demais disposições visando a desoneração das tarifas.

Legislação Ambiental

³ Anteriormente à edição da Lei das Concessões, foram outorgadas concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica sem licitação e ou já oriundas de prorrogação. Segundo seu artigo 42, tais concessões foram consideradas válidas e a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico previu que tais concessões poderiam ser consideradas prorrogadas apenas pelo prazo de 20 anos. O prazo de vencimento dessas concessões está começando a vencer a partir de 2015 e a legislação em vigor não previa possibilidade de nova prorrogação, devendo, portanto, serem assumidas pelo Poder Concedente ou serem objeto de nova licitação.

As atividades de transmissão e geração de energia elétrica por meio de UHEs, PCHs, UTEs ou eólicas estão sujeitas a abrangente legislação ambiental nas esferas federal, estadual e municipal. A Constituição Federal confere poderes à União e aos governos estaduais para promulgar leis e editar regulamentações destinadas a proteger o meio ambiente.

Os municípios também podem promulgar leis e editar regulamentos com relação aos assuntos de interesse local. A pessoa física ou jurídica que violar a legislação ambiental está sujeita a sanções nas esferas penal e administrativa, independentemente da obrigação de reparar os danos causados ao meio ambiente e a terceiros afetados.

Os principais órgãos de proteção ambiental aos quais as nossas atividades estão submetidas são o IBAMA e os órgãos estaduais de proteção ambiental integrantes do SISNAMA, além dos órgãos e agências de recursos hídricos nos âmbitos estadual e federal. Ainda, nossas atividades estão sujeitas à atuação, no curso dos respectivos processos de licenciamento ambiental, de órgãos públicos responsáveis pela regulamentação de assuntos como, por exemplo, intervenção em terras indígenas, comunidades quilombolas e comunidades tradicionais, áreas de interesse cultural, histórico e arqueológico, Unidades de Conservação, Reservas Legais e Áreas de Preservação Permanente, dentre outros. Os Ministérios Públicos Federal e Estadual agem como órgãos fiscalizadores do cumprimento da legislação ambiental vigente, podendo instaurar procedimentos investigatórios de natureza civil ou criminal e propor ações civis públicas para os casos de descumprimento desta legislação, as quais terão como objetivo a reparação e/ou indenização dos danos causados por nossas atividades.

Licenciamento Ambiental

A Política Nacional do Meio Ambiente (“**Lei Federal nº 6.938/1981**” ou “**PNMA**”), prevê, como um de seus instrumentos, o licenciamento ambiental. De acordo com a PNMA a construção, a instalação, a ampliação e o regular funcionamento de atividades consideradas efetiva ou potencialmente poluidoras, ou que, de qualquer forma, causem degradação do meio ambiente, estão condicionadas ao prévio licenciamento ambiental junto ao órgão competente, o qual estabelecerá as condições, as restrições e as medidas mitigadoras do empreendimento. Este procedimento é necessário tanto para a concepção, instalação inicial e operação do empreendimento quanto para as ampliações nele procedidas, sendo que as licenças emitidas precisam ser renovadas periodicamente.

O licenciamento ambiental de atividades cujos impactos ambientais são considerados significativos está sujeito, ainda, à apresentação de Estudo de Impacto Ambiental e respectivo Relatório de Impacto Ambiental (“**EIA/RIMA**”). Para determinadas atividades, porém, a depender das determinações do órgão ambiental e da legislação aplicável, é possível a preparação de estudos simplificados para subsídio da emissão das licenças ambientais, como, por exemplo, o Relatório Ambiental Simplificado (“**RAS**”).

Adicionalmente ao licenciamento ambiental, a legislação prevê que os empreendimentos de significativo impacto ambiental, assim considerado pelo órgão ambiental competente, com fundamento em EIA/RIMA, deverão destinar um montante próximo a 0,5% do valor do empreendimento ao apoio e/ou manutenção de unidades de conservação de acordo com o grau de impactos causados, como forma de compensação ambiental. Referido montante será fixado pelo órgão ambiental, o que pode ser realizado por meio de um Termo de Compromisso de Compensação Ambiental ou instrumento equivalente a ser firmado com o empreendedor.

A análise das características de determinado empreendimento constitui procedimento mandatório para a emissão de licenças ambientais por parte das autoridades competentes, servindo de

subsídio, inclusive, para a imposição de condicionantes técnicas, que devem ser observadas pelo empreendedor a fim de que seja mantida a validade da respectiva licença.

O processo de licenciamento ambiental, regulado pela Lei Complementar nº 140/2011 e pela Resolução Conselho Nacional do Meio Ambiente (“**CONAMA**”) nº 237/1997, compreende um sistema trifásico, conforme o estágio em que se encontre o empreendimento, sendo realizado junto aos órgãos ambientais nas esferas federal, estaduais ou municipais, conforme definição legal de competência, de acordo com o alcance geográfico dos impactos ambientais causados ou em relação aos recursos ambientais afetados. Para cada uma destas fases, são emitidas as seguintes licenças, todas com prazo determinado de validade, o qual é estabelecido por tipo de licença e por especificidade da atividade ou empreendimento:

- Licença Prévia (“**LP**”): concedida na fase preliminar do planejamento do empreendimento ou da atividade, a LP atesta a viabilidade ambiental do projeto, aprovando sua concepção e localização e estabelece os requisitos básicos e condicionantes ambientais a serem atendidos nas fases subsequentes de implantação;
- Licença de Instalação (“**LI**”): autoriza a instalação ou construção do empreendimento ou atividade e contempla as medidas de controle e demais condicionantes ambientais a serem cumpridas antes da fase de operação; e
- Licença de Operação (“**LO**”): autoriza o início das atividades operacionais do empreendimento, após a verificação do efetivo cumprimento do que consta das licenças anteriores, e estabelece as medidas de controle e condicionantes ambientais que deverão ser atendidas durante a fase de operação.

A Lei Complementar nº 140/2011 estabelece, ainda, que a renovação de qualquer das licenças ambientais deve ser requerida com antecedência mínima de 120 dias contados da data de expiração de seu prazo de validade, o qual fica automaticamente prorrogado até a manifestação definitiva do órgão ambiental competente. Todavia, este prazo pode ser menor em função de uma legislação estadual ou municipal adotar uma antecedência mínima inferior.

De acordo com o Decreto Federal nº 6.514/2008, a ausência das licenças ambientais pode sujeitar a Companhia a sanções de natureza administrativa e/ou penal, independentemente da obrigação de reparar eventual dano ao meio ambiente se assim identificados. No âmbito administrativo, as penalidades variam desde simples advertências a até multas, que podem variar de R\$500,00 a R\$10.000.000,00, embargo, suspensão parcial ou total de obra ou atividade, demolição, dentre outras. No âmbito criminal, merece destaque a figura da responsabilidade penal da pessoa jurídica, que é contemplada de forma independente à responsabilização das pessoas físicas que concorrem para a prática do crime ambiental.

Os órgãos licenciadores de nossas atividades são os seguintes: Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (“**IBAMA**”); Secretaria Estadual do Meio Ambiente do Ceará (“**SEMACE**”); Instituto Estadual do Ambiente (“**INEA-RJ**”); Companhia Ambiental do Estado de São Paulo (“**CETESB**”); Instituto do Meio Ambiente de Santa Catarina (“**IMA**”); Secretaria de Meio Ambiente e de Recursos Hídricos (“**SEMARH**”); Superintendência Regional de Regularização Ambiental (“**SUPRAM**”); Secretaria de Estado de Meio ambiente e Desenvolvimento Sustentável (“**SEMAD/MG**”); Instituto de Meio Ambiente e Ordenamento Territorial do Amapá (“**IMAP**”); Instituto Ambiental do Paraná (“**IAP**”), atual Instituto Água e Terra (“**IAT**”); Secretaria de Estado de Meio ambiente (“**SEMA/MT**”); Instituto Natureza do Tocantins (“**Naturatins**”); Fundação Estadual de Proteção Ambiental Henrique Luiz Roessler do Rio Grande do Sul (“**FEPAM**”), IDEMA do Rio Grande do Norte, Instituto de Meio Ambiente e Recursos Hídricos do Espírito Santo (“**IEMA**”); e Instituto de Meio Ambiente e Recursos Hídricos da Bahia (“**INEMA**”). Com a entrada em vigor do

Decreto Federal n.º 8.437/2015, determinadas regras para a competência do licenciamento ambiental de empreendimentos de geração, transmissão e distribuição de energia foram alteradas. Neste sentido, isto poderá eventualmente alterar o curso de nossos processos e, em alguns casos, os pedidos de licenças poderão tomar mais tempo do que o esperado.

Adicionalmente, a Instrução Normativa nº 06/2013, atualizada pela Instrução Normativa nº 11/2018 do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente (“**IBAMA**”), determina ainda que, além do licenciamento ambiental, as atividades potencialmente poluidoras ou utilizadoras de recursos ambientais devem ser registradas junto ao IBAMA por meio do Cadastro Técnico Federal (“**CTF**”); bem como pagar a correspondente Taxa de Controle e Fiscalização Ambiental (“**TCFA**”), que pode variar entre R\$128,80 e R\$5.796,73 por trimestre, dependendo do potencial poluidor da empresa e do grau de utilização dos recursos naturais, conforme atualizações previstas na Portaria Interministerial nº 812/2015 e posteriormente consolidada pela Lei Federal 13.196/2015.

A TCFA será devida no último dia útil de cada trimestre do ano civil e o recolhimento será efetuado em conta bancária vinculada ao IBAMA. O sujeito passivo da TCFA, em caso de atraso e/ou inadimplência, submete-se aos acréscimos e penalidades prescritas nos termos do artigo 6º, §3º da Instrução Normativa IBAMA nº 17/2011.

A falta do certificado de registro válido perante o IBAMA constitui infração administrativa punível com multa, que pode variar entre R\$50,00 e R\$9.000,00. O não pagamento da TCFA, por sua vez, pode sujeitar as empresas a uma multa de mora de 20% do valor devido, acrescido de juros de mora à razão de 1%.

As demoras ou indeferimentos, por parte dos órgãos ambientais licenciadores, na emissão ou renovação de licenças ambientais, assim como a nossa eventual impossibilidade de atender às exigências e condicionantes estabelecidas por tais órgãos ambientais no curso do processo de licenciamento ambiental, poderão retardar, ou mesmo impedir, conforme o caso, a instalação e a operação dos nossos empreendimentos.

Responsabilidade Ambiental

A responsabilidade ambiental pode ocorrer, de forma simultânea e independente, no âmbito: administrativo, cível e penal.

(i) Responsabilidade criminal

Na esfera penal, as violações à legislação ambiental podem configurar crime, atingindo tanto pessoas jurídicas como os administradores, diretores, membros de conselho e órgãos técnicos, auditores, prepostos ou mandatários, que podem enfrentar até mesmo penas privativas de liberdade (reclusão e detenção) ser presos, como a própria pessoa jurídica. 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, (ii) no interesse ou benefício da pessoa jurídica que representa. A responsabilidade da pessoa jurídica não exclui a das pessoas físicas, autoras, coautoras ou partícipes, o que acaba muitas vezes por estender a responsabilidade de tais atos aos membros das pessoas jurídicas que tenham participado de tais decisões ou tenham se omitido, quando poderiam evitar os prejuízos delas advindos.

Para pessoas naturais, são aplicáveis penas privativas de liberdade (reclusão e detenção), restritivas de direito (prestação de serviços à comunidade, interdição temporária de direitos, suspensão parcial ou total de atividades, prestação pecuniária ou recolhimento domiciliar) e multas.

As penas restritivas de direito são autônomas e poderão substituir as privativas de liberdade em determinados casos.

Para as pessoas jurídicas, podem ser aplicadas de forma isolada, cumulativa ou alternativa as seguintes penas: restritivas de direito (suspensão parcial ou total de atividades, interdição temporária de estabelecimento, obra ou atividade ou proibição de contratar com o Poder Público, bem como dele obter subsídios, subvenções ou doações), prestação de serviços à comunidade e multa.

Tanto para as pessoas naturais quanto para as jurídicas, o valor da multa pode variar de um terço do salário mínimo vigente ao tempo dos fatos a 1.800 vezes o seu valor, de acordo com a culpabilidade do agente.

A prescrição das condutas tipificadas segue a regra geral do Código Penal, regulada pelo prazo máximo da pena privativa de liberdade, conforme determinado nos tipos específicos na Lei de Crimes Ambientais.

(ii) Responsabilidade administrativa

No que se refere à responsabilidade administrativa ambiental, a Lei Federal nº 9.605/1998, regulamentada pelo Decreto Federal nº 6.514/2008, dispõe em seu artigo 70 que toda ação ou omissão que importe na violação das regras jurídicas de uso, gozo, promoção, proteção e recuperação do meio ambiente é considerada infração administrativa ambiental, independentemente da efetiva ocorrência de dano ambiental.

Na esfera administrativa, as sanções aplicáveis às pessoas físicas ou jurídicas pelo cometimento de infrações administrativas previstas, que a depender do caso concreto incluem advertência; multa simples que pode ser estabelecida a partir de R\$ 50,00 a até R\$ 50.000.000,00; multa diária; apreensão dos animais, produtos e subprodutos da fauna e flora e demais produtos e subprodutos objeto da infração; destruição ou inutilização do produto; suspensão de venda e fabricação do produto; embargo de obra ou atividade e suas respectivas áreas; demolição de obra; suspensão parcial ou total de atividades; além das sanções restritivas de direito, dentre as quais a suspensão de registro, licença ou autorização; cancelamento de registro, licença ou autorização; perda ou restrição de incentivos e benefícios fiscais; perda ou suspensão da participação em linhas de financiamento em estabelecimentos oficiais de crédito; e proibição de contratar com a administração pública.

A aplicação de tais sanções pressupõe a observância dos seguintes parâmetros: (i) a gravidade dos fatos, (ii) os motivos da infração e suas consequências para a saúde pública e para o meio ambiente, (iii) os antecedentes do infrator quanto ao cumprimento da legislação ambiental, e (iv) a sua situação econômica.

A competência para fiscalização e imposição de sanções administrativas é comum e, portanto, pode ser exercida pela União, Estados e Municípios. A regulamentação da matéria, trazida pela Lei Complementar nº 140/2011, distinguiu a prerrogativa de imposição de penalidades administrativas com base na competência para licenciamento das atividades e empreendimentos poluidores ou potencialmente poluidores. Ou seja, de maneira geral, o órgão licenciador também se caracteriza como o órgão fiscalizador.

Em âmbito federal, o IBAMA é competente, dentre outros, para a fiscalização dos empreendimentos e atividades por ele licenciados que englobam aqueles localizados ou desenvolvidos nas fronteiras com outros países, no mar territorial, na plataforma continental, na zona econômica exclusiva, em terras indígenas, em Unidades de Conservação (“UC”) instituídas pela União – exceto em Áreas de Proteção Ambiental (“APA”) – e que estejam localizados em 2 (dois) ou mais Estados.

Aos Municípios é conferida a competência de aplicação de penalidades administrativas para as atividades ou empreendimentos por eles licenciados que causem impacto ambiental local ou aquelas localizadas em UCs instituídas pelos Municípios – exceto em APA. Aos Estados, foi dada competência suplementar de licenciamento e fiscalização para os empreendimentos e atividades que não estivessem abarcados nas competências da União e dos Municípios.

Além dos ditames legais federais de ordem geral, os Estados e Municípios também têm competência concorrente para legislar em matéria ambiental, e suas legislações próprias devem ser igualmente observadas dentro dos seus limites jurisdicionais.

Por fim, considerando a legislação federal que estabelece as normas genéricas sobre o tema, a regra geral para a prescrição de ação administrativa é de 05 (cinco) anos, contados da data da prática do ato ou do dia em que estiver cessado, no caso de infração permanente ou continuada.

No caso da conduta que ensejou a infração administrativa também constituir crime, aplica-se a regra específica da prescrição, regulada pelo prazo máximo da pena privativa de liberdade cominada ao crime, conforme previsto na lei penal.

O Decreto Federal nº 6.514/2008 ainda conceitua a prescrição intercorrente que ocorre nos casos de procedimentos de apuração de auto de infração que fiquem paralisados por mais de 03 (três) anos, pendentes de julgamento ou despacho.

As sanções penais e administrativas serão aplicadas independentemente da obrigação de reparar a degradação causada ao meio ambiente.

(iii) Responsabilidade civil

Na esfera civil, a responsabilidade é regulada pela Lei Federal nº 6.938/1981, que confere aos danos ambientais responsabilidade solidária e objetiva, direta e indireta. Isto significa que a obrigação de reparar a degradação causada poderá afetar a todos aqueles direta ou indiretamente envolvidos, pessoas físicas ou jurídicas, independentemente da comprovação de culpa ou dolo dos agentes. Nesse cenário, tendo mais de uma empresa contribuído para a geração de um determinado dano ao meio ambiente, poderá ser demandada à remediação, ou pagamento de indenização, aquela que tiver maiores condições financeiras para fazê-lo (*deep pocket doctrine*) cabendo, posteriormente, direito de regresso contra as demais envolvidas na geração do dano. Como consequência, quando contratamos terceiros para proceder a qualquer intervenção em nossas operações, como a supressão de vegetação e a disposição final de resíduos, não estamos isentos de responsabilidade por eventuais danos ambientais causados por estes terceiros contratados.

Não existe na legislação pátria qualquer previsão de teto ou limitação no valor a ser fixado a título de remediação ou indenização pelo dano ambiental na esfera cível. Tal valor será fixado proporcionalmente ao dano causado. Também existe o entendimento de que a responsabilidade civil pelo dano ambiental não está sujeita às regras de prescrição, por envolver interesses difusos e coletivos, que merecem ser amplamente protegidos.

Além disso, de acordo com a legislação ambiental, pode haver a desconsideração da personalidade jurídica para assegurar que recursos financeiros suficientes estejam disponíveis às partes que buscam reparação dos danos causados ao meio ambiente, isto é, o magistrado pode responsabilizar os sócios e administradores da Companhia, atingindo sua esfera jurídica individual, o que pode acarretar um efeito substancialmente adverso sobre nossos ativos.

O Ministério Público, tanto Estadual quanto Federal, é competente para a instauração de procedimentos investigatórios preliminares e inquéritos civis que visem à identificação do dano

ambiental a serem civilmente reparados. As obrigações do agente poluidor para a reparação civil ambiental podem ser objeto de Termo de Ajustamento de Conduta (“**TAC**”), firmado com o Ministério Público, ou Termo de Compromisso (“**TC**”), firmado com os órgãos públicos fiscalizadores das esferas federal, estadual ou municipal, conforme o caso.

Além da via acordada por meio de TAC ou TC, a reparação civil de dano ambiental pode se dar de maneira litigiosa por meio de ações judiciais coletivas. No caso da Ação Civil Pública, os legitimados para a sua propositura são: Ministério Público, Defensoria Pública, União, Estados, Distrito Federal, Municípios e órgãos públicos ambientais, além das associações sem fins lucrativos que tenham a proteção do meio ambiente como finalidade institucional. Importante frisar que a adoção da via judicial não impede a definição das obrigações civis de reparação do dano que podem ser estabelecidas em acordo firmado no bojo do próprio processo.

Recursos Hídricos

A Lei Federal nº 9.433/1997, que instituiu a Política Nacional de Recursos Hídricos, estabelece que o uso de tais recursos está sujeito à outorga pelo Poder Público, seja para a captação de um corpo d’água, ainda que de um poço artesiano e/ou para consumo público, seja para o lançamento num corpo d’água de esgotos e de demais resíduos líquidos ou gasosos, tratados ou não, com o fim de sua diluição, de transporte ou de disposição final. Estão dispensados da outorga os usos de proporções insignificantes e quando a captação/lançamento se dá por meio da rede pública, desde que essa possua sistema de tratamento adequado.

A Política Nacional de Recursos Hídricos dispõe que a captação ou o lançamento realizado sem outorga de direito de uso de recursos hídricos sujeita a pessoa física ou jurídica a penalidades como, por exemplo, advertência, embargo provisório ou definitivo, interdição e multa, simples ou diária, que pode variar de R\$100,00 até R\$10.000,00.

Resíduos Sólidos

A Lei Federal nº 12.305/2010, instituiu a Política Nacional de Resíduos Sólidos, dispondo diretrizes relativas à gestão integrada e ao gerenciamento de resíduos sólidos. A legislação brasileira regula a segregação, coleta, armazenamento, transporte, tratamento, acondicionamento e destinação final de resíduos sólidos, devendo ser observada a classificação dos resíduos. Ressalta-se que os projetos relacionados são sujeitos à prévia aprovação do órgão ambiental competente. A atividade de segregação, coleta, armazenamento, transporte, tratamento, acondicionamento e destinação final de resíduos está sujeita ao licenciamento ambiental. A disposição inadequada, bem como os acidentes decorrentes do manuseio inadequado desses resíduos, além de poder resultar na contaminação de solo e de águas subterrâneas, podem ensejar a aplicação de sanções nas esferas administrativa (multas que podem variar de R\$ 5.000,00 a R\$ 50.000.000,00) e penal, bem como responsabilização no âmbito civil, sendo que, neste último caso, independentemente de culpa.

Os empreendimentos, especialmente aqueles que sejam considerados grandes geradores de resíduos sólidos, devem elaborar um Plano de Gerenciamento de Resíduos Sólidos (“PGRS”), que estabelecerá os procedimentos necessários para o manejo e destinação ambientalmente correta dos resíduos gerados. O PGRS deve dispor sobre os métodos adotados nas fases de coleta, segregação, acondicionamento, transporte e destinação dos resíduos.

O transporte, o tratamento e a destinação final adequados de resíduo dependem da classe a que eles pertencem e os projetos estão sujeitos à prévia aprovação do órgão ambiental. A atividade de tratamento de resíduos é passível de licenciamento, de maneira que as empresas contratadas para realizar essa atividade devem demonstrar sua regularidade quanto ao licenciamento ambiental.

Cadastro Ambiental Rural

De acordo com o Código Florestal, o Cadastro Ambiental Rural (“**CAR**”) corresponde a registro público eletrônico de âmbito nacional, obrigatório para todos os imóveis rurais, com a finalidade de integrar as informações ambientais das propriedades e posses rurais, compondo base de dados para controle, monitoramento, planejamento ambiental e econômico e combate ao desmatamento.

Em se tratando de imóvel rural, o Código Florestal ainda determina a obrigação de constituição e delimitação e preservação de Reserva Legal ao proprietário ou possuidor, correspondente à área que deve obrigatoriamente ser mantida com cobertura de vegetação nativa, calculada com base em percentual mínimo da área total do imóvel, o qual varia em função de sua localização e do bioma. A ausência de delimitação, constituição e/ou preservação da área de Reserva Legal nos termos do Código Florestal pode ensejar sanções administrativas e criminais, além da obrigação de reparar eventuais danos ambientais causados. Ademais, o déficit de Reserva Legal pode impedir o acesso a crédito financeiro e/ou programas de financiamento. Atualmente, a Companhia é proprietária e/ou possuidora de imóveis rurais que possuem áreas de Reserva Legal irregulares quanto ao Código Florestal. Sendo assim, o déficit de Reserva Legal deve ser regularizado, mediante a recomposição, regeneração e/ou compensação, o que pode ser feito pela adesão, por exemplo, ao Programa de Regularização Ambiental (“**PRA**”).

Reserva Legal

A Lei Federal nº 12.651/12 (“**Código Florestal**”) estabelece que nas propriedades rurais deve ser preservado um percentual mínimo da vegetação local como Reserva Legal, visando o uso sustentável dos recursos naturais, a conservação da biodiversidade e a proteção da fauna e flora nativas. Esse percentual pode variar de 20% a 80% dependendo do bioma e da localização da propriedade.

Em caso de déficit de Reserva Legal, o proprietário é obrigado a proceder com o reflorestamento do percentual faltante dentro da própria propriedade ou realizar a compensação ambiental em outra área rural que atenda aos requisitos legais. A compensação ambiental poderá ser realizada por meio (i) da aquisição de Cota de Reserva Ambiental (“**CRA**”), regulamentada pelo Decreto nº 9.640/2018; (ii) arrendamento de área de servidão ambiental; (iii) doação do Poder Público de área localizada dentro de Unidade de Conservação; ou (iv) registro de remanescente de Reserva Legal em propriedade distinta reflorestada ou em regeneração desde que localizada no mesmo bioma.

Ressalta-se que nos termos do artigo 12, parágrafo 7º do Código Florestal, não será exigido Reserva Legal relativa às áreas adquiridas ou desapropriadas por detentor de concessão, permissão ou autorização para exploração de potencial de energia hidráulica, nas quais funcionem empreendimentos de geração de energia elétrica, subestações ou sejam instaladas linhas de transmissão e de distribuição de energia elétrica. Isso porque os empreendimentos hidrelétricos se inserem em áreas que não podem ser caracterizadas como propriedade rural – que é pressuposto necessário para a exigência da Reserva Legal.

Outras Autorizações Ambientais

Cumpra esclarecer, ainda, que além do licenciamento ambiental, a legislação brasileira impõe diversas outras obrigações e exige a obtenção de outras autorizações específicas para determinadas atividades, tais como autorização para supressão de vegetação, destinação final ambientalmente adequada de resíduos, autorização para transporte interestadual de produtos perigosos, entre outras. A não obtenção de tais autorizações pode sujeitar a Companhia e suas Subsidiárias às penalidades de advertência, multa, embargo e interdição de atividade, de acordo com a gravidade da infração, além do dever de reparação dos danos ambientais, se houver. O não cumprimento da regulamentação ambiental poderá expor a Companhia ao risco de autuações, os quais poderão culminar em prejuízos financeiros e à sua imagem.

Proteção e Privacidade de Dados

As normas sobre privacidade e proteção de dados no mundo têm evoluído nos últimos anos, de modo a estabelecer regras mais objetivas sobre como os dados pessoais (toda e qualquer informação relacionada a pessoa natural identificada ou identificável) podem ser utilizados pelas organizações.

No Brasil, especificamente, até o ano de 2018, o tema era tratado pelo judiciário de forma casuísta e pontual, por meio da interpretação de uma série de dispositivos legais setoriais, quais sejam:

- a Constituição Federal Brasileira, que estabeleceu como direitos constitucionais o direito à intimidade, à vida privada e à imagem;
- a Lei nº 8.078/1990 ("**Código de Defesa do Consumidor**"), que trouxe contornos mais objetivos para a abertura de bancos de dados de consumidores e cadastro de maus pagadores, estabelecendo, inclusive, que o consumidor deve ter acesso aos dados pessoais que constam em tais bancos de dados sobre ele, bem como sobre as suas respectivas fontes;
- a Lei nº 12.414/2011 ("**Lei do Cadastro Positivo**"), alterada em 2019, que estabeleceu regras específicas para a criação de bancos de dados de bons pagadores, determinando que é direito do cadastrado, dentre outros, ser informado sobre a identidade do gestor e sobre o armazenamento e o objetivo do tratamento dos seus dados pessoais, e, ter os seus dados pessoais utilizados somente de acordo com a finalidade para a qual eles foram coletados;
- a Lei nº 12.965/2014 ("**Marco Civil da Internet**"), que tratou em diversos artigos sobre a proteção da privacidade e dos dados pessoais dos usuários no ambiente online, mas, não definiu o conceito de dados pessoais; e
- o Decreto nº 8.771/2016 ("**Decreto regulamentador do Marco Civil da Internet**"), que definiu dados pessoais como aqueles relacionados à pessoa natural identificada ou identificável, tais como números identificadores, dados locacionais ou identificadores eletrônicos, quando estes estiverem relacionados a uma pessoa.

No entanto, em agosto de 2018, com a promulgação da LGPD, as práticas relacionadas ao tratamento de dados pessoais no Brasil, passaram a ser reguladas de forma geral, por meio de um sistema de regras sobre o tema que impacta todos os setores da economia. A LGPD tem como objetivo proteger os direitos fundamentais de liberdade, privacidade e livre desenvolvimento da personalidade das pessoas naturais, criando um ambiente de maior controle dos indivíduos sobre os seus dados e de maiores responsabilidades para as organizações que tratam tais dados pessoais, trazendo novas obrigações a serem observadas. A título exemplificativo, a LGPD estabelece uma série de princípios que devem ser observados no tratamento de dados pessoais, quais sejam, finalidade, adequação, necessidade, livre acesso, qualidade dos dados, transparência, segurança, prevenção, não discriminação, responsabilização e prestação de contas.

O âmbito de aplicação da referida lei abrange todas as atividades de tratamento de dados pessoais, inclusive em ambiente online, e se estende a pessoas naturais e pessoas jurídicas de direito público e privado, independentemente do país onde estão sediadas ou onde os dados estão localizados, desde que: (i) o tratamento de dados pessoais ocorra no Brasil; (ii) a atividade de tratamento de dados destine-se a oferecer ou fornecer bens ou serviços a ou tratar dados de indivíduos localizados no Brasil; ou (iii) os titulares dos dados estão localizados no Brasil no momento em que seus dados pessoais são coletados.

Além disso, a LGPD estabelece (i) diversas hipóteses autorizadoras do tratamento de dados pessoais (bases legais); (ii) dispõe sobre uma gama de direitos dos titulares de dados pessoais; (iii)

prevê sanções administrativas para o descumprimento de suas disposições; e (iv) autoriza a criação da ANPD, autoridade responsável por garantir a observância das normas sobre proteção de dados pessoais no Brasil.

Em 1º de fevereiro de 2021, a ANPD publicou seu Planejamento Estratégico para o período de 2021-2023, definindo 3 (três) objetivos estratégicos: (i) promover o fortalecimento da cultura de proteção de dados pessoais; (ii) estabelecer o ambiente normativo eficaz para a proteção de dados pessoais; e (iii) aprimorar as condições para o cumprimento das competências legais.

A Autoridade Nacional de Proteção de Dados (ANPD) aprovou seu segundo Planejamento Estratégico para o período de 2024 a 2027, por meio da Resolução CD/ANPD nº 16, de 07 de maio de 2024. O planejamento apresenta o referencial estratégico da ANPD, com sua visão, missão, valores e diretrizes estratégicas, bem como o mapa estratégico contendo os objetivos estratégicos, indicadores e metas associadas.

Ainda assim, alguns órgãos de defesa do consumidor já têm atuado, especialmente em casos de incidente de segurança que resultem em acessos indevidos a dados pessoais, exercendo funções de fiscalização da LGPD, mas, aplicando penalidades previstas no Código de Defesa do Consumidor e no Marco Civil da Internet.

Ainda, importante informar que a LGPD entrou em vigor no dia 18 de setembro de 2020 quanto à maior parte de suas disposições, mas, a aplicabilidade de suas sanções administrativas (art. 52, 53 e 54) somente poderá ser feita a partir do dia 1º de agosto de 2021, nos termos da Lei nº 14.010/2020, sancionada em meio à pandemia do COVID-19, numa tentativa de mitigar os efeitos negativos do distanciamento social causado por tal pandemia nas organizações.

Todavia, o descumprimento de quaisquer disposições previstas na LGPD, anteriormente a entrada em vigor de suas sanções administrativas, tem como riscos: (i) 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 (ii) a aplicação das penalidades previstas no Código de Defesa do Consumidor e Marco Civil da Internet por alguns órgãos de defesa do consumidor.

Conforme mencionado, quando da entrada em vigor das sanções administrativas da LGPD, em agosto de 2021, caso a Companhia não esteja adequada às suas disposições, a Companhia estará sujeita, à (a) advertência, com indicação de prazo para adoção de medidas corretivas; (b) multa de até 2% (dois por cento) do faturamento da empresa, grupo ou conglomerado no Brasil no seu último exercício, excluídos os tributos, limitada, no total, R\$ 50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais) por infração; (c) multa diária, observado o limite total mencionado; (d) divulgação da infração após devidamente apurada e confirmada a sua ocorrência; (e) bloqueio ou eliminação dos dados pessoais; (f) suspensão parcial do funcionamento do banco de dados a que se refere a infração por até 6 (seis) meses, prorrogável por igual período; (g) suspensão, proibição parcial ou total do exercício da atividade de tratamento dos dados pessoais a que se refere a infração pelo período máximo de 6 (seis) meses, prorrogável por igual período, em caso de reincidência; e (h) proibição parcial ou total do exercício de atividades relacionadas a tratamento de dados.

Com a entrada em vigor da LGPD, a Companhia adaptou suas operações e seu modelo de negócios aos limites estabelecidos em referida lei. Nesse sentido, a Companhia tomou as providências necessárias com terceiros para a realização de projeto de adequação à LGPD em 2021.

(b) principais aspectos relacionados ao cumprimento das obrigações legais e regulatórias ligadas a questões ambientais e sociais pela Companhia

Aspectos Ambientais da Transmissão de Energia

Não aderimos a normas específicas de conduta ou a padrões internacionais relativos à proteção ambiental, porém procuramos mitigar qualquer risco, em nossas transmissoras, empreendendo esforços significativos para o uso racional dos recursos naturais e para a conscientização dos colaboradores, fornecedores e comunidades em relação à necessidade de proteger o meio ambiente.

A instalação de nossas linhas de transmissão que operam em tensões superiores a 230 kV, cujos impactos ambientais são considerados relevantes, exigiu, para fins de licenciamento, a elaboração de estudos ambientais de maior complexidade, conforme a exigência do órgão ambiental responsável, bem como a implementação e gestão de programas ambientais nas etapas de construção, de operação e manutenção destes empreendimentos.

No caso da instalação de subestações e linhas de transmissão o processo de licenciamento no âmbito federal pode ser mais simples ou complexo, dependendo do impacto ao meio ambiente e não da tensão. O processo de licenciamento foi alterado pelo Ministério do Meio Ambiente, por meio da Portaria nº 421/2011 do Ministério do Meio Ambiente, com o intuito de ser mais célere. Desse modo, poderá seguir o rito simplificado, sendo exigível a apresentação de Relatório Ambiental Simplificado ("**RAS**") ou o ordinário, com estudo mais detalhado ou até mesmo sendo exigível a apresentação de Estudo Prévio de Impacto Ambiental e seu respectivo Relatório de Impacto Ambiental ("**EIA/RIMA**"). Do mesmo modo, no âmbito estadual o processo de licenciamento poderá sofrer variações quanto ao tipo de estudo a ser apresentado considerando a complexidade em termos ambientais do empreendimento.

Adicionalmente, nossas empresas estão obrigadas a investir até 1,2% do valor do empreendimento a título de compensação ambiental, segundo determinação dos órgãos ambientais responsáveis. Os valores totais envolvidos nos Termos de Compromisso de Compensação Ambiental, referentes ao pagamento de quantias a título de compensação ambiental conforme Lei nº 9.985, de 18 de julho de 2000, firmados até 2007, que abrangem tanto as linhas de transmissão, como as UHEs, alcançam o montante aproximado de R\$4,0 milhões, dos quais parte já foi pago pela Companhia e o restante será pago mediante cronograma previamente aprovado pelos órgãos ambientais licenciadores.

Nossas licenças ambientais referentes às linhas de transmissão e à geração de energia trazem diversas exigências técnicas que devemos cumprir. Caso não sejam adotadas medidas neste sentido, as atuais licenças poderão ser suspensas ou ainda poderemos não obter suas renovações. Para mais informações sobre estes riscos, ver a seção 4.1 deste Formulário de Referência.

Aspectos Ambientais da Geração de Energia

Não aderimos a normas específica de conduta ou a padrões internacionais relativos à proteção ambiental no âmbito das nossas atividades de geração de energia elétrica, que abrangem as UHE São José (Ijuí), Foz do Rio Claro, Queluz, Lavrinhas, UHE Ferreira Gomes e projetos eólicos, porém procuramos mitigar qualquer risco por meio do devido licenciamento ambiental prévio. O aproveitamento de potencial hidrelétrico por meio de UHE e de PCH sujeita-se à outorga do direito de uso de recursos hídricos e à consequente cobrança pelo uso da água, conforme consta na Lei Federal nº 9.433/1997 (Política Nacional de Recursos Hídricos). Para os rios de domínio da União, a emissão da outorga compete à Agência Nacional de Águas ("**ANA**"), enquanto, para os demais

cursos d'água, a competência para emitir a outorga é conferida aos respectivos órgãos estaduais de recursos hídricos.

Usinas Hidrelétricas

Nossas subsidiárias Ijuí, Foz do Rio Claro e Ferreira Gomes possuem licenças ambientais válidas e têm empreendido esforços significativos com o objetivo de mitigar e compensar os impactos ambientais causados pela construção das UHEs São José, UHE Foz do Rio Claro e UHE Ferreira Gomes. Mesmo com as usinas em operação, vários projetos de cunho socioambiental ainda são desenvolvidos, como por exemplo: recuperação de áreas degradadas; monitoramento de fauna e flora, recomposição florestal da APP ao longo dos reservatórios, educação ambiental, comunicação social e gestão patrimonial. Além disso, em Ferreira Gomes foram doadas ambulâncias; equipamentos para controle da Malária, como construção de um laboratório; doação de duas caminhonetes e um barco para o 7º Batalhão da Polícia Militar de Ferreira Gomes e revitalização do estádio de futebol do município. E, na UHE Foz do Rio Claro foi elaborado projeto de MDL (mecanismo de desenvolvimento limpo), o qual é elegível dentro dos padrões internacionais de classificação de aproveitamentos hidrelétricos para geração de créditos de carbono.

Pequenas Centrais Hidrelétricas

Nossas subsidiárias Queluz, Lavrinhas e Verde 08 detentoras das autorizações das PCHs de mesmo nome, também possuem licenças ambientais válidas e possuem vários projetos socioambientais em curso. São realizadas atividades de replantio e manutenção das APP dos reservatórios, campanhas de educação ambiental e comunicação social, visitas técnicas com escolas da região, monitoramento de fauna e do sistema de transposição de peixes, combate a proliferação de macrófitas nos reservatórios e recuperação de áreas degradadas.

Parques Eólicos

No leilão A-5, realizado em dezembro de 2011, viabilizamos, por meio da venda de energia, a implantação de 10 parques eólicos nos municípios de Aracati e Fortim no Ceará. No entanto, em outubro de 2014 a Alupar sagrou-se vencedora da Licitação para alienação das participações societárias detidas por Furnas no Complexo Aracati, composto por cinco centrais eólicas, Energia dos Ventos I, II, III, IV e X. Em março de 2015, a Alupar concluiu o processo de aquisição da participação societária de cada uma das sociedades integrantes do Complexo Aracati, dessa forma a Companhia passou a deter 99,99% do capital social de cada uma das sociedades que compõem o Complexo. Em 31 de agosto de 2015, a Companhia finalizou o processo de alienação para Furnas da totalidade das participações societárias detidas pela Companhia nas empresas Energia dos Ventos V, VI, VII, VIII e XI (Complexo Fortim). Com a conclusão da operação, encerra-se a parceria estabelecida com Furnas. O parque eólico Pitombeira (27,3 MW) tornou-se apto a operar em março de 2016; Ventos do Horizonte (16,8 MW) tornou-se apto a operar em abril de 2016; Santa Catarina (18,9 MW) tornou-se apto a operar em maio de 2016; Goiabeira (23,1 MW) tornou-se apto a operar em maio de 2016; e Ubatuba (12,6 MW) tornou-se apto a operar em junho de 2016.

Em 2021 foram emitidas as outorgas viabilizando a implantação dos seguintes parques eólicos: AW São João – 25,2 MW e AW Santa Regia – 37,8 MW, que somam uma capacidade instalada de 63,0 MW. Adicionalmente também foi emitida a outorga viabilizando a implantação da UFV Pitombeira com capacidade instalada de 61,7MW, que entrou em operação comercial em fevereiro de 2024.

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

As atividades de geração e transmissão de energia elétrica desenvolvidas pela Companhia e suas controladas estão sujeitas a fiscalização da ANEEL, MME, ONS e CCEE e possuem as devidas autorizações governamentais, e.g. contratos de concessão, autorizações e licenças, que autorizam seu funcionamento regular. Para maiores informações sobre as concessões, autorizações e licenças da Companhia, vide item 1.2 deste Formulário de Referência.

Exceto pelas autorizações governamentais mencionadas acima, a Companhia não depende de quaisquer patentes, marcas, licenças, concessões, franquias, ou contratos de royalties para desenvolver suas atividades. Em complemento, a Companhia possui software desenvolvido internamente para controle de processos de pagamento e se atém à formalização de titularidade de seus ativos de propriedade intelectual.

Marcas

Marcas são sinais distintivos visualmente perceptíveis, compostos por palavras e/ou imagens, que identificam e distinguem produtos e/ou serviços. A Companhia possui marcas registradas no Brasil e no exterior. No Brasil, a Lei nº 9.279/1996 (“**Lei da Propriedade Industrial**”), dispõe que a propriedade de determinada marca somente pode ser adquirida por meio do registro concedido pelo Instituto Nacional da Propriedade Industrial (“**INPI**”), autarquia federal responsável pelo registro de marcas, concessão de patentes e outros direitos de propriedade industrial no Brasil. Após a concessão do registro de marca pelo INPI, o titular da marca passa a deter a propriedade de tal marca e o direito de uso exclusivo para designar produtos e/ou serviços incluídos na classe na qual a marca foi registrada, em todo o território nacional por um prazo determinado de dez anos, que poderá ser prorrogado por períodos iguais e sucessivos, mediante o pagamento das taxas adicionais ao INPI.

Durante o processo de registro, o depositante possui apenas uma expectativa de direito de propriedade das marcas depositadas aplicadas para a identificação de seus produtos ou serviços. Essa expectativa pode vir a não se concretizar em direito nas hipóteses de: (i) falta de pagamento das taxas retribuições cabíveis dentro dos prazos legais; (ii) indeferimento pelo órgão responsável pelo registro; e (iii) não contestação ou não cumprimento de exigência formulada pelo órgão responsável pelo registro.

Nomes de domínio

Um nome de domínio é uma identificação de autonomia, autoridade ou controle dentro da internet. Os nomes de domínio seguem as regras e procedimentos do Domain Name System (“**DNS**”), de modo que qualquer nome registrado no DNS é um nome de domínio. No Brasil, o responsável pelo registro de nomes de domínio, bem como pela administração e publicação do DNS para o domínio “.br”, a distribuição de endereços de sites e serviços de manutenção é o Registro.br.

(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

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não efetuou contribuições financeiras em favor de ocupantes ou candidatos a cargos políticos.

(ii) em favor de partidos políticos

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não efetuou contribuições financeiras em favor de partidos políticos.

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

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não efetuou contribuições financeiras visando a tal finalidade.

1.7 - Receitas relevantes no país sede do emissor e no exterior

(a) receita proveniente dos clientes atribuídos ao país sede da Companhia e sua participação na receita líquida total da Companhia

A receita operacional líquida consolidada da Companhia proveniente dos clientes atribuídos ao Brasil foi de R\$ 3.816,0 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, ou seja 95,3% da nossa receita operacional líquida.

(b) receita proveniente dos clientes atribuídos a cada país estrangeiro e sua participação na receita líquida total da Companhia

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, a Companhia auferiu receitas provenientes de países estrangeiros. No Peru, a receita operacional líquida consolidada da Companhia, proveniente da UHE La Virgen, totalizou R\$ 96,3 milhões, ou seja, 2,4% do faturamento consolidado da Companhia. A receita operacional líquida consolidada proveniente da transmissora TSA (Grupo 02) totalizou R\$ 51,7 milhões, correspondendo a 1,3% do faturamento consolidado da companhia e a receita operacional líquida da transmissora TCN totalizou R\$ 4,6 milhões, correspondendo a 0,1% do faturamento consolidado da companhia. Na Colômbia, a receita operacional líquida consolidada da Companhia proveniente da PCH Morro Azul (Risaralda), situada na Colômbia, totalizou R\$ 33,2 milhões, ou seja, 0,8% do faturamento consolidado da Companhia.

1.8 – Efeitos relevantes de regulação estrangeira

Na data deste Formulário de Referência, a Companhia não possui receitas relevantes provenientes de países estrangeiros, de modo que não há efeitos relevantes da regulação estrangeira sobre seus negócios.

1.9 – Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

(a) se a Companhia divulga informações ASG em relatório anual ou outro documento específico para esta finalidade

O Relatório de Sustentabilidade da Companhia é analisado e aprovado anualmente pelo Conselho de Administração da Companhia, após manifestação prévia do Comitê de Sustentabilidade. O Relatório de Sustentabilidade, que tem como objetivo apresentar os avanços e desafios na gestão de aspectos ASG, integrados à sua estratégia de negócios, é divulgado anualmente no *website* da Companhia.

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

Orientados pelos princípios da transparência e do equilíbrio, a Companhia adota os padrões mais reconhecidos para a comunicação e relato da gestão de sustentabilidade. O Relatório de Sustentabilidade está de acordo com as Normas GRI para Relato de Sustentabilidade, da Global Reporting Initiative (GRI), e segue as diretrizes do *Sustainability Accounting Standards Board* (SASB) para a indústria do setor elétrico.

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

Em 2024, o Relatório de Sustentabilidade da Companhia foi auditado pela Bureau Veritas, entidade independente.

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

O Relatório de Sustentabilidade da Companhia pode ser encontrado no seguinte *website*: endereço: <https://rs.alupar.com.br/>

(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 a Companhia

Os temas abordados no Relatório de Sustentabilidade da Companhia são definidos a partir da Matriz de Materialidade da Companhia, disponível no próprio Relatório de Sustentabilidade (<https://www.alupar.com.br/sustentabilidade-2/>). A matriz é uma ferramenta que permite, no contexto da agenda ASG, identificar e priorizar os temas mais relevantes e urgentes para a avaliação de riscos e oportunidades, considerando a estratégia corporativa e os impactos das atividades sobre os diferentes públicos com os quais nos relacionamos – os *stakeholders*.

A matriz da Companhia foi revisada em 2022/2023. O processo de revisão envolveu estudos de *benchmarking* com empresas do setor elétrico e referenciais ASG, como *ratings* internacionais, *standards* não governamentais e índices de mercado (ISE, DJSI etc.), bem como entrevistas com a alta administração, para alinhamento da visão estratégica da Companhia. Também foram consultados, por meio de entrevistas qualitativas estruturadas, representantes dos tipos de públicos priorizados para o engajamento desta revisão – agentes reguladores, investidores e acionistas, instituições financeiras e poder público.

Temas materiais e seus respectivos indicadores:

Biodiversidade e gestão ambiental:

- 303-1 | Interações com a água como um recurso compartilhado
- 303-2 | Gestão de impactos relacionados ao descarte de água
- 303-3 | Captação de água
- 304-1 | Unidades operacionais próprias, arrendadas ou geridas dentro ou nas adjacências de áreas de proteção ambiental e áreas de alto valor de biodiversidade situadas fora de áreas de proteção ambiental
- 304-2 | Impactos significativos de atividades, produtos e serviços na biodiversidade
- 304-3 | Habitats protegidos ou restaurados
- 304-4 | Espécies incluídas na lista vermelha da IUCN e em listas nacionais de conservação com habitats em áreas afetadas por operações da organização
- EU13 | Biodiversidade de habitats de substituição em comparação à biodiversidade das áreas afetadas

Mudanças climáticas:

- 201-2 | Implicações financeiras e outros riscos e oportunidades decorrentes de mudanças climáticas
- 302-1 | Consumo de energia dentro da organização
- 305-1 | Emissões diretas (Escopo 1) de gases de efeito estufa (GEE)
- 305-2 | Emissões indiretas (Escopo 2) de gases de efeito estufa (GEE) provenientes da aquisição de energia
- 305-3 | Outras emissões indiretas (Escopo 3) de gases de efeito estufa (GEE)
- 305-5 | Redução de emissões de gases de efeito estufa (GEE)

Gestão de resíduos:

- 306-1 | Geração de resíduos e impactos significativos relacionados a resíduos
- 306-2 | Gestão de impactos significativos relacionados a resíduos
- 306-4 | Resíduos não destinados para disposição final
- 306-5 | Resíduos destinados para disposição final

Relacionamento com as comunidades:

- 410-1 | Pessoal de segurança capacitado em políticas ou procedimentos de direitos humanos
- 411-1 | Casos de violação de direitos de povos indígenas
- 413-1 | Operações com engajamento, avaliações de impacto e programas de desenvolvimento voltados à comunidade local

- 413-2 | Operações com impactos negativos significativos – reais e potenciais – nas comunidades locais
- EU20 | Abordagem para gestão de impactos de deslocamento
- EU22 | Número de pessoas deslocadas física e economicamente e indenização, discriminados por tipo de projeto
- EU25 | Número de acidentes e óbitos de usuários do serviço envolvendo bens da empresa, entre os quais decisões e acordos judiciais, além de casos judiciais pendentes relativos à doença

Diversidade e inclusão:

- 405-1 | Diversidade em órgãos de governança e empregados
- 406-1 | Casos de discriminação e medidas corretivas tomadas

Saúde e segurança dos trabalhadores:

- 403-1 Sistema de gestão de saúde e segurança do trabalho
- 403-2 Identificação de periculosidade, avaliação de riscos e investigação de incidentes
- 403-3 Serviços de saúde do trabalho
- 403-4 Participação dos trabalhadores, consulta e comunicação aos trabalhadores referentes a saúde e segurança do trabalho
- 403-5 Capacitação de trabalhadores em saúde e segurança do trabalho
- 403-6 Promoção da saúde do trabalhador
- 403-7 Prevenção e mitigação de impactos na saúde e segurança do trabalho diretamente vinculados com relações de negócios
- 403-8 Trabalhadores cobertos por um sistema de gestão de saúde e segurança do trabalho
- 403-9 Acidentes de trabalho
- 403-10 Doenças profissionais
- EU16 Políticas e requisitos referentes à saúde e segurança dos empregados e trabalhadores terceirizados e subcontratados
- EU17 Dias trabalhados de terceirizados e subcontratados envolvidos na construção, atividades de operação e manutenção
- EU18 Porcentagem de trabalhadores terceirizados e subcontratados submetidos a treinamento relevante de saúde e segurança

Gestão de talentos:

- 401-1 | Novas contratações e rotatividade de empregados
- 404-1 | Média de horas de capacitação por ano, por empregado
- 404-2 | Programas para o aperfeiçoamento de competências dos empregados e de assistência para transição de carreira

- 404-3 | Percentual de empregados que recebem avaliações regulares de desempenho e de desenvolvimento de carreira

Conduta ética:

- 205-1 Operações avaliadas quanto a riscos relacionados à corrupção
- 205-2 Comunicação e capacitação em políticas e procedimentos de combate à corrupção
- 205-3 Casos confirmados de corrupção e ações tomadas
- 206-1 Ações judiciais por concorrência desleal, práticas de truste e monopólio

Gestão de ativos:

- 201-1 | Valor econômico direto gerado e distribuído
- 418-1 | Queixas comprovadas relativas a violação da privacidade e perda de dados de clientes
- EU6 | Abordagem da gestão para garantir a disponibilidade e a confiabilidade da energia no curto e longo prazo
- EU8 | Atividade de pesquisa e desenvolvimento e despesas destinadas a fornecer energia elétrica confiável e promoção do desenvolvimento sustentável
- EU12 | Percentual de perda de transmissão e distribuição em relação ao total de energia
- EU21 | Medidas de planejamento de contingência, planos de manejo de desastre/emergência e programas de treinamento e planos de recuperação/restauração
- EU30 | Fator de disponibilidade média da usina, discriminado por fonte de energia e sistema regulatório

Gestão de fornecedores:

- 308-1 | Novos fornecedores selecionados com base em critérios ambientais
- 308-2 | Impactos ambientais negativos na cadeia de fornecedores e medidas tomadas
- 407-1 | Operações e fornecedores em que o direito à liberdade sindical e à negociação coletiva pode estar em risco
- 408-1 | Operações e fornecedores com risco significativo de casos de trabalho infantil
- 409-1 | Operações e fornecedores com risco significativo de casos de trabalho forçado ou análogo ao escravo
- 414-1 | Novos fornecedores selecionados com base em critérios sociais
- 414-2 | Impactos sociais negativos na cadeia de fornecedores e medidas tomadas

(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 da Companhia

O Relatório de Sustentabilidade da Companhia observa os princípios do Pacto Global da Organização das Nações Unidas (ONU). Desde 2021, a Companhia integra a Rede Brasil do Pacto Global e participa do movimento para o fortalecimento das metas dos Objetivos de

Desenvolvimento Sustentável - ODS. Através da Reunião do Conselho de Administração, realizada em 09 de novembro 2022, foram aprovados os ODS prioritários para a Companhia, a saber:

ODS 4 – Educação de Qualidade;

ODS 7 – Energia Limpa e Acessível;

ODS 8 – Trabalho Decente e Crescimento Econômico;

ODS 12 – Consumo e Produção Responsáveis;

ODS 13 – Ação contra a Mudança Global do Clima; e

ODS 15 – Vida Terrestre.

(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

Em 2023, a Companhia iniciou um trabalho de diagnóstico, priorização e valoração financeira dos riscos relacionados às mudanças climáticas, com o apoio de uma consultoria externa e seguindo as diretrizes do TCFD, uma prévia do trabalho foi apresentada no Relatório de Sustentabilidade divulgado em 12 de maio de 2025, apresentado pela Companhia e disponível em seu *website*.

(h) se a Companhia 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

A Companhia realiza inventário de emissões de gases de efeito estufa desde 2021 e publica os resultados no Relatório de Sustentabilidade. O inventário referente ao ano de 2024 conta com a avaliação dos escopos 1, 2 e 3. Desde 2024, ano-base 2023, o inventário é também disponibilizado no Registro Público de Emissões, da FGV. O Relatório de Sustentabilidade é disponibilizado anualmente no *website* da Companhia.

(i) explicação da Companhia sobre as seguintes condutas, se for o caso:

(i) a não divulgação de informações ASG

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia divulga informações ASG.

(ii) a não adoção de matriz de materialidade

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia adota matriz de materialidade.

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

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia adota indicadores-chave de desempenho ASG.

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

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia, desde 2024, passou a realizar auditoria independente sobre as informações ASG divulgadas.

(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

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia considera os ODS. Contudo, em relação às questões climáticas, a Companhia iniciou em 2023 um trabalho de identificação e avaliação de riscos climáticos, baseados na TCFD.

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

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia realiza o inventário de emissão de gases do efeito estufa.

1.10 - Informações de sociedade de economia mista

(a) interesse público que justificou sua criação

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não é sociedade de economia mista.

(b) atuação da Companhia em atendimento às políticas públicas, incluindo metas de universalização

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não é sociedade de economia mista.

(c) processo de formação de preços e regras aplicáveis à fixação de tarifas

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não é sociedade de economia mista.

1.11 – Aquisição ou alienação de ativo relevante

No último exercício social não houve operação de aquisição ou alienação de qualquer ativo relevante que não se enquadre como operação normal de negócios diretos da Companhia.

1.12 – Operações societárias/Aumento ou redução de capital

2024

Aumento de Capital e Bonificação de Ações

Conforme Fato Relevante divulgado em 19 de abril de 2024, em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada na mesma data, foi aprovado, dentre outras matérias, o aumento do capital social no valor de R\$362.784.597,76 (trezentos e sessenta e dois milhões, setecentos e oitenta e quatro mil, quinhentos e noventa e sete reais e setenta e seis centavos) mediante a capitalização de parte do saldo contábil da Reserva de Investimentos da Companhia no referido valor, com a emissão de 36.571.028 (trinta e seis milhões, quinhentas e setenta e uma mil e vinte e oito) novas ações, todas escriturais e sem valor nominal, sendo 24.833.368 (vinte e quatro milhões, oitocentas e trinta e três mil, trezentas e sessenta e oito) ações ordinárias e 11.737.660 (onze milhões, setecentas e trinta e sete mil, seiscentas e sessenta) ações preferenciais a serem bonificadas aos acionistas e detentores de Units à razão de 4% (quatro por cento), ou seja, na proporção de 4 (quatro) novas ações para cada 100 (cem) ações detidas, independentemente de sua espécie, nos termos do artigo 169 da Lei das Sociedades por Ações.

Programa de Recompra de Units

A Companhia realizou a recompra de certificados de depósitos de ações, representativos cada um de 1 (uma) ação ordinária e 2 (duas) ações preferenciais de emissão da Companhia (“**Units**”), o qual foi aprovado pelo Conselho de Administração, em 11 de dezembro de 2024 (“**Programa de Recompra**”).

Conforme fato relevante divulgado pela Companhia em 11 de dezembro de 2024 (“**Fato Relevante Recompra**”), o Programa de Recompra abrangeou a aquisição de até 3.720.536 (três milhões setecentos e vinte mil quinhentos e trinta e seis) Units, representativas de 3.720.536 (três milhões setecentos e vinte mil quinhentos e trinta e seis) ações ordinárias e 7.441.072 (sete milhões quatrocentos e quarenta e um mil e setenta e duas) ações preferenciais, que correspondem, em 11 de dezembro de 2024, a 1,17% (um inteiro e dezessete centésimos por cento) da totalidade do capital social da Companhia.

Para obter mais informações sobre os termos e condições do Programa de Recompra da Companhia, consulte o Fato Relevante Recompra disponível nos *websites* da Companhia (<https://ri.alupar.com.br/>) e da CVM (<https://sistemas.cvm.gov.br/>).

2025

Aquisição da Rialma IV

Em janeiro de 2025, a ETAP - Empresa Transmissora Agreste Potiguar S.A., subsidiária integral da Companhia, celebrou o Contrato de Compra e Venda de Ações e Outras Avenças, tendo por objeto a aquisição da totalidade das ações de emissão da Rialma Transmissora de Energia IV S.A. (“**Rialma IV**”), de titularidade da Rialma Administração e Participações S.A. O contrato prevê a aquisição pelo valor de R\$ R\$175.434.000,00, subtraindo-se o valor da dívida líquida na data-base de junho de 2024, no montante de R\$ 94.974.000,00. A consumação da aquisição depende, entre outras condições precedentes, da obtenção de aprovações regulatórias e de terceiros, incluindo a ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, credores e garantidores. Em 07 de março de 2025 foi publicado no Diário Oficial da União o trânsito em julgado do Ato de Concentração nº 08700.002204/2025-66 relativo esta operação pelo CADE – Conselho Administrativo de Defesa Econômica.

