

A Auren Energia S.A (“**Auren**” ou “**Companhia**”) é a terceira maior geradora de energia do país com produção de energia 100% renovável e líder em comercialização no mercado brasileiro. A empresa está presente em nove estados, com 39 ativos totalizando uma capacidade instalada de 8,8 GW, onde 4,7 GW correspondem à fonte hidrelétrica (54%), 3,2 GW correspondem à fonte eólica (36%) e 876 MWac correspondem à fonte solar (10%). A Companhia opera um portfólio robusto, equilibrado e diversificado em termos de fontes de geração e localização geográfica. Com um portfólio completo de soluções em energia e sustentabilidade, a Auren oferece produtos que geram eficiência energética e redução de custos para apoiar clientes de diferentes portes nos segmentos do varejo e atacado. A companhia é integrante do Novo Mercado e está presente na carteira do Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da B3, o que reforça seu compromisso pela adoção das melhores práticas de governança corporativa, princípios de transparência, equidade e integridade na condução dos negócios com o propósito de gerar resultados admiráveis e um legado positivo para a sociedade.

O histórico da Auren se inicia com a Votorantim Geração de Energia (“**VGE**”), empresa 100% detida pelo Grupo Votorantim, responsável pela gestão de energia elétrica das diversas empresas do grupo. Em 2015, o Grupo Votorantim transformou a Votorantim Energia em uma unidade de negócios. Em 2016, a VGE venceu o leilão LEN A-3 2015 para venda de energia no volume de 93 MWm e adquiriu o projeto do Complexo Eólico de Ventos do Piauí I, com 206 MW de capacidade instalada para o suprimento dessa energia.

Em 2017, o Grupo Votorantim criou uma parceria entre a Votorantim Geração de Energia (“**VGE**”), sociedade do Grupo Votorantim criada para investir e atuar no ramo de energia, e o Canada Pension Plan Investment Board (“**CPP**”), visando adquirir e desenvolver novos ativos de geração de energia renovável no Brasil, denominada VTRM Energia Participações (antiga denominação da Auren).

Em 2018, mediante o aporte de ativos realizado pela VGE e aporte de capital realizado pelo CPP, a Companhia desenvolveu e passou a operar o Complexo Eólico Ventos do Piauí I, bem como concluiu a aquisição do Complexo Eólico Ventos do Araripe III.

No mesmo ano de 2018, a Companhia avançou em sua estratégia de crescimento e diversificação quando, por meio do Consórcio formado com sua controlada SF Ninety Two Participações Societárias S.A. (“**SF 92**”), consagrou-se vencedora do

procedimento licitatório relativo à aquisição do controle acionário da CESP – Companhia Energética de São Paulo (“**CESP**”), adquirindo as ações detidas pelo Estado de São Paulo e suas controladas, de ações detidas por empregados da CESP e ações objeto da respectiva oferta pública de aquisição de ações, a Companhia passou a deter, direta e indiretamente, aproximadamente 93% das ações ordinárias e 13% das ações preferenciais classe B de emissão da CESP.

Ainda em 2020, a Companhia exerceu opção de compra e adquiriu os Complexos Eólicos Ventos do Piauí II e Ventos do Piauí III, cuja entrada em operação comercial ocorreu ao final de 2022, com capacidade instalada de 418,5 MW.

Em dezembro de 2021, com portfólio composto por ativos geração hidrelétrica e eólica, a Companhia avançou novamente em diversificação das fontes através da aquisição do projeto do complexo Sol de Jaíba, que se encontra 100% operacional desde setembro de 2024, com capacidade total de 500 MW.

Em março de 2022, em continuidade ao processo de formação da Companhia, foi concluída a reorganização societária que teve como etapas: **(i)** a incorporação da VGE pela Companhia e o aumento do capital social da Companhia; e **(ii)** a incorporação da totalidade de ações em circulação de emissão da CESP, mediante a entrega aos acionistas da CESP de novas ações ordinárias e preferenciais resgatáveis de emissão da Companhia em substituição às ações incorporadas, concluída em 25 de março 2022.

Conforme proposta de alteração de denominação social submetida e aprovada em Assembleia Geral de Acionistas, em 23 de março de 2022 a Companhia passou a ser denominada “*Auren Energia S.A.*”

Em 2024 entraram em operação os primeiros complexos solares da Companhia, Sol de Jaíba e Sol do Piauí, que agregaram 548 MWac em capacidade instalada e 167 MW médios em garantia física da Auren.

No âmbito da comercialização, a Auren Comercializadora de Energia Ltda. (“**Auren Comercializadora**”), controlada da Companhia, oriunda da combinação das atividades da CESP Comercializadora e VTRM, adquiriu participação em empresas startups cujas atividades são: (i) telemedição de energia, em parceria com a empresa Way2 Technology Ltda. (“**Way2**”), com aquisição de participação de 50% do capital desta, realizada em 2021 pela antiga Votorantim Energia; (ii) data

analytics e inteligência artificial, em parceria com a Aquarela Inovação Tecnológica do Brasil S.A. ("**Aquarela Inovação**"), com objetivo de desenvolver novos produtos, serviços e soluções em energia com foco para o mercado livre, com aquisição de participação de 49,8% da sociedade atualmente; e (iii) Flora Energia Renovável S.A. ("**Flora Energia**") que atua no segmento de Geração Distribuída ("**GD**") por meio de plataforma de marketplace, que conecta micro usinas de geração a clientes finais, com contrato firmado para aquisição de até 15% do capital social da empresa. Nesta última, o objetivo da Auren não é de entrar no negócio de GD, mas sim, utilizar o conhecimento de processos com clientes menores, visando preparar a Auren Comercializadora para a abertura de mercado para a baixa tensão, em um cenário de plena liberalização do mercado de energia no Brasil.

Ainda nesta estratégia, ao final de 2023, a Auren Comercializadora, firmou um acordo de investimento com a Telefônica Brasil S.A. (Vivo), para criação da GUD Comercializadora de Energia S.A. ("**GUD**"), que iniciou suas operações em 2024 com foco na comercialização de soluções customizadas para empresas com demanda inferior à 500 kW, em vistas de preparar a Companhia para atuar no segmento de baixa tensão residencial. A GUD, iniciou suas operações em meados do ano de 2024.

Ainda no ano de 2024, foi anunciada a aquisição integral da Esfera Energia pela Auren Comercializadora, empresa líder na gestão de energia de grandes clientes consumidores e atuação no segmento varejista. A aquisição da Esfera Energia se encaixa na estratégia da Auren, que, nos últimos anos, tem agregado novas adjacências no ecossistema de comercialização de energia da Auren por meio de parcerias e investimentos em outras empresas. A conclusão da Operação Esfera se deu em 30 de agosto de 2024, reforçando, portanto, a estratégia da Auren no segmento de comercialização de energia com entrada no segmento de gestão de energia, consolidando a Companhia como a maior comercializadora de energia elétrica do país, com elevada expertise e capacidade de gerar valor com o crescimento do mercado livre.

Desde sua criação a Auren se preparou para crescer através do desenvolvimento de projetos e de aquisições estratégicas, com uma estrutura de capital robusta e preparada para movimentos transformacionais. Dessa forma, em 15 de maio de 2024, a Auren adquiriu a AES Brasil Energia S.A. (antiga denominação social da Auren Participações S.A.) ("**Auren Participações**"), a qual foi realizada por meio de uma reorganização societária que, ao final, resultou na conversão da Auren Participações em subsidiária integral da Auren e na unificação das bases acionárias,

permanecendo apenas as ações da Auren em circulação (**“Combinação de Negócios”** ou **“Operação”**).

A antiga AES Brasil detinha um portfólio de ativos de geração de energia renovável com 5,2 GW de capacidade instalada, diversificado nas fontes e altamente complementar ao portfólio da Auren. Além disso, a transação gerará uma série de sinergias operacionais e financeiras para a Companhia.

A Operação foi aprovada pelos acionistas das companhias em suas respectivas assembleias gerais de acionistas realizadas em 10 de setembro de 2024. A concretização da Operação estava também condicionada à aprovação pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica (**“CADE”**), bem como à verificação de outras determinadas condições precedentes usuais para operações desta natureza. Todas as condições precedentes foram cumpridas até a data de 31 de outubro de 2024, quando a Operação foi concluída.

O Acordo de Combinação de Negócios e Outras Avenças celebrado no âmbito da Operação tornou-se eficaz em 31 de outubro de 2024, mediante a consumação da Incorporação pela Companhia. Em 1 de novembro de 2024, foi consolidado como o primeiro dia da empresa combinada, marcando o início do processo de integração entre as companhias. Para maiores informações acerca da Combinação de Negócios vide item 1.12 deste Formulário de Referência.

A figura abaixo ilustra a trajetória de crescimento da Companhia, tanto através de desenvolvimento de novos projetos, como através de aquisições estratégicas. Desde sua criação, a Auren multiplicou sua capacidade instalada por 44 vezes.

A Companhia tem como objetivo realizar investimentos relacionados à aquisição e desenvolvimento de ativos de geração de energia renovável, bem como, por si ou por meio de suas controladas, planejar, construir, instalar, operar e realizar a manutenção de sistemas de geração de energia eólica, solar e hidrelétrica, assim como comercializar energia, seja ela produzida por estes sistemas ou adquirida de terceiros.

O objeto social da Companhia é constituído pelas seguintes atividades: **(i)** participar em outras sociedades, na qualidade de acionista, sócia ou quotista no Brasil e/ou no exterior; **(ii)** adquirir, administrar, gerir, operar e manter ativos de geração e comercialização de energia, em suas diversas formas, modalidades e estágios de desenvolvimento; **(iii)** desenvolver e construir ativos de geração e comercialização de energia, em suas diversas formas, modalidades e estágio de desenvolvimento; **(iv)** estudar, planejar, desenvolver e implantar projetos de geração e comercialização de energia, em suas diversas formas e modalidades; e **(v)** prestar serviços a terceiros relacionados às atividades mencionadas nos itens anteriores.

A capacidade instalada do portfólio Auren é de, aproximadamente, 9 GW, distribuída em 54% de ativos hidrelétricos, 36% de ativos eólicos e 10% de ativos solares. Este montante considera a capacidade de 7 ativos hidrelétricos em que a Companhia possui participação minoritária, que somam 547,5 MW de capacidade instalada e 266,3 MWm de garantia física. Este portfólio é bastante próximo do que a Companhia considera ser o portfólio ótimo, assegurando a diversidade de fontes que mitigam os riscos de variação dos recursos naturais ao longo do tempo. Além disso, o portfólio proporciona a flexibilidade necessária para oferecer diversos produtos a diferentes classificações de clientes, ao passo que a Companhia se beneficia de ganhos com modulação de geração frente ao perfil horário do preço *spot*.

Em novembro de 2024, a Companhia concluiu a aquisição da antiga AES Brasil, atualmente denominada Auren Participações. Como resultado dessa aquisição, a Auren se tornou a 3ª maior geradora do Brasil e se consolidou como líder no segmento de comercialização. Para maiores informações sobre a combinação de negócios vide o item 1.12 deste Formulário de Referência.

Como resultado da referida aquisição, a Auren passou a gerir, por meio de suas subsidiárias 26 ativos, dentre eles 12 ativos hidrelétricos (sendo 9 UHEs e 3 PCHs), 10 ativos eólicos e 4 ativos solares, totalizando 33 ativos próprios e outros 7 com participação minoritária.

Por meio de suas sociedades controladas, a Companhia detém e opera os ativos eólicos abaixo:

Ativos hidrelétricos

UHE Porto Primavera: A usina de Porto Primavera, localizada no estado de São Paulo, tem capacidade instalada de 1.540 MW e garantia física de 886 MWm. A UHE Porto Primavera tem o prazo da concessão até abril de 2056.

-

UHE Água Vermelha: A usina de Água Vermelha tem capacidade instalada de 1.396,2 MW e garantia física de 694,5 MW médios, possuindo seis turbinas de 232,7 MW cada. A usina está localizada no Rio Grande na divisa dos municípios de Ouroeste, Estado de São Paulo e Iturama, Estado de Minas Gerais. O início da operação ocorreu no ano de 1978 e seu despacho é centralizado, realizado pelo ONS, desde a criação deste órgão em 1998.

UHE Nova Avanhandava: A usina de Nova Avanhandava tem capacidade instalada de 347,4 MW e garantia física de 125,5 MW médios, possuindo três turbinas de 115,8 MW cada. A usina está localizada no Rio Tietê em Buritama, que fica no Estado de São Paulo. O início da operação ocorreu no ano de 1982 e seu despacho é centralizado, realizado pelo ONS, desde a criação deste órgão em 1998.

UHE Promissão: A usina de Promissão tem capacidade instalada de 264,0 MW e garantia física de 93,9 MW médios, possuindo três turbinas de 88,0 MW cada. A usina está localizada no Rio Tietê em Ubarana no Estado de São Paulo. O início da operação ocorreu no ano de 1975 e seu despacho é centralizado, realizado pelo ONS, desde a criação deste órgão em 1998.

UHE Bariri: A usina de Bariri tem capacidade instalada de 143,1 MW e garantia física de 59,6 MW médios, possuindo três turbinas de 47,7 MW cada. A usina está localizada no Rio Tietê em Boracéia no Estado de São Paulo. O início da operação ocorreu no ano de 1969 e seu despacho é centralizado, realizado pelo ONS, desde a criação deste órgão em 1998.

UHE Barra Bonita: A usina de Barra Bonita tem capacidade instalada de 140,8 MW e garantia física de 46,7 MW médios, possuindo quatro turbinas de 35,2 MW cada. A usina está localizada no Rio Tietê em Barra Bonita, no Estado de São Paulo. O início da operação ocorreu no ano de 1963 e seu despacho é centralizado, realizado pelo ONS, desde a criação deste órgão em 1998.

UHE Ibitinga: A usina de Ibitinga tem capacidade instalada de 131,5 MW e garantia física de 66,8 MW médios, possuindo três turbinas de 43,8 MW cada. A usina está localizada no Rio Tietê em Ibitinga, no Estado de São Paulo. O início da operação ocorreu no ano de 1969 e seu despacho é centralizado, realizado pelo ONS, desde a criação deste órgão em 1998.

UHE Euclides da Cunha: A usina de Euclides da Cunha tem capacidade instalada de 108,8 MW e garantia física de 47,1 MW médios, possuindo quatro turbinas de 27,2 MW cada. A usina está localizada no Rio Pardo em São José do Rio Pardo, no Estado de São Paulo. O início da operação ocorreu no ano de 1960 e seu despacho é centralizado, realizado pelo ONS, desde a criação deste órgão em 1998.

UHE Caconde: A usina de Caconde tem capacidade instalada de 80,4 MW e garantia física de 32,5 MW médios, possuindo duas turbinas, uma de 41,2 MW e outra de 39,2 MW. A usina está localizada no Rio Pardo em Caconde, no Estado de São Paulo. O início da operação ocorreu no ano de 1966 e seu despacho é centralizado, realizado pelo ONS, desde a criação deste órgão em 1998.

UHE Picada: A usina de Picada tem capacidade instalada de 50 MW e garantia física de 23,5 MWm, no Estado de São Paulo. A UHE Picada uma usina com participação minoritária e prazo de concessão até março de 2041.

UHE Limoeiro: A usina de Limoeiro tem capacidade instalada de 32,0 MW e garantia física de 14,3 MW médios, possuindo duas turbinas de 16,0 MW cada. A usina está localizada no Rio Pardo em São José do Rio Pardo, no Estado de São Paulo. O início da operação ocorreu no ano de 1958 e seu despacho é centralizado, realizado pelo ONS, desde a criação deste órgão em 1998.

PCH São Joaquim: A PCH São Joaquim tem capacidade instalada de 3,0 MW e garantia física de 1,3 MW médios, possuindo uma turbina de 3,0 MW. A usina está localizada no Rio Jaguari Mirim em São João da Boa Vista, no Estado de São Paulo.

O início da operação ocorreu no ano de 2011. O despacho da PCH São Joaquim é descentralizado.

PCH Mogi-Guaçu: A PCH Mogi-Guaçu tem capacidade instalada de 7,2 MW e garantia física de 4,0 MW médios, possuindo duas turbinas de 3,6 MW cada. A usina está localizada no Rio Mogi- Guaçu em Mogi Guaçu no Estado de São Paulo. O início da operação ocorreu no ano de 1994. O despacho da PCH Mogi-Guaçu é descentralizado.

PCH São José: A PCH São José tem capacidade instalada de 4,0 MW e garantia física de 1,6 MW médios, possuindo duas turbinas de 2,0 MW cada. A usina está localizada no Rio Jaguari Mirim e em São João da Boa Vista, no Estado de São Paulo. O início da operação ocorreu no ano de 2012. O despacho da PCH São José é descentralizado.

A Auren também opera, em caráter de exceção a UHE Paraibuna, que teve seu prazo de concessão vencido em junho de 2022. A operação se dá em caráter temporário, conforme previsão legal (Lei n.º 12.783/2013) pela Portaria MME 647/2022 e é remunerada em regime de cotas.

Em 06 de maio de 2022 foi publicada no Diário Oficial da União, a Portaria MME 647, que definiu a CESP como operadora temporária da Usina Hidrelétrica Paraibuna, a partir de 04 de junho de 2022, até a assunção de novo concessionário. A operação da UHE Paraibuna segue de acordo com todas as normas aplicáveis, sendo que, a partir da data mencionada acima, passaram também a ser aplicáveis as normas relativas à geração de energia em regime de cotas. Durante o período de operação temporária, a remuneração do ativo terá como base a Receita Anual de Geração, nos termos da legislação vigente e conforme disposto na portaria acima mencionada.

Ativos eólicos

-

Cajuína 1 e 2: localizado no Rio Grande do Norte, cuja capacidade de geração é de 684 MW e 350 MW médios de garantia física de energia, com autorização concedida para geração até 2055.

Alto Sertão II: localizado na Bahia, cuja capacidade de geração é de 386 MW e 184 MW médios de garantia física de energia, com autorização concedida para geração até 2047.

Ventos do Araripe III (“**VDA III**”): localizado na fronteira entre os Estados do Piauí e Pernambuco, cuja capacidade de geração é de 358 MW e 179 MW médios de garantia física de energia, com autorização concedida para geração até 2049.

-

Tucano: localizado no Rio Grande do Sul, cuja capacidade de geração é de 322 MW e 147 MW médios de garantia física de energia, com autorização concedida para geração até 2055.

-

Ventos do Piauí II (“**VDP II**”): localizado no Estado do Piauí, cuja capacidade de geração é de 211 MW e 106 MW médios de garantia física de energia, com autorização concedida para geração até 2055.

-

Ventos do Piauí I (“**VDP I**”): localizado no Estado do Piauí, cuja capacidade de geração é de 206 MW e 106 MW médios de garantia física de energia, com autorização concedida para geração até 2051.

-

Ventos do Araripe I: localizado na fronteira entre os Estados do Piauí e Pernambuco, cuja capacidade de geração é de 210 MW e 110 MW médios de garantia física de energia, com autorização concedida para geração até 2049.

Ventos do Piauí III (“**VDP III**”): localizado na fronteira entre os Estados do Piauí e Pernambuco, cuja capacidade de geração é de 207 MW e 101 MW médios de garantia física de energia, com autorização concedida para geração até 2055.

-

Ventus: localizado no Rio Grande do Norte, cuja capacidade de geração é de 187 MW e 66 MW médios de garantia física de energia, com autorização concedida para geração até 2045.

Caetés: localizado na fronteira entre os Estados do Piauí e Pernambuco, cuja capacidade de geração é de 182 MW e 95 MW médios de garantia física de energia, com autorização concedida para geração até 2049.

Mandacaru: localizado no Rio Grande do Norte, cuja capacidade de geração é de 108 MW e 46,5 MW médios de garantia física de energia, com autorização concedida para geração até 2047.

-

Cassino: localizado no Rio Grande do Sul, cuja capacidade de geração é de 64 MW e 24 MW médios de garantia física de energia, com autorização concedida para geração até 2046.

-

Salinas: localizado no Rio Grande do Norte, cuja capacidade de geração é de 50,5 MW e 20 MW médios de garantia física de energia, com autorização concedida para geração até 2045.

Em março de 2021, a ANEEL aprovou a instalação de uma usina de energia solar que funciona no modelo de parque associado com a Ventos do Piauí I. O parque híbrido Sol do Piauí possui uma capacidade inicial instalada de 48 MW e 13 MW médios de energia assegurada. A construção do parque híbrido teve início em 2022, com início de operação em novembro de 2023, e tem autorização concedida para geração até 2051.

Ativos Solares

Sol de Jaíba: localizado em Minas Gerais, cuja capacidade de geração é de 500 MW e 154 MW médios de garantia física de energia, com autorização concedida para geração até 2055.

Guaimbê: localizado em São Paulo, cuja capacidade de geração é de 150 MW e 29 MW médios de garantia física de energia, com autorização concedida para geração até 2050.

-

Água Vermelha Solar: localizado em São Paulo, cuja capacidade de geração é de 76 MW e 20 MW médios de garantia física de energia, com autorização concedida para geração até 2053.

Boa Hora: localizado em São Paulo, cuja capacidade de geração é de 69 MW e 16 MW médios de garantia física de energia, com autorização concedida para geração até 2051.

-
Sol do Piauí: localizado no Piauí, cuja capacidade de geração é de 48 MW e 13 MW médios de garantia física de energia, com autorização concedida para geração até 2051.

Água Vermelha VII: localizado em São Paulo, cuja capacidade de geração é de 33 MW e 8 MW médios de garantia física de energia, com autorização concedida para geração até 2056.

Além da atuação no segmento de geração, a Companhia também atua no segmento de comercialização de energia, por meio da sua subsidiária integral, Auren Comercializadora, que atua como centro de inteligência de mercado, sendo responsável pelo suporte e maximização de valor dos ativos existentes e dos novos projetos de geração por meio da gestão de energia e originação de PPAs (*Power Purchase Agreement*), além do desenvolvimento de um portfólio de produtos diversificados.

A Auren trabalha constantemente na estratégia de expansão por meio do desenvolvimento do *pipeline* de projetos e avaliando oportunidades que estejam alinhadas ao portfólio da Companhia, de forma diligente e responsável, visando à criação de valor aos acionistas.

Adicionalmente, visando atender os padrões “ESG” (*environmental, social and governance* – ambiental, social e governança), a Companhia atua, ainda, por meio de iniciativas sociais que buscam apoiar demandas dos territórios onde estão localizadas as operações. As iniciativas são definidas e priorizadas a partir do processo de caracterização social e podem endereçar temas como educação (básica e técnica), geração de renda, estrutura básica e proteção da infância e adolescência.

Programas de Desenvolvimento Social:

- Educação e proteção de direitos: tem como objetivo a melhoria da qualidade da educação pública, por meio da qualificação do capital humano local e do apoio à gestão pública municipal e estadual. São realizados programas e projetos de fortalecimento da educação básica (ensino fundamental I e II), da educação

profissionalizante (ensino médio e técnico), da educação ambiental e da alfabetização na idade adulta (EJA - Educação de Jovens e Adultos).

- Geração de trabalho e renda: tem como objetivo promover o dinamismo econômico das localidades por meio da ampliação e promoção de oportunidades de trabalho e incremento de renda. São realizados programas e projetos de fortalecimento de associações e cooperativas locais, de qualificação de mão de obra para o setor de energia e setores relacionados e de assistência técnica rural para aumento da produção e comercialização de produtos.

- Infraestrutura básica: nos locais onde a população não tem acesso a questões de estrutura básica, como nutrição, água e energia essa frente tem o objetivo de garantir que haja esse acesso. São realizados programas e projetos de captação, armazenamento e reuso de água, de diversificação de plantio para melhoria da segurança alimentar, de mutirão de emissão de documentos (RG, certidão de nascimento, CPF), de instalação de placas fotovoltaicas ou de integração à rede de distribuição de energia, entre outros.

Para além dessas três frentes outros programas e projetos de outros temas são realizados de maneira customizada aos desafios sociais das localidades. Em todas as unidades acontecem programas de relacionamento e diálogo com as comunidades.

Programas Ambientais – Meio físico

- Programa de Ruído e Efeito Estroboscópico: tem como objetivo monitorar e mitigar os níveis de ruído e efeito estroboscópico gerados pelas atividades dos empreendimentos eólicos, assegurando a conformidade com a legislação.

- Programas de Gestão de Recursos Hídricos: tem como objetivo monitorar a qualidade da água e dos efluentes gerados pelos empreendimentos, assegurando a conformidade com a legislação e a proteção dos recursos hídricos.

- Programa de Gestão de Resíduos: tem como objetivo gerenciar os resíduos gerados pelos empreendimentos de forma ambientalmente correta, buscando a redução da geração de resíduos, a promoção do reuso e reciclagem, contribuindo para o meio ambiente e à saúde pública.

Programas Ambientais – Meio Biótico

- Programas de Fauna/Ictiofauna: tem como objetivo monitorar e preservar a fauna e ictiofauna, nas regiões de atuação, contribuindo para conservação da biodiversidade.
- Programa de Conservação e Manutenção de Flora: tem como objetivo promover a restauração florestal, conservar e manter a flora nos biomas de mata atlântica, cerrado e caatinga nas regiões de atuação, contribuindo para a conservação da biodiversidade nas reservas e áreas de preservação mantidas pela Auren.

[1] Em Tucano, 155,0 MW de capacidade instalada total é referente ao PPA com Anglo American (100% Auren); 167,4 MW de capacidade instalada é referente ao PPA com Unipar (50% Auren). Capacidade instalada e garantia física consideram 100% do ativo, uma vez que é totalmente operado pela Auren.

a. produtos e serviços comercializados

A Companhia divulga suas informações financeiras por segmentos operacionais, utilizados para tomada de decisão, segregados pelas seguintes áreas de atuação:

(i) **geração**: considera todos os ativos em operação de fontes de geração hidrelétrica, eólica e solar.

(ii) **comercialização**: composta pelas operações da Auren Comercializadora de Energia Ltda, CESP Comercializadora de Energia S.A, Esfera Comercializadora de Energia Ltda., Esfera Energia Consultoria e Gestão de energia Ltda., ARN Comercializadora energia Ltda., Auren Energy Solutions em Energia Ltda., Tietê Integra Soluções em Energia Ltda., e

(iii) **holding e pipeline**: considera a Auren Energia, Auren Participações e os projetos em fase de estruturação e/ou construção.

b. receita proveniente do segmento e a sua participação na receita líquida da Companhia

A Companhia desenvolve as suas atividades nos seguintes mercados de energia elétrica:

Receita		
Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024		
	R\$	% do total
Geração	2.992.728	37,10%
Comercialização	6.322.119	78,40%
Holding e pipeline	-	-
Eliminações (1)	-1.254.896	-15,60%

[1] Referem-se às eliminações de transações entre as empresas no processo de consolidação das demonstrações financeiras.

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

A tabela abaixo apresenta o resultado líquido da Companhia nos períodos indicados:

Lucro ou prejuízo operacional
Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024

	R\$	% do total
Geração	2.446.638	217,00%
Comercialização	130.859	11,60%
Holding e pipeline	-223.922	-19,90%
Eliminações(2)	-1.226.294	-108,80%

[2] Referem-se às eliminações de transações entre as empresas no processo de consolidação das demonstrações financeiras.

a. características do processo de produção

Participam do processo de produção da Companhia os seguintes mercados de energia elétrica, conforme identificados no item 1.3 deste Formulário de Referência: geração de energia hidrelétrica, geração de energia eólica e geração de energia solar. Os segmentos serão pormenorizados individualmente abaixo.

Geração Hidrelétrica

Em 2024, a produção da UHE Porto Primavera, maior ativo hidrelétrico da companhia, que possui capacidade instalada de 1.540 MW, dividida em 14 conjuntos de turbinas e geradores, foi de 1,9 GW médios, 20,4% abaixo ao valor observado no ano de 2023 (2,3 GW médios), devido ao cenário hidrológico desfavorável no ano de 2024, especialmente nos três primeiros trimestres do ano. As turbinas e geradores da UHE Porto Primavera são de fabricação Alstom, GE e ABB.

Após três trimestres caracterizados por uma recessão hidrológica severa, o 4T24 foi marcado pela recuperação dos níveis de precipitação e afluência aos reservatórios em relação aos valores observados no 4T23 nas bacias do Sudeste e Centro-Oeste. A Energia Natural Afluente (“**ENA**”) foi 10% superior quando comparada com o 4T23. Entretanto, mesmo com a recuperação do cenário hidrológico, as afluências não foram suficientes para recuperar o nível de armazenamento dos reservatórios do Sistema Interligado Nacional (“**SIN**”) ao final de 2024.

Com relação às atividades relacionadas à geração de energia hidrelétrica desempenhadas pela CESP, subsidiária integral da Companhia, a energia elétrica é o produto obtido por meio da transformação da energia potencial hidráulica originada a partir do desnível criado pelo represamento do rio, em energia mecânica que aciona a turbina e o gerador, produzindo energia elétrica. Toda a água utilizada retorna ao seu curso no rio com suas características psicoquímicas preservadas.

A produção de energia elétrica da usina da CESP é programada e executada de acordo com os Procedimentos de Rede e sob a coordenação do Operador Nacional do Sistema Elétrico (“**ONS**”), garantindo-se a preservação de seus ativos e o cumprimento de suas obrigações sociais e ambientais. A busca da eficiência na produção se baseia na associação dos recursos fundamentais de disponibilidade, recursos hídricos e oportunidades de alocação de produção no SIN.

A CESP tem garantido o atendimento dos compromissos comerciais da empresa, conciliando-o às exigências regulatórias de Disponibilidade (Resolução ANEEL nº 614, de 3 de junho de 2014) e sistêmicas (necessidades de geração para atender à demanda do SIN), dentro dos princípios de economicidade.

O desempenho das usinas do SIN é apurado pelo ONS principalmente por meio do Índice de Disponibilidade (“ID”), calculado por meio da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada Apurada (“TEIFa”) e da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Programada (“TEIP”) definidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”).

A CESP tem superado os valores de referência estabelecidos pela ANEEL para a UHE Porto Primavera, cuja média ponderada para o ID (determinada com base na garantia física) é 92,3%. Em 2024, o valor apurado foi de 96,8%.

A UHE Porto Primavera tem todos os seus equipamentos segurados. Dada a sua característica construtiva, cada uma das 14 unidades geradoras opera de forma independente. Há um calendário plurianual de manutenção que garante a qualidade da operação do ativo.

Adicionalmente, em 2024, a produção das usinas da Auren Participações, que possui capacidade instalada de 2.658, MW, divididos em 9 UHE e 3 PCH, possui uma garantia física bruta de 1.188 MW médios.

Geração Eólica

Até 31 de outubro de 2024, a Auren possuía uma capacidade instalada de empreendimentos eólicos de 982 MW concentrada em um cluster na fronteira dos Estados de Piauí e Pernambuco, representada pelos parques Ventos do Araripe III e Ventos do Piauí I, II e III. Com a aquisição da AES Brasil, que após a conclusão da combinação passou a ser denominada Auren Participações, foram incorporados 10 novos sites, que representam uma capacidade instalada adicional de 2.194 MW e, com isso, o portfólio de geração eólica da Auren atinge a potência total de 3.176 MW e uma frota de 1.182 aerogeradores.

No ano de 2024, a disponibilidade foi de 93,4%, elevação de 1,0 p.p. em relação a 2023, que encerrou o ano com 92,4%.

Geração de Energia Solar

No tocante à geração de energia solar desempenhada por controladas da Companhia detentoras dos ativos relacionados ao parque fotovoltaico de Sol de Jaíba e ao parque híbrido Sol do Piauí. Com a aquisição da Auren Participações, foram incorporados outros 04 parques solares:

Guaimbê: com capacidade instalada de 150 MW e garantia física de 29,5 MWm. O prazo de autorização é 2050.

-

Água Vermelha Solar: com capacidade instalada de 76 MW e garantia física de 19,5 MWm. O prazo de autorização é 2053.

-

Boa Hora: com capacidade instalada de 69 MW e garantia física de 16 MWm. O prazo de autorização é 2051.

-

Água Vermelha VII: com capacidade instalada de 33 MW e garantia física de 8 MWm. O prazo de autorização é 2056.

A usina fotovoltaica é concebida de forma a aproveitar da melhor maneira possível o recurso solar da região. O *layout* da planta (posição das placas solares) é desenhado de forma a maximizar o recurso fotovoltaico em cada estação, que possui um ciclo diurno, apresentando radiações mais intensas no meio deste período.

Ao incidir a radiação solar, as placas fotovoltaicas geram uma corrente contínua que é conduzida até o String Box (dispositivo de proteção contra curtos-circuitos ou panes elétricas). O String Box é conectado ao Inversor (dispositivo que converte a corrente contínua em alternada). Saindo do inversor, a energia gerada segue para subestação local através de uma rede de média tensão interna (34,5kV) onde a tensão é elevada através de um transformador elevador (138kV) e a partir daí conduzida em linhas de transmissão para conexão em uma subestação de

transmissão do SIN de onde é destinada para as redes de distribuição chegando ao consumidor final. A usina fotovoltaica possui ainda um conjunto de sensores de medição de radiação solar e temperatura que permitem o acompanhamento contínuo do recurso fotovoltaico.

A energia produzida nas usinas no Brasil não necessariamente tem um destino específico, sendo destinada ao SIN para permitir o intercâmbio de energia entre as diferentes regiões do país.

Como as usinas fotovoltaicas estão sujeitas a intermitência em decorrência da variabilidade da incidência solar devido a condições climáticas, o SIN dá preferência ao despacho dessa fonte e permite captar toda a energia gerada e transmiti-la da maneira mais adequada por todo o território por ele abrangido. As variações climáticas tendem a ocasionar excedente ou escassez de produção fotovoltaica em determinadas regiões e períodos do ano. A interligação viabiliza a troca de energia entre regiões, mitigando tais efeitos

b. características do processo de distribuição

Participam do processo de distribuição da Companhia os seguintes mercados de energia elétrica, conforme identificados no item 1.3 deste Formulário de Referência: geração de energia hidrelétrica, geração de energia eólica, geração de energia solar e comercialização de energia. Os segmentos serão pormenorizados individualmente abaixo.

Geração de Energia Hidrelétrica

Os ativos hidrelétricos não são responsáveis pela distribuição da energia elétrica que gera. A distribuição inicia-se com a disponibilização da energia produzida nas usinas diretamente nos barramentos das subestações da empresa de transmissão. O transporte e entrega aos clientes são feitos pelas empresas de transmissão e distribuição por meio de suas redes elétricas, com o pagamento das respectivas tarifas, formalizadas por meio de contratos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição.

Os sistemas de transmissão e distribuição operam com tarifas reguladas, por meio das Resoluções Homologatórias atualizadas anualmente pela ANEEL.

Geração de energia eólica

De forma análoga aos ativos hidrelétricos e solares, os complexos eólicos são geradores e não são responsáveis pela transmissão e distribuição da energia gerada. Toda energia gerada é disponibilizada diretamente no SIN.

Geração de energia solar

De forma análoga aos ativos hidrelétricos e solares, os complexos solares são geradores e não são responsáveis pela transmissão e distribuição da energia gerada. A energia produzida nas usinas no Brasil não necessariamente tem um destino específico, sendo destinada ao SIN para permitir o intercâmbio de energia entre as diferentes regiões do país.

As atividades de distribuição de energia são reguladas pela Resolução Normativa ANEEL nº 414, de 9 de setembro de 2010, ou resolução posterior que venha a sucedê-la, que estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica e as atividades de transmissão pela Resolução Normativa ANEEL nº 442, de 26 de julho de 2011, ou resolução posterior que venha a sucedê-la.

Conforme estabelecido no item 1.6 deste Formulário de Referência, cabe às geradoras a assinatura dos contratos com o ONS para uso da rede de transmissão, mediante pagamento de tarifas, conhecidas como Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (“**TUST**”). No caso da Companhia, a Usina de Água Vermelha, as usinas eólicas de Alto Sertão II e Ventus estão conectadas diretamente à rede básica, estando então sujeita ao pagamento da TUST. Destaca-se que caso a geradora esteja conectada diretamente à rede de distribuição, como é o caso das demais usinas da Companhia, caberá à Companhia o pagamento de uma Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (“**TUSD Geração**”) por cada ponto de conexão.

Comercialização de Energia

A energia gerada pelos ativos das controladas da Companhia é comercializada por meio de contratos de venda de energia, variando o canal a depender da contraparte final, sendo que as controladas da Companhia comercializam energia no ambiente

de contratação regulado (“**ACR**”) e/ou no ambiente de contratação livre (“**ACL**”), predominantemente em contratos de longo prazo, majoritariamente indexados à inflação e com contrapartes de alta qualidade de crédito.

No caso de vendas no ACR, as vendas são realizadas por meio de leilões organizados de forma centralizada pela ANEEL e operacionalizado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (“**CCEE**”). Para as vendas no ACL, o canal direto de contato com clientes e gestoras de energia se dá por meio de comercializadoras ou das geradoras.

Nos complexos eólicos aproximadamente 54% do lastro de energia disponível foi comercializado no mercado regulado através de leilões de energia, com contratos de fornecimento de até 20 anos e início de fornecimento entre 2018 e 2019. Assim, os complexos comercializaram quase toda sua garantia física no ACR, atendendo distribuidoras. Os 46% do lastro de energia restantes são vendidos no ACL para atender consumidores livres, comercializadoras, geradores, dentre outros. No contexto do ACL, as diferenças entre a energia produzida e a energia vendida são contabilizadas e liquidadas na CCEE. Já para o ACR, tal diferença é regida pelas regras de cada leilão.

c. características dos mercados de atuação, em especial:

Visão geral do mercado competitivo

A Companhia tem por objetivo ser uma plataforma de geração com foco na aquisição e desenvolvimento de ativos de geração de energia renovável no Brasil e o objetivo de suas controladas é o planejamento, construção, instalação, operação e manutenção de sistemas de geração de energia, assim como a comercialização da energia produzida por estes sistemas e compra de terceiros.

(i) participação em cada um dos mercados

Abaixo, a participação da Companhia em cada um dos mercados, segregada por fonte e tipo de negócio.