Para obter mais informações sobre a aquisição, consulte o Fato Relevante Recompra disponível nos *websites* da Companhia (<https://ri.alupar.com.br/>) e da CVM (<https://sistemas.cvm.gov.br/>).

Aumento de Capital e Bonificação de Ações

Conforme Fato Relevante divulgado em 16 de abril de 2025, em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada na mesma data, foi aprovado, dentre outras matérias, o aumento do capital social no valor de R\$349.531.256,11 (trezentos e quarenta e nove milhões, quinhentos e trinta e um mil, duzentos e cinquenta e seis reais e onze centavos), mediante a capitalização de parte do saldo contábil da Reserva de Investimentos da Companhia no referido valor, com a emissão de 38.033.869 (trinta e oito milhões, trinta e três mil, oitocentas e sessenta e nove) novas ações, todas escriturais e sem valor nominal, sendo 25.826.703 (vinte e cinco milhões, oitocentas e vinte e seis mil, setecentas e três) ações ordinárias e 12.207.166 (doze milhões, duzentas e sete mil, cento e sessenta e seis) ações preferenciais a serem bonificadas aos acionistas e detentores de *Units* à razão de 4% (quatro por cento), ou seja, na proporção de 4 (quatro) novas ações para cada 100 (cem) ações detidas, independentemente de sua espécie, nos termos do artigo 169 da Lei das Sociedades por Ações.

Os documentos referentes as operações societárias e aumentos de capital acima estão disponíveis nos *websites* da Companhia (ri.alupar.com.br/) e da CVM (gov.br/cvm/pt-br).

1.13 - Acordos de acionistas

Não aplicável, uma vez que na data deste Formulário de Referência, a Companhia não possuía acordo de acionistas arquivado em sua sede, nem do qual seu controlador é parte.

1.14 - Alterações significativas na condução dos negócios

Não houve alterações significativas na forma de condução dos negócios da Companhia no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024.

1.15 - Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas

No último exercício social não foram celebrados contratos relevantes pela Companhia ou por suas controladas que não sejam diretamente relacionados às suas atividades operacionais.

1.16 - Outras informações relevantes

Pontos Fortes

Acreditamos que nossos principais pontos fortes são:

Forte geração de caixa e razoável previsibilidade de receita proveniente de ativos de transmissão e geração de qualidade superior.

Nossos contratos de concessão de transmissão de energia elétrica no Brasil têm prazo de 30 anos, com vencimentos previstos para o período de 2030 a 2054. A regulamentação estabelece para estes contratos mecanismos de proteção contra inadimplência e proteção contra alterações tributárias. Adicionalmente, nossas receitas de transmissão: (i) dependem apenas da disponibilidade dos ativos e não do volume de energia elétrica transmitido pelos mesmos e (ii) são reajustadas anualmente, com base na inflação, medida pelo IGP-M ou IPCA. No caso das transmissoras TCN, TSA, TEP e TER localizada no Peru e a SED localizada no Chile as concessões possuem prazo de 30 anos de operação/exploração contados a partir da entrada em operação do empreendimento. Por fim, no caso das transmissoras TCE e TEL., localizadas na Colômbia e TES, localizada no Chile nossas concessões são vitalícias. As receitas de transmissão das operações localizadas fora do Brasil são referenciadas em dólar norte americano e reajustadas anualmente pelo PPI dos Estados Unidos.

No segmento de geração de energia elétrica no Brasil, também detemos contratos de concessão e autorizações com prazos que variam de 30 a 35 anos. Todos os nossos ativos de geração no Brasil, que estão em operação, contam com contratos de venda de energia de longo prazo, na data deste Formulário de Referência, aproximadamente 80% da nossa energia estava vendida através de contratos de longo prazo. Assim como no segmento de transmissão, nossos contratos de geração são anualmente reajustados por inflação. Acreditamos que nossas hidrelétricas se beneficiam das proteções do MRE para mitigação de riscos hidrológicos e venda da energia secundária. Além disso, em nossa visão, contamos com um portfólio de ativos com idade relativamente baixa, com no máximo dezesseis anos no caso dos ativos de transmissão e de oito anos para os ativos de geração, o que indica relativa baixa necessidade de investimentos futuros. Adicionalmente, na Colômbia e no Peru, os nossos projetos de geração são regidos por uma autorização vitalícia.

Por fim, vários de nossos ativos no Brasil estão localizados em regiões abrangidas por benefícios fiscais do imposto sobre a renda no âmbito da SUDAM ou da SUDENE, conforme descrito no item 1.4 deste Formulário de Referência.

Portanto, tal portfólio de ativos, na nossa opinião, nos proporciona um fluxo de geração de caixa estável e uma fonte razoavelmente previsível de recursos para sustentarmos nossos investimentos futuros, o que acreditamos que possibilitará a geração de dividendos para nossos acionistas.

Elevada eficiência técnica e operacional.

Nossas instalações continuarão a apresentar um dos melhores níveis de disponibilidade do setor por diversos anos, exigindo investimentos relativamente baixos para a preservação dos atuais níveis de receita. Assim, além de minimizar o risco de redução da receita, poderemos realizar investimentos em novos projetos que contribuirão para o nosso crescimento. Acreditamos que nosso portfólio de ativos de geração conta com soluções tecnológicas avançadas, o que tende a exigir baixa necessidade de pessoal e alta disponibilidade, haja vista que nossos ativos têm idade relativamente baixa. A sinergia existente em nossas operações de geração e transmissão de ativos, bem como nossa expectativa de uma estrutura enxuta de custos, são fatores que, em nossa visão, nos proporcionam eficiência operacional, com reflexos em nossas altas margens operacionais alcançadas ao longo dos últimos anos. No segmento de geração de energia, implementamos, em

2012, um Centro de Operações na cidade de Cruzeiro, Estado de São Paulo, o qual é responsável pela coordenação da operação, manutenção, planejamento e análise de desempenho de todos os nossos ativos de geração. No segmento de transmissão de energia, a maior parte de nossas subsidiárias já realizam a operação e manutenção das linhas de transmissão com equipes técnicas próprias, modelo este que nos permite realizar a análise constante dos problemas e que pretendemos replicar para nossas demais subsidiárias.

Experiência e êxito no desenvolvimento e execução de projetos de energia.

Acreditamos que nossa experiência no desenvolvimento e construção de projetos de energia, combinada a uma equipe técnica qualificada, nos proporciona diferenciais diante de outras companhias quanto: (i) à estimativa do custo de novos investimentos; (ii) à negociação com empresas de engenharia; e (iii) ao planejamento e execução de projetos. Adicionalmente, temos experiência em formar parcerias estratégicas que complementam nossas capacidades e competências para o desenvolvimento de nossas atividades. Acreditamos, ainda, que a combinação desses fatores explica nosso histórico de sucesso na identificação, negociação e execução de nossos projetos de energia tanto no segmento de transmissão quanto de geração de energia elétrica.

Potencial de crescimento com disciplina financeira e foco em resultados.

Desde 2000, fomos um dos principais vencedores de leilões de linhas de transmissão no Brasil, para o ciclo 2024/2025, a RAP da Companhia homologada pela ANEEL corresponde a 7,5% do total da RAP homologada para todos os ativos de transmissão. Adicionalmente, fomos vencedores de leilões de geração e implantamos projetos de PCHs, UHEs, Eólicas e uma usina solar, o que nos garante, atualmente 799 MW de capacidade instalada em operação. Nossa estratégia para participação nos leilões é fundamentada na disciplina para alocação de capital, buscando sempre maximizar o retorno para os acionistas.

Estrutura de capital eficiente.

Buscamos otimizar nossa estrutura de capital visando a maximização do retorno aos nossos acionistas e a manutenção de rating de crédito de qualidade *investment grade* (contamos atualmente com rating AAA em escala nacional e BB+ em escala internacional pela Fitch Ratings). Devido à natureza dos nossos investimentos em infraestrutura, contamos com apoio do BNDES a custos e prazos atrativos durante o desenvolvimento e construção de nossos projetos. Adicionalmente, em nossa visão, contamos com acesso ao mercado de dívida a custos atrativos, valendo-nos de nossa previsível geração de caixa, e priorizamos estruturas de financiamento de projeto visando captações a custos atrativos e prazos mais longos durante toda a vida de nossos projetos. Como demonstrado pelo perfil da dívida da Companhia que é bastante alongado com fluxo de pagamento compatível com a geração de caixa, sendo que aproximadamente 71% da dívida possui vencimento a partir de 2027.

Grupo de acionistas com competências complementares e administração experiente no setor de energia elétrica.

Acreditamos que nosso grupo de acionistas tem competências complementares que contribuem decisivamente para: (i) o desenvolvimento de nossa estratégia; (ii) a identificação, conquista e execução de nossos projetos; e (iii) nossa gestão operacional e financeira. A Guarupart Participações Ltda., nosso acionista controlador, possui experiência e conhecimento técnico, principalmente voltado para a construção de linhas de transmissão e projetos de geração de energia elétrica.

Nosso time de gestores tem, em média, mais de 25 anos de experiência no setor de infraestrutura brasileiro, particularmente no desenvolvimento de projetos greenfield de transmissão e geração de energia. Nosso plano de remuneração contempla incentivos variáveis vinculados ao alcance de metas de desempenho, estimulando eficiência e criação de valor. Diante disto, acreditamos que nossa administração contribui para o sucesso no desenvolvimento de nossos projetos e nos coloca em uma posição privilegiada para identificar e executar novos projetos, o que se traduz em eficiência, alta disponibilidade dos sistemas de transmissão dos seus empreendimentos e investimentos feitos dentro dos prazos e orçamentos da ANEEL.

Alta capacidade de geração de caixa e pagamento de dividendos aos acionistas.

Buscamos remunerar nossos acionistas consistentemente através de distribuição de dividendos. Neste sentido, a Companhia publicou em novembro de 2022 sua Política de Dividendos, estabelecendo que, caso os 25% do lucro líquido do exercício social representem menos que os 50% do lucro líquido regulatório, a Companhia remunerará os seus acionistas em montante equivalente a, no mínimo, 50% do lucro líquido regulatório. Em linha com esta métrica para remunerar os acionistas, a Alupar atingiu, em 2024 atingimos um *payout* de 51,5% do lucro líquido regulatório.

Pretendemos nos manter entre as companhias do setor que mais pagam dividendos aos seus acionistas de forma a refletir a nossa alta capacidade operacional e geração de caixa.

Referência no comprometimento com políticas ASG

As práticas de ações nos âmbitos Ambiental, Social e Governança (“**ASG**”) são priorizadas na Companhia.

Para fortalecer o compromisso com o tema e integrar ainda mais a gestão de Sustentabilidade aos processos decisórios, a Companhia vem continuamente evoluindo e dando maior robustez à estrutura de gestão ASG, implementando uma série de práticas e medidas nos pilares ASG. Dentre elas, pode-se destacar: (i) a criação da Política de Sustentabilidade, divulgada em agosto de 2020, (ii) o desenvolvimento, elaboração e divulgação de Relatório Anual de Sustentabilidade desde 2021, (iii) a criação do Comitê de Sustentabilidade, em junho de 2022; (v) aprimoramento de estratégias para integração de questões ASG na tomada de decisão dos negócios da Companhia; (v) adoção de um sistema de gestão no qual os impactos das atividades sejam mensurados e administrados de forma preventiva, buscando a minimização dos riscos, entre outros; (vi) metas corporativas de sustentabilidade para promover a melhoria de desempenho nas principais frentes de gestão socioambiental; (vii) Plano Estratégico de Sustentabilidade, que tem por objetivo estruturar as diretrizes na gestão da sustentabilidade e orientar nossas decisões para os próximos anos; e (viii) mapeamento de oportunidades e projetos relacionados aos Objetivos do Desenvolvimento Sustentável (ODS) prioritários para Alupar, gerados a partir do levantamento participativo com as equipes.

No pilar ambiental, além de garantir o pleno atendimento à legislação ambiental e às condicionantes estabelecidas nos processos de licenciamento ambiental, o modelo de gestão da Companhia assegura a observância das principais tendências e demandas da sociedade em relação a uma atuação sustentável nos segmentos de transmissão e geração de energia. Além disso, existe a intenção de emissão de Títulos Verdes, instrumentos de renda fixa para captação de recursos para projetos ou ativos com impacto socioambiental positivo.

Em dezembro de 2019, a TSM – Transmissora Serra da Mantiqueira S.A., subsidiária da Alupar fez a emissão de debêntures verdes para financiamento da construção do ativo da linha de transmissão

Fernão Dias – Terminal Rio em 500 kV, considerando sua contribuição para transmissão de energia renovável, conforme parecer independente feito por uma consultoria especializada.

Além das ações descritas, seis ativos da Companhia estão habilitados para emitir reduções certificadas (RCEs) pelo Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL): UHE Ferreira Gomes, UHE Foz do Rio Claro, PCH Lavrinhas, PCH Queluz, PCH Morro Azul e Complexo Eólico Energia dos Ventos. Em dezembro de 2023, solicitamos a transição dos projetos registrados como MDL para enquadramento no artigo 6.4 do Acordo de Paris. Essa transição está em andamento e pode levar cerca de dois anos para conclusão. Além disso, a PCH Verde 8 e o Complexo Eólico Agreste Potiguar estão habilitados para emitir certificados I-REC de energia renovável. Essas unidades foram autorizadas a emitir 214.027 I-RECs em 2024, o equivalente, no período, a 11,7 mil tCO₂e evitadas (considerando o fator médio de emissão do Sistema Interligado Nacional – SIN).

No âmbito de governança, nossa atuação é marcada por elevados padrões de ética, responsabilidade e sustentabilidade, seguimos os níveis mais elevados de práticas corporativas utilizadas no mercado e buscamos focar na integridade e bem-estar de nossos colaboradores e em criar relacionamentos e impactos positivos com as comunidades instaladas nas proximidades de nossas operações, pois acreditamos que esses são os elementos essenciais para um impacto positivo na sociedade. Cabe destacar que como medida de aprimoramento das práticas de governança na matéria ASG, foi aprovado pelo Conselho de Administração da Companhia em reunião realizadas em 09 de maio de 2024 o planejamento estratégico de sustentabilidade da Companhia.

Por fim, no âmbito social, buscamos de forma permanente promover o desenvolvimento sustentável nos Estados e Municípios onde mantemos a presença de ativos e acompanhamos a implementação de novos projetos de geração e transmissão. Estabelecemos relações sólidas com as comunidades locais, impulsionando iniciativas que abordam demandas específicas e que oferecem soluções para os desafios socioambientais de cada região, visando à redução de impactos e à promoção da integração com a comunidade. Os investimentos da Companhia nas comunidades ocorrem por meio dos projetos sociais orientados pelos Programas de Comunicação Social e de Educação Ambiental associados a cada projeto, abrangendo 100% das unidades operacionais. A Companhia também apoia diferentes iniciativas com recursos aportados a partir das diferentes leis de incentivo aplicáveis ao seu modelo de negócio. Outro destaque nesse pilar foi o lançamento do Programa Alento - de Diversidade e Inclusão em 2022, que representa nosso compromisso com a equidade de oportunidades e a promoção de uma cultura inclusiva.

A Companhia acredita que consistentemente conseguirá aumentar a abrangência e relevância de ações e instrumentos sustentáveis em suas operações, e que isso se mostrará uma vantagem competitiva as demais empresas do setor.

Estratégia

Nosso objetivo é consolidarmo-nos como uma das líderes dos segmentos de transmissão e geração de energia elétrica no Brasil e com presença crescente em mercados internacionais. Buscamos atingir esse objetivo por meio de projetos com alto potencial de retorno que proporcionem estabilidade de receita e eficiência operacional, moderada alavancagem financeira e perfil de dívida compatível com a natureza de risco, além de remunerarmos nossos acionistas com previsibilidade e periodicidade através da distribuição de dividendos baseada em uma Política clara e objetiva e em conformidade com nosso Estatuto Social.

Para tanto, executaremos as seguintes estratégias:

Realizar investimentos no segmento de transmissão por meio da participação em futuros leilões.

De acordo com o Plano Decenal de Energia do Governo Federal cerca de R\$153,0 bilhões serão alocados em novos projetos de transmissão de energia até 2034. Pretendemos nos beneficiar dessa oportunidade através da participação nos futuros leilões de linhas de transmissão, por meio de parcerias, com estratégias definidas e pautadas na disciplina na alocação de capital e buscando a maximização de retorno aos nossos acionistas. Nesse processo, avaliaremos cada oportunidade que esteja em linha com nossas estratégias e buscaremos sempre estabelecer fontes de receita seguras que sejam lastreadas em contratos de longo prazo. Acreditamos que o know-how de nossos profissionais na prospecção, elaboração, planejamento e execução de projetos de infraestrutura e nosso histórico de desenvolvimento de ativos de transmissão e capacidade financeira, nos permitem um posicionamento único para capturar as oportunidades oriundas destes leilões.

Buscar parcerias estratégicas para o desenvolvimento de projetos.

Acreditamos ter um histórico de sucesso na identificação, conquista e operação com parceiros estratégicos e continuaremos a buscar novas parcerias com outras empresas no setor sempre que entendermos que tais parcerias nos permitam: (i) aperfeiçoar o nosso conhecimento operacional por meio da troca de experiências com os parceiros; (ii) reduzir custos operacionais e financeiros por meio de ganhos de sinergia com operações existentes e da utilização de infraestrutura via terceirização; e (iii) mitigar os riscos de empreendimentos por meio da divisão dos investimentos e melhor acesso a fontes de financiamento.

Continuar a expansão de nossas atividades na América Latina.

Buscaremos explorar oportunidades de investimentos em determinados países na América Latina, que combinem baixo risco de crédito, moderado risco político, retornos atrativos para nossos acionistas, custos de captação adequados e ambiente de negócios e regulação estáveis. Nesse sentido, identificamos como potenciais oportunidades investimentos no setor de energia na Colômbia, Peru e Chile. Na Colômbia, estamos implantando dois projetos de transmissão que somado possuem extensão de aproximadamente 335 km, além de termos uma PCH com capacidade instalada combinada de 19,9 MW. No Peru implantamos um projeto de UHE com capacidade instalada de 93,8 MW e estamos implantando cinco projetos de transmissão com 272 km de extensão em linhas de transmissão. Já no Chile estamos implantando um projeto de transmissão com 3 subestação de 15,7 km de extensão em linhas de transmissão e mais 2 projetos que consistem em compensadores síncronos. Continuaremos a selecionar, de forma criteriosa, novas oportunidades de investimento nestes e em outros países da América Latina, sempre observando os custos de financiamento locais e retornos esperados para o ativo.

Contratos de Concessão relativos à Transmissão de Energia Elétrica

Realizamos nossas atividades de transmissão de energia elétrica nos termos de contratos de concessão outorgados pelo Poder Concedente a cada uma das nossas transmissoras. Nossos contratos de concessão têm prazo de 30 anos, a partir da data de assinatura.

A outorga da concessão para a transmissão de energia é sempre precedida de um processo licitatório, em regime de concorrência, em que a concessão de transmissão é dada para cada nova instalação agregada o sistema.

Adicionalmente, nossos contratos de concessão relativos à transmissão de energia elétrica impõem, assim como os contratos de concessão das demais transmissoras do setor, uma série de

requisitos de energia elétrica, bem como conferem determinadas obrigações, incluindo, dentre outras:

- Empregar equipamentos de qualidade e manter instalações e métodos operativos e técnicas adequados para assegurar bons níveis de regularidade, eficiência, segurança e modicidade tarifária;
- 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;
- Empregar os melhores esforços para minimizar o impacto ambiental decorrente da construção e operação das instalações de transmissão;
- Promover a integração social regional por meio de envolvimento em questões sociais, mediante a realização de ações comunitárias e disponibilização de recursos físicos e logísticos, em especial na ocorrência de calamidade pública;
- Manter a cobertura de seguros apropriada, a critério da concessionária, durante todo o prazo da concessão assumindo as responsabilidades pelos riscos de reposição ou recuperação;
- Requerer expressa autorização prévia da ANEEL para, nos termos da regulamentação vigente: (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;
- 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 concedidos, arcando com o pagamento das indenizações correspondentes;
- Conferir à ANEEL amplo acesso a instalações, registros e documentos e fornecer quaisquer informações solicitadas por ela para fins de supervisão das atividades;
- 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;
- 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;
- Executar reforços e ampliação nas instalações de transmissão integrantes da Rede Básica, mediante ato autorizado da ANEEL e com o correspondente estabelecimento de receita;
- Utilizar, pelo período da concessão, os terrenos de domínio público e estabelecer, sobre eles, estradas, vias ou caminhos de acesso e servidões que se tornem necessários à exploração do serviço de transmissão de energia elétrica; e
- Aplicar anualmente o montante de, no mínimo, 1% de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico.

Nossos contratos de concessão estabelecem também a metodologia para o cálculo da RAP e os seus critérios de reajuste. Para mais informações ver seção 1.6 deste Formulário de Referência.

Os procedimentos de cobrança e pagamento da remuneração pelos serviços de transmissão são detalhados em nossos demais contratos operacionais.

O descumprimento por nossas subsidiárias das obrigações previstas nos contratos de concessão de transmissão e nas leis e regulamentos aplicáveis poderá resultar na imposição de sanções pela ANEEL. Essas penalidades poderão ser contestadas por nossas subsidiárias e sua imposição somente será efetivada após a conclusão do devido processo legal. Para uma visão geral dos ativos de transmissão da Companhia e mais informações a respeito do assunto ver respectivamente as seções 1.2 e 1.6 deste Formulário de Referência.

Operação e Manutenção das Transmissoras de Energia Elétrica

Na data deste Formulário de Referência, as operações de nossas instalações de transmissão de energia elétrica são realizadas por nós e por empresas terceirizadas conforme o caso:

Minimização da indisponibilidade. Para redução de indisponibilidade de nossa rede e minimização dos impactos de eventuais interrupções e distúrbios, buscamos adotar as seguintes metas de manutenção e/ou medidas:

- Reestabelecimento da rede em curto tempo, em caso de interrupções;
- Intensificação das atividades de controle e monitoração dos sistemas, com a utilização de técnicas preventivas de manutenção;
- Utilização de hubs de apoio dos parceiros estratégicos para manutenção das linhas de transmissão;
- Fiscalização própria;
- Emprego de pessoal técnico capacitado e tecnologia adequada para as intervenções em nossas instalações; e
- Emprego e treinamento contínuo de pessoal com experiência em transmissão.

Foco em atividades críticas para redução de gastos com operações e manutenção das linhas. Para atingir maior eficiência operacional, concentramos nossos esforços em atividades críticas, tais como a operação e manutenção de equipamentos de maior complexidade e na supervisão dos serviços prestados por subcontratadas. As demais atividades não críticas são terceirizadas com empresas de reconhecida capacitação técnica, reduzindo assim custos operacionais sem prejudicar a qualidade de nossos serviços.

Elevados padrões de qualidade. Nosso sistema de transmissão procura atingir elevados padrões de qualidade na prestação de nossos serviços. Nos últimos anos, nossas linhas de transmissão tiveram baixos níveis de indisponibilidade comparados à medida do mercado de energia, conforme demonstra a PV (Parcela Variável) das subsidiárias de transmissão da Companhia que em média estão em 0,54% de 2013 a 2024. Procuramos ainda conduzir nossas operações com foco na preservação ambiental e cumprimento da regulação ambiental pertinente.

Operação

Operamos nossa rede de transmissão de acordo com os Procedimentos de Rede e os contratos operacionais celebrados com o ONS, que estabelecem os procedimentos necessários para a integração, coordenação, supervisão e controle da operação em tempo real de nossas instalações. O ONS pode recomendar a implementação de reforços e melhorias em nossas instalações, apresentando, para tanto, relatórios que justifiquem tais medidas. Somos obrigados a implementar os reforços e melhorias recomendados pelo ONS e autorizados pela ANEEL dentro de um

cronograma previamente definido. Devemos manter o ONS constantemente informado sobre restrições e limitações operacionais de nossas instalações e o ONS, por sua vez, deve colocar à disposição das transmissoras informações atualizadas em relação às alterações dos procedimentos de rede e instrução de operação.

Nossas subestações são monitoradas por centros de operações e contam com funcionários terceirizados e próprios, devidamente treinados.

Manutenção

A manutenção envolve todas as atividades relacionadas à preservação ou reestabelecimento da operação adequada de nossas linhas, equipamentos e demais instalações de transmissão. Antes de realizar intervenções em nossas instalações, faz-se necessário informar ao ONS as medidas, condições e prazos necessários. O ONS levará em conta essas informações para autorizar a manutenção proposta. Intervenções emergenciais para manutenção devem ser informadas previamente ao ONS dentro do prazo definido pelos Procedimentos de Rede.

Nos casos de indisponibilidade nas operações das transmissoras, a RAP destas é afetada nas seguintes proporções: (i) caso ocorra um desligamento programado, o ONS aplicará um desconto na RAP equivalente a dez vezes o valor do minuto pelo tempo em que a linha ficou indisponível; (ii) caso seja um desligamento não programado, o ONS aplicará um desconto na RAP equivalente a cento e cinquenta vezes o valor do minuto pelo tempo em que a linha ficou indisponível, sendo que após o 300º minuto o fator cento e cinquenta é reduzido para fator dez.

Apesar de ter um dos menores índices de desconto da RAP, nossas transmissoras vêm implementando ainda mais investimentos em manutenção preventiva e melhoria de rede elétricas, envolvendo redes de distribuição, linhas de transmissão e subestações, permitindo, entre outros, manter as perdas técnicas inferiores à média do mercado.

Contratos de Operação e Manutenção Terceirizados

A Companhia possui contratos com terceiros para a prestação de serviços de operação e manutenção de nossas instalações de transmissão. Em regra, estes contratos apresentam prazo de vigência que variam de cinco anos até o final do prazo da concessão de nossas transmissoras, conforme o caso, podendo em alguns casos ser prorrogados por períodos descritos nos respectivos contratos. Dentre as cláusulas previstas nos contratos utilizados com terceiros para a prestação de serviço, destacamos (i) o percentual de reembolso para a transmissora, em caso de indisponibilidade do sistema de transmissão decorrente de ato da contratada; (ii) a remuneração da contratada acrescida de bônus de desempenho, caso as metas de indisponibilidade sejam atingidas; e (iii) cláusulas de inexistência de vínculo trabalhista entre a Companhia e a mão-de-obra empregada pela contratada na realização de referidos serviços.

Contratos de acesso ao SIN

Abaixo segue descrição dos principais contratos de acesso ao SIN:

CPST

Nossas transmissoras são partes de Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão (“**CPSTs**”) celebrados com o ONS. Os principais objetos desses contratos são (i) a coordenação pelo ONS da prestação dos serviços de transmissão aos usuários da Rede Básica; (ii) a administração pelo ONS dos procedimentos de cobrança e pagamento da remuneração da concessionária de transmissão; e (ii) a outorga de poderes ao ONS para que represente a concessionária perante os usuários do sistema de transmissão no âmbito dos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (“**CUSTs**”) e Contratos de Constituição de Garantia (“**CCGs**”).

Os CPSTs prevêm o pagamento mensal às nossas transmissoras de um valor equivalente a 1/12 da RAP fixada nos contratos de concessão. Esses pagamentos são realizados diretamente pelos usuários das instalações das nossas transmissoras, nos termos dos CUSTs celebrados entre os usuários e o ONS, a exceção da ECTE cuja base de cálculo é de 25%. As indisponibilidades resultantes de caso fortuito ou força maior ou indisponibilidades programadas para manutenção ou implementação de melhorias ou reforços constantes no programa mensal de desligamentos, bem como as indisponibilidades causadas pelo próprio ONS, não serão consideradas para o cálculo da parcela variável.

Nos termos do CPSTs, nossas transmissoras deverão indenizar prejuízos causados a usuários do sistema decorrentes da prestação inadequada de serviços em suas respectivas instalações. Caso o ONS não seja capaz de atribuir a um determinado integrante do sistema a responsabilidade por interrupções ou distúrbios que resultem em danos a usuários ou se os danos forem causados pelo ONS, as responsabilidades por tais danos serão alocadas proporcionalmente entre todas as concessionárias brasileiras de transmissão, distribuição e geração, de acordo com sua participação no ONS.

As transmissoras, nos termos do CPSTs, deverão ser ressarcidas pelo ONS pelos gastos devidamente decorrentes de cancelamento fora dos padrões.

CUSTs

Os Contratos de Uso do Sistema de Transmissão são celebrados pelo ONS, que atua como representante das nossas transmissoras junto aos usuários da Rede Básica. Os CUSTs regulam (i) a prestação de serviços de transmissão pelas concessionárias sob supervisão do ONS; (ii) a prestação pelo ONS de serviços de operação, coordenação e controle do SIN e administração dos serviços prestados pelas concessionárias de transmissão; e (iii) a administração pelo ONS dos procedimentos de cobrança e pagamento da remuneração das concessionárias de transmissão e encargos referentes ao uso do sistema de transmissão.

Embora celebrados entre o ONS e os usuários, os CUSTs estabelecem o mecanismo para que os usuários realizem pagamentos diretamente às nossas subsidiárias. Segundo esse mecanismo, o ONS deve emitir mensalmente, até oito dias úteis anteriores à primeira data de pagamento, avisos de débito aos usuários, discriminando os encargos de uso do sistema de transmissão, avisos de crédito às nossas transmissoras, indicando os valores a serem faturados por estas aos usuários. Após o recebimento do aviso de crédito, as transmissoras devem emitir as respectivas faturas até cinco dias úteis antes da primeira data de pagamento. Em regra, as faturas devem ser liquidadas em três pagamentos mensais, realizados nos dias 15 e 25 do mês subsequente, e 5 do segundo mês a apuração. Em caso de mora, incidirão sobre as parcelas em atraso, corrigidas pelo IGP-M, juros de 12% ao ano e multa de 2%.

Quaisquer divergências entre os avisos de crédito e os cálculos fornecidos pelo ONS, apontadas por nossas transmissoras, não afetarão o prazo dos pagamentos mensais, devendo qualquer diferença apurada ser compensada em faturas subsequentes ou, de comum acordo entre as partes, ser compensada no próprio mês.

Os pagamentos mensais devidos pelos usuários da Rede Básica são geralmente garantidos por CCGs (conforme definido abaixo).

CCGs

Os Contratos de Constituição de Garantia são celebrados entre os usuários do sistema de transmissão e o ONS, em seu nome e em nome das empresas de transmissão. Tais contratos têm por objeto a garantia de pagamento e fiel cumprimento das obrigações decorrentes do CUST.

Diante da verificação de não quitação, haverá o bloqueio de conta corrente centralizadora (conta vinculada ao contrato, de titularidade da usuária e utilizada para recebimento de seus créditos, mantida em banco que comparece no CCG como interveniente-anuente) e a transferência dos valores devidos em função do CUST para uma conta corrente especial, de titularidade da usuária. Tais valores, por sua vez, serão transferidos para a conta corrente da transmissora.

Acionada a garantia, os recursos suficientes para a quitação do débito deverão ser providenciados no prazo de até cinco dias. Ultrapassado esse prazo, a critério do ONS e das concessionárias de transmissão, poderá ser exigida a apresentação de novas garantias.

CCTs

Os Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão (“**CCTs**”) são celebrados entre usuários do sistema de transmissão e empresas de transmissão, com interveniência do ONS, com o objetivo de estabelecer as condições, procedimentos, responsabilidades técnico-operacionais e comerciais que irão regular a conexão da usuária com a Rede Básica por meio de pontos de conexão de propriedade da usuária e da própria transmissora.

CCIs

Os Contratos de Compartilhamento de Instalações (“**CCIs**”) são celebrados entre as concessionárias de transmissão, tendo o ONS parte interveniente, com o objetivo de estabelecer, principalmente, condições, procedimentos técnico-operacionais e responsabilidades comerciais e civis decorrentes do compartilhamento das instalações entre as concessionárias. Uma vez que os CCIs apresentam como prazo de vencimento a extinção da concessão de uma das partes, não é possível identificar quando os CCIs encerram. De toda forma, os CCIs são prorrogáveis pelo mesmo prazo da prorrogação da respectiva concessão.

Servidões

Nossos contratos de concessão e autorização autorizam nossas controladas a instituir servidões administrativas para fins de instalação de linhas de transmissão de energia elétrica e para a exploração das PCHs, UHEs e parques eólicos. As despesas decorrentes da constituição de servidões, especialmente as indenizações devidas aos proprietários ou possuidores dos imóveis servientes, são de responsabilidade de nossas controladas.

O procedimento de constituição de servidão inicia-se mediante expedição de decreto do Poder Executivo, declarando a utilidade pública de determinado imóvel. Após a expedição do decreto, inicia-se prazo de cinco anos para que a concessionária promova a instituição da servidão antes do pagamento da indenização. A servidão administrativa é instituída por contrato ou declarada judicialmente. Segundo a legislação aplicável, caso não seja possível a constituição da servidão pela via amigável, a concessionária poderá requerê-la judicialmente, 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. Após o registro do instrumento público de servidão na matrícula do imóvel, no cartório de registro de imóveis competente, seja esse instrumento uma escritura, um mandado de imissão na posse ou carta de sentença, a servidão terá validade contra terceiros.

Sustentabilidade

Acreditamos que a sustentabilidade é um conceito que representa uma nova abordagem de se fazer negócios e, nesse sentido, buscamos promover boas práticas de sustentabilidade. Nossa estratégia valoriza uma gestão responsável e integrada das questões econômicas, ambientais e sociais. Nosso objetivo é que nossos negócios fomentem riquezas locais, regionais e globais por

meio de ações empresariais voluntárias e em parceria com os diversos níveis de governo, instituições públicas, outras empresas e a sociedade civil.

Desenvolvemos várias ações relacionadas ao impacto das nossas operações no meio ambiente, e nossa gestão dos aspectos ambientais visa a mitigar e compensar os impactos das nossas operações no meio ambiente. Em dezembro de 2021, a Companhia se tornou signatária do Pacto Global, expressando publicamente a decisão de apoiar, implementar e difundir esse compromisso com a sustentabilidade.

Para a elaboração do relatório de sustentabilidade foi construída a primeira matriz de materialidade, com os temas prioritários para a Companhia, considerando a visão dos principais stakeholders (órgãos públicos, fornecedores e prestadores de serviços, acionistas, investidores, conselheiros independentes, colaboradores e comunidades locais). É um importante instrumento para compreender como os públicos veem os impactos e a gestão da empresa, priorizando os assuntos a serem tratados pela liderança e divulgados à sociedade por meio de documentos públicos.

Seguros

Nossos contratos de seguros são estabelecidos com cobertura determinada de acordo com orientação de corretores especialistas, levando em conta a natureza e o grau de risco, de modo que as importâncias seguradas sejam consideradas suficientes para cobrir eventuais perdas significativas sobre nossos ativos e/ou responsabilidades, estando, portanto, dentro dos padrões do mercado segurador.

2.1 - Condições financeiras e patrimoniais

Os valores constantes na seção 2 deste Formulário de Referência foram extraídos das demonstrações financeiras anuais consolidadas da Companhia referentes aos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2024 e 2023. As demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2024 e 2023 foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as Normas Internacionais de Relatórios Financeiros (*International Financial Reporting Standards – IFRS*), emitidas pelo IASB.

Os termos “AH” e “AV” constantes das colunas de determinadas tabelas abaixo significam “Análise Horizontal” e “Análise Vertical”, respectivamente. A Análise Horizontal compara índices ou itens de linha em nossas demonstrações financeiras ao longo de um período. A Análise Vertical representa o percentual ou item de uma linha em relação às receitas líquidas para os períodos aplicáveis para os resultados das nossas operações, ou em relação ao total do ativo ou ao total do passivo e do patrimônio líquido nas datas aplicáveis para nosso balanço patrimonial.

(a) comentários dos Diretores sobre as condições financeiras e patrimoniais gerais

Patrimônio líquido e participação de acionistas não controladores

Nosso patrimônio líquido total em 31 de dezembro de 2024 era de R\$11.723,5 milhões, o que representava um aumento de 12,0% em relação ao patrimônio líquido total em 31 de dezembro de 2023. Essa variação ocorreu, especialmente, em vista:

- lucro líquido apurado no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 no valor de R\$1.859,9 milhões; e
- dividendos declarados aos acionistas controladores e não controladores no montante de R\$833,1 milhões.

Em função do nosso volume de investimentos na implantação de novos ativos de transmissão e geração de energia elétrica, e também dentro da política de melhores práticas do mercado no gerenciamento de passivos com o alongamento de nossas dívidas, captamos empréstimos e financiamentos no valor de R\$3.367,6 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, sendo 376,4% superior ao montante de R\$706,9 milhões captados no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023.

Índices de liquidez

(em milhões de reais)	Em 31 de dezembro de	
	2024	2023
Ativo circulante	6.244,1	5.419,6
Ativo não circulante	24.445,0	23.016,5
Passivo circulante	3.054,0	3.248,7
Passivo não circulante	15.911,5	14.558,6
Liquidez corrente ⁽¹⁾	2,04	1,67
Liquidez geral ⁽²⁾	1,62	1,60

⁽¹⁾ Liquidez corrente: ativo circulante/passivo circulante

⁽²⁾ Liquidez geral: (ativo circulante + ativo não circulante) / (passivo circulante + passivo não circulante)

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, nossa liquidez corrente, calculada pelo ativo circulante dividido pelo passivo circulante, foi de 2,04, superior em 22,6% quando comparado ao índice de liquidez corrente para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023, de 1,67.

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, nossa liquidez geral, calculado pelo ativo circulante somado ao ativo não circulante dividido pelo valor do passivo circulante somado ao passivo não circulante, foi de 1,62, superior em 1,33% quando comparada à liquidez geral do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023, de 1,60.

Acreditamos que nossos índices de liquidez acima informados representam disponibilidade de recursos suficientes para cobertura de nosso passivo.

(b) comentários dos Diretores sobre a estrutura de capital

(em milhões de reais, exceto %)	Em 31 de dezembro de	
	2024	2023
Empréstimos e financiamentos (Circulante)	549,2	472,3
Debêntures (Circulante)	1.419,8	1.663,3
Total de empréstimos, financiamentos e debêntures (circulante)	1.969,0	2.135,6
Empréstimos e financiamentos (Não circulante)	2.068,6	1.867,5
Debêntures (Não circulante)	8.645,4	7.771,4
Total de empréstimos, financiamentos e debêntures (não circulante)	10.714,0	9.638,9
Total da dívida bruta	12.683,0	11.774,4
Passivo total (circulante + não circulante)	18.965,5	17.807,3
Total do patrimônio líquido	11.723,5	10.628,8
Recursos próprios ⁽¹⁾	38,2%	37,4%
Capital de terceiros ⁽²⁾	61,8%	62,6%

⁽¹⁾ Recursos próprios = total do patrimônio líquido/passivo total

⁽²⁾ Capital de terceiros = (passivo total + total do patrimônio líquido) / passivo total

Nossa estrutura de capital consolidada, no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, passou a contar com 38,2% de recursos próprios e 61,8% de capital de terceiros, enquanto no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023, contava com 37,4% de recursos próprios e 62,6% de capital de terceiros.

Em 31 de dezembro de 2024, o capital social, totalmente subscrito e integralizado, da Companhia era de R\$3.673.567.896,76 (três bilhões, seiscentos e setenta e três milhões, quinhentos e sessenta e sete mil, oitocentos e noventa e seis reais e setenta e seis centavos), representado por 645.667.575 ações ordinárias e 305.179.157 ações preferenciais. Em 31 de dezembro de 2023, o capital social, totalmente subscrito e integralizado, da Companhia era de R\$3.310.783,299,00 (três bilhões, trezentos e dez milhões, setecentos e oitenta e três mil, duzentos e noventa reais), representado por 620.834.207 ações ordinárias e 293.441.497 ações preferenciais. Todas as ações ordinárias e preferenciais de emissão da Companhia são nominativas, escriturais e sem valor nominal. Possuímos um capital autorizado de 1.000.000.000 (um bilhão) de ações ordinárias e/ou ações preferenciais. O nosso Conselho de Administração está autorizado a aumentar o capital social até esse limite, independentemente de reforma estatutária, nos termos do artigo 8º, parágrafo 1º, do estatuto social da Companhia.

(c) comentários dos Diretores em relação a capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos

(em milhões de reais)	Em 31 de dezembro de	
	2024	2023
Empréstimos e financiamentos (Circulante)	549,2	472,3
Debêntures (Circulante)	1.419,8	1.663,3
Total de empréstimo, financiamento e debêntures (circulante)	1.969,0	2.135,6
Empréstimos e financiamentos (Não circulante)	2.068,6	1.867,5
Debêntures (Não circulante)	8.645,4	7.771,4
Total de empréstimo, financiamento e debêntures (não circulante)	10.714,0	9.638,9
Total da dívida bruta	12.683,0	11.774,4
Total do patrimônio líquido	11.723,5	10.628,8

Acreditamos ter geração de caixa e liquidez de recursos de capital suficientes para cobrir os investimentos, despesas, dívidas e outros valores a serem pagos nos próximos anos, embora não possamos prever que tal situação se mantenha.

Nossa Dívida Bruta (total de empréstimos e financiamentos e debêntures, circulante e não circulante) totalizava R\$12.683,0 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, e R\$11.774,4 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023.

(em milhões de reais)	Em 31 de dezembro de	
	2024	2023
Empréstimos e financiamentos (Circulante)	549,2	472,3
Debêntures (Circulante)	1.419,8	1.663,3
Total de empréstimos, financiamentos debêntures (circulante)	1.969,0	2.135,6
Empréstimos e financiamentos (Não circulante)	2.068,6	1.867,5
Debêntures (Não circulante)	8.645,4	7.771,4
Total de empréstimos, financiamentos e debêntures (não circulante)	10.714,0	9.638,9
Total da Dívida Bruta	12.683,0	11.774,4
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(807,2)	(823,2)
(-) Investimentos de curto prazo	(2.571,9)	(1.853,0)
(-) Títulos e Valores Mobiliários circulante	(165,1)	(155,4)
(-) Títulos e Valores Mobiliários não circulante	-	-
Dívida Líquida	9.138,8	8.942,9

Nossa Dívida Líquida considera nossa “Dívida Bruta” menos a soma das rubricas “Caixa e Equivalentes de Caixa”, “Investimentos de Curto Prazo” e “Títulos e Valores Mobiliários Circulante e não Circulante”, atingiu R\$9.138,8 milhões em 31 de dezembro de 2024, valor superior em 2,2% ao registrado em 31 de dezembro de 2023 que foi de R\$8.942,9 milhões.

É importante ressaltar que nosso EBITDA (calculado conforme descrito no item 2.5 deste Formulário de Referência e na Resolução CVM 156) foi de R\$3.070,8 milhões no exercício social findo em 31 de dezembro de 2024, e R\$2.511,6 milhões no exercício social findo em 31 de dezembro de 2023. Nossos Empréstimos e Financiamentos Não Circulante e Debêntures Não Circulante, que corresponde a 84,5% de nossa Dívida Bruta em 31 de dezembro de 2024, possui amortização, sendo que 15,5% dessa dívida será amortizada até o fim de 2025 e 84,5% após esse período.

(d) fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes utilizadas

Para financiar nosso capital de giro e nossos investimentos em ativos não-circulantes (*capex*) nos últimos exercícios sociais, utilizamo-nos do caixa gerado por nossas atividades, de empréstimos e financiamentos contraídos junto a instituições financeiras de primeira linha, bem como de emissão de debêntures.

Acreditamos estar em uma situação confortável em relação às nossas fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes, tendo em vista principalmente: (i) nossa capacidade de geração de caixa; (ii) nossa qualidade de crédito determinada por agências internacionais de classificação de risco; (iii) nosso limite de crédito não utilizado; e (iv) a qualidade de nossas subsidiárias, as quais nos permitem financiar investimentos de capital utilizando-nos da modalidade de *project finance*.

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

Dentro de nossa estratégia de crescimento, as necessidades de financiamento para novos investimentos de capital (construção de novos ativos) são usualmente buscadas junto ao BNDES e outras instituições financeiras de desenvolvimento, juntamente com outros financiamentos estruturados de dívidas públicas ou privadas, além da utilização da nossa geração interna de caixa decorrente de nossas subsidiárias em operação.

A necessidade de eventual captação fora destas linhas é, em geral, justificada pelo alongamento do perfil de endividamento e pela manutenção dos níveis de alavancagem que são adequados tanto para nossos acionistas quanto para nossos credores. Caso nossa capacidade de geração de caixa não seja suficiente para cobrir eventuais deficiências de liquidez, acreditamos que conseguiremos saná-las através de novas linhas de financiamento. Na contratação de novos financiamentos, buscamos analisar as opções disponíveis naquele momento, dependendo das condições de mercado, almejando sempre o prazo médio máximo para taxas de juros condizentes.

(f) níveis de endividamento e as características de tais dívidas

(i) contratos de empréstimo e financiamento relevantes

Abaixo descrevemos os contratos de empréstimo e financiamento relevantes tanto para nós quanto para nossas controladas.

Banco do Nordeste do Brasil S.A. – BNB

Transleste

Em 10 de março de 2005, foi celebrado Contrato de Financiamento de Instrumento Particular de Abertura de Crédito entre o BNB e a Transleste – Companhia Transleste de Transmissão (“**Transleste**”), sendo intervenientes anuentes, na forma de fiadoras deste contrato, a Guarupart (como sucessora da Cia. Técnica de Engenharia Elétrica) e a Orteng Equipamentos e Sistemas S.A. (“**Orteng**”). O valor do referido contrato é de R\$15.000 mil com vencimento da última parcela em 11 de março de 2025. Sobre o principal, incide juros devidos à taxa efetiva de 9,5% ao ano, sendo o valor dos juros exigível: (i) trimestralmente no dia 11 de cada mês, durante o período de carência fixada em 16 meses e compreendido entre 11 de março de 2005 e 11 de setembro de 2006; e (ii) mensalmente, durante o período de amortização a partir de 11 de outubro de 2006, juntamente com as prestações vincendas do principal, e no vencimento e na liquidação da dívida, sobre o saldo devedor médio diário do período de cálculo. O financiamento teve como motivação a

construção, operação e manutenção das instalações de transmissão de 345 Kv, com origem na subestação de Montes Claros, Minas Gerais, e término na subestação de Irapé, Minas Gerais. Para assegurar o pagamento de quaisquer obrigações decorrentes do contrato, dentre outras garantias, foram dadas: (i) penhor da totalidade das ações ordinárias de emissão da Transleste detidas pelas intervenientes fiadoras; (ii) penhor dos direitos emergentes do Contrato de Concessão nº 009/2004, firmado em 18 de fevereiro de 2004, com a União; (iii) fiança, por parte da Guarupart e da Orteng, responsabilizando-se as fiadoras solidariamente, pelo cumprimento de todas as obrigações decorrentes do contrato de financiamento; (iv) fundo de liquidez, por meio do qual a Transleste comprometeu-se a manter, até o prazo final do contrato, o equivalente a três parcelas de amortização vincendas em conta vinculada do BNB; (v) seguro-garantia de obrigações públicas, com validade durante toda duração do contrato, cobrindo todos os riscos do projeto.

Por fim, ressalta-se que a BNB poderá declarar o contrato antecipadamente vencido caso a Transleste: (i) perca a concessão objeto do Contrato de Concessão nº 009/2004, firmado junto à Aneel; (ii) deixe de cumprir qualquer obrigação firmada com o BNB ou com o Banco de Desenvolvimento de Minas Gerais S.A. ("**BDMG**"); (iii) sofra protesto de dívida líquida e certa; (iv) suspenda suas atividades por mais de 30 dias; (v) seja declarada impedida nas normas do Banco Central do Brasil; (vi) aplique irregularmente recursos oriundos de financiamentos contratados junto ao BNB ou BDMG; (vii) deixe de reforçar as garantias de crédito imediatamente após notificação do BNB nesse sentido; (viii) seja sujeito passivo de demanda judicial cujo valor possa vir a atingir os direitos creditórios do BNB e BDMG; (ix) contrate outra instituição financeira para cobertura do contrato celebrado com o BNB; (x) tenha sua conta de depósitos encerrada no BNB; (xi) peça recuperação judicial ou tenha decretada sua falência; (xii) grave, aliene, arrende, ceda ou transfira de qualquer forma em favor de terceiros os bens lastreadores do crédito; ou (xiii) deixe, por três meses consecutivos alternados, de cumprir com as obrigações estabelecidas. Ademais, a Transleste obrigou-se a submeter à aprovação do BNB quaisquer propostas de matérias concernentes à venda, aquisição, incorporação, fusão, cisão de ativos ou qualquer outro ato que importe ou possa vir a importar em modificações da configuração societária vigente naquela data.

EAP I e EAP II

Em 29 de setembro de 2023, a Eólica Agreste Potiguar I S.A. ("**EAP I**") e Eólica Agreste Potiguar II S.A. ("**EAP II**") celebraram junto ao Banco do Nordeste do Brasil S.A., o Contrato de Financiamento por instrumento Particular nº 35.2023.9396.30266, no valor de R\$84.139 mil para a EAP I e o contrato nº 35.2023.9396.30267 no valor de R\$114.738 mil para a EAP II. Os recursos relacionados a este financiamento foram liberados parcialmente pelo Banco do Nordeste (BNB). Sendo a primeira liberação em 15 de dezembro de 2023, representando 85% do valor total, ou seja, R\$71.518 mil para a EAP I, e em 20 de dezembro de 2023, o valor total de R\$97.527 mil para a EAP II. Os 15% restantes do montante serão liberados à medida que forem comprovadas as obrigações financeiras relacionadas ao contrato.

O financiamento possui como fator de correção Juros Básicos Fixo de 5,3534 % ao ano e sobre os Juros Básicos Fixos incidirão os Juros Básicos Variáveis (JBV) com base no Fator de Atualização Monetária (FAM) apurado pela variação média do IPCA, referente ao período entre o 2º e o 13º meses anteriores ao mês de cálculo. O financiamento possui carência de principal de 6 meses, com o primeiro pagamento de juros em 15 de janeiro de 2024 a 15 de abril de 2024. A partir de 15 de maio de 2024, serão amortizados mensalmente principal e juros em 286 parcelas mensais consecutivas.

Para contratação do Financiamento foi exigido contratação de Fiança Bancária em favor do Banco, no valor equivalente a liberação do recurso financiado. A Fiança será mantida até a data efetiva da liquidação do contrato.

UFV Pitombeira

Em agosto de 2024, Ufv Pitombeira S.A. celebrou junto ao Banco do Nordeste do Brasil S.A., o Contrato de Financiamento por Instrumento Particular nº 35.2024.1100.31158, no valor de R\$125.000 mil. O financiamento possui como fator de correção Juros Básicos Fixo de 5,03% ao ano e sobre os Juros Básicos Fixos incidirão os Juros Básicos Variáveis (JBV) com base no Fator de Atualização Monetária (FAM) apurado pela variação média do IPCA. Os valores de principal e juros serão amortizados mensalmente até julho de 2048.

Banco de Desenvolvimento de Minas Gerais S.A. – BDMG

Transleste

Em 10 de março de 2005, foi celebrado o Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito, com Garantia Real e Fidejussória BDMG/BF nº 127.315, entre o BDMG e a Transleste, sendo intervenientes garantidoras pignoratícias, a Transminas Holding S.A. e a Orteng. Posteriormente este contrato foi retificado e ratificado em 28 de abril de 2008 (**“Primeiro Termo Aditivo”**). O valor do referido contrato é de R\$47.029 mil, dividido em 222 prestações mensais e sucessivas, tendo a primeira parcela vencimento em 10 de outubro de 2006 e a última em 10 de fevereiro de 2025. O valor de cada parcela é obtido mediante a divisão do saldo devedor do principal somado ao valor correspondente de juros. Os juros sobre este contrato serão de 9,5% ao ano, sendo calculados e capitalizados mensalmente e exigíveis: (i) trimestralmente, durante o período de carência, fixado em 18 meses da data de contratação; e (ii) mensalmente, durante o período de amortização iniciado em 10 de outubro de 2006. O financiamento teve como motivação a construção, operação e manutenção das instalações de transmissão de 345 Kv, com origem na subestação de Montes Claros, Minas Gerais, e término na subestação de Irapé, Minas Gerais. Para assegurar o pagamento de quaisquer obrigações decorrentes do contrato, dentre outras garantias, foram dadas: (i) penhor da totalidade das ações ordinárias de emissão da Transleste detidas pelas intervenientes fiadoras; (ii) penhor dos direitos emergentes do Contrato de Concessão nº 009/2004, firmado em 18 de fevereiro de 2004, com a União; (iii) fiança, por parte da Transminas e da EATE, responsabilizando-se as fiadoras solidariamente, pelo cumprimento de todas as obrigações decorrentes do contrato de financiamento; (iv) fundo de liquidez, por meio do qual a Transleste comprometeu-se a manter, até o prazo final do contrato, o equivalente a três parcelas de amortização vincendas em conta vinculada do BNB; e (v) seguro-garantia de obrigações públicas, com validade durante toda duração do contrato, cobrindo todos os riscos do projeto. Por fim, ressalta-se que o BDMG poderá declarar o contrato antecipadamente vencido caso a Transleste: (i) perca a concessão objeto do Contrato de Concessão no 009/2004, firmado junto à Aneel; (ii) deixe de cumprir qualquer obrigação firmada com o BDMG ou com o BNB; (iii) sofra protesto de dívida líquida e certa; (iv) suspenda suas atividades por mais de 30 dias; (v) seja declarada impedida nas normas do Banco Central do Brasil; (vi) aplique irregularmente recursos oriundos de financiamentos contratados junto ao BNB ou BDMG; (vii) deixe de reforçar as garantias de crédito imediatamente após notificação do BDMG nesse sentido; (viii) seja sujeito passivo de demanda judicial cujo valor possa vir a atingir os direitos creditórios do BNB e BDMG; (ix) contrate outra instituição financeira para cobertura do contrato celebrado com o BNB; (x) tenha sua conta de depósitos encerrada no BDMG; (xi) peça recuperação judicial ou tenha decretada sua falência; (xii) grave, aliene, arrende, ceda, transfira de qualquer forma em favor de terceiros os bens lastreadores do crédito; ou (xiii) deixe, por três meses consecutivos alternados, de cumprir com as obrigações estabelecidas. Ademais, a Transleste obrigou-se a submeter à aprovação da BDMG quaisquer propostas de matérias concernentes à venda, aquisição, incorporação, fusão, cisão de ativos ou qualquer outro ato que importe ou possa vir a importar em modificações da configuração societária vigente naquela data.

Transirapé – BDMG nº 193.292

Em 23 de outubro de 2014, foi celebrado Contrato de Financiamento Mediante Repasse Indireto de Recursos do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES entre o BDMG e a Transirapé. O valor do referido contrato é de R\$5.893 mil, dividido em 168 prestações mensais e sucessivas, vencíveis sempre no dia 15 de cada mês. Ressalta-se que a primeira parcela para pagamento de juros tem vencimento previsto para março de 2015, e a primeira parcela para pagamento do principal adicionado de juros vencerá em 15 de novembro de 2015 e última vencerá em 15 de outubro de 2029. O valor de cada parcela é obtido mediante a divisão do saldo devedor do principal somado ao valor correspondente de juros. Ressalta-se que este financiamento por intermédio do BDMG é composto de recursos ordinários do BNDES, originários do Fundo de Amparo do Trabalhador – FAT, do FAT – Depósitos Especiais e do Fundo de Participação PIS/PASEP. Os juros sobre este contrato serão de 3,5% ao ano acima da TJLP, sendo calculados e exigíveis: (i) trimestralmente, durante o período de carência, fixado em 12 meses da data de contratação; e (ii) mensalmente, durante o período de amortização que iniciará em 15 de novembro de 2015. O financiamento teve como motivação a implantação de reforços nas instalações de transmissão da Transirapé dos segundos Bancos Autotransformadores, sendo um na Subestação Irapé e outro na Subestação Araçuaí 2, com os seus respectivos módulos de conexões, interligações e infraestrutura de manobras necessárias. Para assegurar o pagamento de quaisquer obrigações decorrentes do contrato, dentre outras garantias, foram dadas: (i) cessão fiduciária dos direitos emergentes do contrato de prestação de serviços de transmissão nº 007/2005, firmado em 1 de abril de 2005, com o ONS; (ii) fundo de liquidez, por meio do qual a Transirapé comprometeu-se a manter, até o prazo final do contrato, o equivalente a três parcelas de amortização vincendas em conta vinculada; e (iii) penhor de ações das detidas pelas intervenientes Transminas e EATE que deram em caução a totalidade das ações ordinárias da Transirapé. Por fim, ressalta-se que o BDMG poderá declarar o contrato antecipadamente vencido em caso de: (i) falsidade da declaração firmada pela Transirapé em 20 de outubro de 2014, previamente à contratação, negando a existência de gravames sobre os direitos creditórios oferecidos ao BDMG à exceção daquele constituído no âmbito do Contrato de Financiamento BDMG nº 177.906/13; (ii) constituição sem prévia autorização do BDMG, de penhor ou gravame sobre direitos creditórios dados em garantia ao BDMG; (iii) extinção do Contrato de Concessão de Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica nº 12/2005-ANEEL; e (iv) vencimento antecipado do Instrumento Particular de Escritura da Primeira Emissão de Debêntures Simples, Não Conversíveis em Ações, em Série Única, da Espécie Quirografária, para Distribuição Pública, com Esforços Restritos de Colocação, da Transirapé.

Transirapé – BDMG nº 215.411/16

Em 1º de abril de 2016, foi celebrado o Contrato de Financiamento nº 215.411/16 entre o BDMG e a Transirapé. O valor do referido contrato é de R\$4.000 mil, com pagamento de principal adicionado de juros dividido em 99 prestações mensais e sucessivas, vencíveis sempre no dia 15 de cada mês. Ressalta-se que a primeira parcela tem vencimento previsto para 15 de fevereiro de 2018 e última vencerá em 15 de abril de 2026. O valor de cada parcela é obtido mediante a divisão do saldo devedor do principal somado ao valor correspondente de juros. Os juros sobre este contrato serão de 6,0% ao ano acima da TJLP. O financiamento teve como motivação a expansão da subestação Irapé, localizada em Grão Mogol (MG). Para assegurar o pagamento de quaisquer obrigações decorrentes do contrato, dentre outras garantias, foram dadas: (i) penhor de ações de emissão da Transirapé, equivalente a 51% de seu capital social, de propriedade da Transminas e da EATE; (ii) cessão fiduciária dos direitos emergentes do contrato de prestação de serviços de transmissão nº 007/2005, firmado em 1 de abril de 2005, com o ONS; e (iii) fundo de liquidez, por meio do qual a Transirapé comprometeu-se a manter, até o prazo final do contrato, o equivalente a três parcelas

de amortização vincendas em conta vinculada. Por fim, ressalta-se que o BDMG poderá declarar o contrato antecipadamente vencido em caso de: (i) constituição sem prévia autorização do BDMG, de penhor ou gravame sobre ativos dados em garantia ao BDMG; (ii) extinção do Contrato de Concessão de Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica nº 12/2005-ANEEL; (iii) vencimento antecipado das obrigações decorrentes dos contratos celebrados com o BDMG em 27 de dezembro de 2013 e 24 de outubro de 2014; e (iv) descumprimento de qualquer obrigação da Transirapé, Transminas ou EATE perante o BDMG.

Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES

A partir de 2004, diversas de nossas subsidiárias celebraram contratos de financiamento mediante abertura de crédito, junto ao BNDES, nos quais somos intervenientes anuentes e prestamos garantias, na qualidade de fiadoras (ou uma de nossas subsidiárias). Para assegurar o pagamento de quaisquer obrigações decorrentes de tais contratos, dentre outras garantias específicas, é dada em penhor a totalidade das ações de emissão da respectiva subsidiária. Há ainda previsão de uma conta reserva, não movimentável pela respectiva subsidiária e movimentável unicamente por uma instituição financeira, a ser mantida até o final da liquidação de todas as obrigações dos contratos de financiamento com o BNDES. Em geral, a conta reserva deverá ser mantida com saldo mínimo equivalente a três vezes a próxima prestação vincenda de amortização, juros e demais acessórios do contrato de financiamento. O BNDES poderá declarar o contrato antecipadamente vencido, dentre outras hipóteses específicas, caso ocorra (i) redução do quadro de pessoal da respectiva subsidiária sem atendimento às condições impostas pelo BNDES no contrato; (ii) inclusão em acordo societário, estatuto social da respectiva subsidiária, ou das empresas que a controlam, de dispositivo que importe em restrições ou prejuízo à capacidade de pagamento das obrigações financeiras decorrentes desta operação; (iii) falsidade da declaração firmada pela respectiva subsidiária previamente à contratação, que nega existência de gravames sobre direitos creditórios oferecidos ao BNDES; (iv) existência de sentença condenatória transitada em julgado relativa à prática de atos, pela respectiva subsidiária, que importem em infringência à legislação que trata do combate à discriminação de raça ou de gênero, ao trabalho infantil e ao trabalho escravo; (v) constituição, sem prévia autorização do BNDES, de penhor ou gravame sobre os direitos creditórios dados em garantia ao BNDES; (vi) diplomação como Deputado Federal ou Senador de pessoa que exerça função remunerada na Companhia, ou esteja entre os seus proprietários, controladores ou diretores; e (vii) inadimplemento de qualquer obrigação assumida perante o BNDES e suas subsidiárias, por parte de empresa ou entidade integrante do grupo a que a beneficiária pertença, sendo certo que, verificado o inadimplemento, poderá o BNDES considerar vencidos antecipadamente todos os contratos celebrados com a beneficiária, independentemente da aplicação das sanções estabelecidas.

Adicionalmente, as seguintes obrigações, se inadimplidas, poderão acarretar o vencimento antecipado do contrato: (i) obrigação da garantidora do crédito de aportar capital no caso dos índices de cobertura do serviço de dívida da tomadora beneficiada serem insuficientes; (ii) obrigação de não firmar contratos de mútuo com pessoas do grupo econômico da beneficiária sem a prévia e expressa autorização do BNDES; (iii) inclusão, em acordo societário ou estatuto social da beneficiária, ou das empresas que a controlam, de dispositivo pelo qual se exija “quórum” especial para deliberação ou aprovação de matérias que limitem ou cerceiem o controle de qualquer dessas empresas pelos respectivos controladores, ou ainda, a inclusão de dispositivo que importe em: (a) restrições à capacidade de crescimento da beneficiária ou ao seu desenvolvimento tecnológico; (b) restrições de acesso da beneficiária a novos mercados; ou (c) restrições ou prejuízo à capacidade de pagamento das obrigações financeiras decorrentes da operação; (iv) concessão, sem prévia autorização do BNDES, de preferência a outros créditos, amortização de ações, emissão de debêntures e partes beneficiárias e assunção de novas dívidas; (v) realização, sem

prévia autorização do BNDES, de distribuição de dividendos superiores ao mínimo obrigatório e pagamento de juros sobre capital próprio; (vi) obrigação de não efetuar qualquer alteração societária pelo prazo de vigência da presente operação relacionada à liquidação, dissolução, cisão, fusão, incorporação, qualquer outro ato que importe ou possa vir a importar em modificações na atual configuração da beneficiária ou qualquer forma de reorganização que represente alteração de controle ou transferência relevante de ativos envolvendo a Beneficiária; e (vii) descumprimento dos índices financeiros e de capitalização dispostos nos contratos.

A tabela a seguir contém as informações referentes aos empréstimos contraídos por nossas controladas perante o BNDES.

Credores	Número do contrato	Início	Valor do crédito	Vencimento	Finalidade	Outras Garantias	Outras hipóteses de Vencimento Antecipado	Observações	(% a.a.) Taxa efetiva
Ijuí	08.2.0071.1	09/04/2008	R\$168.200 mil, dividido em dois subcréditos: Subcrédito A: R\$161.889 mil Subcrédito B: R\$6.311 mil	15/09/2027	Construção da Usina Hidrelétrica São José, assim como a implantação da linha de transmissão para conexão do Sistema Interligado Nacional da Usina Hidrelétrica São José	(i) penhor dos direitos emergentes do Contrato de Concessão nº 006/2006; (ii) penhor dos direitos creditórios provenientes dos CCVE, dos CCEAR e outros contratos de compra e venda de energia firmados; (iii) Seguro garantia de execução do projeto e patrimonial; e (iv) Penhor da totalidade das ações de emissão da beneficiária de titularidade da Companhia.	Não há hipótese adicionais.	(i) não realizar transações com partes relacionadas sem prévia autorização do BNDES (Deliberação CVM 26/86)	TJLP + 3,13% ao ano
Lavrinhas	08.02.0976.1	11/03/2009	R\$111.185 mil, dividido em dois subcréditos: Subcrédito A: R\$108.811 mil Subcrédito B: R\$2.374 mil	15/04/2025	Implantação da PCH Lavrinhas e implantação da Linha de Transmissão necessária para conexão da PCH ao SIN	(i) penhor dos direitos emergentes da Autorização nº 138 de 2004 expedida pela ANEEL; (ii) penhor dos direitos creditórios oriundos do CCVE 115/2007, firmado entre a Beneficiária e a Perdigão Agroindustrial S.A.; (iii) Seguro Garantia na modalidade "performance e completion", pelo prazo de 180 dias após operação da PCH em percentual correspondente a 100% do valor da colaboração financeira; (iv) Penhor da totalidade das ações da beneficiária detidas pela Companhia e por outros acionistas intervenientes no contrato; (v) Fiança concedida pela Companhia	(i) descumprimento de quaisquer das cláusulas do Contrato de Penhor, Administração de Contas e Outras Avenças; (ii) extinção da autorização expedida à beneficiária pela ANEEL, ou alterações que, a critério do BNDES, causem impacto relevante na condição econômico financeira da beneficiária; (iii) alteração ou rescisão, sem prévia e expressa anuência do BNDES, do CCVE 115/2007; (iv) perda, suspensão ou renovação de quaisquer licenças ambientais pertinentes ao projeto; (v) não cumprimento das obrigações relativas à fiança; (vi) não cumprimento da	(i) não celebrar contrato de mútuo ou contrato de valor superior a R\$200.000,00 com seus acionistas ou empresas coligadas sem prévia aprovação do BNDES, salvo algumas exceções; (ii) não conceder preferência a outros créditos, realizar amortização de ações, emitir debêntures ou partes beneficiárias, ou assumir novas dívidas, sem prévia e expressa autorização do BNDES, salvo as dívidas assumidas até o término da fase de liberação de recursos pelo BNDES e os mútuos celebrados de acordo com o estipulado no contrato; (iii) somente pagar dividendos ou juros sobre o capital próprio aos seus acionistas após 12 meses do início de operação comercial da PCH Lavrinhas, bem como após estarem integralmente cumpridas outras condições estipuladas no contrato; (iv) não promover, sem prévia autorização, alteração no estatuto social, de forma a manter-se, durante toda a vigência do contrato, como uma sociedade de propósito Específico, voltada à finalidade referida no contrato	TJLP + 1,93% ao ano

							outorga de poderes ao BNDES em caráter irrevogável das apólices dos seguros		
Lavrinhas	10.2.0477.1	08/09/2010	R\$16.875 mil	15/04/2025	Suplementação de recursos para a implantação da PCH Lavrinhas	(i) penhor dos direitos emergentes da Autorização nº 138 de 2004 expedida pela ANEEL; (ii) penhor dos direitos creditórios oriundos do CCVE 115/2007, firmado entre a Beneficiária e a Perdigão Agroindustrial S.A.; (iii) endosso da apólice do Seguro Garantia realizado para o financiamento anterior; (iv) Penhor da totalidade das ações da beneficiária detidas pela Companhia e por outros acionistas intervenientes no contrato; (v) Fiança prestada pela Companhia			TJLP + 2,22% ao ano
Queluz	08.2.0975.1	11/03/2009	R\$114.647 mil, dividido em dois subcréditos: Subcrédito A: R\$111.100 mil Subcrédito B: R\$3.547 mil	15/01/2025	Implantação da PCH Queluz e implantação da Linha de Transmissão necessária para conexão da PCH ao SIN	(i) penhor dos direitos emergentes da Autorização nº 139 de 2004 expedida pela ANEEL; (ii) penhor dos direitos creditórios oriundos do CCVE 090/2007, firmado entre a Beneficiária e a Perdigão Agroindustrial S.A.; (iii) Seguro Garantia na modalidade "performance e completion", pelo prazo de 180 dias após operação da PCH em percentual correspondente a 100% do valor da colaboração financeira; (iv) Penhor da totalidade das ações da beneficiária detidas pela Companhia e por outros acionistas intervenientes no contrato; (v) Fiança prestada pela Companhia.	(i) descumprimento de quaisquer das cláusulas do Contrato de Penhor, Administração de Contas e Outras Avenças; (ii) extinção da autorização expedida à beneficiária pela ANEEL, ou alterações que, a critério do BNDES, causem impacto relevante na condição econômico financeira da beneficiária; (iii) alteração ou rescisão, sem prévia e expressa anuência do BNDES, do CCVE 090/2007; (iv) perda, suspensão ou renovação de quaisquer licenças	(i) não celebrar contrato de mútuo ou contrato de valor superior a R\$200.000,00 com seus acionistas ou empresas coligadas sem prévia aprovação do BNDES, salvo algumas exceções; (ii) não conceder preferência a outros créditos, realizar amortização de ações, emitir debêntures ou partes beneficiárias, ou assumir novas dívidas, sem prévia e expressa autorização do BNDES, salvo as dívidas assumidas até o término da fase de liberação de recursos pelo BNDES e os mútuos celebrados de acordo com o estipulado no contrato; (iii) somente pagar dividendos ou juros sobre o capital próprio aos seus acionistas após 12 meses do início de operação comercial da PCH Lavrinhas, bem como após estarem integralmente cumpridas outras condições estipuladas no contrato; (iv) não promover, sem prévia autorização, alteração no estatuto social, de forma a manter-se, durante toda a vigência do	TJLP + 1,93% ao ano

							ambientais pertinentes ao projeto; (v) não cumprimento das obrigações relativas à fiança; (vi) não cumprimento da outorga de poderes ao BNDES em caráter irrevogável das apólices dos seguros	contrato, como uma sociedade de propósito Específico, voltada à finalidade referida no contrato	
Queluz	10.2.0478.1	03/08/2010	R\$27.716 mil	15/01/2025	Suplementação de recursos para a implantação da PCH Queluz	(i) penhor dos direitos emergentes da Autorização nº 139 de 2004 expedida pela ANEEL; (ii) penhor dos direitos creditórios oriundos do CCVE 090/2007, firmado entre a Beneficiária e a Perdigão Agroindustrial S.A.; (iii) endosso da apólice do Seguro Garantia realizado para o financiamento anterior; (iv) penhor da totalidade das ações da beneficiária detidas pela Companhia por outros acionistas intervenientes no contrato; (v) Fiança prestada pela Companhia.			TJLP + 2,22% ao ano
Ferreira Gomes	12.2.1390.1	28/12/2012	R\$470.610 mil (dividido em cinco subcréditos) Subcrédito A: R\$198.420 mil Subcrédito B: R\$78.540 mil Subcrédito C: R\$9.500 mil Subcrédito D: R\$181.850 mil Subcrédito E: R\$2.300 mil	Subcrédito A: 04/2031 Subcrédito B: 04/2031 Subcrédito C: 04/2031 Subcrédito D: 12/2022 Subcrédito E: 04/2031	Implantação da UHE Ferreira Gomes, com potência instalada de 252 MW, a ser implantada no rio Araguari, município de Ferreira Go mês	(i) cessão fiduciária dos direitos dos Contratos de Compra de Energia; (ii) totalidade dos direitos creditórios do contrato de concessão 02/2010; (iii) Fiança da Alupar; (iv) Penhor da totalidade das ações de emissão beneficiária de titularidade da Companhia	(i) utilização dos recursos em finalidade diversa da prevista no contrato; (ii) constituição sem a prévia autorização do BNDES de penhor ou gravame sobre os direitos dados em garantia ao BNDES	(i) realizar distribuição de dividendos superiores ao mínimo obrigatório e/ou somente se em cumprimento dos índices financeiros e de capitalização mediante apresentação ao BNDES de ratificação de auditor independente de suas Demonstrações Financeiras; (ii) não realizar, sem prévia autorização do BNDES, operações de mútuo com quaisquer beneficiários pessoas do mesmo grupo econômico; (iii) manter o ICSD acima de 1,3 ou 1,2, caso tenha ocorrido a emissão de debêntures em condições específicas; (iv) manter o ICP superior a 20%.	TJLP + 2,34% ao ano (Subcréditos A, B e C) 2,5% ao ano (subcrédito D) TJLP apenas (Subcrédito E)

								A Companhia deverá submeter à aprovação dos BNDES quaisquer matérias que se refira à venda, aquisição, incorporação, fusão, cisão de ativos ou qualquer outro ato que importe em modificação da atual configuração da beneficiária.	
EDV I, EDV II, EDV III, EDV IV e EDV X	15.2.0778.1	11/02/2016	R\$261.300 mil EDV I: R\$57.990 mil EDV II: R\$32.220 mil EDV III: R\$49.007 mil EDV IV: R\$81.041 mil EDV X: R\$41.042 mil	10/2032	Implantação dos Parques Eólicos Pitombeiras, Ubatuba, Santa Catarina, Ventos do Nordeste e Pitombeira localizados no município de Aracati estado do Ceara, com capacidade instalada de 98,7MW	(i) Penhor de ações pela Alupar e pela Windepar; (ii) cessão fiduciária da totalidade dos direitos creditórios pelas EDVs e pela Windepar; (iii) conta reserva; (iv) Fiança Corporativa da Windepar e da Alupar.	(i) descumprimento de quaisquer das cláusulas do Contrato de Penhor, bem como do Contrato de Cessão Fiduciária; (ii) constituição sem a prévia autorização do BNDES de penhor ou gravame sobre os direitos dados em garantia ao BNDES; (iii) existência de ato definitivo de autoridade administrativa ou decisão judicial que impeça a conclusão ou a continuidade da operação do Complexo Eólico Energia dos Ventos; (iv) não implantação, abandono ou desistência da implantação de qualquer das Centrais Geradoras Eólicas que integram o projeto.	(i) realizar distribuição de dividendos superiores ao mínimo obrigatório e/ou após apresentação da declaração e memória de cálculo, por auditor independente, de que o índice financeiro atingiu no exercício base para cálculo dos dividendos o valor mínimo previsto em contrato; e (ii) não realizar, sem prévia autorização do BNDES, operações de mútuo com quaisquer beneficiários.	TJLP + 2,18% ao ano
EDV I, EDV II, EDV III, EDV IV e EDV X	19.2.05.98.1	12/12/2019	R\$44.125 mil EDV I: R\$11.145 mil EDV II: R\$4.850 mil EDV III: R\$9.067 mil EDV IV: R\$7.857 mil EDV X: R\$11.206 mil	15/10/2032	Implantação do Sistema de conexão do complexo eólico Aracati	(i) Penhor de ações pela Alupar e pela Windepar; (ii) cessão fiduciária da totalidade dos direitos creditórios pelas EDVs e pela Windepar; (iii) conta reserva; (iv) Fiança Corporativa da Windepar e da Alupar.	(i) descumprimento de quaisquer das cláusulas do Contrato de Penhor, bem como do Contrato de Cessão Fiduciária; (ii) constituição sem a prévia autorização do BNDES de penhor ou gravame sobre os direitos dados em garantia ao BNDES;	(i) realizar distribuição de dividendos superiores ao mínimo obrigatório e/ou após apresentação da declaração e memória de cálculo, por auditor independente, de que o índice financeiro atingiu no exercício base para cálculo dos dividendos o valor mínimo previsto em contrato; e (ii) não realizar, sem prévia autorização do BNDES, operações de mútuo com quaisquer beneficiários.	IPCA de 1,68% ao ano + spread de 1,99% ao ano

							(iii) existência de ato definitivo de autoridade administrativa ou decisão judicial que impeça a conclusão ou a continuidade da operação do Complexo Eólico Energia dos Ventos; (iv) não implantação, abandono ou desistência da implantação de qualquer das Centrais Geradoras Eólicas que integram o projeto.		
--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Itaú – Alupar Peru

Em novembro de 2023, a controlada Alupar Peru celebrou junto ao Banco Itaú a contratação de empréstimo, no montante de USD7.500 mil. O empréstimo será remunerado pela SOFR de 3 meses acrescida de spread de 2,80% ao ano. O pagamento dos encargos financeiros será efetuado trimestralmente e o principal ao final do contrato. O contrato prevê, entre outros, restrições para contratação de novas dívidas, alienação de ativos e distribuição de dividendos pela Alupar Peru. A Alupar é garantidora das obrigações da Alupar Peru no âmbito deste empréstimo. O referido empréstimo tem vencimento previsto para dezembro de 2026.

Itaú e CorpBanca – Risaralda

Em maio de 2018, a controlada Risaralda celebrou junto ao Banco Itaú CorpBanca Colombia S.A. um contrato de empréstimo no montante de COP\$120.000.000 mil. O contrato é remunerado pela variação do Indicador Bancário de Referência - IBR trimestralmente na Colômbia, acrescido de spread médio de 4,43% ao ano. O pagamento dos encargos financeiros é realizado trimestralmente e do principal será efetuado no vencimento do contrato. O contrato prevê, entre outros, restrições para contratação de novas dívidas, alienação de ativos e distribuição de dividendos pela Risaralda. A Alupar é garantidora das obrigações no âmbito deste empréstimo. O contrato do Banco Itaú Corpbanca tem vencimento previsto para maio de 2025.

Alupar Peru – Santander Brasil

Em dezembro de 2024, a controlada Alupar Peru celebrou junto ao Banco Santander (Brasil) S.A., Luxembourg Branch a contratação de empréstimo no montante de USD35.000 mil. O empréstimo é remunerado pela variação da SOFR de 3 meses acrescida de spread de 2,45% ao ano. O pagamento dos encargos financeiros é semestral. O vencimento final do empréstimo está previsto para dezembro de 2027.

BTG Pactual Colômbia – Alupar Colombia

Em outubro de 2024, a Alupar Colombia assinou o contrato de financiamento, junto ao BTG Pactual Colômbia, no montante de COP\$19.215.000 mil. O contrato é remunerado pela taxa IBR + spread 2,75% ao ano. O pagamento dos encargos financeiros é realizado trimestralmente e o pagamento do valor do principal será efetuado no vencimento do contrato, previsto para outubro de 2025.

BTG Chile – La Virgen

Em setembro de 2022, a controlada indireta La Virgen assinou o contrato de financiamento, junto ao BTG Chile, no montante de USD55.000 mil. O contrato é remunerado pela taxa SOFR 3 meses + spread 3,45% ao ano. O pagamento dos encargos financeiros e do principal será efetuado trimestralmente ao longo do contrato. Esse contrato tem vencimento previsto para setembro de 2029. Em 29 de julho de 2024 foi aprovada a alteração da garantia corporativa da Companhia para a sua controlada indireta La Virgen no referido contrato de financiamento decorrente de cessão de dívida por parte do banco, prestando parte da garantia corporativa ao BTG Chile e parte ao Haitong Bank S.A., Madrid Branch.

BTG Caiman – La Virgen

Em setembro de 2022, a controlada indireta La Virgen assinou o contrato de financiamento, junto ao BTG Chile, no montante de USD35.000 mil. O contrato é remunerado pela taxa SOFR 3 meses + spread 3,45% ao ano. O pagamento dos encargos financeiros e do principal será

efetuado trimestralmente ao longo do contrato. Esse contrato tem vencimento previsto para setembro de 2029.

MUFG Bank – TCE

Em julho de 2022, a controlada indireta TCE assinou o contrato de financiamento, junto ao MUFG BANK, no montante de USD63.980 mil. O contrato é remunerado pela taxa SOFR 6 meses + spread até 1 ano de 2,40% após 2,65% ao ano. O pagamento dos encargos financeiros é realizado semestralmente e do principal será efetuado gradualmente ao longo do contrato. Esse contrato tem vencimento previsto para julho de 2027. Em 31 de janeiro de 2024, em 29 de julho de 2024 e 31 de outubro de 2024, foram aprovadas, respectivamente, a 4ª, a 5ª e a 6ª prorrogação da garantia corporativa da Companhia para a controlada indireta TCE, inicialmente concedida em 18 de julho de 2022 em favor da TMF Brasil Administração e Gestão de Ativos Ltda. (atuando como *Brazilian Collateral Agent*) e em benefício dos credores garantidos (*Secured Creditors*) do referido contrato celebrado com o MUFG BANK e outros credores.

Banco Santander S.A. – Alupar Colômbia

Em 25 de novembro de 2024, foi firmado contrato de empréstimo entre a controlada Alupar Colômbia junto ao Banco Santander S.A., na modalidade de crédito indexado, no montante de COP \$86.035.323. Essa obrigação possui amortização única no vencimento final em novembro de 2025 e pagamentos trimestrais de juros.

Banco Citibank Colômbia – TEL

Em 24 de dezembro de 2024, a controlada indireta Transmissora de Energia de Los Llanos S.A.S.E.S.P adquiriu empréstimo junto ao Citibank Colombia S.A. no valor de COP \$20.637.700, pelo prazo de 12 meses, com taxa nominal de 10,50%. Para este empréstimo foi assinada uma nota promissória que estabelece o pagamento mensal de juros e o pagamento do principal no vencimento. Este empréstimo conta com garantia corporativa concedida pela Companhia em favor do Citibank N.A.

Banco Itaú – TSA

Em 19 de novembro de 2024, a controlada indireta Transmisora Sierra Azul S.A.C adquiriu empréstimo junto ao Banco Itaú no valor de USD \$15.000.000,00, pelo prazo de 12 meses, com taxa de juros de SOFR 3M + 1,80% a.a. O contrato estabelece o pagamento semestral de juros e o pagamento do principal no vencimento.

Contratos de debêntures relevantes:

EATE

Em 6 de abril de 2021, ocorreu a 9ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em série única. A emissão foi composta por 200.000 debêntures, todas com valor nominal unitário de R\$1.000,00 (um mil reais), totalizando, portanto, R\$200.000 mil na data de emissão, com vencimento em 6 de abril de 2026 e juros de 100% da Taxa DI mais spread de 1,9% a.a. A amortização dos juros é semestral. Os recursos captados com a emissão foram destinados ao reforço do capital de giro da EATE.

Em maio de 2022, ocorreu a 10ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em série única. A emissão foi composta por 110.000 debêntures, todas com valor nominal unitário de R\$1.000,00 (um mil reais), totalizando, portanto, R\$110.000 mil na data de emissão, com vencimento em maio de 2027 e juros de 100% da Taxa DI mais spread de 1,9% a.a. A amortização dos juros é semestral e do principal

gradualmente no 4º e 5º anos. Os recursos captados com a emissão foram destinados ao reforço do capital de giro da EATE.

Em dezembro de 2023, ocorreu a 11ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em série única. A emissão foi composta por 310.000 debêntures, todas com valor nominal unitário de R\$1.000,00 (um mil reais), totalizando, portanto, R\$310.000 mil na data de emissão, com vencimento em dezembro de 2028 e juros de 100% da Taxa DI mais spread de 1,65% a.a. A amortização dos juros é mensal e do principal gradualmente no 3º, 4º e 5º anos. Os recursos captados com a emissão foram destinados ao reforço do capital de giro da EATE.

Em setembro de 2024, ocorreu a 12ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em série única. A emissão foi composta por 255.000 debêntures, todas com valor nominal unitário de R\$1.000,00 (um mil reais), totalizando, portanto, R\$255.000 mil na data de emissão, com vencimento em setembro de 2029 e juros de 100% da Taxa DI mais *spread* de 0,89% a.a. A amortização dos juros é semestral e do principal gradualmente no 4º e 5º anos. Os recursos captados com a emissão foram destinados ao reforço do capital de giro da EATE.

ECTE

Em 6 de abril 2021, ocorreu a 6ª emissão de debêntures simples, no valor de R\$50.000 mil, em série única, com prazo de vigência de 5 anos. As debêntures serão amortizadas em 60 parcelas mensais a partir da data de emissão, e serão atualizadas pela taxa de juros de 100,00% do DI + spread de 1,90% ao ano, com vencimento final em 6 de abril de 2026. Não foram oferecidas garantias na emissão de debêntures.

Em maio de 2022, ocorreu a 7ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em série única. A emissão foi composta por 60.000 debêntures, todas com valor nominal unitário de R\$1.000,00 (um mil reais), totalizando, portanto, R\$60.000 mil na data de emissão, com vencimento em maio de 2027 e juros de 100% da Taxa DI mais spread de 1,8% a.a. A amortização dos juros é semestral e do principal gradualmente no 4º e 5º anos.

Em setembro de 2024, ocorreu a 8ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em série única. A emissão foi composta por 207.000 debêntures, todas com valor nominal unitário de R\$1.000,00 (um mil reais), totalizando, portanto, R\$207.000 mil na data de emissão, com vencimento em setembro de 2029 e juros de 100% da Taxa DI mais spread de 0,89% a.a. A amortização dos juros é semestral e do principal gradualmente no 4º e 5º anos.

ENTE

Em maio de 2022, ocorreu a 5ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em série única. A emissão foi composta por 30.000 debêntures, todas com valor nominal unitário de R\$1.000,00 (um mil reais), totalizando, portanto, R\$30.000 mil na data de emissão, com vencimento em maio de 2027 e juros de 100% da Taxa DI mais spread de 1,8% a.a. A amortização dos juros é semestral e do principal gradualmente no 4º e 5º anos.

Em dezembro de 2023, ocorreu a 6ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em série única. A emissão foi composta por 50.000 debêntures, todas com valor nominal unitário de R\$1.000,00 (um mil reais), totalizando, portanto, R\$50.000 mil na data de emissão, com vencimento em dezembro de 2028 e juros de

100% da Taxa DI mais spread de 1,65% a.a. A amortização dos juros é semestral e do principal gradualmente no 3º, 4º e 5º ano.

Em setembro de 2024, ocorreu a 7ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em série única. A emissão foi composta por 47.000 debêntures, todas com valor nominal unitário de R\$1.000,00 (um mil reais), totalizando, portanto, R\$47.000 mil na data de emissão, com vencimento em setembro de 2029 e juros de 100% da Taxa DI mais spread de 0,89% a.a. A amortização dos juros é semestral e do principal gradualmente no 4º e 5º anos.

ETEP

Em 6 de abril de 2021, ocorreu a 4ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, no valor de R\$50.000 mil, em série única, com prazo de vigência de 5 anos. As debêntures serão amortizadas em 60 parcelas mensais a partir da data de emissão, e serão atualizadas pela taxa de juros de 100,00% do DI mais spread de 1,9% ao ano, com vencimento final em 6 de abril de 2026. Não foram oferecidas garantias na emissão de debêntures.

Em maio de 2022, ocorreu a 5ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, no valor de R\$35.000 mil, em série única, com prazo de vigência de 5 anos. A amortização dos juros será realizada semestralmente e o principal será amortizado no vencimento, em maio de 2027. As debêntures serão atualizadas pela taxa de juros de 100,00% do DI mais spread de 2,9% ao ano.

Em setembro de 2024, ocorreu a 6ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em série única. A emissão foi composta por 98.000 debêntures, todas com valor nominal unitário de R\$1.000,00 (um mil reais), totalizando, portanto, R\$98.000 mil na data de emissão, com vencimento em setembro de 2029 e juros de 100% da Taxa DI mais spread de 0,89% a.a. A amortização dos juros é semestral e do principal gradualmente no 4º e 5º anos.

EBTE

Em 6 de abril de 2021, ocorreu a 2ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, no valor de R\$50.000 mil, em série única, com prazo de vigência de 5 anos. As debêntures serão amortizadas da seguinte forma, principal no 4º e 5º anos e juros semestralmente a partir da data de emissão, e serão atualizadas pela taxa de juros de 100,00% do DI mais spread de 1,9% ao ano, com vencimento final em 6 de abril de 2026. Não foram oferecidas garantias na emissão de debêntures.

Em maio de 2022, ocorreu a 3ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, no valor de R\$45.000 mil, em série única, com prazo de vigência de 5 anos. As debêntures serão amortizadas da seguinte forma, principal no 4º e 5º anos e juros semestralmente a partir da data de emissão, e serão atualizadas pela taxa de juros de 100,00% do DI mais spread de 1,8% ao ano, com vencimento final em maio de 2027. Não foram oferecidas garantias na emissão de debêntures.

ETES

Em junho de 2024, a ETES efetuou a 2ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em série única. A emissão foi composta por 50.000 debêntures, todas com valor nominal unitário de R\$1.000,00 (um mil reais), totalizando, portanto, R\$50.000 mil na data de emissão, com vencimento em junho de 2030 e juros remuneratórios correspondentes a variação de 100% do CDI + spread de 1,00% a.a. A amortização de principal e juros será de forma semestral. A emissão está sujeita ao

cumprimento do Índice de Cobertura do Serviço da Dívida – ICSD, de forma anual, com base das demonstrações financeiras regulatórias auditadas da emissora, onde o resultado deverá ser equivalente ou superior a 1,05.

ETVG

Em junho de 2024, a ETVG efetuou a 2ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em série única. A emissão foi composta por 50.000 debêntures, todas com valor nominal unitário de R\$1.000,00 (um mil reais), totalizando, portanto, R\$50.000 mil na data de emissão, com vencimento em junho de 2030 e juros remuneratórios correspondentes a variação de 100% do CDI + spread de 1,00% a.a. A amortização de principal e juros será de forma semestral. A emissão está sujeita ao cumprimento do Índice de Cobertura do Serviço da Dívida – ICSD, de forma anual, com base das demonstrações financeiras regulatórias auditadas da emissora, onde o resultado deverá ser equivalente ou superior a 1,05.

Transirapé

Em 6 de abril de 2021, ocorreu a 3ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, no valor de R\$50.000 mil, em série única, com prazo de vigência de 5 anos. As debêntures serão amortizadas em 60 parcelas mensais a partir da data de emissão, e serão atualizadas pela taxa de juros de 100,00% do DI mais spread de 1,9% ao ano, com vencimento final em 6 de abril de 2026. Não foram oferecidas garantias na emissão de debêntures.

Ferreira Gomes

Em 15 de junho de 2014, foi realizada a 3ª emissão de 210.900 debêntures simples não conversíveis em ações com valor unitário de R\$ 1.000,00 (um mil reais) no valor de R\$210.900 mil. A Companhia é garantidora da controlada Ferreira Gomes. A remuneração das debêntures contempla juros de 6,47% ao ano, incidente sobre o valor nominal unitário pelo IPCA, base de 252 dias. Conforme previsto em escritura, os juros remuneratórios serão pagos semestralmente, no dia 15 dos meses de junho e dezembro de 2015 a 2017. Durante esse período de carência a Companhia desembolsará o montante referente a 55% dos juros remuneratórios provisionados sendo que os outros 45% serão incorporados ao valor principal da dívida. Em 15 de dezembro de 2017 ocorrerá a liquidação de 100% dos juros remuneratórios provisionados e a primeira amortização do valor nominal unitário atualizado das debêntures. As amortizações são semestrais e o vencimento da dívida se dará em 15 de dezembro de 2027. As debêntures possuem cláusulas restritivas (“covenants”), a serem apuradas trimestralmente com base nas informações da Companhia e apresentadas ao agente fiduciário (Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários), tais cláusulas instituem que a Companhia deverá, sujeita ao vencimento da dívida mediante deliberação dos titulares das debêntures: (i) comprovar Índice de Capital Próprio (Patrimônio Líquido/Ativo Total) igual ou superior a 20%; e (ii) Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD) de no mínimo 1,20.

Verde 8

Em 15 de julho de 2018, ocorreu a 2ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, em série única, da espécie quirografária, com garantia adicional fidejussória, para distribuição pública com esforços restritos da Verde 8 Energia S.A. O valor total da emissão R\$ 140.000 mil em uma série de 140.000 debêntures, cada uma no valor nominal de R\$ 1.000,00 (um mil reais) com vencimento em 15 de julho de 2025 e juros de IPCA + 5,96% a.a. A emissão tem a Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários como agente fiduciário.

ETAP

Em 15 de setembro de 2018, ocorreu a 2ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, para distribuição pública com esforços restritos de colocação da ETAP. O valor total da emissão R\$156.000 mil em duas séries sendo uma de 41.300 debêntures com vencimento em 15 de setembro de 2023, e juros de 112,0% do CDI, e uma segunda de 114.700 debêntures com vencimento em 15 de setembro de 2025, e juros de 6,17% a.a. + variação do IPCA, ambas com valor nominal de R\$ 1.000,00 (um mil reais). A emissão tem a Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários como agente fiduciário. Em setembro de 2023, ocorreu a liquidação da 1ª série das debêntures.

Em junho de 2024, a ETAP efetuou a 3ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em série única. A emissão foi composta por 170.000 debêntures, todas com valor nominal unitário de R\$1.000,00 (um mil reais), totalizando, portanto, R\$170.000 mil na data de emissão, com vencimento em junho de 2030 e juros remuneratórios correspondentes a variação de 100% do CDI + spread de 1,00% a.a. A amortização de principal e juros será de forma semestral. A emissão está sujeita ao cumprimento do Índice de Cobertura do Serviço da Dívida – ICSD, de forma anual, com base das demonstrações financeiras regulatórias auditadas da emissora, onde o resultado deverá ser equivalente ou superior a 1,05.

ETC

Em 15 de setembro de 2018, ocorreu a 2ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, para distribuição pública com esforços restritos de colocação da ETC. O valor total da emissão R\$116.000 mil em duas séries sendo uma de 30.700 debêntures com vencimento em 15 de setembro de 2023, e juros de 113,5% do CDI, e uma segunda de 85.300 debêntures com vencimento em 15 de setembro de 2025, e juros de 6,17% + variação do IPCA, ambas com valor nominal de R\$ 1 mil. A emissão tem a Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários como agente fiduciário. Em setembro de 2023, ocorreu a liquidação da 1ª série das debêntures.

Em junho de 2024, a ETC efetuou a 3ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em série única. A emissão foi composta por 110.000 debêntures, todas com valor nominal unitário de R\$1.000,00 (um mil reais), totalizando, portanto, R\$110.000 mil na data de emissão, com vencimento em junho de 2030 e juros remuneratórios correspondentes a variação de 100% do CDI + spread de 1,00% a.a. A amortização de principal e juros será de forma semestral. A emissão está sujeita ao cumprimento do Índice de Cobertura do Serviço da Dívida – ICSD, de forma anual, com base das demonstrações financeiras regulatórias auditadas da emissora, onde o resultado deverá ser equivalente ou superior a 1,05.

TCC

Em 15 de setembro de 2018, ocorreu a 1ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, para distribuição pública com esforços restritos de colocação da TCC. O valor total da emissão R\$680.000 mil em uma série de 680.000 debêntures, cada uma no valor nominal de R\$ 1.000,00 (um mil reais) com vencimento em 15 de setembro de 2028 e juros de 6,53% a.a. + variação do IPCA. A emissão tem a Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários como agente fiduciário.

TPE

Em 15 de setembro de 2018, ocorreu a 1ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, para distribuição pública com esforços restritos de colocação da TPE. O valor total da emissão R\$1.070.000 mil em uma série de 1.070.000 debêntures, cada uma no valor nominal de R\$ 1.000,00 (um mil reais) com vencimento em 15 de setembro de 2028 e juros de 6,53% a.a. + variação do IPCA. A emissão tem a Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários como agente fiduciário.

EDTE

Em 15 de dezembro de 2018, ocorreu a 2ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, em série única, da espécie quirografária, com garantia adicional fidejussória, para distribuição pública com esforços restritos de colocação da EDTE. O valor total da emissão R\$315.000 mil em uma série de 315.000 debêntures, cada uma no valor nominal unitário de R\$ 1.000,00 (um mil reais) com vencimento em 15 de dezembro de 2028 e NTN-B + 0,5% a.s. A emissão tem a Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários como agente fiduciário.

TSM

Em 15 de dezembro de 2019, a TSM realizou a 1ª emissão de Debêntures não conversíveis em ações, cujo valor total foi 530.000 debentures, totalizando R\$530.000 mil, simples, não conversíveis em ações, em série única, da espécie com garantia real nos termos do artigo 58, caput, da Lei das Sociedades por Ações, com garantia fidejussória adicional e o liquidante é o Banco Itaú Unibanco S/A. As debêntures emitidas têm o prazo de vencimento de 25 anos contados da data de emissão, vencendo-se, portanto, em 15 de dezembro de 2044 e são atualizadas pelo IPCA + 4,5% a.a. A 1ª amortização do principal acontecerá em 15 de junho de 2025 e a última na data de vencimento.

ESTE

Em 15 de dezembro de 2019, a ESTE realizou a 1ª emissão de Debêntures não conversíveis em ações, cujo valor total foi 415.000 debentures, totalizando R\$415.000 mil, simples, não conversíveis em ações, em série única, da espécie com garantia real nos termos do artigo 58, caput, da Lei das Sociedades por Ações, com garantia fidejussória adicional. As debêntures emitidas têm o prazo de vencimento de 25 anos contados da data de emissão, vencendo-se, portanto, em 15 de dezembro de 2044 e são atualizadas pelo IPCA + 4,5% a.a. A 1ª amortização do principal acontecerá em 15 de junho de 2025 e a última na data de vencimento.

ETB

Em 15 de dezembro de 2018, a ETB realizou a 2ª emissão de 715.000 debentures, totalizando R\$715.000 mil, simples, não conversíveis em ações, em série única, da espécie quirografária nos termos do artigo 58, caput, da Lei das Sociedades por Ações, com garantia fidejussória adicional. O liquidante é o Banco Itaú Unibanco S/A, sendo distribuição líquida financeiramente pela B3. As debêntures terão prazo de vencimento de 10 anos e 2 meses contados com a data de emissão, vencendo, portanto, em 15 de fevereiro de 2029. A 1ª amortização do principal ocorreu em 15 de fevereiro de 2024 e a última acontecerá na data de vencimento. A remuneração será paga semestralmente, sempre no dia 15 dos meses de fevereiro e agosto de cada ano, sendo o primeiro pagamento realizado em 15 de agosto de 2019 e o último pagamento na data de vencimento (15 de fevereiro de 2029). As debentures são remuneradas por 5,34% acrescido IPCA.

AETE

Em 10 de setembro de 2020, a AETE realizou a 1ª emissão de 130.000 debêntures, totalizando R\$130.000 mil, simples, não conversíveis em ações, em série única, da espécie quirografária nos termos do artigo 58, caput, da Lei das Sociedades por Ações, com garantia fidejussória adicional. O liquidante é o Banco Itaú Unibanco S/A. Sendo distribuição líquida financeiramente pela B3. As debêntures terão prazo de 6 anos contados desde a data de emissão, vencendo, portanto, em 10 de setembro de 2026. A 1ª amortização do principal ocorreu em 10 de março de 2021 e a última acontecerá na data de vencimento. A remuneração será paga semestralmente sendo remuneradas por 2,70% acrescido do DI – Depósitos Interbancários. As debêntures possuem cláusulas quantitativas e qualitativas definidas na escritura de emissão, que incluem índices financeiros sendo o índice de cobertura de dívida superior ou igual a 1,10.

Em junho de 2024, a AETE efetuou a 2ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em série única. A emissão foi composta por 116.000 debêntures, todas com valor nominal unitário de R\$1.000,00 (um mil reais), totalizando, portanto, R\$116.000 mil na data de emissão, com vencimento em junho de 2030 e juros remuneratórios correspondentes a variação de 100% do CDI + spread de 1,00% a.a. A amortização de principal e juros será de forma semestral. A emissão está sujeita ao cumprimento do Índice de Cobertura do Serviço da Dívida – ICSD, de forma anual, com base das demonstrações financeiras regulatórias auditadas da emissora, onde o resultado deverá ser equivalente ou superior a 1,05.

Windepar

Em 15 de dezembro de 2016, ocorreu a 1ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, em série única, da espécie quirografária, para distribuição pública com esforços restritos de colocação da Windepar. O valor total da emissão foi de R\$67.500 mil, dividida em 67.500 debêntures, cada uma no valor nominal de R\$ 10.000,00 (dez mil reais). As debêntures tiveram início de pagamento semestral em 15 de junho de 2019 e juros de IPCA+7,63% a.a., tendo a Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários como agente fiduciário e com vencimento para 15 de dezembro de 2028.

O contrato de debêntures estabelece apuração anual de cláusula restritiva, a qual institui que a Windepar deverá manter, durante todo o período de amortização do contrato, a condição de manter Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD) Consolidado, no mínimo, igual ou superior a 1,20. O não cumprimento dessas cláusulas restritivas acarreta o vencimento antecipado da dívida.

Foz

Em 15 de setembro de 2021 foi efetuada a 1ª emissão de R\$600.000 mil, em debêntures simples não conversíveis em ações com valor unitário de R\$ 1.000,00 (um mil reais). A Alupar é garantidora da Companhia. A remuneração das debêntures contempla juros remuneratórios correspondentes a 100% do CDI + 1,70% a.a. As amortizações são em três parcelas anuais e sucessivas, sendo a primeira parcela devida em 15 de setembro de 2026, e o vencimento da dívida se dará em 15 de setembro de 2028. As debêntures possuem cláusulas restritivas a serem apuradas pela fiadora e apresentadas trimestralmente ao agente fiduciário - Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários. Em 22 de janeiro de 2025, a Foz do Rio Claro Energia S.A. efetuou a liquidação antecipada dessas debêntures no montante de R\$633.220 mil.

TME

Em maio de 2022, ocorreu a 1ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em série única. A emissão foi composta por 240.000 debêntures,

todas com valor nominal unitário de R\$1.000,00 (um mil reais), totalizando, portanto, R\$240.000 mil na data de emissão, com vencimento em maio de 2027 e juros de 100% da Taxa DI mais spread de 1,7% a.a. A amortização dos juros é semestral e do principal será no vencimento.

ELTE

Em julho de 2024, ocorreu a 2ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em série única. A emissão foi composta por 650.000 debêntures, todas com valor nominal unitário de R\$1.000,00 (um mil reais), totalizando, portanto, R\$650.000 mil na data de emissão, com vencimento em julho de 2039 e juros remuneratórios correspondentes a 6,4232% a.a. A amortização se dará em parcelas sucessivas, sendo a primeira parcela devida em 15 de janeiro de 2025 e as demais de forma semestral, sendo a última na data de vencimento. A Companhia outorgou garantia fidejussória em forma de fiança para a ELTE no âmbito da referida 2ª emissão de debênture.

EAP I

Em janeiro de 2024, ocorreu a 1ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em série única, com garantia adicional fidejussória. A emissão foi composta por 25.000 debêntures, todas com valor nominal unitário de R\$1.000,00 (um mil reais), totalizando, portanto, R\$25.000 mil na data de emissão, com vencimento em dezembro de 2039 e juros de IPCA mais spread de 6,4% a.a. A amortização dos juros é semestral e do principal é anual. A emissão está sujeita ao cumprimento de índices financeiros, cujo cálculo é a Dívida Líquida dividida pelo EBITDA relativos aos últimos doze meses, onde o resultado deverá ser menor que 4,5x, apurados trimestralmente com base nas demonstrações contábeis consolidadas da Alupar.

EAP II

Em janeiro de 2024, ocorreu a 1ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em série única, com garantia adicional fidejussória. A emissão foi composta por 55.000 debêntures, todas com valor nominal unitário de R\$1.000,00 (um mil reais), totalizando, portanto, R\$55.000 mil na data de emissão, com vencimento em dezembro de 2038 e juros de IPCA mais spread de 6,4% a.a. A amortização dos juros é semestral e do principal é anual. A emissão está sujeita ao cumprimento de índices financeiros, cujo cálculo é a Dívida Líquida dividida pelo EBITDA relativos aos últimos doze meses, onde o resultado deverá ser menor que 4,5x, apurados trimestralmente com base nas demonstrações contábeis consolidadas da Alupar.

ETEM

Em junho de 2024, a ETEM efetuou a 1ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em série única. A emissão foi composta por 30.000 debêntures, todas com valor nominal unitário de R\$1.000,00 (um mil reais), totalizando, portanto, R\$30.000 mil na data de emissão, com vencimento em junho de 2030 e juros remuneratórios correspondentes a variação de 100% do CDI + spread de 1,00% a.a. A amortização de principal e juros será de forma semestral. A emissão está sujeita ao cumprimento do Índice de Cobertura do Serviço da Dívida – ICSD, de forma anual, com base nas demonstrações financeiras regulatórias auditadas da emissora, onde o resultado deverá ser equivalente ou superior a 1,05.

TECP

Em julho de 2024, a TECP efetuou a 1ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em série única. A emissão foi composta por 50.000 debêntures, todas com valor nominal unitário de R\$1.000,00 (um mil reais), totalizando, portanto, R\$50.000 mil na data de emissão, com vencimento em julho de 2027 e juros remuneratórios correspondentes a variação de 100% do CDI + spread de 0,62% a.a. A amortização será em parcela única no vencimento e os juros serão pagos de forma semestral. A emissão está sujeita ao cumprimento de índices financeiros, cujo cálculo é a Dívida Líquida dividida pelo EBITDA relativos aos últimos doze meses, onde o resultado deverá ser menor que 4,5x, apurados trimestralmente com base nas demonstrações contábeis consolidadas da Alupar.

Alupar – 7ª Emissão

Em dezembro de 2019, ocorreu a 7ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, em até duas séries, da espécie quirografária, da Alupar, com prazo de vencimento de seis anos contados da data de sua emissão, para as da primeira série, e de oito anos contados da data de sua emissão, para as da segunda série e juros de CDI +1,4% a.a. A Emissão foi composta por 800.000 Debêntures, em sistema de vasos comunicantes, com valor unitário de R\$1.000,00 (um mil reais), totalizando, assim, R\$800.000 mil, as quais serão ofertadas com esforços restritos de colocação ("**7ª Emissão Alupar**"). Os recursos líquidos captados pela Alupar no âmbito da 7ª Emissão Alupar por meio da Emissão serão destinados ao reforço de caixa e à gestão ordinária dos negócios da Alupar.

Para a 7ª Emissão Alupar emitida pela Alupar, realizam-se as apurações anuais conforme os seguintes índices:

- Controladora - Dívida Líquida / (Dividendos + JCP Recebidos + EBITDA) e (Dividendos + JCP Recebidos + EBITDA) / Despesa Financeira Líquida; e
- Consolidado - Dívida Líquida / EBITDA Ajustado; EBITDA Ajustado / Despesa Financeira Líquida e Dívida Bruta / (Dívida Bruta + Patrimônio Líquido + Participação de Acionistas não Controladores).

Em novembro de 2024, a Companhia realizou o resgate antecipado facultativo total das debêntures em circulação da 7ª Emissão Alupar ("**Resgate 7ª Emissão Alupar**"). O Resgate 7ª Emissão Alupar foi realizado mediante o pagamento da integralidade do saldo do valor nominal unitário, acrescido (i) da remuneração, calculada *pro rata temporis* desde a data de pagamento da remuneração imediatamente anterior até a data do efetivo pagamento e (ii) de prêmio de 0,30% a.a, base 252 dias úteis, pelo prazo remanescente, ou seja, desde a data do efetivo resgate antecipado até a data de vencimento, incidente sobre o saldo do valor nominal unitário acrescido da remuneração, calculado conforme fórmula prevista na escritura de emissão, o que resulta no valor do resgate antecipado facultativo total estimado equivalente a R\$ 328.903.366,82.

Alupar – 8ª Emissão

Em outubro de 2024, ocorreu a 8ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, em série única, da espécie quirografária, da Alupar, com prazo de vencimento de 10 anos contados da data de sua emissão e juros de IPCA + 6,4986%. A Emissão foi composta por 850.000 Debêntures, com valor unitário de R\$1.000,00, totalizando, assim, R\$850.000 mil, as quais serão ofertadas com esforços restritos de colocação ("**8ª Emissão Alupar**"). As debêntures da 8ª Emissão Alupar gozarão do tratamento tributário previsto no artigo 2º da Lei 12.431.

Os recursos líquidos captados pela Alupar por meio da 8ª Emissão Alupar serão destinados ao (i) pagamento futuro, bem como reembolso de gastos, despesas ou dívidas, incorridos no período de 24 meses que antecedem a data de encerramento da oferta, relacionados aos seguintes projetos: Eólica do Agreste Potiguar II S.A., Transnorte Energia S.A., Empresa Litorânea de Transmissão de Energia S.A. – ELTE, TECP – Transmissora de Energia Central Paulistana S.A., TAP – Transmissora do Alto do Parnaíba S.A. e TPC - Transmissora Paraíso do Café S.A.; e (ii) reembolso de despesas já incorridas pela UFV Pitombeira S.A (“**UFV Pitombeira**”), na qualidade de controlada da Companhia, no pagamento de principal, juros e eventuais encargos, conforme aplicáveis, atinentes à 1ª debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, com garantia adicional fidejussória prestada pela Companhia, em série única, da UFV Pitombeira.

Não há índices financeiros a serem cumpridos pela Alupar nessa emissão de Debêntures.

A Administração da Alupar, suas controladas e de sua controlada em conjunto mantêm o acompanhamento dos índices financeiros definidos nas escrituras das debêntures.

Para as debêntures emitidas pelas controladas da Alupar os índices financeiros apurados relacionam-se ao EBITDA, tal como o Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (“**ICSD**”), e Índice de Capital Próprio (“**ICP**”) que são calculados anualmente, com exceção do contrato de debentures da controlada Ferreira Gomes, o qual é apurado trimestralmente. O não cumprimento das cláusulas restritivas mencionadas acima acarreta o vencimento antecipado das debentures.

Em 31 de dezembro de 2024 e 2023, todas as cláusulas restritivas foram atendidas, e estes índices, estavam dentro dos limites estabelecidos nos contratos de dívida da Alupar, suas controladas e controlada em conjunto.

As debêntures da Alupar e de suas controladas não são conversíveis em ações.

Empréstimos e financiamentos

COMPARAÇÃO NOS EXERCÍCIOS SOCIAIS ENCERRADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2024 E 31 DE DEZEMBRO DE 2023

Financiadores	Empresas	Consolidado	
		31/12/2024	31/12/2023
		Total	Total
Moeda nacional - Reais			
Operacionais			
BNDES - A - nº 11.2.1030.1	ETEM	-	7.923
BNDES - B - nº 11.2.1030.1	ETEM	-	388
BNDES - A - nº 12.2.1390.1	FGE	103.753	119.125
BNDES - B - nº 12.2.1390.1	FGE	41.660	47.842
BNDES - C - nº 12.2.1390.1	FGE	4.700	5.397
BNDES - E - nº 12.2.1390.1	FGE	1.320	1.517
BNDES - nº 08.2.0071.1	Ijuí	42.018	56.828
BNDES - nº 08.2.0976.1	Lavrinhas	3.273	12.987
BNDES - nº 10.2.0477.1	Lavrinhas	445	1.763
BNDES - nº 08.2.0975.1	Queluz	831	10.715
BNDES - nº 10.2.0478.1	Queluz	182	2.346

BNDES - nº 15.2.0778.1	EDV I	42.143	44.530
BNDES - nº 19.2.0598.1	EDV I	12.840	13.812
BNDES - nº 15.2.0778.1	EDV II	23.279	25.133
BNDES - nº 19.2.0598.1	EDV II	7.330	7.885
BNDES - nº 15.2.0778.1	EDV III	35.595	38.426
BNDES - nº 19.2.0598.1	EDV III	9.077	9.767
BNDES - nº 15.2.0778.1	EDV IV	54.621	58.971
BNDES - nº 19.2.0598.1	EDV IV	10.048	10.810
BNDES - nº 15.2.0778.1	EDV X	29.837	32.212
BNDES - nº 19.2.0598.1	EDV X	11.259	12.113
BDMG (FINAME PSI) - nº 177906	Transirapé	-	199
BDMG (FINEM) - nº 193.292	Transirapé	2.177	2.608
BDMG - nº 215.411/16	Transirapé	786	1.363
BDMG - nº 127.315	Transleste	172	883
BNB - nº 05974828-A	Transleste	412	2.886
Santander - CCB	ETEP	-	69.455
Santander - CCB	ECTE	-	60.144
Santander - CCB	ENTE	-	77.173
Itau Corpbanca Colombia	Risaralda	104.797	97.914
Itau Corpbanca Colombia - Leasing	Risaralda	-	60
BNB	EAP I	69.680	71.347
BNB	EAP II	95.641	97.206
BNB	Pitombeira	126.181	-
Pré-Operacionais			
Banco BTG Pactual Colombia	Alupar Colômbia	27.667	24.845
Banco Santander S.A.	Alupar Colômbia	122.298	-
Citibank – Colômbia	TEL	29.096	-
Itau Corpbanca Colombia - Leasing	TCE	-	46
Itau Corpbanca Colombia - Leasing	TCE	-	30
Subtotal		1.013.118	1.026.649
Circulante		361.384	246.666
Não circulante		651.734	779.983
Moeda estrangeira			
Operacionais			
Itau Coprbanca New York Branch	Alupar Perú	78.069	37.098
Banco Santander Brasil	Alupar Perú	218.566	178.855
BTG Chile	La Virgen	369.893	262.125
BTG Caiman	La Virgen	121.898	166.808
Banco Citibank	EAP I	-	17.365

Banco Citibank (Derivativo SWAP)	EAP I	-	140
Banco Citibank	EAP II	-	45.359
Banco Citibank (Derivativo SWAP)	EAP II	-	365
Pré-Operacionais			
Santander Luxemburgo	Alupar Colômbia	-	53.072
Santander Luxemburgo	Alupar Colômbia	-	33.773
MUFG BANK	TCE	772.386	518.169
Itaú	TSA	93.890	-
Subtotal		1.604.702	1.313.129
Circulante		187.820	225.604
Não circulante		1.416.882	1.087.525
Total		2.617.820	2.339.778
Circulante		549.204	472.270
Não circulante		2.068.616	1.867.508

Características dos empréstimos e financiamentos

Financiadores	Empresas	Condições contratadas dos empréstimos e financiamentos					
					Encargos financeiros a.a.		Periodicidade da amortização
		Data da Contratação	Vencimento	Moeda / Principal contratado	Indexador	Juros (%)	
Moeda nacional - Reais							
Operacionais							
BNDES - A - nº 11.2.1030.1	ETEM	dez/11	abr/26	44.700	TJLP	2,44	Mensal
BNDES - B - nº 11.2.1030.1	ETEM	dez/11	abr/26	2.100	TJLP	2,04	Mensal
BNDES - A - nº 12.2.1390.1	FGE	dez/12	abr/31	198.420	TJLP	2,34	Mensal
BNDES - B - nº 12.2.1390.1	FGE	dez/12	abr/31	78.540	TJLP	2,34	Mensal
BNDES - C - nº 12.2.1390.1	FGE	dez/12	abr/31	9.500	TJLP	2,34	Mensal
BNDES - E - nº 12.2.1390.1	FGE	dez/12	abr/31	2.300	TJLP	-	Mensal
BNDES - nº 08.2.0071.1	Ijuí	abr/08	set/27	168.200	TJLP	3,17	Mensal
BNDES - nº 08.2.0976.1	Lavrinhas	mar/09	abr/25	111.185	TJLP	1,93	Mensal
BNDES - nº 10.2.0477.1	Lavrinhas	ago/10	abr/25	16.875	TJLP	2,22	Mensal
BNDES - nº 08.2.0975.1	Queluz	mar/09	jan/25	114.647	TJLP	1,93	Mensal
BNDES - nº 10.2.0478.1	Queluz	ago/10	jan/25	27.716	TJLP	2,22	Mensal
BNDES - nº 15.2.0778.1	EDV I	mar/16	out/32	57.990	TJLP	2,18	Mensal
BNDES - nº 19.2.0598.1	EDV I	dez/19	out/32	11.145	IPCA	3,70	Mensal
BNDES - nº 15.2.0778.1	EDV II	mar/16	out/32	32.220	TJLP	2,18	Mensal
BNDES - nº 19.2.0598.1	EDV II	dez/19	out/32	4.850	IPCA	3,70	Mensal
BNDES - nº 15.2.0778.1	EDV III	mar/16	out/32	49.007	TJLP	2,18	Mensal
BNDES - nº 19.2.0598.1	EDV III	dez/19	out/32	9.067	IPCA	3,70	Mensal
BNDES - nº 15.2.0778.1	EDV IV	mar/16	out/32	81.041	TJLP	2,18	Mensal
BNDES - nº 19.2.0598.1	EDV IV	dez/19	out/32	7.857	IPCA	3,70	Mensal
BNDES - nº 15.2.0778.1	EDV X	mar/16	out/32	41.042	TJLP	2,18	Mensal

BNDES - nº 19.2.0598.1	EDV X	dez/19	out/32	11.206	IPCA	3,70	Mensal
BDMG (FINEM) - nº 193.292	Transirapé	out/14	out/29	5.893	TJLP	3,50	Mensal
BDMG - nº 215.411/16	Transirapé	abr/16	abr/26	4.000	TJLP	6,50	Mensal
BDMG - nº 127.315	Transleste	mar/05	mar/25	47.029	-	9,50	Mensal
BNB - nº 05974828-A	Transleste	mar/05	mar/25	15.000	-	9,50	Mensal
Itaú Unibanco S.A.	ETES	set/20	set/23	10.000	CDI	2,68	Semestral
Itau Corpbanca Colombia	Risaralda	mai/18	mai/25	(COP)120.000.000	IBR(**)	4,43	Trimestral
BNB	EAP I	dez/23	out/47	84.139	IPCA	4,55	Mensal
BNB	EAP II	dez/23	out/47	97.528	IPCA	4,55	Mensal
BNB	Pitombeira	ago/24	jul/48	125.000	IPCA	5,03	Mensal
Pré - Operacionais							
Banco BTG Pactual Colombia	Alupar Colômbia	out/24	nov/25	(COP) 19.215.000	IBR(**)	2,75	Mensal
Banco Santander S.A.	Alupar Colômbia	nov/24	nov/25	(COP) 86.035.323	IBR(**)	2,75	Trimestral
Citibank Colômbia	TEL	dez/24	dez/25	(COP) 20.637.700	IBR(**)	2,75	Mensal
Moeda estrangeira							
Operacionais							
Itau Coprbanca New York Branch	Alupar Perú	nov/23	nov/26	USD 7.500	SOFR 3M	2,80	Bullet/Trimestral
Banco Santander Brasil	Alupar Perú	dez/24	dez/27	USD 35.000	SOFR 3M	2,45	Semestral
BTG Chile	La Virgen	set/22	set/29	USD 55.000	SOFR 3M	3,45	Semestral
BTG Caiman	La Virgen	set/22	set/29	USD 35.000	SOFR 3M	3,45	Semestral
Pré-Operacionais							
MUFG BANK	TCE	jul/22	jul/27	(USD) 128.190	SOFR 6M	2,65	Gradual/Semestral
Itaú	TSA	nov/24	nov/25	(USD) 15.000	SOFR 3M	1,80	Semestral

(*) Taxa libor é uma taxa de juros de referência utilizada por um grande número de bancos que operam no mercado londrino.