Energia Hidrelétrica

Os ativos hidrelétricos possuem atualmente capacidade instalada de 4.184 MW, considerando apenas ativos próprios. Em maio 2022, o Ministério de Minas e Energia (“**MME**”) definiu a CESP, subsidiária integral da Auren, como operadora temporária da UHE Paraibuna, até a assunção de novo concessionário.

As hidrelétricas da Auren atuam nos mercados denominados de ACL e ACR, sendo do total de sua garantia física 89% vendidos no ACL e outros 11% no ACR, atendendo clientes como distribuidoras, consumidores livres e especiais, comercializadoras, geradores, dentre outros. As diferenças entre recursos (contratos de compra e garantia física ajustada líquida) e requisitos (contratos de venda) são contabilizadas e liquidadas na CCEE.

De todo volume de energia vendido em 2024, foi comercializado 11% no ACR, parcela de 230 MWm da UHE Porto Primavera, atendendo distribuidoras com contratos de longo prazo indexados à inflação. Essa estratégia garante uma reserva de mercado por um prazo longo e com contrapartes de rating elevado.

O ACR, conhecido como Mercado Regulado de Energia, é formado pelos consumidores cativos. Nele, a energia é comprada pelas distribuidoras por meio de leilões, e o preço é determinado pela ANEEL. O consumidor cativo é aquele que só pode comprar energia elétrica da concessionária responsável pela distribuição em sua região, naquele que é o modelo mais comum para residências e pequenas empresas. No Mercado Cativo, as tarifas são reguladas pelo governo. O preço de energia elétrica pago pelo consumidor é influenciado pelo sistema de bandeiras tarifárias praticadas pela ANEEL. Quando as condições de geração de energia são consideradas desfavoráveis — em períodos de seca, por exemplo —, as tarifas se tornam mais caras para o consumidor.

Por outro lado, no ACL, conhecido como o Mercado Livre de Energia, os consumidores negociam as condições de compra de energia diretamente com as geradoras e as condições referentes a preço, prazo e volume de energia são livremente negociadas entre o consumidor livre e a geradora. O ACL é formado por consumidores livres e consumidores especiais. De acordo com a Portaria MME 50/2022, a partir de 1º de janeiro de 2024 os consumidores classificados como Grupo A nos termos da regulamentação vigente, poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário permissionário ou autorizado de energia elétrica do SIN. Ressalta-se que as distribuidoras de energia somente podem

comprar energia elétrica em licitações públicas para poderem ter assegurado o repasse dos custos aos consumidores.

Os outros 89% do volume foi vendido no ACL, com estratégia de vendas antecipadas para redução de exposições ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Dessa forma, a carteira de clientes dos ativos hidrelétricos é atendida por meio de contratos customizados, flexíveis no tocante ao volume, prazo e condições de fornecimento. Adicionalmente, no segmento de consumidores livres, a Auren, por meio de suas subsidiárias, adota a estratégia de diversificação de vendas em diferentes setores industriais e comerciais para mitigação de riscos. Nesse ambiente, a comercialização de energia elétrica ocorre por meio de livre negociação de preços e condições entre as partes.

Energia Eólica

A Companhia atua no setor de energia eólica, com portfólio de geração de energia 100% renovável, com aproximadamente 3,2 GW de capacidade instalada de ativos eólicos em operação.

Os complexos eólicos possuem 46% dos seus contratos bilaterais de venda de energia no ACL, atendendo clientes como consumidores livres, comercializadoras, geradores, dentre outros, e outros 54% no ACR, atendendo demanda das distribuidoras.

A estratégia de alocação da energia no ACR garante uma reserva de mercado por um prazo longo e com previsibilidade de receita. Nesse ambiente, a concorrência acontece nos leilões de compra de energia elétrica com demanda de companhias que atuam no segmento de distribuição. Ressalta-se que as distribuidoras de energia somente podem comprar energia elétrica em licitações públicas para poderem ter assegurado o repasse dos custos aos consumidores.

Energia Solar

Ao longo de 2023 e 2024, a Companhia desenvolveu 02 parques solares, Sol de Jaíba (100% solar) e Sol do Piauí (híbrido). Com a aquisição da Auren Participações, a Companhia passou a gerir outros **04 parques solares, totalizando 06** parques solares no portfólio, com 876 MW de capacidade instalada.

O parque Sol do Piauí (híbrido), cuja construção foi concluída em 2023, passou a funcionar no modelo de parque associado (subestação de transmissão compartilhada) com o parque do complexo eólico Ventos do Piauí I, com capacidade instalada de 48 MWac. A energia da usina solar dará complemento à energia dos parques eólicos, que têm perfil de geração noturno por conta de uma característica específica dos ventos da região. Este foi o primeiro projeto piloto aprovado pela ANEEL que combina a energia solar e a eólica para gerar energia em modelo híbrido, buscando gerar mais autonomia ao sistema elétrico do Brasil. A entrada em operação de Sol do Piauí ocorreu em novembro de 2023, com início da operação comercial em janeiro de 2024.

O parque Sol de Jaíba consiste em um complexo solar composto por 13 parques solares com capacidade instalada de 500 MWac localizadas no município de Jaíba, no norte de Minas Gerais, 100% em operação comercial em novembro de 2024.

Comercializadora

No ano de 2024, a Companhia comercializou 6,2 GWm de energia nas operações de *trading* e vendas para clientes finais. A Auren Comercializadora tem o objetivo de atuar como o centro de inteligência de mercado, sendo responsável pelo suporte e maximização de valor dos ativos existentes e dos novos projetos de geração por meio da gestão de energia e originação de PPAs (*Power Purchase Agreement*), além do desenvolvimento de um portfólio de produtos diversificados. A atividade de comercialização foi estruturada para funcionar como um ecossistema, capaz de atender todos os tamanhos de clientes do mercado, como uma plataforma interativa capaz de entregar produtos em energia estruturados com dados de consumo, performance, preço, com pós-vendas qualificado e com foco na experiência do cliente.

(ii) condições de competição nos mercados

Além das informações de estrutura de competição já abordadas no item (i) acima, vale destacar:

Geração de Energia

A concorrência entre os geradores de energia pode se dar nos dois mercados de atuação da Companhia: o ACR e o ACL. No ambiente regulado, esta concorrência se dá por meio de leilões de venda de energia, sendo que existe uma grande demanda de projetos cadastrados nos leilões. Já no ambiente livre, a comercialização de energia dos geradores segue a dinâmica de negociação e preços em negociações bilaterais, onde os atributos competitivos de cada *player* são essenciais para garantir o melhor negócio.

Comercialização de Energia

Já na frente de comercialização de energia, a Companhia compete diariamente na compra e venda de energia em ambiente livre, com condições também tratadas de forma bilateral. Por ser um ambiente livre e com uma quantidade bem maior de concorrentes, o ambiente competitivo para o braço de comercialização é bem mais intenso.

Benefícios fiscais e regulatórios

Para empreendimentos de expansão de energia limpa, existem benefícios/subsídios fiscais e regulatórios que mudam de acordo com a fonte de geração e localização do projeto.

Estes benefícios consistem na redução/isenção ou diferimento do imposto sobre operações relativas à circulação de mercadorias e sobre prestações de serviços de transporte interestadual, intermunicipal e de comunicação (“**ICMS**”), redução/isenção de imposto sobre serviço de qualquer natureza (“**ISS**”) e suspensão da contribuição para o programa de integração social e da contribuição do financiamento para a seguridade social (“**PIS**” e “**COFINS**”).

d. eventual sazonalidade

Energia Hidrelétrica

O despacho das usinas é determinado pelo ONS, que define o volume de geração de cada uma das usinas, buscando assegurar a segurança, a continuidade e a economicidade do suprimento de energia elétrica no país. Assim, a sazonalidade da geração de energia elétrica nas usinas não é gerenciável pela Companhia, uma vez que as determinações de despacho são definidas pelo ONS, de acordo com as necessidades do SIN. Assim, não é possível mensurar de forma antecipada e precisa os impactos dessa sazonalidade nos resultados da Companhia, ainda que, conforme média histórica, os principais efeitos de sazonalidade climática sejam esperados para ocorrer entre abril e setembro, época em que é esperado menor volume de chuvas. Cabe ressaltar que os períodos sazonais de geração são complementares entre usinas hidrelétricas e eólicas, ou seja, quando há maior produção hidrelétrica, há tendência de redução no recurso eólico, e vice-versa.

Em 2024, assim como nos anos anteriores, a estratégia adotada pela Auren foi seguir o perfil de sazonalização dos agentes do MRE. Adicionalmente, ao seguir o perfil MRE, não há risco de exposição financeira decorrente de diferenças de preços de liquidação entre os submercados, uma vez que há alívio dessa exposição para os agentes hidrelétricos que seguirem o perfil MRE.

A sazonalidade da garantia física das usinas, que é gerenciável pelas geradoras de energia elétrica, possui impacto direto no desempenho comercial das usinas hidrelétricas e, por isso, uma estratégia acertada é um diferencial competitivo importante no setor de atuação. A estratégia da Companhia e de suas subsidiárias para gestão do balanço energético está pautada por um planejamento minucioso e gestão proativa da comercialização de energia, buscando gerar valor e mitigar o risco hidrológico.

Energia Eólica

Para os complexos eólicos, apesar de apresentarem uma sazonalidade na geração de acordo com a incidência de vento, parte dos complexos possuem contratos de venda de energia no ACR, nos produtos de energia de reserva e por disponibilidade, com a característica de entrega de energia anual, independentemente da sazonalidade, o que implica que não há divergência de receita apesar dos impactos de sazonalidade e da geração. Apesar da receita destes ativos não sofrer flutuações, ainda que a geração frustre em relação ao nível previsto nos contratos dos leilões, caso a geração fique aquém do esperado, há uma contabilização futura, conforme

ajustes anuais e quadrienais dos contratos, para que ocorra o devido ressarcimento. Essa apuração é feita pela CCEE.

Na parcela destinada ao ambiente livre, a estratégia é executada via Auren Comercializadora, subsidiária integral da Auren Energia, por uma gestão proativa buscando as melhores oportunidades e maximizando o retorno. Devido ao fato de não se verificar no Brasil grande assertividade de previsibilidade de dados meteorológicos e climáticos, a Companhia estuda e acompanha diariamente, com equipes próprias e exclusivas ao propósito de mitigar os riscos de sazonalidade.

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

Energia hidrelétrica

Para as usinas hidrelétricas operadas pelas subsidiárias integrais da Auren Energia, as principais matérias-primas são os recursos hídricos no qual as sociedades possuem concessão do órgão regulador. Adicionalmente, os principais insumos e materiais das usinas hidrelétricas estão relacionados às atividades de reposição e modernização de equipamentos e sistemas hidromecânicos.

Energia eólica

Para os complexos eólicos, a principal matéria-prima é o recurso eólico. Quanto aos principais insumos e materiais estão relacionados à manutenção dos aerogeradores e subestações e contemplam atividades de manutenções corretivas, preventivas e preditivas de seus respectivos componentes. Outro custo atrelado aos complexos que serão construídos são serviços de uma empresa ou consórcio integrador (EPC – *Engineering, Procurement and Construction*), que ficará encarregado das obras civis e montagem dos equipamentos da Usina.

Energia solar

Para a construção de usinas solares fotovoltaicas, os principais equipamentos utilizados são os módulos fotovoltaicos (normalmente feitos de silício cristalino), os inversores de frequência, os materiais para construção de subestação e linhas de transmissão e as estruturas de suporte dos módulos fotovoltaicos, que podem ser do tipo fixa ou do tipo “seguidor solar”. Para instalação desses equipamentos, é contratada uma empresa ou consórcio integrador (*EPC – Engineering, Procurement and Construction*), que ficará encarregado das obras civis e montagem dos equipamentos da usina. Todos esses processos de contratação não estão sujeitos a controle ou regulamentação governamental.

(ii) eventual dependência de poucos fornecedores

Energia hidrelétrica

Para as atividades de reposição e modernização de equipamentos e sistemas hidromecânicos relativos às usinas hidrelétricas operadas pelas subsidiárias integrais da Auren, seus principais insumos e materiais são detidos por poucos grandes fornecedores, o que limita a concorrência.

A contratação destes fornecedores não está sujeita a controle ou regulamentação governamental. Para mitigar o risco de exposição a um único fornecedor para a construção de novas usinas, os processos de cotação da Auren para peças ou serviços têm mais de um fornecedor, que possuem histórico satisfatório em trabalhos com a Companhia ou empresas semelhantes e que podem fornecer e/ou buscar referências de projetos bem-sucedidos em outras companhias. Os termos e condições para cada contrato de fornecimento dependem da natureza do fornecedor de bens ou serviços. Além disso, a Auren está focada no desenvolvimento de parcerias com diversos fornecedores estratégicos, com o objetivo de garantir que tenha acesso a fornecedores confiáveis e altamente qualificados, aos quais podem recorrer para nossos projetos estratégicos de expansão.

Energia Eólica

O fornecimento das atividades de Operação e Manutenção dos aerogeradores são realizados por meio de contratos do tipo:

· “FSA (*Full Scope Agreement*): contrato abrangente que cobre manutenção completa e serviços de longo prazo para equipamentos. O fornecimento de material e serviços é feito a um custo fixo mensal, com exceções aos riscos excluídos, e os fornecedores são, atualmente, os próprios fabricantes dos aerogeradores. Por se tratar de um mercado com tecnologia específica desenvolvida pelos próprios fabricantes, a capacidade técnica de prestação de serviços e fornecimento de determinados componentes podem ficar concentrados aos fabricantes de aerogeradores. Ademais, seus principais insumos e materiais são detidos por poucos grandes fornecedores, o que limita a concorrência;

· “OSA” (*Operation Service Agreement*): contrato focado na operação e manutenção de ativos, sem incluir peças ou grandes reparos, o que diminui o escopo de atuação do fabricante; e

· Primarizada: a gestão da operação e manutenção do parque é feita pela Companhia.

Energia Solar

Quanto às atividades da Auren, a dinâmica de fornecedores descrita no âmbito da energia hidrelétrica e ativos eólicos com operação e manutenção primarizada deverá ser aplicável ao segmento de energia solar.

(iii) eventual volatilidade em seus preços

Os preços de energia produzida pelas unidades geradoras e comercializadas pela Auren Comercializadora, subsidiária integral da Companhia, podem apresentar volatilidade acentuada em virtude de oscilações inerentes às condições meteorológicas, recurso eólico e de armazenamento dos reservatórios.

A volatilidade de preços em usinas solares é observada principalmente nos módulos fotovoltaicos, por ser uma tecnologia em constante desenvolvimento e pelo fato de seus preços variarem de acordo com a oferta e demanda do mercado global.

Há também variações de acordo com o câmbio, pois grande parte dos equipamentos que compõem a usina solar e eólica são importados. Há de se destacar também que

a importação está sujeita ao cumprimento das legislações vigentes da Receita Federal do Brasil.

a. montante total de receitas provenientes do cliente

Para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, a Companhia e suas investidas não possuíam clientes com representatividade acima de 10% sobre a receita operacional.

b. segmentos operacionais afetados pelas receitas provenientes do cliente

A Companhia não possuía, no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, nenhum cliente que respondesse, individualmente, por mais de 10% de sua receita líquida total.

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 de energia desempenhadas pelas controladas da Companhia são regulamentadas e fiscalizadas pela ANEEL, vinculada ao MME e instituída pela Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, de forma que qualquer alteração no ambiente regulatório poderá exercer impacto sobre as atividades de tais sociedades.

A ANEEL tem por finalidade regular e fiscalizar a produção (geração), transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do Governo Federal, representado pelo MME. No âmbito dessa atuação, cabe à ANEEL a implementação de políticas e diretrizes para exploração de energia elétrica e do aproveitamento de potenciais hidráulicos, regulamentando as atividades do setor de energia elétrica.

Ainda, cabe à ANEEL a promoção dos procedimentos licitatórios para concessões de geração, distribuição e transmissão de energia, sendo os respectivos contratos celebrados pela Agência e pelo concessionário, com representação delegada do Poder Concedente.

A ANEEL, também, tem a atribuição de fiscalização e aplicação de multas e penalidades aos concessionários, permissionários e autorizados de instalações e serviços de energia elétrica, no âmbito do processo administrativo correspondente, observados o contraditório e ampla defesa.

As regras e procedimentos de comercialização de energia elétrica vigentes e de observância obrigatória pelos agentes também são aprovadas pela ANEEL, que, no exercício de suas atribuições de regulação, emite as resoluções aplicáveis às atividades das controladas da Companhia que detêm os ativos relacionados à geração de energia.

Os ativos e autorizações operados pela Companhia foram autorizados e/ou outorgados pelo Poder Concedente, conforme tabela abaixo:

Usina	Tipo	Ato Autorizativo
CESP Comercializadora de Energia S.A.	COM	Despacho ANEEL 2.731/2019
Auren Comercializadora de Energia Ltda.	COM	Resolução ANEEL 479/2000
Ventos de São Caio	EOL	Resolução Autorizativa ANEEL 9423/2020
Ventos de São Ciró	EOL	Resolução Autorizativa ANEEL 9424/2020
Ventos de São Crispim	EOL	Resolução Autorizativa ANEEL 9425/2020
Ventos de São Ciríaco	EOL	Resolução Autorizativa ANEEL 9426/2020

Ventos de Santo Alderico	EOL	Resolução Autorizativa ANEEL 9427/2020
Ventos de Santo Apolinário	EOL	Resolução Autorizativa ANEEL 9428/2020
Ventos de Santa Alexandrina	EOL	Resolução Autorizativa ANEEL 9429/2020
Ventos de São João Paulo II	EOL	Resolução Autorizativa ANEEL 9430/2020
Ventos de Santo Antero	EOL	Resolução Autorizativa ANEEL 9431/2020
Ventos de São Bernardo	EOL	Resolução Autorizativa ANEEL 9432/2020
Ventos de São Vicente 08	EOL	Portaria MME 75/2016
Ventos de São Vicente 09	EOL	Portaria MME 76/2016
Ventos de São Vicente 10	EOL	Portaria MME 77/2016
Ventos de São Vicente 11	EOL	Portaria MME 78/2016
Ventos de São Vicente 12	EOL	Portaria MME 79/2016
Ventos de São Vicente 13	EOL	Portaria MME 80/2016
Ventos de São Vicente 14	EOL	Portaria MME 81/2016
Ventos de Santo Augusto I	EOL	Portaria MME 423/2014
Ventos de Santo Augusto II	EOL	Portaria MME 424/2014
Ventos de Santo Augusto VI	EOL	Portaria MME 460/2014
Ventos de Santo Augusto VII	EOL	Portaria MME 427/2014
Ventos de Santo Augusto VIII	EOL	Portaria MME 461/2014
Ventos de Santo Estevão I	EOL	Portaria MME 451/2014
Ventos de Santo Estevão II	EOL	Portaria MME 452/2014
Ventos de Santo Estevão III	EOL	Portaria MME 453/2014
Ventos de Santo Estevão IV	EOL	Portaria MME 181/2015
Ventos de Santo Estevão V	EOL	Portaria MME 454/2014
Ventos de Santo Onofre IV	EOL	Portaria MME 180/2015
Ventos de São Virgílio 01	EOL	Portaria MME 169/2015
Ventos de São Virgílio 02	EOL	Portaria MME 390/2015
Ventos de São Virgílio 03	EOL	Portaria MME 170/2015
Sol do Piauí	UFV	Resolução Autorizativa ANEEL 9.995/2021
JAÍBA C	UFV	Resolução Autorizativa ANEEL 8.584/2020
JAÍBA CE	UFV	Resolução Autorizativa ANEEL 8.585/2020
JAÍBA CN	UFV	Resolução Autorizativa ANEEL 8586/2020
JAÍBA CO	UFV	Resolução Autorizativa ANEEL 8587/2020
JAÍBA CS	UFV	Resolução Autorizativa ANEEL 8588/2020
JAÍBA L1	UFV	Resolução Autorizativa ANEEL 8589/2020
JAÍBA L2	UFV	Resolução Autorizativa ANEEL 8590/2020
JAÍBA NE2	UFV	Resolução Autorizativa ANEEL 8591/2020
JAÍBA NE3	UFV	Resolução Autorizativa ANEEL 8592/2020
JAÍBA NO2	UFV	Resolução Autorizativa ANEEL 8593/2020
JAÍBA S	UFV	Resolução Autorizativa ANEEL 8594/2020

JAÍBA SE2	UFV	Resolução Autorizativa ANEEL 8595/2020
JAÍBA SO	UFV	Resolução Autorizativa ANEEL 8596/2020
Paraibuna	UHE	Portaria MME 647
Porto Primavera	UHE	Contrato de Concessão 001/2019

Fica a cargo da Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico – ANA (“ANA”), que é uma entidade federal, a implementação da Política Nacional de Recursos Hídricos. Entre suas atribuições, a ANA supervisiona e controla o cumprimento da legislação federal relacionada aos recursos hídricos, garantindo o uso múltiplo das águas por meio do estabelecimento de regras, inclusive para períodos de escassez, que podem ser declarados pela Agência.

Também, é responsável por outorgar autorização de direito de uso de recursos hídricos em águas de domínio da União, bem como por coordenar a implantação da rede hidro meteorológica nacional.

Ainda, cabe à ANA a definição e fiscalização das condições de operação de reservatórios, visando a garantia de uso múltiplo dos recursos hídricos, em articulação com o ONS. Esta atividade pode ser delegada a agências estaduais.

A ANA é vinculada ao Ministério do Meio Ambiente e Mudança do Clima, e, a partir de 2020, passou a ser responsável também por instituir normas de referência para a regulação dos serviços públicos de saneamento básico, passando a ser denominada Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico.

Os principais instrumentos normativos que fundamentam a atuação da ANA são a Lei nº 9.984, de 19 de julho de 2000, a Lei nº 14.026, de 15 de julho de 2020 e o Decreto nº 10.639, de 1 de março de 2021.

Todas as empresas de geração estão sujeitas aos processos das agências ambientais que podem ser federais (IBAMA), quando a geração de energia se der em áreas de sua competência, ou estaduais (SEMAD-MG, SEMAR-PI, SEMAS-PE, SEMA-RS, IMA-RS, entre outras). Na fase preliminar dos projetos, podem ainda ser necessárias ações nos órgãos intervenientes (Fundação Palmares, ICMBio, IPHAN, FUNAI, ANM, Secretarias Municipais de Meio Ambiente).

Adicionalmente, as atividades desempenhadas pelas empresas de geração de energia também estão vinculadas à CCEE e ao ONS.

A CCEE é uma instituição sem fins lucrativos, instituída pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, que sob autorização do Poder Concedente e regulação e fiscalização pela ANEEL, possui a finalidade de viabilizar a comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia, bem como desses com seus consumidores, no SIN, mediante contratação regulada ou livre, nos termos da Lei e do seu regulamento.

O ONS, também sem fins lucrativos, instituído pela Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, é o órgão responsável pela coordenação e controle das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no SIN e pelo planejamento da operação dos sistemas isolados do Brasil, sob autorização do Poder Concedente e regulação e fiscalização pela ANEEL.

Regulação relativa à privacidade e proteção de dados pessoais no Brasil

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 (definidos como 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, pelo Ministério Público e por órgãos de defesa do consumidor, de forma casuística e pontual, por meio da interpretação de uma série de dispositivos legais esparsos e setoriais previstos inclusive na Constituição Federal, Código Civil, Código de Defesa do Consumidor (Lei nº 8.078, de 11 de setembro de 1990), Lei do Cadastro Positivo (Lei nº 12.414, de 9 de junho de 2011) e Marco Civil da Internet (Lei nº 12.965, de 23 de abril de 2014), entre outros.

No entanto, em agosto de 2018, foi promulgada a Lei nº 13.709, de 14 de agosto de 2018, conforme alterada (a Lei Geral de Proteção de Dados Pessoais, definida como “LGPD”), que regula as práticas relacionadas ao tratamento de dados pessoais no país de forma geral (e não mais apenas setorial), criando um microssistema 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.

Além disso, a LGPD **(a)** prevê diversas hipóteses autorizadoras do tratamento de dados pessoais; **(b)** dispõe sobre uma gama de direitos dos titulares de dados pessoais; e **(c)** prevê sanções para o descumprimento de suas disposições, que variam de uma simples advertência e determinação de exclusão dos dados pessoais tratados de forma irregular à imposição de multa, no valor equivalente a até 2% (dois por cento) do faturamento da organização no Brasil.

O âmbito de aplicação da LGPD abrange todas as atividades de tratamento de dados pessoais inclusive em ambiente online, e se estende a pessoas físicas e entidades públicas e privadas, independentemente do país onde estão sediadas ou onde os dados são hospedados, desde que **(i)** o tratamento de dados pessoais ocorra no território nacional; **(ii)** a atividade de tratamento de dados pessoais destine-se a oferecer ou fornecer bens ou serviços a ou tratar dados de indivíduos localizados no Brasil; ou **(iii)** os titulares dos dados estejam localizados no Brasil no momento em que seus dados pessoais são coletados.

A LGPD entrou em vigor em 18 de setembro de 2020. O descumprimento de quaisquer disposições previstas na LGPD, mesmo antes de agosto de 2021, 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, em razão da não efetiva estruturação da ANPD.

A Companhia deve observar os requisitos de segurança previstos na legislação vigente e aplicável quanto à proteção de dados, de modo a garantir conformidade com os requisitos legais e minimizar situações de risco, como indisponibilidade do serviço ou acesso ou uso não autorizado de dados pessoais, posto que eventual não conformidade com a legislação aplicável à proteção de dados pessoais, segurança da informação e outras regulamentações governamentais no setor de tecnologia da informação, atualmente, podem resultar, também, em indenizações e demais prejuízos financeiros e de imagem.

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

Os aspectos ambientais das atividades de geração de energia desempenhadas pelas controladas da Companhia são regulamentados e fiscalizados no âmbito dos processos de licenciamento ambiental dos empreendimentos, sendo o órgão ambiental responsável, variável, de acordo com o âmbito do Licenciamento (Federal, Estadual ou Municipal), como citado e exemplificado no item anterior.

Os ativos operados pela Companhia foram licenciados pelo Poder Concedente, conforme licenças de operação na tabela abaixo:

Usina	Tipo	Emissor	Validade
Porto Primavera	UHE	IBAMA	23/05/2028
Paraibuna	UHE	CETESB – SP	N/A[1]
Ventos de São Casimiro	EOL	SEMAR - PI	25/11/2025
Ventos de São Afonso	EOL	SEMAR - PI	28/04/2026
Ventos de São Agostinho	EOL	SEMAR - PI	28/04/2026
Ventos de Santo Alberto	EOL	SEMAR - PI	28/04/2026
Ventos de Santo Adeodato	EOL	SEMAR - PI	28/04/2026
Ventos de São Vinicius	EOL	SEMAR - PI	28/04/2026
Ventos de Santa Albertina	EOL	SEMAR - PI	28/04/2026
Ventos de Santo Augusto II	EOL	SEMAR - PI	01/06/2026
Ventos de Santo Augusto VIII	EOL	SEMAR - PI	01/06/2026
Ventos de São Virgílio II	EOL	SEMAR - PI	02/06/2026
Ventos de Santo Estevão III	EOL	CPRH - PE	12/06/2026
Ventos de Santo Estevão V	EOL	CPRH - PE	12/06/2026
Ventos de Santo Augusto I	EOL	SEMAR - PI	24/11/2025
Ventos de Santo Augusto VI	EOL	SEMAR - PI	25/11/2025
Ventos de Santo Augusto VII	EOL	SEMAR - PI	02/06/2026
Ventos de Santo Onofre IV	EOL	SEMAR - PI	01/06/2026
Ventos de Santo Estevão I	EOL	CPRH - PE	12/06/2026
Ventos de Santo Estevão II	EOL	CPRH - PE	12/06/2026
Ventos de São Virgílio I	EOL	SEMAR - PI	01/06/2026
Ventos de São Virgílio III	EOL	SEMAR - PI	02/06/2026
Ventos de Santo Estevão IV	EOL	SEMAR - PI	12/06/2026

Ventos de Santo Apolinário	EOL	SEMAR - PI	01/04/2026
Ventos de Santa Alexandrina	EOL	SEMAR - PI	08/04/2026
Ventos de Santo Alfredo	EOL	SEMAR - PI	10/11/2026
Ventos de São Ciríaco	EOL	SEMAR - PI	06/09/2026
Ventos de São Crispim I	EOL	SEMAR - PI	06/09/2026
Ventos de São Caio	EOL	SEMAR - PI	06/09/2026
Ventos de São Ciro	EOL	SEMAR - PI	06/09/2026
Ventos de Santo Alderico	EOL	SEMAR - PI	01/07/2026
Ventos de São Bernardo	EOL	CPRH - PE	22/06/2026
Ventos de Santo Antero	EOL	CPRH - PE	16/06/2026
Sol do Piauí	UFV	SEMAR - PI	29/09/2027
Sol de Jaíba	UFV	SEMAD-MG	27/12/2029

[1] A usina de Paraibuna teve seu início de operação em 1970. A resolução que trata dos processos de licenciamento do Conselho Nacional de Meio Ambiente – CONAMA foi emitida em 6 de setembro de 1987. O órgão estadual convocou a usina para realização da regularização do licenciamento em 2013. A usina procedeu com a elaboração do Relatório de Regularização Ambiental – RRA e fornecimento de informações complementares como o monitoramento arqueológico e alterações no programa de monitoramento de ictiofauna. Atualmente, o processo encontra-se em análise pela CETESB.

As temáticas sociais estão inseridas no contexto dos processos de licenciamento ambiental e fazem parte do sistema de gestão, planos básicos ambientais e/ou planos de controle ambiental de cada empreendimento.

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

Patentes, Marcas, Licenças, Franquias e Contratos de Royalties

A Companhia não possui dependência relevante de patentes, marcas, licenças, franquias e contratos de *royalties* para o desenvolvimento de suas atividades. Na data deste Formulário de Referência, a Companhia e suas controladas possuem pedidos e registros de suas principais marcas perante o Instituto Nacional de Propriedade Industrial – INPI, assim como direitos sobre nomes de domínio vinculados às marcas da Companhia.

Ainda, na data deste Formulário de Referência, a Companhia não é titular de nenhum pedido de patente nem de patente concedida pelo INPI.

Concessões

Referente às Concessões de geração de energia detidas pela Companhia e por suas subsidiárias, cabe à ANEEL a promoção dos procedimentos licitatórios para concessões de geração, distribuição e transmissão de energia, sendo os respectivos contratos celebrados pela Agência e pelo concessionário, com representação delegada do Poder Concedente. Mais informações sobre este tema estão na seção 1.6.(a).

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

Não aplicável, tendo em vista Companhia não realizou, ao longo do último exercício social, qualquer contribuição financeira diretamente ou por meio de terceiros (incluindo membros do Conselho de Administração, Diretoria, Conselho Fiscal e demais órgãos) em favor de ocupantes ou candidatos a cargos políticos, partidos políticos, ou para custear o exercício de atividade de influência em decisões de políticas públicas.

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

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui operações em países estrangeiros e, portanto, não auferir receitas relevantes no exterior.

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

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui operações em países estrangeiros e, portanto, não auferir receitas relevantes no exterior.

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui operações em países estrangeiros.

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

A Companhia divulga, anualmente, o Relatório Anual ("Relatório") consolidado de todas as empresas do Grupo Auren, documento que apresenta a síntese das iniciativas e dos resultados impulsionados pelo modelo de negócios implantado no grupo econômico da Companhia.

A última edição do Relatório abarca o período de 1º de janeiro a 31 de dezembro de 2024, e foi desenvolvido em conformidade com as normas da *Global Reporting Initiative* (GRI). No referido Relatório, a Companhia descreve seus avanços pautados pela Agenda ESG (sigla em inglês para ambiental, social e governança) de melhores práticas e alinhados aos compromissos públicos assumidos com os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) e os princípios do Pacto Global da Organização das Nações Unidas (ONU), do qual é signatária.

Além do reporte no Relatório Anual, as informações socioambientais do Grupo Auren também são divulgadas no *Carbon Disclosure Project* ("CDP"), questionários "Mudanças Climáticas" e "Segurança Hídrica", na Comunicação de Progresso do Pacto Global da ONU, no Índice de Carbono Eficiente ("ICO2") da B3, no Índice de Sustentabilidade Empresarial ("ISE") da B3, no Programa Brasileiro do GHG Protocol e neste Formulário de Referência.

Os reportes acima mencionados estão disponíveis ao investidor nos websites descritos no item "d" abaixo.

b. a metodologia ou padrão seguidos na elaboração desse relatório ou documento

O Relatório Anual do Grupo Auren foi elaborado em conformidade com a Norma GRI 2021, além de reportar os indicadores da *Sustainability Accounting Standards Board* (SASB) – *Electric Utilities & Power Generators*, e tem como referenciais complementares o Relatório Anual de Responsabilidade Socioambiental e Econômico-Financeiro da ANEEL.

Em relação aos dados do inventário de emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE), registrados no Relatório Anual e utilizados para responder ao Programa Brasileiro do GHG Protocol e ao ICO2 da B3, foi realizada a verificação de terceira parte do inventário seguindo as diretrizes da norma ISO 14064.

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

O Relatório Anual foi objeto de asseguração externa e independente da Bureau Veritas. Vale registrar que o inventário de gases de efeito estufa (“GEE”) do Grupo Auren relativo ao ano de 2024, foi objeto de uma verificação exclusiva, realizada mediante um protocolo específico da Bureau Veritas.

É importante mencionar que o inventário de GEE verificado é parte integrante do Questionário de Mudanças Climáticas do CDP, GHG Protocol e ICO2 B3 acima mencionados.

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

O Relatório Anual relativo ao ano de 2024 pode ser encontrado no site de RI da Companhia (ri.aurenenergia.com.br), clicando em “ESG”, “Relatório Anual” e, por fim, “Relatório Anual 2024”, ou diretamente através deste [link](#).

Os outros reportes, por serem públicos, podem ser encontrados nas páginas de consulta das organizações:

- Questionários CDP: cdp.net/pt/data/scores
- Programa Brasileiro do GHG Protocol (registro público): registropublicodeemissoes.fgv.br/geral/participantes
- ICO2 B3: www.b3.com.br
- ISE B3: iseb3.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 o emissor

A matriz de materialidade do Grupo Auren registrada no Relatório Anual foi objeto de atualização a fim de refletir o contexto de operação, geração de valor e as perspectivas do negócio frente às diferentes partes interessadas.

O resultado desta atualização manteve os nove temas materiais. Eles estão conectados à contribuição potencial para o cumprimento de dez Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) e balizam os indicadores de desempenho ASG e as iniciativas em implementação pelo Grupo Auren. Os temas materiais são:

1. Ética, integridade, transparência e boas práticas de governança.
2. Relacionamento com clientes
3. Nossas pessoas
4. Relacionamento e desenvolvimento de comunidades
5. Estratégia climática e transição energética
6. Gestão ambiental
7. Segurança de barragens
8. Saúde e segurança de todos
9. Inovação e transformação digital

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

A Auren Energia é signatária do Pacto Global da ONU desde 2022 e em 2024 participou pela primeira vez da Comunicação de Progresso (CoP), que consiste em um compartilhamento de resultados anual sobre temas relacionados aos Dez Princípios e aos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável. Dos 17 ODS da ONU, 10 (dez) deles são relacionados aos temas materiais da Auren, sendo eles:

- 4 – Educação de qualidade;
- 5 – Igualdade de gênero;
- 6 – Água potável e Saneamento;

- 7 – Energia Limpa e Acessível;
- 8 – Trabalho decente e crescimento econômico;
- 10 – Redução das desigualdades;
- 12 – Consumo e produção responsáveis;
- 13 – Ação contra a mudança global do clima;
- 15 – Vida terrestre; e
- 16 – Paz, justiça e instituições eficazes.

O Relatório traz os principais ODS considerados pelo Grupo Auren na página 20, com base nos temas materiais, e igualmente no Sumário de conteúdo dos indicadores GRI, nas páginas 110 a 116.

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

O Relatório Anual da Companhia registra informações em alinhamento aos padrões do TCFD. Adicionalmente, a Companhia responde ao CDP, uma organização parceira do TCFD e reconhece riscos climáticos em seu questionário. Em 2024, a Companhia obteve nota “B” no questionário de Mudanças Climáticas e teve a sua nota elevada para “B” no questionário de Segurança Hídrica.

Nas páginas 119 e 120 do Relatório está um resumo do nosso status em relação a cada uma das recomendações do TCFD.

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

O grupo Auren realiza inventário anual de gases de efeito estufa, certificado por auditor independente nos Escopos 1, 2 e 3. A certificadora envolvida em 2024 para auditar os dados referentes ao ano de 2023 foi a BSI Brasil Sistemas de Gestão Ltda, a qual verificou os dados da Companhia. A companhia recebeu o selo ouro no

Programa GHG Protocol. Para o ciclo 2024/2025, contaremos como certificadora a Bureau Veritas.

O inventário acima mencionado, referente ao exercício social de 2023, bem como a carta de asseguração da auditoria independente encontram-se disponíveis na plataforma do Programa Brasileiro do *GHG Protocol* e podem ser acessados em: registropublicodeemissoes.fgv.br/participantes

As informações sobre as emissões de Gases de Efeito Estufa do Grupo Auren podem ser encontradas nas páginas 88 e 89 do Relatório.

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

- i. a não divulgação de informações ASG**
- ii. a não adoção de matriz de materialidade**
- iii. a não adoção de indicadores-chave de desempenho ASG**
- iv. a não realização de auditoria ou revisão 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**
- vi. a não realização de inventários de emissão de gases do efeito estufa**

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia adota todas as práticas acima.

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, indicando:

(i) os programas governamentais executados no exercício social anterior, os definidos para o exercício social em curso, e os previstos para os próximos exercícios sociais, critérios adotados pelo emissor para classificar essa atuação como sendo desenvolvida para atender ao interesse público indicado na letra “a”

(ii) quanto às políticas públicas acima referidas, investimentos realizados, custos incorridos e a origem dos recursos envolvidos – geração própria de caixa, repasse de verba pública e financiamento, incluindo as fontes de captação e condições

(iii) estimativa dos impactos das políticas públicas acima referidas no desempenho financeiro do emissor ou declaração de que não foi realizada análise do impacto financeiro das políticas públicas acima referidas

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.