(**) Indicador Bancário de Referência (IBR). A taxa do IBR é mensal.

Debêntures

COMPARAÇÃO NOS EXERCÍCIOS SOCIAIS ENCERRADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2024 E 31 DE DEZEMBRO DE 2023

		Consolidado	
		31/12/2024	31/12/2023
Financiadores	Empresas	Total	Total
Operacionais			
7ª Emissão	Alupar	-	665.030
8ª Emissão	Alupar	842.245	-
1ª Emissão	Windepar	62.112	69.123
8ª Emissão	EATE	-	286.234
5ª Emissão	ECTE	-	52.992
4ª Emissão	ENTE	-	52.991
3ª Emissão	Ferreira Gomes	187.565	245.408
2ª Emissão - II	ETAP	81.348	154.836
2ª Emissão	Verde 08	201.604	191.475
2ª Emissão - II	ETC	60.499	115.154

2ª Emissão	EDTE	375.756	402.623
1ª Emissão	ETB	923.773	953.338
1ª Emissão	AETE	86.876	99.732
9ª Emissão	EATE	105.692	205.779
5ª Emissão	ECTE	51.409	51.414
4ª Emissão	ETEP	51.409	51.414
3ª Emissão	Transirapé	51.411	51.416
2ª Emissão	EBTE	51.409	51.414
1ª Emissão	FOZ	621.218	622.573
1ª Emissão	TCC	801.381	852.540
1ª Emissão	TPE	1.261.030	1.341.539
1ª Emissão	TSM	748.956	711.160
1ª Emissão	ESTE	601.243	570.812
10ª Emissão	EATE	211.695	111.699
3ª Emissão	EBTE	45.665	45.653
5ª Emissão	ETEP	35.506	35.492
7ª Emissão	ECTE	60.900	60.894
5ª Emissão	ENTE	30.427	30.412
1ª Emissão	TME	243.069	242.989
11ª Emissão	EATE	311.620	309.297
6ª Emissão	ENTE	50.207	49.816
1ª Emissão	Pitombeira	-	237.363
1ª Emissão	EAP I	25.126	-
1ª Emissão	EAP II	54.414	-
2ª Emissão	AETE	108.783	-
3ª Emissão	ETAP	162.563	-
3ª Emissão	ETC	105.173	-
1ª Emissão	ETEM	27.537	-
2ª Emissão	ETES	45.899	-
2ª Emissão	ETVG	45.888	-
12ª Emissão	EATE	261.554	-
8ª Emissão	ECTE	212.285	-
7ª Emissão	ENTE	48.114	-
6ª Emissão	ETEP	100.447	-
Pré-Operacionais			
1ª Emissão	ELTE	-	512.041
2ª Emissão	ELTE	661.378	-
1ª Emissão	TECP	50.065	-
Total		10.065.251	9.434.653
Circulante		1.419.847	1.663.287
Não circulante		8.645.404	7.771.366

		Consolidado						
		Condições contratadas dos empréstimos e financiamentos						
Financiadores	Empresas				Taxa efetiva a.a.		Amortização	
		Data da Contratação	Vencimento	Principal Contratado	Indexador	Juros (%)	Principal	Encargos
Moeda nacional - Reais								
Operacionais								
8ª Emissão	Alupar	Out/24	Out/34	648.500	IPCA	6,50	Bullet	Semestral
1ª Emissão	Windepar	Dez/16	Dez/28	67.500	IPCA	7,63	Semestral	Semestral
3ª Emissão	Ferreira Gomes	Jun/14	Dez/27	210.900	IPCA	6,47	Semestral	Semestral
2ª Emissão - II	ETAP	Set/18	Set/25	114.700	IPCA	6,17	Anual	Semestral
2ª Emissão	Verde 08	Jul/18	Jul/25	140.000	IPCA	5,96	Único no final	Semestral
2ª Emissão - II	ETC	Set/18	Set/25	85.300	IPCA	6,17	Anual	Semestral
2ª Emissão	EDTE	Dez/18	Dez/28	315.000	IPCA	NTN-B + 0,5%	Semestral	Semestral
1ª Emissão	ETB	Dez/18	Fev/29	715.000	IPCA	5,34	Semestral	Semestral
1ª Emissão	AETE	Set/20	Set/26	130.000	CDI	2,70	Semestral	Semestral
9ª Emissão	EATE	Abr/21	Abr/26	200.000	CDI	101,90	Semestral	Semestral
6ª Emissão	ECTE	Abr/21	Abr/26	50.000	CDI	101,90	Único no final	Semestral
4ª Emissão	ETEP	Abr/21	Abr/26	50.000	CDI	101,90	Único no final	Semestral
3ª Emissão	Transirapé	Abr/21	Abr/26	50.000	CDI	102,65	Semestral	Semestral
2ª Emissão	EBTE	Abr/21	Abr/26	50.000	CDI	101,90	Semestral	Semestral
1ª Emissão	Foz	Out/21	Set/28	600.000	CDI	101,70	Único no final	Semestral
1ª Emissão	TCC	Set/18	Sep/28	680.000	IPCA	6,53	Semestral	Semestral
1ª Emissão	TPE	Set/18	Sep/28	1.070.000	IPCA	6,53	Semestral	Semestral
1ª Emissão	TSM	Dez/19	Dez/44	530.000	IPCA	4,50	Semestral	Semestral
1ª Emissão	ESTE	Dez/19	Dez/44	415.000	IPCA	4,50	Semestral	Semestral
10ª Emissão	EATE	Mai/22	Mai/27	110.000	CDI	1,80	Único no final	Semestral
3ª Emissão	EBTE	Mai/22	Mai/27	45.000	CDI	1,80	Único no final	Semestral
5ª Emissão	ETEP	Mai/22	Mai/27	35.000	CDI	1,80	Único no final	Semestral
7ª Emissão	ECTE	Mai/22	Mai/27	60.000	CDI	1,80	Único no final	Semestral
5ª Emissão	ENTE	Mai/22	Mai/27	30.000	CDI	1,80	Único no final	Semestral
1ª Emissão	TME	Mai/22	Mai/27	240.000	CDI	1,70	Único no final	Semestral
11ª Emissão	EATE	Dez/23	Dez/28	310.000	CDI	1,65	Bullet	Mensal
6ª Emissão	ENTE	Dez/23	Dez/28	50.000	CDI	1,65	Bullet	Mensal
1ª Emissão	EAP I	jan/24	dez/39	25.000	IPCA	6,40	Semestral	Anual
1ª Emissão	EAP II	jan/24	dez/38	55.000	IPCA	6,40	Semestral	Anual
2ª Emissão	AETE	jun/24	jun/30	116.000	CDI	1,00	Semestral	Semestral
3ª Emissão	ETAP	jun/24	jun/30	170.000	CDI	1,00	Semestral	Semestral
3ª Emissão	ETC	jun/24	jun/30	110.000	CDI	1,00	Semestral	Semestral
1ª Emissão	ETEM	jun/24	jun/30	30.000	CDI	1,00	Semestral	Semestral
2ª Emissão	ETES	jun/24	jun/30	50.000	CDI	1,00	Semestral	Semestral
2ª Emissão	ETVG	jun/24	jun/30	50.000	CDI	1,00	Semestral	Semestral
12ª Emissão	EATE	set/24	set/29	255.000	CDI	0,89	Bullet	Semestral

8ª Emissão	ECTE	set/24	set/29	207.000	CDI	0,89	Bullet	Semestral
7ª Emissão	ENTE	set/24	set/29	47.000	CDI	0,89	Bullet	Semestral
6ª Emissão	ETEP	set/24	set/29	98.000	CDI	0,89	Bullet	Semestral
Pré-Operacionais								
2ª Emissão	ELTE	Jul/24	Jul/39	650.000	IPCA	6,42	Semestral	Semestral
1ª Emissão	TECP	Jul/24	Jul/27	50.000	CDI	0,62	Único no final	Semestral

Características das debêntures

(ii) outras relações de longo prazo mantidas com instituições financeiras

Nesta data, não há outras relações de longo prazo com instituições financeiras, além das descritas nos itens 2.1 (f) (i) e (ii) acima.

(iii) grau de subordinação entre as dívidas da Companhia

Empréstimos concedidos por nós, nossos acionistas ou afiliadas, a determinadas subsidiárias, podem encontrar-se subordinados ao pagamento de determinadas dívidas das respectivas subsidiárias devedoras perante credores. Assim, em caso de evento de inadimplemento da subsidiária devedora perante certos credores, ficará a referida subsidiária impedida de efetuar qualquer pagamento a seus acionistas, seja no âmbito dos contratos de empréstimo acima referidos ou a qualquer outro título.

Nenhuma das dívidas da Companhia ou de suas controladas perante terceiros, existentes em 31 de dezembro de 2024, possui cláusulas específicas de subordinação, de forma que não há relação de preferência entre elas. O grau de subordinação entre as dívidas da Companhia e de suas controladas perante terceiros é determinado de acordo com as disposições da legislação em vigor e dos instrumentos de garantia constituídas, conforme aplicável. Assim, na hipótese de concurso universal de credores, o pagamento aos credores das referidas dívidas obedece à seguinte ordem: (i) créditos derivados da legislação do trabalho, (ii) créditos tributários – excetuadas as multas tributárias, (iii) créditos quirografários, (iv) multas contratuais e as (v) penas pecuniárias por infração das leis penais ou administrativas – inclusive as multas tributárias e créditos subordinados.

Além disso, as dívidas da Companhia e de suas controladas que são garantidas com garantia real contam com preferências no pagamento sobre as dívidas quirografárias, nos termos da Lei 11.101, de 9 de fevereiro de 2005.

(iv) restrições impostas à Companhia, 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, bem como se o emissor vem cumprindo essas restrições

As debêntures emitidas pela Companhia e suas controladas possuem algumas cláusulas restritivas à Companhia e/ou às respectivas controladas comuns em dívidas dessa natureza, relacionadas, principalmente, (i) à mudança de controle societário; (ii) à transferência de ativos operacionais; (iii) ao não atendimento de qualquer dos índices e limites financeiros relacionados, e.g. dívida líquida / (dividendos + JCP + EBITDA) ou dividendos distribuídos / lucro líquido; (iv) ao descumprimento de qualquer obrigação pecuniária relacionada às debêntures ou de determinadas obrigações pecuniárias exigidas no âmbito de outros instrumentos de endividamento envolvendo a Companhia e suas controladas, ou ainda no caso de aceleração de outras dívidas; e (v) ao pagamento de dividendo superiores ao mínimo obrigatório, caso a respectiva emissora tenha inadimplido quaisquer pagamentos no âmbito das debêntures.

As cláusulas restritivas quantitativas das controladas da Companhia estão relacionadas, principalmente, com índices financeiros obtidos utilizando o EBITDA, tal como o Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (“**ICSD**”), e que são calculados anualmente. O não cumprimento dessas cláusulas restritivas, incluindo o não pagamento dos mesmos, acarreta o vencimento antecipado e o inadimplemento cruzado do empréstimo e financiamento.

Nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024 e 2023, todas as cláusulas restritivas existentes nos instrumentos de financiamento da Companhia e de suas controladas estavam sendo cumpridas.

(g) limites de utilização dos financiamentos contratados e percentuais já utilizados

Em 31 de dezembro de 2024 e 2023, a Companhia e suas controladas não possuíam saldos de seus contratos de financiamentos a serem liberados, com exceção das controladas Eólica Agreste Potiguar I S.A., Eólica Agreste Potiguar II S.A. e Transmissora Colombiana de Energia S.A.S ESP que possuem, em 31 de dezembro de 2023, os montantes de R\$12.621 mil (Banco BNB), R\$17.211 mil (Banco BNB) e US\$15.670 mil (MUFG Bank), respectivamente.

(h) alterações significativas em itens das demonstrações financeiras e de fluxo de caixa

A discussão dos diretores da Companhia a seguir sobre a nossa situação financeira e o resultado das nossas operações deverá ser lida em conjunto com nossas demonstrações financeiras relativas aos últimos dois exercícios sociais e respectivas notas explicativas.

DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADO

COMPARAÇÃO DOS NOSSOS RESULTADOS CONSOLIDADOS NOS EXERCÍCIOS SOCIAIS ENCERRADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2024 E 31 DE DEZEMBRO DE 2023

	Nos exercícios encerrados em 31 de dezembro de				
(Em milhares de reais, exceto %)	2024	AV (%)	2023	AV (%)	AH (%)
Receita Operacional Líquida	4.002.104	100,0%	3.311.381	100,0%	20,9%
Custo do Serviço					
Energia comprada para revenda	(119.296)	-3,0%	(50.283)	-1,5%	137,2%
Encargos do uso de rede elétrica - CUST	(52.287)	-1,3%	(47.613)	-1,4%	9,8%
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos – CFURH	(10.419)	-0,3%	(9.367)	-0,3%	11,2%
Custo dos serviços prestados	(479.483)	-12,0%	(420.939)	-8,2%	13,9%
Custo de infraestrutura	(433.488)	-10,8%	(269.565)	-8,1%	60,8%
Lucro Bruto	2.907.131	72,6%	2.513.614	75,9%	15,7%
Despesas e Receitas Operacionais	(14.495)	-0,4%	(155.919)	-4,7%	-90,7%
Administrativas e gerais	(178.570)	-4,5%	(184.665)	-5,6%	-3,3%
Resultado de Equivalência Patrimonial	149.003	3,7%	41.168	1,2%	261,9%
Outras receitas	22.058	0,6%	51.612	1,6%	-57,3%
Outras despesas	(6.986)	-0,2%	(64.034)	-1,9%	-89,1%
Lucro Antes do Resultado Financeiro e tributos	2.892.636	72,3%	2.357.695	71,2%	22,7%
Despesas financeiras	(1.269.807)	-31,7%	(1.159.383)	-35,0%	9,5%
Receitas financeiras	318.688	8,0%	281.951	8,5%	13,0%
Resultado financeiro	(951.119)	-23,8%	(877.432)	-26,5%	8,4%
Lucro antes dos Tributos sobre o lucro	1.941.517	48,5%	1.480.263	44,7%	31,2%
Imposto de renda e contribuição social correntes	(146.578)	-3,7%	(148.526)	-4,5%	-1,3%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	64.967	1,6%	(180.751)	-5,5%	-135,9%
Tributos sobre o lucro	(81.611)	-2,0%	(329.277)	-9,9%	-75,2%
Lucro Líquido do Exercício	1.859.906	46,5%	1.150.986	34,8%	61,6%

Receita operacional líquida

Nossa receita operacional líquida no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 foi de R\$4.412,2 milhões, representando um aumento de 21,4%, comparado ao montante de R\$3.311,4 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023.

Receita Operacional Bruta

Nossa receita operacional bruta passou de R\$3.633,9 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023 para R\$4.412,2 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, representando um aumento de 21,4%. Essa variação ocorreu, especialmente pelas seguintes razões:

- *Sistema de Transmissão de Energia:* Nossa receita operacional bruta derivada do nosso sistema de transmissão de energia passou de R\$2.811,3 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023 para R\$3.551,6 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, representando um aumento de 26,3% decorrente, basicamente pelo aumento em R\$491,1 milhões da receita de remuneração financeira do ativo contratual, provocado pela variação positiva do IGP-M em 6,17% e do IPCA em 4,77%, entre o período de novembro de 2023 a novembro de 2024.
- *Sistema de Geração de Energia:* Nossa receita operacional bruta derivada do nosso sistema de geração de energia passou de R\$822,6 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023 para R\$860,6 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, representando um aumento de 4,6% decorrente do maior volume de energia vendidos no exercício de 2024.

Deduções da receita operacional bruta

As deduções da receita operacional bruta nossa e de nossas controladas são representadas pelos encargos setoriais: Reserva Global de Reversão (RGR), Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), e tributários (PIS, COFINS e ICMS).

As deduções da receita operacional bruta nossa e de nossas controladas nos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2024 e em 31 de dezembro de 2023 foram de R\$410,1 milhões e R\$322,5 milhões, respectivamente. Um aumento de 27,2% é simétrico e se deve ao aumento da receita operacional bruta acima explicada.

Custo com energia elétrica

No exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024, os custos com energia elétrica foram de R\$182,0 milhões, representando um aumento de 69,7% comparado ao R\$107,3 milhões, apurados no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023. A variação do saldo é decorrente principalmente dos seguintes fatores:

- *Energia comprada para revenda:* A energia comprada para revenda passou de R\$50,3 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023 para R\$119,3 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024, em decorrência do maior volume de energia comprada para revenda com preço médio maior que o exercício de 2023.
- *Encargos do Uso da Rede Elétrica – CUST:* Os encargos do uso da rede elétrica – CUST passaram de R\$47,6 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023 para R\$52,3 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024, em decorrência dos reajustes das TUSTs para os ciclos 2023-2024 e 2024-2025, conforme resoluções homologatórias emitidas pela ANEEL.

- *Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos:* A compensação financeira pela utilização de recursos hídricos passou de R\$9,4 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023 para R\$10,4 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024, em decorrência da maior geração de energia no exercício de 2024.

Custo dos serviços prestados e de infraestrutura

No exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024, o custo dos serviços prestados e de infraestrutura foi de R\$913,0 milhões, representando um aumento de 32,2% comparado a R\$690,5 milhões apurados no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023. A variação do saldo é decorrente principalmente dos seguintes fatores:

- *Custos dos serviços prestados (excluindo depreciação e amortização):* No exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024, os custos dos serviços prestados fecharam em R\$307,4 milhões, representando um aumento de 12,6% aos R\$273,1 milhões apurados no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023, em decorrência da entrada em operação comercial de novos empreendimentos como ELTE, TECP, EAP I, EAP II e UFV Pitombeira.
- *Custo de infraestrutura:* O custo de infraestrutura fechou em R\$433,5 milhões apurados no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024, representando um aumento de 60,8% comparado ao R\$269,6 milhões apurados no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023. Esse aumento é decorrente, basicamente, pelo custo de implantação da ELTE, TSA, TCN, TAP e TECP.
- *Depreciação e amortização:* A depreciação e amortização atingiu R\$172,1 milhões apurados no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024, representando um aumento de 16,3% comparado ao R\$147,9 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023. Essa variação é decorrente da entrada em operação comercial da EAP I, EAP II e UFV Pitombeira.

Lucro Bruto

A nossa margem bruta foi de 72,6% em 2024 contra 75,9% em 2023, em alinhamento com o lucro bruto que passou de R\$2.513,6 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023 para R\$2.907,1 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024. Esse aumento é decorrente dos fatores explicados acima.

Despesas e receitas operacionais

O saldo de despesas e receitas operacionais passou de R\$155,9 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023 para R\$14,5 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024 em decorrência de:

- *Despesas administrativas e gerais:* As despesas administrativas e gerais passaram de R\$184,7 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023 para R\$178,6 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024 em decorrência, especialmente, de (i) aumento das despesas de pessoal, no montante de R\$10,7 milhões; (ii) redução de baixa contábil de projetos de geração que foram descontinuados na Companhia, no montante de R\$10,2 milhões, comparado com o exercício de 2023; e (iii) redução nas provisões de contingências no valor de R\$3,6 milhões, decorrente da mudança na probabilidade de perda de processos trabalhistas e cíveis.
- *Resultado da Equivalência Patrimonial:* Equivalência patrimonial passou de lucro de R\$41,2 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023 para um lucro de R\$149,0 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024. Essa variação é decorrente do lucro líquido da controlada TNE, devido ao avanço nas obras.

- *Outras receitas:* Outras receitas passaram de R\$51,6 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023, para R\$22,1 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024. Essa variação é em decorrência, principalmente, pela contabilização do ganho pelo resultado da revisão tarifária das RAPs das controladas EATE, EBTE, ERTE, STC e Transirapé
- *Outras despesas:* Outras despesas passaram de R\$64,0 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023 para R\$7,0 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024. Essa variação é em decorrência, principalmente, por não ter ocorrido perdas no resultado da revisão tarifária periódica das RAPs no exercício de 2024.

Lucro antes do resultado financeiro e tributos

Em decorrência dos fatores acima descritos, o lucro antes do resultado financeiro e tributos passou de R\$2.357,7 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023 para R\$2.892,6 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024.

Resultado financeiro

Nosso resultado financeiro líquido passou de uma despesa financeira de R\$877,4 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023 para uma despesa financeira de R\$951,1 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024, sendo essa variação em decorrência dos seguintes fatores:

- *Despesas financeiras:* Despesas financeiras passaram de R\$1.159,4 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023 para R\$1.269,8 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024, principalmente devido a: (i) aumento da variação cambial dos saldos em aberto em moeda estrangeira, no valor de R\$48,5 milhões, e (ii) aumento dos encargos financeiros sobre as obrigações financeiras no valor de R\$55,6 milhões, decorrente da alta na taxa básica de juros.
- *Receitas financeiras:* Receitas financeiras passaram de R\$282,0 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023 para R\$318,7 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024, essa variação é decorrente do aumento da posição média de caixa e da alta na taxa básica de juros.

Lucro antes dos tributos sobre o lucro

Em decorrência dos fatores acima descritos, o lucro antes dos tributos sobre o lucro passou de R\$1.480,3 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023 para R\$1.941,5 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024.

Imposto de renda e contribuição social correntes

Imposto de renda e contribuição social correntes passaram de R\$148,5 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023 para R\$146,6 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024, essa variação é decorrente do menor lucro tributável apurado no exercício de 2024.

Imposto de renda e contribuição social diferidos

Imposto de renda e contribuição social diferidos passaram de R\$180,8 milhões negativos no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023 para R\$65,0 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024. Essa variação é em decorrência da mudança na alíquota média reduzida de imposto de renda e contribuição social em virtude da renovação do incentivo fiscal federal SUDAM/SUDENE das transmissoras EATE, TME e ETVG.

Lucro líquido do exercício

Em decorrência dos fatores acima descritos, o lucro líquido do exercício passou de R\$1.151,0 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023 para R\$1.859,9 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024.

DEMONSTRAÇÃO DE FLUXO DE CAIXA (DFC)

ANÁLISE DAS PRINCIPAIS VARIAÇÕES DO FLUXO DE CAIXA DO EXERCÍCIO ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2024 COM O EXERCÍCIO ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2023

(Em milhares de reais)	Demonstração do Fluxo de Caixa Consolidado	
	31/12/2024	31/12/2023
Caixa líquido proveniente das atividades operacionais	2.275.251	2.376.712
Caixa líquido aplicados nas atividades de investimentos	(575.660)	(197.373)
Caixa líquido aplicado nas atividades de financiamento	(1.742.232)	(2.218.838)

CAIXA LÍQUIDO PROVENIENTE DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS

O Caixa líquido proveniente das atividades operacionais foi de R\$2.275,3 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024, representando uma variação negativa de R\$101,5 milhões ou -4,3% em relação ao valor aplicado nas atividades operacionais de R\$2.376,7 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023. Não houve variação significativa no caixa líquido proveniente das atividades operacionais dos exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2023 e 2024, mantendo-se o mesmo estável.

CAIXA LÍQUIDO APLICADO NAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTOS

O Caixa líquido aplicado das atividades de investimentos foi de R\$575,7 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024 representando um aumento de 191,7% comparado a um caixa líquido aplicado nas atividades de investimento no valor de R\$197,4 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023. Tal variação é devida, basicamente, pela redução nos pagamentos para aquisição de imobilizado no valor de R\$264,8 milhões e pelo aumento no investimento em aplicações financeiras no valor R\$674,5 milhões.

CAIXA LÍQUIDO APLICADO NAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 o caixa aplicado nas atividades de financiamento foi de R\$1.742,2 milhões, representando uma redução quando comparado no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023 do caixa aplicado no saldo de R\$2.218,8 milhões. Tal variação é derivada, principalmente, pelo caixa líquido positivo no valor de R\$325,4 milhões gerado nas transações de captação e pagamento das dívidas e pela redução no pagamento de dividendos no valor de R\$161,4 milhões.

2.2 - Resultados operacional e financeiro

(a) resultados das operações da Companhia

(i) descrição de quaisquer componentes importantes da receita

A Diretoria acredita que os principais fatores que impactaram o desempenho financeiro da Companhia e de suas Controladas nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024 e 2023 são:

No segmento de transmissão verificou-se:

- Em 2024, (a) Reajuste da RAP (3,93% para as transmissoras que são reajustadas em IPCA e -0,34% para as transmissoras em IGP-M); (b) indisponibilidade das linhas de transmissão e subestações Parcela Variável (PV) 0,35% em 2024; (c) entrada em operação comercial do trecho sul (subestação Manoel da Nóbrega) da transmissora ELTE, em maio de 2024 (d) Início da contabilização da transmissora TECP (Lote 06 - Aneel 02/2022), em dezembro/23; e (e) redução na receita operacional líquida da transmissora ETES em razão da queda de 50% da Receita Anual Permitida - RAP para o ciclo 2024/2025, decorrente do aniversário de 15 anos da entrada em operação em dezembro/2023.
- Em 2023, (a) Reajuste da RAP (3,94% para as transmissoras que são reajustadas em IPCA e -4,47% para as transmissoras em IGP-M); (b) indisponibilidade das linhas de transmissão e subestações Parcela Variável (PV) 0,78% em 2023 e; (c) redução na receita operacional líquida das transmissoras Transudeste, Transirapé, Lumitrans, STC e ETES em razão da queda de 50% da Receita Anual Permitida - RAP para o ciclo 2022/2023, decorrente do aniversário de 15 anos da entrada em operação (Transudeste: fev/22; Transirapé: maio/22; Lumitrans: out/22; STC: nov/22; ETES: dez/23).

No segmento de geração verificou-se:

- Em 2024, (a) entrada em operação das EAPs I e II (EAP I: jul/23 e EAP II: set/23); entrada em operação da UFV Pitombeira (fev/23); (b) maiores preços de mercado brasileiro ao longo do ano, de R\$ 127,88/MWh, comparado a R\$ 72,17/MWh; (c) aumento do faturamento da UHE La Virgen, localizada no Peru, em razão da contratação de energia realizada a partir de 2024 com preço médio de R\$ 265,62/MWh; e (d) estratégia de sazonalização conforme regra da resolução normativa Aneel 899/20, que estabelece prazos e condições para a sazonalização e modulação de garantia física de usinas de geração de energia elétrica.
- Em 2023, o aumento no faturamento é decorrente principalmente de (a) aumento do faturamento da UHE La Virgen, localizada no Peru, em razão dos maiores preços praticados ao longo do ano, de R\$ 286,59/MWh, comparado a R\$ 195,58/MWh (b) Início da venda de energia no ambiente regulado pela PCH Verde 08 a um preço médio de R\$ 288,24/MWh (c) entrada em operação das EAPs I e II (EAP I: jul/23 e EAP II: set/23) e; (d) estratégia de sazonalização conforme regra da resolução normativa Aneel 899/20, que estabelece prazos e condições para a sazonalização e modulação de garantia física de usinas de geração de energia elétrica.

Nossa receita operacional líquida passou de R\$3.311,4 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023 para R\$4.002,1 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, representando um aumento de 20,9%. A variação do saldo se deve, principalmente, ao aumento de 29,4% na receita operacional líquida do segmento de transmissão e de 23,5% na receita operacional líquida do segmento de geração no período.

(ii) fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

Nossos resultados operacionais consolidados e de nossas controladas são afetados de maneira significativa por diversos fatores, incluindo, especialmente: (i) disponibilidade da rede de transmissão de energia elétrica; (ii) reajuste da RAP das Concessionárias; (iii) fatores regulatórios, inclusive decisões, normas e políticas adotadas pelo MME, ANEEL, ONS e outras entidades regulatórias do setor de transmissão de energia elétrica; (iv) exposição a taxas de câmbio e de juros; (v) índice pluviométrico; e (vi) condições macroeconômicas do Brasil.

No segmento de transmissão, destacamos que houve um aumento de R\$ 532,2 milhões, ou 80,9%, no lucro líquido em 2024 quando comparado a 2023 que se deve, principalmente, a:

- (i) aumento de R\$ 664,6 milhões na receita operacional líquida do segmento de transmissão devido, principalmente, ao crescimento de 109,9% na Receita de Remuneração do Ativo de Concessão, que totalizou R\$ 1.293,0 milhões comparado a 616,1 milhões decorrente das variações do Índice Geral de Preços Mercado (IGP-M) e do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), conforme demonstrado abaixo:
 - (a) Índice Geral de Preços Mercado ("IGP-M"): 2024: 6,33% (2023: -3,46%);
 - (b) Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo ("IPCA"): 2024: 4,87% (2023: 4,68%).

*Considera o período de apuração os meses de dezembro a novembro

- (ii) aumento de R\$ 181,4 milhões em Custos em decorrência do aumento de 60,8% no Custo de Infraestrutura, que totalizou R\$ 433,5 milhões resultantes de investimentos em novos projetos no Brasil e na América Latina;
- (iii) redução de R\$ 134,1 milhões em Despesas Gerais e Administrativas, que totalizou um valor positivo de R\$ 85,5 milhões em 2024, comparado a uma despesa total de R\$ 48,6 milhões, em decorrência do aumento de 261,9% na conta Equivalência Patrimonial, exclusivamente pela melhora no resultado societário da transmissora TNE, que totalizou R\$ 294,4 milhões em 2024, frente a R\$ 82,9 milhões em 2023. O resultado desse ano foi impactado principalmente pelo crescimento de R\$ 2.164,8 milhões na Receita de Infraestrutura e o aumento de R\$ 1.584,0 milhões no Custo de Infraestrutura decorrente de gastos com a implantação do projeto; e
- (iv) redução de R\$ 223,8 milhões no IR/CSLL em razão da obtenção de benefício fiscal pela SUDAM, respectivamente em setembro (EATE) e dezembro (TME e ETVG) de 2024.

No segmento de geração, houve uma redução no lucro líquido de R\$ 112,0 milhões no líquido em 2024 quando comparado a 2023 que se deve, principalmente a:

- (i) redução de R\$ 71,8 milhões no EBITDA em razão de maiores custos com compra de energia que totalizaram R\$ 119,3 milhões em 2024 comparado à R\$ 50,3 milhões em 2023, além do aumento de R\$ 16,8 milhões nos custos dos serviços prestados no período; e
- (ii) aumento de R\$ 31,6 milhões no Resultado Financeiro, principalmente em decorrência de:
 - (a) maiores despesas financeiras com variações cambiais resultante da desvalorização de 2,2% da moeda peruana (PEN) frente ao USD e à desvalorização de 26,2% do BRL frente ao PEN e;
 - (b) aumento em encargos sobre dívidas em razão da entrada em operação comercial do parque solar UFV Pitombeira (fev/24).

(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

Nossa Diretoria entende que nosso resultado e os de nossas controladas e coligadas são diretos e significativamente impactados pela mudança nas tarifas de energia elétrica reguladas pela ANEEL.

Com relação às atividades de transmissão de energia elétrica, o fato gerador de receita de nossas Controladas e Controladas em Conjunto consiste na disponibilidade das linhas de transmissão e subestações das suas concessões e não no volume de energia transmitida e nossas controladas tem direito a receber a RAP a qual é fixa por concessão, sendo anualmente reajustada pelo IGP-M ou o IPC-A.

Dessa forma, a Diretoria entende que nossa receita é afetada pela: (i) variação da inflação; e/ou (ii) inserção de novas linhas de transmissão no grupo. Esta inserção se dá com uma política de crescimento consistente e com sinergia operacional, o que faz com que seja possível implantarmos novas transmissoras com grande eficiência, por meio de participação nos leilões de transmissão e aquisições.

O faturamento de companhias de geração no Brasil depende principalmente dos contratos de venda de energia lastreados por suas respectivas Garantias Físicas. A Garantia Física de uma usina é definida pelo MME e consta de seu Contrato de Concessão ou Ato de Autorização. Em 1998, o Governo Federal instituiu o MRE no intuito de estabelecer o compartilhamento dos riscos hidrológicos (ou escassez hídrica) entre as geradoras hidrelétricas.

A receita operacional líquida consolidada da Companhia totalizou R\$ 4.002,1 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024, 20,9% superior aos R\$3.311,4 milhões registrados no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023. A receita operacional líquida consolidada proveniente de transmissão e geração, que correspondem respectivamente a 80% e 20% da receita operacional líquida consolidada da Companhia (sem considerar TNE – ativo não consolidado – Transporte Energia S.A.), são impactadas pela inflação ou pela construção de novas linhas de transmissão ou usinas de geração.

Em 2024, a RAP das concessionárias foi reajustada em -0,34% de acordo com o índice de inflação IGP-M e 3,93% de acordo com o índice de inflação IPCA. Em 2023, a RAP das concessionárias foi reajustada em -4,47% de acordo com o índice de inflação IGP-M e 3,94% de acordo com o índice de inflação IPCA.

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, no segmento de geração de energia, a receita operacional líquida totalizou R\$788,9 milhões, 3,7% superior aos R\$ 760,8 milhões registrados no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023, pelos fatores mencionados anteriormente.

A abertura da Receita da Companhia por segmento encontra-se no item 1.3 do Formulário de Referência.

(c) impacto 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 da Companhia

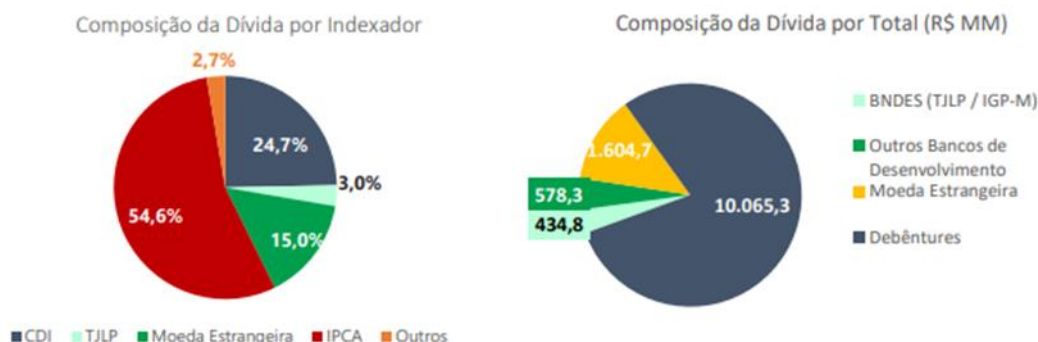
Nosso resultado operacional e financeiro pode ser afetado pela inflação e pela variação da taxa de juros no Brasil, uma vez que possuímos uma parcela relevante dos nossos custos e despesas operacionais incorridos em reais e tais custos e despesas são reajustados pela composição de diversos índices, tais como o IGP-M, IPC-A, a TJLP e a taxa do CDI. Com o objetivo de mitigar esse tipo de risco, buscamos diversificar a captação de recursos em termos de taxas prefixadas ou pós-fixadas.

Em 31 de dezembro de 2024, a Companhia possuía uma operação de SWAP junto a XP Investimentos S.A., com o objetivo de trocar a taxa de juros da 8ª Emissão Debêntures, que corresponde a IPCA + 6,4986% ao ano (base 252 dias) – ponta ativa, pela taxa de juros de 96,35% do CDI ao ano (base 252 dias) – ponta passiva. A operação de SWAP tem o valor nominal de R\$850.000 mil, com duração de 10 anos e com o fluxo de liquidação idêntico ao fluxo de liquidação da 8ª Emissão Debêntures. As controladas TCE, TAP e TPC contrataram instrumentos financeiros derivativos, sendo eles o SWAP e o contrato a termo de moedas e mercadorias (NDF), e os designou como hedge de fluxo de caixa, sendo que as variações do valor justo são reconhecidas em Outros resultados abrangentes, em grupo do Patrimônio líquido em Reservas de hedge. No caso específico da TCE, O contrato de SWAP de taxa de juros, corresponde a 75% (índice de hedge) do valor nominal do crédito adquirido junto do MUFG Bank (Banco Líder), sendo que a TCE recebe (ponta ativa) uma taxa fixa de 3,303% em troca da taxa variável de SOFR 6 meses mais spread (ponta passiva), com prazo até 10 de julho de 2027.

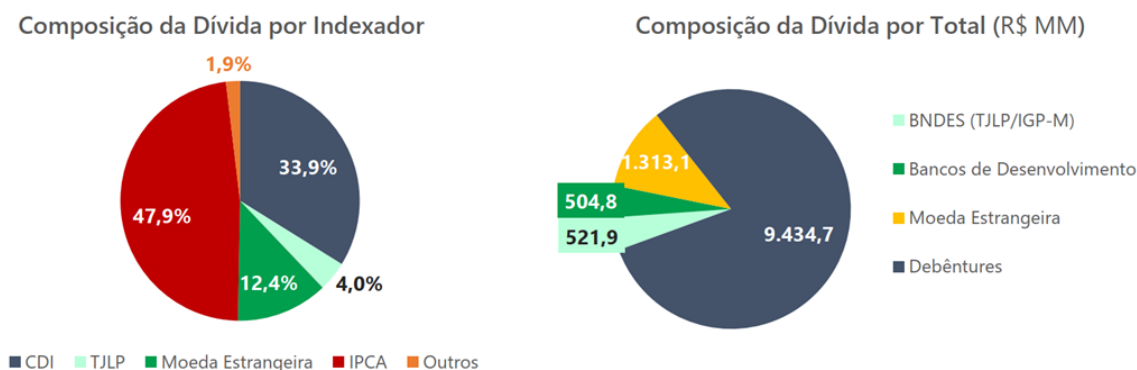
A dívida bruta da Companhia em 31 de dezembro de 2024 e 2023, totalizou R\$12.683,1 milhões e R\$11.774,4 milhões, respectivamente. Veja mais informações sobre o endividamento da Companhia na seção 2.1(f) do Formulário de Referência.

Abaixo demonstramos o perfil da dívida bruta da Companhia:

Em 31 de dezembro de 2024:



Em 31 de dezembro de 2023:



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 campos 2.1 e 2.2

Exercício findo em 31 de dezembro de 2024

Não houve mudanças significativas nas práticas contábeis a partir de 1º de janeiro de 2024, que impactassem os saldos contábeis do exercício findo em 31 de dezembro de 2024.

Exercício findo em 31 de dezembro de 2023

Não houve mudanças significativas nas práticas contábeis a partir de 1º de janeiro de 2023, que impactassem os saldos contábeis do exercício findo em 31 de dezembro de 2023.

(b) opiniões modificadas e ênfases presentes no relatório do auditor

Relativamente às nossas demonstrações financeiras individuais e consolidadas referentes aos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024 e 2023, os relatórios dos auditores independentes não contêm ressalvas ou ênfases.

2.4 - Efeitos relevantes nas demonstrações financeiras

(a) introdução ou alienação de segmento operacional

Os Diretores da Companhia informam que não houve no último exercício social, a introdução ou alienação de qualquer segmento operacional da Companhia.

(b) constituição, aquisição ou alienação de participação societária

Os Diretores da Companhia informam que não houve constituição ou alienação de participação societária que tenha causado alteração relevante nas demonstrações financeiras da Companhia no último exercício social.

As constituições de novas companhias no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, as quais a Alupar é controladora direta ou indireta, estão descritas abaixo:

- **Transmissora Paraíso do Café S.A. - TPC**

Em 5 de abril de 2024, a Companhia e o Infra II Investment S.A. (“**Infra II**”), constituíram a Transmissora Paraíso do Café S.A. (“**TPC**”), com o objetivo de explorar serviços de transmissão de energia elétrica decorrentes do Lote 15 do Leilão ANEEL 01/2024, nos moldes definidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. A Companhia é a acionista controladora com participação societária de 99,99% ficando o Infra II com a participação de 0,01% sobre o capital social da TPC.

- **Transmissora do Alto Paranaíba S.A. – TAP**

Em 22 de janeiro de 2024, a Companhia e a Mercury Investments Participações S.A. (“**Mercury**”) constituíram a Transmissora do Alto Paranaíba S.A. (“**TAP**”), com o objeto de explorar serviços de transmissão de energia elétrica decorrentes do Lote 2 (vide nota explicativa nº 1.2 (I)) do Leilão de Transmissão ANEEL 02/20223 nos moldes definidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. A Companhia é a acionista controladora com participação societária de 99,99%, ficando a Mercury com a participação de 0,001% sobre o capital social da TAP.

- **Sincro Energia del Desierto SpA – SED**

Em 4 de julho de 2024, a Companhia juntamente com suas controladas Alupar Chile e Alupar Colômbia, constituíram a Sincro Energía del Desierto SpA (“**SED**”), com o objetivo de explorar serviços de transmissão de energia elétrica dos dois empreendimentos mencionados acima. A SED foi constituída mediante a emissão de 927.920.000 ações ordinárias no valor total de \$927.920.000,00 pesos chilenos (equivalente a R\$5.434 mil), sendo subscrito pela Companhia na proporção de 80%, seguido da Alupar Chile com 19% e pela Alupar Colômbia com 1%, devendo ser integralizados em até um ano.

- **Transmissora Sierra Azul S.A.C – TSA**

Em 20 de setembro de 2024, as controladas Alupar Peru e Alupar Colômbia, constituíram a Transmisora Sierra Azul S.A.C (“**TSA**”), com o objetivo de explorar serviços de transmissão de energia elétrica do empreendimento mencionados acima. A TSA foi constituída mediante a emissão de 375.000 ações ordinárias no valor total de \$375.000,00 novo sol (equivalente a R\$548 mil), sendo subscrito e integralizado pela Alupar Peru na proporção de 99% e seguido da Alupar Colômbia com 1%.

As aquisições e alienação de participação das companhias em 31 de dezembro de 2023, as quais a Alupar já detinha o controle, estão descritas abaixo:

- **Aquisição de participação da ETB**

No dia 25 de abril de 2023, a Companhia exerceu o seu direito para a aquisição de 28,57% das ações subscritas e integralizadas pela Perfin Apollo Energia Fundo de Investimento em Participações em Infraestrutura ("**Perfin**"), na controlada Empresa de Transmissão Baiana S.A. ("**ETB**"), desta forma, a Companhia aumentou sua participação de 51% para 65%.

O montante pago por esta transação foi de R\$2,7 milhões, equivalente a 35.825 ações ordinárias nominativas, sem valor nominal, correspondentes a 28,57% do capital integralizado pela Perfin, corrigido pro rata die pela taxa de inflação medida pelo IPCA, acrescido de juros de 7,3% a.a., computado desde a data de integralização de cada ação, até a data do efetivo pagamento do preço da Opção de Compra, deduzidos os valores de dividendos recebidos por cada ação, objeto da Opção de Compra, entre a data de integralização e a data do exercício da Opção de Compra, devidamente atualizados conforme acima, desde a data do pagamento do dividendo até a data de transferência das ações, conforme Acordo de Acionista firmado em 1º de fevereiro de 2018. O valor patrimonial adquirido foi de R\$53,1 milhões, e dado que o valor pago por esta transação foi de R\$2,7 milhões mil, foi gerado ganho de transação entre sócios, registrados em reserva de capital no Patrimônio Líquido, no valor de R\$50,4 milhões.

- **Aquisição de participação da ETB**

Em 5 de julho de 2023, a Alupar celebrou contrato com duas controladas da WEG S.A. ("**WEG**") para formação de parceria societária que tem por objeto a geração de energia por meio da Central Geradora Eólica AW Santa Régia de titularidade da Eólica do Agreste Potiguar II S.A., controlada pela Companhia, para o consumo pelas unidades produtivas da WEG ("**Parceria**"). A EAP II, localizada no município de Jandaíra - RN, tem capacidade instalada de 37,8 MW e garantia física de 21,7MW médios, dos quais cerca de 15 MW médios serão anualmente entregues à WEG sob o regime de autoprodução por equiparação, com início de suprimento de energia a partir de janeiro de 2024 ao preço de R\$195,00/MWh (base setembro/2023) durante 18 anos. A implementação da Parceria cumpriu todas as condições suspensivas, usuais para essa modalidade de operação, incluindo, entre outras, a obtenção da aprovação do Conselho Administrativo de Defesa Econômica.

Adicionalmente, a Companhia, juntamente com uma de suas controladas, celebrou na mesma data acordo de acionistas da EAP II com o objetivo de estabelecer os principais direitos e obrigações dos acionistas da EAP II.

Em 6 de outubro de 2023, ocorreu a conclusão da operação e a WEG efetuou aporte de capital na EAP II no montante de R\$10,7 milhões e com isso adquiriu 10.753.027 ações ordinárias da EAP II, ao preço de R\$0,98 por ação, mediante troca de ações com as acionistas Alupar e Foz do Rio Claro. A relação de troca foi de 10 ações ordinárias para cada 1 ação preferencial, com isso a participação acionária na EAP II passou a ser a seguinte:

	Ordinárias		Preferenciais		Total	
	Quantidade	%	Quantidade	%	Quantidade	%
WEG Equipamentos	9.876.086	68,81	-	-	9.876.086	34,41
WEG Linhares	952.956	6,64	-	-	952.956	3,32
Alupar	1.003.573	6,99	4.087.876	28,48	5.091.449	17,74
Foz do Rio Claro	2.519.992	17,56	10.264.731	71,52	12.784.723	44,54
Total das ações	14.352.607	100,00	14.352.607	100,00	28.705.214	100,00

Conforme descrito no contrato, na distribuição de dividendos, cada ação preferencial fará jus ao recebimento de dividendo correspondente a 10 vezes o valor distribuído a cada ação ordinária, logo a WEG fará jus de 6,86% do dividendo distribuído e a Alupar e Foz do Rio Claro farão jus a cerca de 93,14%. Não haverá mudança de controle societário na EAP II.

O contrato ainda prevê opção de compra e venda de ações, no qual dá direito, e obriga a Alupar e a Foz do Rio Claro a recomprarem a totalidade das ações detidas pela WEG, podendo ser exercida por qualquer acionista a qualquer tempo durante o prazo do contrato. O preço tanto pela recompra pela Alupar e Foz do Rio Claro, como pela venda da WEG será o valor aportado no montante de R\$10,7 milhões, atualizado pelo IPCA. O valor atualizado em 31 de dezembro de 2023 é de R\$10,7 milhões.

Como se trata de um instrumento com opção de venda, o CPC 39 (IAS 32) item 23 determina que tal instrumento seja classificado como passivo financeiro e não como item de patrimônio, não obstante, a Administração avaliou que a Alupar e a Foz do Rio Claro possuem direitos substantivos sobre a EAP II, possuindo controle sobre as atividades relevantes e estando mais expostas aos riscos e retornos, diante deste cenário, para fins de reconhecimento da equivalência patrimonial e consolidação, é considerado que não existe participação de acionistas não controladores na EAP II. O respectivo passivo foi contabilizado na rubrica de opções de compra de ações outorgadas no passivo circulante.

(c) eventos ou operações não usuais

Os Diretores da Companhia informam que não houve no último exercício social, quaisquer eventos ou operações não usuais com relação à Companhia ou suas atividades que tenham causado ou se espera que venham causar efeito relevante nas demonstrações financeiras ou resultados da Companhia.

2.5 - Medições não contábeis

(a) valor das medições não contábeis

EBITDA e Margem EBITDA

O EBITDA (*Earning before interest, taxes depreciation and amortization*) ou LAJIDA (Lucro antes de juros, impostos depreciação e amortização), o qual é uma medição não contábil divulgada pela Companhia em consonância com a Resolução da Comissão de Valores Mobiliários nº 156, de 23 de junho de 2022 (“**Resolução CVM 156**”). Esta medição consiste no lucro líquido antes do resultado financeiro líquido, das despesas e custos de depreciação e amortização, do imposto de renda e contribuição social correntes e diferidos. A Margem EBITDA é calculada pela divisão do EBITDA pela receita operacional líquida. A Companhia utiliza como medida não contábil a Margem EBITDA.

Seguem abaixo os valores do EBITDA e da Margem EBITDA da Companhia para os últimos dois exercícios sociais:

(em R\$ milhões, exceto %)	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de	
	2024	2023
EBITDA	3.070,8	2.511,6
Margem EBITDA	76,7%	75,8%

O EBITDA e a Margem EBITDA não são medidas reconhecidas pelas Práticas Contábeis adotadas no Brasil, nem pelas Normas Internacionais de Relatório Financeiro – *International Financial Reporting Standards* (IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standard Board* (IASB), não representam o fluxo de caixa para os exercícios apresentados e não devem ser considerados como substitutos para o lucro (ou prejuízo) líquido ou como indicadores do desempenho operacional ou como substitutos do fluxo de caixa como indicador de liquidez da Companhia. Não poderão também ser considerados para o cálculo de distribuição de dividendos. Não possuem um significado padrão e podem não ser comparáveis a medidas com títulos semelhantes fornecidos por outras companhias.

Dívida Bruta e Dívida Líquida

A Dívida Líquida da Companhia é uma medida não contábil elaborada pela Companhia, composta pelo saldo de empréstimos e financiamentos (circulante e não circulante) e debêntures (circulante e não circulante), conhecido como Dívida Bruta, descontada de Caixa e Equivalentes de Caixa, Investimentos de Curto Prazo e Títulos e Valores Mobiliários (circulante e não circulante).

A Dívida Líquida e Dívida Bruta, não são medidas reconhecidas pelas Práticas Contábeis Adotadas no Brasil, nem pelas Normas Internacionais de Relatório Financeiro – *International Financial Reporting Standards* (IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standard Board* (IASB). Não possuem um significado padrão e podem não ser comparáveis a medidas com títulos semelhantes fornecidos por outras companhias.

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

(em R\$ milhões)	Em 31 de dezembro de	
	2023	2022
Dívida Bruta	12.683,1	11.774,4
Dívida Líquida	9.138,8	8.942,9

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

Reconciliação do lucro líquido para o EBITDA e a Margem EBITDA

A tabela abaixo demonstra a reconciliação dos saldos do EBTIDA e da Margem EBITDA para os últimos dois exercícios sociais.

(em R\$ milhões, exceto %)	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de	
	2023	2023
Lucro Líquido	1.859,9	1.151,0
(+) Imposto de Renda / Contribuição Social sobre o Lucro Líquido Corrente e Diferido	81,6	329,3
(+) Resultado Financeiro Líquido	951,1	877,4
(+) Depreciação e Amortização	178,2	153,9
EBITDA	3.070,8	2.511,6
Receita Operacional Líquida	4.002,1	3.311,4
Margem EBITDA	76,7%	75,6%

Reconciliação da Dívida Bruta e da Dívida Líquida

A tabela abaixo demonstra a reconciliação dos saldos de Dívida Bruta e Dívida Líquida em 31 de dezembro de 2024 e 2023.

(em R\$ milhões, exceto %)	Em 31 de dezembro de	
	2024	2023
Empréstimos e Financiamentos circulante	549,2	472,3
Empréstimos e Financiamentos não circulante	2.068,6	1.867,5
Debêntures circulante	1.419,8	1.663,3
Debêntures não circulante	8.645,4	7.771,4
Dívida Bruta	12.683,0	11.774,4
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(807,2)	(823,2)
(-) Investimentos de curto prazo	(2.571,8)	(1.853,0)
(-) Títulos e Valores Mobiliários circulante	(165,1)	(155,4)
(-) Títulos e Valores Mobiliários não circulante	-	-
Dívida Líquida	9.138,9	8.942,9

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

EBITDA e Margem EBITDA

O EBITDA é indicador financeiro utilizado para avaliar o resultado de empresas, sem a influência de sua estrutura de capital, efeitos tributários e outros impactos contábeis sem reflexo direto no fluxo de caixa da empresa. Acreditamos que o EBITDA é informação adicional às nossas demonstrações financeiras, mas não é medição contábil de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e de acordo com o *International Financial Reporting Standards* (IFRS) e não deve ser utilizado como base para distribuição de dividendos ou substituto para o lucro líquido e fluxo de caixa operacional, como indicador de desempenho operacional, nem tampouco como indicador de liquidez.

Utilizamos o EBITDA como medida gerencial de desempenho. A nossa administração acredita que o EBITDA seja uma medida prática que permite uma comparação com outras companhias do mesmo segmento, ainda que outras empresas possam calculá-lo de maneira distinta.

A Companhia entende que a Margem EBITDA é medição que apresenta sua margem e resultado de suas operações. Demonstra, o desempenho das atividades diretamente ligadas a operação e permite a comparabilidade entre períodos diversos. Margem EBITDA é provavelmente a métrica mais conhecida e utilizada para análise dos resultados das companhias.

Dívida Bruta e Dívida Líquida

A Companhia entende que as medições da Dívida Bruta e da Dívida Líquida são úteis na avaliação do seu grau de endividamento em relação à sua posição de caixa, uma vez que considera ativos líquidos como caixa e equivalentes de caixa com recursos para possíveis amortizações da Dívida Bruta. A Dívida Bruta é o indicador que mensura o grau de endividamento da Companhia, mensurando as obrigações financeiras que a Companhia assume com a finalidade de financiar o capital de giro e expandir operações. A Dívida Líquida é o indicador que mensura o quanto de caixa e/ou capital a Companhia precisa gerar e/ou captar para liquidar seu endividamento.

Apesar de serem medidas não contábeis, esses índices são comumente utilizados pelo mercado financeiro e de capitais, permitindo assim maior comparabilidade a outros negócios semelhantes ao da Companhia.

A Companhia utiliza esse índice para avaliar seu grau de alavancagem em relação a comparativos de mercado.

2.6 - Eventos subsequentes às demonstrações financeiras

Eventos subsequentes às informações contábeis divulgadas em relação ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024

Pagamento de dividendos intercalares

Em 6 de janeiro de 2025, a Companhia efetuou o pagamento dos dividendos intercalares no montante de R\$76.068 mil, referentes a 30 de setembro de 2024, que foram aprovados pelo Conselho de Administração, em 7 de novembro de 2024. Esses dividendos foram imputados aos dividendos mínimos obrigatórios de que trata o artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações.

Liquidação antecipada e Emissão de novas Debêntures na Foz do Rio Claro

Em 09 de janeiro de 2025, a controlada Foz do Rio Claro Energia S.A. efetuou a 2ª emissão de debêntures simples não conversíveis em ações no montante de R\$560.000 mil com o valor nominal de R\$ 1.000,00, as quais serão objeto de oferta pública de distribuição, conforme Resolução CVM 160. O recebimento das debêntures ocorreu em 15 de janeiro de 2025. A remuneração das debêntures contempla juros remuneratórios equivalentes a 100% DI + *spread* 0,54% ao ano (base 252 dias). As amortizações dos juros ocorrerão em pagamentos semestrais, e o valor principal será amortizado em duas parcelas, sendo o primeiro pagamento em 15 de janeiro de 2029 e o segundo pagamento em 15 de janeiro de 2030.

Em 22 de janeiro de 2025, a controlada Foz do Rio Claro Energia S.A. efetuou a liquidação da 1ª emissão das debêntures no montante de R\$633.220 mil com recursos provenientes da 2ª emissão de debêntures.

Aquisição de ações de emissão da RIALMA IV

Em 31 de janeiro de 2025, a controlada ETAP – Empresa Transmissora Agreste Potiguar S.A. (“**ETAP**”) celebrou Contrato de Compra e Venda de Ações e Outras Avenças, tendo por objeto a aquisição de ações de emissão da Rialma Transmissora de Energia IV S.A. (“**RIALMA IV**”), totalmente subscritas e integralizadas, representativas de 100% do seu capital social, de titularidade da Rialma Administração e Participações S.A.