A Companhia não efetuou qualquer aquisição ou alienação de ativo relevante que não se enquadra como operação normal dos seus negócios no exercício social findo em 31 de dezembro de 2024.

Combinação de Negócios com a AES Brasil

Conforme Fato Relevante divulgado em 15 de maio de 2024, a Companhia, a ARN Holding Energia S.A. (“**ARN**”), a AES Brasil Energia S.A. (antiga denominação social da Auren Participações S.A.) (“**Auren Participações**”), a AES Holdings Brasil LTDA. e AES Holdings Brasil II LTDA., celebraram, na referida data um Acordo de Combinação de Negócios e Outras Avenças (“**Acordo**”), por meio do qual, entre outras matérias, regularam a combinação de negócios entre a Companhia e a Auren Participações, a ser realizada por meio de reorganização societária que, ao final, resultou na conversão da Auren Participações em subsidiária integral da Companhia e na unificação das bases acionárias da Companhia e da Auren Participações (“**Combinação de Negócios**” ou “**Operação**”).

A referida Operação ocorreu mediante incorporação, pela ARN, sociedade cujo capital era integralmente detido pela Companhia, da totalidade das ações ordinárias de emissão da Auren Participações, com a consequente conversão da Companhia em subsidiária integral da ARN (“**Incorporação de Ações**”) e da emissão, pela ARN, de novas ações ordinárias e preferenciais compulsoriamente resgatáveis. Como ato subsequente, a ARN foi incorporada pela Companhia, de modo que a ARN foi extinta e a Companhia se tornou titular da totalidade do capital social da Companhia (“**Incorporação**”).

A Incorporação foi aprovada pelos acionistas das companhias em suas respectivas assembleias gerais de acionistas realizadas em 10 de setembro de 2024. A concretização da Operação estava também condicionada à aprovação pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica (“**CADE**”), bem como à verificação de outras determinadas condições precedentes usuais para operações desta natureza.

O Acordo tornou-se eficaz em 31 de outubro de 2024, mediante a consumação da Incorporação pela Companhia data a qual consolidou o primeiro dia da empresa combinada, marcando o início do processo de integração entre as companhias.

A Combinação de Negócios resultou em uma única companhia aberta listada no Novo Mercado da B3, com sólido portfólio de 39 ativos operacionais e em construção e potencial de se beneficiar de significativas sinergias corporativas, operacionais e financeiras. Adicionalmente, a Operação constituiu uma relevante

plataforma com potência instalada de 8,8 GW composta por um portfólio robusto de geração de energia totalmente renovável e EBITDA Ajustado combinado proforma, relativo ao ano de 2024, de R\$3,3 bilhões. Por meio da efetivação da Operação, a Companhia, como empresa combinada resultante, se tornou a 3ª maior empresa geradora de energia do Brasil e uma das melhores combinações do país sob o aspecto de diversificação de fontes renováveis, através da distribuição de sua capacidade em geração hidrelétrica (54%), geração eólica (36%) e geração solar (10%). Previamente a Combinação de Negócios, a Companhia ocupava a 11ª posição entre as maiores geradoras do Brasil.

Adicionalmente, a Operação consolidou a liderança já detida pela Companhia como a maior comercializadora de energia do Brasil, que passou a ter uma vantagem competitiva adicional com a agregação de capacidade de geração da companhia combinada.

Para maiores informações sobre a Combinação de Negócios, consulte os Fatos Relevantes disponibilizados pela Companhia em 15 de maio de 2024, 6 de agosto de 2024, 10 de setembro de 2024, 14 de outubro de 2024, 30 de outubro de 2024 e 31 de outubro de 2024, nos Comunicados ao Mercado disponibilizados pela Companhia em 22 de maio de 2024, 14 de junho de 2024, 2 de julho de 2024 e 6 de setembro de 2024, e nos Avisos aos Acionistas divulgados em 13 de novembro de 2024 e 21 de novembro de 2024 disponíveis nas páginas da CVM (<http://www.cvm.gov.br/>), da B3 (www.b3.com.br) e no site de Relações com Investidores da Companhia (<https://ri.aurenenergia.com.br/>) na aba “Arquivos CVM”, no ícone de “Comunicados, Avisos e Fatos Relevantes”.

Aumento de capital da Companhia

Em reunião do Conselho de Administração da Companhia, realizada em 31 de outubro de 2024, no âmbito da Combinação de Negócios, foi homologado o aumento de capital social da Companhia no montante de R\$ 247.634.937,47, mediante a emissão de 50.377.974 (novas ações da Auren, subscritas pelos administradores da ARN, por conta e ordem dos acionistas titulares de ações ordinárias da ARN, na proporção de suas respectivas participações no capital social da ARN e integralização mediante a versão do patrimônio líquido da ARN a ser incorporado pela Companhia, conforme, anteriormente, aprovado em Assembleia Geral Extraordinária da Companhia, realizada em 10 de setembro de 2024.

Para informações adicionais, veja a ata da referida reunião do Conselho de Administração da Companhia, disponível nas páginas da CVM (<http://www.cvm.gov.br/>), da B3 (www.b3.com.br) e no site de Relações com Investidores da Companhia (<https://ri.aurenenergia.com.br/>) na aba “Arquivos CVM”, no ícone de “Reuniões da Administração”.

Incorporação da Esfera

Conforme Comunicados ao Mercado divulgados em 4 de junho de 2024, 10 de julho de 2024, 25 de julho de 2024 e 30 de agosto de 2024, a Auren Comercializadora, celebrou, em 04 de junho de 2024, o Contrato de Compra e Venda de Quotas e Outras Avenças, bem como outros documentos correlatos (em conjunto, o “**Contrato Esfera Energia**”) com os sócios de Esfera Comercializadora de Energia Ltda. (“**Esfera Comercializadora**”) e Esfera Energia Consultoria e Gestão de Energia Ltda. (“**Esfera Gestão**” e, em conjunto com Esfera Comercializadora, “**Sociedades**” ou “**Esfera Energia**”), tendo por objeto a aquisição da totalidade das quotas representativas do capital social da Esfera Energia (“**Operação Esfera**”). A Operação reforçou a estratégia da Auren no segmento de comercialização de energia, consolidando a Companhia como a maior comercializadora de energia elétrica do país, com elevada expertise e capacidade de gerar valor com o crescimento do mercado livre.

Não houve, no exercício social findo em 31 de dezembro de 2024, celebração, extinção ou modificação de acordo de acionistas.

A Companhia possui, atualmente, apenas um acordo de acionistas vigente e arquivado em sua sede social ("Acordo de Acionistas"):

Partes

O Acordo de Acionistas foi celebrado, inicialmente, pela Votorantim Geração de Energia S.A. ("VGE"), a SF Fifty Six Participações Societárias Ltda. ("SF Fifty Six") e o Canada Pension Plan Investment Board ("CPPIB"). Em 03 de fevereiro de 2022, a Votorantim S.A. ("VSA") assinou Termo de Adesão ao Acordo de Acionistas, sub-rogando-se na posição da VGE e da SF Fifty Six, em razão de sua incorporação (CPPIB, em conjunto com VSA, os "Acionistas Controladores"), com a interveniência e anuência da Companhia.

Data de celebração

O Acordo de Acionistas foi celebrado em 29 de maio de 2018 e aditado em 11 de novembro de 2021 e em 25 de março de 2022.

Prazo de vigência

O Acordo de Acionista permanecerá válido e em vigor pelo prazo de 30 (trinta) anos após a data de sua celebração.

O Acordo de Acionistas poderá ser rescindido antes de tal data nas seguintes hipóteses:

- i. liquidação da Companhia;
- ii. em caso de execução pelas partes de um instrumento particular de distrato com relação aos direitos e obrigações contidos no Acordo de Acionistas; ou
- iii. na data em que os Acionistas Controladores, em conjunto, detiverem menos de 30% (trinta por cento) do capital social da Companhia.

Local em que o Acordo de Acionistas se encontra disponível

O Acordo de Acionista está disponível aos acionistas na sede social da Companhia, no site da CVM (<https://www.gov.br/cvm/>), da B3 (http://www.b3.com.br/pt_br/) e na página de Relação com Investidores do site da Companhia (<https://ri.aurenenergia.com.br/governanca-corporativa/acordo-de-acionistas/>).

A Companhia não efetuou, no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, alterações significativas na forma de condução de seus negócios.

Até a data de apresentação deste Formulário de Referência, não foram celebrados contratos relevantes pela Companhia ou por suas controladas que não sejam diretamente relacionados às atividades operacionais.

Contratos de cessão de uso ou direito real de superfície

Algumas subsidiárias da Companhia são partes em contratos que permitem a utilização de bens imóveis de terceiros por meio de contrapartida financeira com a finalidade de implantação e operação dos projetos de geração de energia, sendo que tais contratos, portanto, qualificados como arrendamento operacional em termos contábeis. O impacto dos arrendamentos destes complexos eólicos e solares em 2024 é de R\$ 42,3 milhões. Os contratos de arrendamento têm em média duração de 49 anos.

Seguros

A Companhia mantém seguros específicos para exposições de risco relacionadas a sua atividade, tais como: **(i)** apólice de responsabilidade civil geral, que visa amparar danos materiais e/ou corporais causados a terceiros, **(ii)** apólice patrimonial que visa amparar danos às propriedades da Companhia como danos materiais incluindo, mas não se limitando a quebra de máquinas, danos elétricos, tumultos, greves e lockout, erros e omissões, linhas de transmissão ou distribuição, alagamento e inundação, roubos e danos elétricos, e cobertura de lucros cessantes, que cobre a interrupção dos seus negócios pelo período de 9 meses; **(iii)** seguro de D&O, que tem cobertura de custos de defesa, acordos judiciais e extrajudiciais e indenizações, aos conselheiros, diretores e gerentes ou qualquer outra pessoa física com poder de gestão dentro da Companhia (conforme indicado no item 7.7 do Formulário de Referência); **(iv)** apólice de drones com cobertura para danos causados a aeronaves abalroadas, prejuízos financeiros e lucros cessantes de privação das aeronaves abalroadas; **(v)** apólice de risco em engenharia, que ampara danos decorrentes a obras civis em construção, instalação e montagem e testes/comissionamento, erro de projeto/riscos do fabricante, manutenção ampla, tumultos, greves, comoção civil, motim e locaute, honorários de peritos, despesas de salvamento e contenção de sinistros, quando aplicável; e **(vi)** apólice de responsabilidade civil de obras cobrindo obras civis e/ou serviços de montagem e instalação de máquinas e/ou equipamentos, erro de projeto, fundações, danos materiais causados ao proprietário da obra entre outras, quando aplicável; **(vii)** apólice de transporte, contra roubo e furto e danos materiais causados aos equipamentos críticos de obra, quando aplicável; **(viii)** apólice de frota com cobertura para colisão, danos materiais e corporais causados a terceiros, além de roubo e furto; e **(xiv)** apólice de risco cibernético ("cyber") com cobertura para perdas financeiras e responsabilidades decorrentes de violações de dados, ataques hackers, roubo de informações, interrupção de serviços e outras ameaças digitais.

O valor total da cobertura de seguros é de aproximadamente R\$ 2,4 bilhões, de forma que a Companhia acredita que detém limites e coberturas suficientes e compatíveis com a sua atividade no mercado brasileiro.

A seguir, são apresentados os comentários dos diretores sobre os resultados obtidos pela **Companhia**, correspondentes à análise da condição financeira e patrimonial, os quais contemplam um panorama relativo às demonstrações contábeis consolidadas do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024. As demonstrações financeiras auditadas foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, que inclui os pronunciamentos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (“**CPC**”), aprovados pela Comissão de Valores Mobiliários (“**CVM**”) e pelo Conselho Federal de Contabilidade (“**CFC**”), e conforme as normas internacionais de relatório financeiro (*International Financial Reporting Standards* ou “**IFRS**”), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (“**IASB**”) (atualmente denominadas “**normas contábeis IFRS**”) incluindo as interpretações emitidas pelo *IFRS Interpretations Committee* (“**IFRIC**”), ou pelo seu órgão antecessor, *Standing Interpretations Committee* (“**SIC® Interpretations**”) e evidenciam todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras, e somente elas, as quais estão consistentes com as utilizadas pela administração na sua gestão.

As informações desta seção 2, exceto quando indicado de forma diferente, são expressas em moeda corrente nacional.

Os termos “**AH**” e “**AV**” constantes nas 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 a receita operacional líquida para os exercícios indicados, ou em relação ao ativo total nas datas aplicáveis, exceto quando indicado de outra forma.

Os comentários a seguir contêm declarações sobre tendências que refletem as expectativas atuais da Companhia, envolvendo riscos e incertezas inerentes ao ambiente de seus negócios. Os resultados futuros e os eventos podem não ocorrer de acordo com as expectativas da Companhia, em razão dos riscos envolvidos, tais como o desempenho econômico do país, a economia global, os aspectos regulatórios do setor, questões governamentais e concorrenciais, entre outros fatores exógenos.

As informações constantes deste item devem ser lidas e analisadas em conjunto com as informações constantes nas demonstrações financeiras completas e suas respectivas notas explicativas, disponíveis no website de relações com investidores da Companhia (<https://ri.aurenenergia.com.br/>) e nos websites da CVM (<https://www.gov.br/cvm/>) e da B3 S.A. - Brasil, Bolsa, Balcão (“**B3**”) (www.b3.com.br).

a. condições financeiras e patrimoniais gerais

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, a receita líquida de venda de energia consolidada da Companhia foi de R\$ 8.059.951 mil, o que representou um aumento de 30,4% em relação ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023, quando a receita líquida de venda de energia consolidada foi de R\$ 6.181.890 mil, o que é explicado, principalmente, à contribuição decorrente da combinação de negócios com a Auren Participações S.A. (atual denominação de “*AES Brasil Energia S.A.*”) (“**Auren Participações**”) concluída em 31 de outubro de 2024, no montante de R\$ 668.823 mil, além de incremento do volume de energia comercializada e da entrada em operação do Complexo Solar Sol de Jaíba.

No ano de 2024, o EBITDA Ajustado foi de R\$ 2.010.597 mil, representando um aumento de 12,1% em relação a 2023 (R\$ 1.793.507 mil), com impacto de -4,1 p.p. na Margem EBITDA Ajustada do período. As variações observadas podem ser explicadas, majoritariamente, pela contribuição decorrente da combinação de negócios com a AES Brasil, no montante de R\$ 350.949 mil e à entrada em operação do Complexo Solar Sol de Jaíba.

Em 31 de dezembro de 2024 a dívida bruta^[1] totalizou R\$ 27.032.669 mil (em comparação a R\$ 6.418.600 mil em 31 de dezembro de 2023), e a dívida líquida^[2] foi de R\$ 18.919.209 mil (em comparação a R\$ 2.989.763 mil em 31 de dezembro de 2023). A alavancagem financeira proforma, medida pela relação entre dívida líquida e EBITDA ajustado, em 5,7x (3,4x em 2023).

Com a conclusão da aquisição da Auren Participações em 31 de outubro de 2024, a apresentação de informações numa visão proforma considera as operações combinadas de ambas as empresas desde 01 de janeiro de 2023, alinhado às divulgações realizadas ao mercado pela Companhia no *release* de resultados relativo ao exercício de 2024 em 24 de fevereiro de 2025, para melhor compreensão sobre a performance da Companhia em razão da combinação de negócios.

^[1] Dívida Bruta considera empréstimos, financiamentos e debêntures, incorporando-se o valor justo dos derivativos (ativo e passivo, exceto derivativos vinculados a contratos de compra e venda de energia) e arrendamentos enquadrados de acordo com a norma CPC06/IFRS 16-Arendamentos.

^[2] Dívida Bruta deduzida de Caixa, Equivalentes de Caixa, Aplicações Financeiras, Fundo de Liquidez (Conta Reserva).

b. estrutura de capital

Em 31 de dezembro de 2024, o capital social integralizado da Companhia era de R\$ 6.187.772 mil, composto por 1.050.377.974 de ações ordinárias, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal. A estrutura de capital da Companhia era composta por 27,45% de capital próprio e 72,55% de capital de terceiros.

A Diretoria da Companhia entende que a estrutura de capital apresentada ao longo do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 é adequada para a continuidade de suas operações. A Companhia iniciou o ano de 2025 com 1,5 GW adicional de capacidade instalada, considerando a entrada em operação comercial de Cajuína 1 e 2, Tucano e Sol de Jaíba. A geração de caixa incremental proveniente desses ativos, aliada às sinergias da aquisição da Auren Participações, serão importantes na trajetória da curva de desalavancagem da Companhia ao longo de 2025. Além disso, a companhia tem cerca de 97%, 95% e 84% da sua energia vendida para os anos de 2025, 2026 e 2027, respectivamente. Esse alto volume de energia vendido para os próximos anos trará uma grande previsibilidade da geração de caixa, auxiliando no processo de desalavancagem. A tabela a seguir apresenta a evolução e composição da estrutura de capital da Companhia:

(em R\$ mil)	2024
Capital Terceiros (Passivo Circulante + Não Circulante)	38.270.763
Capital Próprio (Patrimônio Líquido)	14.483.354
Total do Passivo e Patrimônio Líquido	52.754.117

(em %)	2024
Parcela de capital de terceiros	72,55%
Parcela de capital próprio	27,45%

A Companhia busca diversificar suas fontes de captação de recursos através da utilização do mercado de capitais, utilização de bancos públicos como uma fonte especial de recursos e operações bancárias, com um nível equalizado, que lhe garanta maximizar a rentabilidade de seu negócio, sem prejudicar a continuidade da operação e saúde financeira da Companhia.

c. capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos

Em 31 de dezembro de 2024, o índice de liquidez corrente da Companhia foi de 1,6x. No mesmo período, a Companhia e suas controladas possuíam R\$ 27.044.736

mil de empréstimos, financiamentos e debêntures, conforme tabela reportada no item 2.1.(d) abaixo.

Índice	2024
Liquidez Corrente	1,6x
Liquidez Geral	0,4x
Liquidez Imediata	1,0x

Os Diretores da Companhia esclarecem que ao final do exercício de 2024, a Companhia registrou liquidez robusta, o que permite o pleno cumprimento de suas obrigações financeiras pelos próximos três anos.

Adicionalmente, os Diretores da Companhia entendem que os fluxos de caixa projetados da Companhia e de suas controladas, demonstram-se suficientes para cumprir seus compromissos financeiros, conforme consta em seus planos de negócios. No entanto, havendo necessidade de novos financiamentos para ampliação e aquisição de empreendimentos e até mesmo para honrar com quaisquer compromissos, a Administração da Companhia, inclusive, acredita no bom relacionamento entre a empresa e suas controladas com instituições financeiras de primeira linha, que lhe permitem o acesso a linhas de créditos adicionais.

Importante ressaltar que o cronograma de amortização da dívida da Companhia está bem distribuído ao longo dos anos, de forma a permitir que a geração de caixa dos ativos, cada vez mais diversificados, faça frente às obrigações relativas aos financiamentos. Ainda, ao final de 2024, o prazo médio da dívida consolidada da Companhia era de 5,9 anos - sendo 90% da Dívida Bruta classificada no longo prazo (não-circulante).

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, a Companhia e suas controladas honraram integralmente com todos os seus respectivos compromissos financeiros.

Em dezembro de 2024, a Fitch Ratings retirou a observação negativa do rating da Auren, incluindo suas subsidiárias, atribuída no anúncio da Transação com a AES Brasil. Na data, a agência reafirmou os Ratings Nacionais de Longo Prazo como “AAA(bra)”. A agência também destacou uma Perspectiva Estável para todos os ratings corporativos e elevou de “AA-(bra)” para “AAA(bra)” os ratings de suas subsidiárias provenientes da aquisição da AES Brasil e suas emissões de

debêntures: Potengi Holdings S.A., Veleiros Holdings S.A., Tucano Holding II S.A. e Ventos de Santa Tereza 07 Energias Renováveis S.A.. Mesmo em um cenário de alavancagem elevada, a manutenção dos ratings da Auren e da CESP, bem como a elevação dos ratings das subsidiárias oriundas da AES Brasil refletem o impacto positivo da integração dos ativos e reforçam a confiança no posicionamento estratégico e financeiro da Auren.

Em abril de 2025, a Moody's iniciou a cobertura da Auren Energia S.A. com rating, em escala local, de AAA.br e perspectiva estável. Adicionalmente, a agência elevou os ratings da Auren Operações de AA.br para AAA.br, e das debêntures de Cajuína AB1 Holdings S.A. e Tucano Holding II S.A. de AA-.br para AAA. br. A perspectiva dos ratings é estável.

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

As fontes de financiamento para capital de giro e investimento em ativos não circulantes foram originadas por meio de captação de empréstimos e financiamentos, emissão de debêntures, geração operacional de caixa e aportes de capital.

Em 31 de dezembro de 2024, a Companhia e suas controladas contabilizavam o montante de R\$ 27.044.736 mil de saldo de empréstimos e financiamentos (incluindo encargos), debêntures (circulante e não circulante), líquido dos custos de captação, conforme abaixo:

(em R\$ mil)	Taxa de Juros (% a.a.)	Exercício social encerrado em 31/12/2024
CIRCULANTE (Moeda Nacional)		
BNDES - Auren Energia	TJLP+2,52%	120.024
BNDES - Auren Energia	IPCA+4,48%	98.715
Debêntures - 1ª emissão - Ventos de Santo Estevão Holding - Auren Energia	IPCA+6,99%	19.838
Debêntures - 2ª emissão - Auren Energia	IPCA+6,30%	4.085
Debêntures - 3ª emissão - Auren Energia	CDI + 0,55%	57.866
Debêntures - 4ª emissão - Auren Energia	CDI + 1,10%	102.125
Debêntures - 12ª emissão – CESP	IPCA+4,30%	26.749

Debêntures - 13ª emissão – CESP	IPCA+6,17%	10.449
BNB – CESP	IPCA+5,76% (i)	13.934
Debêntures - 1º Emissão - Auren Participações	IPCA+7,06%	190.619
Debêntures - 2º Emissão - Auren Participações	IPCA+7,15%	2.311
Debêntures - 8º Emissão - Auren Participações	IPCA+6,02%	25.373
Debêntures - 9º Emissão - Auren Participações	IPCA+4,71%	13.810
Debêntures - 9º Emissão - Auren Participações	CDI+1,00%	45.293
Debêntures - 10º Emissão - Auren Participações	CDI+1,50%	3.725
Debêntures - 11º Emissão - Auren Participações	IPCA+6,49%	26.971
BNDES - Auren Participações	TJLP+2,25%	147.266
BNB - Auren Participações	IPCA+3,36%	29.579
BNB - Auren Participações	Pré-fixado (2,55%)	12.533
FDNE - Auren Participações	IPCA+2,93%	8.938
Outros - Auren Participações	IPCA	27.227
Moeda Estrangeira		
Scotiabank 4131 - Auren Participações	USD com swap para CDI+1,53%	1.711.290

NÃO CIRCULANTE (Moeda Nacional)		
BNDES - Auren Energia	TJLP+2,52%	1.162.004
BNDES - Auren Energia	IPCA+4,48%	1.831.769
Debêntures - 1ª emissão - Auren Energia	CDI+1,48%	-
Debêntures - 1ª emissão - Ventos de Santo Estevão Holding - Auren Energia	IPCA+6,99%	180.619
Debêntures - 2ª emissão - Auren Energia	IPCA+6,30%	401.653
Debêntures - 3ª emissão - Auren Energia	CDI + 0,55%	2.484.601
Debêntures - 4ª emissão - Auren Energia	CDI + 1,10%	5.377.338

Debêntures - 11ª emissão – CESP	CDI+1,64%	-
Debêntures - 12ª emissão – CESP	IPCA+4,30%	1.961.995
Debêntures - 13ª emissão – CESP	IPCA+6,17%	1.103.282
BNB – CESP	IPCA+5,76% (i)	863.463
Debêntures - 1º Emissão - Auren Participações	IPCA+7,06%	2.862.358
Debêntures - 2º Emissão - Auren Participações	IPCA+7,15%	146.245
Debêntures - 8º Emissão - Auren Participações	IPCA+6,02%	154.473
Debêntures - 9º Emissão - Auren Participações	IPCA+4,71%	1.102.819
Debêntures - 9º Emissão - Auren Participações	CDI+1,00%	1.379.051
Debêntures - 10º Emissão - Auren Participações	CDI+1,50%	747.804
Debêntures - 11º Emissão - Auren Participações	IPCA+6,49%	600.503
BNDES - Auren Participações	TJLP+2,25%	997.132
BNB - Auren Participações	IPCA+3,36%	564.694
BNB - Auren Participações	Pré-fixado (2,55%)	96.154
FDNE - Auren Participações	IPCA+2,93%	114.163
Outros - Auren Participações	IPCA	-
Moeda Estrangeira (i)		
Scotiabank 4131 - Auren Participações	USD com swap para CDI+1,53%	213.896
Total		27.044.736

Para maiores informações acerca dos contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures e do endividamento da Companhia e de suas controladas, vide seção 2.1.(f) deste Formulário de Referência.

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

Todos os recursos a serem utilizados pela Companhia e por suas controladas, para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes serão oriundos de sua geração operacional de caixa, empréstimos, financiamentos e emissões de debêntures existentes em seu balanço, podendo contar ainda com eventuais aportes de capital adicionais de seus acionistas ou de outros investidores no mercado de capitais, se necessário.

f. níveis de endividamento e as características de tais dívidas, descrevendo ainda:

(i) contratos de empréstimo e financiamento relevantes

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo dos empréstimos, financiamentos e debêntures consolidado da Companhia e suas controladas era de R\$ 27.044.736 mil, sendo que R\$ 2.698.720 mil correspondiam a dívidas de curto prazo e R\$ 24.346.016 mil correspondiam a dívidas de longo prazo.

O montante de dívida em moeda estrangeira em 31 de dezembro de 2024 correspondia a R\$ 1.925.186 mil, sendo R\$ 1.711.290 mil com vencimento no curto prazo e R\$ 213.896 mil com vencimento no longo prazo.

Em 31 de dezembro de 2024, os contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures da Companhia e de suas controladas possuem as seguintes características conforme listado a seguir:

(i) Complexo eólico de Ventos do Piauí I (“VDP I”).

BNDES (VDP I)

Os parques eólicos de VDP I, os quais totalizam 7 sociedades de propósito específico, iniciaram, a partir de dezembro de 2017, a captação de recursos financeiros junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (“BNDES”), no montante total de R\$ 849.297 mil.

Os contratos do BNDES, preveem amortizações mensais, iniciadas em julho de 2018 e pagamento de juros mensais, indexados à TJLP + 2,16% ao ano, com vencimento da última prestação prevista para junho de 2034.

Para assegurar o pagamento de quaisquer obrigações decorrentes destes contratos de financiamento, foram constituídas garantias de penhor de ações, cessão fiduciária dos recebíveis e direitos emergentes das autorizações, penhor de máquinas e equipamentos, garantia corporativa da Votorantim S.A. (“VSA”), e da sua holding Ventos de São Vicente Participações Energias Renováveis S.A.

Os desembolsos referentes a este financiamento foram 100% liberados.

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo em aberto deste contrato era de R\$ 520.226 mil.

(ii) Complexo eólico de Ventos do Araripe III (“VDA III”)

BNDES n.º 16.2.0750.1

Os parques eólicos de VDA III, os quais totalizam 14 sociedades de propósito específico, iniciaram, a partir de fevereiro de 2017, a captação de recursos financeiros junto ao BNDES, no valor total de R\$ 472.290 mil.

O contrato do BNDES prevê amortizações mensais, iniciado em fevereiro de 2018 e pagamento de juros mensais indexado à TJLP + 2,49% ao ano, vencimento da última parcela prevista para junho de 2035.

Para assegurar o pagamento de quaisquer obrigações decorrentes deste contrato de financiamento, foram constituídas garantias de penhor de ações, cessão fiduciária dos recebíveis e direitos emergentes das autorizações, penhor de máquinas e equipamentos, garantia corporativa da Auren, e da sua holding Ventos de Santo Estevão Holding S.A.

Os desembolsos referentes a este financiamento foram 100% liberados.

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo em aberto deste contrato era de R\$ 422.931 mil.

Repasse (VDA III)

Os parques eólicos de VDA III, iniciaram, a partir de 2017, a captação de recursos financeiros junto ao Banco Santander (Brasil) S.A. (“**Santander**”) e com o Banco Bradesco S.A. (“**Bradesco**” e, em conjunto com Santander, “**Repassadores**”), no valor total de R\$570.900 mil.

O contrato dos Repassadores prevê amortizações mensais, iniciado em fevereiro de 2018 e pagamento de juros mensais indexado à TJLP + 3,15% ao ano e vencimento da última prestação prevista para dezembro de 2029.

Para assegurar o pagamento de quaisquer obrigações decorrentes deste contrato de financiamento, foram constituídas garantias de penhor de ações cessão fiduciária dos recebíveis e direitos emergentes das autorizações, penhor de máquinas e equipamentos, garantia corporativa da Auren, e da sua holding Ventos de Santo Estevão Holding S.A.

Os desembolsos referentes a este financiamento foram 100% liberados.

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo em aberto deste contrato era de R\$ 340.695 mil.

1ª Emissão de Debêntures Santo Estevão

Em outubro de 2017, a holding do complexo de VDA III, Ventos de Santo Estevão Holding S.A. ("**Santo Estevão**"), realizou sua primeira emissão de debêntures simples, em série única, não conversíveis em ações, da espécie com garantia real com garantia adicional fidejussória, no montante total de R\$ 160.000 mil.

Para assegurar o pagamento de quaisquer obrigações decorrentes da escritura de sua emissão, foram constituídas garantias de penhor de ações, cessão fiduciária dos recebíveis e direitos emergentes das autorizações, penhor de máquinas e equipamentos e garantia corporativa da Auren.

A emissão possui amortização semestral, iniciada em junho de 2018 com pagamento de juros remuneratórios semestral de IPCA + 6,99% ao ano e vencimento previsto para julho de 2032.

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo em aberto destas debêntures era de R\$ 200.456 mil.

(iii) Complexos eólicos de Ventos do Piauí II e III ("**VDP II e III**").

BNDES (VDP II e III)

Os parques eólicos de VDP II e III, os quais totalizam 10 sociedades de propósito específico, iniciaram, a partir de agosto de 2021, a captação de recursos financeiros junto ao BNDES no montante de R\$1.617.386 mil.

Os contratos preveem amortizações mensais, iniciado em novembro de 2022 e pagamento de juros mensais indexado à IPCA + 4,56% ao ano e vencimento da última parcela prevista para março de 2045.

Para assegurar o pagamento de quaisquer obrigações decorrentes deste contrato de financiamento, foram constituídas garantias de penhor de ações, cessão fiduciária dos recebíveis e direitos emergentes das autorizações, penhor de máquinas e equipamentos e garantia corporativa da Auren.

Os desembolsos referentes a este financiamento foram 100% liberados.

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo em aberto deste contrato era de R\$ 1.745.325 mil.

(iv) Debêntures Auren

1ª Emissão de Debêntures Auren

O vencimento ocorreu em dezembro de 2024.

2ª Emissão de Debêntures Auren

Em abril de 2024, a Companhia realizou a sua segunda emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, em série única, de espécie quirografária, no montante total de R\$ 400.000 mil ("**2ª Emissão de Debêntures Auren**").

A 2ª Emissão de Debêntures Auren possui amortização e pagamento de juros remuneratórios atrelado a IPCA + 6,2980%, com vencimento em abril de 2034.

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo em aberto destas debêntures era de R\$ 405.738 mil.

3ª Emissão de Debêntures Auren

Em outubro de 2024, a Companhia realizou a sua terceira emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, em série única, de espécie quirografária, no montante total de R\$ 2.500.000 mil ("**3ª Emissão de Debêntures Auren**").

A 3ª Emissão de Debêntures Auren possui amortização e pagamento de juros remuneratórios atrelado a DI + 0,5500%, com vencimento em outubro de 2031.

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo em aberto destas debêntures era de R\$ 2.542.468 mil.

4ª Emissão de Debêntures Auren

Em outubro de 2024, a Companhia realizou a sua quarta emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, em série única, de espécie quirografária, no montante total de R\$ 5.400.000 mil ("**4ª Emissão de Debêntures Auren**").

A 4ª Emissão de Debêntures Auren possui amortização e pagamento de juros remuneratórios atrelado a DI + 1,1000%, com vencimento em outubro de 2028 e crescimento dos juros remuneratórios a cada ano, sendo DI + 1,1000% no primeiro ano, DI + 1,2000% no segundo ano, DI + 1,5000% no terceiro ano e DI + 2,0000% no quarto (último) ano.

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo em aberto destas debêntures era de R\$ 5.479.462 mil.

(v) Empréstimos Auren Participações S.A. ("**Auren Participações**")

4131 Offshore Loan 2022

O empréstimo foi liquidado em novembro de 2024.

4131 Offshore Loan 2022 Am 17 de janeiro de 2023, a Auren Participações celebrou empréstimo offshore. A totalidade dos recursos captados, em dólares norte-americanos, equivalem a R\$ 383 milhões na 1ª tranche e foram destinados ao reforço de capital de giro da Emissora. O empréstimo, já considerando o SWAP, rende juros remuneratórios em CDI+1,60% ao ano na 1ª tranche. A data de vencimento desta operação foi 17 de janeiro de 2025. Em 31 de dezembro de 2024, o saldo em aberto do SWAP em CDI+ era de R\$ 404.829 mil.

4131 Offshore Loan 2022B

Em 17 de janeiro de 2023, a Auren Participações S.A. celebrou empréstimo offshore. A totalidade dos recursos captados, em dólares norte-americanos, equivalem a R\$187 milhões na 2ª tranche e foram destinados ao reforço de capital de giro da Emissora. O empréstimo, já considerando o SWAP, rende juros remuneratórios em CDI+1,65% ao ano na 2ª tranche. A data de vencimento desta operação foi 17 de janeiro de 2025. Em 31 de dezembro de 2024, o saldo em aberto do SWAP em CDI+ era de R\$ 198.299 mil.

1ª Emissão de Debêntures da Auren Participações

A Emissão foi liquidada antecipadamente em dezembro de 2024.

(vi) Debêntures CESP

11ª Emissão de Debêntures CESP

A Emissão foi liquidada antecipadamente em dezembro de 2024.

12ª Emissão de Debêntures CESP

Em agosto de 2020, a CESP realizou sua 12ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, em série única, da espécie quirografária, no montante total de R\$1.500.000 mil ("**12ª Emissão de Debêntures CESP**").

A 12ª Emissão de Debêntures CESP prevê a amortização em 3 parcelas anuais, iniciando em agosto de 2028, com pagamento de juros remuneratórios semestral de IPCA + 4,30% ao ano, os quais iniciaram em fevereiro de 2021, e vencimento previsto para agosto de 2030.

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo em aberto destas debêntures era de R\$ 1.988.744 mil.

13ª Emissão de Debêntures CESP

Em abril de 2024, a CESP realizou sua 13ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, em série única, da espécie quirografária, no montante total de R\$1.100.000 mil ("**13ª Emissão de Debêntures CESP**").

A 13ª Emissão de Debêntures CESP prevê a amortização em 3 parcelas anuais, iniciando em abril de 2032, com pagamento de juros remuneratórios semestral de IPCA + 6,1661% ao ano, e vencimento previsto para abril de 2034.

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo em aberto destas debêntures era de R\$ 1.113.731 mil.

(vii) Auren Operações

8ª Emissão de Debêntures Auren Operações

Em 15 de maio de 2018, foi realizada a 8ª emissão de debêntures da Auren Operações, no valor total de R\$200 milhões, e vencimento final em 15 de maio de

2030. Desde a data de sua emissão, as Debêntures fazem jus a uma remuneração equivalente a IPCA + 6,02% a.a.

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo em aberto destas debêntures era de R\$ 179.845 mil.

9ª Emissão de Debêntures Auren Operações

Em 17 de abril de 2019 foi realizada a 9ª emissão de debêntures da Auren Operações em três séries. A 1ª série no montante de 1.380.000 mil, com vencimento final em 15 de março de 2027. Desde a data de sua emissão, as Debêntures fazem jus a uma remuneração equivalente a CDI + 1,00% ao ano. Em 31 de dezembro de 2024, o saldo em aberto destas debêntures era de R\$ 1.424.344 mil.

A 2ª série no montante de 641.090 mil, com vencimento final em 15 de março de 2029. Desde a data de sua emissão, as Debêntures fazem jus a uma remuneração equivalente a IPCA + 4,7133% ao ano. Em 31 de dezembro de 2024, o saldo em aberto destas debêntures era de R\$ 868.765 mil.

A 3ª série no montante de 178.910 mil, com vencimento final em 15 de março de 2029. Desde a data de sua emissão, as Debêntures fazem jus a uma remuneração equivalente a IPCA + 4,7133% ao ano.

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo em aberto destas debêntures era de R\$ 247.863 mil.

10ª Emissão de Debêntures Auren Operações

Em 12 de dezembro de 2022, foi realizada a 10ª emissão de debêntures da Auren Operações, no valor total de R\$750 milhões. As debêntures fazem jus a uma remuneração equivalente a CDI + 1,50% ao ano.

O vencimento das debêntures é 13 de dezembro de 2027.

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo em aberto destas debêntures era de R\$ 751.529 mil.

11ª Emissão de Debêntures Auren Operações

Em 16 de abril de 2024, foi realizada a 8ª emissão de debêntures da Auren Operações, no valor total de R\$200 milhões, e vencimento final em 15 de março de 2038. Desde a data de sua emissão, as Debêntures fazem jus a uma remuneração equivalente a IPCA + 6,14% ao ano.

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo em aberto destas debêntures era de R\$ 627.476 mil.

4131 Offshore 2020 - Auren Operações

Em 23 de dezembro de 2020, a Auren Operações celebrou empréstimo offshore. Sua liquidação foi em 29 de dezembro de 2020. A totalidade dos recursos captados, em dólares norte-americanos, equivalem a R\$600,0 milhões e foram destinados ao reforço de capital de giro da emissora.

O empréstimo, já considerando o *SWAP*, rende juros remuneratórios em CDI+1,50% ao ano.

A data de vencimento desta operação é 30 de dezembro de 2025.

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo em aberto do *SWAP* em CDI+ era de R\$ 300.154 mil.

4131 Offshore 2020 - Auren Operações

Em 31 de Março de 2021, a Auren Operações celebrou empréstimo offshore. A totalidade dos recursos captados, em dólares norte-americanos, equivalem a R\$800,0 milhões e foi destinada ao reforço de capital de giro da Emissora.

O empréstimo, já considerando o *SWAP*, rende juros remuneratórios em CDI+1,48% ao ano.

A data de vencimento desta operação é 31 de março de 2026.

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo em aberto do *SWAP* em CDI+ era de R\$ 824.385 mil.

(viii) Tietê Eólica

1ª Emissão de Debêntures da Tietê Eólica

Em 15 de novembro de 2014, ocorreu a 1ª emissão de debêntures simples da Tietê Eólica, no valor total de R\$146 milhões, em duas séries, sendo R\$ 73 milhões cada, com vencimento final em 15 de dezembro de 2025.

Desde a data de sua emissão, as Debêntures fazem jus a uma remuneração equivalente a IPCA + 6,14% ao ano, em sua 1ª série e de IPCA+7,61 e na 2ª série é de IPCA+7,87%.

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo em aberto na 1ª série era de R\$ 9.128 mil, e na 2ª série era de R\$ 13.219 mil.

(ix) Sol do Piauí Geração de Energia Ltda. (“Sol do Piauí”)

BNDES (Sol do Piauí)

Em dezembro de 2020, a sociedade Sol do Piauí Geração de Energia Ltda., celebrou contrato de financiamento com o BNDES no montante total de R\$189.982 mil.

A primeira liberação de recursos desse contrato, no montante de R\$ 94.000 mil, ocorreu em outubro de 2023. Em 2024 ocorreu liberações, no montante de R\$ 88.108, com o montante de R\$ 7.874 mil pendente de liberação.

O referido contrato de financiamento prevê amortizações mensais, com início do primeiro pagamento em maio de 2024 e pagamento de juros mensais indexado à IPCA + 3,65% ao ano e vencimento da última parcela prevista para novembro de 2044.

Para assegurar o pagamento de quaisquer obrigações decorrentes deste contrato, foram constituídas garantias de penhor de ações, cessão fiduciária dos recebíveis e direitos emergentes das autorizações, penhor de máquinas e equipamentos e garantia corporativa da Auren.

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo em aberto deste contrato era de R\$ 183.336 mil.

(x) Sol de Jaíba

BNB (Sol de Jaíba)

Em setembro de 2022, as controladas Jaíba C Energias Renováveis S.A., Jaíba CN Energias Renováveis S.A., Jaíba CO Energias Renováveis S.A. e Jaíba L2 Energias Renováveis S.A., pertencentes ao complexo Sol de Jaíba, celebraram contratos de financiamento com o Banco do Nordeste ("BNB"), no montante total de R\$ 300.000 mil, para financiamento do projeto de titularidade das referidas controladas, ao custo de IPCA + 5,27% a.a., com vencimento em setembro de 2046 e amortizações mensais a partir outubro de 2024.

A primeira liberação de recursos desses contratos, no montante de R\$ 180.000 mil, ocorreu em março de 2023, a segunda liberação de recursos desses contratos, no montante de R\$ 90.000 mil, ocorreu em fevereiro de 2024 e a última liberação de recursos desses contratos, no montante de R\$ 30 mil, ocorreu em maio de 2024. Os desembolsos referentes a este financiamento foram 100% liberados.

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo em aberto deste contrato era de R\$ 331.718 mil.

Em junho de 2023, outras duas controladas, Jaíba CS Energias Renováveis S.A. e Jaíba S Energias Renováveis S.A., pertencentes ao complexo Sol de Jaíba celebraram, contratos de financiamentos com o BNB, no montante total de R\$200.000 mil, ao custo de IPCA + 5,73% a.a., com vencimento em julho de 2047 e amortizações mensais, a partir de agosto de 2025.

A primeira liberação de recursos desses contratos, no montante de R\$ 168.207 mil, ocorreu em dezembro de 2023, a última liberação de recursos desses contratos, no montante de R\$ 31.792, ocorreu em junho de 2024. Os desembolsos referentes a este financiamento foram 100% liberados.

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo em aberto deste contrato era de R\$ 218.185 mil.

Em dezembro de 2023, outras quatro controladas, Jaíba L1 Energias Renováveis S.A., Jaíba NE2 Energias Renováveis S.A., Jaíba NE3 Energias Renováveis S.A. e Jaíba SE2 Energias Renováveis S.A., pertencentes ao projeto Sol de Jaíba celebraram, contratos de financiamentos com o BNB, no montante total de R\$ 330.000 mil, ao custo ponderado de IPCA + 6,25% a.a., com vencimento em janeiro de 2047 e amortizações mensais, a partir de fevereiro de 2025.

A primeira liberação de recursos desses contratos, no montante de R\$ 270.000 mil, ocorreu em junho de 2024, a segunda liberação desses recursos, no montante de R\$ 44.708 mil, ocorreu em agosto de 2024, pendente de liberação o montante de R\$ 15.292 mil.

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo em aberto deste contrato era de R\$ 327.494 mil.

Conforme previsto nos contratos, para garantir o pagamento de quaisquer obrigações financeiras decorrentes desses financiamentos foram contratadas fianças bancárias, em adição às contas reservas do serviço da dívida.

(xi) Complexos eólicos Brasventos (“**Brasventos**”)

BNDES (“Eolo”)

Em outubro de 2012, a controlada da Companhia Brasventos Eolo Geradora de Energia S.A. (“Brasventos Eolo”), obteve financiamento junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (“BNDES”), no valor total de R\$125,9 milhões. Em novembro de 2021, ocorreu assunção da dívida pela Auren Operações

O financiamento foi dividido em 4 subcréditos, de “A” a “D”, sendo que a amortização destes, a partir de 15 de novembro de 2013, possui 192 prestações mensais e sucessivas, cada uma delas no valor do principal vincendo da dívida, dividido pelo número de prestações de amortização ainda não vencidas, vencendo-se a última prestação em outubro de 2029.

Sobre o principal da dívida, decorrente dos subcréditos “A”, “B” e “C”, incidirão juros de 2,51%, ao ano, acima da Taxa de Juros de Longo Prazo (“TJLP”) e do subcrédito “D”, incidirá a TJLP, conforme sistemática constante no contrato do financiamento.

São garantias de todos os contratos do BNDES, o penhor de ações, a cessão fiduciária de direitos creditórios e emergentes, alienação fiduciária de bens, fiança

bancária, e contas reserva no valor de 3 meses de serviço da dívida e 3 meses de operação e manutenção. Os desembolsos referentes a este financiamento foram 100% liberados.

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo em aberto deste contrato era de R\$ 42.941 mil.

BNDES (“Miassaba”)

Em 03 de outubro de 2012, a controlada Brasventos Miassaba 3 Geradora de Energia S.A. (“Brasventos Miassaba”), obteve financiamento com BNDES, no valor total de R\$126,5 milhões. Em novembro de 2021, ocorreu assunção da dívida pela AES Operações.

O financiamento foi dividido em 4 subcréditos, de “A” a “D”, sendo que a amortização dos mesmos, a partir de 15 de novembro de 2013, possui 192 prestações mensais e sucessivas, cada uma delas no valor do principal vincendo da dívida, dividido pelo número de prestações de amortização ainda não vencidas, vencendo-se a última prestação em outubro de 2029.

Sobre o principal da dívida, decorrente dos subcréditos “A”, “B” e “C”, incidirão juros de 2,71%, ao ano, acima da TJLP e do subcrédito “D”, incidirá a TJLP, conforme sistemática constante no contrato do financiamento.

São garantias de todos os contratos do BNDES, o penhor de ações, a cessão fiduciária de direitos creditórios e emergentes, alienação fiduciária de bens, fiança bancária, e contas reserva no valor de 3 meses de serviço da dívida e 3 meses de operação e manutenção. Os desembolsos referentes a este financiamento foram 100% liberados.

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo em aberto deste contrato era de R\$ 43.392 mil.

BNDES (“Rei dos Ventos 3”)

Em outubro de 2012, a controlada Rei dos Ventos 3 Geradora de Energia S.A. (“Rei dos Ventos 3”), obteve financiamento com BNDES, no valor total de R\$ 132.787 mil. Em novembro de 2021, ocorreu assunção da dívida pela AES Operações.

O financiamento foi dividido em 4 subcréditos, de “A” a “D”, sendo que a amortização destes, a partir de 15 de novembro de 2013, possui 192 prestações mensais e sucessivas, cada uma delas no valor do principal vincendo da dívida, dividido pelo número de prestações de amortização ainda não vencidas, vencendo-se a última prestação em outubro de 2029.

Sobre o principal da dívida, decorrente dos subcréditos “A”, “B” e “C”, incidirão juros de 2,51%, ao ano, acima da TJLP e do subcrédito “D”, incidirá a “TJLP”, conforme

sistemática constante no contrato do financiamento. Os desembolsos referentes a este financiamento foram 100% liberados.

São garantias destes contratos do BNDES, o penhor de ações, a cessão fiduciária de direitos creditórios e emergentes, garantia das SPEs do Projeto Ventus, alienação fiduciária de bens e conta reserva no valor de 3 meses de serviço da dívida

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo em aberto deste contrato era de R\$ 45.266 mil.

(xii) Complexos eólicos Mandacaru e Salinas (“MS”).

BNDES (“Bela Vista”)

Em julho de 2013, a controlada Eólica Bela Vista Geração e Comercialização de Energia S.A., obteve financiamento com BNDES, no valor total de R\$29,1 milhões.

O financiamento foi dividido em 3 subcréditos, de “A” a “C”, sendo que a amortização destes, a partir de 15 de dezembro de 2013, possui 192 prestações mensais e sucessivas, cada uma delas no valor do principal vincendo da dívida, dividido pelo número de prestações de amortização ainda não vencidas, vencendo-se a última prestação em novembro de 2029.

Sobre o principal da dívida, decorrente dos subcréditos “A” e “B”, incidirão juros de 1,66%, ao ano, acima da TJLP e do subcrédito “C”, incidirá a TJLP, conforme sistemática constante no contrato do financiamento. Os desembolsos referentes a este financiamento foram 100% liberados.

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo em aberto deste contrato era de R\$ 8.728 mil.

BNDES (“Embuaca”)

Em julho de 2013, a Embuaca Geração e Comercialização de Energia S.A., obteve financiamento com BNDES, no valor total de R\$23,7 milhões.

O financiamento foi dividido em 3 subcréditos, de “A” a “C”, sendo que a amortização destes, a partir de 15 de junho de 2014, possui 192 prestações mensais e sucessivas, cada uma delas no valor do principal vincendo da dívida, dividido pelo número de prestações de amortização ainda não vencidas, vencendo-se a última prestação em maio de 2030.

Sobre o principal da dívida, decorrente dos subcréditos “A” e “B”, incidirão juros de 1,76%, ao ano, acima da TJLP e do subcrédito “C”, incidirá a “TJLP”, conforme sistemática constante no contrato do financiamento. Os desembolsos referentes a este financiamento foram 100% liberados.

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo em aberto deste contrato era de R\$ 8.061 mil.

BNDES (“Icarai”)

Em julho de 2013, Eólica Icarai Geração e Comercialização de Energia S.A., obteve financiamento com BNDES, no valor total de R\$25,4 milhões.

O financiamento foi dividido em 3 subcréditos, de “A” a “C”, sendo que a amortização destes, a partir de 15 de novembro de 2013, possui 192 prestações mensais e sucessivas, cada uma delas no valor do principal vincendo da dívida, dividido pelo número de prestações de amortização ainda não vencidas, vencendo-se a última prestação em outubro de 2029.

Sobre o principal da dívida, decorrente dos subcréditos “A” e “B”, incidirão juros de 1,66%, ao ano, acima da TJLP e do subcrédito “C”, incidirá a “TJLP”, conforme sistemática constante no contrato do financiamento. Os desembolsos referentes a este financiamento foram 100% liberados.

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo em aberto deste contrato era de R\$ 7.688 mil.

BNDES (“Mar e Terra”)

Em julho de 2023, a Eólica Mar e Terra Geração e Comercialização de Energia S.A., obteve financiamento com BNDES, no valor total de R\$23,7 milhões. O financiamento foi dividido em 3 subcréditos, de “A” a “C”, sendo que a amortização destes, a partir de 15 de dezembro de 2013, possui 192 prestações mensais e sucessivas, cada uma delas no valor do principal vincendo da dívida, dividido pelo número de prestações de amortização ainda não vencidas, vencendo-se a última prestação em novembro de 2029.

Sobre o principal da dívida, decorrente dos subcréditos “A” e “B”, incidirão juros de 1,88%, ao ano, acima da TJLP e do subcrédito “C”, incidirá a “TJLP”, conforme sistemática constante no contrato do financiamento. Os desembolsos referentes a este financiamento foram 100% liberados.

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo em aberto deste contrato era de R\$ 7.143 mil.

BNB (“Bela Vista”)

Em 27 de maio de 2013, a Eólica Bela Vista Geração e Comercialização de Energia S.A., obteve financiamento de R\$ 54,9 milhões com o BNB. Suas amortizações semestrais, começam a partir de maio de 2015 e o vencimento é em maio de 2030. Sobre o principal da dívida incide-se juros de 2,5% ao ano.

São garantias destes contratos, o penhor de ações, a cessão fiduciária de direitos creditórios e emergentes, alienação fiduciária de bens, fiança bancária, e contas reserva no valor de 3 meses de serviço da dívida e 3 meses de operação e manutenção. Os desembolsos referentes a este financiamento foram 100% liberados.

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo em aberto deste contrato era de R\$ 27.679 mil.

BNB (“Embuaca”)

Em maio de 2013, a Embuaca Geração e Comercialização de Energia S.A., obteve financiamento total de R\$ 59,7 milhões junto ao BNB. Suas amortizações semestrais, começam a partir de novembro de 2014 e o vencimento é em maio de 2030. Sobre o principal da dívida incide-se juros de 2,5% ao ano.

São garantias destes contratos, o penhor de ações, a cessão fiduciária de direitos creditórios e emergentes, alienação fiduciária de bens, fiança bancária, e contas reserva no valor de 3 meses de serviço da dívida e 3 meses de operação e manutenção. Os desembolsos referentes a este financiamento foram 100% liberados.

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo em aberto deste contrato era de R\$ 26.875 mil.

BNB (“Icarai”)

Em maio de 2013, a Eólica Icarai Geração e Comercialização de Energia S.A., obteve financiamento total de R\$33,9 milhões junto ao BNB. Suas amortizações semestrais, começam a partir de maio de 2014 e o vencimento é em maio de 2031. Sobre o principal da dívida incide-se juros de 2,5% a.a.

São garantias destes contratos, o penhor de ações, a cessão fiduciária de direitos creditórios e emergentes, alienação fiduciária de bens, fiança bancária, e contas reserva no valor de 3 meses de serviço da dívida e 3 meses de operação e manutenção. Os desembolsos referentes a este financiamento foram 100% liberados.

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo em aberto deste contrato era de R\$ 20.510 mil.

BNB (“Mar e Terra”)

Em maio de 2013, a Eólica Mar e Terra Geração e Comercialização de Energia S.A., obteve financiamento total foi de R\$50 milhões com o BNP. Suas amortizações semestrais, começam a partir de maio de 2015 e o vencimento é em maio de 2033. Sobre o principal da dívida incide-se juros de 2,5% a.a.

São garantias destes contratos, o penhor de ações, a cessão fiduciária de direitos creditórios e emergentes, alienação fiduciária de bens, fiança bancária, e contas reserva no valor de 3 meses de serviço da dívida e 3 meses de operação e manutenção. Os desembolsos referentes a este financiamento foram 100% liberados.

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo em aberto deste contrato era de R\$ 33.622 mil.

(xiii) Complexos eólicos Santos (“Santos”).

BNDES (“São Jorge”)

Em abril de 2014, a Central Eólica São Jorge S.A. obteve financiamento com BNDES, no valor total de R\$ 72,6 milhões.

O financiamento foi dividido em 3 subcréditos, de “A” a “C”, sendo que a amortização destes, a partir de 15 de janeiro de 2015, possui 192 prestações mensais e sucessivas, cada uma delas no valor do principal vencendo da dívida, dividido pelo número de prestações de amortização ainda não vencidas, vencendo-se a última prestação em dezembro de 2030.

Sobre o principal da dívida, decorrente dos subcréditos “A”, “B” e “C”, incidirão juros de 2,45%, ao ano, acima da TJLP e do subcrédito “D”, incidirá a “TJLP”, conforme sistemática constante no contrato do financiamento.

São garantias destes contratos, a cessão fiduciária de direitos creditórios e emergentes. Os desembolsos referentes a este financiamento foram 100% liberados.

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo em aberto deste contrato era de R\$ 30.865 mil.

BNDES (“Santo Antônio de Pádua”)

Em abril de 2013, a Central Eólica Santo Antônio de Pádua S.A. obteve financiamento com BNDES, no valor total de R\$ 41,2 milhões.

O financiamento foi dividido em 4 subcréditos, de “A” a “D”, sendo que a amortização destes, a partir de 15 de janeiro de 2015, possui 192 prestações mensais e sucessivas, cada uma delas no valor do principal vencendo da dívida, dividido pelo número de prestações de amortização ainda não vencidas, vencendo-se a última prestação em dezembro de 2030.

Sobre o principal da dívida, decorrente dos subcréditos “A”, “B” e “C”, incidirão juros de 2,45%, ao ano, acima da TJLP, conforme sistemática constante no contrato do financiamento.

São garantias destes contratos, a cessão fiduciária de direitos creditórios e emergentes. Os desembolsos referentes a este financiamento foram 100% liberados.

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo em aberto deste contrato era de R\$ 17.774 mil.

BNDES (“São Cristóvão”)

Em abril de 2014, a Central Eólica São Cristóvão S.A. obteve financiamento com BNDES, no valor total de R\$ 80,1 milhões.

O financiamento foi dividido em 3 subcréditos, de “A” a “C”, sendo que a amortização destes, a partir de 15 de janeiro de 2015, possui 192 prestações mensais e sucessivas, cada uma delas no valor do principal vincendo da dívida, dividido pelo número de prestações de amortização ainda não vencidas, vencendo-se a última prestação em dezembro de 2030.

Sobre o principal da dívida, decorrente dos subcréditos “A”, “B” e “C”, incidirão juros de 2,45%, ao ano, acima da TJLP, e do subcrédito “D”, incidirá a “TJLP”, conforme sistemática constante no contrato do financiamento.

São garantias destes contratos, a cessão fiduciária de direitos creditórios e emergentes. Os desembolsos referentes a este financiamento foram 100% liberados.

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo em aberto deste contrato era de R\$ 34.261 mil.

(viii) Complexos eólicos Cassino (“**Cassino**”)

BNDES (“Brisa”)

Em dezembro de 2014, a EOL Brisa Energias Renováveis S.A. obteve financiamento com BNDES, no valor total de R\$77,7 milhões.

O financiamento foi dividido em 3 subcréditos, de “A” a “C”, sendo que a amortização dos mesmos, a partir de 15 de agosto de 2015, possui 192 prestações mensais e sucessivas, apuradas de acordo com a sistemática constante no contrato de financiamento, vencendo-se a última prestação em julho de 2032.

Sobre o principal da dívida, decorrente dos subcréditos “A” e “B”, incidirão juros de 2,18%, ao ano, acima da TJLP e do subcrédito “C”, incidirá a “TJLP”, conforme sistemática constante no contrato do financiamento.

São garantias destes contratos, o penhor de ações, a cessão fiduciária de direitos creditórios e emergentes, alienação fiduciária de bens, fiança bancária, e contas reserva no valor de 3 meses de serviço da dívida e 3 meses de operação e manutenção. Os desembolsos referentes a este financiamento foram 100% liberados.

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo em aberto deste contrato era de R\$ 36.667 mil.

BNDES (“Vento”)

Em dezembro de 2014, a EOL Vento Energias Renováveis S.A. obteve financiamento com BNDES, no valor total de R\$74,2 milhões.

O financiamento foi dividido em 3 subcréditos, de “A” a “C”, sendo que a amortização dos mesmos, a partir de 15 de agosto de 2015, possui 192 prestações mensais e sucessivas, apuradas de acordo com a sistemática constante no contrato de financiamento, vencendo-se a última prestação em julho de 2032.

Sobre o principal da dívida, decorrente dos subcréditos “A” e “B”, incidirão juros de 2,18%, ao ano, acima da TJLP, e do subcrédito “C”, incidirá a “TJLP”, conforme sistemática constante no contrato do financiamento.

São garantias destes contratos, o penhor de ações, a cessão fiduciária de direitos creditórios e emergentes, alienação fiduciária de bens, fiança bancária, e contas reserva no valor de 3 meses de serviço da dívida e 3 meses de operação e manutenção. Os desembolsos referentes a este financiamento foram 100% liberados.

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo em aberto deste contrato era de R\$ 35.019 mil.

BNDES (“Wind”)

Em dezembro de 2014, a EOL Wind Energias Renováveis S.A. obteve financiamento com BNDES, no valor total de R\$67,4 milhões.

O financiamento foi dividido em 3 subcréditos, de “A” a “C”, sendo que a amortização dos mesmos, a partir de 15 de agosto de 2015, possui 192 prestações mensais e sucessivas, apuradas de acordo com a sistemática constante no contrato de financiamento, vencendo-se a última prestação em julho de 2032.

Sobre o principal da dívida, decorrente dos subcréditos “A” e “B”, incidirão juros de 2,18%, ao ano, acima da TJLP, e do subcrédito “C”, incidirá a “TJLP”, conforme sistemática constante no contrato do financiamento.

São garantias destes contratos, o penhor de ações, a cessão fiduciária de direitos creditórios e emergentes, alienação fiduciária de bens, fiança bancária, e contas reserva no valor de 3 meses de serviço da dívida e 3 meses de operação e manutenção. Os desembolsos referentes a este financiamento foram 100% liberados.

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo em aberto deste contrato era de R\$ 31.796 mil.

(xiv) Complexos eólicos Tucano II (“Tucano II”).

BNB Tucano F1 Geração de Energias Ltda. (“Tucano F1”), Tucano F2 Geração de Energias Ltda. (“Tucano F2”), Tucano F3 Geração de Energias Ltda. (“Tucano F3”) e Tucano F4 Geração de Energias Ltda. (“Tucano F4”).

Em julho de 2021, Tucano F1, Tucano F2, Tucano F3 e Tucano F4 obtiveram financiamentos com BNB no valor total de R\$ 95,9 milhões, R\$ 82,2 milhões, R\$ 89,5 milhões e R\$ 89,2 milhões, respectivamente.

Suas amortizações semestrais, começaram a partir de agosto de 2023 e o vencimento é em julho de 2045. Sobre o principal das dívidas incidem-se juros de IPCA + 2,66% a.a.

São garantias destes contratos, a cessão fiduciária de direitos creditórios e centralização de recebíveis, a cessão fiduciária de direitos creditórios e emergentes, contrato de penhor de ações, fiança bancária, e contas reserva no valor de 25% do valor anual de operação e manutenção, conta reserva fundo de liquidez. Os desembolsos referentes a estes financiamentos foram 100% liberados.

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo em aberto destes contratos era de R\$ 95.921 mil (Tucano F1); R\$ 83.269 mil (Tucano F2); R\$ 96.038 mil (Tucano F3); e R\$ 96.645 mil (Tucano F4).

1ª Emissão de Debêntures da Tucano Holding II

Em 20 de setembro de 2021 foi realizada a 1ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, sob regime de garantia adicional fidejussória, em série única, no montante total de R\$300 milhões, da AES Tucano Holding II (**“1ª Emissão de Debêntures Tucano Holding II”**).

A 1ª Emissão de Debêntures Tucano Holding II possui amortização e pagamento de juros remuneratórios atrelado a IPCA + 6,0594% a.a., com vencimento em setembro de 2041.

As debêntures foram emitidas como de infraestrutura, tendo em vista o enquadramento dos empreendimentos como projetos prioritários, por meio das portarias expedidas pelo MME; e a emissão foi caracterizada como *green bond* através de parecer independente da Sitawi.

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo em aberto destas debêntures era de R\$ 382.355 mil.

(xv) Complexos eólicos São Tito (“Araripe”)

BNDES (“Tito”)

Em abril de 2015, a Caetés obteve financiamento com BNDES, no valor total de R\$ 621,2 milhões. O financiamento foi dividido em 3 subcréditos, de “A” a “C”, sendo

que a amortização dos mesmos, a partir de 15 de maio de 2016, possui 192 prestações mensais e sucessivas, apuradas de acordo com a sistemática constante no contrato de financiamento, vencendo-se a última prestação em abril de 2032.

Sobre o principal da dívida, decorrente dos subcréditos “A” e “B”, incidirão juros de 2,02%, ao ano, acima da TJLP, e do subcrédito “C”, incidirá a “TJLP”, conforme sistemática constante no contrato do financiamento.

São garantias destes contratos, o penhor de ações, a cessão fiduciária de direitos creditórios e emergentes, alienação fiduciária de bens, fiança bancária, contas reserva no valor de 3 meses de serviço da dívida e 3 meses de operação e manutenção, conta complementação de ICSD e de recursos extraordinário. Os desembolsos referentes a este financiamento foram 100% liberados.

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo em aberto deste contrato era de R\$ 403.883 mil.

1ª Emissão de Debêntures de São Tito

Em dezembro de 2015, foi realizada a primeira emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, em série única da espécie quirografária, no montante total de R\$111 milhões da Ventos de São Tito (“**1ª Emissão de Debêntures de São Tito**”).

A 1ª Emissão de Debêntures Caetés possui amortização e pagamento de juros remuneratórios atrelado a IPCA + 9,24% a.a., com vencimento em 15 junho de 2028.

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo em aberto deste contrato era de R\$ 81.856 mil.

(xvi) Complexos eólicos Ventos de São Tomé Holding S.A. (“**Araripe**”).

BNDES (“Araripe”)

Em dezembro de 2014, a Araripe obteve financiamento com BNDES, no valor total de R\$580,8 milhões.

O financiamento foi dividido em 4 subcréditos, de “A” a “D”, sendo que a amortização dos mesmos, a partir de 15 de maio de 2016, possui 192 prestações mensais e sucessivas, apuradas de acordo com a sistemática constante no contrato de financiamento, vencendo-se a última prestação em 15 de abril de 2032.

Sobre o principal da dívida, decorrente dos subcréditos “A” a “C”, incidirão juros de 2,02%, ao ano, acima da TJLP, e do subcrédito “D”, incidirá a “TJLP”, conforme sistemática constante no contrato do financiamento.

São garantias destes contratos, o penhor de ações, a cessão fiduciária de direitos creditórios e emergentes, alienação fiduciária de bens, fiança bancária, contas reserva no valor de 3 meses de serviço da dívida e 3 meses de operação e manutenção, conta complementação de ICSD e de recursos extraordinário. Os desembolsos referentes a este financiamento foram 100% liberados.

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo em aberto deste contrato era de R\$ 390.916 mil.

2ª Emissão de Debêntures Araripe

Em julho de 2015, foi realizada a segunda emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, em série única, da espécie quirografária, no montante total de R\$ 89 milhões, da Araripe ("**2ª Emissão de Debêntures Araripe**").

A 2ª Emissão de Debêntures Araripe possui amortização e pagamento de juros remuneratórios atrelado a IPCA + 8,86% a.a., com vencimento em dezembro de 2027.

Para assegurar o pagamento, foram constituídas garantias alienação e cessão fiduciária, penhor e fiança, conforme Escritura de Emissão.

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo em aberto destas debêntures era de R\$ 84.880 mil.

(xvi) Complexos eólicos Veleiros ("**Veleiros**")

BNB Ventos de São Ricardo 03 Energias Renováveis S.A. ("São Ricardo 03") e BNB Ventos de São Ricardo 04 Energias Renováveis S.A. ("São Ricardo 04")

Em novembro de 2023, a São Ricardo 03 e São Ricardo 04 obtiveram financiamento com BNB no valor total de R\$ 123,7 milhões e R\$ 96,2 milhões, respectivamente.

Suas amortizações semestrais, começam a partir de janeiro de 2025 e o vencimento é em dezembro de 2047. Sobre o principal das dívidas incidem-se juros de IPCA + 4,53% a.a.

São garantias destes contratos, a cessão fiduciária de direitos creditórios e centralização de recebíveis, a cessão fiduciária de direitos creditórios e emergentes, contrato de penhor de ações, fiança bancária, e contas reserva no valor de 25% do valor anual de operação e manutenção, conta reserva fundo de liquidez. Os desembolsos referentes a estes financiamentos foram 100% liberados.

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo em aberto destes contratos era de R\$ 125.733 mil (São Ricardo 03); e R\$ 97.666 mil (São Ricardo 04).

1ª Emissão de Debêntures de Veleiros

O vencimento da referida 1ª Emissão ocorreu em julho de 2024.

2ª Emissão de Debêntures de Veleiros

Em 04 de dezembro de 2023, foi realizada a segunda emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, em duas séries, da espécie com garantia real e com garantia adicional fidejussória, no montante total de R\$ 160 milhões, da Veleiros (“**2ª Emissão de Debêntures Veleiros**”).

A totalidade dos recursos captados por meio da emissão da debênture foi destinada (i) os pagamentos de despesas e gastos futuros, reembolso de despesas e gastos incorridos pelas SPEs relacionados à construção do Complexo Eólico Cajuína, e/ou (ii) usos gerais, inclusive para reforço de caixa da Emitente.

Foram emitidas 160.000 (sendo 80.000 debêntures na 1ª Série e 80.000 debêntures na 2ª Série).

A debênture série 1 fará jus a uma remuneração equivalente a IPCA + 7,33% a.a. A debênture série 2 fará jus a uma remuneração equivalente a IPCA + 6,93% a.a.

A 1ª Série da 2ª Emissão de Debêntures Veleiros possui amortização e pagamento de juros remuneratórios atrelado a IPCA + 7,33% a.a., com vencimento em novembro de 2047.

A 2ª Série da 2ª Emissão de Debêntures Veleiros possui amortização e pagamento de juros remuneratórios atrelado a IPCA + 6,93% a.a., com vencimento em novembro de 2041.

Para assegurar o pagamento, foram constituídas garantias fiança e cessão fiduciária, conforme Escritura de Emissão.

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo em aberto destas debêntures era de R\$ 79.991 mil, para a 1ª Série; e R\$ 68.565 mil, para a 2ª Série.

(xiv) Complexos eólicos Potengi (“Potengi”)

FDNE Ventos de Santa Tereza 01 Energias Renováveis S.A. (“Ventos de Santa Tereza 01”)

Em fevereiro de 2024, a Ventos de Santa Tereza 01, obteve financiamento com BB, por meio do repasse de recursos do FDNE no valor total de R\$ 143,1 milhões.

Suas amortizações semestrais, começam a partir de junho de 2025 e o vencimento é em dezembro de 2043. Sobre o principal da dívida incide-se juros de IPCA+ 2,93% a.a.

Em 2024 a Companhia obteve liberação de recursos desse contrato no montante de R\$ 122.848 mil, pendente ainda o valor de R\$ 20.253 mil.

São garantias destes contratos, a alienação fiduciária de ações, a alienação fiduciária de equipamentos, contrato de cessão fiduciária de direitos creditórios, contas reservas, fiadora BRF S.A. e Auren Participações.

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo em aberto deste contrato era de R\$ 123.101 mil.

1ª Emissão Nota Comercial de Potengi

O vencimento da referida 1ª Emissão de Nota Comercial ocorreu em junho de 2024.

1ª Emissão de Debêntures de Potengi

Em 19 de janeiro de 2024, foi realizada a 1ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, com garantia fidejussória adicional, em série única, no valor total de R\$ 300.000 mil, da Potengi (“**1ª Emissão de Debêntures Potengi**”).

A 1ª Emissão de Debêntures Potengi possui amortização e pagamento de juros remuneratórios atrelado a IPCA + 7,3706% a.a., com vencimento em dezembro de 2041.

Para assegurar o pagamento, foram constituídas garantias alienação e cessão fiduciária, penhor e fiança, conforme Escritura de Emissão

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo em aberto destas debêntures era de R\$ 297.071 mil.

2ª Emissão de Debêntures de Potengi

Em 26 de março de 2024, foi realizada a segunda emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, com garantia fidejussória adicional, em série única, no valor total de R\$ 2.100.000 mil, da Potengi (“**2ª Emissão de Debêntures Potengi**”).

A 2ª Emissão de Debêntures Potengi possui amortização e pagamento de juros remuneratórios atrelado a IPCA + 7,0416% a.a., com vencimento em outubro de 2042.

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo em aberto deste contrato era de R\$ 197.818 mil.

(xv) Complexo Eólico Santa Tereza 07 (“Microsoft”)

1ª Emissão de Debêntures de Ventos de Santa Tereza 07 Energias Renováveis S.A. (“Ventos Santa Tereza 07”)

Em 05 de abril de 2024, foi realizada a primeira emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie com garantia real e com garantia adicional fidejussória, em duas séries, para distribuição pública, da Ventos de Santa Tereza 07, no valor total de R\$900 milhões (“1ª Emissão de Debêntures Ventos Santa Tereza 07”).

A 1ª Série da 1ª Emissão de Debêntures Ventos Santa Tereza 07 possui remuneração equivalente a IPCA + 6,93% a.a., com vencimento em 15 de junho de 2039.

A 2ª Série da 1ª Emissão de Debêntures Ventos Santa Tereza 07 possui remuneração equivalente a IPCA + 7,08% a.a., com vencimento em 15 de março de 2044.

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo em aberto na 1ª Série era de R\$ 633.686 mil; e na 2ª Série era de R\$ 317.075 mil.

(xvi) Complexo Eólico Cajuína AB1 (“AB1”).

1ª Emissão de Debêntures da AES Cajuína AB1 Holdings S.A. (“Cajuína AB1”)

Em junho de 2022, foi realizada a 1ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, em série única da espécie quirografária, no montante total de R\$950 milhões, da Cajuína AB1 (“**1ª Emissão de Debêntures Cajuína AB1**”).

1ª Emissão de Debêntures Cajuína AB1 possui amortização e pagamento de juros remuneratórios atrelado a IPCA + 7,07% a.a, com vencimento em junho de 2044.

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo em aberto destas debêntures era de R\$ 1.035.882 mil.

Abaixo apresentamos a abertura do saldo devedor dos contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures acima mencionados:

Contratos	Saldo em 31 de dezembro de 2024 (R\$ mil)
BNDES (VDP I)	520.226
BNDES (VDA III)	422.931
BNDES Repasse (VDA III)	340.695
1º Emissão de Debêntures Santo Estevão	200.456
BNDES (VDP II e III)	1.745.325
2ª Emissão de Debêntures Auren	405.738
3ª Emissão de Debêntures Auren	2.542.468

4ª Emissão de Debêntures Auren	5.479.462
12º Emissão de Debêntures CESP	1.988.744
13º Emissão de Debêntures CESP	1.113.731
BNDES (Sol do PiauÍ)	183.336
BNB (Sol de Jaíba)	877.397
BNDES (Brasventos)	131.599
8º Emissão de Debêntures Auren Operações	179.845
9º Emissão de Debêntures Auren Operações	2.540.972
10º Emissão de Debêntures Auren Operações	751.529
11º Emissão de Debêntures Auren Operações	627.476
4131 Offshore Loan 2020	359.546
4131 Offshore Loan 2021	859.474
BNDES (Mandacaru e Salinas)	31.620
BNB (Mandacaru e Salinas)	108.686
BNDES (Santos)	82.900
BNDES (Cassino)	103.482
BNB (Tucano II)	370.873
1ª Emissão de Debêntures Tucano II	382.356
BNDES (Caetes)	390.916
2ª Emissão de Debêntures de São Tomé	84.880
BNDES (Araripe)	403.883
1ª Emissão de Debêntures de São Tito	81.857
BNB (Veleiros)	223.399
2º Emissão de Debêntures de Veleiros	148.557
BB FDNE (Potengi)	123.101
1ª Emissão de Debêntures (Potengi)	297.071

2º Emissão de Debêntures (Potengi)	197.819
1º Emissão de Debêntures Santa Tereza 07	950.762
1ª Emissão de Debêntures AB1	1.035.883
4131 Offshore Loan 2023 (Scotia)	706.166
1ª Emissão de Debêntures Tietê Eólica S.A.	22.347
Outros	27.227.700
Total	27.044.736

O cronograma de previsão de pagamento dos empréstimos, financiamentos e debêntures circulante e não circulante está apresentado a seguir:

Modalidade	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032 +
Agências de Fomentos (R\$ mil)	2.169.508	646.052	458.182	491.295	517.481	450.797	432.036	2.847.431
Debêntures (R\$ mil)	529.212	834.428	197.6943	6.629.448	2.073.629	1.747.839	1045522	4.194.933
Total	2.698.720	1.480.480	2.435.125	7.120.743	2.591.110	2.198.636	1.477.558	7.042.364

Os empréstimos e financiamentos da Companhia e suas subsidiárias contêm cláusulas restritivas (*covenants*) financeiras e não financeiras.

Atualmente os *covenants* financeiros são:

(i) Índice de Cobertura do Serviço da Dívida ("ICSD")

O ICSD para os complexos eólicos de VDP I, VDA III e VDP II e III, Mandacaru e Salinas, Cassino, Caetes e Araripe a ser verificado por meio de demonstrativos auditados, os quais deverão incluir opinião conclusiva atestando o índice, observada a metodologia de cálculo definida nos contratos de financiamentos.

O cálculo do ICSD corresponde ao EBITDA ajustado menos IRPJ e CSLL dividido pelo serviço da dívida (amortização de principal acrescido de pagamento de juros). Para VDP I, VDA III, Caetés, Araripe há a obrigação de manutenção do índice igual ou superior a 1,2x, e para VDP II e III, Mandacaru e Salinas e Cassino de manutenção do índice igual ou superior a 1,3x, apurados a cada encerramento do exercício.