O contrato prevê a aquisição, pela ETAP, da integralidade das ações emitidas pela RIALMA IV, pelo valor de *Enterprise Value* de R\$ R\$175.434 mil, subtraindo-se o valor da dívida líquida na data-base de junho de 2024 no montante de R\$94.974 mil, firmada com o Banco do Nordeste do Brasil S.A. (BNB), ao custo de IPCA + 3,96% a.a., com fluxo de amortização customizado e vencimento em maio 2045.

O preço final da transação será ajustado pela variação dos saldos de capital de giro e endividamento líquido entre a data base (30 de junho de 2024) e a data de fechamento da operação. A consumação da aquisição depende, entre outras condições precedentes, da obtenção de aprovações regulatórias e de terceiros, incluindo o CADE – Conselho Administrativo de Defesa Econômica, a ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, credores e garantidores

A Rialma IV é um ativo de transmissão correspondente ao lote 03 do Leilão de Transmissão nº 002/2021-ANEEL, realizado em 17 de dezembro de 2021. O empreendimento, entrou em operação comercial a partir de junho de 2023, compreende as linhas de transmissão Rio das Éguas - Rio Grande II (230 kV, C1), e Barreiras II – Barreiras (230 kV, C3) com extensão total de 162 km, localizadas no Estado da Bahia e com RAP anual de R\$20.638 mil (ciclo 2024-2025).

2.7 - Destinação de resultados

	2024
a. regras sobre retenção de lucros	O Estatuto Social da Companhia prevê que o saldo do lucro líquido do exercício, após dedução para atender prejuízos acumulados e a provisão para imposto sobre a renda, terá a seguinte destinação: (i) 5% para a constituição da reserva legal, até o limite previsto em lei; (ii) uma parcela poderá ser destinada à formação de Reservas para Contingências; (iii) uma parcela poderá ser retida com base em orçamento de capital previamente aprovado, nos termos do artigo 196 da Lei das Sociedades por Ações; (iv) uma parcela será destinada ao pagamento do dividendo obrigatório aos acionistas; (v) no exercício em que o montante do dividendo obrigatório ultrapassar a parcela realizada do lucro líquido do exercício, a Assembleia Geral poderá destinar o excesso à constituição de Reserva de Lucros a Realizar; e (vi) o lucro remanescente, por proposta dos órgãos de administração, poderá ser integralmente destinado à constituição da Reserva de Investimentos.
a.i. valores de retenção de lucros	No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, a Companhia apurou lucro líquido no valor de R\$1.086.090,6 mil, sendo (i) R\$ 54.304,5 mil à reserva legal de que trata o artigo 193 da Lei das Sociedades por Ações; (ii) R\$ 273.755,1 mil para pagamento de dividendos aos acionistas; e (iii) R\$ 758.030,9 mil à reserva de investimentos.
a.ii. percentuais em relação aos lucros totais declarados	A destinação do lucro líquido do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 contempla a destinação dos seguintes percentuais em relação ao lucro líquido total: (i) 5,0% à reserva legal de que trata o artigo 193 da Lei das Sociedades por Ações; (ii) 25,2% para pagamento de dividendos aos acionistas; e (iii) 69,8% à reserva de investimentos.
b. regras sobre distribuição de dividendos	Os acionistas da Companhia terão o direito de receber, de acordo com o Estatuto Social, o dividendo obrigatório não cumulativo, em cada exercício, de 25% do lucro líquido do exercício, diminuído ou acrescido dos seguintes valores: (i) importância destinada à constituição da reserva legal; e (ii) importância destinada à formação da reserva para contingências e reversão da mesma reserva formada em exercícios anteriores. O pagamento do dividendo obrigatório poderá ser limitado ao montante do lucro líquido que tiver sido realizado, nos termos da Lei das Sociedades por Ações. O dividendo mínimo não será obrigatório no exercício social em que a Diretoria informar à Assembleia Geral ser ele incompatível com a situação financeira da Companhia, obedecido ao disposto no artigo 202, §§ 4º e 5º da Lei das Sociedades por Ações. Os lucros registrados na reserva de lucros a realizar, quando realizados e se não tiverem sido absorvidos por prejuízos em exercícios subsequentes, deverão ser acrescidos ao primeiro dividendo declarado após a realização, nos termos do artigo 202, III, da Lei das Sociedades por Ações.
c. periodicidade das distribuições de dividendos	A política de distribuição de dividendos da Companhia garante aos acionistas a distribuição anual de dividendos. Sem prejuízo do disposto na política de distribuição de dividendos da Companhia, a Lei das Sociedades por Ações e o artigo 37 do

	2024
	Estatuto Social da Companhia permitem que a Companhia levante balanços semestrais, intermediários ou intercalares, para distribuição de dividendos intermediários e intercalados, por deliberação do Conselho de Administração.
d. eventuais restrições à distribuição de dividendos impostas por legislação ou regulamentação especial aplicável ao emissor, assim como contratos, decisões judiciais, administrativas ou arbitrais	A Companhia possui restrições à distribuição de dividendos impostas nas escrituras das debêntures de emissão da Companhia, conforme descrito no item 12.3 do Formulário de Referência. Para mais informações relevantes à distribuição de dividendos decorrentes das escrituras de debêntures de emissão da Companhia, ver itens 2.1(f)"iv" e 12.3 do Formulário de Referência.
e. política de destinação de resultados	Apesar de não possuir uma política de destinação de resultados formalizada e aprovada pelo Conselho de Administração, a Companhia aprovou em 11 de novembro de 2022 sua Política de Dividendos, a qual prevê as regras gerais aplicáveis à distribuição de dividendos em cada exercício social, incluindo a periodicidade de pagamentos de dividendos e o parâmetro de referência a ser utilizado para a definição do respectivo montante.

2.8 - Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras

(a) os ativos e passivos detidos pela Companhia, direta ou indiretamente, que não aparecem no seu balanço patrimonial (*off-balance sheet items*)

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

Os diretores da Companhia esclarecem que não há carteiras de recebíveis baixadas sobre as quais a entidade mantenha riscos e responsabilidades não evidenciados nos balanços patrimoniais da Companhia no último exercício social.

(ii) contratos de futura compra e venda de produtos ou serviços

Os diretores da Companhia esclarecem que não há contratos de futura compra e venda de produtos ou serviços não evidenciados nos balanços patrimoniais da Companhia no último exercício social.

(iii) contratos de construção não terminada

Os diretores da Companhia esclarecem que não há construção não terminada não evidenciada nos balanços patrimoniais da Companhia no último exercício social.

(iv) contratos de recebimentos futuros de financiamentos

Os diretores da Companhia esclarecem que não há contratos de recebimentos futuros de financiamentos não evidenciados nos balanços patrimoniais da Companhia no último exercício social.

(b) outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

Todos os ativos e passivos detidos pela nossa Companhia estão registrados no balanço patrimonial e evidenciados nas demonstrações financeiras referente ao último exercício social.

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 da Companhia

Não aplicável, pois não há itens não evidenciados nas demonstrações financeiras da Companhia referentes ao último exercício social.

(b) natureza e o propósito da operação

Não aplicável, pois não há itens não evidenciados nas demonstrações financeiras da Companhia referentes ao último exercício social.

(c) natureza e o montante das obrigações assumidas e dos direitos gerados em favor da Companhia em decorrência da operação

Não aplicável, pois não há itens não evidenciados nas demonstrações financeiras da Companhia referentes ao último exercício social.

2.10 - Plano de negócios

(a) investimentos

(i) descrição quantitativa e qualitativa dos investimentos em andamento e dos investimentos previstos

Possuíamos treze projetos de transmissão em implantação ou em fase de assinatura de contrato, conforme demonstrados abaixo:

	Transmissoras	Tipo	Extensão	Investimento Realizado em 31.12.2024 (R\$ milhões)	Entrada em Operação (Regulatória)
1	ELTE	Linha de Transmissão + Subestação	40	778,0	2025
2	TNE	Linha de Transmissão	715	2.560,7	2025 ¹
3	TCE	Linha de Transmissão	235	1.022,6 ²	2025
4	TECP	Subestação	-	8,2	2028
5	TAP	Linha de Transmissão	551	10,5	
6	TPC	Linha de transmissão + Subestação	509	2,0	2029
7	TEL	Linha de transmissão + Subestação	100	4,3 ²	2027
8	TCN	Linha de transmissão + Subestação	9	13,6 ²	2026
9	TES	Linha de transmissão + Subestação	15,7	-	2028
10	SED	Compensadores Síncronos	-	3,1 ²	2027
11	TEP	Linha de transmissão + Subestação	9,5	-	2027
12	TSA	Linha de transmissão + Subestação	176,5	55,1 ²	2029
13	TER	Linha de transmissão + Subestação	76	-	2029

1) Em 24/11/2022, a TNE protocolou perante a ANEEL um pedido de excludente de responsabilidade pelo atraso relacionado ao impedimento de início de obras entre 28/09/2021 (data da emissão da LI) e 22/09/2022 (data da homologação do acordo judicial perante o TRF1), pedido este que contempla a adequação do cronograma das obras e da RAP do Contrato de Concessão nº 003/2012-ANEEL. Em razão do pedido, foi instaurado o processo administrativo nº 485130312912022, sendo que o pedido ainda não foi apreciado pela diretoria da ANEEL.

2) TCE = USD 165,2 milhões; TEL = USD 0,7 milhões; TCN = USD 2,2 milhões; SED = USD 0,5 milhões; TSA = USD 8,9 milhões. Câmbio de R\$ 6,19 / USD (BACEN - 30/12/2024).

No segmento de geração não possuímos projetos em desenvolvimento, dado que em fevereiro de 2024 concluímos a implantação do projeto solar UFV Pitombeira.

(ii) fontes de financiamento dos investimentos

Para o desenvolvimento do seu plano de negócios, as fontes de recursos da Companhia são estruturadas com capital próprio e financiamentos de longo prazo (até 20 anos), idealmente na proporção de 70% dívida e 30% capital próprio.

(iii) desinvestimentos relevantes em andamento e desinvestimentos previstos

Não houve e não há desinvestimentos relevantes em andamento ou previstos.

(b) desde que já divulgada, indicar a aquisição de plantas, equipamentos, patentes ou outros ativos que devam influenciar materialmente a capacidade produtiva da Companhia

Não aplicável, uma vez que não houve aquisições de terrenos, plantas, equipamentos, ou outros ativos com impacto material sobre os resultados da Companhia.

(c) novos produtos e serviços

(i) descrição das pesquisas em andamento já divulgadas

Não aplicável, considerando que o foco dos negócios da Companhia é o desenvolvimento de novos projetos *Greenfield* em energia.

(ii) montantes totais gastos em pesquisas para desenvolvimento de novos produtos ou serviços

Não aplicável, considerando que o foco dos negócios da Companhia é o desenvolvimento de novos projetos *Greenfield* em energia.

(iii) projetos em desenvolvimento já divulgados

Não aplicável, considerando que o foco dos negócios da Companhia é o desenvolvimento de novos projetos *Greenfield* em energia.

(iv) montantes totais gastos no desenvolvimento de novos produtos ou serviços

Não aplicável, considerando que o foco dos negócios da Companhia é o desenvolvimento de novos projetos *Greenfield* em energia.

(d) oportunidades inseridas no plano de negócios da Companhia relacionadas a questões ASG

Embora não existam formalmente oportunidades no plano de negócios da Companhia estritamente relacionadas a questões ASG, é importante destacar que o segmento em que a Companhia atua está atrelado a fontes renováveis de energia.

2.11 - Outros fatores que influenciaram de maneira relevantes o desempenho operacional

Anualmente, são selecionados projetos voltados à cultura, educação, esporte e saúde, visando ações de responsabilidade social, com critérios previamente estabelecidos. Os aportes seguem especificamente a legislação aplicável e tem o acompanhamento sistemático desde a aprovação nos Ministérios competentes até sua efetiva implementação. Tem-se também como direcionador a busca de projetos que sejam autossustentáveis e que busquem a autonomia, o resgate da cidadania efetiva, preservando a cultura e história. Estes projetos abrem um importante canal de comunicação com a comunidade.

Responsabilidade Socioambiental

Além de garantir o pleno atendimento à legislação ambiental e às condicionantes estabelecidas nos processos de licenciamento ambiental, nosso modelo de gestão assegura a observância das principais tendências e demandas da sociedade em relação a uma atuação sustentável nos segmentos de transmissão e geração de energia. Assim, trabalhamos principalmente para potencializar os benefícios agregados por uma maior oferta de energias renováveis pela implantação de uma infraestrutura que contribui para o desenvolvimento socioambiental e econômico das comunidades locais.

- Programa de Proteção da Área de Preservação Permanente e Reposição Florestal
- Programa de Recuperação de Áreas Degradadas
- Monitoramento e Manejo de Fauna e Flora
- Plano de Compensação Ambiental
- Monitoramento e Controle de Processos Erosivos
- Programas de Educação Ambiental e Comunicação Social

Biodiversidade

Os potenciais impactos na biodiversidade variam entre os ativos de geração e transmissão, assim como nas fases de operação e implantação. Durante o processo de implantação, contamos com uma equipe dedicada que monitora de perto as obras, o trabalho dos fornecedores e todo o processo de licenciamento ambiental. Na fase de operação, com os possíveis impactos já identificados, seguimos as ações de prevenção, mitigação e compensação conforme estabelecido no Plano Básico Ambiental de cada unidade, válido tanto para os impactos negativos quanto para os positivos.

Clima

Desde 2023, estamos aprimorando a gestão dos dados de emissões de gases de efeito estufa e a elaboração do inventário para poder estabelecer iniciativas de redução de emissões. Utilizamos um *software* de gestão das emissões que traz escalabilidade para a gestão climática e ESG e aumenta a acurácia nas informações fornecidas. Buscamos continuamente processos de melhoria na contabilização das nossas emissões de GEE, em 2024, participamos pelo primeiro ano do Programa Brasileiro GHG Protocol e obtivemos o Selo Ouro, atestando o mais alto nível de qualidade.

Reforçando nosso compromisso com o ODS 13 (Ação contra a mudança global do clima), implementamos a campanha Vá de Etanol para a frota flex e estamos promovendo a descarbonização de empresas parceiras com dois produtos:

- Créditos de carbono, com 1,7 milhões de créditos comercializados em 2024.
- I-RECs, que certificam a origem renovável da energia, com previsão de 107.916 certificados comercializados.

Também participamos voluntariamente pelo segundo ano do CDP, uma iniciativa global que reúne informações sobre a gestão da sustentabilidade de empresas e governos em todo o mundo, reforçando o nosso compromisso com a transparência de nossas informações ambientais. Em 2024, com os dados referentes à 2023, obtivemos a nota C no questionário de Mudanças Climáticas.

Social

No pilar social, a Alupar acredita na construção de uma sociedade mais justa e humana. Desta forma, está engajada no desenvolvimento de projetos sociais que levam melhorias significativas às vidas dos membros das comunidades onde atua: tais como centros voltados à criação artística, incentivo cultural e desenvolvimento social. Nesse sentido, visando minimizar e acompanhar as interferências que seus empreendimentos podem gerar na vida dos membros das comunidades onde está inserida, a Companhia desenvolve ações educativas e informativas. Foram R\$ 6,39 milhões destinados a Projetos Sociais em 2024 através das seguintes leis:

- Lei de Incentivo à Cultura
- Lei de Incentivo ao Esporte
- Fundo Municipal da Criança e do Adolescente
- Fundo de Amparo ao Idoso
- Programa Nacional de Apoio à Atenção da Saúde da Pessoa com Deficiência

Destaques de Projetos Sociais

Mundoteca

A Mundoteca é uma biblioteca pública que visa contribuir para a melhoria da educação por meio do incentivo à leitura e da democratização do acesso ao livro. Com estrutura totalmente lúdica e um acervo cuidadosamente selecionado pela coordenadora pedagógica e pela diretora do projeto, conta com espaços para leitura, mobiliário aconchegante, brinquedos e jogos educativos e equipamentos eletrônicos, como tablets, Smart TV e computador.

O projeto também oferece treinamento para educadores das cidades onde opera, além de consultoria e acompanhamento pedagógico para os profissionais responsáveis pela gestão das bibliotecas.

Desde 2019, já implantou 12 unidades com patrocínio da Alupar, sendo sete em cidades e cinco em comunidades quilombolas. Em 2024, o projeto chegou a Aracati/CE e em 2025 serão inauguradas mais duas bibliotecas na Baixada Santista/SP.

Ecosaneamento para os Córregos do Retiro e Ubaranas

O projeto tem o objetivo de atender às demandas das famílias dentro dos eixos do saneamento básico, promovendo acesso à água potável, banheiros e gestão adequada dos resíduos para os moradores das comunidades rurais do Córrego de Ubaranas e Córrego do Retiro, no município de Aracati, Ceará, localizadas nas mediações do Complexo Eólico Pitombeiras, implantado e operado pelas empresas Energia dos Ventos I, II, III, IV e X.

O projeto reúne tecnologias que são próprias da Sustainable Development and Water for All (SDW), startup baiana, bem como outras disponíveis no mercado, com o intuito de beneficiar mais de 340 famílias. Contrato de Financiamento foi realizado junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, com um total de investimento de R\$ 1,3 milhão.

Iniciativas na América Latina

Museu Nueva Esperanza - Em parceria com a universidade Uniminuto, na Colômbia, criamos o Museu Nueva Esperanza para abrigar o acervo arqueológico (16 toneladas de material) de 500 a.C, encontrado na Cordilheira dos Andes, durante as obras da TCE.

Ainda pela TCE, durante o período de implantação colocamos em prática um plano de investimento social privado, que impactou diretamente mais de 24 mil pessoas em 22 municípios. Os projetos seguiram os ODS e estão baseados nos pilares: Saúde, Educação e Cultura, Infraestrutura e Cidades Sustentáveis.

Programa de Diversidade e Inclusão:

Contamos com um Programa de Diversidade e Inclusão chamado Alento, que tem por princípio a empatia cognitiva, escuta ativa, educação, engajamento, ética e eficácia social. Algumas das ações estão destacadas abaixo:

- Contratação de consultoria especializada em Diversidade e Inclusão;
- Realização de letramentos sobre temas de Diversidade com nossos colaboradores;
- Ações internas em datas de sensibilização de Diversidade;
- Criação da Comissão de Diversidade e Inclusão.

Em 2024, realizamos o censo corporativo, essencial para embasar nosso Planejamento Estratégico de Diversidade e Inclusão.

3.1 - Projeções divulgadas e premissas

(a) objeto da projeção

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não divulga projeções.

(b) período projetado e o prazo de validade da projeção

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não divulga projeções.

(c) premissas da projeção, com a indicação de quais podem ser influenciadas pela administração da Companhia e quais escapam ao seu controle

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não divulga projeções.

(d) valores dos indicadores que são objeto da previsão

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não divulga projeções.

3.2 - Acompanhamento das projeções

(a) informar quais estão sendo substituídas por novas projeções incluídas neste Formulário de Referência e quais delas estão sendo repetidas neste Formulário de Referência

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não divulga projeções.

(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

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não divulga projeções.

(c) quanto às projeções relativas a períodos ainda em curso, informar se as projeções permanecem válidas na data de entrega deste Formulário de Referência e, quando for o caso, explicar por que elas foram abandonadas ou substituídas

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não divulga projeções.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

Os negócios, situação financeira, resultados operacionais, fluxo de caixa, liquidez, reputação e/ou negócios futuros da Companhia poderão ser afetados de maneira adversa por qualquer dos fatores de risco descritos a seguir. O preço de mercado dos valores mobiliários de emissão da Companhia poderá diminuir em razão de qualquer desses e/ou de outros fatores de risco, hipóteses em que os potenciais investidores poderão perder substancial ou totalmente o seu investimento nos valores mobiliários de emissão da Companhia. Os riscos descritos abaixo são aqueles que a Companhia conhece e acredita que, na data deste Formulário de Referência, podem afetar a Companhia adversamente. Além disso, riscos adicionais não conhecidos atualmente ou considerados irrelevantes pela Companhia também poderão afetar a Companhia adversamente.

Para os fins desta seção “4. Fatores de Risco”, 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 e/ou negócios futuros da Companhia e das suas subsidiárias, bem como no preço dos valores mobiliários de emissão da Companhia. Expressões similares incluídas nesta seção “4. Fatores de Risco” devem ser compreendidas nesse contexto.

Não obstante a subdivisão desta seção “4. Fatores de Risco”, determinados fatores de risco que estejam em um item podem também se aplicar a outros itens.

(a) à Companhia

Riscos associados à construção dos nossos projetos de transmissão e geração de energia elétrica, bem como a não conclusão ou eventual atraso na implementação de tais projetos nos termos dos contratos de concessão ou autorização podem afetar adversamente nossa condição financeira e resultados operacionais.

Nossa capacidade de concluir nossos projetos Greenfield com êxito e dentro do orçamento planejado pode ser afetada por riscos associados à construção de sistemas de transmissão e usinas de geração de energia elétrica, tais como o aumento do custo de mão-de-obra e materiais, bens e serviços, riscos de alterações e erros de projeto, atrasos em projetos de terceiros, perdas e danos causados a terceiros, restrições ambientais, atraso no término da construção das obras e em geral nas condições econômicas, comerciais e de crédito, não cumprimento ou cumprimento insatisfatório por parte de empreiteiras e subempreiteiras e interrupções resultantes de problemas de engenharia não previstos. Tais fatores podem aumentar nossos custos de implementação dos projetos, ou impedir a conclusão dos projetos de acordo com os cronogramas previstos nos contratos de concessão e/ou nas autorizações. Além disso, a não conclusão ou eventual atraso na construção e implementação dos nossos projetos poderá resultar em custos operacionais e financeiros adicionais e penalidades, afetando adversamente nosso resultado operacional e financeiro. Dentre as penalidades, como última medida, poderemos perder as concessões e/ou autorizações que detemos caso não sejamos capazes de concluir nossos projetos ou atrasar a construção ou implementação dos projetos em prazo superior ao admitido pelos órgãos reguladores.

Não podemos garantir se, e em que condições, nossas concessões, outorgas e autorizações e as concessões e autorizações das nossas controladas serão renovadas. Nosso crescimento e de nossas subsidiárias poderá ser prejudicado caso não consigamos obter novas concessões, não renovemos algumas das concessões que detemos atualmente ou

deixemos de cumprir com nossas obrigações contratuais de forma a perder o direito de explorar nossas concessões.

Nós e nossas controladas conduzimos nossas atividades de transmissão e geração de energia elétrica de acordo com contratos de concessão, outorgas e/ou resoluções autorizativas recebidas da União, com prazo de vigência de 30 a 35 anos cada um, contados a partir de sua assinatura ou publicação, conforme o caso. A legislação brasileira exige que todas as concessões de serviços públicos sejam concedidas mediante licitação, de acordo com os procedimentos previstos na Lei de Concessões. Segundo a Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995, sua modificação posterior pela Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico e nos termos dos nossos contratos de concessão, nossas concessões de transmissão poderão ser renovadas pelo respectivo poder concedente apenas uma vez, a exclusivo critério da ANEEL e do Ministério de Minas e Energia (“MME”), por igual período, mediante requerimento efetuado pela concessionária que obedeça a determinadas condições mínimas de desempenho, independentemente de sujeição ao processo de licitação. Não obstante, não há previsão legal nem contratual de renovação de nossas concessões/autorizações de geração de energia elétrica. Adicionalmente, nossos planos de expansão da capacidade de transmissão e geração de energia elétrica estão sujeitos ao regime licitatório previsto na Lei de Concessões. Em virtude da discricionariedade do Poder Concedente para a renovação das concessões de transmissão e geração, poderemos estar sujeitos a diversas condições precedentes à renovação das concessões vincendas ou enfrentar concorrência significativa de terceiros ao pleitear a renovação dessas concessões ou para obter quaisquer novas concessões.

Adicionalmente, a ANEEL pode impor penalidades que incluem multas significativas e restrições em operações, bem como a extinção antecipada de nossos contratos de concessão, no caso de descumpirmos qualquer das obrigações estabelecidas nos contratos de concessão e a revogação das autorizações/outorgas emitidas. Existe um rol de penalidades que a ANEEL pode aplicar aos agentes do setor elétrico, devidamente estabelecido pela Resolução Normativa ANEEL nº 846, de 11 de junho de 2019 (“**REN nº 846/2019**”), a saber:

- advertência;
- multas de até 2% da receita anual da Companhia;
- embargo de obras;
- declaração e intervenção na concessão ou permissão para adequação ao serviço público de energia;
- suspensão temporária do direito de participar de licitações e de contratar com a Administração Pública;
- intervenção da ANEEL na administração da concessão; e
- rescisão/caducidade do contrato de concessão.

Sem prejuízo das penalidades cabíveis e das responsabilidades incidentes, a ANEEL poderá intervir na concessão a qualquer momento, se identificado que possíveis ações e medidas determinadas não forem adotadas, para assegurar a adequada exploração das unidades geradoras ou o cumprimento, pela Companhia, das normas legais, regulamentares e contratuais.

Além disso, a ANEEL poderá declarar a caducidade da concessão e promover nova licitação ou outorga e utilizar os recursos gerados para a indenização devida, podendo, inclusive, transferir diretamente aos credores da Companhia a parcela que a eles couber, até o valor dos débitos não liquidados e observado o limite da indenização que seria devida no caso de caducidade.

A aplicação de qualquer penalidade/multa poderá afetar os resultados operacionais e a reputação da Companhia, além de prejudicar a capacidade da Companhia de conduzir seu negócio e de prosseguir com seus objetivos estratégicos.

A legislação aplicável, em especial a REN nº 846/2019, estabelece que as autorizações da Companhia para geração de energia poderão ser revogadas, a critério da ANEEL, caso ocorram infrações que impliquem prejuízo considerável ao desenvolvimento das atividades autorizadas ou configurem sistemática inadimplência do agente setorial nas hipóteses de:

- (i) descumprimento aos cronogramas, às obrigações ou aos encargos decorrentes da autorização;
- (ii) transferência a terceiros dos bens e instalações sem prévia e expressa autorização da ANEEL, quando aplicável;
- (iii) descumprimento à notificação da fiscalização para regularizar a exploração do empreendimento objeto da autorização, quando for o caso;
- (iv) comercialização da energia elétrica em desacordo com as prescrições da legislação ou do ato autorizativo; e
- (v) desligamento do agente da CCEE por inadimplemento.

A revogação da autorização para geração de energia elétrica poderá acarretar a rescisão dos contratos de compra e venda de energia elétrica das subsidiárias da Companhia, que responderão pelas perdas e danos e pelo pagamento de multa por rescisão, arcando com todas as indenizações e compensações cabíveis.

Dessa forma, podemos não recuperar o valor total investido caso quaisquer de nossas concessões, outorgas ou autorizações sejam extintas, o que impactará negativamente a nós e nossos resultados.

Caso ocorram fatores alheios à vontade da Companhia e/ou de suas subsidiárias e/ou circunstâncias em que a Companhia não alcance um acordo com a entidade reguladora, poderemos adotar mecanismos para a devolução de determinadas concessões, o que poderá afetar adversamente os resultados operacionais da Companhia e/ou da respectiva subsidiária.

A imposição de multas ou penalidades pela ANEEL, a não renovação de nossos contratos de concessão ou sua renovação em condições menos favoráveis do que aquelas atualmente em vigor e até mesmo a rescisão de tais contratos poderão afetar negativamente nossos projetos de investimento e nossos resultados operacionais e financeiros.

Podemos ser adversamente afetados pela dificuldade em obter recursos necessários por meio de nossas operações no mercado de capitais ou de financiamentos.

A nossa capacidade de obter financiamentos (captações no mercado de capitais, captações bancárias, e captações junto a bancos de fomento) ou obtê-los em condições favoráveis depende de diversos fatores, entre eles nosso nível de endividamento e das condições de mercado, sendo que não podemos garantir que teremos sucesso em obter tais financiamentos. A incapacidade de obter os recursos necessários ou obtê-los em condições razoáveis pode nos causar efeitos adversos. Caso tenhamos dificuldade de implementar e concluir os investimentos de nossas controladas planejados em seus ativos fixos em função de dificuldades de obter financiamento, a operação e desenvolvimento de nossos negócios poderão ser impactados adversamente. Nossa habilidade de executar nossos investimentos em ativos fixos depende de alguns fatores, inclusive da nossa habilidade de majorar tarifas pelos nossos serviços adequadamente, nosso acesso ao mercado de capitais e uma variedade de contingências operacionais, regulatórias e de outras

naturezas. Não podemos garantir que teremos os recursos financeiros para executar em sua plenitude nossos planos de investimentos, e a falta de acesso a tais recursos em condições e montantes satisfatórios poderá restringir o crescimento e desenvolvimento futuros de nossas atividades, o que pode afetar adversamente nossos negócios e resultados financeiros.

Considerando que atuamos em um setor que exige investimentos significativos, caso o nosso acesso ao mercado de capitais e de crédito seja limitado, poderemos enfrentar dificuldades para cumprir nosso plano de investimentos e manter nossa parcela de mercado, afetando adversamente nossos resultados e nossa condição financeira.

Podemos não conseguir implementar integralmente a nossa estratégia de negócios, o que poderá causar um efeito adverso relevante na nossa capacidade financeira.

A implementação de nossa estratégia de atuação nos setores de geração e transmissão de energia elétrica depende da nossa capacidade de (i) focar nossos investimentos em geração para projetos de pequeno e médio porte; (ii) participar dos próximos leilões de concessão de geração e transmissão no Brasil; (iii) obter o direito de construir novos projetos de transmissão e geração por meio de licitações conduzidas de acordo com a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 (“**Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico**”); (iv) concluir a construção de novos projetos de geração e transmissão, evitando custos extraordinários decorrentes de atrasos na construção, que excedam o valor de orçamento, problemas de engenharia, passivos ambientais e questões relacionadas à propriedade subjacente, manifestações trabalhistas e outros fatores; (v) aproveitar oportunidades atrativas de crescimento por meio de aquisições, bem como adquirir ativos de geração em projeto ou em operação, assim como aumentar a participação em ativos nos quais somos acionistas; (vi) adquirir concessionárias de transmissão e concessionárias ou autorizadas de geração existentes e participações relevantes nestas, inclusive, mediante a participação em eventuais processos de privatização de empresas estatais que atuem no setor de transmissão e geração de energia elétrica; (vii) gerir satisfatoriamente as dificuldades de integração das gestões administrativas e operacionais entre os ativos existentes e aqueles que venham a ser adquiridos; (viii) obter a aprovação pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“**ANEEL**”) e conforme o caso, pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica (“**CADE**”), por terceiros (tais como credores e sócios) para aquisição de concessionária de transmissão ou concessionária ou autorizada de geração de energia elétrica, ou de participação societária relevante em empresa atuante nestes setores; (ix) desenvolver projetos em parceria com outras empresas do setor; (x) obter junto aos órgãos ambientais e regulatórios as licenças e autorizações necessárias à instalação e operação de nossas atividades, bem como aprovação dos respectivos estudos de viabilidade e demais avaliações técnicas; (xi) buscar projetos que assegurem estabilidade de receita e retorno dos investimentos; (xii) aproveitar a estratégia do Governo Federal de fomento à infraestrutura no Brasil; e (xiii) financiar os projetos das nossas subsidiárias, com dívidas adequadas de longo prazo.

Nossa incapacidade de implementar nossa estratégia de crescimento, seja pelo insucesso em qualquer dos fatores citados acima ou quaisquer outros fatores ou de consumir aquisições pretendidas, bem como a absorção de contingências significativas oriundas de tais aquisições ou a realização de aquisições que não nos tragam no futuro um resultado positivo são fatores que poderão impactar adversamente nossos resultados operacionais e financeiros.

As atividades de comercialização estão sujeitas a perdas potenciais devido a variações de curto prazo nos preços de energia no mercado spot. Adicionalmente, poderemos não ser capazes de comprar energia em quantidade suficiente para honrar com os nossos contratos de venda, o que pode nos deixar expostos no mercado spot a preços substancialmente elevados com relação aos nossos contratos de longo prazo.

Em nossas atividades de comercialização de energia podemos não conseguir comprar a energia elétrica de que precisamos para atender aos nossos contratos de venda, o que pode nos expor aos preços do mercado de curto prazo, significativamente mais altos do que os preços dos nossos contratos de médio e longo prazo. Isto é, a Companhia, enquanto agente do mercado livre, está sujeita a possíveis diferenças entre os volumes de energia gerada ou adquirida (oferta) e os volumes de energia vendida ou consumida (demanda). Estas diferenças de volume são liquidadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (“CCEE”) pelo Preço de Liquidação das Diferenças (“PLD”). O PLD é calculado para cada submercado e patamar de carga em base semanal, e baseia-se no Custo Marginal da Operação (“CMO”), limitado a valores mínimos e máximos definidos pela ANEEL. Os valores máximo e mínimo do PLD são revistos e estabelecidos a cada ano pela ANEEL. As variações nos preços de mercado de curto prazo podem levar a perdas potenciais na nossa atividade de comercialização. Os fatores que poderão afetar o PLD incluem (i) variações na carga prevista e identificada; (ii) variações nos níveis dos reservatórios de usinas hidrelétricas; (iii) redução/aumento da afluência prevista e verificada; (iv) antecipações ou atrasos no início das operações de novos geradores e/ou transmissores; e (v) variações na geração prevista e verificada de pequenas usinas. A ocorrência de qualquer um desses fatores poderá levar a uma variação substancial no PLD, o que poderá resultar no aumento de custos ou redução de receita na comercialização de energia no curto prazo, e ainda poderá afetar negativamente o nosso fluxo de caixa.

Podemos não ser capazes de gerar o retorno esperado com relação aos investimentos dos nossos negócios de geração de energia renovável.

Alguns de nossos negócios de geração de energia renovável, dependem de incentivos regulatórios favoráveis para propiciar o investimento contínuo e há uma incerteza significativa sobre até que ponto esses incentivos regulatórios favoráveis estarão disponíveis no futuro. Esses negócios de geração renováveis dependem de alguns fatores que fogem do nosso controle e que podem afetar significativamente esses negócios. A operação de parques eólicos envolve incertezas e riscos relevantes, incluindo risco financeiro associado com a diferença entre a energia gerada e a energia contratada por meio dos leilões públicos de energia ou contratados no mercado livre. Esses riscos financeiros são principalmente: (i) menor intensidade dos ventos e da duração do que aquela contemplada na fase de estudo do projeto; (ii) qualquer atraso no início das operações de um parque eólico; e (iii) indisponibilidade de turbinas eólicas em níveis acima dos padrões esperados. Os níveis de produção dos projetos eólicos dependem de vento adequado, resultando em volatilidade nos níveis de produção e rentabilidade. Por exemplo, para nossos projetos eólicos, as estimativas de recursos naturais são baseadas na experiência histórica, quando disponíveis, e em estudos de recursos eólicos conduzidos por uma certificadora independente, e não refletem necessariamente a produção real de energia eólica em um determinado ano. Adicionalmente, no estágio de desenvolvimento ou aquisição, devido à natureza incipiente dessas indústrias ou à experiência limitada com as tecnologias relevantes, a nossa capacidade de prever os resultados reais de desempenho pode ser prejudicada e os projetos podem não ter o desempenho previsto. Caso estas usinas de geração não sejam capazes de gerar a energia por nós contratada, poderemos ser forçados a comprar o déficit no mercado spot ou arcar com penalidades previstas nos contratos, o que poderia aumentar os nossos custos e gerar perdas neste segmento. Esses projetos são intensivos em capital e geralmente requerem financiamento de terceiros, que pode ser difícil de obter com taxas atrativas. Como resultado, as restrições de capital podem reduzir a nossa capacidade de desenvolver esses projetos ou desenvolvê-los com base em uma estrutura de capital eficiente.

A construção, operação e ampliação de nossas instalações e equipamentos destinados à transmissão e geração de energia elétrica envolvem riscos significativos, que poderão resultar em perda de receita ou aumento de despesas.

O crescimento de nossa receita depende significativamente da nossa capacidade de alocar capital eficientemente e de desenvolver e explorar nossas instalações, bem como de adquirir e renovar nossas concessões, autorizações e permissões.

As atividades de construção, operação e ampliação de instalações e equipamentos destinados à transmissão e geração de energia elétrica envolvem diversos riscos, incluindo:

- nossa incapacidade ou dificuldade de obter as autorizações e licenças governamentais necessárias e aplicáveis aos nossos negócios;
- restrições ambientais ou alterações na legislação ambiental ensejando a criação de novas obrigações e custos aos projetos;
- indisponibilidade de equipamentos ou de mão-de-obra qualificada;
- incapacidade de obter ou manter a posse, servidões e/ou a titularidade dos imóveis necessários para a implantação dos projetos dentro dos prazos e preços inicialmente previstos, seja por atrasos nos procedimentos de regularização fundiária, na aquisição ou arrendamento de terras, ou ainda, por dificuldade de obtenção de ordem judicial para imissão de posse nos imóveis, eventuais problemas na individualização, na cadeia dominial ou constrição de qualquer natureza dos imóveis que ocupamos que gerem discussões sobre os contratos que legitimam a nossa ocupação dos imóveis e/ou que comprometam a nossa regular ocupação; conflitos com os proprietários dos imóveis que ocupamos, bem como com proprietários de imóveis adjacentes ou terceiros, inclusive decorrentes de queixas de ruído ou outros tipos de incômodo, dentre outros fatores;
- sinistros que venham a ocorrer conosco e/ou com nossas controladas, provenientes de problemas de equipamentos ou outros tipos de sinistros quaisquer;
- problemas ambientais, os quais podem gerar a necessidade de adoção de medidas compensatórias e investimentos de valores significativos;
- advento de demandas judiciais e administrativas questionando a validade dos processos de licenciamento ambiental de nossas atividades e demandando a anulação das licenças ambientais emitidas pelo Poder Público e pagamento de indenizações em quantias significativas;
- danos à nossa força de trabalho, aos empreiteiros, às comunidades locais ou ao público em geral;
- greves, paralisações, manifestações trabalhistas ou outras disputas ou interrupções de trabalho;
- interferências climáticas e/ou hidrológicas, tais como secas e geadas;
- interrupção no fornecimento de energia e aumento nas perdas técnicas de energia;
- movimentos sociais organizados, tais como, reivindicações de reassentamento de terras ou outras manifestações de instabilidade social;
- concessão de benefícios e compensações ou indenizações;
- atrasos na construção e operação das instalações ou custos superiores aos previstos;

- indisponibilidade de financiamento adequado às nossas necessidades;
- dificuldade ou inviabilidade de aquisição ou instituição e manutenção de servidão de passagem ou áreas de implementação dos empreendimentos em propriedades de terceiros, incluindo a inviabilidade de lavratura e/ou registro das escrituras públicas e/ou instrumentos particulares de instituição de servidão de passagem ou desapropriação;
- dificuldade de regularização de documentação que comprove a propriedade da terra e a regularidade de sua utilização perante os órgãos competentes, tais como Receita Federal do Brasil, Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária (“**INCRA**”), Corpo de Bombeiros e Municipalidades;
- intervenção e acompanhamento dos órgãos competentes do governo, tais como Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional (“**IPHAN**”), Fundação Palmares e Fundação Nacional do Índio (“**FUNAI**”), além dos órgãos gestores das Unidade de Conservação – Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (“**ICMBio**”), dentre outros;
- dificuldades relacionadas à obtenção e/ou renovação de licenciamento imobiliário de suas instalações, incluindo Autos de Vistoria do Corpo de Bombeiros e Alvarás de Licença de Uso e Funcionamento, que devem ser obtidos junto a municipalidade onde estão localizados os imóveis da Companhia e ao Corpo de Bombeiros do respectivo estado. As licenças e autorizações imobiliárias possuem prazo de validade e devem ser renovadas de tempos em tempos, com ou sem o pagamento de taxas de renovação. A Companhia pode não conseguir obter todas as licenças necessárias, ou ainda não obter as suas renovações de forma tempestiva; e
- advento de demandas judiciais e administrativas ou reclamações de comunidades vizinhas aos empreendimentos por conta dos ruídos ou danos nos imóveis de terceiros proporcionados na captação de energia eólica.

Se qualquer um destes ou outros problemas ocorrerem individualmente ou em conjunto, é possível que nós e/ou nossas subsidiárias enfrentemos custos operacionais e/ou financeiros adicionais que resultem na perda de receita ou no aumento de despesas, bem como na perda de nossas licenças e autorizações, o que pode afetar adversamente nossos negócios, nossa condição financeira, nossa reputação e/ou nossos resultados operacionais.

A Companhia pode ser afetada por novas demarcações de terras indígenas pelas autoridades brasileiras, assentamentos, ocupações de movimentos sociais e comunidades tradicionais.

Comunidades tradicionais (indígenas e remanescentes de quilombos), movimentos sociais, tais como o Movimento dos Trabalhadores Rurais Sem Terra, são *stakeholders* relevantes para o desenvolvimento de empreendimentos no Brasil e que normalmente pleiteiam dos governos federais e estaduais a realização de procedimentos de demarcações de terras, arrecadação e discriminação de terras, reforma agrária e a redistribuição compulsória de terras. Dessa forma, novas demarcações podem afetar a operação de novos empreendimentos, da Companhia, inclusive em virtude da dificuldade na obtenção de licenças de instalação.

As controladas da Companhia podem incorrer em perdas ou custos adicionais em função de não regularização fundiária.

As controladas da Companhia que são concessionárias de transmissão e geração, tem os respectivos direitos de exploração atrelados à respectiva declaração de utilidade pública para desapropriação dos terrenos necessários às suas atividades e instituição de faixa de servidão administrativa. Para as finalidades da Companhia e suas controladas, a regularização fundiária

pode ser compreendida como a necessidade de consolidação da propriedade dos terrenos em nome do empreendedor (a respectiva controlada da Companhia), com a atualização cadastral de tais terrenos perante órgãos como INCRA, Receita Federal e municípios, incluindo a atualização de dados referentes à titularidade, às áreas e aos limites topográficos.

No caso das autorizadas de geração, a regularização fundiária fica a cargo do empreendedor (ou seja, da respectiva controlada da Companhia), podendo constituir uma obrigação para a comprovação da conclusão físico-financeira nos processos de financiamento dos projetos. Adicionalmente, cumpre salientar que, os participantes do setor podem enfrentar o risco de indenizações não previstas e/ou outras perdas relacionadas à questão fundiária, visto que a regularização das terras é um processo moroso, especialmente em regiões onde há forte atuação de movimentos sociais.

Dessa forma, as controladas da Companhia podem incorrer em perdas ou custos adicionais aos originalmente previstos para a regularização fundiária das propriedades e cessão de uso dos terrenos, o que poderá afetar adversamente a Companhia.

A Companhia é uma holding cujos resultados dependem dos resultados das suas controladas e controladas em conjunto.

Os resultados da Companhia dependem diretamente das operações, atividades e resultados de suas controladas e de suas controladas em conjunto, possuindo, cada uma delas, riscos específicos de seus negócios. A capacidade da Companhia de cumprir com suas obrigações financeiras e de pagar dividendos aos seus acionistas, depende da distribuição dos lucros de suas controladas e de suas controladas em conjunto. Não há garantia de que tais recursos serão disponibilizados à Companhia ou que serão suficientes para o cumprimento de suas obrigações financeiras e para o pagamento de dividendos a seus acionistas.

Poderemos ser penalizados caso não consigamos cumprir os padrões de qualidade dos serviços e as obrigações de investimentos em pesquisa e desenvolvimento, previstos nos nossos contratos de concessão de transmissão e autorizações de geração de energia elétrica e na regulamentação aplicável, afetando negativamente nossos resultados.

Nossos contratos de concessão estipulam determinadas condições que devem ser verificadas na prestação dos serviços, tais como a melhoria constante dos padrões de qualidade e a reserva de um percentual de nossa receita para investimentos em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico brasileiro, nos termos da Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, e da regulamentação específica. A Resolução ANEEL nº 846, de 11 de junho de 2019, prevê penalidades contra a inobservância de tais normas ou a prática inferior aos níveis de qualidade estipulados para a prestações dos serviços, que pode incluir multa de até 2% do valor do faturamento da concessionária nos 12 meses imediatamente anteriores à ocorrência da infração. A Resolução ANEEL nº 906, de 8 de dezembro de 2020 aprova o Módulo 4 – Prestação dos Serviços das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, o qual estabelece as disposições relativas à qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, associada à disponibilidade e à capacidade operativa das instalações e aos requisitos mínimos de manutenção das instalações. Na hipótese de nós e nossas controladas não observarmos os respectivos padrões de qualidade e melhoria dos serviços de transmissão e geração de energia elétrica, bem como não investirmos em pesquisa e desenvolvimento, o Poder Concedente poderá aplicar outras penalidades, de acordo com o caso e com a legislação em vigor, podendo, inclusive, decretar intervenção ou até mesmo a caducidade de nossas concessões, o que acarretaria um efeito adverso na nossa condição financeira, operacional e reputacional ou de nossas controladas. Além disso, nos termos da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 (“**Lei de Concessões**”), a execução desses padrões de serviços

é requisito essencial para que possa ocorrer a renovação de nossas concessões. A não renovação dos contratos poderá afetar adversamente os nossos resultados operacionais e financeiros.

O crescimento dos negócios e operações da Companhia pode ser adversamente afetado no caso de não obtenção de novos contratos de compra e venda de energia, tanto no Ambiente de Contratação Regulada (“ACR”) quanto no Ambiente de Contratação Livre (“ACL”).

O plano de negócios da Companhia tem como um dos meios de crescimento a participação em leilões de contratação de energia (i.e., LEN e LER) no ACR. Se o Governo Federal não realizar novos leilões ou se, por qualquer motivo, a Companhia e/ou suas controladas não forem vencedoras desses leilões, a estratégia de crescimento da Companhia poderá ser negativamente impactada, o que poderá, conseqüentemente, afetar de forma significativa e adversa seus resultados e o valor de mercado dos valores mobiliários de sua emissão. Adicionalmente, caso Companhia e/ou suas controladas não obtenham novos contratos no ACL, o crescimento da Companhia também poderá ser negativamente impactado.

O surto de doenças transmissíveis em todo o mundo, como o recente 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 mercado de negociação das ações de emissão da Companhia, podendo também afetar adversamente a implementação de projetos em andamento da Companhia.

Surtos de doenças que afetem o comportamento das pessoas, como o recente coronavírus (“COVID-19”), a dengue, o Zika, o Ebola, a gripe aviária, a febre aftosa, a gripe suína, a Síndrome Respiratória no Oriente Médio ou MERS e a Síndrome Respiratória Aguda Grave ou SARS, podem ter um impacto adverso relevante no mercado de capitais global, nas indústrias mundiais, na economia mundial e brasileira, nos resultados da Companhia e nas ações de sua emissão. Adicionalmente, não podemos assegurar que os impactos da pandemia do COVID-19 não podem impactar adversamente na implementação de projetos em andamento da Companhia, podendo causar atraso do cronograma das construções, bem como alterações no orçamento original de cada um dos projetos.

Em 11 de março de 2020, a Organização Mundial da Saúde decretou a pandemia decorrente do COVID-19, cabendo aos países membros estabelecerem as melhores práticas para as ações preventivas e de tratamento aos infectados. Como consequência, 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 resultou 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, o Brasil enfrentou o surgimento de novas variantes do coronavírus (Sars-Cov-2), que ocasionou o aumento significativo no número de mortos e de infectados, fato que ocasionou o prolongamento da pandemia no Brasil e no mundo, com novos períodos de quarentena e lockdown, restrições a viagens e transportes públicos, fechamento prolongado de locais de trabalho, interrupções na cadeia de suprimentos, fechamento do comércio e redução generalizada de consumo.

Desta forma existe o receio que novos surtos da pandemia de COVID-19 ou um potencial surto de nova doença possa afetar de forma negativa o negócio, a saúde financeira, os resultados

operacionais, a liquidez e o fluxo de caixa da Companhia, uma vez que eventos como estes causam mudanças comportamentais e que necessitam de intervenção de políticas públicas para restrição de mobilidade e de interação social, e que são necessários para o modelo de negócios da Companhia, além de potencial perda de eficiência por falta de mão de obra para execução das atividades de trabalho.

Adicionalmente, qualquer mudança material nos mercados financeiros ou na economia brasileira como resultado desses eventos mundial pode diminuir o interesse de investidores nacionais e estrangeiros em valores mobiliários de emissores brasileiros, incluindo os valores mobiliários de emissão da Companhia, o que pode afetar adversamente 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.

Eventuais novas aquisições de empresas no setor elétrico, poderiam aumentar a nossa alavancagem e afetar adversamente a nossa performance consolidada.

Regularmente analisamos oportunidades para adquirir outras empresas dedicadas às atividades de geração e transmissão de energia elétrica, ou realizar investimentos sem direito a controle em empresas do setor. Tais aquisições envolvem riscos e desafios relacionados à realização das premissas que foram assumidas para projetar a rentabilidade futura do negócio, incluindo a execução da integração das operações, sistemas, funcionários, equipamentos e clientes entre as companhias adquiridas e à geração de retorno esperado sobre os investimentos e a exposição aos passivos dessas companhias. Assim, a integração dos nossos negócios com os negócios das companhias adquiridas e a captação de suas sinergias podem, também, exigir mais recursos e tempo do que inicialmente esperado, sendo que tampouco podemos garantir que tal integração ou sinergias, bem como economias de escala ou ganhos de eficiência, serão de fato realizadas ou obtidos com sucesso. Estas aquisições também podem exigir a aprovação do CADE, da ANEEL e eventuais entidades financeiras credoras. As decisões de qualquer um destes órgãos pode prejudicar os nossos negócios e até mesmo anular a transação. Se adquirirmos outras empresas de energia elétrica, isso poderá aumentar a nossa alavancagem ou reduzir o nosso lucro. O insucesso de quaisquer destas medidas pode afetar de maneira adversa a nossa situação financeira e o resultado de nossas operações.

Interrupções na operação, dificuldades operacionais e/ou distúrbios na qualidade de nossos serviços poderão impactar adversamente nossas atividades e resultados operacionais e financeiros.

Dificuldades operacionais e interrupções não previstas são alguns dos riscos que podem ocorrer na operação de complexas redes de sistemas de geração e transmissão de energia elétrica. Estes eventos adversos podem ocorrer em forma de acidentes, quebra ou falha de equipamentos e/ou processos, desempenho abaixo dos níveis de disponibilidade esperados, ineficiência dos ativos de transmissão e catástrofes (explosões, incêndios, fenômenos naturais, deslizamentos, sabotagem ou outros eventos similares). Nossa cobertura de seguro e de nossas controladas poderá não ser suficiente para cobrir todos os custos e perdas em razão dos danos a seus ativos e/ou interrupções de serviço, causando um efeito adverso relevante aos nossos negócios. Além disso, a implementação, operação e manutenção de nossas instalações e de nossas controladas estão relacionadas à disponibilidade de nossos serviços. De acordo com nossos contratos de concessão de transmissão, estamos sujeitos à redução de nossa Receita Anual Permitida (“RAP”) e à aplicação de penalidades determinadas pelo nível e/ou duração da indisponibilidade de nossos serviços. Qualquer interrupção na prestação dos nossos serviços de geração e transmissão de energia elétrica poderá causar um efeito adverso significativo em nossos negócios, condição financeira e resultados operacionais.

Poderemos não ser capazes de gerar toda a energia que nos obrigamos contratualmente a entregar, o que pode ter um efeito adverso sobre nós.

Nas situações em que o regime pluviométrico afete os montantes de água necessários à recomposição dos reservatórios ou manutenção da vazão mínima dos rios, poderá haver reduções compulsórias decretadas pelo Poder Concedente das quantidades de energia elétrica gerada e comercializada, sendo tal redução compartilhada de forma pro rata entre todos os agentes geradores de energia elétrica, conectados ao Sistema Interligado Nacional (“**SIN**”).

A Companhia poderá sofrer penalidades por qualquer tipo de indisponibilidade não programada nas unidades de geração de energia elétrica, desde que tal indisponibilidade seja apta a afetar negativamente a geração de energia da unidade geradora e, conseqüentemente, as obrigações contratadas de suprimento de energia elétrica.

Em nossos contratos de compra e venda de energia elétrica, obrigamo-nos a gerar e entregar montantes determinados de energia elétrica. Caso não sejamos capazes ou sejamos impedidos de gerar energia elétrica em montante suficiente para cumprir as obrigações por nós assumidas, podemos ter uma redução de nossa receita estimada, o que poderá afetar adversamente nosso fluxo de caixa e resultados operacionais. Adicionalmente, podemos ser obrigados a adquirir energia por meio da celebração de contratos de energia de curto prazo, normalmente mais custosos, para atender nossas obrigações, o que pode comprometer nossa rentabilidade financeira e a qualidade de nossos serviços frente aos consumidores.

O impacto de uma escassez de energia poderá causar um efeito adverso significativo sobre os negócios futuros de geração da Companhia

Em razão da sazonalidade hidrológica, a energia produzida por uma usina hidrelétrica apresenta grande variabilidade ao longo do tempo, dificultando a previsão do fluxo de produção de energia. O regime de chuvas e a vazão dos rios podem ser afetados por uma série de fatores, dentre os quais temperatura do ar, níveis de evaporação, urbanização e outros fatores relacionados à ação do homem, acúmulo de sedimentos no leito do rio, bem como mudanças climáticas associadas ao aquecimento global. Em 2024, de acordo com dados da ANEEL, aproximadamente 52,2% da oferta de energia elétrica no Brasil é gerada a partir de usinas hidrelétricas (incluindo PCHs e centrais geradoras hidrelétricas).

O Brasil está sujeito a condições hidrológicas imprevisíveis devido a desvios não-cíclicos da precipitação média, considerando inclusive a sua vasta extensão territorial. Segundo dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico (“**ONS**”), em 2025, a situação dos principais reservatórios do Brasil eram: Região Sudeste / Centro-Oeste, 69,3%; Região Sul, 33,0%; Região Nordeste, 75,08%; e Região Norte, 97,5%. Condições hidrológicas desfavoráveis podem resultar em baixo fornecimento de eletricidade ao mercado brasileiro, podendo causar, entre outras coisas, a implementação de programas abrangentes de economia de eletricidade, como reduções obrigatórias de consumo, incluindo outras políticas de racionamento que podem reduzir a compra da energia fornecida pelas geradoras e, ainda, alterações nos ajustes tarifários, o que poderá causar um efeito adverso significativo sobre a condição financeira e resultados operacionais da Companhia. Períodos severos ou sustentados de chuvas abaixo da média, como o que vivenciamos no momento, podem afetar adversamente nossos resultados financeiros futuros.

Adicionalmente, como forma de compartilhar os riscos financeiros associados à comercialização de energia elétrica pelas usinas hidráulicas, foi criado o Mecanismo de Realocação de Energia (“**MRE**”). O MRE assegura que, no processo da contabilização na CCEE, todas as usinas participantes do MRE recebam seus níveis de energia assegurada/garantia física (“**Garantia**”).

Física) independentemente da produção real de energia, desde que a geração total do MRE não esteja abaixo do total da garantia física de todas as usinas participantes do MRE.

As usinas que têm produção destinada ao MRE abaixo de sua Garantia Física recebem do MRE, por sua vez, tanto a complementação de sua Garantia Física quanto sua parte proporcional da energia secundária. A alocação de energia elétrica secundária em submercados diferentes daqueles onde se encontram as usinas participantes do MRE, pode acarretar a chamada “exposição à diferença de preços entre submercados”, em função da diferença entre os PLD apurados nos diferentes submercados. A alocação de parte dessa energia secundária, em um submercado valorado a um PLD diverso daquele em que se encontra a usina, pode acarretar prejuízo à Companhia e afetar negativamente seus resultados no caso de o PLD ser menor que o estabelecido para o submercado próprio da usina.

Por sua vez, o Fator de Ajuste da Garantia Física (“**GSF**”) pode ser interpretado como o percentual de energia que todos os geradores participantes do MRE geraram em relação ao total da Garantia Física conjunta do MRE em um determinado mês. Quando o GSF for menor que 100%, os geradores participantes do MRE estão gerando menos energia do que o montante total de sua Garantia Física. Este déficit de geração, usualmente ocasionado pelo risco hidrológico, incorre em uma exposição que é rateada proporcionalmente levando-se em conta a Garantia Física de cada um dos participantes do MRE, desta forma, cada geradora necessita comprar os MWh faltantes para cobrir a exposição e cumprir com seus contratos de venda, a um preço PLD calculado pela CCEE, o que pode impactar negativamente a nós e a nossos resultados.

No último ano de 2024, tivemos um impacto referente ao curtailment. O curtailment, que, inicialmente era um evento pontual relacionado a falhas de transmissão de energia entre os locais de geração e de consumo, tornou-se mais frequente no país e refere-se à limitação da energia gerada, pelas usinas eólicas e solares, por determinação do ONS.

Com maior impacto sobre a região Nordeste, essas restrições ocorrem basicamente por três motivos: (i) indisponibilidades externas à usina, geralmente relacionadas ao sistema de transmissão; (ii) razão energética, na qual a oferta excede o consumo de energia, levando à impossibilidade de alocação de geração na carga; e (iii) confiabilidade operacional.

A metodologia baseada no critério atual de fator de sensibilidade do impacto da restrição na redução de carregamento do sistema de transmissão da região está em revisão. Em setembro de 2024, um novo modelo foi proposto para os estados do RN e CE, ainda considerando o fator de sensibilidade, mas abrangendo um conjunto maior de geradores agrupados em função do impacto semelhante no fluxo de potência que precisa ser controlado. Em ambas as hipóteses, o ONS ressarcir apenas os geradores impactados por falhas nos equipamentos de transmissão (indisponibilidade externa), após um mínimo de horas restritas contabilizadas no ano, conforme regulamentado pela Resolução Normativa ANEEL nº 1.030/2022.