Nos instrumentos de financiamentos firmados entre o BNDES e as SPEs dos complexos eólicos de VDP I, VDA III, Caetés, Araripe, Mandacaru e Salinas e

Cassino, caso apresentem o ICSD inferior a 1,20x ou 1,30x, a SPE fica obrigada a preencher a Conta Reserva do Serviço da Dívida do BNDES em montante equivalente a 6 vezes o valor da prestação vencida do respectivo serviço da dívida.

No caso das debêntures de Santo Estevão (complexo VdA III), caso não seja atingido o ICSD de 1,20x, mas o ICSD seja superior a 1,05x, o banco administrador (responsável pela cessão fiduciária de direitos creditórios), está autorizado a depositar na conta de complementação do ICSD, conforme metodologia previsto no contrato de financiamento, recursos suficientes para que o cálculo do referido ICSD atinja 1,20x.

No caso da (a) 1ª Emissão de Debêntures de Tucano Holdings II; (b) 2ª Emissão de Debêntures de Veleiros (para Veleiros, a primeira apuração do ICSD deve ser realizada com base nas demonstrações financeiras consolidadas e auditadas da Devedora referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025); (c) 1ª Emissão de Debêntures de Potengi Holdings; (d) 2ª Emissão de Debêntures de Potengi Holdings; (e) 1ª Emissão de Ventos de Santa Tereza 07; e (f) 1ª Emissão de Debêntures da Cajuína AB1, caso o ICSD de 1,10 não seja cumprido, as Emissoras podem complementar a conta de complementação do ICSD, de modo que o valor seja cumprido, no entanto, durante a vigência da Emissão, se ao realizar a medição no final do ano o ICSD não pode ser inferior a 1,00x por dois anos consecutivos ou 3 alternados.

Para a 8ª emissão de Debêntures Auren Operações, restrição ao não atingimento, durante o prazo de vigência das Debêntures, do ICSD consolidado mínimo de 1,20 (inclusive), a ser apurado pela Emissora e revisado pelos auditores independentes, anualmente, com base nas demonstrações contábeis das SPEs e da Emissora, considerando os 12 meses imediatamente anteriores, conforme metodologia de cálculo constante da Escritura de Emissão, sendo a memória de cálculo apresentada ao Agente Fiduciário na forma e prazo previstos na Escritura, sendo que o ICSD será considerado como cumprido caso a Emissora complemente o ICSD ao depositar na Conta Complementação do ICSD (conforme definido no Contrato de Cessão Fiduciária), no prazo de até 15 Dias Úteis contados da data de apuração do ICSD, o valor necessário para que o ICSD consolidado atinja 1,20 (um inteiro e vinte centésimos), considerando em seu cálculo os valores depositados na Conta Complementação do ICSD

No âmbito da Tietê Eólica, a companhia emitiu uma debênture de infraestrutura que contempla restrições em deixar de observado ICSD mínimo de 1,30, sendo que a apuração deverá ocorrer anualmente, relativamente ao ano civil anterior, e após o pagamento de 12 prestações mensais de amortização do contrato.

(i) Índice da Dívida Líquida pelo EBITDA

O Índice da Dívida Líquida pelo EBITDA, para os complexos Brasventos, Santos, 9ª Emissão de Debêntures Auren Operações, 10ª Emissão de Debêntures Auren Operações, 11ª Emissão de Debêntures Auren Operações, 41312020 – Auren Operações e 41312021 – Auren Operações onde não deverá ser igual ou superior a 4,5x, sempre por dois trimestres consecutivos.

(ii) Índice de EBITDA Ajustado pela Despesas Financeiras

Índice de EBITDA Ajustado pela Despesas Financeiras, para os complexos Santos onde não deverá ser inferior a 1,30x. Para a 9ª Emissão de Debêntures, 10ª Emissão de Debêntures, 11ª Emissão de Debêntures, empréstimos 41312020 – Auren Operações e 41312021 – Auren Operações, o índice não deverá ser inferior 1,25x.

A administração da Companhia e de suas subsidiárias monitora esses índices para que as condições sejam atendidas, sendo que em 31 de dezembro de 2024 alguns contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures da Companhia possuem cláusulas restritivas financeiras e não financeiras. As cláusulas restritivas financeiras podem incluir índice de alavancagem, medida pela relação Dívida Líquida sobre Ebitda Ajustado, e/ou Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD).

No período findo em 31 de dezembro de 2024, as condições contratuais foram cumpridas.

(ii) outras relações de longo prazo com instituições financeiras

Com exceção das relações constantes dos contratos de financiamento descritos no item 2.1.f(i) acima, a Companhia não mantém outras relações de longo prazo com instituições financeiras.

(iii) grau de subordinação entre as dívidas

Não há subordinação contratual entre qualquer contrato de financiamento e/ou as debêntures acima mencionadas.

Não obstante o disposto acima, a Administração ressalta que, em eventual concurso universal de credores, a subordinação entre as demais obrigações registradas no passivo exigível acontecerá de acordo com a Lei n.º 11.101, de 9 de fevereiro de 2005: (i) obrigações sociais e trabalhistas, limitados a 150 salários-mínimos por credor e aqueles decorrentes de acidente do trabalho; (ii) créditos gravados com direito real de garantias até o limite do bem gravado; (iii) os créditos tributários, independentemente da sua natureza e do tempo de constituição, exceto os créditos extra concursais e as multas tributárias; (iv) créditos quirografários; (v) as multas contratuais e as penas pecuniárias por infração das leis penais ou administrativas, incluídas as multas tributárias; (vi) créditos subordinados; e (vii) os juros vencidos após a decretação da falência.

(iv) eventuais restrições impostas ao emissor, em especial, em relação a limites de endividamento e contratação de novas dívidas, à distribuição de dividendos, à alienação de ativos, à emissão de novos valores mobiliários e à alienação de controle societário, bem como se o emissor vem cumprindo essas restrições

Além dos *covenants* financeiros informados no item 2.1.f.(i) acima, a Companhia e suas controladas possuem cláusulas restritivas não financeiras em seus contratos de financiamento, sendo que, relacionados aos itens acima, destacam-se:

Auren: Há cláusulas restritivas de hipótese vencimento antecipado relacionadas a alteração de controle societário;

CESP: Há cláusulas restritivas de hipótese de vencimento antecipado relacionadas a alteração de controle societário e a venda de ativos;

Auren Participações: Os contratos estabelecem restrições à distribuição de dividendos, alienação de ativos e alterações no controle societário;

Auren Operações: Os contratos firmados estabelecem limites para a distribuição de dividendos, alienação de ativos e modificações no controle societário;

Sol de Jaíba: Há restrições previstas nos contratos de financiamentos relacionadas a distribuição de dividendos, troca de controle acionário, alienação de ativos e contratação de novas dívidas;

Sol do Piauí: Há restrições previstas nos contratos de financiamentos relacionadas a contratação de novas dívidas, troca de controle societário e alienação de ativos;

VDP I: Há restrições previstas nos contratos de financiamentos relacionadas a contratação de novas dívidas, distribuição de dividendos, alienação de ativos e troca de controle societário;

VDP II e III: Há restrições previstas nos contratos de financiamentos relacionadas a contratação de novas dívidas, distribuição de dividendos, alienação de ativos e troca de controle societário; e

VDA III: Há restrições previstas nos contratos de financiamentos relacionadas a contratação de novas dívidas, distribuição de dividendos, alienação de ativos e troca de controle societário.

Caetés: Há restrições previstas nos contratos de financiamentos relacionadas a contratação de novas dívidas, distribuição de dividendos, alienação de ativos e troca de controle societário;

Brasventos: Há restrições previstas nos contratos de financiamentos relacionadas a contratação de novas dívidas, distribuição de dividendos, alienação de ativos e troca de controle societário;

Mandacaru e Salinas: Há restrições previstas nos contratos de financiamentos relacionadas a contratação de novas dívidas, distribuição de dividendos, alienação de ativos e troca de controle societário;

Cassino: Há restrições previstas nos contratos de financiamentos relacionadas a contratação de novas dívidas, distribuição de dividendos, alienação de ativos e troca de controle societário;

Santos: Há restrições previstas nos contratos de financiamentos relacionadas a contratação de novas dívidas, distribuição de dividendos, alienação de ativos e troca de controle societário;

Tucano II: Há restrições previstas nos contratos de financiamentos relacionadas a distribuição de dividendos, troca de controle acionário, alienação de ativos e contratação de novas dívidas;

Veleiros: Há restrições previstas nos contratos de financiamentos relacionadas a contratação de novas dívidas, distribuição de dividendos, alienação de ativos e troca de controle societário;

Cajuína AB1: Os contratos de financiamento estabelecem restrições quanto à contratação de novas dívidas, distribuição de dividendos, alienação de ativos e mudança no controle societário;

Potengi: Há restrições previstas nos contratos de financiamentos relacionadas a contratação de novas dívidas, distribuição de dividendos, alienação de ativos e troca de controle societário;

Ventos de Santa Tereza 07: Há restrições previstas nos contratos de financiamentos relacionadas a contratação de novas dívidas, distribuição de dividendos, alienação de ativos e troca de controle societário; e

Alto Sertão (Tietê Eólica): As restrições previstas nos contratos abrangem a contratação de novas dívidas, distribuição de dividendos, alienação de ativos e troca de controle societário.

A Companhia e suas controlas possuem outras obrigações em seus contratos de empréstimo e financiamentos. A administração da companhia e de suas subsidiárias monitora esses índices para que as condições sejam atendidas, sendo que em 31 de dezembro de 2024 não existia qualquer descumprimento dessas condições.

g. limites dos financiamentos contratados e percentuais já utilizados

Abaixo estão destacados os limites dos financiamentos contratados e percentuais já utilizados em 31 de dezembro de 2024:

Contraparte	% atualizado	Valor total financiado (R\$ mil)*
Piauí I	100%	849.297

BNDES	100%	849.297
Piauí II e III	100%	1.617.386
BNDES	100%	1.617.386
Araripe III	100%	1.203.190
Repasse	100%	570.900
BNDES	100%	472.290
Debêntures	100%	160.000
Sol do Piauí	96%	189.982
BNDES	96%	189.982
CESP	100%	2.600.000
Debêntures	100%	1.500.000
Debêntures	100%	1.100.000
Auren	100%	8.300.000
2ª Emissão	100%	400.000
3ª Emissão	100%	2.500.000
4ª Emissão	100%	5.400.000
Sol de Jaíba	98%	830.000
BNB	98%	830.000
Brasventos	100%	385.177
BNDES	100%	385.177
MS	100%	300.400
BNDES	100%	101.900
BNB	100%	198.500
Santos	100%	173.900
BNDES	100%	173.900
Cassino	100%	219.291
BNDES	100%	219.291

Araripe	100%	732.225
BNDES	100%	621.225
Debêntures	100%	111.000
Caetés	100%	669.801
BNDES	100%	580.801
Debêntures	100%	89.000
Veleiros	100%	780.000
BNB	100%	220.000
Debêntures	100%	80.000
Debêntures	100%	80.000
Potengi	86%	1.210.000
BB FDNE	86%	143.102
Debêntures	100%	300.000
Debêntures	100%	210.000
Nota Comercial	100%	700.000
Tucano II	100%	669.906
BNB	100%	369.906
Debêntures	100%	300.000
Auren Operações	100%	5.150.000
Debênture	100%	200.000
Debênture	100%	1.380.000
Debênture	100%	641.090
Debênture	100%	178.910
Debênture	100%	750.000
Debênture	100%	600.000
4131 Offshore Loan	100%	600.000
4131 Offshore Loan	100%	800.000

Tietê Eólica	100%	146.000
Debênture	100%	73.000
Debênture	100%	73.000
Ventos de Santa Tereza 07	100%	900.000
Debênture	100%	600.000
Debênture	100%	300.000
Cajuína AB1	100%	950.000
Debênture	100%	950.000
Auren Participações	100%	571.113
4131 Offshore Loan 2022A	100%	383.363
4131 Offshore Loan 2022B	100%	187.750
Total	99,85%	28.147.351

h. alterações significativas em cada item das demonstrações de resultado e de fluxo de caixa

Análise das principais variações referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 comparado ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023:

DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADO

R\$ milhões	2024	AV (%)	2023	AV (%)	AH (%)
Receita Líquida	8.059.951	100%	6.181.890	100%	30%
Custo com energia elétrica	(5.634.213)	-70%	(4.020.503)	-65%	40%
Margem Líquida	2.425.738	30%	2.161.387	35%	12%
<i>Margem Líquida</i>	<i>30%</i>	<i>0%</i>	<i>35%</i>	<i>0%</i>	<i>-487%</i>
Custos e Despesas (PMSO)	(737.610)	-9%	(606.431)	-10%	22%
EBITDA	1.840.471	23%	1.677.877	27%	10%
Contratos Futuros de Energia	(13.070)	0%	13.402	0%	n.a.
Constituição (reversão) de provisão para litígios	(130.553)	-2%	(139.681)	-2%	-7%

Recebimento de dividendos	230.931	3%	229.617	4%	1%
Despesas com iniciativas de crescimento	86.040	1%	-	0%	0%
Outros Ajustes	(3.222)	0%	12.292	0%	-126%
EBITDA Ajustado	2.010.597	25%	1.793.507	29%	12%
<i>Margem EBITDA Ajustada</i>	<i>25%</i>	<i>0%</i>	<i>29%</i>	<i>0%</i>	<i>-407%</i>
Depreciação e Amortização	(713.190)	-9%	(677.275)	-11%	5%
Equivalência Patrimonial	164.384	2%	73.312	1%	124%
Resultado Financeiro Líquido	(761.292)	-9%	(238.007)	-4%	220%
Lucro antes do IR e da CSLL (LAIR)	530.373	7%	835.907	14%	-37%
Impostos (IR/CSLL)	(258.504)	-3%	(1.153.596)	-19%	-78%
Resultado Líquido	271.869	3%	(317.689)	-5%	-186%

O lucro líquido do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 totalizou R\$ 271.869 milhões, comparado a R\$ 317.689 milhões de prejuízo verificados no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023. As razões são explicadas a seguir:

- a) **Receita Líquida:** o crescimento de 30,4% é devido, principalmente, à contribuição decorrente da combinação de negócios com a Auren Participações, no montante de R\$ 668.823 mil, além de incremento do volume de energia comercializada e à entrada em operação do Complexo Solar Sol de Jaíba.
- b) **Custo com Energia Elétrica:** o crescimento de 40,1% é principalmente devido ao aumento do volume transacionado na comercializadora, aliado a novos contratos para equalizar o balanço energético da Companhia em função da frustração de geração no período e à contribuição decorrente da combinação de negócios com a Auren Participações, no montante de R\$260.332 mil.
- c) **Custos e Despesas (PMSO):** A variação nos custos e despesas (PMSO) de R\$ 131.179 mil, é explicada pela inclusão na consolidação de 2024 do PMSO referente a aquisição da Esfera (que passou a ser consolidada a partir de setembro de 2024) e Auren Participações (que passou a ser consolidada a partir de novembro de 2024) de R\$ 160,5 milhões, além da entrada em operação do Complexo Solar Sol de Jaíba de R\$ 19.770 mil, compensados por R\$ 43,5 milhões de sinergias recorrentes em novembro e dezembro.

d) **Outras Receitas (Despesas) Operacionais:** A rubrica Outras Receitas (Despesas) Operacionais (ORO) registrou uma receita de R\$ 152.343 mil, 23,9% superior à receita registrada em 2023 (R\$ 122.921 mil), também explicada pelo efeito positivo da marcação a mercado dos contratos futuros de energia, que adicionou R\$ 321.991 mil da marcação a mercado de contratos de energia ao longo do ano, além da realização de ganhos no valor de R\$ 308.921 mil de posições construídas em períodos anteriores.

e) **Receitas Financeiras:** R\$ 714.887 mil em 2024, 24,2% inferior ao registrado em 2023 (R\$ 943.493 mil), principalmente pelos efeitos relacionados à indenização da UHE Três Irmãos ocorridos em 2023: (i) atualização monetária (R\$ 262.264 mil); e (ii) reversão do ajuste a valor presente (R\$ 218.444 mil). Ainda, é importante mencionar a menor dedução de PIS e COFINS no período, de R\$ (23.790) mil no exercício social de 2024 ante a R\$ (147.470) mil no exercício social de 2023, devido à tributação sobre a atualização do ganho sobre a indenização da UHE Três Irmãos registrada em 2023. Parcialmente compensado pelo incremento relacionado à combinação de negócios com a Auren Participações, no montante de R\$ 101.235 mil.

f) **Despesas Financeiras:** R\$ 1.476.179 mil no exercício social de 2024, aumento de 24,9% em relação ao exercício social de 2023 (R\$ 1.181.500 mil). A maior despesa financeira decorre, principalmente, do maior saldo de dívida entre os períodos (R\$ 27.044.736 mil em 31 de dezembro de 2024 ante R\$ 6.351.834 mil em 31 de dezembro de 2023) devido ao incremento relacionado à combinação de negócios com a Auren Participações.

g) **Depreciação/Amortização:** R\$ 713.190 mil no exercício social de 2024, aumento de 5,3% em relação com o registrado no exercício social de 2023 (R\$ 677.275 mil), devido ao incremento relacionado à combinação de negócios com a Auren Participações e da entrada em operação do projeto Sol de Jaíba.

h) **Imposto de Renda e Contribuição Social (IR/CS):** R\$ 258.504 mil, 77,6% inferior aos R\$ 1.153.596 contabilizados no exercício social de 2023, principalmente em função do *one-off* da tributação sobre a atualização do ganho referente à indenização da UHE Três Irmãos registrada em 2023.

i) **Equivalência Patrimonial:** a Companhia registrou receita de R\$ 164.384 mil, aumento de 124,2% em relação ao registrado no exercício social de 2023 (R\$ 73.312 mil).

Como resultado dos fatores a Companhia registrou um lucro de R\$ 271.869 mil no exercício social de 2024, ante um prejuízo de R\$ 317.689 mil no exercício social de 2023.

O EBITDA consolidado (pré-ajustes) de R\$ 1.840.471 mil em 2024, superior em 9,7% ao apurado no exercício social de 2023. O crescimento é atribuído, majoritariamente, pela contribuição decorrente da combinação de negócios com a AES Brasil, no montante de R\$ 273.349 mil, à performance comercial, impactando as linhas de receita e de marcação a mercado, além da entrada em operação do projeto Sol de Jaíba e a reversão de litígios no trimestre.

DEMONSTRAÇÃO DE FLUXO DE CAIXA

	2024	2023	AH (%)
Fluxo de caixa das atividades operacionais			
Lucro (prejuízo) antes do imposto de renda e da contribuição social	530.373	835.907	-37%
Ajustes de itens que não representam alteração de caixa e equivalentes de caixa			
Depreciação e amortização	637.363	641.809	-1%
Amortização de mais-valia	75.827	35.466	114%
Ganho (perda) com venda de imobilizado e ativos disponíveis para venda	(25.624)	3.944	-750%
Baixa de intangível	5.489	-	-
Remensuração de arrendamentos	(15.169)	-	-
Equivalência patrimonial	(164.384)	(73.312)	124%
Juros, variações monetárias e cambiais	691.166	612.418	13%
Apropriação de custos de captação	21.196	16.934	25%
Baixa de atualização monetária de depósitos judiciais	6.503	2.928	122%
Baixa de atualização monetária de reversão de litígios	(37.888)	-	-
Hedge financeiro	(125.204)	4.199	-3082%
Contratos futuros de energia	(13.070)	13.402	-198%
Rendimentos sobre fundo de reserva	(28.914)	(20.432)	42%
Custo financeiro da securitização	-	236.595	-100%

Constituição (reversão) de provisões			
Provisão (reversão) para litígios	(159.614)	(146.999)	9%
Provisão de ressarcimento	128.426	40.828	215%
Reversão de provisão de impairment de ativo intangível	(3.222)	-	-
Provisão (reversão) de obrigações socioambientais	5.776	(2.611)	-321%
Provisão (reversão) de Incentivo de longo prazo	(9.637)	12.924	-175%
Atualizações de saldos			
Ativos indenizáveis pela União	-	(262.264)	-100%
Provisão para litígios	67.149	41.840	60%
Benefícios pós-emprego	142.553	175.163	-19%
Custo do serviço de benefícios pós-emprego	(171)	-	-
Depósitos judiciais	(13.780)	(12.770)	8%
Ajuste a valor presente			
Ativos indenizáveis pela União	-	(218.444)	-100%
Realização de ajuste a valor presente dos ativos indenizáveis	-	(11.518)	-100%
Obrigações socioambientais e de desmobilização de ativos	21.038	21.643	-3%
UBP - Uso do bem público	1.512	3.754	-60%
Alienação de participação de investidas	(17.891)	(10.297)	74%
Arrendamentos	5.340	7.433	-28%
	1.725.143	1.948.540	-11%
Decréscimo (acrécimo) em ativos			
Instrumentos financeiros derivativos	328.018	(4.199)	-7912%
Contas a receber de clientes	(228.666)	(61.616)	271%
Ativos indenizáveis pela União	-	4.164.648	-100%
Tributos a recuperar	(17.982)	(31.508)	-43%
Cauções e depósitos judiciais	114.934	15.161	658%
Partes relacionadas	52.975	29.678	78%

Demais créditos e outros ativos	(65.157)	36.985	-276%
Acréscimo (decréscimo) em passivos			
Fornecedores	174.516	94.986	84%
Instrumentos financeiros derivativos	(281.455)	(15.049)	1770%
Obrigações estimadas e folha de pagamento	16.549	15.732	5%
Tributos a recolher	(22.830)	(45.525)	-50%
Encargos setoriais	(2.197)	1.294	-270%
Pagamento de ressarcimento	(104.375)	(28.760)	263%
Pagamento de obrigações socioambientais	(23.350)	(22.809)	2%
Pagamento de UBP - Uso do bem público	(38.667)	(44.423)	-13%
Pagamento de litígios, obrigações e acordos judiciais	(76.150)	(117.617)	-35%
Pagamento de benefícios pós-emprego	(134.324)	(110.896)	21%
Demais obrigações e outros passivos	7.641	(95.385)	-108%
	1.424.623	5.729.237	-75%
Caixa proveniente das (aplicado nas) operações			
Juros pagos sobre empréstimos, financiamentos e debêntures	(682.969)	(330.422)	107%
Imposto de renda e contribuição social pagos	(141.120)	(736.970)	-81%
Caixa líquido proveniente das (aplicado nas) atividades operacionais	600.534	4.661.845	-87%
Fluxo de caixa das atividades de investimento			
Resgate (aplicação) de aplicações financeiras	571.858	111.595	412%
Aplicação em conta reserva	(15.466)	(15.878)	-3%
Aquisição de imobilizado e intangível	(248.264)	(2.090.790)	-88%
Recebimento pela venda de ativo imobilizado e disponível para venda	35.173	-	-
Aumento de capital em investidas	(9.257)	-	-

Aquisição de investimento - Auren Participações, líquido do caixa incluído	(4.490.012)	-	-
Aumento de capital - Combinação de Negócios	(516.374)	-	-
Aquisição de investimento - Esfera Energia, líquido do caixa incluído	(61.866)	-	-
Recebimento de dividendos e juros sobre capital próprio	230.930	229.617	1%
Caixa líquido proveniente das (aplicado nas) atividades de investimento	(4.503.278)	(1.765.456)	155%
Fluxo de caixa das atividades de financiamento			
Captação de recursos	10.009.688	990.795	910%
Liquidação de empréstimos, financiamentos e debêntures	(2.137.464)	(755.694)	183%
Custo da captação de recursos	(122.954)	(7.216)	1604%
Liquidação de arrendamentos	(12.571)	(12.213)	3%
Liquidação de instrumento derivativo	65.393	-	-
Incorporação ARN - Combinação de Negócios	516.374	-	-
Pagamento de dividendos	(399.950)	(2.999.626)	-87%
Pagamento por aquisição de ações em tesouraria	(53.617)	-	-
Caixa líquido proveniente das (aplicado nas) atividades de financiamentos	7.864.899	(2.783.954)	-383%
Acréscimo (decréscimo) em caixa e equivalentes de caixa	3.962.155	112.435	3424%
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	3.238.394	3.125.959	4%
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício	7.200.549	3.238.394	122%

A variação no fluxo de caixa entre os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024 e 31 de dezembro de 2023 é explicada, principalmente, por:

(a) Menor geração de caixa proveniente das atividades operacionais em R\$ 4.061.311 mil, principalmente devido ao recebimento da cessão de crédito referente ao saldo do acordo com a União Federal no montante de R\$ 4.164.648 mil que ocorreu no exercício social de 2023, o que foi parcialmente compensado com a combinação dos seguintes fatores:

- Menor desembolso de IR e CSLL no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, representando uma variação de R\$ 595.850 mil (R\$ 141.120 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 comparado a R\$ 736.970 mil no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023), principalmente em função do reconhecimento da tributação de IRPJ/CSLL sobre a indenização de Três Irmãos que ocorreu no exercício social de 2023;
- Aumento de R\$ 352.547 mil com pagamento de juros sobre empréstimos, financiamentos e debêntures, decorrente principalmente do maior saldo de dívida entre os períodos (R\$ 27,0 bilhões em 31 de dezembro de 2024 ante R\$ 6,4 bilhões em 31 de dezembro de 2023) devido ao incremento relacionado à combinação de negócios com a Auren Participações; e
- Incremento de R\$ 267.325 de geração de caixa proveniente das atividades operacionais dos itens que representam alteração em caixa relacionado à combinação de negócios com a Auren Participações.

(b) Aumento de R\$ 2.737.822 mil na aplicação de caixa nas atividades de investimentos quando comparado ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023, devido principalmente a:

- Incremento referente ao desembolso de R\$ 6.358.682, referente a emissão de ações preferenciais resgatáveis (contraprestação em dinheiro), com efeito líquido^[1] de R\$ 4.490.012 da parcela de aquisição da combinação de negócios com a Auren Participações;
- Diminuição nas aquisições de imobilizado e intangível de R\$ 1.842.526 mil, principalmente pelo efeito da conclusão da construção dos complexos Sol do Piauí e Sol de Jaíba realizados no exercício social de 2023, com o início das operações em 2024.

(c) Aumento no caixa proveniente das atividades de financiamentos em R\$ 10.648.853 mil, devido principalmente as captações de recursos realizadas no período de R\$ 10.009.688 mil, considerando que R\$ 5.400.000 mil foi contratado para fazer frente à parcela caixa da Transação de combinação de negócios com a Auren Participações, e R\$ 4.609.688 mil para repor sua posição de caixa para cumprimento das obrigações de curto prazo, o que foi parcialmente compensado

pela redução no valor dos dividendos pagos no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, no total de R\$ 399.950 mil, comparado ao pagamento de R\$ 2.999.626 mil realizado no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023; e

(d) Aumento de R\$ 1.381.770 mil no pagamento de empréstimos, financiamento e debêntures no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, principalmente devido ao incremento relacionado à combinação de negócios com a Auren Participações.

[\[1\]](#) Líquido do caixa incluído na consolidação

a. resultados das operações do emissor, em especial:

(i) descrição de quaisquer componentes importantes da receita

A receita operacional consolidada da Companhia decorre principalmente da venda de energia em contratos de longo prazo com diversas empresas distribuidoras de energia do país (ambiente de contratação regulada – leilões) e de fornecimento de energia a clientes consumidores livres e comercializadoras (ambiente de contratação livre), com oscilações nas quantidades físicas (MWh) e atualização de preços.

O faturamento bruto consolidado da Companhia, no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, foi de R\$ 9.194.994 mil, representando um aumento de 31% em relação ao faturamento de R\$ 7.017.692 mil verificado no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023, substancialmente explicado pela contribuição decorrente da combinação de negócios com a Auren Participações, no montante de R\$ 799.295 mil, além de incremento do volume de energia comercializada e à entrada em operação do Complexo Solar Sol de Jaíba.

Exercício Social encerrado em	2024		2023	
	MWh (*)	R\$ Mil	MWh (*)	R\$ Mil
Receita bruta				
Venda de energia				
Contratos wholesale	10.002.970	1.803.147	5.671.896	1.121.962
Operações de trading	26.268.392	4.287.614	18.846.996	2.925.682
Partes relacionadas	5.291.253	1.538.343	5.780.684	1.713.590
Contratos regulados	5.021.802	1.431.925	4.319.554	1.169.583
Provisão de ressarcimento	-	(128.426)	-	(40.828)
Energia de curto prazo – CCEE	-	179.096	-	46.748
Energia de curto prazo - MRE	-	6.390	-	16.918
	46.584.417	9.118.089	34.619.130	6.953.655
Outras receitas				
Suprimento em regime de cotas - UHE Paraibuna	-	37.194	-	32.584
Venda de crédito de carbono	-	24.972	-	21.759
Serviços - Partes relacionadas	-	2.370	-	3.505

Outras receitas	-	12.369	-	6.189
	-	76.905	-	64.037
	46.584.417	9.194.994	34.619.130	7.017.692

(ii) fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

Os diretores entendem que os resultados das operações da Companhia no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 foram afetados por diversos fatores, dentre eles:

(i) O ano de 2023 e o início de 2024 foram marcados pelo *El Niño*, fenômeno caracterizado pelo aquecimento anormal das águas do oceano Pacífico, tipicamente responsável por causar chuvas abundantes na região Sul, além de um viés de seca no Norte. Com a atuação do fenômeno e com a ausência de precipitação na região Sudeste, observou-se ao longo do ano períodos de calor intenso em todo território brasileiro com aumento significativo no consumo de energia, principalmente das classes residencial e comercial. Nesse cenário, o ano de 2024 apresentou um aumento expressivo da carga de 5,3%, ou 4 GW médios, em relação ao verificado em 2023. Esse aumento, em conjunto com a piora na hidrologia observada ao longo do ano, refletiu também no Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), cujo valor médio foi R\$ 128/MWh em 2024 *versus* R\$ 72/MWh em 2023.

Durante o exercício social de 2024, enquanto os ativos hidráulicos localizados no Sudeste/Centro-Oeste apresentaram baixa afluência, houve uma melhora dos recursos eólico e solar na região Nordeste. Esse cenário climatológico impôs mais desafios ao operador do sistema, uma vez que usinas térmicas precisaram ser despachadas para atender picos de carga e o ONS contou pela primeira vez com o produto disponibilidade de resposta da demanda. Ao mesmo tempo, os parques eólicos e solares sofreram com corte de geração, evidenciando a maior complexidade de operação do sistema;

(ii) A baixa hidrologia ocasionou uma menor geração das usinas do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), levando ao GSF anual de 87,1% em 2024 *versus* o 89,7% de 2023; e

(iii) O 2024 foi marcado por uma Energia Natural Afluenta inferior a 2023 (76% *versus* 102%), devido a um período severo de seca em bacias dos subsistemas SE/CO, NE e N, enquanto o subsistema Sul foi o menos afetado. Desde janeiro, o

ano de 2024 apresentou armazenamento inferior ao ano anterior, diferença que se intensificou ao longo dos meses. A melhora das chuvas e, conseqüentemente, das afluências no último bimestre de 2024 diante do início do período úmido favoreceu o replecionamento¹ dos reservatórios, o que contribuiu para que o PLD retornasse a patamares mais baixos a partir do final do ano.

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

A receita da Companhia é majoritariamente proveniente da geração e comercialização de energia. Modificações relevantes de preço, taxas de câmbio, inflação, alterações de volumes e introdução de novos produtos e serviços à afetam da seguinte forma:

- modificação de preço: a variação do PLD pode afetar o resultado da Companhia positivamente quando sua geração é maior que sua energia assegurada, garantindo um superávit no período e possibilitando a venda dessa energia no mercado spot valorado ao PLD; e negativamente, quando há déficit nessa relação e a Companhia precisa necessariamente comprar energia no curto prazo para suprir seus contratos de venda de energia;
- taxas de câmbio: a Companhia possui contratos de venda de energia indexados ao dólar;
- inflação: a maioria dos contratos de venda de energia são corrigidos pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (“**IPCA**”). A receita da Companhia é beneficiada com o incremento desse índice, mas em contraparte, podemos perceber o aumento das despesas operacionais e despesas financeiras da Companhia nesse mesmo contexto.

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

Os diretores da Companhia esclarecem que a situação financeira e o resultado das operações da Companhia são afetados pela inflação (contratos de compra e venda de energia indexados ao dólar, bem como aquisições de ativos relativos aos projetos dos complexos solares em implantação), pelas tarifas praticadas nos leilões de geração de energia e pelo PLD utilizado para precificar a energia no mercado de curto prazo, que refletem a oferta/demanda e situação hidrológica do país.

Conforme anteriormente mencionado, a situação financeira e o resultado das operações também são influenciados pelos encargos setoriais, homologados anualmente pela ANEEL.

A maioria de seus custos e despesas é denominada em Reais e está atrelada aos índices de medição da inflação. A Companhia e suas controladas estão expostas às taxas de juros cobradas nos financiamentos e emissões de debêntures e não possuem dívida denominada em moeda estrangeira.

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

Não houve mudanças significativas nas práticas contábeis adotadas pela Companhia no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 que tenham resultado em efeitos significativos sobre as informações previstas nos itens 2.1 e 2.2 deste Formulário de Referência.

b. opiniões modificadas e ênfases presentes no relatório do auditor

Os diretores da Companhia informam que o relatório dos auditores independentes emitido para o exercício social findo em 31 de dezembro de 2024 não contém ressalvas ou ênfases, e que concordam com a opinião expressa nesse relatório.

a. introdução ou alienação de segmento operacional

Não houve, no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, introdução ou alienação de segmento operacional da Companhia que se caracterize como alienação ou introdução de unidade geradora de caixa.

b. constituição, aquisição ou alienação de participação societária

Combinação dos negócios entre a Auren e da AES Brasil

Conforme Fato Relevante divulgado em 15 de maio de 2024, a Companhia, ARN Holding Energia S.A. ("**ARN**"), AES Brasil Energia S.A. ("**AES Brasil**"), AES Holdings Brasil LTDA. e AES Holdings Brasil II LTDA., celebraram um o Acordo de Combinação de Negócios e Outras Avenças ("**Acordo**"), por meio do qual, entre outras matérias, regularam a combinação de negócios entre a Companhia e a AES Brasil, a ser realizada por meio de reorganização societária que, ao final, resultou na conversão da AES Brasil em subsidiária integral da Companhia e na unificação das bases acionárias da Companhia e da AES Brasil ("**Combinação de Negócios**" ou "**Operação**").

A referida Operação ocorreu mediante incorporação, pela ARN, sociedade cujo capital era integralmente detido pela Companhia, da totalidade das ações ordinárias de emissão da AES Brasil, com a consequente conversão da AES Brasil em subsidiária integral da ARN ("**Incorporação de Ações**") e a emissão, pela ARN, de novas ações ordinárias e preferenciais compulsoriamente resgatáveis. Como ato subsequente, a ARN foi incorporada pela Companhia, de modo que a ARN foi extinta e a Companhia se tornou titular da totalidade do capital social da AES Brasil ("**Incorporação**").

A Incorporação foi aprovada pelos acionistas das companhias em suas respectivas assembleias gerais de acionistas realizadas em 10 de setembro de 2024. A concretização da Operação estava também condicionada à aprovação pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica ("**CADE**"), bem como à verificação de outras determinadas condições precedentes usuais para operações desta natureza.

A Companhia ressalta que a Combinação de Negócios constituiu uma relevante plataforma com potência instalada de 8,8 GW composta por um portfólio robusto de geração de energia totalmente renovável e EBITDA combinado, relativo ao ano de 2023, de R\$3,5 bilhões. Por meio da efetivação da Operação, a Auren, como empresa combinada resultante, se tornou a 3ª maior empresa geradora de energia do Brasil e uma das melhores combinações do país sob o aspecto de diversificação de fontes renováveis, através da distribuição de sua capacidade em geração hidrelétrica (54%), geração eólica (36%) e geração solar (10%). Previamente a Combinação de Negócios, a Auren ocupava a 11ª posição entre as maiores geradoras do Brasil.

Adicionalmente, a Operação consolidou a liderança já detida pela Companhia como a maior comercializadora de energia do Brasil, que passou a ter uma vantagem competitiva adicional com a agregação de capacidade de geração da companhia combinada. Com uma atuação de destaque em todos os segmentos de clientes, essenciais para atender ao crescimento e à demanda de energia no Brasil, a Auren Comercializadora de Energia LTDA. ("**Auren Comercializadora**") passará a negociar 4,1 GW médios de energia, equivalente a mais de 5% do consumo total do país.

Aquisição Esfera Energia

Conforme Comunicados ao Mercado divulgados em 04 de junho de 2024 e em 30 de agosto de 2024, a Companhia adquiriu, através de sua controlada, Auren Comercializadora, a totalidade das quotas representativas do capital social da Esfera Energia Consultoria e Gestão de Energia Ltda. ("**Esfera Energia**" e "**Aquisição**", respectivamente).

Com a implementação da Aquisição, a Companhia avançou na consolidação de uma plataforma de comercialização ainda mais robusta, completa e capacitada, com atuação na gestão de energia para clientes de médio e grande portes, bem como no varejo, aprimorando sua expertise em garantir aos seus clientes uma experiência eficiente nas etapas de pós-vendas.

A aquisição da Esfera Energia se encaixa na estratégia da Auren, que, nos últimos anos, tem agregado novas adjacências na comercialização de energia por meio de parcerias e investimentos em outras empresas.

c. eventos ou operações não usuais

Não houve, durante o exercício social findos em 31 de dezembro de 2024, 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.

a. informar o valor das medições não contábeis EBITDA, EBITDA Ajustado e Margem EBITDA Ajustado

EBITDA / EBITDA Ajustado / Margem EBITDA Ajustado

O “**EBITDA**” (*earnings before interest, tax, depreciation and amortization*), sigla em inglês para denominar o “**LAJIDA**” (Lucro Antes Dos Juros, Impostos, Depreciação e Amortização), é uma medição não contábil elaborada pela Companhia em consonância com a Resolução CVM nº 156, de 23 de junho de 2022, conforme alterada (“**Resolução CVM 156**”), conciliada com as suas demonstrações financeiras e consiste do lucro líquido ajustado pelo resultado financeiro líquido, pelas despesas de imposto de renda e contribuição social sobre o lucro e pelos custos e despesas de depreciação e amortização.