Os ativos de geração renovável da Companhia estão situados nos estados do RN e CE, mais afetados pelo curtailment, com restrições médias no 4T24 de 9,6% e 8,8%, respectivamente.

Visando gerenciar o impacto sobre os resultados, a Companhia realiza mensalmente as provisões negativas sobre a Receita relativa ao Ressarcimento dos efeitos das restrições no Complexo Energia dos Ventos referente a entrega de energia dos CCEAR’s por disponibilidade.

Assim, qualquer um dos efeitos acima causados por escassez de energia pode impactar as atividades de geração da Companhia, afetando negativamente sua condição financeira e resultados operacionais.

Não temos certeza quanto à revisão da Garantia Física nas nossas Usinas Geradoras de Energia, o que pode nos afetar adversamente.

O Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, estabeleceu que a Garantia Física das usinas de geração seria revista a cada cinco anos. Como parte dessas revisões, o Ministério de Minas e Energia (“MME”) pode rever a Garantia Física de uma empresa, limitada à variação máxima de 5% por revisão ou 10% sobre todo o prazo do contrato de concessão. De acordo com a Portaria nº 515/2015 emitida pelo MME, esperava-se que primeira revisão da Garantia Física segundo este processo fosse implementada para as Usinas Hidroelétricas (exceto as Pequenas centrais Hidrelétricas “PCHs”) em janeiro de 2017. Entretanto, o MME emitiu a Portaria nº 714/2016, segundo a qual a Garantia Física vigente à época de cada Usina Hidrelétrica permaneceria em vigor até dezembro de 2017. A primeira revisão da Garantia Física foi implementada em janeiro de 2018 de acordo com a Portaria MME nº 178/2017 e levou à redução na Energia Assegurada de uma de nossas Usinas Hidrelétricas, Foz do Rio Claro, de 41 MW para 39 MW. As PCHs, diferentemente das outras Usinas Hidrelétricas, estão sujeitas a revisões anuais da sua Garantia Física desde 2010, de acordo com a Portaria MME nº 463/2009. Não podemos ter certeza do modo, como e quando as revisões futuras afetarão a Garantia Física de cada uma das nossas usinas individualmente, se os produtores de energia renovável terão sucesso em seu recurso contra o processo de revisão ou se o efeito global das revisões aumentará ou reduzirá a nossa Garantia Física. Quando a Garantia Física de uma usina é diminuída, nossa capacidade de fornecer energia elétrica de acordo com os contratos de compra e venda de energia (“CCES”) das usinas é afetada negativamente, o que pode levar a uma redução nas nossas receitas e aumento nos nossos custos se as nossas subsidiárias de geração forem obrigadas a comprar energia elétrica em outros lugares.

Alguns de nossos contratos de concessão possuem disposições de redução da RAP (Receita Anual Permitida), o que pode afetar adversamente a Companhia.

As concessionárias de transmissão de energia elétrica são remuneradas pela disponibilidade de suas instalações, conforme valor homologado pela ANEEL, quando da outorga do contrato de concessão, e não conforme a carga de energia elétrica transmitida. Pela disponibilização das instalações de transmissão para a operação comercial, a Companhia e suas controladas em comum têm direito, nos primeiros 15 anos de operação comercial, à RAP (Receita Anual Permitida) reajustada anualmente pela variação do IGP-M ou IPCA conforme o caso. Em alguns dos mencionados contratos de concessão, a RAP (Receita Anual Permitida) terá seu valor reduzido em 50% a partir do 16º ano do início da prestação dos serviços, até o término do prazo das concessões.

Em função do exposto acima, a Companhia poderá sofrer uma considerável redução de fluxo de caixa caso não consiga gerar novas receitas que possam compensar, total ou parcialmente, a redução da RAP (Receita Anual Permitida). A Companhia não pode garantir que conseguirá (i) vencer novas licitações; ou (ii) realizar aquisição de concessionárias existentes (seja por meio de aquisição de participação societária ou outros), nos prazos e valores necessários para reestabelecer seu fluxo de caixa. Caso não tenha sucesso em recompor seu fluxo de caixa, a Companhia poderá ter seu crescimento e capacidade de investimento adversamente afetados.

Nossa atuação nos setores de transmissão e geração de energia elétrica brasileiro poderá ser prejudicada pela concorrência.

No segmento de transmissão e de geração de energia, enfrentamos concorrência nos leilões da ANEEL e por tal razão podemos sofrer condições adversas no nosso desenvolvimento e crescimento.

Dessa forma, não há como assegurar que teremos sucesso em vencer os leilões em que participamos, o que poderá causar um efeito adverso sobre nós. Adicionalmente, com relação às atividades de comercialização atreladas ao segmento de geração de energia, outros fornecedores de energia elétrica podem competir conosco na oferta de energia elétrica a certos consumidores qualificados como consumidores “livres” ou potencialmente “livres”. A decisão dos consumidores “livres” de comprarem energia elétrica de nossos concorrentes pode nos afetar negativamente, impactando nosso fluxo de caixa e nossos resultados operacionais.

A Companhia pode precisar de recursos adicionais no futuro por meio de emissão de ações, ou outros valores mobiliários conversíveis ou permutáveis em ações, o que pode resultar em uma diluição da participação de seus acionistas no capital social da Companhia.

A estratégia de crescimento da Companhia envolve a busca por mecanismos de obtenção de capital adicional que possibilitem a implantação de novos projetos e a aquisição de ativos operacionais, dentre os quais a realização de novas emissões de valores mobiliários, inclusive ações. Portanto, a Companhia pode precisar captar recursos adicionais no futuro, a serem obtidos inclusive por meio de emissões públicas ou privadas de valores mobiliários, incluindo ações ou instrumentos conversíveis ou permutáveis em ações de emissão da Companhia. Qualquer emissão de ações ou outros valores mobiliários conversíveis ou permutáveis em ações de emissão da Companhia podem diluir a participação de acionista em seu capital social. A distribuição pública de ações ou valores mobiliários conversíveis ou permutáveis em ações de emissão da Companhia pode ser realizada, inclusive, com a exclusão do direito de preferência dos acionistas da Companhia, podendo resultar na diluição da participação dos seus acionistas no capital social e, caso a emissão seja realizada abaixo do valor contábil, poderá resultar também em uma diluição do valor contábil. Adicionalmente, ainda que a Companhia emita ações ou valores mobiliários conversíveis em ações ou permutáveis em ações de emissão da Companhia sujeitos ao direito de preferência, os investidores que optarem por não participar de qualquer oferta prioritária poderão sofrer uma diluição de sua participação no capital social da Companhia.

Os titulares das nossas ações podem não receber dividendos ou juros sobre o capital próprio ou receber dividendos inferiores ao mínimo obrigatório.

De acordo com o estatuto social da Companhia, esta deve pagar a seus acionistas, no mínimo, 25% (vinte e cinco por cento) de lucro líquido anual, calculado e ajustado nos termos da Lei das Sociedades por Ações, sob a forma de dividendos obrigatórios.

Em determinadas circunstâncias, a Companhia pode não ser capaz de distribuir dividendos ou distribuí-los em valor inferior ao dividendo mínimo obrigatório. Dentre elas: caso o lucro líquido seja capitalizado, utilizado para compensar prejuízo ou retido nos termos da Lei das Sociedades por Ações; caso o Conselho de Administração informe à Assembleia Geral que a distribuição é incompatível com a situação financeira da Companhia, suspendendo a distribuição obrigatória de dividendos em determinado exercício social; caso o fluxo de caixa e os lucros das controladas, bem como a distribuição desses lucros sob a forma de dividendos ou juros sobre o capital próprio, não ocorra, fazendo com que o dividendo mínimo obrigatório da Companhia ultrapasse a parcela realizada do lucro líquido do exercício; e/ou a existência atual ou futura de restrições à distribuição de dividendos nos contratos de financiamento celebrados pela Companhia. Além disso, alguns dos contratos de financiamento celebrados incluem restrições quanto ao pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio aos acionistas, o que, por consequência, pode limitar a disponibilidade de caixa da Companhia e comprometer a sua habilidade de fazer distribuições de proventos aos acionistas da Companhia. Dessa forma, os titulares das ações de emissão da Companhia podem não receber dividendos ou juros sobre capital próprio em tais circunstâncias ou receber dividendos inferiores ao mínimo obrigatório.

A incapacidade ou falha em proteger a propriedade intelectual da Companhia ou a violação, pela Companhia, à propriedade intelectual de terceiros pode ter impactos negativos no resultado operacional da Companhia.

O sucesso da Companhia depende, em parte, de sua capacidade de proteger e preservar seus ativos de propriedade intelectual, incluindo, mas não se limitando a marcas e nomes de domínio, de modo que quaisquer dificuldades em proteger adequadamente tais ativos podem afetar a Companhia negativamente.

A título exemplificativo, eventos como o indeferimento definitivo de seus pedidos de marca perante o Instituto Nacional da Propriedade Industrial (“INPI”) ou, ainda, o uso indevido ou não autorizado das marcas registradas da Companhia podem diminuir o valor das marcas da Companhia ou sua reputação, de modo que a Companhia poderá sofrer impacto negativo em seus resultados operacionais.

Há também o risco, ainda que por omissão, de a Companhia não conseguir renovar e manter o registro de algum de seus ativos de propriedade intelectual em tempo hábil ou que os seus concorrentes contestem ou invalidem quaisquer de seus ativos de propriedade intelectual existentes ou futuras solicitadas ou licenciadas pela Companhia.

Além disso, a Companhia pode enfrentar processos judiciais para alegar direitos ou infrações, proteger seus segredos comerciais ou *know-how*, ou determinar o escopo e validade de direitos de sua exclusividade ou de terceiros. Ainda, mudanças na Lei de Propriedade Industrial, nos acordos internacionais que tratam sobre propriedade intelectual podem causar um efeito material adversos nos negócios, condição financeira e resultado das operações da Companhia.

Caso a Companhia não logre êxito em obter os registros pendentes, bem como proteger adequadamente seus ativos intangíveis, tal evento poderá gerar impactos adversos relevantes nos negócios, situação financeira, resultados operacionais, fluxo de caixa, liquidez, reputação e/ou negócios futuros da Companhia. Adicionalmente, terceiros podem alegar que os produtos ou serviços prestados da Companhia violam seus direitos de propriedade intelectual. Qualquer demanda relacionada a ativos de propriedade intelectual pode ter um efeito negativo no resultado operacional da Companhia, devido à incerteza de litígios sobre o assunto.

Nossos contratos financeiros possuem obrigações específicas, dentre as quais a obrigação de manutenção de índices financeiros e restrições à nossa capacidade de endividamento, sendo que qualquer inadimplemento em decorrência da inobservância dessas obrigações pode nos afetar adversamente e de forma relevante.

Nós e nossas controladas somos parte em diversos contratos financeiros, os quais nos sujeitam a certas condições e obrigações específicas, dentre as quais, a de manter determinados índices financeiros ou que restringem nossa autonomia e nossa capacidade de contrair novos empréstimos em virtude de contratos celebrados para a captação de recursos. A hipótese de inadimplemento em decorrência da inobservância dessas obrigações e condições poderá resultar na decisão dos credores em declarar o vencimento antecipado do saldo devedor da respectiva dívida, bem como pode resultar no vencimento antecipado de dívidas de outros contratos financeiros, tornando-se imediatamente exigíveis os valores vincendos (principal, juros e multa) objeto dos respectivos contratos. Na hipótese de vencimento normal ou antecipado decorrente de inadimplemento de algumas de nossas dívidas, nossos ativos e fluxo de caixa poderão não ser suficientes para quitar o saldo devedor dos nossos contratos financeiros, o que poderá causar um efeito negativo relevante sobre nossa situação financeira e resultados operacionais. Ademais, a existência de limitações a nossa dívida bruta e à de nossas controladas poderá afetar nossa capacidade de captar novos recursos necessários ao financiamento de nossas atividades e de nossas obrigações vincendas,

bem como a nossa estratégia de crescimento, o que poderá influenciar negativamente nossa capacidade de honrar compromissos financeiros. Para mais informações sobre as obrigações e restrições dos nossos contratos financeiros dos contratos, veja item 2.1.f (iv) deste Formulário de Referência.

Além disso, em 31 de dezembro de 2024, nossas subsidiárias possuíam 23 contratos de financiamento com bancos de fomento e entidades multilaterais de crédito nos quais, nós, como garantidores, empenhamos as ações detidas por nós e de emissão cada uma dessas subsidiárias, como garantia desses contratos. Essas garantias incluem todas as ações por nós detidas, com ou sem direito a voto, atualmente ou no futuro, emitidas por cada uma dessas subsidiárias. Portanto, na hipótese de quaisquer dessas subsidiárias não cumprir o contrato, o credor poderá executar o respectivo penhor de ações, para quitar os débitos. Como resultado de tal execução, podemos perder toda ou parte de nossa participação na subsidiária afetada, bem como ocasionar descumprimento de contratos de financiamento de outras subsidiárias, o que poderia desencadear eventual evento de vencimento antecipado cruzado (*cross-acceleration*) ou de inadimplemento cruzado (*cross-default*). Assim, com a eventual perda das participações societárias detidas pela Companhia em suas subsidiárias, resultante de eventual excussão, total ou parcial, dos penhores constituídos sobre tais ações no âmbito dos financiamentos acima mencionados, podemos sofrer perdas de receitas significativas, com impacto financeiro negativo em nossos resultados.

Possuímos bens e ativos vinculados à prestação de serviços públicos que não são disponíveis para satisfazer nossas obrigações em eventuais execuções ou para eventos de liquidação ou falência, o que poderá afetar negativamente nossos negócios.

Grande parte dos nossos bens, inclusive parte dos nossos ativos de geração e transmissão de energia elétrica, está vinculada à prestação de serviços públicos ou de utilidade pública. Esses bens, exceto em casos excepcionais com a devida anuência da ANEEL, não estarão disponíveis para liquidação em caso de falência ou penhora para garantir a execução de decisões judiciais, uma vez que devem ser revertidos ao Poder Concedente ao final dos seus respectivos contratos de concessão ou autorizações, conforme o caso, ou no caso de sua extinção antecipada, de acordo com a legislação aplicável. Além disso, o valor a que temos direito a título de indenização do Poder Concedente em caso de extinção antecipada de nossas concessões/autorizações pode ser menor do que o valor de mercado dos bens revertidos. Desse modo, na hipótese de inadimplemento de quaisquer das nossas obrigações ou por quaisquer de nossas controladas, nem todos os nossos bens e ativos poderão ser objeto de execução para satisfazer as obrigações inadimplidas, bem como tais limitações podem reduzir significativamente os valores disponíveis aos nossos acionistas em caso de liquidação ou de falência, o que pode ter um efeito adverso sobre nossos negócios e nossa capacidade de obter financiamento.

Nosso nível de endividamento poderá afetar adversamente nossa situação financeira.

Possuímos um nível significativo de endividamento em razão da necessidade de grande volume de recursos financeiros para a realização de investimentos. Em 31 de dezembro de 2024, nossa dívida bruta (empréstimos, financiamentos e debêntures, circulante e não circulante) era de R\$ 12.638,1 milhões. Variações adversas significativas nas taxas de juros na economia brasileira podem nos impactar, causando um aumento de nossas despesas futuras com encargos de dívida ou uma incapacidade de renegociar o prazo de pagamento, o que poderá reduzir nosso lucro líquido e, consequentemente, nossa capacidade para honrar nossas obrigações contratuais e os valores disponíveis para distribuição aos nossos acionistas na forma de dividendos e outros proventos. Além disso, podemos incorrer em endividamento adicional no futuro para financiar aquisições, investimentos ou para outros fins, bem como para a condução de nossas operações, sujeito às restrições aplicáveis à dívida existente. Caso incorramos em endividamento adicional, os riscos

associados com nossa alavancagem financeira poderão aumentar, tais como a possibilidade de não conseguirmos gerar caixa suficiente para pagar o principal, juros e outros encargos relativos à dívida ou para fazer distribuições para nossos acionistas. Além disso, caso haja descumprimento de determinadas obrigações de manutenção de índices financeiros e outras obrigações, poderá ocorrer vencimento antecipado das dívidas anteriormente contraídas, o que pode impactar de forma relevante nossa capacidade de honrar nossas obrigações. Na hipótese de vencimento antecipado das dívidas, os ativos e fluxo de caixa poderão ser insuficientes para quitar o saldo devedor dos contratos de financiamento. Caso não seja possível realizar a manutenção dos nossos níveis de endividamento e de nossas subsidiárias e/ou incorrer em dívidas adicionais, poderemos ter nossos negócios, resultados operacionais e financeiros, bem como nossos fluxos de caixa adversamente afetados.

As operações e projetos de investimento da Companhia podem apresentar prejuízos ou fluxos de caixa negativos por um período indeterminado.

Ao longo dos últimos três exercícios sociais, a Companhia e suas controladas realizaram desembolsos significativos em investimentos, tais como: (i) na construção de projetos; (ii) no desenvolvimento do portfólio de ativos; e (iii) na aquisição de novos projetos e sociedades. A Companhia e suas controladas podem incorrer futuramente em expressivos investimentos de capital e, conseqüentemente, em expressivos desembolsos em razão das atividades planejadas. Dessa forma, a Companhia e/ou suas controladas podem não alcançar a rentabilidade prevista nos planos de negócios ou fluxo de caixa positivo, o que pode impedir a Companhia e suas controladas de pagar dividendos ou saldar suas demais obrigações tempestivamente, o que poderá causar um efeito adverso relevante para a Companhia.

Nossas apólices de seguro podem ser insuficientes para cobrir eventuais sinistros e perdas.

Nós e nossas controladas contratamos apólices de seguros contra determinados tipos de riscos. Contudo, as nossas apólices de seguro podem não ser adequadas e/ou suficientes em todas as circunstâncias ou contra todos os riscos aos quais estamos expostos no curso habitual dos nossos negócios. A ocorrência de um sinistro significativo não segurado ou indenizável, parcial ou integralmente, ou a não observância de nossos subcontratados em cumprir com as obrigações indenizatórias assumidas na contratação dos seguros, pode ter um efeito adverso para nós. Além disso, podemos não ser capazes de renovar ou obter, no futuro, apólices de seguro nos mesmos termos daqueles em vigor. Dessa forma, podemos ser prejudicados pela ocorrência de sinistros que resultem em danos para os quais não estejamos totalmente cobertos por nossas apólices de seguro. Por fim, a utilização das apólices de seguro da Companhia exige o pagamento de um prêmio, o que poderá gerar custos adicionais aos seus negócios. A falha da Companhia ou de nossas subsidiárias em realizar o pagamento dos prêmios da maneira acordada pode fazer com que a cobertura contratada fique indisponível. Estes fatores podem gerar um efeito adverso nos nossos negócios, resultados operacionais e financeiros, bem como em nosso fluxo de caixa.

Nós e nossas controladas poderemos ser responsabilizados por perdas e danos causados a terceiros em decorrência de falhas na geração e/ou transmissão de energia elétrica e os seguros contratados poderão ser insuficientes para cobrir estas perdas e danos.

Nós e nossas controladas poderemos ser responsabilizados por perdas e danos diretos ou indiretos causados a terceiros em decorrência de falhas nos serviços de geração e/ou transmissão de energia elétrica, além de danos oriundos da implantação e manutenção de UHEs e sistemas de transmissão. Além disso, somos proporcionalmente responsáveis, em conjunto, com os demais membros integrantes do ONS, por perdas e danos causados a consumidores finais em decorrência de falhas nos sistemas de geração, transmissão ou distribuição de energia. Nesse sentido, os

negócios, nossos resultados operacionais e as condições financeiras poderão ser adversamente afetados por eventuais falhas verificadas.

Nosso crescimento depende de nossa capacidade de atrair e conservar pessoal técnico e administrativo altamente habilitado. Eventual perda de pessoal pode gerar riscos relacionados a treinamento, escassez de mão de obra e/ou custos adicionais.

Dependemos altamente dos serviços de pessoal técnico, bem como daqueles prestados por membros da nossa administração, na execução de nossa atividade de desenvolvimento e implantação de projetos, bem como na operação dos ativos existentes. Se perdermos os principais integrantes desse quadro de pessoal, teremos de atrair e treinar pessoal adicional para nossa área técnica, o qual pode não estar disponível no momento de nossa necessidade ou, se disponível, pode ter um custo elevado para nós. Pessoal técnico vem sendo muito demandado e nós concorremos por esse tipo de mão-de-obra em um mercado global desses serviços. Oportunidades atraentes no Brasil e em outros países poderão afetar nossa capacidade de contratar ou de manter os talentos que precisamos reter. Se não conseguirmos atrair e manter o pessoal essencial de que precisamos para expansão de nossas operações, poderemos ser incapazes de administrar nossos negócios de modo eficiente, o que pode ter um efeito adverso sobre nós.

Podemos não obter sucesso na manutenção das parcerias existentes ou em firmar possíveis novas parcerias, o que pode afetar desfavoravelmente nossos resultados operacionais.

Não podemos assegurar que teremos sucesso na manutenção das parcerias existentes, tanto da Companhia quanto de nossas subsidiárias, com regularidade de preços, condições comerciais favoráveis, benefícios à nossa imagem e demais parcerias. Futuros interesses dos nossos parceiros, bem como oscilações na economia poderão alterar o cenário presente e afetar desfavoravelmente a continuidade das nossas atuais parcerias e, conseqüentemente, poderá afetar adversamente nosso resultado operacional e financeiro.

Poderemos ter dificuldades em integrar ou administrar concessionárias, autorizadas e/ou permissionárias que venhamos a adquirir, o que pode afetar negativamente nosso negócio, condição financeira e resultados operacionais.

Poderemos adquirir futuramente participações em concessionárias de transmissão e em concessionárias e/ou autorizadas e/ou permissionárias de geração de energia elétrica como parte de nossa estratégia de crescimento. A demanda de capital e investimento para tais aquisições pode gerar eventuais prejuízos ou um fluxo de caixa negativo, bem como podemos não obter benefícios previstos nestas eventuais e futuras aquisições. Além disso, poderemos não ser capazes de integrar de forma eficiente em nossa organização determinado negócio adquirido e de gerir satisfatoriamente tal negócio ou a sociedade que resultar destas aquisições. Dessa forma, esses processos de integração poderão nos expor a determinados riscos, como despesas não previstas e potenciais atrasos relacionados à integração das operações das sociedades, desvio da atenção da administração dos negócios em curso, potenciais contingências não esperadas e reivindicações legais feitas ao negócio adquirido antes de sua aquisição. No âmbito dessas aquisições, a qualquer momento, poderão ser identificadas contingências e passivos nos ativos e empresas adquiridos, sendo que a Companhia poderá ser responsabilizada na qualidade de sucessora das empresas, bem como incorrer em custos adicionais não previstos.

Ainda, essa estratégia de crescimento da Companhia envolve riscos, dentre os quais: (a) avaliação e estruturação de plano de crescimento com base em premissas que não venham a se concretizar; (b) potencial necessidade de recursos adicionais e demanda de tempo substancial; (c) aquisição de negócios que não contribuam para a estratégia de crescimento da Companhia; (d) pagar mais do que o real valor do negócio; (e) não obtenção do aumento previsto em suas receitas por razões

exógenas ao controle da Companhia; (f) não identificação, no âmbito de processo de auditoria antes da conclusão da aquisição, de todos os potenciais passivos contingentes da adquirida, tais como processos administrativos ou judiciais cíveis, fiscais, criminais, trabalhistas e previdenciários, irregularidades na condução dos negócios, contingências relacionadas a propriedade intelectual, sendo que eventuais indenizações por tais passivos podem ser insuficientes; (g) as demonstrações financeiras das empresas adquiridas podem ter sido preparadas em desacordo com as práticas contábeis vigentes ou deficiências significativas de controles internos que, ainda que não identificados podem, por estes ou por outros fatores, fazer com que as demonstrações financeiras não reflitam de forma verdadeira e adequada a condição financeira de referida empresa; (h) não conclusão das aquisições nas condições que a Companhia vislumbra ou que atendam suas expectativas de retorno; (i) eventual não cumprimento de condições precedentes para o fechamento, incluindo a obtenção de aprovação do CADE, se aplicável; e (j) a integração de sistemas e de outros recursos pode ser substancialmente mais demorada e custosa do que o planejado e desviar a atenção da administração da Companhia. Nesse sentido, o sucesso de referidas aquisições depende, dentre outros, da capacidade da Companhia de estabelecer premissas apuradas e adequadas referentes à avaliação, às operações, ao potencial de crescimento e outros fatores referentes aos respectivos negócios destas empresas, sendo que a Companhia não pode garantir que terá sucesso em tais fatores e tampouco que fatores fora de seu controle não afetarão adversamente as controladas da Companhia ou a própria Companhia.

Poderemos não ser bem-sucedidos ao lidar com estes ou outros riscos ou problemas relacionados às operações mais recentes ou a qualquer outra operação de aquisição futura. Nossa inabilidade em integrar nossas operações com sucesso, ou qualquer atraso significativo em alcançar esta integração poderá nos afetar adversamente.

Decisões judiciais ou administrativas desfavoráveis ou a impossibilidade de se realizar depósitos judiciais ou de se prestar ou oferecer garantias em processos judiciais, administrativos ou arbitrais atuais e/ou futuros, bem como investigações ou alegações podem nos afetar adversamente.

Nós, nossas subsidiárias, nossa controladora, nossos administradores e acionistas somos e/ou podemos vir a figurar no polo passivo em processos administrativos e judiciais, nas esferas ambiental, fiscal, cível, trabalhista, fundiária, regulatória e criminal, além de algumas subsidiárias serem parte em processos arbitrais. Não há garantia de que nós, nossa controladora, nossas subsidiárias, nossos administradores ou nossos acionistas obteremos resultados favoráveis ou de que processos judiciais, arbitrais ou administrativos propostos serão julgados procedentes, ou, ainda, de que nossas provisões (quando houver) serão suficientes. Além disso, em 31 de dezembro de 2024, não possuíamos valores provisionados para as demandas arbitrais em que nossas controladas fossem rés, o que pode nos afetar adversamente em casos de decisões desfavoráveis em tais demandas. Caso nós, nossas subsidiárias, nossa controladora, nossos administradores e/ou nossos acionistas venhamos a ser condenadas nestes processos, nós e nossas subsidiárias poderemos ter nossos negócios, reputação, resultados operacionais, financeiros, bem como fluxos de caixa adversamente afetados. Ademais, eventual condenação de nossos administradores, especialmente em casos de processos de natureza criminal e/ou relacionados a violação à legislação anticorrupção, podem impossibilitá-los ao exercício de suas funções na Companhia. Para mais informações acerca dos processos administrativos e judiciais nos quais a Companhia e seus administradores estão envolvidos, ver item “4.4 - Processos não sigilosos relevantes”.

Adicionalmente, é possível que não tenhamos recursos necessários para realizar depósitos judiciais, prestar ou oferecer garantias em processos judiciais ou administrativos que discutam valores substanciais. A dificuldade na obtenção de recursos necessários para a realização destes depósitos ou de prestação ou oferecimento destas garantias não suspenderá a cobrança dos

valores decorrentes de eventuais condenações e poderá ter um efeito adverso aos nossos negócios, condição financeira e resultados operacionais.

A Companhia pode não ser capaz de identificar, monitorar ou evitar que membros de sua administração, empregados e/ou terceiros agindo em seu nome, interesse ou benefício atuem em situações contrárias à legislação aplicável e regulamentações aplicáveis, bem como, aos padrões éticos mínimos, incluindo em atos que se qualificam como improbidade administrativa, fraude à licitação, corrupção, lavagem de dinheiro e outras condutas similares no Brasil ou em outras jurisdições, o que pode expor a Companhia, os membros de sua administração e empregados a sanções judiciais e administrativas, impactando de maneira adversa a reputação, situação financeira, resultados operacionais e negócios da Companhia.

A Companhia está sujeita às leis brasileiras anticorrupção – incluindo, por exemplo, a Lei n.º 8.429/1992 (“**Lei de Improbidade Administrativa**”), a Lei n.º 8.666/1993 (“**Lei de Licitações**”) e a Lei n.º 12.846/2013 (“**Lei Anticorrupção**”), bem como a outras normas, leis e regulações que preveem mínimos padrões éticos e de conduta, incluindo em outras jurisdições nas quais também atua.

Os mecanismos de prevenção e combate à corrupção, bem como os controles internos da Companhia podem não ser eficazes em identificar, analisar, quantificar, avaliar, monitorar ou evitar (i) violações à Lei de Improbidade Administrativa, à Lei de Licitações, à Lei Anticorrupção ou a leis similares; (ii) ocorrências de comportamentos fraudulentos e desonestos por parte dos administradores, empregados ou terceiros contratados para representar a Companhia ou quaisquer outros agindo em seu nome, interesse ou benefício; ou (iii) outras ocorrências de comportamentos não condizentes com princípios éticos, que possam afetar adversamente reputação, negócios, condições financeiras e resultados operacionais da Companhia. Adicionalmente, os negócios e a reputação da Companhia podem ser afetados de maneira adversa, caso seus processos e/ou serviços sejam utilizados para a prática de corrupção ou de outros atos ilegais.

O judiciário brasileiro e as agências regulatórias têm poder e autoridade para impor multas e outras penalidades na Companhia caso os atos praticados, inadvertida ou voluntariamente, pelos membros da administração, empregados e/ou terceiros agindo em nome, interesse ou benefício da Companhia sejam definidos como “corrupção” ou de outro modo ilegais. A Lei Anticorrupção impõe responsabilidade objetiva às empresas, no âmbito cível e administrativo, por atos lesivos à administração pública praticados em seu nome, interesse ou benefício, exclusivo ou não, podendo resultar, por exemplo, nas seguintes sanções: (i) multa no valor de até 20% (vinte por cento) do faturamento bruto do exercício anterior ao da instauração do processo administrativo, (ii) publicação extraordinária de sentença condenatória, (iii) obrigação de reparação de danos causados, (iv) perdimento de bens, direitos e valores ilicitamente obtidos, suspensão ou interdição parcial de atividades, e/ou (vi) proibição receber benefícios ou incentivos fiscais ou creditícios ou empréstimos de órgãos ou entidades públicas e de instituições financeiras públicas ou controladas pelo poder público, entre outras que, se aplicadas, podem afetar material e adversamente resultados da Companhia.

A Companhia também pode vir a ser solidariamente responsabilizada pelo pagamento de multa e reparação integral do dano causado em razão de práticas contrárias à Lei Anticorrupção por suas sociedades controladas, controladoras, coligadas, ou, no âmbito do respectivo contrato, consorciadas, que nesse caso poderiam afetar material e adversamente a reputação, negócios, condições e resultados operacionais da Companhia.

Além disso, a Companhia pode não ser capaz de assegurar que todos os seus administradores, empregados, representantes, fornecedores ou quaisquer outros terceiros agindo em seu nome,

interesse ou benefício atuem em estrito cumprimento às políticas internas, leis e regulamentos aplicáveis voltados à prevenção e combate à corrupção. Deste modo, a Companhia poderá estar sujeita a violações de seu Código de Ética, Conduta & Compliance, de suas Políticas Internas, das leis e regulamentos listados acima e legislação correlata, em decorrência de conduta nos negócios e ocorrências de comportamento fraudulento e ilícito por parte de seus administradores, empregados, parceiros de negócios e terceiros que atuem em seu nome ou em benefício da Companhia.

A existência de investigações, inquéritos ou processos de natureza administrativa e/ou judicial, nas esferas cível e/ou penal, relacionados a atos que violem as leis aplicável praticados por tais pessoas contra a administração pública do Brasil ou do exterior, em nome, interesse ou benefício da Companhia podem resultar em (i) multas e indenizações nas esferas administrativa, civil e penal; (ii) perda de licenças operacionais; (iii) proibição ou suspensão de atividades; (iv) invalidade (nulidade ou anulabilidade) ou vencimento antecipado de contratos; (v) perda de direitos de contratar com a administração pública, de receber incentivos ou benefícios fiscais ou quaisquer financiamentos e recursos da administração pública; entre outras sanções e consequências.

Se a Companhia não for capaz de manter os processos de governança, gestão de riscos e *compliance* operando de maneira efetiva, agravará o risco de não (a) ser capaz de elaborar suas demonstrações e informações financeiras adequadamente, (b) reportar seus resultados de maneira precisa, (c) prevenir a ocorrência de fraudes e/ou a ocorrência de outros desvios. Dessa forma, a falha e/ou a ineficácia nos controles internos da Companhia poderão ter um efeito adverso significativo em seus negócios.

O risco decorrente da percepção negativa do nome da Companhia pelo envolvimento em qualquer uma das hipóteses acima por parte de contrapartes, acionistas, investidores, reguladores e a sociedade de modo geral pode ter origem em diversos fatores, inclusive os relacionados ao não cumprimento de obrigações legais, práticas de negócio inadequadas, relacionamento com parceiros com postura ética questionável, má conduta de colaboradores, vazamento de informações, práticas anticoncorrenciais, falhas no processo de gestão de riscos, entre outros. A reputação da Companhia também pode ser impactada indiretamente por ações ilegais ou ilícitas praticadas por terceiros, como parceiros de negócios. Os danos à reputação da Companhia, sanções ou outras imposições legais também podem produzir efeitos adversos sobre seus negócios, suas condições financeiras e seus resultados operacionais, bem como a cotação de mercado de suas ações ordinárias.

A Companhia e algumas de suas controladas estão e poderão vir a ser envolvidas em processos ambientais, cujo resultado negativo pode afetar adversamente a reputação da Companhia e seus resultados operacionais.

A Companhia e algumas de suas subsidiárias estão e poderão vir a ser envolvidas em processos administrativos e judiciais (ações civis públicas) e estão e poderão vir a ser sendo investigadas em inquéritos civis por alegado descumprimento de leis ambientais, regulamentos, licenças e autorizações. Na hipótese de decisões desfavoráveis no âmbito de tais processos, a Companhia e referidas controladas poderão sofrer sanções, tais como multas, interdição de atividades, cancelamento de licenças e revogação de autorizações, bem como a controlada Ferreira Gomes poderá sofrer sanções criminais, que podem afetar de maneira adversa a reputação e os resultados operacionais da Companhia e de sociedades controladas.

Para maiores informações sobre os processos administrativos e judiciais nos quais a Companhia figure como parte, vide o item 4.4 deste Formulário de Referência.

Nossos negócios poderão ser prejudicados por disputas trabalhistas, greves e/ou interrupções de trabalho

Atualmente somos parte em diversas reclamações trabalhistas movidas, em sua grande maioria, por empregados de nossos contratados, tendo por objeto a com a alegação de descumprimento de legislação trabalhista, independentemente das possibilidades de êxito. Disputas contratuais, greves, reclamações ou outros tipos de conflitos com nossos empregados, empregados de nossos contratados ou com seus sindicatos poderão ter um impacto relevante sobre nossa capacidade de promover níveis normais de serviço e esperados padrões de qualidade, bem como poderão afetar negativamente nossos negócios, resultados operacionais e situação financeira. Para maiores informações, vide o item 4.4. deste Formulário de Referência.

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.

No ano de 2018, foi sancionada a Lei Geral de Proteção de Dados, conforme alterada (Lei nº 13.709/2018 – (“**LGPD**”), que entrou em vigor no dia 18 de setembro de 2020, exceto quanto às disposições relacionadas às sanções administrativas (art. 52, 53 e 54), as quais entrarão em vigor em 1º de agosto de 2021, nos termos da Lei nº 14.010/2020.

A LGPD estabelece um novo marco legal a ser observado nas operações de tratamento de dados pessoais e prevê, entre outros, os direitos dos titulares de dados pessoais, as bases legais aplicáveis para justificar o tratamento de dados pessoais, os requisitos para obtenção de consentimento, as obrigações e requisitos relativos a incidentes de segurança e vazamentos e a transferências de dados, incluindo transferências internacionais, bem como a autorização para a criação da Autoridade Nacional de Proteção de Dados (“**ANPD**”).

A ANPD tem assegurada sua autonomia técnica, embora esteja temporariamente subordinada à Presidência da República. A competência da ANPD prevalece sobre qualquer autoridade relacionada de outras entidades públicas no que diz respeito à proteção de dados pessoais, mas até o presente momento a ANPD ainda não editou nenhum regulamento relacionado à proteção de dados pessoais. No dia 26 de agosto de 2020, o executivo federal editou o Decreto nº 10.474/2020 aprovando a estrutura regimental e o quadro demonstrativo dos cargos em comissão e das funções de confiança da ANPD. O Decreto entrou em vigor em 5 de novembro de 2020, na data de publicação da nomeação do diretor-presidente da ANPD no Diário Oficial da União, e desencadeou o prazo legalmente previsto de 2 (dois) anos para transformação da ANPD em autarquia federal autônoma. O presente panorama permite que a ANPD inicie sua operação a qualquer momento, emitindo normas e diretrizes que poderão se aplicar à Companhia e impor novos limites às suas atividades de tratamento de dados pessoais.

A Companhia coleta, utiliza, processa, armazena e gerencia dados pessoais no curso normal de seus negócios. Tais dados pessoais podem ser tratados em desacordo com a legislação e estão sujeitos a incidentes de segurança, em especial invasão, violação, bloqueio, sequestro ou vazamentos. A Companhia deve também providenciar um ambiente seguro para os titulares de dados. O investimento para manutenção das condições técnicas e administrativas para a segurança da informação e proteção de dados pessoais na Companhia também será necessário, inclusive para a sustentação de sua estrutura de governança corporativa de proteção de dados pessoais.

A LGPD também estabelece que as seguintes informações devem ser fornecidas aos titulares de dados, inclusive por meio avisos de privacidade: (i) finalidade(s) específica(s) do tratamento; (ii) forma e duração do tratamento; (iii) identificação e informações de contato do controlador dos dados; (iv) informações a respeito do compartilhamento de dados pessoais com terceiros e a

finalidade; (v) descrição da responsabilidade dos agentes de tratamento envolvidos; e (vi) direitos do titular.

Caso a operação de tratamento de dados pessoais da Companhia não esteja em conformidade com a LGPD, a Companhia estará sujeita a sanções administrativas a partir de agosto de 2021, de forma isolada ou cumulativa, incluindo advertência, publicização da conduta infratora, bloqueio temporário e/ou eliminação de dados pessoais e multa de até 2% (dois por cento) do faturamento da empresa, grupo ou conglomerado no Brasil no seu último exercício social, excluídos os tributos, até o montante global de R\$50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais) por infração, suspensão parcial do funcionamento do banco de dados e suspensão do exercício da atividade de tratamento de dados pessoais a que se refere a infração, proibição, total ou parcial, do exercício de atividades relacionadas ao tratamento de dados pessoais. Além disso, desde já, a Companhia pode ser responsabilizada por danos materiais, morais, individuais ou coletivos por ela causados e ser considerada solidariamente responsável por danos materiais, morais, individuais ou coletivos causados por ela e suas controladas, devido ao não cumprimento das obrigações estabelecidas pela LGPD. Ademais, é possível a aplicação das penalidades previstas no Código de Defesa do Consumidor e Marco Civil da Internet por alguns órgãos de defesa do consumidor, uma vez que estes já têm atuado neste sentido, antes mesmo da vigência da LGPD e da efetiva estruturação da ANPD, especialmente em casos de incidentes de segurança que resultem em acessos indevidos a dados pessoais.

Desta forma, tanto falhas na proteção dos dados pessoais tratados pela Companhia, quanto a inadequação à legislação aplicável, podem acarretar multas elevadas, divulgação do incidente para o mercado, bloqueio temporário e/ou eliminação dos dados pessoais da base, sem prejuízo de eventuais sanções civis e criminais e até a suspensão de suas atividades. Tais consequências poderão afetar negativamente a reputação e os resultados da Companhia e, conseqüentemente, o valor de suas ações.

Nosso negócio está sujeito a ciberataques e violações de segurança e privacidade.

O nosso negócio envolve a coleta, o armazenamento, o processamento e a transmissão de dados pessoais ou confidenciais de clientes, fornecedores e empregados. Um crescente número de organizações, incluindo grandes empresas, instituições financeiras e instituições governamentais, vem divulgando violações de seus sistemas de tecnologia da informação e segurança da informação, algumas delas envolvendo ataques sofisticados e alvos altamente selecionados, incluindo em partes de seus websites ou infraestrutura.

As técnicas usadas para obter acesso não autorizado, impróprio ou ilegal aos sistemas, dados ou dados de nossos clientes, para desligar ou deteriorar serviços ou sabotar sistemas, podem não ser detectadas adequadamente ou rapidamente, e não ser reconhecidas até serem lançadas contra um alvo. Partes não autorizadas podem tentar obter acesso a nossos sistemas ou instalações por diversos meios, incluindo, entre outros, a invasão de nossos sistemas ou de nossos clientes, parceiros ou fornecedores, ou tentar, de modo fraudulento, induzir nossos empregados, parceiros, fornecedores ou outros usuários de nossos sistemas a divulgar nomes de usuários, senhas, ou outras informações confidenciais, que por sua vez, podem ser utilizadas para acessar os nossos sistemas de tecnologia da informação. Alguns esforços podem ser suportados por recursos financeiros e tecnológicos significativos, tornando-os ainda mais sofisticados e difíceis de serem detectados.

A nossa tecnologia da informação e infraestrutura podem sofrer ciberataques ou violações de segurança, assim terceiros poderão acessar os dados pessoais de nossos clientes, fornecedores e empregados que estiverem armazenados ou acessíveis através desses sistemas. Nossas medidas de segurança podem também ser violadas por falha humana, atos ilícitos, erros ou

vulnerabilidades de sistema, ou outras irregularidades. Qualquer violação, efetiva ou percebida, pode interromper nossas operações, resultar na indisponibilidade de nossos sistemas ou serviços, na divulgação imprópria de dados, prejudicar de maneira relevante a nossa reputação e marca, resultar em uma exposição jurídica e financeira relevante, levar à perda de confiança do cliente ou queda no uso de nossos produtos e serviços, com impacto adverso sobre nosso negócio e resultados operacionais. Como efeitos da COVID 19, surgiram riscos adicionais em virtude do trabalho remoto e a necessidade de utilização de gestão para conectividade dos colaboradores, que pode potencializar eventuais riscos de ciberataques e perda de dados. Ademais, quaisquer violações da segurança da rede ou de dados de nossos clientes ou fornecedores, incluindo o data center, pode ter efeitos adversos semelhantes. As violações de dados, reais ou percebidas, pode dar origem a ações contra a Companhia e/ou suas subsidiárias.

O crescimento da Companhia depende de sua capacidade de atrair e manter profissionais qualificados.

A Companhia depende altamente dos serviços de profissionais técnicos na execução de suas atividades. Caso a Companhia venha a perder os principais integrantes desse quadro de pessoal, a Companhia terá de atrair e treinar pessoal adicional para sua área técnica, o que pode ter um custo elevado para a Companhia. Profissionais da área técnica vêm sendo muito demandados pelo mercado e a Companhia disputa esse tipo de mão de obra em um mercado global desses serviços. Caso não consiga atrair e manter o pessoal essencial de que precisa para expansão de suas operações, a Companhia poderá ser incapaz de administrar seus negócios de modo eficiente, o que pode ter um efeito adverso relevante sobre os seus negócios e resultados.

A Companhia pode ser afetada de maneira adversa no caso de deterioração na qualidade de crédito das instituições financeiras com as quais possui aplicações de caixa, equivalentes de caixa, títulos e valores mobiliários, derivativos, bem como outros instrumentos financeiros.

A Companhia e suas controladas aplicam seus recursos e operam instrumentos financeiros - caixa, equivalentes de caixa, títulos e valores mobiliários, dentre outros - junto a diversas instituições financeiras. Caso alguma dessas instituições financeiras tenha sua capacidade de crédito deteriorada, seja parte de algum evento de default ou ainda de outro fator que impacte severamente sua liquidez, a Companhia poderá incorrer em perdas financeiras referentes aos recursos aplicados e aos valores a receber da instituição financeira, o que pode impactar negativamente o resultado da Companhia.

As geradoras eólicas da Companhia e das suas controladas podem ter sua garantia física revisada.

Conforme estabelecido na Portaria nº 416, de 1º de setembro de 2015 ("**Portaria 416/2015**"), as usinas eólicas poderão ter sua garantia física revisada e, eventualmente, diminuída, em função da geração de energia elétrica verificada. Da mesma forma, a garantia física de usinas solares fotovoltaicas também poderá ser revisada e, eventualmente diminuída em função da geração de energia elétrica verificada, conforme estabelecido na Portaria nº 60, de 21 de fevereiro de 2020 ("**Portaria nº 60/2020**").

Tendo em vista que a Companhia possui parques eólicos em operação e possui projetos eólicos e solares a serem implantados, não é possível estimar o impacto no resultado que as futuras revisões de garantia física das geradoras eólicas e solares da Companhia e de suas controladas, que poderão acarretar na necessidade de compra de energia adicional para honrar com as suas obrigações contratuais e afetar adversamente os resultados da Companhia.

(b) aos acionistas da Companhia, em especial os acionistas controladores

Os interesses dos nossos acionistas controladores poderão entrar em conflito com os interesses dos demais investidores.

Nossos acionistas controladores têm poderes para, entre outras coisas, eleger a maioria dos membros do nosso conselho de administração e, exceto por situações específicas previstas na Lei das Sociedades por Ações e, observada a disciplina do conflito de interesses no exercício do direito de voto, determinar o resultado de qualquer deliberação que exija aprovação de acionistas, reorganizações societárias, alienações, parcerias e época do pagamento de quaisquer dividendos futuros, observadas as exigências de pagamento do dividendo mínimo obrigatório, impostas pela Lei das Sociedades por Ações e pelo nosso estatuto social. Nossos acionistas controladores poderão ter interesse em realizar aquisições, alienações, parcerias, buscar financiamentos ou operações similares que possam entrar em conflito com os interesses dos demais acionistas e, em tais casos, o interesse dos acionistas controladores poderá prevalecer.

(c) às controladas e coligadas da Companhia

Somos titulares de benefícios regulatórios, fiscais federais e estaduais e a suspensão, o cancelamento ou a extinção de tais benefícios podem nos afetar adversamente.

Algumas de nossas subsidiárias são titulares de benefícios fiscais federais que permitem a redução de imposto de renda na região da Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia (“**SUDAM**”) e da Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste (“**SUDENE**”). Com fundamento na Medida Provisória nº 2.199-14, de 24 de agosto de 2001, do Governo Federal, as empresas Empresa Norte de Transmissão de Energia S.A. (“**ENTE**”), Sistema de Transmissão do Nordeste S.A. (“**STN**”), Empresa Paraense de Transmissão de Energia S.A. (“**ETEP**”), Empresa de Transmissão de Energia do Mato Grosso S.A. (“**ETEM**”), Empresa de Transmissão de Varzea Grande S.A. (“**ETVG**”), a Empresa de Transmissão do Espírito Santo (“**ETES**”), Transmissora Matogrossense de Energia S.A. (“**TME**”), Ferreira Gomes Energia S.A. (“**Ferreira Gomes**”), Empresa de Transmissão Agreste Potiguar S.A. (“**ETAP**”), Empresa Amazonense de Transmissão de Energia (“**EATE**”), Empresa Regional de Transmissão de Energia (“**ERTE**”) são titulares de benefícios fiscais federais que permitem redução de 75% do imposto de renda sobre o lucro da exploração de empreendimentos instalados na região da SUDAM e da SUDENE, pelo prazo de 10 anos a partir do ano calendário subsequente àquele em que o projeto de instalação, ampliação, modernização ou diversificação entrar em operação. A fruição do benefício fiscal dá-se a partir do ano-calendário subsequente à entrada em operação do projeto, segundo laudo expedido pela SUDAM e SUDENE.

Ainda na esfera federal, as empresas Empresa de Transmissão do Espírito Santo (“**ETES**”), e os projetos em implantação, a Empresa Litorânea de Transmissão de Energia S.A. (“**ELTE**”), a Transmissora Caminho do Café (“**TCC**”) e a Transmissora Serra da Mantiqueira S.A. (“**TSM**”) são beneficiárias do Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (“**REIDI**”), nos termos da Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007, concedido a empresas que tenham projeto aprovado para a implantação de obras de infraestrutura no setor de energia. O REIDI prevê a suspensão da exigência do PIS/PASEP e da COFINS incidentes sobre as receitas decorrentes da venda ou da importação (PIS/PASEP - Importação e COFINS - Importação) de máquinas, aparelhos, instrumentos e equipamentos novos, e de materiais de construção, em obras de infraestrutura destinadas ao ativo imobilizado da empresa beneficiária. Tal regime também prevê a suspensão da exigência do PIS/PASEP e COFINS incidentes sobre as receitas decorrentes do pagamento de serviços a pessoas jurídicas domiciliadas no Brasil e no exterior (importação direta de serviços – PIS/PASEP - Importação e COFINS – Exportação), desde que tais serviços sejam empregados em obras de infraestrutura destinadas ao ativo imobilizado da empresa beneficiária. A

suspensão da exigibilidade das referidas contribuições converte-se em alíquota zero após a utilização ou incorporação do bem ou material de construção na obra de infraestrutura de pessoa habilitada. Os benefícios podem ser usufruídos nas aquisições e importações realizadas no período de cinco anos contados da data de aprovação do projeto de infraestrutura.

Quanto aos benefícios fiscais estaduais, fomos beneficiados com o diferimento de ICMS. As empresas Transmissora Caminho do Café S.A. (“TCC”) e Transmissora Paraíso de Energia S.A. (“TPE”) e Empresa de Transmissão Baiana S.A. (“ETB”) utilizaram o diferimento do diferencial de alíquota do ICMS decorrente da aquisição de bens de outras unidades da federação destinados ao seu ativo imobilizado, conforme legislação dos estados em que estão localizadas as respectivas linhas de transmissão, conforme indicado na demonstração financeira de 2020 da Companhia.

No que se refere, exclusivamente, à Ferreira Gomes, em 8 de outubro de 2018 foi publicado no Diário Oficial o reconhecimento do regime especial de tributação aplicável às empresas integrantes da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), criado pelo artigo 47 da Lei nº 10.637/2002. No qual a empresa passou a tributar as receitas oriundas dessas transações pela alíquota do regime cumulativo (3,65%) às contribuições PIS e COFINS.

Especificamente em relação aos benefícios regulatórios, o Artigo 4º da Lei nº 14.120, de 01/03/2021, estabelece que os percentuais de desconto nas Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição e Transmissão (“TUSD/TUST”) permanecerão aplicáveis aos empreendimentos que solicitarem a outorga ou alteração da capacidade instalada no prazo de até 12 (doze) meses, contados a partir da data de publicação da lei, e que iniciarem a entrada em operação comercial de todas as suas unidades geradoras no prazo de até 48 (quarenta e oito meses) contados a partir da data da outorga.

A Companhia não pode garantir que os referidos benefícios regulatórios e fiscais serão mantidos e que não poderão ser suspensos, contestados ou extintos. A extinção ou suspensão de quaisquer dos benefícios regulatórios e fiscais citados acima resultaria no aumento dos custos de nossas subsidiárias. Adicionalmente, não podemos assegurar que após o término de seus prazos de vigência, conseguiremos obter novos benefícios fiscais. Caso tais benefícios fiscais sejam suspensos, cancelados ou não renovados, isso poderá impactar adversamente o fluxo de caixa e fluxo de dividendos das nossas subsidiárias, o que por consequência afetaria adversamente nossa capacidade de pagamento e nossos resultados financeiros.

Além disso, a Companhia e/ou controladas participam de licitações públicas e firma contratos com a Administração Pública, podendo figurar em processos judiciais nos quais se discuta a prática de atos de improbidade administrativa por agentes públicos. Nesses casos, eventual decisão desfavorável à Companhia, no sentido de que ela tenha induzido, concorrido ou se beneficiado dos atos ímprobos, poderá condená-la às penas previstas na Lei nº 8.429/92, quais sejam, ressarcimento integral do dano, pagamento de multa civil e proibição de contratar com o Poder Público ou proibição de receber benefícios ou incentivos fiscais ou creditícios, direta ou indiretamente, ainda que por intermédio de pessoa jurídica da qual seja sócio majoritário, o que teria um impacto relevante para reputação da Companhia e em seus resultados.

Os contratos financeiros da Companhia e de suas controladas possuem garantias fiduciárias, reais e fidejussórias, bem como obrigações e restrições específicas, dentre as quais a obrigação de manutenção de índices financeiros, sendo que qualquer inobservância dessas obrigações pode comprometer os resultados e a condição financeira da Companhia, bem como a excussão dos bens dados em garantias fiduciárias

Os contratos financeiros firmados pela Companhia e por suas subsidiárias preveem o cumprimento de diversas obrigações, tais como necessidade de autorização prévia para alteração do controle e

oneração de ativos. Os contratos financeiros também estabelecem o dever de observância de certos índices financeiros. Para mais informações, vide item 2.1 deste Formulário de Referência. Não há como garantir que a Companhia e suas subsidiárias atingirão todos os índices contratados no futuro. Qualquer descumprimento aos termos dos contratos financeiros poderá resultar na decisão dos credores em declarar o vencimento antecipado do saldo devedor da respectiva dívida, bem como o vencimento antecipado de dívidas de outros contratos financeiros e, conseqüentemente, executar as garantias concedidas. Os ativos e fluxos de caixa da Companhia e de suas subsidiárias podem não ser suficientes para pagar integralmente o saldo devedor dos contratos de financiamento, tanto na hipótese de vencimento normal quanto de vencimento antecipado decorrente de inadimplemento. Caso as garantias sejam executadas em virtude do vencimento antecipado de dívidas, os resultados e a condição financeira da Companhia podem ser comprometidos, o que pode impactar adversamente seus resultados. Adicionalmente, a Companhia e suas subsidiárias não podem assegurar que serão capazes de cumprir com os compromissos financeiros e outras obrigações impostas pelos contratos financeiros no futuro.

A Companhia está sujeita a certas obrigações, incluindo restrições financeiras (covenants) em seus contratos de dívidas (contratos bancários, títulos de dívida e financiamentos). O não cumprimento dessas obrigações pode causar o vencimento antecipado dessas dívidas e de outras dívidas do grupo da Companhia, o que pode afetar adversamente a Companhia.

Nós e nossas subsidiárias financiamos nossas operações por meio de capital próprio (aportes de capital e retenção de lucros) e capital de terceiros. Possuímos contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures com cláusulas restritivas (*covenants*) relacionadas ao atendimento de índices financeiros, de geração de caixa e outros, sendo necessário manter permanentemente os níveis de endividamento de acordo com os padrões de mercado e o cumprimento dos *covenants* previstos em nossos contratos financeiros. Tais fatores podem afetar adversamente nossa liquidez e a otimização do custo médio ponderado do capital, o que pode impactar adversamente nosso fluxo de caixa e, conseqüentemente, nossos negócios e resultados.

Além disso, a Companhia pode não ser capaz de atender referidos *covenants* em virtude, dentre outras razões, de condições adversas de seu ambiente de negócios, como a retração do mercado em que atua, o que pode ocasionar o vencimento antecipado de suas dívidas, além de desencadear o vencimento antecipado de outras obrigações da Companhia e de suas subsidiárias, por meio de vencimento antecipado cruzado (*cross-acceleration*) ou inadimplemento cruzado (*cross default*), conforme cláusulas presentes em contratos de empréstimos e financiamentos existentes. O vencimento antecipado de qualquer de seus contratos financeiros pode afetar a sua capacidade em honrar seus compromissos e acarretar um impacto adverso relevante nos negócios da Companhia e em sua situação financeira.

A prestação de serviços terceirizados para a operação e manutenção de parte substancial das nossas instalações e atividades poderá ter efeito adverso sobre nós, inclusive se tal terceirização venha a ser considerada como vínculo empregatício para fins da legislação aplicável ou caso venha a ser considerada ilegal pelo Poder Judiciário.

Em algumas de nossas controladas, celebramos contratos de prestação de serviços de operação e manutenção com prestadores de serviço. A incapacidade ou indisposição desses terceiros em nos prestar os serviços contratados em prazos e padrões de qualidade adequados, conforme as especificações contratuais, poderá nos colocar em situação de inadimplemento de nossos contratos de concessão e nos causar um efeito adverso relevante. Ademais, a rescisão desses contratos de operação e manutenção, ou nossa incapacidade de renová-los ou de negociar novos contratos com outros prestadores de serviço igualmente qualificados, tempestivamente e com preços similares, poderá nos causar um efeito adverso e em nossas subsidiárias. Finalmente,

podemos ser considerados solidária ou subsidiariamente responsáveis por obrigações trabalhistas e previdenciárias, não devidamente quitadas por nossas prestadoras de serviços terceirizadas, caso os nossos prestadores de serviços sejam considerados nossos empregados e/ou de nossas controladas para fins da legislação trabalhista aplicável, o que poderá afetar adversamente os negócios, resultados operacionais e financeiros, bem como nossos fluxos de caixa. Além disso, a possibilidade de terceirização de serviços de operação e manutenção para as concessionárias de serviços públicos no ramo de energia elétrica é frequentemente debatido judicialmente. Eventual decisão ou criação de lei no sentido de vedar tal subcontratação poderá ter um impacto negativo relevante nas operações de nossas subsidiárias e afetar adversamente nossos negócios.

(d) aos administradores da Companhia

A perda de membros da administração da Companhia, o enfraquecimento da sua cultura corporativa e/ou a incapacidade de atrair e reter pessoal qualificado poderá ocasionar um efeito adverso relevante.

A capacidade da Companhia em manter uma posição competitiva depende significativamente dos serviços prestados por sua administração. A perda de membros da administração da Companhia pode prejudicar suas operações e ter um efeito adverso em seus negócios e, conseqüentemente, os resultados operacional e financeiro. Em caso de renúncia de membros da administração da Companhia, esta pode não ser capaz de manter sua cultura ou substituí-los por indivíduos com a mesma experiência e qualificação.

Decisões desfavoráveis ou desdobramentos de investigações em processos judiciais ou administrativos que envolvam administradores da Companhia podem ter um efeito adverso relevante sobre esta.

Os membros do Conselho de Administração e da Diretoria da Companhia podem vir a ser partes ou serem mencionados e/ou chamados a depor em processos administrativos e judiciais, nas esferas cível, criminal, ambiental, tributária e trabalhista, que não tenham relação com a Companhia, porém cuja instauração e/ ou resultados podem afetá-los negativamente, impactando negativamente a reputação da Companhia direta ou indiretamente, e especialmente caso sejam condenados em processos de natureza criminal, eventualmente impossibilitando o exercício de suas funções na Companhia.

Não temos como prever se surgirão futuras investigações. Caso surjam investigações, alegações ou desdobramentos, a reputação, negócios, situação financeira, resultados operacionais, bem como a cotação das ações da Companhia, poderão ser adversamente afetados.

(e) aos fornecedores da Companhia

Nós e nossas subsidiárias dependemos de terceiros para o fornecimento de equipamentos utilizados em nossas instalações e falhas de um ou mais fornecedores poderão prejudicar nossas atividades, nossa condição financeira e nossos resultados operacionais.

A Companhia depende de terceiros para fornecer os equipamentos usados em nossas instalações e nos serviços de engenharia e, conseqüentemente, estamos sujeitos a aumentos de preços e falhas por parte de tais fornecedores e prestadores de serviços, como atrasos na entrega ou entrega de equipamentos danificados. Tais questões poderão afetar adversamente nossas atividades e ter um impacto adverso em nossos resultados. Além disso, várias fontes de risco na cadeia de fornecimento, incluindo greves ou paralisações, perda ou danos aos nossos equipamentos ou a seus componentes enquanto estiverem em trânsito ou armazenamento, desastres naturais ou a ocorrência de uma enfermidade ou doença contagiosa, como o surto de

coronavírus, ou COVID-19, que a OMS designou como pandemia em março de 2020, poderiam limitar o fornecimento dos equipamentos usados em nossas instalações. Quaisquer complicações operacionais contínuas causadas por pandemia, como a da COVID-19, por exemplo, incluindo período prolongado de viagem, fechamento de locais de trabalho, restrições comerciais e outras restrições similares poderão resultar em mais escassez ou interrupção do serviço. Qualquer escassez ou interrupção poderá afetar adversamente o desenvolvimento contínuo de nossas atividades, o que pode ter um impacto adverso relevante em nossos resultados operacionais e na posição financeira. Além disso, no caso de um ou mais prestadores de serviços não cumprirem com qualquer uma de suas obrigações trabalhistas ou previdenciárias, poderemos ser solidariamente responsáveis por essas obrigações. Isso poderá afetar nossos resultados operacionais de maneira adversa, bem como afetar negativamente nossa reputação em caso de pagamento futuro de multa ou indenização.

(f) aos clientes da Companhia

As empresas transmissoras e geradoras de energia elétrica possuem contas a receber vencidas que, se não forem pagas, podem afetar adversamente seus resultados financeiros.

A habilidade das empresas transmissoras e geradoras de energia elétrica de receber os pagamentos devidos por seus consumidores depende da capacidade de crédito desses consumidores e da capacidade de cobrá-los.

Podemos não recuperar os créditos relativos a dívidas do setor público e demais consumidores inadimplentes. Caso nós, por meio de nossas controladas, não recuperemos parcela significativa desses créditos, nossos resultados financeiros e operacionais poderão ser adversamente afetados. Ademais, qualquer deterioração na economia brasileira, particularmente nas regiões em que prestamos serviços, poderá afetar adversamente a liquidez de nossos consumidores, o que poderia aumentar as contas a receber vencidas.

(g) aos setores da economia nos quais a Companhia atua

Dependemos da existência de processos licitatórios para o nosso crescimento.

Nossa estratégia de negócios está atrelada primordialmente à existência de novos processos licitatórios e de sermos vencedores em tais processos sem comprometer nossa rentabilidade financeira. Se o Governo Federal não iniciar novos processos licitatórios ou se nossa proposta não prevalecer às demais, ou se o preço previsto nos termos de nossa proposta se mostrar superior aos preços ofertados pelos demais competidores, ou ainda se por qualquer outro motivo não formos vencedores da licitação, poderá haver prejuízo à nossa capacidade de executar a nossa estratégia de negócios. A não consecução de qualquer dessas estratégias pode causar um efeito adverso em nossos negócios e nosso resultado.

A ampliação, operação e manutenção de instalações e equipamentos destinados à geração e/ou transmissão de energia elétrica envolvem riscos significativos.

A ampliação, operação e manutenção de instalações e equipamentos destinados à geração e/ou transmissão e comercialização de energia elétrica envolvem riscos significativos, incluindo, mas não se limitando a: indisponibilidade, quebra e perda de equipamentos; indisponibilidade dos sistemas de distribuição e/ou transmissão; interrupção do fornecimento; greves e outras disputas trabalhistas; ocorrência de explosões e incêndios; indisponibilidade de mão de obra ou de empreiteiras; insolvência de empreiteiras ou prestadores de serviço; atraso ou indisponibilidade de materiais e equipamentos; agitações sociais, vandalismo e furtos; riscos ambientais e climáticos;

acessos indevidos aos sistemas operacionais; ações judiciais que impeçam ou prejudiquem as operações; interferências hidrológicas e meteorológicas; e mudanças regulatórias com impacto na operação. A ocorrência de um ou mais destes eventos poderá afetar adversamente a capacidade da Companhia de gerar energia e/ou transmissão de energia em quantidade compatível com suas obrigações perante seus clientes, o que pode ter um efeito relevante adverso na situação financeira e no seu resultado operacional da Companhia.

Nossos resultados operacionais dependem de condições hídricas e eólicas favoráveis. A alteração no regime dos ventos, dos índices pluviométricos e da capacidade de armazenamento em nossas barragens poderá causar um efeito relevante e adverso sobre nossos negócios e resultados operacionais.

Correntes de vento podem ser afetadas por uma série de fatores, tais como temperatura do ar, níveis de evaporação, urbanização e outros fatores relacionados à ação do homem, bem como as mudanças climáticas associadas ao aquecimento global, o que pode impactar a previsão dos estudos a respeito do regime de ventos realizados. Caso nossas expectativas acerca do regime de ventos não se concretizem no futuro, nossas usinas eólicas poderão operar abaixo das projeções esperadas, potencialmente reduzindo a quantidade de energia elétrica vendida, com impacto adverso sobre nossos resultados.

As condições hídricas de nossas usinas hidrelétricas também podem ser afetadas por uma série de fatores, tais como as medições pluviométricas, capacidade de armazenamento de recursos hídricos em nossas barragens, bem como as mudanças climáticas associadas ao aquecimento global, que podem impactar a previsão e os estudos a respeito da intensidade das precipitações pluviométricas. Caso nossas expectativas acerca dos recursos hídricos não se concretizem no futuro, nossas usinas hídricas poderão operar abaixo das projeções esperadas, potencialmente reduzindo a quantidade de energia elétrica vendida, com impacto adverso sobre nossos resultados.

(h) à regulamentação dos setores em que a Companhia atua

Nós e nossas subsidiárias estamos sujeitos a uma ampla legislação e regulação do setor elétrico que concede ampla discricionariedade ao Poder Concedente e eventuais alterações nessa regulamentação podem afetar de maneira adversa as empresas do setor de energia elétrica, inclusive os nossos negócios e resultados.

Nossas atividades são regulamentadas e supervisionadas pelo Governo Federal, por meio da ANEEL, pelo ONS e pelo MME. A ANEEL, o ONS, o MME e outros órgãos fiscalizadores têm, historicamente, exercido um grau substancial de influência sobre os nossos negócios. Nos últimos anos, o Governo Federal implantou novas políticas de impacto de longo alcance para o setor de energia como, por exemplo, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, aprovada em 15 de março de 2004, que alterou substancialmente as diretrizes até então vigentes e as regras aplicáveis à venda de energia elétrica no Brasil. De acordo com a legislação brasileira, a ANEEL está autorizada a regular diversos aspectos dos negócios das concessionárias, permissionárias e autorizadas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, inclusive com relação à necessidade de investimentos, à realização de despesas adicionais e à determinação das tarifas cobradas, bem como ao limite do repasse do preço da energia comprada às tarifas cobradas pelas concessionárias.

A constitucionalidade da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico foi contestada perante o Supremo Tribunal Federal por meio de ações diretas de inconstitucionalidade. Em 11 de outubro de 2006, o Supremo Tribunal Federal indeferiu as medidas cautelares das ações diretas de inconstitucionalidade, declarando que, em princípio, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico não

viola a Constituição Federal. O mérito das ações diretas de inconstitucionalidade ainda não foi julgado, sendo que, em 6 de janeiro de 2009, a Procuradoria Geral da República deu parecer favorável pela improcedência do pedido. Caso a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico venha a ser declarada inconstitucional, os agentes do setor elétrico poderão ser adversamente afetados. O efeito integral das reformas introduzidas pela Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico e sua continuidade, bem como o resultado final da ação perante o Supremo Tribunal Federal e reformas futuras na regulamentação do setor elétrico são difíceis de prever, sendo que estas poderão ter um impacto negativo sobre os nossos negócios e resultados operacionais.

As principais atividades comerciais, a implementação da estratégia de crescimento e a condução das nossas atividades podem ser afetadas de forma adversa por ações governamentais, dentre as quais: (a) alteração na legislação aplicável aos nossos negócios; (b) descontinuidade e/ou mudanças nos programas de concessão federal e estaduais; (c) imposição de critérios mais rigorosos para a qualificação em licitações futuras; e (d) atraso na implementação de revisões e reajustes anuais de tarifas.

Não podemos assegurar quais ações serão tomadas pelo Governo Federal no futuro e em que medida tais ações poderão afetar os nossos resultados operacionais. Caso sejamos obrigados a proceder de maneira substancialmente diferente daquela estabelecida em nosso plano de negócio, os nossos resultados financeiros e operacionais poderão ser adversamente afetados. Ademais, caso quaisquer dessas revisões ou reajustes não sejam concedidos pela ANEEL em tempo hábil, a situação financeira das nossas subsidiárias e o resultado de nossas operações poderão ser adversamente afetados, o que afetará os nossos resultados operacionais e financeiros.

A ANEEL poderá extinguir nossos contratos de concessão e autorizações ou de nossas subsidiárias antes do vencimento de seus prazos e a indenização poderá ser insuficiente para recuperarmos o valor integral de nossos investimentos, o que poderá nos afetar adversamente de forma relevante.

Em determinadas circunstâncias, nossas concessões e autorizações estão sujeitas à extinção pela ANEEL antes do vencimento dos respectivos prazos mediante realização de processo administrativo. A ANEEL poderá extinguir nossas concessões: (i) se deixarmos de prestar serviços por mais de 30 dias consecutivos, não tendo apresentado uma alternativa aceitável pela ANEEL e pelo ONS; (ii) caso seja decretada nossa falência ou dissolução; (iii) se a ANEEL determinar, por meio de um processo de encampação, que a extinção de quaisquer de nossas concessões seria motivada por interesse público, conforme definido em lei autorizativa específica; ou (iv) caso seja declarada a caducidade de nossa concessão, apurada em processo administrativo, nas hipóteses previstas no artigo 38 da Lei de Concessões (tais como paralisação dos serviços, perda da qualificação necessária à prestação dos serviços e sonegação de tributos). A ANEEL poderá, ainda, revogar nossas autorizações se incorreremos (i) na comercialização da energia elétrica produzida em desacordo com as prescrições da legislação específica e das nossas autorizações; (ii) no descumprimento das obrigações decorrentes das nossas autorizações e da legislação aplicável; (iii) na transferência a terceiros dos bens e instalações sem prévia e expressa autorização da ANEEL; (iv) no não recolhimento de multa decorrente de penalidades eventualmente impostas por infrações diversas; (v) no descumprimento de notificação da ANEEL para regularizar a exploração das nossas Pequenas Centrais Hidrelétricas (“PCHs”); ou (vi) na permanência por mais de 24 meses contínuos sem atuação no mercado ou, por igual período, sem celebrar contratos de compra e venda de energia elétrica. Caso nossos contratos de concessão e autorizações sejam extintos pela ANEEL, e a correspondente indenização pela parcela não amortizada de nossos investimentos, não seja suficiente para recuperarmos o valor integral de nossos investimentos, nossos resultados serão adversamente impactados. A extinção antecipada pela ANEEL de nossos

contratos de concessão ou a revogação da autorização e, ainda, o não recebimento ou o de recebimento insuficiente de indenização pelos investimentos realizados poderá nos causar um efeito adverso relevante.

Poderemos ser penalizados pela ANEEL em caso de descumprimento da regulamentação aplicável e das disposições dos nossos contratos de concessão e autorizações.

Nossas atividades de transmissão e geração de energia elétrica são realizadas de acordo com contratos de concessão e autorizações firmados com o Poder Concedente, os quais têm término previsto entre 2034 e 2049. Com base nas disposições de nossos contratos de concessão e autorizações e na legislação aplicável, em caso de descumprimento de qualquer disposição de referidos contratos de concessão e autorizações, inclusive atrasos na implementação e construção de novas instalações, a ANEEL poderá nos impor penalidades. Dependendo da gravidade do descumprimento, as penalidades aplicáveis incluem:

- advertências;
- multas, que, de acordo com a gravidade da infração, variam de 0,01% a 2% sobre o valor do faturamento referente aos últimos 12 meses anteriores à lavratura do auto de infração;
- interdição das instalações
- redução de até 12,5% da RAP (Receita Anual Permitida) da concessionária de transmissão para o exercício social encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração para todas as nossas transmissoras no Brasil, com exceção da Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A. ("ECTE") cujo limite é 25%. E, caso esse limite de 12,5% seja atingido, imposição de multas por infração no valor de até 2% da RAP (Receita Anual Permitida) da concessionária;
- embargos à construção de novas instalações ou aquisição de novos equipamentos;
- restrições à operação de instalações e equipamentos existentes;
- suspensão temporária de participação em leilões e processos de licitação para exploração de novas concessões por até dois anos;
- intervenção da concessionária (Lei nº 12.767/12);
- caducidade da concessão e/ou revogação da autorização;
- extinção da concessão.

A extinção antes do prazo final ou não renovação de quaisquer de nossas concessões e autorizações, a imposição de multas ou penalidades pela ANEEL, bem como sua intervenção em nossas concessões e autorizações poderão nos causar um efeito adverso relevante sobre nossos negócios e resultado financeiro.

Estamos sujeitos a diversas leis e regulamentações ambientais, urbanísticas, de saúde e segurança do trabalho, as quais estão sujeitas a alterações significativas. O surgimento de novas normas e alterações nas existentes durante o processo de licenciamento ambiental pode resultar em mais responsabilidades e dispêndios de capital, não previstos no planejamento do empreendimento, aumentando nossos custos e afetando adversamente nossos resultados operacionais.

Nossas atividades de geração e transmissão estão sujeitas à rigorosa legislação ambiental, urbanística, de saúde e segurança no trabalho nas esferas federal, estadual e municipal, incluindo

regras para o licenciamento ambiental dos empreendimentos e operações, a utilização de recursos hídricos, o gerenciamento de resíduos sólidos, as emissões atmosféricas e as intervenções em áreas especialmente protegidas, sendo supervisionadas pelo Governo Federal, por intermédio do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (“**IBAMA**”), e pelos órgãos estaduais e municipais de proteção ambiental integrantes do Sistema Nacional do Meio Ambiente (“**SISNAMA**”). Dessa forma, são necessárias licenças ambientais, urbanísticas e o cumprimento de normas específicas para a concepção, construção e funcionamento de novos empreendimentos, bem como para a instalação e operação de novos equipamentos necessários para nossas atividades.

A inobservância de quaisquer das disposições das leis, regulamentos e licenças ambientais, urbanísticas, de saúde e segurança no trabalho aplicáveis às nossas atividades e às de nossas subsidiárias poderá implicar em contingências e penalidades relevantes nas esferas civil, administrativa e criminal, incluindo, mas não se limitando, ao pagamento de multas e indenizações em valores significativos, podendo chegar a até R\$50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais), revogação de licenças, paralisação de obras ou suspensão de nossas atividades, o que poderá causar um efeito adverso relevante nos nossos negócios e o dispêndio de quantias significativas.

Além disso, sem prejuízo de tais penalidades, a legislação federal prevê a desconsideração da personalidade jurídica das empresas responsáveis direta ou indiretamente por danos ao meio ambiente, de modo que poderá haver responsabilização pessoal dos nossos administradores e sanções criminais independentemente da obrigação de reparar ou indenizar danos eventualmente causados. Adicionalmente, na hipótese de eventuais danos ambientais, a legislação federal brasileira prevê a reparação ambiental e indenização de terceiros, independentemente de culpa, tendo em vista que a responsabilidade por danos ao meio ambiente é objetiva e solidária. Pessoas físicas, organizações não governamentais e o público em geral têm o direito de comentar e, de outra forma, acompanhar o processo de licenciamento ambiental, podendo inclusive propor medidas judiciais para suspendê-lo ou cancelá-lo, ou incitar as autoridades públicas para que o façam. Somos parte em demandas judiciais questionando a regularidade de nossos processos de licenciamento ambiental e, em determinados casos, há inclusive requerimento para anulação de licenças ambientais já emitidas, ou, ainda, suspensão do licenciamento ambiental até que haja complementação dos estudos de impacto ambiental apresentados às autoridades competentes.

Uma possível redução da garantia física de nossas usinas hidrelétricas pode afetar nossas atividades e nossos resultados financeiros.

Nos termos do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, o MME disciplinará a forma de cálculo da Garantia Física, a ser efetuado pela Empresa de Pesquisa Energética (“**EPE**”), mediante critérios de garantia de suprimento propostos pelo Conselho Nacional de Política Energética (“**CNPE**”). Nos termos do Decreto nº 2.655, de 1998, as revisões não poderão acarretar uma redução superior a 5% do valor estabelecido na revisão anterior, limitadas as reduções, em seu total, a 10% do valor de base, constante do respectivo Contrato de Concessão. As revisões também podem implicar aumento da Garantia Física e não existem na legislação a regulamentação de limites para eventual aumento. Não podemos assegurar que a garantia física de nossas usinas hidrelétricas não será reduzida e que nossos resultados não serão adversamente afetados por tais reduções.

(i) aos países estrangeiros em que a Companhia atua

A deterioração das condições políticas, econômicas e de mercado em outros países pode afetar adversamente a economia dos países em que atuamos e os nossos negócios.

A economia: colombiana e peruana e as empresas que atuam nestes países têm sido, em diferentes intensidades, impactadas pelas condições políticas, econômicas e de mercado de outros países bem como pelas reações dos investidores com relação a essas condições. Mesmo que as condições econômicas sejam diferentes em cada país, a reação dos investidores aos acontecimentos em um país pode levar o mercado de capitais de outros países a sofrer flutuações.

No passado recente, eventos políticos, econômicos e sociais em países de economia emergente, incluindo os da América Latina, afetaram adversamente a disponibilidade de crédito para empresas brasileiras, colombianas e peruanas no mercado externo, resultando em saída significativa de recursos e na diminuição na quantidade de moeda estrangeira investida nestes países. Dessa forma, não há como garantir que acontecimentos em outros países, bem como as medidas a serem adotadas pelos governos desses países, não afetarão a oferta de crédito nos mercados locais em que atuamos e no mercado internacional de modo adverso, causando efeitos negativos nas economias brasileira, colombiana e peruana em nossos resultados.

Mudanças políticas, econômicas e de mercado na Colômbia, no Peru e/ou no Chile poderão afetar adversamente os projetos em desenvolvimento naquele país.

Detemos os direitos de exploração de 1 PCH em operação e 2 linhas de transmissão na Colômbia, em fase de implantação, 1 UHE em operação e 5 ativos de transmissão em implantação no Peru e 3 ativos de transmissão em implantação no Chile. Nossa atuação no setor de energia na Colômbia e no Peru são classificadas como serviço público e, portanto, estão sujeitas a um ambiente altamente regulado. A implementação de nossas estratégias de negócios e a condução de nossas atividades podem ser afetadas de forma adversa pelo governo peruano e colombiano, dentre as quais podemos citar:

- discricionariedade do Poder Concedente no processo de restabelecimento do equilíbrio econômico financeiro dos nossos contratos de concessão;
- atraso nos nossos reajustes anuais das tarifas das concessões; e
- alteração na legislação aplicável aos nossos negócios.

Não podemos prever as ações que serão tomadas pelos governos peruano e colombiano no futuro com relação ao desenvolvimento dos sistemas energéticos peruano e colombiano e em que medida tais ações poderão afetar nós e nossa controladora. Qualquer medida regulatória significativa por parte das autoridades do governo do Peru e/ou do governo da Colômbia poderá impor um ônus relevante sobre nossa atividade e de nossa controladora e causar um efeito adverso em nós e em nossa controladora.

Adicionalmente, as condições políticas, econômicas e de mercado no Peru e na Colômbia poderão influenciar o desenvolvimento dos nossos projetos naqueles países. Alterações adversas na política e nos interesses dos parceiros locais poderão repercutir de forma desfavorável, afetando negativamente o nosso negócio, resultado operacional e financeiro, bem como o nosso fluxo de caixa.

(j) às questões sociais

As barragens fazem parte da infraestrutura crítica e essencial do setor energético brasileiro. Falhas em barragens sob nossa responsabilidade podem gerar graves impactos às comunidades afetadas, aos nossos resultados e à nossa reputação.

As barragens são infraestruturas importantes para os nossos negócios, representando a maior parte da nossa capacidade de geração de energia. No entanto, em se tratando de barragens, existe

um risco intrínseco de ruptura, sejam por fatores internos ou externos às estruturas (como, por exemplo, a ruptura de uma barragem a montante). A gravidade e a natureza do risco não são inteiramente previsíveis. Assim, estamos sujeitos ao risco de uma falha em barragem que poderia ter repercussões muito maiores do que a perda de capacidade de geração hidrelétrica. A falha de uma barragem pode resultar em danos econômicos, sociais, regulatórios, ambientais e potencial perda de vidas humanas nas comunidades existentes a jusante de barragens, o que poderia resultar em um efeito adverso significativo em nossa imagem, negócios, resultados operacionais e condição financeira.

Movimentos populares, em especial os de natureza reivindicatória, poderão afetar os custos de construção de nossas usinas e linhas de transmissão, bem como comprometer a sua operação normal, afetando a nossa rentabilidade.

Movimentos populares tais como o Movimento dos Atingidos por Barragens, o Movimento dos Trabalhadores Rurais Sem Terras e movimentos ambientalistas ou de defesa de populações indígenas, além de Organizações Não Governamentais, são ativos no País e muitas vezes posicionam-se contrariamente à construção de usinas ou linhas de transmissão ou organizam as populações atingidas pela construção de usinas ou linhas de transmissão para fazer reivindicações. A invasão e ocupação de obras de usinas, linhas de transmissão ou mesmo de usinas e linhas de transmissão em operação por tais movimentos sociais não é uma prática incomum e, em certas áreas, inclusive aquelas em que provavelmente venhamos a investir, as usinas ou linhas de transmissão não dispõem de proteção policial. Consequentemente, não podemos garantir que nossas usinas ou linhas de transmissão não ficarão sujeitas a invasões, ocupações ou solicitações por grupos do gênero, o que poderá aumentar os custos dos nossos projetos, eventualmente interromper nossas atividades e afetar adversamente nossos resultados.

Incêndios ou outros desastres naturais ou de origem humana podem afetar as instalações e a estrutura de custos da Companhia bem como ocasionar danos a saúde humana ou morte de nossos empregados ou de terceiros, o que pode causar um efeito material adverso em suas atividades, situação financeira, resultados operacionais e reputação.

Incêndios, danos causados por desastres naturais ou de origem humana, danos ambientais e outras condições imprevistas ou imprevisíveis podem causar danos significativos aos empreendimentos da Companhia, danificar ou destruir as suas instalações e propriedades, ocasionar atrasos em seus projetos, causar custos adicionais e ocasionar danos a saúde humana ou morte de nossos empregados ou de terceiros duradouras no fornecimento de energia elétrica nos empreendimentos da Companhia podem implicar aumentos significativos nos custos. Adicionalmente, as propriedades que a Companhia deseja ou pretende desenvolver os projetos podem também ser afetadas por problemas ou condições imprevistas de planejamento, engenharia, ambientais ou geológicos, incluindo condições ou problemas que surgem em propriedades de terceiros adjacentes ou nas proximidades de propriedades que a Companhia desenvolver os projetos e que podem resultar em impactos desfavoráveis em tais propriedades reduzindo a disponibilidade de terrenos. A ocorrência de tais eventualidades pode causar um efeito material adverso nas atividades, situação financeira, resultados operacionais e reputação da Companhia.

(k) às questões ambientais

Estamos sujeitos a diversas leis e regulamentações ambientais, as quais estão sujeitas a alterações significativas. O surgimento de novas normas e alterações nas existentes durante o processo de licenciamento ambiental pode resultar em mais responsabilidades e dispêndios de capital, não previstos no planejamento do empreendimento, aumentando

nossos custos, atrasando as operações e afetando adversamente nossos resultados operacionais.

O licenciamento ambiental, conforme mencionado anteriormente, via de regra envolve a obtenção de licenças ambientais, independentes e subsequentes, quais sejam: (i) licenças necessárias para atestar a viabilidade ambiental do projeto (“LP”), (ii) licenças para autorizar o início das obras (“LI”), e (iii) licenças para autorizar o início da operação (“LO”) comercial. Uma vez que o processo depende da análise dos órgãos envolvidos, bem como a elaboração de estudos técnicos por parte do empreendedor, em atenção às normas vigentes e determinações dos órgãos licenciadores, não é possível assegurar prazos para a emissão de quaisquer das licenças ambientais. Além disso, existe a possibilidade de no curso dos processos de licenciamento ambiental, ser necessária a obtenção de anuência de órgãos específicos, como por exemplo, IPHAN, FUNAI, Fundação Palmares, ICMBio, Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária (INCRA), órgãos gestores das Unidades de Conservação localizadas nas áreas de influência dos empreendimentos, dentre outros, o que poderá gerar custos adicionais não previstos inicialmente e atrasos na instalação e operação de nossas atividades.

Ainda, outras entidades podem questionar a validade de uma licença ambiental, o que pode incorrer na sua revogação, afetando o andamento do Projeto de Investimento, a situação financeira da Companhia, suas subsidiárias e seus futuros resultados operacionais. Por força da legislação em vigor, o Ministério Público detém legitimidade para ajuizar ações civis públicas e instaurar procedimentos investigatórios com o objetivo de avaliar/discutir a regularidade dos processos de licenciamento ambiental, o que poderá levar ao cancelamento das nossas licenças ambientais, bem como à necessidade de complementação dos estudos de avaliação dos impactos ambientais.

Referidas leis e regulamentos podem frequentemente exigir a instalação de equipamentos caros de controle de poluição ou mudanças operacionais para limitar os impactos reais ou potenciais ao meio ambiente. A violação dessas leis e regulamentos pode resultar na aplicação de penalidades administrativas e criminais, assim como eventual obrigação de reparação de danos causados aos recursos naturais na esfera civil. Infrações administrativas podem resultar em multas substanciais de até R\$ 50 milhões, revogações de licenças, interdição e/ou embargo das atividades da Companhia ou de suas subsidiárias. A legislação brasileira também prevê a possibilidade de desconsideração da personalidade jurídica da Companhia e de suas subsidiárias quando esta representar obstáculo à reparação dos danos causados ao meio ambiente. Nesta situação, os acionistas podem tornar-se pessoalmente responsáveis pela reparação dos danos causados ao meio ambiente. Além disso, a Companhia e suas subsidiárias estão sujeitas à obrigação de reparação de qualquer dano ambiental decorrente do não cumprimento de leis e regulamentos ambientais, o que podem representar custos significativos, uma vez que não há limite para os valores de indenização. Não podemos garantir que estivemos, estamos ou estaremos sempre em total conformidade com essas leis, regulamentos ou autorizações ou que tivemos ou temos todas as licenças e/ou autorizações necessárias para operar nossos negócios. Neste sentido, poderemos estar sujeitos a ações judiciais instauradas por órgãos de defesa do meio ambiente e outras partes por violações reais ou alegadas das leis ambientais ou de nossas licenças e/ou autorizações.

Embora não tenhamos conhecimento, podemos ser responsáveis pela investigação e remediação de eventual contaminação ambiental identificada em cada uma das propriedades que possuímos ou operamos e em locais externos onde providenciaremos o descarte de substâncias perigosas. Se essas substâncias foram ou são descartadas e/ou liberadas em locais que passam por fiscalização de órgãos ambientais, podemos ser responsáveis de acordo com as leis ambientais aplicáveis por todos ou parte dos custos de investigação e/ou remediação, assim como por danos causados aos recursos naturais. Também podemos estar sujeitos a reivindicações relacionadas por

partes privadas, alegando danos materiais e pessoais devido à exposição a materiais perigosos ou outros, ou materiais provenientes dessas propriedades. Algumas dessas questões podem exigir o dispêndio de quantias significativas para investigação, remediação e/ou adoção de outras medidas. O descumprimento de leis, regulamentos e licenças ambientais pode afetar de maneira material e adversa a reputação e os resultados financeiros e operacionais da Companhia e de suas subsidiárias.

Além disso, o advento de leis e regulamentos ambientais mais rígidos, novas interpretações das leis existentes e/ou maior fiscalização governamental de leis ambientais, de saúde e segurança podem exigir que façamos gastos adicionais significativos. O interesse do governo e do público em questões ambientais, de saúde e segurança pode resultar em maiores investimentos futuros para controles ambientais, de saúde e segurança em nossas instalações. Leis e regulamentos atuais e futuros de saúde, segurança e meio ambiente (e suas interpretações) aplicáveis às nossas operações, políticas de aplicação mais vigorosas e descoberta de condições atualmente desconhecidas podem exigir gastos substanciais que podem ter um efeito adverso relevante sobre nossos resultados operacionais e posição financeira.

(I) às questões climáticas, incluindo riscos físicos e de transição

As mudanças climáticas podem afetar negativamente nossos negócios e resultados operacionais.

Os principais riscos identificados para o setor, em relação às mudanças climáticas, estão relacionados às mudanças de temperatura, mudanças nos padrões de ventos, mudanças nas chuvas, incluindo períodos de seca, inundações, tempestades e falta de água, que podem afetar as operações da Companhia, principalmente no que diz respeito à Usina Hidrelétrica.

Mudanças climáticas podem alterar o nível, tempo e distribuição geográfica da demanda por energia. Em geral, alterações no clima afetam a eficiência e a confiabilidade do fornecimento de eletricidade, bem como a elevação do nível das águas, tempestades mais intensas e outros eventos climáticos extremos podem danificar infraestruturas, interrompendo potencialmente a geração, a transmissão e a distribuição de energia elétrica, principalmente em relação às fontes hídricas.

Os eventos climáticos extremos são capazes de impactar a confiabilidade e a operação do sistema elétrico e, por sua vez, sobre a resiliência de toda a infraestrutura de energia, cuja extensão depende da gravidade do tempo, destacando-se os seguintes aspectos:

- (i) altas temperaturas e ondas de calor limitam a capacidade de transferência de linhas de transmissão e aumentam as perdas de energia;
- (ii) chuva e inundações não representam um perigo para as linhas de transmissão em si, mas para equipamentos da subestação;
- (iii) mudanças nos padrões de precipitação podem afetar a geração de energia hidrelétrica;
- (iv) maior frequência e intensidade dos períodos de seca pode gerar uma menor disponibilidade de água; e
- (v) alterações nos padrões de ventos e na formação de nuvens podem afetar diretamente a geração de energia eólica e solar.

As mudanças climáticas e seus efeitos, como custos de conformidade com leis e regulamentos ambientais atuais e futuros, podem afetar nossos negócios, reputação, condição financeira e resultados operacionais no futuro.

(m) outras questões não compreendidas nos itens anteriores

Fatores Macroeconômicos

O Governo exerceu e continua exercendo influência significativa sobre a economia brasileira. Esse envolvimento, bem como as condições políticas e econômicas brasileiras, pode ter um efeito adverso sobre nossas atividades, nossos negócios e no valor de mercado das ações de nossa emissão.

A economia brasileira tem sido marcada por frequentes, e por vezes significativas, intervenções do Governo Federal, que ocasionalmente modificam as políticas monetárias, creditícia e fiscal do País. Para influenciar o curso da economia do Brasil, controlar a inflação e implementar outras políticas, o Governo tem tomado várias medidas comuns no mercado mundial, inclusive o uso de controles salariais e de preço, aumentos nas taxas de juros, mudanças na política fiscal, desvalorizações de moeda, bloqueio ao acesso de contas bancárias, controles do fluxo de capitais, limites sobre importações e congelamento de contas bancárias. Não temos como controlar e não podemos prever quais medidas ou políticas o Governo poderá adotar ou criar no futuro. Nossos negócios, situação financeira, receitas, resultados operacionais e perspectivas podem ser prejudicados significativamente por mudanças relevantes nas políticas públicas e regulamentos do Governo, nas esferas federal, estadual e municipal, bem como outros fatores, tais como:

- flutuação cambial;
- inflação;
- taxas de juros;
- políticas monetárias;
- liquidez dos mercados financeiro, de capitais e de crédito domésticos;
- política fiscal e regime tributário, incluindo alterações na legislação tributária;
- instabilidade social e política;
- reduções de salários e níveis de renda;
- aumentos nas taxas de desemprego;
- alterações nas normas trabalhistas;
- ambiente regulatório pertinente às nossas atividades;
- intervenções no fornecimento de energia;
- controles e restrições cambiais sobre remessas para o exterior;
- expansão ou contração da economia global ou brasileira; e
- outras ocorrências políticas, diplomáticas, sociais ou econômicas no Brasil ou que o afetem.

A incerteza quanto à implementação de mudanças por parte do Governo Federal nas políticas ou normas que venham a afetar esses ou outros fatores no futuro pode contribuir para a incerteza econômica no Brasil e para o aumento da volatilidade no mercado brasileiro e de capitais. Assim, tais incertezas e outros acontecimentos futuros na economia brasileira poderão eventualmente prejudicar as atividades da Companhia e, conseqüentemente, seus resultados operacionais, podendo inclusive afetar adversamente a negociação das *Units* de nossa emissão.

Crises econômicas e políticas no Brasil podem afetar adversamente os negócios, operações e condição financeira da Companhia.

O Brasil tem apresentado instabilidades econômicas causadas por distintos eventos políticos e econômicos observados nos últimos anos, com a desaceleração do crescimento do PIB e efeitos em fatores de oferta (níveis de investimentos, aumento e uso de tecnologias na produção etc.) e de demanda (níveis de emprego, renda etc.). Consequentemente a incerteza sobre se o governo brasileiro vai conseguir promulgar as reformas econômicas necessárias para melhorar a deterioração das contas públicas e da economia tem levado a um declínio da confiança do mercado na economia brasileira e a uma crise no governo.

A economia brasileira continua sujeita às políticas e aos atos governamentais, os quais, em não sendo bem-sucedidos ou implementados, poderão afetar as operações e o desempenho financeiro das empresas, incluindo os da Companhia. Nos últimos anos, o cenário político brasileiro experimentou uma intensa instabilidade em decorrência principalmente da deflagração de um esquema de corrupção envolvendo vários políticos, incluindo membros do alto escalão, o que culminou com o impeachment da última presidente da república e com ações contra seu sucessor e sua equipe.

As instabilidades políticas e econômicas têm levado a uma percepção negativa da economia brasileira e um aumento na volatilidade no mercado de valores mobiliários brasileiro, que também podem afetar adversamente os negócios e as ações da Companhia. Qualquer instabilidade econômica recorrente e incertezas políticas podem afetar adversamente os negócios e as cotações de valores mobiliários da Companhia.

Adicionalmente, qualquer dificuldade do Governo Federal em conseguir maioria no congresso nacional poderia resultar em impasse no Congresso, agitação política e manifestações massivas e/ou greves que poderiam afetar adversamente as nossas operações. Incertezas em relação à implementação, pelo governo atual, de mudanças relativas às políticas monetária, fiscal e previdenciária, bem como à legislação pertinente, podem contribuir para a instabilidade econômica. Essas incertezas e novas medidas podem aumentar a volatilidade do mercado de títulos brasileiros.

O Presidente do Brasil tem poder para determinar políticas e expedir atos governamentais relativos à condução da economia brasileira e, consequentemente, afetar as operações e o desempenho financeiro das empresas, incluindo os nossos. Não podemos prever quais políticas o Presidente irá adotar, muito menos se tais políticas ou mudanças nas políticas atuais poderão ter um efeito adverso sobre nós ou sobre a economia brasileira.

A inflação e certas medidas do Governo Federal para combatê-la podem afetar adversamente a economia brasileira e o mercado brasileiro de valores mobiliários, bem como a condução dos nossos negócios.

O Brasil apresenta um histórico de altos índices de inflação e, consequentemente, adotou políticas monetárias que resultaram elevadas taxas reais de juros. As medidas do Governo Federal para combatê-la, combinadas com a especulação sobre possíveis medidas governamentais futuras, podem contribuir para incertezas na economia brasileira de modo a aumentar a volatilidade no mercado de capitais brasileiro. A inflação e as medidas adotadas pelo governo brasileiro para combatê-la, principalmente por meio do Banco Central do Brasil, e a especulação pública sobre possíveis medidas para combatê-la também contribuíram, de forma importante, para a incerteza econômica no Brasil no passado e aumentaram a volatilidade do mercado de valores mobiliários brasileiro e podem voltar a ter efeitos consideráveis sobre a economia brasileira e sobre os nossos negócios.

Dessa forma, as rigorosas políticas monetárias com altas taxas de juros podem prejudicar o crescimento brasileiro e a disponibilidade de crédito. Por sua vez, políticas governamentais e monetárias mais brandas e a diminuição das taxas de juros podem desencadear aumentos da inflação e, por conseguinte, da volatilidade do crescimento e a necessidade de súbitos e significativos aumentos das taxas de juros. Em caso de inflação elevada, pode não ser possível o reajuste dos preços dos nossos contratos de compra e venda de energia elétrica para compensar os efeitos da inflação em nossa estrutura de custos operacionais e/ou financeiros. O Brasil, dependendo das circunstâncias econômicas futuras, poderá experimentar altos níveis de inflação. Períodos de altos níveis de inflação poderão desacelerar a taxa de crescimento da economia brasileira, o que, se caracterizado, poderia gerar uma queda na demanda pelos produtos da Companhia no Brasil. Pressões inflacionárias também podem afetar nossa capacidade de se antecipar a políticas governamentais de combate à inflação que possam afetar adversamente aos nossos negócios.

Os resultados operacionais da Companhia poderão ser impactados por alterações na legislação tributária brasileira, por resultados desfavoráveis de contingências tributárias ou pela modificação, suspensão ou cancelamento de benefícios fiscais/regimes especiais.

As autoridades fiscais brasileiras implementam regularmente mudanças no regime tributário que podem afetar a Companhia. Essas medidas incluem mudanças nas alíquotas vigentes e, ocasionalmente, a criação de impostos temporários e permanentes. Algumas dessas mudanças podem aumentar, direta ou indiretamente, nossa carga tributária, o que pode aumentar os preços que cobramos por nossos serviços, restringir nossa capacidade de fazer negócios e, portanto, impactar de maneira material e adversa nossos negócios e resultados operacionais.

Ademais, certas leis tributárias podem estar sujeitas a interpretações controversas pelas autoridades fiscais. No caso de as autoridades fiscais interpretarem as leis tributárias de maneira inconsistente com nossas interpretações, poderemos ser adversamente afetados, inclusive pelo pagamento integral dos tributos devidos, acrescidos de encargos e penalidades.

Além disso, a pandemia causada pela COVID-19 e a decretação do estado de calamidade podem resultar em impactos socioeconômicos de longo alcance, incluindo uma possível queda da arrecadação no país e uma elevação da demanda por gastos públicos em setores fundamentais. Nesse cenário, os Governos Federal, Estadual e Municipal poderão promover alterações legislativas para impor, ainda que temporariamente, tratamento tributário mais oneroso às atividades da Companhia. Tais medidas poderão afetar adversamente seus negócios e resultados operacionais.

A título exemplificativo, existem discussões recentes sobre a possível instituição de novos tributos, tais como o empréstimo compulsório, o imposto sobre grandes fortunas e uma contribuição sobre transações financeiras, bem como foram retomadas discussões sobre a revogação da isenção de imposto de renda sobre a distribuição de dividendos.

Atualmente existem no congresso brasileiro propostas para a implementação de uma reforma tributária. Entre as propostas em discussão, existe a possibilidade de uma mudança completa no sistema de tributação ao consumo, que extinguiria três tributos federais - IPI, PIS e COFINS, o ICMS, que é estadual, e o ISS, municipal, para a criação de um único novo Imposto sobre Operações com Bens e Serviços (IBS) que incidiria sobre o consumo. Ademais, recentemente, o Governo Federal apresentou nova proposta de reforma tributária para criação da Contribuição Social sobre Operações com Bens e Serviços (CBS), em substituição às contribuições do PIS e da COFINS. Caso haja uma reforma tributária ou quaisquer mudanças na legislação e regulamentação

aplicáveis, que alterem os tributos aplicáveis ou regimes especiais durante ou após seus prazos de vigência, poderá afetar diretamente ou indiretamente os negócios e resultados da Companhia.

Outrossim, a Companhia está sujeita a fiscalizações pelas autoridades fiscais nas esferas federal, estadual e municipal. Como resultado de tais fiscalizações, as posições fiscais da Companhia podem ser questionadas pelas autoridades fiscais. A Companhia não pode garantir que os provisionamentos para tais processos serão corretos, que não haverá identificação de exposição fiscal adicional, e que não será necessária constituição de reservas fiscais adicionais para qualquer exposição fiscal. Qualquer aumento no montante da tributação como resultado das contestações às posições fiscais da Companhia pode afetar adversamente os seus negócios, os seus resultados operacionais e a sua condição financeira.

As autoridades fiscais brasileiras intensificaram, recentemente, o número de fiscalizações. Existem diversas questões fiscais objeto de preocupação das autoridades brasileiras e com relação às quais as autoridades brasileiras regularmente fiscalizam as empresas, incluindo controle de estoque, despesas de amortização de ágio, reestruturação societária e planejamento tributário, entre outros.

Quaisquer processos judiciais e administrativos relacionados a assuntos fiscais perante os tribunais, incluindo o Conselho Administrativo de Recursos Fiscais ("**CARF**") e tribunais administrativos estaduais e municipais, pode afetar negativamente a Companhia.

Os resultados da Companhia poderão ser adversamente impactados por modificações nas práticas contábeis adotadas no Brasil, bem como nas normas internacionais de relatório financeiro.

O desenvolvimento e a percepção de risco em outros países, particularmente em países de economia emergente e nos Estados Unidos, China e países da União Europeia podem afetar adversamente a economia brasileira, os negócios da Companhia e o preço de mercado dos valores mobiliários brasileiros, inclusive das ações da Companhia.

O valor de mercado dos valores mobiliários das companhias brasileiras pode ser influenciado, em diferentes medidas, pelas condições econômicas e de mercado de outros países, inclusive dos Estados Unidos, China e países da União Europeia, de países da América Latina e de economia emergente. A reação dos investidores aos acontecimentos nesses outros países pode, diante da perspectiva envolvendo os contornos do evento, causar um efeito adverso sobre o valor de mercado dos valores mobiliários de emissores brasileiros, em especial, aqueles negociados em bolsa de valores. Potenciais crises nos Estados Unidos, China e países da União Europeia, ou nos países de economia emergente podem, dependendo da dimensão de seus efeitos, reduzir, em certa medida, o interesse dos investidores nos valores mobiliários dos emissores brasileiros, inclusive os valores mobiliários da Companhia. Ainda que a conjuntura econômica desses países seja significativamente diferente da conjuntura econômica brasileira, a reação dos investidores a eventos e crises estrangeiras poderá afetar negativamente o valor de mercado dos valores mobiliários de companhias brasileiras, inclusive das ações de nossa emissão. Os preços das ações na B3, por exemplo, são historicamente afetados por determinadas flutuações nas taxas de juros vigentes nos Estados Unidos, bem como pelas variações dos principais índices de ações norte-americanos. Isso poderia, de alguma maneira, e em medida dificilmente mensurável por qualquer agente de mercado, prejudicar o preço das ações da Companhia, além de dificultar ou impedir totalmente seu acesso ao mercado de capitais e ao financiamento de suas operações no futuro em termos aceitáveis, ou sob quaisquer condições.

Não só a economia brasileira, mas também a de outros países, pode ser afetada de forma geral pela variação das condições econômicas do mercado internacional, e notadamente pela conjuntura econômica dos Estados Unidos, China e países da União Europeia. A perspectiva de crescimento dos Estados Unidos, China e países da União Europeia permanece baixa, considerando

determinados requisitos de poupança, política fiscal mais firme e as baixas taxas de crescimento global. Ainda, eventuais reduções na oferta de crédito e a deterioração das condições econômicas em outros países, incluindo a crise da dívida que afeta alguns países da União Europeia, podem, em alguma medida, prejudicar os preços de mercado dos valores mobiliários brasileiros de maneira geral, inclusive das ações da Companhia. Adicionalmente, o risco de default de países em crise financeira, dependendo das circunstâncias, pode reduzir a confiança dos investidores internacionais e trazer volatilidade para os mercados.

Com relação a fatos macroeconômicos relevantes que podem impactar o negócio da companhia, destacamos a saída do Reino Unido da União Europeia (Brexit), que pode afetar de maneira adversa as condições econômicas e de mercado da Europa e do mundo todo, podendo contribuir para a instabilidade nos mercados financeiros globais e impactar as operações internacionais da Companhia. Adicionalmente, o Brexit pode levar a incertezas legais e gerar leis e regulamentos nacionais potencialmente divergentes à medida que o Reino Unido determine quais leis da União Europeia ele substituirá ou replicará. Os efeitos do Brexit, e outros que não podemos prever, poderão ter um efeito adverso sobre os negócios da Companhia, bem como nos resultados de suas operações ou situação financeira.

Além disso, fatores relacionados à geopolítica internacional podem afetar adversamente a economia brasileira e, por consequência, o mercado de capitais. O conflito envolvendo a Federação Russa e a Ucrânia, por exemplo, traz como risco uma nova alta nos preços dos combustíveis e do gás; ocorrendo simultaneamente à possível valorização do dólar, esses aumentos causariam ainda mais pressão inflacionária e poderiam dificultar a retomada econômica brasileira.

Adicionalmente, o conflito impacta o fornecimento global de *commodities* agrícolas, de modo que, havendo reajuste para cima do preço dos grãos devido à alta procura, a demanda pela produção brasileira aumentaria, tendo em vista a alta capacidade de produção e a consequente possibilidade de negociar por valores mais competitivos; dessa forma, aumentam-se as taxas de exportação e elevam-se os preços internos, o que gera ainda mais pressão inflacionária.

Importante mencionar que parcela significativa do agronegócio brasileiro é altamente dependente de fertilizantes importados da Federação Russa, bem como de dois de seus aliados (República da Bielorrússia e República Popular da China); dessa forma, a mudança na política de exportação desses produtos poderá impactar negativamente a economia e, por consequência, o mercado de capitais.

Ainda, a guerra em Israel pode levar a uma maior volatilidade no mercado de capitais global e resultar em pressão negativa sobre a economia mundial, impactando o mercado de capitais e a economia brasileira. O conflito armado em curso entre grupos militantes palestinos liderados pelo Hamas e Israel começou em 7 de outubro de 2023, com uma ofensiva surpresa coordenada contra Israel. O ataque começou pela manhã com foguetes lançados da Faixa de Gaza controlada pelo Hamas contra Israel. Israel começou a conduzir ataques retaliatórios antes de declarar formalmente guerra ao Hamas um dia depois.

O conflito em Israel traz como risco, por exemplo, uma nova alta nos preços dos combustíveis e do gás, e, caso ocorra simultaneamente à possível valorização do dólar, esses aumentos causariam ainda mais pressão inflacionária e a interrupção da cadeia produtiva, o que poderia dificultar a retomada econômica brasileira, sendo que outros impactos dos recentes acontecimentos ainda não podem ser previstos.

Por fim, diante da invasão afloram-se as animosidades não apenas entre os países diretamente envolvidos, mas em muitas outras nações indiretamente interessadas na questão, trazendo um cenário de elevada incerteza para a economia. Os negócios, situação financeira, ou resultados da

Companhia podem ser adversa e materialmente afetados por esses riscos, o que poderia afetar sua capacidade de cumprimento de suas obrigações. Esses fatores também podem afetar de maneira adversa a condição financeira ou os resultados operacionais da Companhia.

A variação das taxas de juros poderá ter um efeito adverso sobre as nossas atividades e os nossos resultados operacionais.

A elevação das taxas básicas de juros estabelecidas pelo Banco Central do Brasil (“**BACEN**”) poderá ter impacto adverso no nosso resultado na medida em que pode inibir o crescimento econômico do País e, conseqüentemente, a demanda por energia. Ressalte-se também que, para exercer nossas atividades, necessitamos de elevado investimento de capital, o qual, em sua maioria, é financiado com recursos de terceiros e remunerados com taxas de juros pós-fixadas. Diante desse cenário, não há garantia de que conseguiremos obter financiamentos e nem de que os custos de eventual financiamento serão satisfatórios. Em 31 de dezembro de 2024, nossa dívida bruta (empréstimos, financiamentos e debêntures, circulante e não circulante) era de R\$12.683,1 milhões. Desse montante, 3,0% estão indexados à TJLP, 24,7% à taxa dos Certificados de Depósitos Interbancários (“**CDI**”), 15,0% à cesta de moedas, 54,6% ao IPCA e 2,7% em outros. Na hipótese de elevação das taxas de juros, poderá haver aumento nos nossos custos do serviço da dívida e das despesas financeiras deles originadas, o que poderá causar redução na demanda pelos nossos serviços ou ter um impacto adverso nos nossos negócios, na nossa condição financeira e nos resultados de nossas operações

A instabilidade cambial e as oscilações do valor do Real frente ao valor do Dólar e de outras moedas podem prejudicar a economia brasileira e, conseqüentemente, afetar adversamente a nossa capacidade de pagamento.

A moeda brasileira sofreu desvalorizações em relação ao Dólar e outras moedas estrangeiras ao longo das últimas quatro décadas. Durante todo esse período, o Governo Federal implementou diversos planos econômicos e utilizou diversas políticas cambiais, incluindo desvalorizações repentinas, minidesvalorizações periódicas (durante as quais a frequência dos ajustes variou de diária a mensal), sistemas de mercado de câmbio flutuante, controles cambiais e mercado de câmbio duplo. As desvalorizações cambiais em períodos mais recentes resultaram em flutuações significativas nas taxas de câmbio do Real frente ao Dólar e outras moedas. Conforme dados e informações extraídos da Bloomberg, entre 2000 e 2002, o Real desvalorizou-se consideravelmente em comparação ao Dólar, chegando a uma taxa de R\$ 3,53 por US\$ 1,00 no final de 2002. Entre 2003 e meados de 2008, o Real valorizou-se significativamente em relação ao Dólar, impulsionado pela estabilização do ambiente macroeconômico e por um forte aumento dos investimentos estrangeiros no Brasil, com a taxa de câmbio atingindo R\$ 1,56 por US\$ 1,00 em agosto de 2008. No contexto da crise que atingiu os mercados financeiros globais em meados de 2008, o Real desvalorizou-se 31,9% em relação ao Dólar ao longo de 2008, alcançando a taxa de R\$ 2,337 por US\$ 1,00 no final daquele ano. Entre 2009 e 2023, o Real apresentou significativas oscilações frente ao Dólar, chegando a R\$ 6,19 por US\$1,00 em 31 de dezembro de 2024.

Não se pode garantir que o Real não sofrerá desvalorização em relação ao Dólar novamente. Nesse sentido, um quadro de instabilidade cambial com eventual desvalorização do real poderá prejudicar nossos resultados em exercícios futuros, tendo em vista que aumentará nossos gastos com despesas financeiras e custos operacionais, uma vez que possuímos obrigações de pagamento relativas a financiamentos e importações indexadas à variação de moedas estrangeiras. Em 31 de dezembro de 2024, 75% de nossa dívida bruta (empréstimos, financiamentos e debêntures, circulante e não circulante), ou R\$ 10.735,6 milhões, estavam denominados em reais e 15%, ou R\$ 1.902,5 milhões, estavam denominados em moeda estrangeira.

Dessa forma, a depreciação do Real pode elevar o custo de parte das nossas dívidas. Além disso, caso haja elevação abrupta das taxas de inflação, poderá haver aumento dos nossos custos e despesas operacionais e redução do nosso fluxo de caixa operacional, ante a possível defasagem entre o momento de tal elevação e do reajuste anual da nossa receita operacional pelo IGPM/IPCA aprovado pela ANEEL nos termos dos nossos contratos de concessão. Dependendo das circunstâncias, a desvalorização do Real frente ao Dólar poderá ter um efeito adverso relevante e negativo no crescimento da economia e indiretamente afetar negativamente os nossos negócios.

A instabilidade política pode afetar adversamente nossos negócios e resultados e o preço de nossas Units.

A economia brasileira foi e continua a ser afetada por eventos políticos no Brasil, que também afetaram a confiança dos investidores e do público em geral, afetando adversamente o desempenho da economia brasileira e aumentando a volatilidade dos títulos e valores mobiliários emitidos por empresas brasileiras. Recentemente, o cenário político e econômico brasileiro passou por altos níveis de volatilidade e instabilidade, incluindo a contração do produto interno bruto, ou PIB, fortes oscilações do real em relação ao dólar americano, aumento do desemprego e menores níveis de gastos e confiança do consumidor.

Os mercados brasileiros têm sofrido maior volatilidade devido às incertezas decorrentes das investigações em andamento conduzidas pela Polícia Federal e pelo Ministério Público Federal, e ao impacto dessas investigações na economia brasileira e no ambiente político. Muitos membros do governo brasileiro e do Poder Legislativo, bem como altos funcionários de grandes empresas estatais e privadas foram condenados por corrupção política relacionada a subornos através de propinas em contratos concedidos pelo governo a diversas infraestruturas, petróleo e gás e construtoras, entre outras.

Essas investigações tiveram um impacto adverso na imagem e reputação das empresas envolvidas e na percepção geral do mercado brasileiro.

Além disso, o presidente do Brasil pode determinar políticas e emitir atos governamentais relativos à economia brasileira que afetem as operações e o desempenho financeiro das empresas no Brasil, incluindo a Companhia. A incerteza política e econômica e quaisquer novas políticas ou mudanças nas políticas atuais poderão ter um efeito adverso relevante sobre os negócios, resultados operacionais, condição financeira e perspectivas da Companhia.

A Companhia não pode prever se as investigações em curso e seus consequentes desdobramentos conduzirão a uma maior instabilidade política e econômica, tampouco se surgirão novas alegações contra funcionários e executivos do governo e/ou companhias privadas no futuro. Também não pode prever os resultados dessas investigações, nem o impacto sobre a economia brasileira ou o mercado acionário brasileiro.

Além disso, qualquer dificuldade do governo federal em conseguir maioria no Congresso Nacional poderia resultar em um impasse, agitação política e manifestações massivas e/ou greves que poderiam afetar adversamente as operações da Companhia. Incertezas em relação à implementação, pelo novo governo, de mudanças relativas às políticas monetária, fiscal e previdenciária, bem como à legislação pertinente, podem contribuir para a instabilidade econômica. Essas incertezas e novas medidas poderão aumentar a volatilidade do mercado de títulos brasileiros e, consequentemente, impactar adversamente o valor de mercado dos valores mobiliários e ter um efeito adversos em nossos resultados financeiros.

4.2 – Descrição dos 5 principais fatores de risco

A Companhia entende que todos os fatores de riscos elencados no item 4.1 deste Formulário de Referência devem ser observados para uma compreensão aprofundada acerca dos riscos inerentes à condução de seus negócios. Contudo, consideramos os cinco fatores riscos abaixo como os principais a serem monitorados:

- ***Riscos associados à construção dos nossos projetos de transmissão e geração de energia elétrica, bem como a não conclusão ou eventual atraso na implementação de tais projetos nos termos dos contratos de concessão ou autorização podem afetar adversamente nossa condição financeira e resultados operacionais.***
- ***Não podemos garantir se, e em que condições, nossas concessões, outorgas e autorizações e as concessões e autorizações das nossas subsidiárias serão renovadas. Nosso crescimento e de nossas subsidiárias poderá ser prejudicado caso não consigamos obter novas concessões, não renovemos algumas das concessões que detemos atualmente ou deixemos de cumprir com nossas obrigações contratuais de forma a perder o direito de explorar nossas concessões.***
- ***Podemos ser adversamente afetados pela dificuldade em obter recursos necessários por meio de nossas operações no mercado de capitais ou de financiamentos.***
- ***Nós e nossas subsidiárias estamos sujeitos a uma ampla legislação e regulação do setor elétrico que concede ampla discricionariedade ao Poder Concedente e eventuais alterações nessa regulamentação podem afetar de maneira adversa as empresas do setor de energia elétrica, inclusive os nossos negócios e resultados.***
- ***O Governo exerceu e continua exercendo influência significativa sobre a economia brasileira. Esse envolvimento, bem como as condições políticas e econômicas brasileiras, pode ter um efeito adverso sobre nossas atividades, nossos negócios e no valor de mercado das ações de nossa emissão.***

4.3 - Descrição dos principais riscos de mercado

Além dos riscos indicados no item 4.1 deste Formulário de Referência, estamos expostos a riscos de mercado decorrentes das nossas atividades, conforme descrito abaixo.

Risco de Liquidez

A Companhia e suas controladas possuem um nível significativo de endividamento em razão da necessidade de grande volume de recursos financeiros para a realização de investimentos. Desta forma, variações adversas significativas nas taxas de juros na economia brasileira nos impactariam, causando um aumento das despesas futuras da Companhia e suas controladas, o que poderá reduzir o lucro líquido e, consequentemente, a capacidade para honrar as obrigações contratuais e os valores disponíveis para distribuição aos acionistas na forma de dividendos e outros proventos. Além disso, a Companhia e suas controladas podem incorrer em endividamento adicional no futuro para financiar aquisições, investimentos ou para outros fins, bem como para a condução de nossas operações, sujeito às restrições aplicáveis à dívida existente.