O “**EBITDA Ajustado**” é uma medição não contábil elaborada pela Companhia, que corresponde ao EBITDA Ajustado por: (i) provisão ou reversão de litígios e baixa de depósitos judiciais, (ii) provisão ou reversão de *impairment* de ativos imobilizados; (iii) dividendos recebidos das investidas Pollarix, CBA Energia e Pinheiro Machado que não são consolidados pela Companhia; (iv) resultado de marcação a mercado dos contratos de energia; e (iv) outros eventos não recorrentes (ganho pela migração de benefícios pós emprego e baixa de ativos por ajuste de inventário). Na visão da administração da Companhia, tais ajustes não fazem parte das operações normais do negócio e/ou distorcem a análise do seu desempenho.

A “**Margem EBITDA Ajustado**” corresponde ao EBITDA Ajustado dividido pela receita operacional líquida da Companhia.

As medidas descritas acima não são medidas contábeis reconhecidas pelas práticas contábeis adotadas no Brasil (“**BR GAAP**”) nem pelas Normas Internacionais de Relatório Financeiro - *International Financial Reporting Standards* (“**IFRS**”), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (“**IASB**”), não devem ser consideradas isoladamente, não representam o fluxo de caixa para os períodos apresentados e não devem ser considerados como substitutos para o lucro líquido, como indicadores do desempenho operacional, como substitutos do fluxo de caixa, como indicador de liquidez ou como base para a distribuição de dividendos. Além disso, essas medidas não possuem um significado padrão e podem não ser comparáveis a medidas com títulos semelhantes fornecidas por outras companhias.

Abaixo os valores do EBITDA, EBITDA Ajustado e da Margem EBITDA Ajustado da Companhia para o período indicado:

Em milhares de R\$, exceto %	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024
EBITDA	1.840.471

EBITDA Ajustado	2.010.597
Margem EBITDA Ajustado	24,9%

Dívida Líquida

A “**Dívida Líquida**” é uma medição não contábil, elaborada pela Companhia, representada pela soma de empréstimos, financiamentos e debêntures e arrendamento mercantil (circulante e não circulante), menos o saldo de caixa e equivalentes de caixa circulante e instrumentos financeiros derivativos (circulante e não circulante). Já a relação Dívida Líquida/EBITDA Ajustado é uma medição não contábil representada pela divisão da Dívida Líquida pelo EBITDA Ajustado demonstrado no item anterior.

A Dívida Líquida não é uma medida contábil reconhecida pelas normas BR GAAP e IFRS, tampouco possuem um significado padrão e pode não ser comparável a medidas com títulos semelhantes fornecidos por outras companhias. Abaixo os valores da Dívida Líquida e Dívida Líquida/EBITDA Ajustado da Companhia para o período indicado, no caso do indicador de 31 de dezembro de 2024 é utilizado o EBITDA Ajustado proforma, que para fins comparativos considera os resultados combinados de Auren Energia e AES Brasil desde 01 de janeiro de 2024:

Em milhares de R\$	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024
Dívida Líquida	18.919.209
Dívida Líquida/EBITDA Ajustado proforma	5,72x

Fluxo de Caixa Livre

O “**Fluxo de Caixa Livre**” é uma medição não contábil, elaborada pela Companhia, representada pelo EBITDA Ajustado menos IR/CS Caixa, capital de giro, CAPEX de manutenção (*sustaining*) e serviço da dívida (juros da dívida) chegando no Fluxo de caixa operacional após serviço da dívida. Sobre esse montante é reduzido o desembolso para CAPEX de projetos, pagamento de litígios, captações e amortizações de dívida, aumento de capital social e dividendos pagos, resultando no Fluxo de Caixa Livre.

Abaixo os valores do Fluxo de caixa livre para o período indicado:

Em milhares de R\$	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024
--------------------	--

Fluxo de caixa operacional após serviço da dívida	1.450.849
Fluxo de caixa livre	3.962.155

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

(i) Reconciliação do lucro líquido para o EBITDA, EBITDA Ajustado e Margem EBITDA Ajustado

Em R\$ milhares, exceto %	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024
Lucro líquido do período	271.869
(+/-) Imposto de renda e contribuição social	258.504
(+/-) Equivalência patrimonial	(164.384)
(+/-) Resultado financeiro, líquido	761.292
(+) Depreciação, amortização e amortização de mais valia	713.190
EBITDA	1.840.471
Itens excepcionais:	(170.126)
(-) Reversão de provisões para litígios e baixa de depósitos judiciais ^[1]	(130.553)
(+/-) Reversão de <i>impairment</i> de ativo imobilizado	(3.222)
(-) Dividendos recebidos ^[2]	230.931
(-) Contratos futuros de energia ^[3]	(13.070)
(+/-) Despesas com iniciativas de crescimento	86.040
EBITDA Ajustado	2.010.597
Margem EBITDA Ajustado	24,9%

(1) Reversão de provisão para as perdas decorrentes de litígios classificadas como prováveis de natureza trabalhista, cível, tributária e ambiental.

(2) Dividendos a receber das investidas Pollarix, CBA Energia e Pinheiro Machado que não consolidam na Companhia.

(3) A apresentação do EBITDA Ajustado sem os efeitos da a marcação a mercado (MTM) dos contratos futuros de energia, implementado desde 2023 pela Companhia, tem por objetivo representar de maneira mais fidedigna a performance e o desempenho corrente da Companhia, no qual será possível identificar o resultado do ano em curso, sem deixar de explicitar, em rubrica contábil à parte, os efeitos futuros das negociações já realizadas bem como o efeito das variações de preços de mercado sobre a posição direcional long ou short.

(ii) Dívida Líquida e Dívida Líquida/EBITDA Ajustado

Em milhares de R\$ (Exceto quando indicado de outra forma)	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024
Empréstimos, financiamentos e debêntures	27.044.736
Arrendamentos	170.563
Caixa e equivalentes de Caixa e aplicações financeiras	7.203.179
Fundo de liquidez - Conta reserva	910.281
Instrumentos financeiros derivativos	-182.630
Dívida Líquida (A)	18.919.209
EBITDA Ajustado proforma (últimos 12 meses – (B)	3.309.874
Dívida Líquida / EBITDA Ajustado proforma – (A)/(B)	5,72x

(iii) Fluxo de caixa livre

Em milhares de R\$	Exercício social encerrado em 2024
EBITDA Ajustado	2.010.597
IR/CS Caixa	(141.120)
Capital de Giro e Outros	312.671
CAPEX <i>Sustaining</i>	(48.330)
Fluxo de Caixa Operacional	2.133.818
Serviço de Dívida	(682.969)
Fluxo de Caixa Operacional após Serviço da Dívida	1.450.849
CAPEX Projetos	(199.934)
Pagamento de litígios, obrigações e acordos judiciais	(76.150)
Captações	9.886.734

Amortizações	(2.084.642)
Aumento de capital em investidas	(9.257)
Aumento de Capital Social	-
Recompra de Ações (ADR CESP)	(53.617)
Dividendos	(399.950)
Aquisição de investimentos	-
Aquisição de investimento - Auren Participações	(4.490.012)
Aquisição de investimento - Esfera Energia, líquido do caixa incluído	(61.866)
Fluxo de Caixa Livre	3.962.155
Saldo de Caixa Inicial	3.238.394
Saldo de Caixa Final	7.200.549
Fundo Liquidez - Conta Reserva	910.281
Aplicações Financeiras	2.629
Saldo de Caixa Final + Conta Reserva + Aplicações Financeiras	8.113.459

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

EBITDA, EBITDA Ajustado e Margem EBITDA Ajustado

O EBITDA, EBITDA Ajustado e a Margem EBITDA Ajustado são utilizados como medidas do desempenho da Companhia e por isso a Administração entende ser importante a sua inclusão neste Formulário de Referência.

A Administração da Companhia acredita que o EBITDA, o EBITDA Ajustado e a Margem EBITDA Ajustado são medidas práticas para aferir seu desempenho operacional, verificar a capacidade de geração de caixa da Companhia (sem considerar os impactos da depreciação, dos tributos sobre a renda dos resultados financeiros e itens não recorrentes) e permitir uma comparação com outras companhias do mesmo segmento. O EBITDA, EBITDA Ajustado e a Margem EBITDA Ajustado são utilizados pela Administração como métricas adicionais do

desempenho da Companhia e como base de comparação com outras empresas do mesmo setor, apesar de poder haver diferenças nas metodologias de cálculo.

Em razão de não serem consideradas para o seu cálculo o resultado financeiro líquido, o imposto de renda e a contribuição social sobre o lucro líquido, os custos e despesas com depreciação e a amortização, o EBITDA, EBITDA Ajustado e a Margem EBITDA Ajustado funcionam como indicadores do desempenho econômico geral da Companhia, que não são afetados por flutuações nas taxas de juros, alterações de carga tributária sobre o lucro, alterações nos níveis de depreciação e amortização ou as despesas pré-operacionais e outras despesas da Companhia.

No mais, a Companhia acredita que o EBITDA, EBITDA Ajustado e a Margem EBITDA Ajustado permitem uma melhor compreensão do seu desempenho e geração de caixa.

Dívida Líquida e Dívida Líquida/Ebitda Ajustado

A Companhia entende que a medição da Dívida Líquida e da relação Dívida Líquida/EBITDA Ajustado são úteis na avaliação do grau de endividamento em relação à sua posição de caixa e nível de alavancagem em relação à capacidade de geração de caixa.

Fluxo de Caixa Livre

A Companhia entende que a medição do Fluxo de Caixa Livre é útil na avaliação do recurso disponível após pagamento de todas as obrigações para tomada de decisão, como por exemplo a definição sobre pagamentos de dividendos adicionais, investimentos entre outros.

As últimas demonstrações financeiras individuais e consolidadas referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, cuja emissão foi autorizada em 24 de fevereiro de 2025, incluiu o seguinte evento subsequente:

Aumento de capital em controlada:

Em 06 de janeiro de 2025 a Companhia aumentou o capital da controlada Auren Participações, no montante de R\$ 800.000, com a emissão de 107.768.392 ações ordinárias, nominativas e sem valor nominal da Companhia pelo preço de emissão de R\$ 7,42332688649.

2024

a. Regras sobre retenção de lucros	A Companhia não tem regras específicas sobre a retenção de lucros, de modo que o tema é tratado em nosso Estatuto Social (Artigo 41, Parágrafo 2º), refletindo, em especial os artigos 196 e 199 da Lei das S.A., que determinam que sempre que o montante do dividendo mínimo obrigatório ultrapassar a parcela realizada do lucro líquido do exercício, a administração poderá propor, e a Assembleia Geral poderá aprovar, a destinação do excesso do lucro líquido do exercício para a execução de orçamento de capital e para a constituição de reserva de investimentos, respectivamente. O Estatuto Social da Companhia está disponível nos <i>websites</i> da CVM (www.cvm.gov.br) e da B3 (www.b3.com.br), e no site de Relações com Investidores da Auren (ri.aurenenergia.com.br) na seção “ESG” e no ícone “Estatuto Social” (https://ri.aurenenergia.com.br/esg/estatuto-social/).
a.i. Valores das Retenções de Lucros	No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, a Companhia registrou um lucro líquido, no valor de R\$ 250.938.433,81 (duzentos e cinquenta milhões, novecentos e trinta e oito mil, quatrocentos e trinta e três reais e oitenta e um centavos) cuja destinação está descrita abaixo: R\$ 12.547.021,69 (doze milhões, quinhentos e quarenta e sete mil e vinte e um reais e sessenta e nove centavos), equivalente a 5% do lucro líquido da Companhia (visão da Controladora) relativo ao exercício de 2024, serão destinados à reserva legal, nos termos do artigo 193 da Lei das S.A.
a.ii. Percentuais em relação aos lucros totais declarados	Reserva Legal: 5%

b. Regras sobre distribuição de dividendos	O Estatuto Social da Companhia assegura o direito ao recebimento, em cada exercício, a título de dividendo mínimo obrigatório, um percentual de 25% do lucro líquido apurado na forma da Lei das S.A., podendo ainda ser imputado ao valor dos dividendos mínimos obrigatórios o valor dos juros pagos ou creditados, de forma individualizada aos acionistas a título de remuneração do capital próprio. Em conformidade com a Lei das S.A., os dividendos somente podem ser distribuídos, depois de efetuada a dedução, antes de qualquer participação, dos prejuízos acumulados e da provisão para o Imposto sobre a Renda. A Lei das S.A. autoriza que a Companhia pague dividendos à conta do lucro líquido do exercício, de lucros acumulados ou de reserva de lucros (excluída a reserva legal). Em relação ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, do lucro líquido apurado pela Companhia no valor de R\$ 250.938.433,81 (duzentos e cinquenta milhões, novecentos e trinta e oito mil, quatrocentos e trinta e três reais e oitenta e um centavos), o montante correspondente a R\$ 238.391.412,12 (duzentos e trinta e oito milhões, trezentos e noventa e um mil, quatrocentos e doze reais e doze centavos) mil foi proposto para (i) R\$ 59.597.878,03 (cinquenta e nove milhões, quinhentos e noventa e sete mil, oitocentos e setenta e oito reais e três centavos) a serem distribuídos como dividendos obrigatórios e (ii) R\$ 178.793.534,09 (cento e setenta e oito milhões, setecentos e noventa e três mil, quinhentos e trinta e quatro reais e nove centavos), correspondente ao saldo remanescente do lucro líquido ajustado do exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024, destinado à Reserva de Investimento, nos termos do Artigo 41, Parágrafo 2º, (vi) do Estatuto Social da Companhia. A Companhia ainda poderá levantar balanços e demonstrações financeiras intermediárias, semestrais, trimestrais ou em períodos menores, competindo ao Conselho de Administração a deliberação sobre a distribuição de dividendos ou juros sobre capital próprio com base no lucro do exercício em curso, apurado em demonstrações financeiras intermediárias ou, ainda, com base na conta de lucros acumulados ou de reservas de lucros existentes no último balanço anual ou intermediário, nos termos das normas aplicáveis. Os montantes de lucro líquido, dividendos e reservas acima descritas são calculados em conformidade com as demonstrações financeiras preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.
---	--

c. Periodicidade das distribuições de dividendos	Como regra geral, os acionistas da Companhia terão direito de receber dividendos anualmente, conforme deliberado pela Assembleia Geral. A Companhia ainda poderá levantar balanços e demonstrações financeiras intermediárias, semestrais, trimestrais ou em períodos menores, competindo ao Conselho de Administração a deliberação sobre a distribuição de dividendos ou juros sobre capital próprio com base no lucro do exercício em curso, apurado em demonstrações financeiras intermediárias ou, ainda, com base na conta de lucros acumulados ou de reservas de lucros existentes no último balanço anual ou intermediário, nos termos das normas aplicáveis.
d. Eventuais restrições à distribuição de dividendos impostas por legislação ou regulamentação especial aplicável ao emissor, assim como contratos, decisões judiciais, administrativas ou arbitrais	Salvo pelo disposto na Lei das S.A., não há restrições quanto à distribuição de dividendos pela Companhia.
e. Se o emissor possui uma política de destinação de resultados formalmente aprovada, informar órgão responsável pela aprovação, data da aprovação e, caso o emissor divulgue a política, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado	Em 11 de abril de 2022, o Conselho de Administração aprovou a Política de Dividendos da Companhia que está disponível nos <i>websites</i> da CVM (www.cvm.gov.br) e da B3 (www.b3.com.br), e no site de Relações com Investidores da Auren (ri.aurenenergia.com.br) na seção “ESG” e no ícone “Políticas, Regimentos e Código de Conduta” (https://ri.aurenenergia.com.br/esg/politicas-regimentos-e-codigo-de-conduta/).

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

(i) carteiras de recebíveis baixadas sobre as quais a entidade não tenha retido nem transferido substancialmente os riscos e benefícios da propriedade do ativo transferido, 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 no balanço patrimonial da Companhia do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024.

(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 nas demonstrações financeiras da Companhia de 31 de dezembro de 2024.

(iii) contratos de construção não terminada

Os Diretores da Companhia esclarecem que não há construções não terminadas não evidenciadas nas demonstrações financeiras da Companhia de 31 de dezembro de 2024.

(iv) recebimentos futuros de contratos de financiamentos

Os Diretores da Companhia esclarecem que não possuem contratos de recebimentos futuros de financiamentos não evidenciados nas demonstrações financeiras da Companhia em 31 de dezembro de 2024.

b. outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

Contratos de serviços de manutenção e operação

Os Diretores da Companhia informam que não há outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras da Companhia referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024.

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

Conforme mencionado no item 2.8 acima, não há itens não evidenciados nas demonstrações financeiras referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024.

b. natureza e o propósito da operação

Conforme mencionado no item 2.8 acima, não há itens não evidenciados nas demonstrações financeiras referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024.

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

Conforme mencionado no item 2.8 acima, não há itens não evidenciados nas demonstrações financeiras referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024.

a. investimentos, incluindo:

(i) descrição quantitativa e qualitativa dos investimentos em andamento e dos investimentos previstos

Na frente de crescimento orgânico, a Companhia avaliou a viabilidade do *pipeline* combinado de projetos *greenfield*, e foi tomada a decisão de desenvolver o projeto do parque eólico Cajuína 3, composto pelas seguintes sociedades: Ventos de Santa Tereza 09 Energias Renováveis S.A. – CNPJ nº 36.952.001/0001-83, Ventos de Santa Tereza 11 Energias Renováveis S.A. – CNPJ nº 36.957.786/0001-87 e Ventos de Santa Tereza 06 Energias Renováveis S.A. – CNPJ nº 36.951.989/0001-66, que pertence ao Complexo Eólico Cajuína. O projeto é único, pois possui um dos maiores fatores de capacidade do Brasil, com mais de 60%, em função das características do relevo onde será instalado. Além disso, uma parte do investimento já foi executado com a construção de Cajuína 2. O parque eólico Cajuína 3 terá capacidade instalada de 112 MW (aproximadamente 70 MW médios de garantia física), e o complexo Cajuína se tornará um cluster eólico de 796 MW no Rio Grande do Norte. Devido à posição da Companhia de liderança em comercialização de energia, a Auren está em conversas avançadas para a comercialização da totalidade da energia deste ativo no modelo de autoprodução.

Em relação ao portfólio de geração, em 2024, deu-se início à operação comercial dos parques solares Sol do Piauí e Sol de Jaíba, que adicionaram 548 MWac à capacidade instalada do portfólio da Auren. O Sol do Piauí é o primeiro projeto solar autorizado pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) a operar de forma associada compartilhando a infraestrutura do sistema de transmissão com um complexo eólico, neste caso, Ventos do Piauí I. A complementaridade da energia gerada pelas fontes solar e eólica garantem sinergia na operação e maior estabilidade na produção de energia beneficiando também o sistema elétrico nacional. A conclusão desses complexos de Sol do Piauí e de Sol de Jaíba reforçam o compromisso da Companhia com a expansão de uma matriz de geração renovável e diversificada.

Em 2024 foi dado continuidade ao acordo com a Vivo (Telefônica Brasil) para a criação da GUD Energia focada em comercialização varejista de energia, um importante avanço na estratégia de expansão e preparação para a abertura do mercado livre de energia. Ao associar o *know-how* da Auren na geração e comercialização de energia à capacidade de distribuição em escala da Vivo, a GUD pretende se posicionar no mercado livre de energia do Brasil, cuja abertura vem sendo implementada de forma gradativa e, desde janeiro de 2024, está acessível a

clientes do setor empresarial ligados à rede de alta tensão com demanda inferior a 500 kW. O potencial mercado de atuação da 68 operação é estimado em cerca de 72 mil empresas, entre fábricas, escritórios e estabelecimentos comerciais.

(ii) fontes de financiamento dos investimentos

Os Diretores entendem que a Companhia dispõe de recursos próprios, oriundos da capacidade e geração de caixa da Companhia, podendo ainda originar da obtenção de empréstimos e financiamentos junto a instituições financeiras e emissões públicas e restritas de valores mobiliários.

(iii) desinvestimentos relevantes em andamento e desinvestimentos previstos

Em 31 de dezembro de 2024, a Companhia não possuía 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 do emissor

Além das aquisições de participações que constam no item 2.4 (b), não houve, no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, a aquisição de plantas, equipamentos, patentes e outros ativos que possam influenciar materialmente a capacidade produtiva da Companhia.

c. novos produtos e serviços, indicando:

(i) descrição das pesquisas em andamento já divulgadas

(ii) montantes totais gastos pelo emissor em pesquisas para desenvolvimento de novos produtos ou serviços

(iii) projetos em desenvolvimento já divulgados

(iv) montantes totais gastos pelo emissor no desenvolvimento de novos produtos ou serviços

Não há novos projetos com investimentos relevantes além dos já citados anteriormente.

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

O propósito da Auren é impulsionar pessoas e negócios de forma inovadora e sustentável. Isso fortalece a aspiração da Companhia e reafirma o seu compromisso com o futuro. Tanto assim que, como resultado dos esforços da Companhia em favor da evolução e fortalecimento das práticas de sustentabilidade, a Auren passou a integrar a carteira do ISE - Índice de Sustentabilidade Empresarial - da B3, um marco importante e reconhecimento dos compromissos em matéria de governança e gestão sustentável na condução dos negócios.

E como reconhecimento do seu comprometimento com a transparência na gestão de emissões de carbono, a Auren recebeu o Selo Ouro do Programa Brasileiro GHG *Protocol* e continua a integrar a carteira do ICO2 da B3 - Índice Carbono Eficiente. Ainda sobre o tema de transparência das práticas de gestão, a Companhia renovou o score “B” no questionário Mudanças Climáticas do CDP e evoluiu para score “B” no questionário de Segurança Hídrica”.

Em alinhamento a este propósito, o Conselho de Administração aprovou, em 2023, a consolidação da Estratégia de Sustentabilidade, tendo como direcionador o ano de 2030.

A estratégia está dividida em três pilares: Planeta (que aborda temas ambientais); Pessoas (focado nos temas sociais); e, Prosperidade (que tem como base a governança do negócio); a partir dos quais foram estabelecidos 10 compromissos para impulsionar pessoas e negócios e definidas 15 metas sobre como a Auren se propõe a realizar esses compromissos.

O alcance dos objetivos, o desenvolvimento das atividades e a operacionalização dos ativos da Companhia são realizados a partir dos seguintes princípios:

- Encontrar soluções e modelos de negócio dentro e fora dos limites da empresa, buscando integrar o socioambiental ao *core business*;
- Conectar pessoas e *stakeholders* com diferentes habilidades e objetivos em prol do desenvolvimento sustentável;
- Fortalecer relacionamentos com as comunidades locais; e
- Manter os Objetivos do Desenvolvimento Sustentável (“**ODS**”) como guias das ações, da magnitude de ambições e das vocações da Auren.

Além disso, a nova versão da Política de Sustentabilidade, aprovada pelo Conselho de Administração e atualizada em 2024, reflete os desafios atuais do contexto de operação da Companhia, reforçando diretrizes sobre Mudanças Climáticas, Direitos Humanos, Saúde e Segurança do Trabalho, Meio Ambiente e Responsabilidade Social.

Com base em tais pilares e atendendo aos objetivos acima citados, o plano de negócios da Companhia tem como foco a oferta de energia limpa, expandindo seu portfólio de energias renováveis.

Parques eólicos

A Companhia tem como iniciativas chave em seu planejamento estratégico a implantação de novos parques solares e hibridização de parques eólicos (projetos associados de fonte eólica e solar, por exemplo: projeto Sol do Piauí), com foco no aumento da capacidade de geração de energia limpa, priorizando a diversificação do

portfólio de ativos competitivos e sustentáveis e proporcionando simultaneamente flexibilidade e complementaridade à atividade de geração, com menor exposição aos diferentes riscos do negócio.

Abertura do mercado livre de energia

A Auren está atenta à nova fase de abertura do mercado livre de energia, iniciada em 2024, que oferecerá aos consumidores conectados em tensão acima de 2,3 kilovolts (kV) a liberdade de escolher seus fornecedores de energia, estando posicionada com opções por fontes renováveis.

Além disso, considerando que a demanda por energia renovável e certificados de energia renovável está crescendo à medida que as empresas buscam mitigar suas emissões de Escopo 2 para atender a objetivos ESG (da sigla em inglês: ambientais, sociais e de governança), a Auren tem desenvolvido produtos e soluções voltados à compensação de emissões de CO₂, tais como créditos de carbono e certificado de energia renovável (I-RECs).

Comercialização de créditos de carbono e ações de reflorestamento.

Com a evolução e regulamentação dos mercados de créditos de carbono, tanto nacional quanto globalmente, a Auren tem desenvolvido a atividade de comercialização de créditos de carbono e pode se posicionar para maximizar suas operações nessa área. Isso pode envolver a expansão da geração de créditos de carbono e o auxílio a outras empresas na implementação de estratégias de compensação e neutralidade de carbono.

Em 2024, a Companhia verificou um aumento de 190% na quantidade de operações de venda de créditos de carbono em relação a 2023. Já foram comercializados pela Companhia cerca de 7 milhões de créditos desde 2019.

No que tange as ações de reflorestamento da Companhia, além das ações relativas ao viveiro de mudas da UHE Promissão, com capacidade de produção de 1 milhão de mudas por ano, e o restauro de 243 hectares de áreas próprias e para doação de mudas para fomento florestal a comunidade do entorno dos reservatórios da bacia do Tietê, a Companhia ainda atua na UHE Porto Primavera, na qual mantém outro viveiro de mudas com capacidade para produzir 800 mil mudas por ano de 65 espécies nativas do Cerrado e da Mata Atlântica, muitas delas ameaçadas de extinção. A produção deste último viveiro contribuiu para a restauração, em 2024, de 230 hectares – o equivalente a uma média de 500 mil mudas plantadas – em uma área de preservação situada entre os municípios de Pauliceia e Presidente Epitácio (SP).

Além dos compromissos acima descritos, a Companhia também tem uma atuação forte na frente desenvolvimento social. Em 2024 foram realizados 89 projetos socioambientais, em mais de 45 municípios de 8 estados brasileiros, os quais beneficiaram mais de 25 mil pessoas diretamente e 109 mil indiretamente, trabalhando as temáticas prioritárias nos territórios onde a Companhia atua com unidades em operação e em implantação de projetos: educação básica e técnica (para o negócio de energia); trabalho e renda; infraestrutura básica; e proteção da infância e adolescência.

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes em relação a esta seção 2.

Nos termos do artigo 21 da Resolução da Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”) nº 80, de 29 de março de 2022, conforme alterada (“**Resolução CVM 80**”), a divulgação de projeções e estimativas é facultativa, e, dessa forma, a Companhia optou por não divulgar neste Formulário de Referência projeções de qualquer natureza (inclusive operacionais ou financeiras) relacionadas às suas atividades.

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 do emissor 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.

Nos termos do artigo 21 da Resolução CVM 80, a divulgação de projeções e estimativas é facultativa, e, dessa forma, a Companhia optou por não divulgar neste Formulário de Referência projeções de qualquer natureza (inclusive operacionais ou financeiras) relacionadas às suas atividades.

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. Descrever os fatores de risco com efetivo potencial de influenciar a decisão de investimento, observando as categorias abaixo e, dentro delas, a ordem decrescente de relevância:

O investimento nos valores mobiliários de emissão da Companhia envolve a exposição a determinados riscos. Antes de tomar qualquer decisão de investimento em qualquer valor mobiliário de emissão da Companhia, os potenciais investidores devem analisar cuidadosamente todas as informações contidas neste Formulário de Referência, nas demonstrações financeiras e informações trimestrais da Companhia, conforme aplicável, incluindo as respectivas notas explicativas, bem como os fatores de risco mencionados nesta seção “4. Fatores de Risco”.

Os negócios, reputação, situação financeira, resultados operacionais, fluxo de caixa, liquidez 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 da ocorrência de qualquer desses e/ou de outros fatores de risco, hipóteses em que os investidores poderão perder substancial ou totalmente o seu investimento nos valores mobiliários de emissão da Companhia.

Vale destacar que a Companhia é uma holding de capital aberto que, até a data deste Formulário de Referência, era titular de diversos ativos, destacando-se a Auren Participações, a Auren Operações e a CESP. Por ser uma holding, os riscos que podem influenciar a decisão de investimento nos valores mobiliários são essencialmente aqueles decorrentes dos riscos aos quais as controladas estão sujeitas.

Os riscos descritos abaixo são aqueles que a Companhia conhece e acredita que, na data base deste Formulário de Referência, podem afetá-la significativamente de maneira adversa. Além disso, riscos e incertezas adicionais não conhecidos atualmente ou considerados irrelevantes pela Companhia, na data deste Formulário de Referência, também poderão afetar significativamente de maneira adversa os negócios, a reputação, a situação financeira, os resultados operacionais, o fluxo de caixa, a liquidez e/ou os negócios futuros da Companhia e/ou o preço dos valores mobiliários de sua emissão.

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 um “efeito adverso” ou um “efeito negativo” para a Companhia, ou “afetará adversamente” a Companhia, ou expressões similares, significa que tal risco, incerteza ou problema poderá ou poderia causar efeito adverso relevante nos negócios, na situação financeira, na reputação, nos resultados operacionais, no fluxo de caixa, na liquidez e/ou nos negócios futuros da Companhia, suas filiais, suas controladas, direta ou indiretamente, coligadas e controladas em comum, bem como no preço, liquidez e volume dos valores mobiliários de emissão da Companhia. O potencial investidor deve interpretar com significado similar e nesse contexto as expressões semelhantes incluídas nesta seção “4. Fatores de Risco”.

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

A combinação de negócios com a AES Brasil Energia S.A. (atual Auren Participações S.A.) pode não ser implementada com sucesso ou demandar maior nível de esforço, incorrendo em custos superiores aos esperados, dificultando a extração de sinergias e outros benefícios esperados pela Companhia, pelos seus acionistas e pelo mercado.

A Combinação de Negócios da Companhia é complexa, custosa, demorada e pode desviar o foco da gestão e recursos das operações do dia a dia da Companhia.

Além disso, a Companhia está realizando investimentos consideráveis e pode vir a ser obrigada a fazer investimentos ou despesas de capital adicionais, a fim de manter, integrar, aprimorar ou sustentar suas operações combinadas. A integração das respectivas operações da Companhia com a Auren Participações pode envolver riscos financeiros e custos imprevisíveis e adicionais, como a materialização de passivos inesperados, o impacto de tratamentos fiscais e contábeis adversos e obrigações imprevisíveis ou desconhecidas relacionados à Auren Participações ou com a Companhia.

As dificuldades da Combinação de Negócios também incluem, entre outras:

- o não atingimento do percentual de disponibilidade dos ativos eólicos incorporados;
- o gerenciamento de uma companhia de maior porte tanto em relação às operações quanto quantidade de colaboradores;
- alinhamento e execução da estratégia da Companhia após a transação;
- dificuldades de integração das operações e sistemas, incluindo propriedade intelectual e comunicações;
- custos e despesas imprevistos ou atrasos associados a transação;
- dificuldades em combinar e reter pessoas chave;
- desafios em manter clientes e fornecedores já existentes;
- quedas de desempenho como resultado do desvio da atenção da administração causado pela execução do processo de combinação;
- a integração de duas culturas;
- a consolidação de infraestruturas corporativas e administrativas e a eliminação de operações duplicadas;
- o gerenciamento de custos ou ineficiências tributárias associadas à integração das nossas operações após a transação; e
- percepção negativa dos mercados financeiros e agências de *rating* dos negócios e operações da Companhia combinada.

Todos esses fatores podem diminuir ou atrasar o efeito acumulado esperado da transação.

Mesmo que as operações da Auren Energia e da Auren Participações sejam integradas com sucesso, a companhia pode não obter todos os benefícios da transação, incluindo sinergias estimadas, economia de custos e oportunidades de crescimento, dentro do prazo esperado. A economia de custos real, os custos necessários para realizar a economia de custos e a fonte dessa economia podem diferir substancialmente das nossas estimativas, o que poderá afetar adversamente a cotação de mercado dos valores mobiliários da Companhia.

A Companhia pode não ser capaz de cumprir o seu plano de desalavancagem na velocidade planejada, após a Combinação de Negócios.

A estrutura de capital da Companhia passou a refletir um maior grau de alavancagem após a realização da Combinação de Negócios. Neste contexto, a Companhia estabeleceu um plano de desalavancagem com o objetivo de reequilibrar sua estrutura de capital, aumentar sua resiliência financeira e preservar sua capacidade de investir de forma sustentável no longo prazo.

O sucesso desse plano depende da execução coordenada de diversas frentes, tais como a implementação eficaz de estratégias de Liability Management (incluindo a renegociação, reestruturação e eventual pré-pagamento de dívidas), a manutenção de uma gestão rigorosa de caixa, o acompanhamento disciplinado da execução orçamentária, além da adoção de iniciativas voltadas à maximização de margens operacionais, ao aumento da eficiência operacional e à redução de custos e despesas administrativas.

Caso a Companhia não seja capaz de executar essas ações conforme o cronograma planejado, ou se fatores externos — como aumento de taxas de juros, deterioração das condições macroeconômicas, volatilidade nos preços de energia, ou mudanças regulatórias — comprometerem a efetividade do plano, a Companhia poderá enfrentar dificuldades para reduzir seus níveis de endividamento dentro do prazo previsto.

A não realização do plano de desalavancagem nos termos esperados pode impactar negativamente os indicadores financeiros da Companhia, como a alavancagem medida por dívida líquida/EBITDA, cobertura de juros e liquidez corrente, o que poderá resultar na redução de sua capacidade de obtenção de novos financiamentos em condições competitivas, bem como na elevação do custo de capital. Adicionalmente, poderá haver impacto sobre o grau de liberdade da Companhia para realizar distribuições de dividendos ou implementar novas estratégias de crescimento, afetando, por consequência, sua atratividade perante investidores e sua valorização no mercado de capitais.

A geração de energia elétrica da Companhia pode ser impactada por cortes de geração impostos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, o que pode afetar adversamente os resultados operacionais e financeiros da Companhia bem como a viabilidade de novos projetos.

A operação dos ativos de geração de energia elétrica da Companhia está sujeita às diretrizes e determinações operacionais emitidas pelo Operador Nacional do

Sistema Elétrico – ONS, órgão responsável pela coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional – SIN. Dentre essas diretrizes, destacam-se os cortes de geração — também denominados Curtailment — que podem ser determinados por razões técnicas, econômicas ou sistêmicas, e que resultam na redução ou suspensão da geração de energia, mesmo quando há plena disponibilidade do recurso primário (vento, sol ou água) nos ativos da Companhia.

As principais categorias de corte de geração definidas oficialmente pelo ONS, e às quais os ativos da Companhia estão expostos, são:

1. **Corte por Razão Elétrica (indisponibilidade):** Ocorre quando há limitações físicas no sistema de transmissão que impedem o escoamento da energia gerada até os centros de consumo. Essas restrições podem decorrer de indisponibilidades programadas ou forçadas em equipamentos da rede elétrica, atrasos na entrada em operação de novas infraestruturas de transmissão ou sobrecarga em determinadas regiões do sistema.
2. **Corte por Razão Elétrica (confiabilidade):** Determinado para preservar a confiabilidade e a estabilidade operativa do SIN. É aplicado em situações nas quais a manutenção de determinada configuração de geração é necessária para evitar riscos sistêmicos, como colapsos de tensão ou frequência, em virtude de eventos de contingência ou limitações operativas. Tais medidas, embora preventivas, podem impor limitações significativas à geração de usinas localizadas em áreas sensíveis do sistema.
3. **Corte por Razão Energética (excesso de geração em relação à carga):** Ocorre quando a demanda do sistema é insuficiente para absorver toda a energia disponível para geração, especialmente em horários de baixa carga e elevada oferta de geração renovável. Em cenários com elevada penetração de fontes intermitentes, como eólicas e solares, combinados com usinas hidrelétricas com vazões obrigatórias, pode haver excesso de oferta frente à demanda, levando o ONS a realizar cortes em usinas que não possuam obrigação legal ou técnica de manter operação contínua. Com o crescimento expressivo da capacidade instalada de parques eólicos, especialmente na região Nordeste, tem-se tornado mais frequente a ocorrência de situações em que há concorrência entre fontes não despacháveis — como eólicas e solares — e usinas hidrelétricas a fio d'água ou com restrições de defluência mínima obrigatória, em momentos de baixa demanda. Esse fenômeno, em combinação com limitações na malha de

transmissão, pode resultar em curtailment dos ativos renováveis da Companhia, reduzindo a receita e a eficiência de seus empreendimentos.

No caso dos cortes por Razão Elétrica (indisponibilidade), o ressarcimento é realizado por meio de um sistema de franquias. Nesse sistema, o valor a ser ressarcido é proporcional ao montante de energia não gerada devido à restrição e é limitado a uma franquia anual disponível para cada usina geradora. As franquias são distribuídas com base em critérios definidos pelo ONS e a CCEE, considerando a participação da usina no total de cortes ocorridos no sistema. O valor do ressarcimento é pago por meio de uma compensação financeira, que, embora contribua para reduzir o impacto dos cortes, não cobre completamente as perdas de receita das usinas afetadas. Não há ressarcimento automático para cortes por confiabilidade ou por razões energéticas, uma vez que esses eventos são considerados parte da lógica operativa sistêmica e não geram direito direto a compensação financeira.

Diante desse cenário, os cortes de geração impostos pelo ONS não apenas limitam a produção efetiva das usinas renováveis, mas também obrigam os geradores a recorrer ao mercado de curto prazo para cumprir seus contratos, muitas vezes adquirindo energia a preços significativamente superiores aos valores recebidos pela energia não gerada. Essa necessidade de compensação no mercado spot impõe custos adicionais e imprevisíveis, afetando diretamente a rentabilidade dos empreendimentos e elevando o risco financeiro.

A Companhia é uma sociedade holding e depende dos resultados de suas controladas e sociedades investidas que podem não ser distribuídos, o que poderá causar um efeito adverso ao resultado financeiro da Companhia.