Caso a Companhia e suas controladas incorram em endividamento adicional, os riscos associados com a sua alavancagem financeira poderão aumentar, tais como a possibilidade de não conseguir gerar caixa suficiente para pagar o principal, juros e outros encargos relativos à dívida ou para fazer distribuições aos acionistas. Atualmente o grau de alavancagem da Companhia (Consolidado) é de 3,0x (3,4x em 2023). Além disso, caso haja descumprimento de determinadas obrigações de manutenção de índices financeiros, poderá ocorrer vencimento antecipado das dívidas anteriormente contraídas, o que pode impactar de forma relevante a capacidade da Companhia e suas controladas de honrar suas obrigações. Na hipótese de vencimento antecipado das dívidas, os ativos e fluxo de caixa poderão ser insuficientes para quitar o saldo devedor dos contratos de financiamento. Caso não seja possível realizar a manutenção dos níveis de endividamento da Companhia e suas controladas e/ou incorrer em dívidas adicionais, a Companhia e suas controladas poderão ter seus negócios, resultados operacionais e financeiros, bem como os fluxos de caixa adversamente afetados.

Risco de taxa de juros

A receita da Companhia e de suas controladas é atualizada mensalmente por índices de inflação. Em caso de deflação, as concessionárias terão suas receitas reduzidas. Em caso de repentino aumento da inflação, as concessionárias poderiam não ter as suas receitas ajustadas tempestivamente e, com isso, incorrer em impactos nos resultados. A Companhia e suas controladas estão expostas às flutuações de taxa de juros pós-fixadas sobre empréstimos e financiamentos, debêntures e aplicações financeiras. Risco de taxas de juros é o risco de que o valor justo dos fluxos de caixa futuros de um instrumento financeiro flutue devido a variações nas taxas de juros de mercado. A exposição da Companhia ao risco de mudanças nas taxas de juros de mercado refere-se, principalmente, às obrigações com empréstimos, financiamentos, aplicações financeiras e títulos e valores mobiliários da Companhia, sujeitas a taxas de juros variáveis.

A elevação das taxas básicas de juros estabelecidas pelo Banco Central do Brasil (“**BACEN**”) poderá ter impacto adverso no resultado da Companhia na medida em que pode inibir o crescimento econômico do país e, consequentemente, do setor elétrico. Ressalte-se também que, para exercer suas atividades, a Companhia necessita de investimentos de capital, o qual, em sua maioria, é financiado com recursos de terceiros e remunerados com taxas de juros pós-fixadas. Diante desse cenário, a Companhia está exposta a um risco financeiro associado a taxas flutuantes que pode elevar o valor futuro de seus passivos financeiros. As aplicações financeiras da Companhia podem ser afetadas por mudanças abruptas do cenário macroeconômico do país que

podem impactar sua rentabilidade. A incerteza sobre o mercado futuro de juros tira a previsibilidade dos fluxos de pagamento da Companhia e, em cenários em que a estrutura a termo de juros se desloca para cima, ocorre o aumento do valor das despesas financeiras relativas a empréstimos, financiamentos e debêntures.

Desta forma, variações adversas significativas nas taxas de juros nos impactariam, causando um aumento das despesas futuras da Companhia e suas controladas, o que poderá reduzir nosso lucro líquido e, conseqüentemente, nossa capacidade para honrar as obrigações contratuais e os valores disponíveis para distribuição aos acionistas na forma de dividendos e outros proventos.

Análise de sensibilidade ao risco de taxa de juros referente aos empréstimos, financiamentos e debêntures da Companhia

Em 31 de dezembro de 2024, nossa dívida bruta (empréstimos, financiamentos e debêntures, circulante e não circulante) era de R\$ 12.683,1 milhões. Desse montante, 3% estão indexados à TJLP, 24,7% à taxa dos Certificados de Depósitos Interbancários (“CDI”), 15% à cesta de moedas, 54,6% ao IPCA e 2,7% em outros.

Com a finalidade de verificar a sensibilidade dos indexadores nas dívidas aos quais a Companhia e suas controladas estavam expostas na data-base de 31 de dezembro de 2024, foram definidos 5 cenários. Como cenário provável o CDI e o IPCA projetados foram obtidos por meio do relatório FOCUS do Banco Central de 31 de dezembro de 2024; e no caso da TJLP, a taxa utilizada foi a última divulgada pelo Conselho Monetário Nacional; a partir destes parâmetros foram calculados os cenários I e II com 25% e 50% de redução do risco e os cenários III e IV com 25% e 50% de elevação do risco, respectivamente.

Para cada cenário foi calculada a despesa financeira bruta não levando em consideração incidência de tributos e o fluxo de vencimentos de cada contrato programado para um ano.

					Projeção Despesas Financeiras - Um Ano			
Empréstimos, financiamentos e debêntures – Consolidado (Em milhares de R\$, exceto %)	Indexador	Taxa de juros média a.a.	Posição em 31.12.2024(*)	Cenário Provável	Risco de redução		Risco de aumento	
					Cenário I (-50%)	Cenário II (-25%)	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
Empréstimos e financiamentos					3,72%	5,57%	9,29%	11,15%
	TJLP	2,35%	386.805	38.524	23.816	31.170	45.878	53.232
				4,96%	2,48%	3,72%	6,20%	7,44%
	IPCA +	4,60%	342.576	33.527	24.640	29.084	37.970	42.413
				7,36%	3,68%	5,52%	9,20%	11,04%
	IBR +	3,44%	252.121	27.876	18.279	23.077	32.675	37.474
				4,42%	2,21%	3,32%	5,53%	6,63%
	SOFR +	2,82%	1.620.220	119.388	82.570	100.979	137.797	156.206
Debêntures					7,38%	11,06%	18,44%	22,13%
	CDI +	1,29%	3.115.887	505.706	272.946	389.326	622.086	738.467
				4,96%	2,48%	3,72%	6,20%	7,44%
	IPCA +	5,12%	5.854.999	605.019	452.382	528.701	681.338	757.657
Total			11.572.608	1.330.040	874.633	1.102.337	1.557.744	1.785.449

Análise de sensibilidade das aplicações financeiras

Com a finalidade de verificar a sensibilidade do indexador nas aplicações financeiras às quais a Companhia e suas controladas estavam expostas na data-base de 31 de dezembro de 2024, foram definidos 5 cenários. Com base no relatório FOCUS do Banco Central de 31 de dezembro de 2024, foi extraída a projeção dos indexadores SELIC/CDI os quais compõem o cenário provável; a partir deste foram calculadas variações de 25% e 50%. Para cada cenário foi calculada a receita financeira bruta não levando em consideração a incidência de tributos sobre os rendimentos das aplicações. O percentual de 100% é a taxa à qual a Companhia está sujeita em função da rentabilidade do CDI.

				Projeção Despesas Financeiras - Um Ano			
Aplicações financeiras – Consolidado (Em milhões de R\$, exceto %)	Indexador	Posição em 31.12.2024	Cenário Provável	Risco de redução		Risco de aumento	
				Cenário I (-50%)	Cenário II (-25%)	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
			14,75%	7,38%	11,06%	18,44%	22,13%
Equivalentes de caixa	CDI	567.980	83.777	41.889	62.833	104.721	125.666
Investimentos de curto prazo	CDI	2.571.896	379.355	189.677	284.516	474.193	569.032
Títulos e valores mobiliários	CDI	165.134	24.357	12.179	18.268	30.447	36.536
Total		3.305.010	487.489	243.745	365.617	609.361	731.234

Risco de Crédito

O risco de crédito decorre da eventual impossibilidade da Companhia e suas controladas realizarem seus direitos advindos de contas a receber, caixa e equivalentes de caixa, e investimentos de curto prazo.

Com relação ao contas a receber de clientes, trata-se da possibilidade da Companhia e suas controladas incorrerem em perdas resultantes da dificuldade de recebimento dos valores faturados a seus clientes. Quanto ao risco de crédito associado ao caixa e equivalentes de caixa e investimento de curto prazo, ele está relacionado às aplicações financeiras depositadas em instituições financeiras que estão suscetíveis às ações do mercado e ao risco a ele associado, principalmente à falta de garantias para os valores aplicados, podendo ocorrer a perda destes valores.

Risco de Taxas de Câmbio

Risco de taxas de câmbio é o risco de que o valor justo dos fluxos de caixa futuros de um instrumento financeiro flutue devido a variações nas taxas de câmbio. A exposição da Companhia ao risco de mudanças nas taxas de câmbio refere-se, principalmente, às obrigações com empréstimos, financiamentos, aplicações financeiras e títulos e valores mobiliários da controlada La Virgen S.A.C. localizada no Peru, sujeitas a taxas de câmbio variáveis. A Companhia está sujeita ao risco de moeda nos empréstimos indexados a uma moeda diferente da moeda funcional da Companhia, o Real (R\$). Se a moeda peruana (Nuevos Soles) se desvalorizar frente ao Dólar, nossas despesas financeiras relacionadas aumentarão e nossos resultados operacionais e condição financeira poderão ser adversamente afetados.

4.4 - Processos não sigilosos relevantes

Para os fins deste item 4.4, foram considerados como processos relevantes aqueles que, individualmente, com base em opinião de seus assessores jurídicos e na análise dos processos judiciais pendentes, (i) tiverem Valor em Risco (conforme definido abaixo) igual ou superior a R\$10,0 milhões para as demandas vinculadas à Companhia; (ii) tiverem Valor em Risco igual ou superior a R\$5,0 milhões para as demandas vinculadas às controladas da Companhia; e/ou (iii) sejam significantes para o negócio da Companhia, independentemente do valor ou do prognóstico.

“Valor em Risco” significa, no entendimento da Companhia, com base em opinião de seus assessores jurídicos, a melhor estimativa de desembolso financeiro para liquidação do processo que envolve a Companhia (ou pela subsidiária aplicável).

A Administração da Companhia e de suas controladas, com base em opinião de seus assessores jurídicos e na análise dos processos judiciais pendentes, constituíram provisão em montante considerado suficiente para cobrir as perdas estimadas como prováveis para os processos em curso, como segue:

	Consolidado					
	31/12/2023	Adições	Atualização monetária	Baixas	Remensuração	Pagamentos
Provisões para constituição de ativos (a)	193.238	8.638	-	(47.802)	-	-
Provisões para compensações ambientais (b)	23.936	3.670	17	(2.388)	-	(320)
Provisão para desmobilização (c)	20.479	-	1.441	-	(7.409)	-
Provisão do uso do bem público (d)	27.800	-	3.934	-	-	(2.998)
Provisão para ressarcimento (e)	2.472	25.026	109	-	-	-
Provisão para contingências (f)						
Tributário	2.026	-	287	-	-	-
Cível e fundiário	27.437	961	5.201	(431)	-	(1.789)
Trabalhista	6.878	1.870	24	(660)	-	(171)
	304.266	40.165	11.013	(51.281)	-	(5.278)
						291.476
Circulante	114.891					
Não circulante	189.375					

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
Tributário	-	-	7.331	5.950
Cível	18	5	5.388	5.639
Fundiário	-	-	817	975
Trabalhista	731	739	2.094	2.669
Regulatório (ANEEL)	-	-	26	28
	749	744	15.656	15.261
Circulante	-	-	120	384
Não circulante	749	744	15.536	14.877

Em 31 de dezembro de 2024, os processos relacionados a perdas possíveis da Companhia e suas controladas estão representados conforme segue:

	31/12/2024		31/12/2023	
	Quantidade	Valor	Quantidade	Valor
Processos judiciais				
Tributário	42	52.228	38	44.612
Cível, Ambiental e Fundiário	64	329.743	53	304.698
Trabalhista	70	5.573	67	4.686
Regulatório	3	962	7	734
	179	388.506	165	354.730

Processos de natureza fiscal

Número do processo: 10480.729854/2018-15	
a. juízo	Delegacia da Receita Federal de Recife/PE
b. instância	2ª instancia administrativa
c. data de instauração	29/11/2018
d. partes no processo	Autor: Receita Federal Réu: Sistema de Transmissão do Nordeste S.A. - STN
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$20.500 mil
f. principais fatos	Trata-se de auto de infração lavrado em 29.11.2018 em decorrência daglosa de despesas financeiras com o pagamento de juros relativos às debêntures emitidas pela STN deduzidas da base de calcula do IRPJ e da CSLL.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Após a apresentação de Impugnação foi proferida decisão de primeira instância, na qual foi julgada improcedente a defesa apresentada. De acordo com a Autoridade Julgadora as despesas incorridas com juros para o pagamento das debêntures não seriam dedutíveis, uma vez que o critério da necessidade não estaria presente
h. estágio do processo	Aguarda julgamento do Recurso Voluntário pelo Conselho Administrativo de Recursos Fiscais (2ª Instância).
i. chance de perda	Possível
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	O processo é considerado relevante em vista do valor envolvido
k. análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda os débitos serão inscritos em dívida ativa, sendo passíveis de cobrança pelas autoridades fiscais ou de questionamento judicial pela controlada.

Número do processo: 15746720.203/2020-21 – Auto de Infração	
a. juízo	Delegacia da Receita Federal do Brasil em São Paulo/SP
b. instância	1ª instância administrativa
c. data de instauração	02/11//2020
d. partes no processo	Autor: Receita Federal Réu: Ferreira Gomes Energia S/A
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 11.676 mil
f. principais fatos	Trata-se de auto de infração lavrado pela Receita Federal do Brasil para cobrança de supostos débitos de PIS e COFINS
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Em 17/10/2024 a empresa teve ciência da decisão na qual se dá parcial provimento à Impugnação apresentada.
h. estágio do processo	Aguardando o prazo para interposição do Recurso Voluntário
i. chance de perda	Possível
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	O processo é considerado relevante em vista do valor envolvido
k. análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda os débitos serão inscritos em dívida ativa, sendo passíveis de cobrança pelas autoridades fiscais ou de questionamento judicial pela controlada.

Número do processo: 19515.722963/2012-38	
a. juízo	Delegacia da Receita Federal do Brasil, São Paulo - São Paulo
b. instância	2ª Instância Administrativa (Conselho Administrativo de Recursos Fiscais – CARF)
c. data de instauração	19/12/2012
d. partes no processo	Autor: Delegacia da Receita Federal do Brasil, São Paulo - São Paulo Réu: Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A. (“EATE”)
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 2.202.790,77 (histórico). Valor em risco atualizado - R\$ 6.358 mil, em 31 de dezembro de 2024.
f. principais fatos	Trata-se de Auto de Infração lavrado em face da EATE para a cobrança de IRPJ, CSLL, PIS e COFINS do período de 01/2007 a 12/2007 por suposta omissão de receitas.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Em 10/07/2019 – Intimação da decisão da Primeira Instância administrativa julgadora que deu parcial provimento à Impugnação da EATE. Em 09.08.2019 - Protocolizado Recurso Voluntário. Em 15.08.2019 - Recurso remetido ao CARF para julgamento. Em 02.12.2019 - Aguardando julgamento do recurso.
h. estágio do processo	Aguarda julgamento do Recurso Voluntário pelo Conselho Administrativo de Recursos Fiscais (2ª Instância).
i. chance de perda	Possível
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	O processo é considerado relevante em vista do valor envolvido.
k. análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda os débitos serão inscritos em dívida ativa, sendo passíveis de cobrança pelas autoridades fiscais ou de questionamento judicial pela Companhia.

Processos de natureza cível

Número do processo: 0009956-38.2010.4.01.3100	
a. juízo	2ª Vara Federal da Seção Judiciária do Amapá
b. instância	1ª instância
c. data de instauração	04/11/2010
d. partes no processo	Autores: Ministério Público Federal e Ministério Público do Estado do Amapá Réus: Alupar Investimento S.A.
e. valores, bens ou direitos envolvidos	Valor inestimável
f. principais fatos	Trata-se de uma ação de obrigação de fazer e de não fazer para prevenção de danos ambientais envolvendo o licenciamento ambiental
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Até a data deste Formulário de Referência não houve proferimento de sentença pelo juiz de 1ª instância. Cabe destacar que foi proferido despacho no sentido de excluir as pessoas físicas (Sr. Paulo César da Silva GonçalvesSr. Wagner José Pinheiro Costa) do polo passivo da Ação Civil Pública. Em 02/03/2023, foi proferida a decisão extinguindo o feito com relação a ANEEL, União, Paulo César da Silva Gonçalves e Wagner José Pinheiro Costa, bem como foi intimada a Alupar a especificar as provas que pretende produzir; além de determinar a expedição de ofício ao Instituto de Pesquisas Científicas e Tecnológicas do Estado do Amapá - IEPA, à Universidade Federal do Amapá – UNIFAP e à Agência Nacional de Águas - ANA para que, no prazo de 60 dias, apresentem suas considerações sobre os ajustes e as adequações necessárias ao EIA em foco e no estudo de impacto ambiental complementar apresentado pela ré Alupar. Em 19/09/2023, foi proferida decisão deferindo pedido de prova documental suplementar requerida por Alupar (Relatórios Técnicos), determinada a exclusão da ANEEL, União, Paulo Cesar da Silva e Wagner José Pinheiro. Em 23/11/2023, a Alupar apresentou manifestação informando que, como

	estabelecido na decisão, aguardará a manifestação do IEAP, UNIFAP e ANA antes de apresentar a prova documental suplementar já deferida. Atualmente o processo se encontra em fase de finalização de perícia.
h. estágio do processo	Em fase de instrução.
i. chance de perda	Possível
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Ação Civil Pública que envolve empreendimento da Companhia
k. análise do impacto em caso de perda	Não há valor em risco envolvido, mas a Companhia, caso condenada, pode ter que realizar estudos ambientais complementares ao EIA-RIMA apresentado ao órgão ambiental, com possível impacto reputacional negativo

Processo nº 0001386-33.2016.8.03.0006 - Ação Civil Pública	
a. juízo	Vara Única da Comarca de Ferreira Gomes/AP
b. instância	1ª instância
c. data de instauração	11/11/2016
d. partes no processo	Autor: Ministério Público Federal Réus: Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A., Empresa de Energia Cachoeira Caldeirão S.A., Ferreira Gomes Energia S.A. e Instituto do Meio Ambiente e de Ordenamento Territorial do Estado do Amapá
e. valores, bens ou direitos envolvidos	Valor inestimável
f. principais fatos	Trata-se de Ação Civil Pública movida pelo Ministério Público do Estado do Amapá, com objetivo de compelir os réus a promoverem a reparação integral de todos os danos ambientais causados no Município de Ferreira Gomes/AP em decorrência de enchente, assim como adotarem medidas para minimizar os efeitos deletérios relacionados ao evento. A ação encontra-se suspensa em decorrência da Ação Cautelar e Inominada nº 00005352820158030006, tendo como objeto a produção antecipada de provas requerida pelo Ministério Público. A ação cautelar está em fase de recurso especial. Em decorrência do evento, objeto da ação civil pública, o Ministério Público Estadual promoveu a ação Penal nº 00002968220198030006 em face da companhia e demais empresas, visando a apuração de eventual ocorrência de crimes ambientais de destruição/danificação de floresta considerada de preservação permanente. A regerida ação está em fase de resposta à acusação e o valor em risco não pode ser estimado.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Até a data deste Formulário de Referência, a Ação Civil Pública se encontrava suspensa.
h. estágio do processo	A presente ação encontra-se suspensa em decorrência da Ação Cautelar Inominada nº 00005352820158030006, tendo como objeto a produção antecipada de provas requerida pelo Ministério Público. Na data deste Formulário de Referência, aguarda-se a certificação do trânsito em julgado da ação cautelar para prosseguimento deste processo.
i. chance de perda	Possível
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Ação Civil Pública que envolve empreendimento de controlada da Companhia
k. análise do impacto em caso de perda	Em caso de decisão desfavorável, o impacto será financeiro e potencialmente reputacional.

Processos de natureza ambiental

Auto de Infração Ambiental ("AIA") nº 014689-A	
a. juízo	Instituto do Meio Ambiente e Ordenamento Territorial
b. instância	1ª Instância Administrativa

c. data de instauração	19/11/2015
d. partes no processo	Autor: Instituto do Meio Ambiente e Ordenamento Territorial Réu: Ferreira Gomes Energia S.A. (FGE)
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$130.874 mil
f. principais fatos	Trata-se de AIA lavrado pelo Instituto do Meio Ambiente e Ordenamento Territorial no Estado do Amapá – IMA, em face da controlada Ferreira Gomes Energia S.A. por ter a empresa, supostamente, provocado alterações sensíveis no meio ambiente, culminando na mortandade de espécies da fauna aquática do rio Araguari. A controlada Ferreira Gomes Energia S.A. firmou Termo de Ajustamento de Conduta (TAC 2), no qual suspendeu o procedimento administrativo em curso no IMA até o seu integral cumprimento. Ao final, cumpridas as obrigações assumidas, o procedimento será extinto
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Não houve proferimento de decisão de mérito, tendo em vista que o Auto de Infração Ambiental se encontra suspenso.
h. estágio do processo	Auto de infração suspenso.
i. chance de perda	Possível
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	O processo é considerado relevante em vista do valor envolvido
k. análise do impacto em caso de perda	Em caso de decisão desfavorável, o impacto será financeiro e reputacional.

Número do processo nº 016154 – Auto de Infração Ambiental	
a. juízo	IBAMA
b. instância	Administrativa - Macapá/AP
c. data de instauração	23/02/2018
d. partes no processo	Autor: Instituto do Meio Ambiente e Ordenamento Territorial Réu: Ferreira Gomes Energia S.A.
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 21.471 mil
f. principais fatos	Trata-se de Auto de Infração Ambiental lavrado sob o nº 016154, por ter a Ferreira Gomes supostamente provocado a mortandade de peixes no Rio Araguari. A empresa apresentou Defesa Administrativa, que aguarda julgamento desde 05.03.2018. Alegações Finais apresentada em 26.11.2018, em cumprimento à Notificação IMA nº 18003. Aguarda-se julgamento
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Apresentada Defesa Administrativa e alegações finais pela Ferreira Gomes Energia S.A. Auto de Infração aguardando julgamento.
h. estágio do processo	Aguardando julgamento.
i. chance de perda	Possível.
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	O processo é considerado relevante em vista do valor envolvido
k. análise do impacto em caso de perda	Em caso de decisão desfavorável, o débito seria inscrito em dívida ativa e ajuizada ação de execução pelo Estado, além de impactos reputacionais.

Auto de Infração Ambiental (“AIA”) nº 016158	
a. juízo	Instituto do Meio Ambiente e Ordenamento Territorial no Estado do Amapá
b. instância	1ª Instância Administrativa

c. data de instauração	23/02/2018
d. partes no processo	Autor: Instituto do Meio Ambiente e Ordenamento Territorial Réu: Ferreira Gomes Energia S.A.
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 9.201 mil
f. principais fatos	Trata-se de Auto de Infração Ambiental lavrado sob o nº 016158, - lavrado em face da controlada Ferreira Gomes Energia S.A., pelo Instituto do Meio Ambiente e Ordenamento Territorial no Estado do Amapá – IMAP, por ter a empresa, supostamente, ter descumprido ou cumprido parcialmente uma série de condicionantes da Licença de Operação nº 317/2014. A Companhia apresentou defesa administrativa. Em 26.11.2018, foram apresentadas alegações finais, em cumprimento à Notificação do IMAP nº 18004, aguarda-se julgamento.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Não houve decisão de mérito até o presente.
h. estágio do processo	Aguarda julgamento.
i. chance de perda	Possível
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Pelo impacto financeiro em caso de uma decisão desfavorável.
k. análise do impacto em caso de perda	Em caso de decisão desfavorável, o débito seria inscrito em dívida ativa e ajuizada ação de execução pelo Estado.

Auto de Infração Ambiental (“AIA”) nº 041971- – processo administrativo nº 3200010472008

a. juízo	Administrativo Macapá
b. instância	1ª Instância Administrativa
c. data de instauração	16/08/2021
d. partes no processo	Autor: SEMA Réu: Ferreira Gomes Energia S.A.
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$7.944 mil
f. principais fatos	Trata-se de Auto de Infração Ambiental lavrado sob o nº 041971, - lavrado pela Secretaria de Estado de Meio Ambiente do Estado do Amapá em face da controlada Ferreira Gomes Energia S.A., por ter a empresa, supostamente, contribuído para a poluição do Rio Araguari por lançamento de efluentes fora dos padrões exigidos. 25.08.2021 - Protocolada defesa administrativa. 28.09.2021 - Protocolo de petição (fato novo), notificação para regularização anterior ao auto de infração; 24.11.2021 - Protocolo de relatório técnico. Aguarda-se julgamento.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Não houve decisão de mérito até o presente.
h. estágio do processo	Aguarda julgamento.
i. chance de perda	Possível
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Pelo impacto financeiro em caso de uma decisão desfavorável.
k. análise do impacto em caso de perda	Em caso de decisão desfavorável, o débito seria inscrito em dívida ativa e ajuizada ação de execução pelo Estado.

Auto de Infração Ambiental (“AIA”) nº 9073335-E (02001.003498/2015-72)

a. juízo	Administrativo
-----------------	----------------

b. instância	1ª Instância Administrativa
c. data de instauração	15/04/2015
d. partes no processo	Autor: IBAMA Réu: Transnorte Energia S.A.
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 21.139 mil
f. principais fatos	Auto de Infração lavrado pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis – IBAMA, em face da controlada Transnorte Energia S.A. (TNE), por ter a TNE, supostamente, descumprido condicionantes ambientais previstas na Licença de Instalação
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Até a data deste Formulário de Referência, não foi proferida nenhuma decisão de mérito.
h. estágio do processo	Em fase de conhecimento.
i. chance de perda	Possível.
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	O processo é considerado relevante em vista do valor envolvido
k. análise do impacto em caso de perda	Em caso de decisão desfavorável, o débito, se não adimplido, poderá ser inscrito em dívida ativa, ensejando ação de execução fiscal pelo Estado.

Auto de Infração Ambiental (“AIA”) nº 9137295 (02001.003494/2015-94)	
a. juízo	Administrativo
b. instância	1ª Instância Administrativa
c. data de instauração	15/04/2015
d. partes no processo	Autor: IBAMA Réu: Transnorte Energia S.A.
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 14.403 mil
f. principais fatos	Auto de Infração lavrado pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis – IBAMA, em face da controlada Transnorte Energia S.A. (TNE), por ter a TNE, supostamente, descumprido condicionantes ambientais previstas na Autorização de Supressão de Vegetação
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Até a data deste Formulário de Referência, não foi proferida nenhuma decisão de mérito.
h. estágio do processo	Em fase de conhecimento.
i. chance de perda	Possível.
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	O processo é considerado relevante em vista do valor envolvido
k. análise do impacto em caso de perda	Em caso de decisão desfavorável, o débito, se não adimplido, poderá ser inscrito em dívida ativa, ensejando ação de execução fiscal pelo Estado.

Auto de Infração Ambiental (“AIA”) nº 9137296-E (02553.000294/2018-86)	
a. juízo	Administrativo
b. instância	1ª Instância Administrativa
c. data de instauração	29/05/2018

d. partes no processo	Autor: IBAMA Réu: Transnorte Energia S.A.
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 16.348 mil
f. principais fatos	Auto de Infração lavrado pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis – IBAMA, em face da controlada Transnorte Energia S.A. (TNE), por ter a TNE, supostamente, descumprido condicionantes ambientais previstas na Licença de Instalação
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Até a data deste Formulário de Referência, não foi proferida nenhuma decisão de mérito.
h. estágio do processo	Em fase de conhecimento.
i. chance de perda	Possível.
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	O processo é considerado relevante em vista do valor envolvido
k. análise do impacto em caso de perda	Em caso de decisão desfavorável, o débito, se não adimplido, poderá ser inscrito em dívida ativa, ensejando ação de execução fiscal pelo Estado.

Auto de Infração Ambiental (“AIA”) nº 9137295-E (02553.000295/2018-21)	
a. juízo	Administrativo
b. instância	1ª Instância Administrativa
c. data de instauração	29/05/2018
d. partes no processo	Autor: IBAMA Réu: Transnorte Energia S.A.
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 7.593 mil
f. principais fatos	Auto de Infração lavrado pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis – IBAMA, em face da controlada Transnorte Energia S.A. (TNE), por ter a TNE, supostamente, descumprido condicionantes ambientais previstas na Licença de Operação
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Até a data deste Formulário de Referência, não foi proferida nenhuma decisão de mérito.
h. estágio do processo	Em fase de conhecimento.
i. chance de perda	Possível.
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	O processo é considerado relevante em vista do valor envolvido
k. análise do impacto em caso de perda	Em caso de decisão desfavorável, o débito, se não adimplido, poderá ser inscrito em dívida ativa, ensejando ação de execução fiscal pelo Estado.

Processos de natureza fundiária

Processo nº 5013784-97.2020.8.13.0105	
a. juízo	1ª Vara Cível da Comarca de Governador Valadares
b. instância	1ª instância
c. data de instauração	15/10/2020
d. partes no processo	Autor: proprietário de terra Ré: TPE – Transmissora Paraíso de Energia S.A.

e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 26.107 mil
f. principais fatos	Ação Ordinária proposta pelo proprietário das terras, em trâmite perante a 1ª Vara Cível de Governador Valadares. Trata-se de ação que visa a Revogação de Liminar de Imissão Provisória na Posse c/c Manutenção na Posse, Danos Morais, Ambientais e Lucros Cessantes, vinculada à Ação de Instituição de Servidão Administrativa nº 5007124-24.2019.8.13.0105. Em 15/10/2020, a ação foi distribuída por dependência aos autos nº 5007124-24.2019.8.13.0105, que foi proposta pela TPE para viabilizar a implantação da Linha de Transmissão. Em 17/11/2023, foi apresentada as contrarrazões. Aguarda-se remessa ao Tribunal para julgamento (30/11/2023).
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Até a data deste Formulário de Referência, não foi proferida decisão de mérito.
h. estágio do processo	Em fase de conhecimento.
i. chance de perda	Possível
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	O processo é considerado relevante em vista do valor envolvido
k. análise do impacto em caso de perda	Em caso de decisão desfavorável, a controlada sofrerá prejuízos financeiros.

Processos natureza regulatória

Processo nº 00046934420184013100 – Execução de Título Extrajudicial	
a. juízo	6º Vara Federal Cível
b. instância	2º Instância - Tribunal Regional Federal da 1ª Região do Amapá
c. data de instauração	18/07/2018
d. partes no processo	Autor: Ministério Público da União Réu: Ferreira Gomes
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 171.441,58
f. principais fatos	Petição do MPF cientificando as partes quanto aos termos da decisão que determinou a suspensão da execução;
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Não há decisão de mérito proferida por ora.
h. estágio do processo	Processo suspenso em razão do recurso interposto.
i. chance de perda	Possível
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Em razão do impacto financeiro na hipótese de uma decisão desfavorável.
k. análise do impacto em caso de perda	Em razão do impacto financeiro na hipótese de uma decisão desfavorável.

Processo nº 00023828020184013100 – Execução de Título Extrajudicial	
a. juízo	6º Vara Federal Cível
b. instância	2º Instância - Tribunal Regional Federal da 1ª Região, Amapá
c. data de instauração	25/04/2018

d. partes no processo	Autor: Ministério Público Federal Réu: Ferreira Gomes Energia S.A
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 180.091,75
f. principais fatos	17/08/2024 - a suspensão do feito até a decisão final dos embargos à execução opostos;
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Não há decisão de mérito proferida por ora.
h. estágio do processo	Processo suspenso em razão de recurso interposto
i. chance de perda	possível
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Em razão do impacto financeiro na hipótese de uma decisão desfavorável.
k. análise do impacto em caso de perda	Em razão do impacto financeiro na hipótese de uma decisão desfavorável.

4.5 - Valor total provisionado dos processos não sigilosos relevantes

Em 31 de dezembro de 2024, o valor total provisionado nos processos descritos no item 4.4 acima era de R\$ 41.633 milhões. As provisões da Companhia são registradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e IFRS, sendo constituída provisão para os processos com chance de perda provável, conforme avaliação dos consultores jurídicos da Companhia e de suas controladas.

O cálculo dos valores a serem provisionados é feito com base nos valores efetivamente envolvidos, no parecer dos advogados externos e internos responsáveis pela condução dos processos e no julgamento de nossa administração, sendo que somente são provisionados os valores relativos às discussões cuja avaliação de perda classificamos como provável.

Provisões são constituídas para todos os processos judiciais cuja liquidação seja provável que ocorra saída de recursos. A nossa avaliação da probabilidade de perda inclui evidências disponíveis, a hierarquia das leis, a jurisprudência disponível, as decisões mais recentes nos tribunais e sua relevância no ordenamento jurídico, bem como, a avaliação de nossos advogados externos. As provisões são revisadas e ajustadas anualmente, inclusive revendo suas estimativas e premissas, para levar em conta alterações nas circunstâncias, tais como prazo de prescrição aplicável, conclusões de inspeções físicas ou exposições adicionais identificadas com base em novos assuntos ou decisões de tribunais.

Ademais, não existem processos judiciais nos quais se discuta a validade das nossas cláusulas estatutárias ou de nossas controladas, não havendo, portanto, riscos jurídicos relacionados a esse assunto.

4.6 - Processos sigilosos relevantes

As controladas Usina Paulista Queluz de Energia S.A. e Usina Paulista Lavrinhas de Energia S.A. celebraram contratos de fornecimento de energia, por meio do qual deveriam fornecer, certa quantidade de energia por mês. Tais contratos foram cedidos parcialmente a terceiro, que inadimpliu com suas obrigações de pagamento. Em razão de tais fatos, as controladas ingressaram com ações de execução contra a empresa cedente e a cessionária, as quais são solidariamente responsáveis pelas obrigações contratuais. Tendo vista que os contratos de fornecimento de energia possuíam cláusula arbitral, as cedentes, para poder apresentar seus embargos de devedor, instaurou procedimentos arbitrais, requerendo o reequilíbrio do contrato ou sua resolução para todos os fins. Neste sentido, embora as controladas figurem no polo passivo destas arbitragens, elas são credoras dos contratos de fornecimento de energia. Processo de natureza arbitral com valor inestimável, considerando a ausência de parâmetros objetivos no pedido postulado pela parte adversa.

Adicionalmente destacamos os seguintes procedimentos arbitrais: (i) Procedimento Arbitral: instaurado em face da ETB para dirimir controvérsia decorrente do contrato vinculado a implantação do empreendimento. O valor em risco aproximado é de R\$ 80.342 mil; (ii) Procedimento Arbitral: instaurado em face da controlada ETC para dirimir controvérsia decorrente do contrato vinculado a implantação do empreendimento, o valor em risco aproximado é de R\$ 15.100 mil; e (iii) Procedimento Arbitral: instaurado pela Transnorte Energia S.A. (TNE), com o objetivo de determinar o valor do reequilíbrio econômico-financeiro integral do Contrato de Concessão nº 003/2012 – ANEEL.

4.7 - Outras contingências relevantes

Ações JEC – Evento “Apagão 2020” – tratam-se de ações de indenização por supostos danos morais ajuizadas contra a União Federal, Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, o Operador Nacional do Sistema – ONS, e diversas companhias do setor elétrico, incluindo a Ferreira Gomes Energia, em decorrência de seu suposto envolvimento no “apagão” ocorrido no estado do Amapá em novembro de 2020. O valor em risco é de aproximadamente R\$ 83.972 mil.

5.1 - Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

(a) política formalizada de gerenciamento de riscos

A Companhia ainda não possui uma Política de Gerenciamento de Riscos formalizada. Em 2025, iniciamos uma implementação para aprimoramento de nosso programa de gerenciamento de riscos, contando com o auxílio de uma consultoria externa especializada, com objetivo de fortalecimento do processo de gestão de riscos corporativos, considerando entre outras atividades, a melhoria da metodologia, mapa consolidado de riscos e elaboração da Política de Gerenciamento de Riscos.

(b) objetivos e estratégias da política de gerenciamento de riscos

Apesar de não possuir uma Política de Gerenciamento de Riscos formalizada, a unidade de Compliance tem trabalhado em conjunto com o Escritório de Gerenciamento de Projetos e a Auditoria Interna da Companhia a fim de aprimorar suas ferramentas de controle por meio de desenvolvimento de treinamentos específicos para funcionários e fornecedores, preenchimento de questionários e entrevistas periódicas com as áreas de risco da Companhia, no sentido de prevenir condutas inapropriadas e estancar deficiências. Este procedimento é conduzido com o intuito de melhor identificar e analisar os riscos aos quais a Companhia está exposta e definir limites, controles e monitoramento de riscos apropriados. Ainda, a Auditoria Interna da Companhia conforme descrito na Política de Auditoria Interna tem como missão aumentar e proteger o valor organizacional da Companhia, fornecendo avaliação assessoria e conhecimentos objetivos baseados em riscos.

(i) riscos para os quais se busca proteção

Devido à natureza de seu negócio e ao curso normal de suas atividades, a Companhia busca proteção essencialmente contra riscos macroeconômicos e operacionais, incluindo corrupção e suborno, riscos associados à sua liquidez, às taxas de inflação, às taxas de juros e à flutuação da taxa de câmbio. O gerenciamento de risco da Companhia busca identificar e analisar os riscos aos quais está exposta a fim de definir limites e controles de riscos apropriados, bem como monitorar os riscos e sua aderência aos limites.

(ii) instrumentos utilizados para proteção

A Companhia não utiliza instrumentos com objetivo de proteção.

(iii) estrutura organizacional de gerenciamento de riscos

Embora a Companhia não possua uma Política de Gerenciamento de Riscos formalizada, a Política de Auditoria Interna da Companhia introduz formalmente uma estrutura organizacional com funções relacionadas ao gerenciamento de riscos.

Nesse sentido, nos termos da Política de Auditoria Interna da Companhia, compete a:

- Auditoria Interna apoiar o Conselho de Administração no cumprimento de suas obrigações fiduciárias na avaliação dos processos de gestão de riscos, do controle, de *compliance* e de governança corporativa. Atua como terceira linha de defesa, reportando-se ao Comitê de Auditoria, e tem como escopo avaliar se os processos inerentes, desenhados e descritos pela administração são adequados e funcionam de modo a assegurar que: riscos sejam identificados e avaliados; interação com diversos grupos de governança ocorra quando necessário; informação financeira, administrativa e operacional significativa seja acurada, confiável e tempestiva; os colaboradores cumpram com as políticas, normas, procedimentos,

regulamentos e leis aplicáveis; recursos sejam economicamente adquiridos, utilizados com eficiência e adequadamente protegidos; programas, planos e objetivos sejam cumpridos; fomente-se a qualidade e a melhora contínua no processo de controle da organização; e as questões legais ou regulatórias que impactem a Companhia sejam identificadas e adequadamente tratadas;

- Comitê de Auditoria revisar e aprovar a Política de Auditoria Interna, em conjunto com o Conselho de Administração; revisar, aprovar e acompanhar a execução do Plano Anual de Auditoria; aprovar eventuais alterações ocorridas no exercício do Plano Anual de Auditoria, incluindo eventuais solicitações de novas demandas de trabalho; aprovar eventuais serviços terceirizados de auditoria interna; tomar ciência e avaliar o conteúdo dos relatórios de Auditoria Interna, questionar e solicitar detalhamento adicional, quando necessário; coordenar as atividades de Auditoria Interna e Externa, Gestão de Riscos e Controles Internos e Compliance, visando a assegurar a apropriada cobertura e a minimização de possíveis duplicidades de esforços; e tomar ciência do andamento das ações corretivas reportadas pela Auditoria Interna e realizadas pela administração da Companhia; e
- Áreas de Negócios Auditadas disponibilizar as informações e os dados requisitados, necessários à realização dos trabalhos da Auditoria Interna; analisar os relatórios de Auditoria Interna; encaminhar o relatório para o responsável pela elaboração do plano de ação aprovado pela Diretoria competente e dar conhecimento à Auditoria Interna; e implementar as ações previstas no plano de ação dentro do prazo estabelecido e, em caso de não implantação, justificar à Auditoria Interna a prorrogação, comunicando-o à sua respectiva Diretoria.

(c) adequação da estrutura operacional e controles internos para verificação da efetividade da política adotada

A gestão de riscos está alinhada com os objetivos estratégicos da Companhia e envolve, além do Conselho de Administração, da área de Auditoria Interna e do Comitê de Auditoria, as Áreas de Negócios Auditadas.

A Auditoria Interna deve avaliar os controles internos e reportar os resultados, de forma que a área ou o responsável coordene, com os gestores, a implementação de ações para assegurar que os controles sejam eficazes para mitigar os riscos. A Auditoria Interna deve, também, analisar e recomendar melhorias para trazer eficácia aos processos. Compete ao Comitê de Auditoria, em conjunto com o Conselho de Administração, a revisão e a aprovação do Plano Anual de Auditoria, bem como a sua implementação.

5.2 - Descrição controles internos

(a) grau de eficiência de tais controles, indicando eventuais imperfeições e providências adotadas para corrigi-las

A administração da Companhia é responsável pelo estabelecimento e manutenção de controles internos adequados relativos aos seus relatórios financeiros. A Companhia acredita que, no exercício social findo em 31 de dezembro de 2024, mantinha controles internos adequados sobre os relatórios financeiros, sem identificação de deficiências significativas.

O sistema de controle interno da Companhia foi elaborado para garantir de forma razoável e em todos os aspectos relevantes a confiabilidade dos relatórios financeiros e a preparação das demonstrações financeiras para divulgação externa, conforme práticas contábeis adotadas no Brasil e Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS). A Companhia está atenta às novas tecnologias e investe em seus controles a fim de aprimorá-los cada vez mais, utilizando, atualmente, o sistema ERP RM (TOTVS).

Devido a limitações inerentes, os controles internos da Companhia sobre os relatórios financeiros podem não prevenir ou não detectar erros. As projeções sobre qualquer avaliação de efetividade para períodos futuros estão sujeitas ao risco de que os controles podem se tornar inadequados devido a mudanças nas condições existentes.

(b) estruturas organizacionais envolvidas

A Diretoria Administrativa Financeira e Relações com Investidores, principal área responsável pelas demonstrações financeiras, conta com o suporte da Gerência de Controladoria para elaboração das demonstrações financeiras da Companhia, garantindo a adoção das boas práticas de controle interno e observação das normas contábeis aplicadas.

A Companhia também possui os seguintes comitês com seus respectivos regimentos internos para apoiá-la em seus controles: (i) Comitê de Governança, Sucessão e Remuneração; (ii) Comitê de Finanças e Contratação de Partes Relacionadas; (iii) Comitê de Auditoria; (iv) Comitê de Sustentabilidade. Para mais informações sobre os comitês da Companhia, vide item 7.1 deste Formulário de Referência.

(c) forma de supervisão da eficiência dos controles internos pela administração da Companhia, indicando o cargo das pessoas responsáveis pelo referido acompanhamento

A gerência de controladoria da Companhia é responsável pela revisão dos controles internos adotados que garantem a correta preparação dos relatórios financeiros e a preparação das demonstrações financeiras para divulgação externa de forma razoável e em todos os aspectos relevantes de confiabilidade.

(d) deficiências e recomendações sobre os controles internos presente no relatório do auditor independente

Após cada processo de auditoria, a administração da Companhia recebe dos auditores independentes recomendação sobre os controles internos, conforme requerido pelo artigo 25, inciso II, da Resolução CVM nº 23, de 25 de janeiro de 2021, e propõe plano de ação e atua durante o ano para correção dos pontos identificados.

Nos termos do item 7 do Ofício Circular/CVM/SNC/GNA/nº01/2020, os auditores independentes têm um prazo de até 60 dias contados da data de emissão do relatório do auditor para emitir o relatório circunstanciado mencionado nesse item.

A Companhia obteve em 25 de abril de 2025, o relatório circunstanciado referente à auditoria das demonstrações financeiras do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 e não foram identificadas pelos auditores independentes deficiências significativas.

(e) comentários dos diretores sobre as deficiências apontadas no relatório circunstanciado preparado pelo auditor independente e sobre as medidas corretivas adotadas

Não aplicável, tendo em vista que, no relatório circunstanciado referente à auditoria das demonstrações financeiras do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, não foram identificadas pelos auditores independentes deficiências significativas.

5.3 - Programa de integridade

(a) regras, políticas, procedimentos ou práticas voltadas para a prevenção, detecção e remediação de fraudes e ilícitos praticados contra a administração pública

(i) principais mecanismos e procedimentos de integridade adotados e sua adequação ao perfil e riscos identificados pela Companhia

O Conselho de Administração da Companhia aprovou, em 19 de janeiro de 2015, a última atualização do Código de Ética, Conduta & Compliance, o qual tem por objetivo oferecer uma compreensão clara sobre as condutas que orientam os negócios e relacionamentos da Companhia e que devem estar presentes no exercício diário das atividades de todos os colaboradores.

A Companhia também criou o Manual de Compliance, aprovado pelo Conselho de Administração em 11 de maio de 2015, o qual tem por objetivo estabelecer as regras e procedimentos da função de Compliance Officer na Companhia, com a finalidade de orientar os profissionais da Companhia, quanto aos conceitos e métodos de controle que, além de atenderem às exigências legais, devem ser adotados como uma melhora nos parâmetros e padrões éticos de controles, transferência e eficiência.

A Companhia possui também a Política de Integridade, instituída em 1º de agosto de 2017 e atualizada em março de 2025, cujo propósito é conceituar e descrever as normas relativas às práticas contra suborno e corrupção em todas as operações envolvendo a Companhia, com o intuito de orientar os negócios da Companhia no sentido de evitar quaisquer desvios de conduta e/ou inconformidades que possam ocorrer e, assim manter a sua integridade. Também tem por objetivo destacar os requisitos de Compliance específicos relacionados a essas diretrizes e proibições, a fim de reforçar o compromisso da Companhia em conduzir seus negócios com os mais altos padrões de honestidade e integridade.

A Política de Integridade deve ser lida juntamente com o Código de Ética, Conduta & Compliance da Companhia e com as demais políticas e procedimentos relacionados, bem como aplicada às operações nacionais ou internacionais da Companhia e a quaisquer atividades de negócios administradas ou conduzidas em nome da Companhia por terceiros, inclusive parcerias (joint ventures). Todo administrador e colaborador deve inteirar-se de referida Política e agir em conformidade à mesma.

A Política de Integridade proíbe toda e qualquer prática de corrupção ou suborno, independentemente dos valores envolvidos, vantagens auferidas e entes envolvidos (funcionários do governo, empresas públicas e privadas, pessoas físicas ou jurídicas). O cumprimento de referida Política está sujeito aos procedimentos de controles internos da Companhia.

A Política de Integridade ainda está sujeita a alterações, segundo recomendação da unidade de Compliance, com base em mudanças nas demais políticas aplicáveis ou nas leis e regulamentações relevantes.

Adicionalmente, embora não possua uma Política de Gerenciamento de Riscos formalizada, a Companhia possui uma matriz de riscos de corrupção aprovada pelo Conselho de Administração em 15 de julho de 2020, incluindo análises de probabilidade, impacto e estratégia de tratamento dos riscos. A partir dos resultados, a unidade de Compliance aprimora suas ferramentas de controle por meio de desenvolvimento de treinamentos específicos para funcionários e fornecedores, preenchimento de questionários e entrevistas periódicas com as áreas de risco da Companhia, no sentido de prevenir condutas inapropriadas e estancar deficiências, com o intuito de melhor

identificar e analisar os riscos de corrupção aos quais estamos expostos e definir limites, controles e monitoramento de riscos apropriados.

A Companhia mantém também o monitoramento do Programa de Integridade, planejado e conduzido com apoio de consultoria externa especializada, cujo propósito é acompanhar a efetiva aplicação do Programa de Integridade, identificar falhas e realizar correções e aprimoramento das ações, bem como assegurar resposta rápida ao surgimento de novos riscos. O monitoramento do Programa de Integridade utiliza como base os seguintes pilares e parâmetros: (i) Governança e Cultura; (ii) Avaliação de Riscos; (iii) Pessoas e Competências; (iv) Políticas e Procedimentos; (v) Comunicação e Treinamento. Os resultados do monitoramento são apresentados ao Conselho de Administração.

A Companhia possui também a Política de Prevenção e Combate à Lavagem de Dinheiro e Financiamento ao Terrorismo, aprovada pelo Conselho de Administração em 30 de novembro de 2020. A Alupar entende como boa prática a adoção dessa Política, que tem por objetivo conceituar e descrever as normas relativas às práticas de combate e prevenção a lavagem de dinheiro e de financiamento ao terrorismo, a fim de reforçar o compromisso da Companhia em conduzir seus negócios com os mais altos padrões de honestidade e integridade.

A Companhia aprovou, em 22 de março de 2021 o Código de Ética, Conduta & Compliance de Terceiros, o qual tem por objetivo oferecer uma compreensão clara sobre as condutas que orientam os negócios e relacionamentos da Companhia e que devem estar presentes no exercício diário das atividades de todos os Terceiros que atuarem em nome da Companhia.

Em 10 de outubro de 2022, a Companhia aprovou a Política de Doações e Patrocínio de Projetos com Incentivo Fiscal, que tem por objetivo estabelecer diretrizes que deverão ser observadas na realização de doações e/ou patrocínios de projetos com incentivo fiscal, buscando orientar e reforçar o compromisso de condução dos negócios com os mais altos padrões de integridade em todas as operações no exercício diário das atividades da Companhia.

Não obstante, a Companhia criou (i) um vídeo de Compliance com abordagem do Código de Ética, Conduta & Compliance o qual é transmitido aos seus colaboradores via plataforma EAD; (ii) informativos sobre o programa de integridade que são disponibilizados mensalmente na intranet; (iii) treinamentos periódicos envolvendo todos os colaboradores e a alta administração da Companhia; (iv) cláusula contratual sobre Ética, Conduta e Compliance; (v) mascote do Compliance com o intuito de reforçar a observância das normas de Ética, Conduta e Compliance da Companhia; (vi) procedimento para emissão e acompanhamento de procurações envolvendo entes públicos visando o cumprimento das regras de Ética, Conduta e Compliance da Companhia; (vii) e-mail para envio e esclarecimento de dúvidas pertinentes ao Compliance; (viii) canal via *helpdesk* para análise de documentos; e (ix) procedimento para solicitação de doações envolvendo entes públicos, visando o cumprimento das regras de Ética, Conduta e Compliance da Companhia.

Tais diretrizes são revisadas regularmente para refletir mudanças nas condições de mercado e em nossas atividades.

(ii) a estrutura organizacional envolvida no monitoramento do funcionamento e da eficiência dos mecanismos e procedimentos internos de integridade

O Conselho de Administração tem como atribuição a gestão do Código de Ética, Conduta & Compliance, bem como a partir da Lei nº 12.846/2013 (Lei Anticorrupção), a função *Compliance*, a qual tem por finalidade orientar os profissionais da Companhia quanto aos conceitos e métodos de controle que, além de atenderem às exigências legais, devem ser adotados como uma melhora nos parâmetros e padrões éticos de controles, transferência e eficiência.

Assim, a função *Compliance* do Conselho de Administração permite que a Companhia e seus colaboradores atuem em conformidade com as normas, políticas e diretrizes que regulamentam os seus negócios, além de buscar detectar e, punir, conforme o caso, o desvio de comportamento, e a consequente, ocorrência de inconformidades.

Adicionalmente, foi nomeado um Compliance Officer na Companhia, subordinado ao Conselho de Administração, o qual deve assegurar o cumprimento do Código de Ética, Conduta & Compliance, bem como realizar e aprovar as modificações necessárias de referido Código, sanar as dúvidas de colaboradores e de terceiros, coordenar a investigação de toda e qualquer denúncia recebida e auditar os procedimentos internos das áreas de negócios da Companhia.

A Companhia ainda instituiu Comissões de Investigação específicas para recebimento e direcionamento exclusivo das denúncias recebidas via canal terceirizado de denúncias. O acesso das Comissões de Investigação às denúncias é previamente autorizado pelo Subcomitê de Gestão de Denúncias (“SGD”) e pelo Comitê de Ética, Conduta e Compliance da Companhia (“CEC”). Os membros destas Comissões devem apurar todas as informações possíveis acerca da denúncia, e ao fim das investigações transmitir ao SGD o parecer via plataforma do Canal de Denúncias, acompanhada das provas apuradas, que posteriormente serão submetidos ao CEC. Todos os membros da comissão investigativa receberam treinamento específico a respeito de investigações internas e se comprometem com o sigilo e confidencialidade das apurações. O Compliance Officer pode solicitar aprovação do CEC para a contratação de empresas terceirizadas para realização das investigações, caso entenda necessário.

Com o intuito de auxiliar no esclarecimento de dúvidas e questões pertinentes ao Compliance a Companhia implementou uma unidade de Compliance cujo contato poderá ser realizado através do endereço eletrônico: unidadedecompliance@alupar.com.br ou solicitação de pareceres específicos de Compliance através do sistema de Helpdesk interno.

(iii) código de ética ou de conduta

O Conselho de Administração aprovou formalmente, em 19 de janeiro de 2015, a última atualização do Código de Ética, Conduta & Compliance da Companhia, aplicando-se a todos os seus colaboradores, incluindo administradores, prestadores de serviços e, consultores, fornecedores e todos os parceiros de negócio da Companhia.

A Companhia criou, como forma de treinamento, vídeos de Compliance com abordagem do Código de Ética, Conduta & Compliance o qual é transmitido aos seus colaboradores via intranet e treinamentos.

Em caso de constatação de condutas praticadas em desacordo com o Código de Ética, Conduta & Compliance, poderão ser adotadas medidas punitivas, tais como, advertência verbal ou escrita, suspensão e demissão, as quais em nada prejudicarão as sanções previstas em lei, para salvaguardar a reputação e a imagem da Companhia, reafirmar os valores éticos previstos no Código, bem como, observar as normas e legislações aplicáveis. Tais sanções estão previstas no Código de Ética, Conduta & Compliance da Companhia.

O Código de Ética, Conduta & Compliance da Companhia está disponível para consulta no endereço eletrônico <http://www.alupar.com.br>, bem como na intranet da Companhia.

(b) canal de denúncia

(i) canal de denúncias interno ou a cargo de terceiros.

Em 05 de maio de 2022, a Companhia realizou a terceirização de seu Canal de Denúncias, disponibilizado para os seus colaboradores e/ou qualquer terceiro, através do endereço eletrônico <https://contatoseguro.com.br/pt/alupar/> e através do telefone via 0800 516 0029 (ligação gratuita), ambos disponibilizados através da página oficial da Companhia (<http://www.alupar.com.br>).

Para a terceirização do canal de denúncias foi contratada empresa especializada e totalmente isenta, através da implementação de uma plataforma onde é possível fazer relatos de condutas antiéticas ou incoerentes com o Código de Ética, Conduta & Compliance com as leis vigentes ou com os valores da Companhia. As denúncias são de acesso do Compliance Officer (eleito pelo Conselho de Administração da Companhia) e pelo SGD. Com o intuito de auxiliar nas apurações são acionados membros da Comissão Investigativa sempre que necessário. O canal de denúncias é totalmente apartado da infraestrutura da Companhia, ou seja, a área de TI da Companhia não possui qualquer acesso ou autorização para administração do canal de denúncias.

O envio das denúncias de situações que possam representar o descumprimento das regras previstas no Código de Ética, Conduta & Compliance da Companhia, poderá ser feito de forma anônima ou não, preservando-se o sigilo da identidade do denunciante e das informações enviadas.

O Código de Ética, Conduta & Compliance exige e assegura não só a obrigação de confidencialidade pelos membros do SGD Compliance Officer, membros do CEC e pela comissão investigativa, mas também a preservação dos direitos do denunciante, que não poderá ser perseguido ou retaliado.

O Compliance Officer, eleito pelo Conselho de Administração, é o responsável pela apuração das denúncias, sendo assessorado por comissão investigativa na investigação e apuração de denúncias específicas.

Em 11 de abril de 2022, o Conselho de Administração da Alupar deliberou sobre a instalação do Comitê de Ética, Conduta & Compliance, Comitê não estatutário da Companhia, bem como seu regimento Interno próprio.

Em 2024, por meio da plataforma, recebemos 23 denúncias, que foram cuidadosamente apuradas e receberam a devida tratativa. Nenhuma denúncia envolveu questões de corrupção ou discriminação.

(ii) canal aberto para o recebimento de denúncias de terceiros ou somente de empregados

O Canal de Denúncia para o recebimento de denúncias de terceiros e/ou empregados foi informando no item 5.3(b)(i) acima.

(iii) mecanismos de anonimato e de proteção a denunciante de boa-fé

O Canal de Denúncia foi criado para proporcionar aos colaboradores, parceiros, clientes, fornecedores e demais *stakeholders* da Companhia um meio de comunicação confidencial de condutas consideradas antiéticas ou que violem os princípios éticos e padrões de conduta e/ou a legislação vigente, sendo um canal exclusivo da Companhia para comunicação segura e, se desejada, anônima, livre de retaliações para quaisquer comunicações realizadas de boa-fé.

(iv) órgão responsável pela apuração de denúncias

As apurações das denúncias recebidas via Canal de Denúncias são investigadas pelo Compliance Officer com apoio da Comissão Investigativa.

(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

Não aplicável, tendo em vista que nos últimos três exercícios sociais não houve casos de desvios, fraudes, irregularidades e atos ilícitos praticados contra a administração pública.

(d) caso a Companhia não possua regras, políticas, procedimentos ou práticas voltadas para a prevenção, detecção e remediação de desvios, fraudes, irregularidades e atos ilícitos praticados contra a administração pública, identificar as razões pelas quais a Companhia não adotou controles nesse sentido

Não aplicável, considerando que, conforme descrito acima, a Companhia possui regras, procedimentos e práticas voltadas para a preservação, detecção e remediação de fraudes e ilícitos praticados contra a Administração Pública.

5.4 - Alterações significativas

Não houve, em relação ao último exercício social, alterações significativas nos principais riscos aos quais a Companhia está exposta.

5.5 - Outras informações relevantes

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes em relação a essa seção 5.