A Companhia é uma sociedade de participação em outras sociedades (*holding*), de modo que seu fluxo de caixa se constitui quase que exclusivamente de distribuições de resultados de suas controladas e sociedades investidas na forma de dividendos e juros sobre capital próprio pagos por essas sociedades.

Os resultados da Companhia e a sua capacidade de distribuir dividendos aos seus acionistas dependem das operações, do fluxo de caixa e dos lucros de suas controladas e sociedades investidas, sendo que essas sociedades podem estar sujeitas a restrições decorrentes de contratos de financiamento, empréstimos ou

emissões de valores mobiliários que limitem a transferência de dividendos para a Companhia.

Dessa forma, não é possível assegurar que os lucros das controladas e sociedades investidas da Companhia serão distribuídos à Companhia e/ou suficientes para o pagamento das obrigações da Companhia junto aos seus acionistas, o que poderá causar um efeito adverso ao resultado financeiro da Companhia e na expectativa de retorno do investimento pelos seus acionistas e potenciais investidores.

As sociedades investidas poderão necessitar de novos recursos para honrar seus compromissos financeiros, bem como para a consecução de seus planos de investimento. Como resultado, por exemplo, poderão ter dificuldades na renovação de financiamentos, extensão dos prazos de pagamento ou acesso a novas linhas em razão de eventual mudança no mercado ou de evento que prejudique sua classificação de crédito. Não é possível assegurar que as sociedades investidas terão acesso a novos recursos no futuro, tampouco que os custos dos recursos disponíveis continuarão sendo compatíveis com o retorno esperado dos seus respectivos negócios. Dessa forma, tal dificuldade poderá adiar ou restringir o crescimento e desenvolvimento das suas atividades, assim como prejudicar seus resultados operacionais e de desempenho financeiro, ou impedir que completem seus programas de investimentos e outros projetos, o que poderá ter um efeito adverso em suas operações e no desenvolvimento de seus negócios e, indiretamente, afetar os resultados da Companhia. Além disso, em decorrência de eventuais reestruturações das operações das sociedades investidas ou até de suas condições financeiras, a Companhia poderá ter de aportar recursos próprios (inclusive por meio de chamada de capital) ou oriundos de terceiros em suas investidas, auxiliar na gestão das operações dessas companhias e até assumir desembolsos para honrar avais, fianças e outras garantias prestadas pela Companhia, o que pode ter um efeito material adverso sobre os seus resultados.

As sociedades investidas poderão precisar captar recursos adicionais no futuro por meio de emissões de ações ou valores mobiliários conversíveis em ações, que pode resultar em uma alteração no preço de mercado de suas ações e diluir a participação da Votorantim S.A. e CPP Investments em seu capital social. Qualquer captação de recursos por meio da distribuição pública de parcela primária de ações ou valores mobiliários conversíveis em ações que seja feita sem que seja ofertado aos acionistas o respectivo direito de preferência, ou em que a Companhia opte por não exercer tal direito, poderá resultar na diluição da participação da Companhia no capital social das sociedades investidas.

Por fim, a Companhia poderá aumentar seu capital social, mediante a emissão de novas ações escriturais, inclusive possibilitando que os acionistas utilizem créditos originários de dividendos ou juros sobre o capital próprio para integralizar eventuais aumentos de capital. O investidor que optar por não acompanhar o aumento de capital da Companhia terá sua participação no capital social diluída.

A Companhia pode não conseguir garantir o atingimento da meta disponibilidade planejada para os seus ativos de geração eólica.

A Companhia poderá enfrentar desafios no atingimento da meta de disponibilidade dos ativos eólicos, em especial daqueles incorporados após a combinação de negócios com a AES Brasil, o que pode comprometer o desempenho operacional e financeiro esperado com a aquisição e prejudicar por consequência a entrega de sinergia esperada pelo mercado e pelos acionistas bem como prejudicar a visão da capacidade de geração de valor da Companhia a longo prazo.

Especificamente em relação aos ativos incorporados, o sucesso da estratégia de recuperação da performance dos ativos depende da capacidade da Companhia em garantir a integração de aspectos operacionais de forma eficaz e tempestiva, como a equalização da filosofia de manutenção com aquela já adotada pela Companhia, especialmente tendo em vista a incorporação de ativos baseados em manutenção primarizada, nos quais a Companhia assume diretamente a responsabilidade pela execução das atividades de O&M (Operação e Manutenção). O aumento da disponibilidade exige também ajustes estruturais na estratégia de suprimentos de materiais e serviços críticos, gestão de estoques de peças sobressalentes, além da harmonização de procedimentos técnicos e da cultura de segurança operacional.

Adicionalmente, cabe também destacar que a Companhia poderá enfrentar riscos relacionados à manutenção da disponibilidade dos ativos eólicos já existentes antes da combinação de negócios, uma vez que o aumento do portfólio de geração e o aumento da dispersão geográfica pode exigir a realocação de recursos técnicos e operacionais, com potencial impacto sobre a eficiência da gestão integrada dos ativos.

Dessa forma, qualquer desvio na implementação da estratégia de recuperação e manutenção da performance dos ativos poderá impactar negativamente os

resultados operacionais e financeiros da Companhia, sua reputação frente ao mercado e o preço de suas ações.

Alterações no preço utilizado para avaliar a energia comercializada no mercado de curto prazo poderão afetar negativamente as companhias no setor de energia elétrica, incluindo a Companhia.

Até 31 de dezembro de 2020, o preço no mercado de curto prazo, ou Preço de Liquidação de Diferenças (“**PLD**”), era calculado semanalmente para cada patamar de carga e por submercado, adotando como base o custo marginal da operação. Os submercados do sistema de energia elétrica brasileiro são: Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul.

Desde 1º de janeiro de 2021, o PLD é calculado pela CCEE diariamente para cada hora do dia seguinte com base no Custo Marginal de Operação, para cada submercado, considerando a aplicação dos limites máximos (horário e estrutural) e mínimo vigentes.

Por meio do Despacho nº 3.625, de 17 de dezembro de 2024 foram estabelecidos os limites mínimo e máximo do PLD com validade entre 1º de janeiro de 2025 e 31 de dezembro de 2025 para todos os submercados. Os PLD mínimo e máximo estrutural foram definidos em R\$58,60/MWh e R\$751,73/MWh, respectivamente. Já o valor do limite máximo horário foi estabelecido em R\$1.542,23/MWh.

Os fatores que poderão afetar substancialmente o PLD e/ou também trazer maior volatilidade *intraday* incluem por exemplo: (i) variações nos recursos de geração disponíveis ao longo do dia; (ii) variações na carga; (iii) falhas operacionais em agentes do sistema; (iv) nível de armazenamento dos reservatórios do sistema; (v) acionamento de fontes térmicas pelo ONS; (vi) mudanças nos critérios de aversão ao risco dos modelos de otimização, entre outros fatores.

A ocorrência de qualquer um desses fatores poderá resultar no aumento de custos na comercialização de energia no curto prazo e afetar negativamente o fluxo de caixa da Companhia no curto prazo.

A Companhia, as controladas e sociedades investidas da Companhia podem passar por um processo de inadimplemento ou vencimento antecipado de dívidas, podendo

resultar em um impacto adverso nos negócios e na condição financeira da Companhia.

Os contratos de financiamento e as escrituras de debêntures da Companhia em que as controladoras, as controladas e as sociedades investidas da Companhia são partes podem contar com garantias reais e fidejussórias, bem como, possuir obrigações e restrições específicas - Covenants financeiros e não financeiros.

Em 31 de dezembro de 2024, o valor da dívida financeira da Companhia, composta por empréstimos e financiamentos e títulos a pagar, era de **R\$ 27.044.736 mil**. Inadimplementos relativos aos instrumentos financeiros dos quais a Companhia é parte que não sejam sanados ou renunciados pelos respectivos credores poderão acarretar a decisão desses credores em declarar o vencimento antecipado de tais dívidas, bem como podem resultar no vencimento antecipado de outros instrumentos financeiros (*cross-default*), conforme descritas no item 2.1 deste Formulário de Referência. A Companhia não tem como garantir que ela ou suas controladas não irão contrair outras dívidas cujos instrumentos/contratos prevejam cláusula de vencimento antecipado cruzado, bem como não pode garantir que as dívidas correspondentes não vencerão antecipadamente.

Não há como garantir que todas as obrigações previstas nos contratos de financiamento ou nas escrituras de debêntures serão atendidas. O descumprimento de tais obrigações podem vir a resultar: (i) no vencimento antecipado (automático ou não automático) do saldo devedor da respectiva dívida; (ii) no vencimento antecipado cruzado ou inadimplemento cruzado de outras dívidas; ou (iii) na decisão dos respectivos credores executarem as eventuais garantias outorgadas no âmbito do respectivo contrato.

Caso as dívidas sejam antecipadamente vencidas, a Companhia e/ou suas controladas e sociedades investidas, conforme o caso, serão obrigadas a realizar o pagamento integral do endividamento vencido, o que poderá causar um impacto adverso no fluxo de caixa da Companhia.

Adicionalmente, caso garantias outorgadas no âmbito de tais endividamentos sejam executadas, em virtude do vencimento antecipado de dívidas ou da insuficiência de recursos para seu integral pagamento no vencimento, os negócios e a condição financeira da Companhia poderão sofrer um efeito adverso.

Por fim, caso os ativos e fluxo de caixa da Companhia não sejam suficientes para pagar integralmente o saldo devedor dos seus compromissos financeiros, eventuais descasamentos de prazo ou de volume entre os recebimentos e pagamentos previstos podem resultar na incapacidade da Companhia de cumprir com as suas obrigações nos prazos estabelecidos. Esta incapacidade de cumprir com as suas obrigações poderá causar um efeito material adverso para a Companhia.

A construção, desenvolvimento e expansão de novos projetos de geração de energia envolvem riscos que podem afetar adversamente os negócios, resultados operacionais e situação financeira da Companhia, suas controladas e sociedades investidas.

A construção, desenvolvimento e expansão de novos projetos para a geração de energia, envolvem riscos inerentes ao negócio da Companhia, incluindo dificuldade em obter autorizações governamentais tais como licenças e outorgas; mudanças regulatórias que possam dificultar a conexão dos projetos de geração ao Sistema Interligado Nacional e/ou alterar as tarifas de uso dos sistemas de transmissão; problemas com o fornecimento de equipamentos e/ou materiais, levando a atrasos nas operações; paralisações de trabalho; roubos e assaltos nas instalações e/ou canteiros de obras de contratadas; interrupções devido a condições meteorológicas e hidrológicas adversas, especialmente com o aumento recente de eventos climáticos extremos; problemas imprevisíveis de engenharia e ambientais, bem como falhas e defeitos ocultos no fornecimento de equipamento bem como na construção de um projeto; atrasos na construção ou estouros de custos imprevistos; indisponibilidade de financiamento adequado; incêndio, , vandalismo, sabotagem, terrorismo ou tensões socioambientais extremas nas usinas ou linhas de transmissão, que levem à interrupção do fornecimento de energia; bloqueios ou paralisações temporárias nas instalações, devido ao controle de epidemias ou pandemias ou qualquer outra emergência de saúde ou calamidade pública; impactos resultantes de conflitos com comunidades tradicionais durante a fase de construção do projeto; condições macroeconômicas que possam comprometer financeiramente os projetos de geração; capacidade de produção comprometida nas fábricas de equipamentos específicos, comprometendo o cronograma do projeto ou reduzindo a capacidade de concorrer ou tornando as parcerias inviáveis; e excesso de oferta de energia.

Tais riscos podem comprometer o cronograma de desenvolvimento dos projetos, bem como os compromissos para geração de energia, que pode afetar adversamente a Companhia, suas controladas e/ou sociedades investidas, caso seja necessário a reposição e pagamento de encargos da energia comercializada no período previsto de operação para os PPAs (*Power Purchase Agreement*), os quais poderão impactar negativamente os resultados financeiros e operacionais da Companhia.

O atraso na conclusão das obras pode causar custos adicionais para a Companhia e perda de receita de venda. Para as geradoras comprometidas com contratos de comercialização de energia no Ambiente Regulado, o não atendimento ao início da operação comercial pode acarretar penalidades, como as dispostas nas Resoluções ANEEL nº 846/2019 e 1009/2022, incluindo, mas não se limitando, a revogação do ato de outorga e/ou resolução do contrato de comercialização de energia. Também a comercialização de energia no Ambiente Livre poderá ser impactada por atrasos na entrada em operação comercial do empreendimento, conforme condições e penalidades estabelecidas em contratos de compra e venda de energia.

Além disso, o atraso na operação comercial de empreendimentos de geração pode ensejar a execução parcial ou total da garantia de fiel cumprimento oferecida à ANEEL ou a CCEE, conforme o caso previsto nos respectivos editais.

As receitas que as controladas da Companhia auferem em decorrência da operação das suas instalações de geração de energia elétrica, estão relacionadas à disponibilidade dos serviços prestados, e qualquer dificuldade operacional ou interrupção não prevista, incluindo aquelas causadas por eventos que não estão sob seu controle, como fenômenos naturais ou intempéries, eventos extremos em decorrência das mudanças climáticas, poderá impactar negativamente a receita das controladas da Companhia, além de impactos reputacionais e políticos.

A Companhia poderá não ser capaz de entregar a energia que se obrigou contratualmente, o que pode ter um efeito adverso sobre os negócios da Companhia.

Por meio dos contratos de compra e venda de energia elétrica, a Companhia se obriga a gerar e entregar montantes determinados de energia elétrica. Caso a Companhia não seja capaz ou esteja impedida, por qualquer razão, de gerar ou entregar energia elétrica em montante suficiente para cumprir as obrigações

assumidas, poderá haver uma redução significativa de sua receita, o que poderá afetar adversamente o fluxo de caixa e resultados operacionais da Companhia. Adicionalmente, a Companhia pode ser obrigada a adquirir energia, por meio da celebração de contratos de energia de curto prazo, para suprir suas obrigações, o que poderá comprometer a sua rentabilidade financeira, uma vez que esse valor não poderá ser repassado aos seus consumidores, afetando também os seus negócios e resultados financeiros.

A Companhia pode não conseguir definir e gerenciar de forma eficiente o nível ótimo de contratação do seu portfólio de geração no médio e longo prazo.

A definição de uma estratégia comercial eficiente para o portfólio de geração de energia da Companhia exige a análise contínua de múltiplas variáveis, incluindo previsibilidade de geração, sazonalidade, preços de mercado, perfil de consumo dos clientes contratados, e diretrizes regulatórias e de mercado. Após a Combinação de Negócios, o portfólio da Companhia passou a contar com uma base significativamente maior e mais complexa de ativos de geração, especialmente oriundos de fontes renováveis intermitentes, como a eólica e a solar, o que impõe desafios adicionais à formulação de uma curva ótima de contratação.

Caso a Companhia não consiga aprimorar sua metodologia de avaliação da curva ótima de contratação — considerando premissas realistas e atualizadas quanto à capacidade firme dos ativos, à previsibilidade da produção energética e ao comportamento do mercado livre de energia — poderá não ser capaz de identificar o ponto de equilíbrio entre risco e retorno em suas decisões comerciais. Além disso, a ausência de processos robustos e de uma governança eficaz para a revisão e atualização periódica dessa curva pode comprometer a capacidade da Companhia de reagir de maneira tempestiva às mudanças no ambiente regulatório, macroeconômico e climático.

A contratação em montante inferior ao ótimo pode resultar em um portfólio descontratado, com parte da energia gerada não sendo objeto de comercialização formal, o que pode impactar negativamente a previsibilidade e estabilidade de receitas. Por outro lado, a contratação acima do nível ótimo pode reduzir a flexibilidade do portfólio, limitando a capacidade de atuação do time de Trading para a realização de operações que visem captura de margens adicionais em mercados de curto prazo. Em ambos os casos, há o risco de deterioração da eficiência econômica dos ativos, aumento da exposição a penalidades regulatórias por

desequilíbrios contratuais, e consequentes efeitos adversos relevantes sobre os resultados operacionais e financeiros da Companhia.

Tais riscos se acentuam em um contexto de maior volatilidade nos preços de energia e mudanças no perfil de consumo do mercado livre, exigindo da Companhia capacidade analítica avançada, sistemas de suporte à decisão atualizados e equipes altamente capacitadas para garantir a coerência entre a estratégia de contratação, a gestão do portfólio e a execução comercial.

A estratégia de negócios, a operação dos ativos de energia e a implementação de projetos da Companhia poderá ser afetada por fatores adversos, o que poderá causar um efeito adverso relevante sobre os resultados da Companhia.

A Companhia conta atualmente com diversos projetos em estudo, estando sujeita, portanto, a riscos e incertezas relativos à implementação de sua estratégia de negócios, pois a condução desses projetos dependerá do seu planejamento estratégico, da correta adoção de estratégias comerciais, financeiras, ambientais e logísticas, todas igualmente necessárias ao desempenho de suas operações.

A capacidade de a Companhia crescer e apresentar resultados positivos está condicionada, dentre outros aspectos tratados a seguir, à eficiente operação do seu negócio de comercialização e de seus projetos de geração de energia. A Companhia pode não ser bem-sucedida na execução da sua estratégia de negócios e implementação de projetos devido à impossibilidade de, dentre outros: (i) concluir seus futuros projetos sem atrasos ou custos adicionais; (ii) expandir suas operações com disciplina financeira; (iii) levantar recursos financeiros adicionais dentro dos termos previstos; e (iv) manter níveis desejados de eficiência operacional. Adicionalmente, a estratégia para desenvolver suas atividades de comercialização de energia depende da capacidade da Companhia e de suas controladas de: (i) serem flexíveis e capitalizadas para operar em um mercado altamente competitivo; e (ii) gerenciar os riscos de mercado inerentes à comercialização de energia. Nesse cenário, a efetiva produtividade, investimentos, custos operacionais e estratégia de negócios da Companhia poderão se revelar substancialmente menos favoráveis do que aqueles estimados.

A ocorrência de algum destes riscos poderá levar ao insucesso das estratégias de negócio da Companhia, causando um efeito negativo nos seus resultados.

A Companhia pode não ser capaz de obter recursos suficientes, inclusive por meio de emissão de novas ações e emissão de valores mobiliários, para executar integralmente a sua estratégia de crescimento, para suprir suas necessidades de capital de giro e/ou para o financiamento de suas atividades, o que poderá afetar adversamente seus negócios, situação financeira e resultados operacionais.

Caso os recursos financeiros e do mercado de capitais não sejam suficientes para atender à sua necessidade operacional, a Companhia poderá necessitar de créditos adicionais ou aumentar seu capital. Contudo, tais créditos podem não estar disponíveis ou, se disponíveis, poderão não ser disponibilizados em condições satisfatórias e favoráveis para a Companhia. Financiamentos futuros, se disponíveis, poderão resultar em: (i) aumento do custo médio de seu endividamento; (ii) maior alavancagem; (iii) menor disponibilidade de recursos próprios para cumprir com os planos de maximização da capacidade da Companhia; e (iv) menor disponibilidade de recursos para o pagamento de proventos aos seus acionistas.

Caso a Companhia não seja capaz de obter novos financiamentos ou de refinanciar suas dívidas quando necessário, ou, ainda, se a disponibilidade de crédito se der somente em termos desfavoráveis à Companhia, pode se tornar um desafio para a Companhia satisfazer suas necessidades de capital de giro, cumprir suas obrigações financeiras e/ou aproveitar, de outro modo, oportunidades de negócios. Tais resultados podem impactar adversamente a Companhia, seus negócios e/ou seus resultados operacionais.

Além disso, a capacidade de implementar sua estratégia de negócio, também depende da sua capacidade de geração de caixa operacional e manutenção de uma estrutura de capital adequada ao seu negócio.

Cumprе salientar que o modelo de negócio da Companhia requer investimentos e financiamentos substanciais, os quais poderão ser obtidos, por exemplo, por meio da captação de linhas de crédito bancários e/ou emissões de ações ou títulos ou valores mobiliários conversíveis em ações. Em um cenário de deterioração de seus indicadores financeiros e/ou no caso da diminuição da oferta de crédito, influenciado pelas condições políticas, econômicas e de mercado no Brasil, a capacidade da Companhia em obter qualquer financiamento futuro necessário para capital de giro, dispêndios de capital e/ou pagamentos de principal e juros sobre o endividamento é

limitada, podendo afetar negativamente os seus negócios, resultados operacionais e condições financeiras.

Os processos, tecnologias e conhecimento técnico da Companhia podem não ser suficientes para atender à transformação para o modelo de operação e manutenção, especialmente para os ativos eólicos primarizados, incorporados pela Companhia após a Combinação de Negócios.

A operação e manutenção de parte dos ativos eólicos incorporados após a Combinação de Negócios passou a adotar o modelo primarizado, no qual a Companhia assume diretamente a responsabilidade pelas atividades de operação e manutenção desses ativos. Tal modelo representa uma mudança significativa em relação ao modelo anteriormente praticado — o Full Service Agreement (FSA) — que ainda é utilizado em todos os parques eólicos da Companhia anteriores à referida combinação, e no qual as atividades de operação e manutenção são delegadas às empresas fornecedoras dos aerogeradores.

Essa transição para um modelo operacional mais autônomo requer o fortalecimento de capacidades internas, incluindo o aprimoramento dos processos, a adequação dos sistemas de gestão, o desenvolvimento de competências técnicas específicas e a consolidação de uma cultura organizacional voltada à gestão direta desses ativos. A não implementação eficaz dessas iniciativas pode resultar em ineficiências operacionais, aumento de custos, falhas na disponibilidade dos ativos e perda de sinergias projetadas, além de impactos adversos na segurança operacional.

Adicionalmente, a complexidade da integração entre diferentes culturas organizacionais, práticas de manutenção, arquiteturas tecnológicas e níveis de maturidade técnica pode representar desafios adicionais à efetividade do novo modelo. Caso a Companhia não consiga realizar de forma satisfatória os movimentos de integração nas frentes de sistemas, processos e gestão do conhecimento, visando o aumento de maturidade nesse modelo operacional, poderão ser observados efeitos materiais adversos sobre os seus resultados operacionais e financeiros, bem como impactos negativos na entrega de valor esperada com a Combinação de Negócios.

O aumento da concorrência no segmento de consumidores livres pode afetar negativamente resultados operacionais e fluxo de caixa da Companhia.

Ao longo do tempo, o mercado livre de energia vem apresentando uma crescente base de consumidores e conseqüentemente de geradoras e comercializadoras que concorrem entre si por este mercado. Essa concorrência poderá dificultar a captação de novos contratos e/ou a renovação de contratos existentes para consumidores livres.

Além disso, as mudanças no perfil de consumo, bem como a atuação de novos entrantes e concorrentes, tem incentivado cada vez mais o cliente a buscar novas alternativas para reduzir ainda mais o seu custo de energia.

O aumento da concorrência e o empoderamento do consumidor criam um ambiente mais competitivo, afetando a decisão desses consumidores de comprarem energia elétrica de concorrentes da Companhia, suas controladas e sociedades investidas, podendo impactar negativamente os seus resultados operacionais e fluxo de caixa.

A implementação da estratégia de negócios Companhia, bem como seu crescimento futuro, exigirá capital adicional que talvez não esteja disponível ou, caso disponível, poderá não estar em condições favoráveis.

A implementação da estratégia de negócios da Companhia, bem como seu crescimento futuro, dependerá de a Companhia buscar, além do seu caixa operacional, capital adicional, quer mediante a emissão de títulos de dívida ou outros valores mobiliários, inclusive emissão de novas ações, ou contratação de empréstimos. A capacidade futura de captação de capital da Companhia dependerá de rentabilidade futura, bem como da conjuntura política e econômica mundial e brasileira, que são afetadas por fatores fora do seu controle.

É possível que capital adicional não esteja disponível ou, caso disponível, possa não estar em condições favoráveis. A restrição à captação em condições aceitáveis poderá ter um efeito adverso relevante sobre os resultados e negócios da Companhia. Ademais, caso a Companhia contrate endividamento adicional, os riscos associados à sua alavancagem financeira poderão aumentar, tais como a possibilidade de a Companhia não conseguir gerar caixa suficiente para pagar o

principal, juros e outros encargos relativos à dívida, causando um efeito adverso relevante sobre seus resultados e negócios.

Os negócios da Companhia exigem gastos substanciais de capital e a Companhia depende dos fluxos de caixa de suas operações e da disponibilidade contínua de financiamento externo para executar seu programa de investimentos.

A expansão da capacidade da Companhia e a manutenção de seus ativos, infraestrutura e equipamentos exigem gastos substanciais de capital. A Companhia não pode assegurar que gerará fluxos de caixa suficientes ou que terá acesso a financiamento externo suficiente para financiar suas despesas de capital orçadas.

Se a Companhia não conseguir cumprir seu programa de dispêndio de capital, poderá não conseguir manter ou aumentar a eficiência de sua capacidade de geração, o que potencialmente afetará a sua operação e resultados financeiros.

Eventual redução da classificação em rating de crédito da Companhia pode, entre outros fatores, afetar adversamente o acesso e/ou o limite das linhas de financiamentos futuros, elevar o custo de capital ou incluir cláusulas restritivas nos contratos financeiros da Companhia e/ou de suas controladas e sociedades investidas, conforme o caso.

As agências classificadoras de risco desempenham um papel importante na avaliação da solvabilidade de devedores, nacionais, supranacionais e estrangeiros. Ao publicar a avaliação de risco de crédito, elas contribuem para diminuir a assimetria de informações entre os participantes no mercado de capitais.

A Companhia pode ser adversamente afetada pela percepção dos investidores quanto aos riscos relacionados à classificação de crédito da dívida soberana do Brasil, que se baseiam em uma série de fatores, incluindo tendências macroeconômicas, condições fiscais e orçamentárias, métricas de endividamento e a perspectiva de mudanças em qualquer desses fatores.

Os *ratings* fornecem ao mercado informações sobre a qualidade de crédito das empresas. Se investidores classificam empresas por *ratings*, empresas com notas menores terão um custo de capital maior. Igualmente, podem influenciar os

relacionamentos com clientes e empregados, a operacionalização de seu negócio, como também a habilidade de contratar ou manter suprimentos de longo prazo, bem como contratos de financiamento.

A Companhia é classificada pela agência classificadora de risco Moody's Local Brasil, que atribui, uma nota AAA com perspectiva estável à Companhia sob o aspecto nacional.

Caso o *rating* seja rebaixado devido a qualquer fator externo, desempenho operacional ou níveis de dívida elevados, poderá afetar adversamente o acesso e/ou o limite das linhas de financiamentos futuros, elevar o custo de capital ou incluir cláusulas restritivas nos contratos financeiros da Companhia, bem como das controladas e das sociedades investidas da Companhia.

A Companhia poderá precisar de capital adicional no futuro, que poderá ser captado com a emissão de valores mobiliários, o que poderá resultar em uma diluição da participação do investidor nas ações de emissão da Companhia.

A Companhia poderá emitir mais ações ou valores mobiliários conversíveis ou permutáveis em ações da Companhia no futuro a fim de levantar capital, fazer aquisições ou para diversas outras finalidades. Emissões adicionais das ações ordinárias da Companhia poderão ser realizadas de acordo com o exercício ou a conversão de títulos de dívida conversíveis, bônus de subscrição, opções de compra de ações ou outros prêmios de incentivo em ações. Essas emissões poderão não contemplar direitos de preferência aos acionistas da Companhia em algumas situações estabelecidas na Lei das Sociedades por Ações, o que poderá diluir a participação do investidor no capital social da Companhia.

Além disso, a Companhia também poderá realizar incorporações ou outras operações semelhantes no futuro que poderão diluir a participação do investidor no capital social da Companhia. Qualquer parceria estratégica, emissão ou colocação das ações ordinárias da Companhia e/ou valores mobiliários conversíveis ou permutáveis por ações ordinárias da Companhia poderá afetar o preço de mercado de suas ações ordinárias e poderia resultar em uma diluição da participação societária do investidor.

A construção, o desenvolvimento, expansão e operação das instalações e equipamentos de geração de energia da Companhia envolvem riscos significativos que podem afetar adversamente seus negócios, resultados operacionais e situação financeira.

A construção, o desenvolvimento, a expansão e a operação de instalações e equipamentos para a geração de energia da Companhia, bem como a conclusão de projetos dentro dos prazos e orçamentos, envolvem riscos inerentes ao negócio, quais sejam:

- Atrasos na obtenção de permissões e aprovações pelos órgãos competentes;
- Indisponibilidade, atrasos, quebra e perda de materiais, equipamentos e materiais;
- Indisponibilidade de mão-de-obra ou de empresas prestadoras de materiais e serviços de qualidade que atendam ao cronograma previsto;
- Insolvência e baixa performance de fornecedores;
- Inadimplência de clientes e consumidores;
- Recursos que comprometam os níveis de geração, incluindo questões regulatórias, ambientais, hidrológicas e/ou climáticos;
- Interrupção do fornecimento;
- Descumprimentos de legislação ambiental, social e direitos humanos;
- Fraudes, corrupção ou outros crimes relacionados também ao descumprimento de código de ética;
- Não atendimento de diretrizes e boas práticas de governança corporativa;
- Atrasos na regularização fundiária ou indenizações e morosidade nos processos fundiários;
- Interrupções no trabalho, incluindo greves, paralisações e outras disputas trabalhistas;
- Resistências locais ou sociais que causem interferência às operações;
- Eventos externos, tais como crise sanitária, pandemia, conflitos e guerras;
- Complexidade na integração de diferentes sistemas, projetos ou condições imprevisíveis;
- Eventos de natureza ambiental, incluindo eventos climáticos extremos e desastres ambientais;

- Falhas de segurança das barragens;
- Atrasos na construção e na operação, ou custos excedentes não previstos;
- Custos com compra de energia elétrica e eventuais restrições ao seu repasse;
- Mudanças nos subsídios atualmente existentes;
- Acessos indevidos aos sistemas operacionais;
- Aumento nas perdas de energia elétrica;
- Ações judiciais que impeçam ou prejudiquem as operações;
- Mudanças regulatórias com impacto na operação e decisões de investimentos;
- Indeferimento da concessão para operação comercial pelo órgão regulador;
- Eventual não reconhecimento de investimentos realizados e/ou exigência de renúncia à indenização para renovação das concessões;
- Sobrecustos de operação e manutenção, incluindo variação de preço dos equipamentos ou matéria prima;
- Indisponibilidade de financiamentos;
- Atrasos, incluindo os processos de licenciamento, provocados por entraves arqueológicos, ambientais e fundiários; e
- Acidentes com funcionários próprios, terceiros e comunidade.

Tais riscos podem comprometer o andamento dos projetos, bem como os compromissos para geração de energia, que pode afetar adversamente a Companhia, suas controladas e/ou sociedades investidas, caso seja necessário a reposição da energia esperada nos PPAs (*Power Purchase Agreement*), os quais poderão impactar negativamente os resultados financeiros e operacionais da Companhia, bem como a sua capacidade de implementar o seu plano de negócios.

O atraso na conclusão das obras pode causar custos adicionais para a Companhia, além de impactar negativamente a receita proveniente da comercialização de energia. Para as geradoras comprometidas com contratos de comercialização de energia no Ambiente Regulado, o não atendimento ao início da operação comercial pode acarretar penalidades, como as dispostas nas Resoluções ANEEL nº 846/2019 e 1009/2022, incluindo, mas não se limitando, a revogação do ato de outorga e/ou resolução do contrato de comercialização de energia. Também a comercialização de energia no Ambiente Livre poderá ser impactada por atrasos na entrada em

operação comercial do empreendimento, conforme condições e penalidades estabelecidas em contratos de compra e venda de energia.

Além disso, o atraso na operação comercial de empreendimentos de geração pode ensejar a execução parcial ou total da garantia de fiel cumprimento oferecida à ANEEL ou a CCEE, conforme o caso previsto nos respectivos editais.

As receitas que as controladas da Companhia auferem em decorrência da implementação, operação e manutenção das suas instalações de geração, distribuição e transmissão de energia elétrica, estão relacionadas à disponibilidade dos serviços prestados, e qualquer dificuldade operacional ou interrupção não prevista, incluindo aquelas causadas por eventos que não estão sob seu controle, como fenômenos naturais ou intempéries, eventos extremos em decorrência das mudanças climáticas, poderá impactar negativamente a receita das controladas da Companhia, além de impactos reputacionais e políticos.

Os projetos de energia renovável e outras iniciativas da Companhia enfrentam incertezas consideráveis, incluindo desafios de desenvolvimento, operacionais e regulatórios.

Os projetos de geração de energia por fontes eólica, solar e de armazenamento de energia por meio de baterias estão sujeitos a riscos substanciais. As tecnologias utilizadas neste tipo de projetos são recentes e estão em constante evolução, o que pode resultar em desafios para manter a competitividade dos projetos no longo prazo.

Além disso, a geração de energia a partir de projetos eólicos e solares podem estar sujeitos a restrições sistêmicas definidas pelo Operador do Sistema Elétrico (ONS) como da redução da demanda da carga do SIN ou limitações no sistema de transmissão entre os submercados, resultando em volatilidade nos níveis de produção e rentabilidade. Por exemplo, para os projetos eólicos da Companhia, as estimativas de recursos eólicos são baseadas na experiência histórica, quando disponível, e em estudos realizados por uma consultoria independente, e não refletem necessariamente a produção real de energia eólica em um determinado ano.

Como resultado, esses tipos de projetos de energia renovável enfrentam riscos consideráveis em relação ao negócio principal da Companhia, incluindo o risco de que regimes regulatórios favoráveis expirem ou sejam adversamente modificados.

Adicionalmente, no estágio de desenvolvimento ou aquisição, os projetos enfrentam riscos inerentes às características do setor, como o baixo estágio de maturidade dos projetos e experiência limitada das empresas com operação de projetos. Como resultado, a capacidade de estimar com precisão os resultados reais de desempenho podem ser comprometidos, levando à possibilidade de os projetos não atingirem os resultados esperados. Além disso, por serem frequentemente intensivos em capital e muitas vezes dependerem de financiamento de terceiros, a obtenção dos recursos necessários pode ser desafio adicional que podem impactar ao desenvolvimento de novos projetos e afetar negativamente sua situação financeira e os resultados operacionais.

Os resultados da Companhia podem ser adversamente impactados de forma relevante pela volatilidade cambial ou pela falha em executar a política de hedge cambial.

A Companhia não tem controle sobre as oscilações do mercado financeiro e poderá falhar na execução da sua política de hedge cambial. Além disso, as operações de hedge expõem a Companhia a riscos de perdas financeiras em situações em que a outra parte do contrato de hedge venha a não cumprir com suas obrigações contratuais, ou em que ocorra um descasamento entre o preço subjacente ao contrato de hedge e o preço real das mercadorias ou da taxa de câmbio no momento da transação.

A realização de operações de hedge pode não ser suficiente para nos proteger dos riscos relacionados às atividades da Companhia e pode ocasionar perdas que afetem de forma relevante e adversa a sua capacidade de pagamento e seus resultados operacionais e financeiros.

Incidentes de segurança cibernética, incluindo ataques de invasão ao ambiente de tecnologia da Companhia, de suas controladas e/ou de suas sociedades investidas, podem resultar em danos às operações, à reputação e financeiros da Companhia, de suas controladas e/ou de suas sociedades investidas.

A Companhia, suas controladas e suas sociedades investidas dependem de forma relevante da manutenção, atualização e preservação dos ambientes de tecnologia e de automação para operação e eficiência dos processos de negócio relacionados a geração e comercialização de energia. Falhas internas nestes ambientes ou incidentes relacionados à segurança cibernética, incluindo: (i) a invasão dos sistemas de informações e plataformas de tecnologia da Companhia, bem como de suas controladas e/ou de suas sociedades investidas, por terceiros mal intencionados; (ii) a infiltração de agentes maliciosos, contaminação (intencional ou acidental) das redes e sistemas de terceiros com os quais compartilham dados; (iii) o acesso não autorizado aos sistemas críticos que suportam os processos de negócio; e (iv) o acesso indevido a informações confidenciais e/ou a dados de clientes, por pessoas dentro ou fora da Companhia, suas controladas e suas sociedades investidas, poderão ocasionar degradação dos sistemas, indisponibilidades totais ou parciais das operações, prejuízos à reputação e marca, perdas significativas de informações confidenciais e estratégicas, bem como prejuízos financeiros.

Nos últimos anos, ambientes de tecnologia de empresas e organizações foram alvos de ataques, por cibercriminosos. À medida que as tentativas de ataques continuam evoluindo em escopo e sofisticação, a Companhia, suas controladas e sociedades investidas poderá(ão) incorrer em custos significativos na tentativa de modificar ou aprimorar as medidas de proteção às suas redes e sistemas, ou em investigação e remediação de qualquer vulnerabilidade ou violação resultante de incidentes cibernéticos.

Se a Companhia, suas controladas e sociedades investidas não conseguirem efetivamente administrar seu risco de segurança cibernética, por exemplo, ao deixarem de atualizar seus sistemas e processos em resposta a novas ameaças, isso pode prejudicar a sua reputação e afetar de forma adversa seus resultados operacionais e sua condição financeira. Ainda, no caso de falha em cumprir com as leis e regulamentos aplicáveis, a Companhia, suas controladas e sociedades investidas poderão ser obrigadas a alterar suas práticas comerciais, políticas ou sistemas de uma forma que impacte de forma adversa seus resultados operacionais.

A Companhia, suas controladas e sociedades investidas poderão também estar sujeitas aos efeitos de incidentes cibernéticos envolvendo infraestruturas essenciais do Brasil. Seus sistemas de tecnologia da informação dependem de tal infraestrutura essencial, e qualquer incidente de segurança cibernética envolvendo tal infraestrutura essencial pode afetar negativamente sua capacidade de atender seus clientes. Como a Companhia, suas controladas e sociedades investidas não operam

tal infraestrutura essencial, elas possuem capacidade limitada para proteger seus sistemas de tecnologia da informação dos efeitos adversos de incidentes cibernéticos. Adicionalmente, mudanças sistêmicas fazem parte da rotina de grandes organizações, e a Companhia, suas controladas e sociedades investidas têm ciência de que tais ações podem, de maneira transitória, aumentar sua exposição a incidentes de segurança cibernética durante a transferência de dados ou mudanças processuais, que podem causar a desativação de seus sistemas de tecnologia da informação, incluindo sistemas utilizados para atender seus clientes. Qualquer um desses desenvolvimentos poderá ter um efeito adverso sobre seus negócios, resultados operacionais e condições financeiras.

O ambiente regulatório relativo à segurança cibernética, privacidade e questões de proteção de dados é cada vez mais complexo e pode ter impactos nos negócios da Companhia, incluindo aumento de riscos, custos e desenvolvimento das obrigações de Compliance. Os potenciais custos de Compliance, impostos por regulamentos e políticas, novas ou existentes, aplicáveis a Companhia, podem afetar seus negócios e podem ter um efeito adverso material em seus resultados operacionais.

Violações, falhas ou brechas dos sistemas de tecnologia da informação da Companhia podem acarretar vazamento de dados, impactando negativamente seus negócios.

A Companhia depende de diversos sistemas de informação para conduzir seu negócio, desde o processamento de informações financeiras e resultados operacionais, até ao atendimento de exigências regulatórias e ao cadastro de possíveis interessados em seus stands de vendas. Como a atividade core da Companhia está cerceada por diversos tipos de dados sensíveis e/ou confidenciais de clientes – podendo ter sido adquiridos em visitas ou na efetiva compra de empreendimentos – temos que uma eventual violação dos sistemas de tecnologia da informação poderia futuramente acarretar eventual vazamento destas informações, incorrendo em possíveis multas com a vigência da Lei Geral de Proteção de Dados Pessoais.

Companhia, suas controladas e sociedades investidas estão expostas aos riscos relacionados à utilização de mão de obra terceirizada, incluindo eventual responsabilização de natureza trabalhista e previdenciária.

A utilização de mão de obra terceirizada por parte da Companhia, suas controladas e sociedades investidas podem implicar na assunção de contingências jurídicas de natureza trabalhista e previdenciária.

A assunção de tais contingências, em muitos casos, é inerente à contratação de terceiros, uma vez que pode ser atribuída à Companhia, às suas controladas e/ou às suas sociedades investidas, na condição de tomadoras de serviços de terceiros, a responsabilidade pelos débitos trabalhistas e previdenciários dos colaboradores das empresas prestadoras de serviços, que pode resultar em reclamações trabalhistas individuais, bem como fiscalizações da Secretaria do Trabalho do Ministério da Economia e do Ministério Público do Trabalho e, conseqüentemente, eventual instauração de inquérito civil, assinatura de termo de ajustamento de conduta (TAC) e lavratura de auto de infração.

A ocorrência de tais fatos poderá afetar adversamente a reputação da Companhia, bem como de suas controladas e de suas sociedades investidas, limitar a capacidade de exercerem suas atividades e obter novos financiamentos junto a bancos públicos, bem como a sua situação financeira e os seus resultados.

Danos à reputação das sociedades investidas podem prejudicar seus negócios e perspectivas e, indiretamente, a Companhia.

As sociedades investidas são altamente dependentes da sua imagem e credibilidade no mercado para gerar negócios. Diversos fatores podem causar danos à reputação de referidas sociedades e provocar uma percepção negativa por parte de clientes, colaboradores, contrapartes, fornecedores, acionistas, investidores, órgãos reguladores, parceiros comerciais e outros stakeholders, como o não cumprimento de obrigações legais, vendas irregulares para clientes, envolvimento com fornecedores com postura ética questionável, publicidade negativa, vazamento de informações de clientes, má conduta de colaboradores e falhas de terceiros na gestão de riscos, o não cumprimento de responsabilidades sociais e ambientais e de obrigações legais e regulatórias impostas a suas atividades, entre outros.

Além disso, algumas ações significativas tomadas por terceiros, como concorrentes ou outros participantes do mercado, podem, indiretamente, abalar a reputação das sociedades investidas perante clientes, investidores e o mercado em geral. Se as sociedades investidas forem incapazes, ou percebidas como incapazes, de lidar adequadamente com essas questões, as Investidas podem estar sujeitas a

penalidades, multas, ações coletivas e investigações regulatórias, entre outros. Danos à reputação das sociedades investidas entre clientes, investidores e outros stakeholders podem afetá-las negativamente e, indiretamente, a reputação da própria Companhia.

Parte do relacionamento das sociedades investidas com seus clientes depende da interação direta por seus colaboradores ou representantes com tais clientes. Não é possível assegurar que os colaboradores das sociedades investidas sempre cumprirão as suas políticas internas e que os procedimentos internos efetivamente monitorarão e identificarão desvios de comportamento. Desvios de comportamento, como vendas irregulares e o uso inadequado de informações, podem ocorrer. Esses riscos podem causar atritos com clientes, necessidade de compensação ou reembolsos, litígios e, de acordo com sua extensão, expor as Investidas, e indiretamente, à Companhia a risco reputacional, a perdas financeiras e de credibilidade com o mercado e, conforme o caso, órgãos reguladores.

Companhia pode não ter capacidade de assegurar que todos os seus parceiros comerciais e contratuais, bem como os parceiros comerciais e contratuais de suas controladas e sociedades investidas, atuem em plena conformidade com as suas diretrizes éticas, política anticorrupção e com as leis antissuborno, antitruste e anticorrupção aplicáveis aos países em que atuam.

Como parte da condução dos negócios, a Companhia, suas controladas e sociedades investidas, estabelecem relações contratuais com terceiros de diversos portes e nacionalidades, dentro dos quais se enquadram fornecedores de materiais, prestadores de serviços, contrapartes na compra e venda de energia, instituições de pesquisa e desenvolvimento e demais *stakeholders*.

Em função dessa conjuntura, a Companhia pode não detectar, de forma imediata, todas as possíveis não conformidades frente ao seu Código de Conduta, sua Política de Compliance e Anticorrupção e seus normativos definidos para a execução dos contratos. Além disso, os processos de contratação da Companhia podem não ser suficientes para assegurar que esses terceiros e parceiros comerciais não tenham problemas relacionados à conformidade com as leis antissuborno, antitruste e anticorrupção, nas localidades em que atuam.

Os controles internos da Companhia, bem como de suas controladas e/ou de suas sociedades investidas, podem não ser suficientes e/ou totalmente eficazes para

detectar práticas inapropriadas ou erros na emissão das demonstrações financeiras, impactando adversamente a confiança dos investidores, bem como o valor dos investimentos em seus títulos e valores mobiliários.

Os controles internos da Companhia, bem como de suas controladas e/ou de suas sociedades investidas, podem não ser efetivos no sentido de detectar e mitigar todos os riscos inerentes ao negócio, dentre eles, o cumprimento de legislações, dos aspectos regulatórios e a condução e gestão de suas operações, bem como podem não ser suficientes e/ou totalmente eficazes para detectar práticas inapropriadas ou erros e distorções na emissão das demonstrações financeiras.

Qualquer falha de manutenção de controles internos eficazes sobre as demonstrações contábeis da Companhia, bem como de suas controladas e/ou de suas sociedades investidas, pode afetar de forma adversa a capacidade de divulgar adequadamente sua situação financeira e os seus respectivos resultados. Se os controles internos relacionados à divulgação de informações financeiras consolidadas não forem efetivos, ou se os auditores independentes determinarem que a Companhia, suas controladas e/ou suas sociedades investidas, apresenta(m) algum ponto fraco material ou deficiência significativa em seus controles internos referentes às suas respectivas informações financeiras, a Companhia pode vir a perder a confiança dos investidores na exatidão e integridade de tais relatórios financeiros, e sofrer impacto no valor de mercado de suas ações.

Adicionalmente, caso a Companhia, suas controladas e/ou sociedades investidas não consiga(m) remediar, de forma eficaz, qualquer fraqueza material em seus controles internos relacionados à divulgação de informações financeiras ou em implementar ou manter outros sistemas de controles efetivos requeridos das empresas de capital aberto, também poderia restringir o acesso da Companhia ao mercado de capitais.

A existência de quaisquer investigações, inquéritos ou processos de natureza administrativa ou judicial relacionados à violação de qualquer das leis e regulamentos voltados à prevenção e combate à corrupção, envolvendo a administração da Companhia, funcionários ou terceiros que agem em seu nome podem resultar em: (i) multas e indenizações nas esferas administrativa, civil e penal; (ii) proibição ou suspensão de nossas atividades; (iii) vencimento antecipado de contratos financeiros; (iv) rescisão de contratos de fornecimento celebrados com nossos clientes; e/ou (v) proibição de contratar com a administração pública, de

receber incentivos ou benefícios fiscais ou quaisquer financiamentos e recursos da administração pública.

Eventuais débitos oriundos de plano de benefícios ou previdências patrocinado pela Companhia, ou suas subsidiárias, poderão ser arcados por ela.

As empresas CESP e Auren Operações, subsidiárias da Companhia, patrocinam Planos de Suplementação de Aposentadorias e Pensão para seus empregados e ex-empregados e respectivos beneficiários, com o objetivo de suplementar os benefícios fornecidos pelo sistema oficial da previdência social ("Plano"). O Plano é composto por sub planos com diferentes modalidades de benefícios e formas de custeio e a Vivest é a entidade responsável por sua administração. Adicionalmente aos benefícios do Plano, a Companhia oferece aos seus empregados outros benefícios, como assistência médica e odontológica.

Se os ativos dos Planos forem insuficientes para atender às respectivas obrigações junto aos seus participantes, as Companhias poderão incorrer em custos adicionais no financiamento de déficits que podem ter efeito material adverso em seus resultados e condição financeira.

Além disso, havendo necessidade de aportes de capital para equacionamento de eventual aumento de provisões para benefícios de previdência, as Companhias poderão ser igualmente impactadas em seus resultados, geração de caixa e condição financeira.

Em 31/12/2024, o déficit atuarial correspondente exclusivamente à parcela da patrocinadora CESP, estimando com base na metodologia PREVIC, foi avaliado em R\$ 1.662,9 milhões. E para a patrocinadora Auren Operações, foi avaliado em 155,9 milhões.

A Companhia, suas controladas e sociedades investidas, poderão enfrentar situações de potencial conflito de interesses em negociações com partes relacionadas.

No curso normal das suas atividades, a Companhia, suas controladas e sociedades investidas celebraram contratos com partes relacionadas. Nesse cenário, as partes relacionadas à Companhia, às suas controladas e/ou às suas investidas, conforme

aplicável, podem ter interesses que não sejam alinhados aos interesses da Companhia, suas controladas e/ou suas investidas, conforme o caso.

Tais circunstâncias podem gerar situações de potencial conflito de interesses entre as partes. Caso essas situações de conflito de interesses se configurem, a Companhia, suas controladas e/ou suas sociedades investidas poderão sofrer impactos negativos em seus negócios, afetando adversamente suas atividades, situação financeira e resultados, bem como sua reputação frente a seus acionistas e demais *stakeholders*. Adicionalmente, caso a Companhia celebre transações com partes relacionadas em caráter não comutativo, trazendo benefícios às partes relacionadas envolvidas, os acionistas da Companhia poderão ter seus interesses prejudicados.

Para mais informações a respeito das transações com partes relacionadas da Companhia, vide item 11.2 deste Formulário de Referência ou consulte a Política de Transações entre Partes Relacionadas, divulgada no site de Relações com Investidores da Companhia, que contém diretrizes claras e rigorosas a respeito de tais transações.

A Companhia é uma sociedade holding e, portanto, está sujeita aos riscos de não renovação, ou de renovação em condições potencialmente desfavoráveis, dos contratos de concessão detidos por suas controladas operacionais, podendo ter seus negócios afetados negativamente.

Por ser uma holding, os resultados da Companhia dependem diretamente das operações, atividades e resultados das suas controladas. Dificuldades decorrentes da não renovação ou renovação em condições potencialmente desfavoráveis dos contratos de concessão detidos por suas controladas operacionais podem afetar os resultados dessas empresas e, por consequência, os da Companhia.

Na data deste Formulário de Referência, os principais contratos de concessão do grupo Auren ("Contratos de Concessão") foram celebrados pelas controladas da Companhia. Dessa forma, uma parte significativa dos bens da Companhia e do seu resultado operacional está vinculado à tais concessões. Esses bens 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, de acordo com os termos das concessões as quais as subsidiárias da Companhia administram e com a legislação atualmente em vigor. Essas limitações

podem reduzir significativamente os valores disponíveis aos acionistas da Companhia em caso de liquidação, além de poderem ter um efeito negativo na capacidade da Companhia de obter financiamentos, uma vez que restringe as formas de garantias a serem eventualmente oferecidas pela Companhia para tais financiamentos de forma a obter melhores condições comerciais e viabilizar tais operações, e afetar o negócio e a condição financeira da Companhia.

Os Contratos de Concessão celebrados pelas controladas da Companhia estão sujeitos a rescisão antecipada, o que poderá resultar em impactos adversos nos resultados da Companhia e suas controladas, aplicação de multas, outras sanções administrativas e, em casos mais graves, na própria rescisão da concessão.

Os negócios de geração de energia da Companhia e suas controladas são conduzidos de acordo com a legislação brasileira e com os Contratos de Concessão celebrados com o governo brasileiro, por intermédio da ANEEL.

Conforme dispõe a Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 ("Lei de Concessões"), uma concessão está sujeita à rescisão antecipada em algumas circunstâncias, a saber: descumprimento total ou parcial do Contrato de Concessão, expropriação pelo governo brasileiro que seja determinada como de interesse público (encampação), rescisão solicitada judicialmente pela concessionária, anulação do contrato de concessão, falência ou liquidação da concessionária, e também caso a concessionária não cumpra o plano de resultado e correção das falhas e transgressões imposto pela ANEEL.

Em caso de rescisão antecipada dos Contratos de Concessão, todos os bens reversíveis, direitos e privilégios transferidos à Companhia retornarão ao Poder Concedente, conforme previsto nos respectivos editais e contratos. Também, haverá a imediata assunção do serviço pelo Poder Concedente, procedendo-se aos levantamentos, avaliações e liquidações necessários. Além disso, não há garantia de que a Companhia receberá indenização do governo brasileiro com relação aos ativos que não tiverem sido totalmente amortizados. Qualquer pagamento de indenização recebida pela Companhia poderá ser inferior ao valor residual dos ativos devolvidos ao governo brasileiro. Assim, a Companhia pode não ser indenizada pela perda de lucros futuros relacionados aos ativos de concessão. Ademais, tal pagamento poderá ser postergado por muitos anos. Caso os Contratos de Concessão da Companhia e suas controladas sejam rescindidos por razões

atribuíveis a elas, o valor de indenização a ser pago pode ser substancialmente reduzido por meio da aplicação de multas ou outras penalidades. A Companhia não pode garantir que a indenização a ser recebida na hipótese de rescisão dos Contratos de Concessão ou reversão dos seus ativos será adequada ou paga pontualmente.

A rescisão antecipada dos Contrato de Concessão, a reversão de ativos e outras formas de intervenção governamental, bem como a aplicação de sanções à Companhia e suas controladas, poderão afetar negativamente a situação financeira e os resultados operacionais da Companhia e das suas controladas.

A Companhia é uma sociedade *holding* e não pode assegurar em quais condições e critérios receberá indenização do governo brasileiro com relação aos ativos de suas controladas operacionais que não tiverem sido totalmente amortizados ou depreciados.

A Lei 8.987/1995, em seu artigo 36, determina que a reversão no advento do termo contratual far-se-á com a indenização das parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido.

Adicionalmente, o artigo 20, do Decreto nº 2.003/1996, prevê que, no final do prazo da concessão ou autorização, os bens e instalações realizados para a geração independente e para a autoprodução de energia elétrica em aproveitamento hidráulico passarão a integrar o patrimônio da União, mediante indenização dos investimentos ainda não amortizados, cujo montante será calculado com base nos valores dos investimentos posteriores, aprovados e realizados, não previstos no projeto original, e a depreciação apurada por auditoria do poder concedente.

Para a valoração dos bens reversíveis, dois métodos se destacam: (i) o Valor Original Contábil (“**VOC**”); e (ii) o Valor Novo de Reposição (“**VNR**”).

Sob o VOC, os bens são valorados a partir da atualização dos valores contábeis pelo índice IPCA das concessionárias, conforme previsto no Submódulo 2.3 dos Procedimentos de Regulação Tarifária da ANEEL (“**PRORET**”), sendo definido como VOC Atualizado.

Sob o VNR, os bens são valorados com base em seu valor atual de mercado e conforme o consignado no Submódulo 2.3 do PRORET, o VNR estabelece que cada ativo é valorado, a preços atuais, por todos os gastos necessários para sua substituição por idêntico, similar ou equivalente que efetue os mesmos serviços e tenha a mesma capacidade do ativo existente.

Não se pode garantir qual será, no momento do término da concessão, a metodologia a ser adotada pela ANEEL nem se esse método irá compensar a Companhia e suas controladas por todos os investimentos realizados até o fim das suas respectivas concessões. Desse modo, caso eventuais indenizações pagas pelo Poder Concedente às controladas da Companhia em virtude de reversões de bens forem menores do que o valor de mercado dos ativos revertidos, tais restrições poderão diminuir significativamente os valores a que os credores e acionistas da Companhia receberiam em caso de liquidação, bem como afetar adversamente os negócios da Companhia.

Decisões desfavoráveis em processos judiciais, administrativos ou procedimentos arbitrais podem causar efeitos adversos na reputação, nos negócios, na condição financeira e nos resultados operacionais da Companhia.

A Companhia, suas controladas e sociedades investidas são e podem vir a ser rés em processos judiciais, administrativos e arbitrais, nas esferas cível, tributária, criminal, ambiental, trabalhista e previdenciária, cujos resultados podem ser desfavoráveis e para os quais a Companhia, suas controladas e sociedades investidas podem não ter constituído provisões, podem ter constituído provisões parciais, ou podem incorrer em que as perdas sejam maiores do que as provisões que foram constituídas. Decisões contrárias aos interesses da Companhia, suas controladas e sociedades investidas poderão representar perdas financeiras e afetar adversamente sua reputação, seus negócios, sua condição financeira e seus resultados operacionais.

Adicionalmente, os administradores da Companhia podem vir a ser parte ou serem mencionados e/ou chamados a depor em processos judiciais, arbitrais e administrativos, seja nas esferas cível, tributária, regulatória, trabalhista, ambiental, concorrencial, criminal, entre outras, assim como em processos administrativos e procedimentos arbitral, cuja instauração e/ou resultados podem afetá-los negativamente, eventualmente impossibilitando-os ao exercício de suas funções na

Companhia e/ou afetando a reputação e negócios da Companhia direta ou indiretamente.

Para mais informações acerca dos processos envolvendo a Companhia ou seus administradores, vide itens 4.4 a 4.7 deste Formulário de Referência.

A Companhia poderá ser penalizada caso não apresente as devidas garantias financeiras para os contratos de venda de energia.

De acordo com o artigo 86, da REN ANEEL 957/2021, a constituição de garantias financeiras é condição necessária à adesão e à operação do agente de mercado no âmbito da CCEE. Com isso em vista, a efetivação dos registros de montantes de energia elétrica validados pelas contrapartes ocorrerá apenas quando suportados por garantias financeiras, montantes de geração medidos ou por outros montantes de compra já registrados e validados.

Os agentes que possuírem contratos de venda de energia e não constituam garantia financeira no montante informado pela CCEE estarão sujeitos à não efetivação do montante integral de energia dos seus contratos de venda de modo a compatibilizar a exposição financeira negativa com a garantia financeira constituída, além de pagamento de multa de 2% sobre o valor não aportado, redução dos volumes de energia contratada e/ou desligamento da CCEE, nos termos da REN ANEEL 957/2021. Dessa forma, a Companhia poderá ser penalizada caso não apresente as devidas garantias financeiras para os contratos de venda de energia.

A ocorrência de um desastre natural, ou a proliferação de uma enfermidade de forma generalizada em forma de surto, epidemia ou pandemia pode prejudicar significativamente os negócios, situação financeira e resultados operacionais da Companhia.

Desastres naturais, como incêndios ou inundações, o surgimento de surto, epidemia ou pandemia que afete a saúde das pessoas ou outros eventos, como guerras, atos de terrorismo, eventos políticos, acidentes ambientais, falta de energia ou interrupções na comunicação pode prejudicar significativamente os negócios da Companhia. A ocorrência de um desastre ou evento similar pode afetar significativamente os negócios e operações da Companhia. Esses eventos também podem resultar no fechamento temporário das instalações operacionais da

Companhia, o que prejudicaria gravemente suas operações e prejudicaria seriamente seus negócios, situação financeira e resultados operacionais.

As operações da Companhia também podem ser gravemente interrompidas se seus clientes, prestadores de serviços ou outros participantes forem afetados por desastres naturais, epidemias ou pandemias generalizadas de saúde, pandemias ou outros eventos importantes.

A Companhia, bem como as controladas e as sociedades investidas da Companhia, pode(m) não dispor de seguro suficiente para se proteger contra perdas substanciais.

Os negócios da Companhia, de suas controladas e de suas sociedades investidas estão sujeitos a vários riscos e perigos, incluindo acidentes, disputas trabalhistas, mudanças no ambiente regulatório, riscos ambientais e climáticos e outros fenômenos naturais. A Companhia, suas controladas e suas sociedades investidas poderão ser responsabilizadas por perdas e danos causados a terceiros, inclusive danos ambientais, nos quais os seguros contratados podem ser insuficientes para cobrir tais perdas e danos.

A Companhia, suas controladas e suas sociedades investidas poderão ser responsabilizadas, dentre outros, por: (i) perdas e danos causados a terceiros, em decorrência de falhas na construção, implementação e operação de seus ativos, que acarretem interrupções ou distúrbios no sistema de transmissão de energia; (ii) quaisquer danos causados ao meio ambiente ou a terceiros decorrentes do desenvolvimento de sua atividade; ou (iii) interrupções ou distúrbios que não possam ser atribuídos a nenhum agente identificado do setor elétrico.

Adicionalmente, a Companhia não pode garantir: (i) que as apólices de seguro contratadas serão adequadas ou suficientes em todas as circunstâncias ou que abranja a todos os riscos/sinistros que possam ocorrer durante o período de implantação e operação de seus ativos eólicos, hídricos e/ou solares; nem (ii) que as coberturas das apólices estarão disponíveis ou serão suficientes para cobrir eventuais danos decorrentes de sinistros relacionados a riscos inerentes às suas atividades, ou que a cobertura de seguros necessária estará disponível no futuro.

Além disso, caso qualquer dano sofrido em excesso a quantia de cobertura contratada ou de eventos não segurados ocorrer, a Companhia e/ou suas controladas e sociedades investidas, conforme o caso, arcarão com o impacto das perdas, podendo gerar um efeito adverso sobre suas condições operacionais e financeiras. A ocorrência de um sinistro significativo relativo a um risco não segurado ou não indenizável, parcial ou integralmente, ou cuja cobertura de seguro seja insuficiente, pode ter um efeito adverso na Companhia e/ou nas suas controladas e sociedades investidas e em seus respectivos resultados operacionais.

Outrossim, a Companhia não poderá assegurar: (i) que a Companhia, suas controladas e/ou suas sociedades investidas será(ão) capaz(es) de contratar e manter vigentes as apólices de seguro a taxas comerciais razoáveis ou em termos aceitáveis no futuro; ou (ii) que, quando do vencimento de suas atuais apólices de seguro, a Companhia, suas controladas e/ou suas sociedades investidas conseguirá(ão) renová-las em termos suficientes e favoráveis para si.

Estes fatores podem gerar um efeito adverso na situação financeira e operacional da Companhia, bem como de suas controladas e/ou de suas sociedades investidas, o que pode impactar seus resultados.

A não disponibilidade de ativos considerados atrativos para expansão do portfólio de geração de energia pode comprometer a estratégia de crescimento da Companhia e impactar de forma adversa o valor de mercado de suas ações.

A estratégia de expansão da Companhia depende, não exclusivamente, de fusões, aquisições ou oportunidades de implementação de novos empreendimentos de geração para aumentar sua disponibilidade de energia para operações de comercialização e equilíbrio de seu balanço energético. Caso não seja possível encontrar ativos considerados atrativos ou não chegar a um acordo com contrapartes interessadas nas negociações, pode haver comprometimento da estratégia de crescimento da Companhia podendo ocasionar perda de credibilidade no mercado e impacto negativo no valor de suas ações.

A Companhia pode ter suas operações e projetos paralisados total ou parcialmente, ou ainda ter prejudicada sua capacidade de obtenção de requisitos legais (licenças, alvarás, autorizações, outorgas, entre outros) para a implantação, manutenção e operação de seus ativos, em decorrência de ação ou omissão de agentes públicos.

Devido a sua atuação como geradora e comercializadora de energia, a Companhia possui interação com diversos agentes públicos nas esferas municipais, estaduais e federais e, caso a Companhia não seja capaz de conduzir e manter atualizado um mapeamento efetivo deste público de forma a estruturar uma agenda que permita a identificação preventiva de eventuais conflitos com tais agentes públicos, poderão ser materializados efeitos adversos materiais aos seus negócios.

A atuação da Companhia no setor de geração e comercialização de energia elétrica renovável demanda constante relacionamento com diversos agentes públicos nas esferas municipal, estadual e federal, incluindo órgãos ambientais, agências reguladoras, autoridades fundiárias, autoridades sanitárias, entes licenciadores e demais instâncias administrativas competentes. A obtenção e a manutenção de documentos essenciais à legalidade e continuidade das operações da Companhia — tais como licenças ambientais, autorizações de uso de solo, registros fundiários, outorgas de uso de recursos hídricos e alvarás de funcionamento — dependem de análises e decisões desses agentes, cujas condutas podem ser impactadas por fatores alheios ao controle da Companhia, como mudanças de interpretação normativa, alterações de governo, prioridades políticas locais, escassez de recursos humanos nos órgãos competentes ou até mesmo condutas omissivas ou arbitrárias por parte desses agentes.

A ausência de previsibilidade e uniformidade nas exigências e prazos para a tramitação dos processos administrativos pode representar risco relevante à execução dos cronogramas de implantação de novos empreendimentos, bem como à regularidade operacional de ativos existentes. Além disso, eventuais entraves administrativos ou disputas com agentes públicos podem comprometer o acesso a financiamentos vinculados à regularidade ambiental ou jurídica dos projetos, afetando negativamente a capacidade da Companhia de levantar recursos para seus investimentos estratégicos.

Caso a Companhia não seja capaz de conduzir e manter um mapeamento institucional efetivo desses agentes públicos, com o objetivo de estruturar uma agenda proativa de relacionamento e de antecipação de possíveis conflitos de interesse, poderá enfrentar obstáculos relevantes na condução de suas atividades. Tais obstáculos poderão se traduzir em atrasos ou paralisações de projetos, aumento de custos operacionais e jurídicos, redução da previsibilidade de seus fluxos de caixa, impactos reputacionais e, conseqüentemente, prejuízos materiais

aos seus resultados operacionais, financeiros e à geração de valor para seus acionistas.

Companhia, suas controladas e sociedades investidas estão sujeitas a riscos relativos ao não cumprimento da Lei Geral de Proteção de Dados, e poderão ser afetadas adversamente pela aplicação de sanções, inclusive pecuniárias.

A Companhia, suas controladas e sociedades investidas podem obter, armazenar, processar ou utilizar dados pessoais, tais como dados de clientes e colaboradores, no âmbito de suas operações comerciais.

Em 2018, foi sancionada a Lei Geral de Proteção de Dados (Lei nº 13.709/2018 – “LGPD”), que regula as práticas relacionadas ao tratamento de dados pessoais no Brasil.

A LGPD estabelece um novo marco legal a ser observado nas operações de tratamento de dados pessoais e prevê, dentre outras providências, direitos aos titulares de dados pessoais, bases legais que possibilitam o tratamento de dados pessoais, obrigações e requisitos relativos a incidentes de segurança da informação envolvendo dados pessoais, compartilhamento de dados pessoais, bem como prevê sanções para o descumprimento de suas disposições, assim como autoriza a criação da Autoridade Nacional de Proteção de Dados (“ANPD”), autoridade que será responsável por garantir a observância das normas sobre proteção de dados.

Com a entrada em vigor das sanções por meio da Lei nº 14.010/2020, caso a Companhia, suas controladas e sociedades investidas não estejam em conformidade com a LGPD, estarão sujeitas às sanções, de forma isolada ou cumulativa, conforme previsto no artigo 52 da lei, podendo ser, advertência, obrigação de divulgação da infração, bloqueio temporário, eliminação de dados pessoais, suspensão parcial do funcionamento do banco de dados a que se refere a infração pelo período máximo de 6 meses, suspensão do exercício da atividade de tratamento dos dados pessoais a que se refere a infração pelo período máximo de 6 meses, proibição parcial ou total do exercício de atividades relacionadas a tratamento de dados e multa de até 2% do faturamento da empresa, grupo ou conglomerado no Brasil no seu último exercício, excluídos os tributos, até o montante global de R\$ 50 milhões por infração.

Além disso, em caso de descumprimento da LGPD, a Companhia, controladas e sociedades investidas poderão ser responsabilizadas por danos materiais, morais, individuais ou coletivos causados e serem consideradas solidariamente responsáveis por danos materiais, morais, individuais ou coletivos causados.

Dessa forma, a ausência de medidas suficientes para proteção dos dados pessoais tratados pela Companhia, suas controladas e sociedades investidas, bem como a eventual inadequação à legislação aplicável, podem acarretar, conforme o caso em sanções como multas, divulgação do incidentes, eliminação dos dados pessoais da base e até a suspensão das atividades que versam sobre os dados pessoais, o que poderá afetar negativamente a reputação e os resultados da Companhia, de suas controladas e/ou de suas sociedades investidas e, conseqüentemente, o valor de suas ações.

Eventuais autuações administrativas e judiciais podem resultar em celebração, por parte da Companhia, suas controladas e/ou sociedades investidas, de termos de ajuste de conduta (TAC) ou Termos de Compromisso (TC).

O Ministério Público poderá instaurar inquéritos civis para investigar eventuais danos ou irregularidades que possam ser atribuídos às atividades da Companhia, bem como de suas controladas e de suas sociedades investidas, assim como promover Ações Cíveis Públicas (“ACP”) para recuperação de danos causados pela Companhia, suas controladas e/ou sociedades investidas, no desenvolvimento de suas atividades, especialmente no que se refere ao meio ambiente e área trabalhista, que vierem a ser identificados em fiscalizações. Tais ações podem, ainda, demandar reparações a direitos coletivos nas esferas cíveis ou trabalhistas, bem como instituir eventuais ressarcimentos a terceiros.

Em situações em que a Companhia, suas controladas e/ou sociedades investidas, for(em) parte em inquéritos civis ou ACP, poderá eventualmente figurar como compromissária em Termos de Ajustamento de Conduta (“TAC”) ou Termos de Compromissos (“TC”) perante o Ministério Público ou outro órgão competente, com assunção de obrigações específicas.

Por possuir natureza de título executivo extrajudicial, caso seja verificado o descumprimento, total ou parcial, dos termos convencionados no respectivo TAC ou TC, sejam eles novos ou existentes, em face da Companhia, suas controladas e/ou sociedades investidas, esta(s) poderá(ão) ficar sujeita a riscos e penalidades, tais

como o pagamento de multas, execução judicial do título e, ainda, judicialização de desacordos perante o Poder Judiciário.

Os bens das controladas e das sociedades investidas da Companhia vinculados aos contratos de concessão não estarão disponíveis para liquidação em caso de falência e não poderão ser objeto de penhora para garantir a execução de decisões judiciais ou servir como garantia em contratos de financiamento.

Segundo as leis brasileiras, os ativos da Companhia vinculados ao Contrato de Concessão Hidrelétrica deverão obrigatoriamente ser revertidos ao Poder Público ao final da concessão e não estão disponíveis para liquidação na hipótese de falência da Companhia e não podem ser utilizados como garantia na execução de qualquer decisão judicial, pois estão vinculados à prestação de um serviço público de caráter essencial.

Além disso, na hipótese de rescisão do Contrato de Concessão, incluindo como resultado de falência da Companhia ou de prestação inadequada de seus serviços, os ativos dedicados à prestação desses serviços previstos no Contrato de Concessão devem ser devolvidos ao governo brasileiro, de acordo com a lei brasileira e os termos do Contrato de Concessão. O pagamento de indenização do governo brasileiro poderá não ocorrer ou qualquer pagamento de indenização que a Companhia receber poderá ser inferior ao valor de mercado dos ativos que tiverem que ser devolvidos ao governo brasileiro.

Assim, o valor de mercado dos ativos disponíveis aos acionistas da Companhia na hipótese de liquidação poderia ser substancialmente inferior ao valor de mercado dos ativos revertidos ao poder concedente. Além disso, essas limitações podem afetar substancial e negativamente os negócios e a capacidade da Companhia de obter financiamentos, visto que esses ativos não podem ser utilizados como garantia.

A Companhia pode ser prejudicada se não for capaz de proteger e fazer valer seus direitos de propriedade intelectual ou se forem usados de forma irregular por seus parceiros, fornecedores ou terceiros. Além disso, a violação, pela Companhia, à propriedade intelectual de terceiros pode ter impactos negativos no resultado operacional da Companhia.

A Companhia pode ser prejudicada se não for capaz de proteger e fazer valer seus direitos de propriedade intelectual ou se tais direitos forem usados de forma irregular por seus parceiros, fornecedores ou terceiros.

Seus concorrentes, assim como quaisquer outras empresas ou indivíduos, podem ser, atual ou futuramente, titulares de direitos de propriedade intelectual relativos a tecnologias, produtos ou serviços semelhantes aos que a Companhia oferece ou planeja oferecer. Dessa forma, a Companhia não pode assegurar que tem ciência de todos os direitos de propriedade intelectual detidos por seus concorrentes ou terceiros, e nem que será bem-sucedida em processos judiciais em que tenha que defender seus direitos sobre propriedade intelectual relativa às tecnologias, produtos e serviços oferecidos por eles.

Caso uma decisão judicial ou arbitral determine que a Companhia tenha infringido qualquer direito de propriedade intelectual de terceiros, que não estejam dispostos a conceder uma licença em termos aceitáveis para a Companhia, a Auren pode ser impedida por esta ordem judicial ou arbitral de usar tal tecnologia, o que poderá afetar os seus resultados. Nesses casos, a Companhia pode ser forçada a revisar ou descontinuar, total ou parcialmente, produtos ou serviços que tenham infringido tais direitos. A emissão de uma ordem judicial ou arbitral ou a alteração ou suspensão de oferta de um produto ou serviços que se encontra em violação dos direitos de propriedade intelectual de terceiros poderá afetar adversamente a reputação, negócios, resultados operacionais, situação financeira e o valor dos valores mobiliários da Companhia.

Em relação à proteção da propriedade intelectual, a Companhia e suas subsidiárias possuem pedidos e registros de suas principais marcas perante o Instituto Nacional de Propriedade Industrial (“**INPI**”), além de registros para domínios perante o Registro.br. A Companhia não pode garantir que esses pedidos e registros sejam suficientes para a prevenção de apropriação/violação de sua propriedade intelectual, fazendo com que tenha que adotar medidas legais, extrajudiciais ou administrativas para protegê-la. Há também o risco, ainda que por omissão, da Companhia não conseguir obter ou renovar o registro de alguma de suas marcas em tempo hábil ou de que os seus concorrentes contestem ou invalidem quaisquer marcas, existentes ou futuras, registradas ou licenciadas.

A Companhia utiliza softwares licenciados de terceiros para prestar seus serviços, os quais podem não permanecer disponíveis para a Companhia e, portanto, podem

ocasionar dificuldades no fornecimento dos serviços até que um software equivalente seja licenciado ou desenvolvido.

A Companhia não pode assegurar, também, que seus parceiros e fornecedores, quando estiverem trabalhando com ela, oferecendo seus produtos e serviços, utilizem propriedade intelectual devidamente regularizada, mesmo garantindo penalidades em contrato caso estes produtos e serviços sejam violados.

Ademais, é possível que terceiros consigam copiar ou subtrair, por engenharia reversa, parcela dos produtos da Companhia ou de outra forma obter e utilizar sua propriedade intelectual, o que poderia prejudicar a posição competitiva da Companhia e reduzir o valor de suas marcas e produtos. Nesse caso, os negócios e resultados operacionais da Companhia poderão ser afetados negativamente. Cabe reforçar que a Companhia toma todas as devidas precauções para mitigar esse risco, tendo rigorosos processos de homologação de fornecedores e contratação de parceiros de negócio, além de contratos com cláusulas específicas que garante os direitos legais da Companhia.

Qualquer disputa ou litígio relacionado a ativos de propriedade intelectual pode ser oneroso e demorado devido à incerteza de conflitos dessa natureza.

A Companhia poderá ser demandada no futuro pelo sindicato que representa os empregados, sendo que uma condenação nestes processos poderá afetar adversamente os seus resultados.

A Companhia poderá vir a ser processada no futuro pelos sindicatos que representam seus empregados em demandas que podem envolver diversas questões de natureza trabalhista, tais como eventuais equalizações de benefícios pós-combinação de negócios. O sindicato pode mover processos contra a Companhia como representante dos empregados e, portanto, a amplitude dessas demandas poderá alcançar todos os empregados da Companhia. A Companhia não tem como prever quais demandas serão feitas pelo sindicato no futuro e quais serão os montantes envolvidos numa eventual condenação nestes processos. Uma condenação a pagamentos ou obrigações de fazer poderão impactar adversamente as atividades e resultados da Companhia. Adicionalmente, a publicidade dessa condenação poderá afetar negativamente a imagem da Companhia.

(b) Aos acionistas da Companhia, em especial os acionistas controladores

Os acionistas titulares de ações de emissão da Companhia podem não receber dividendos ou juros sobre o capital próprio em determinadas circunstâncias.

Em determinadas circunstâncias, a Companhia pode não ser capaz de distribuir dividendos ou distribuí-los em valor inferior ao dividendo mínimo obrigatório, incluindo nos casos de compensação do lucro líquido em decorrência de prejuízo no exercício social, ou ainda, de ocorrência de variações adversas nas taxas de juros e índices inflacionários da economia brasileira, em que podem ocasionar o aumento de suas despesas futuras com encargos de dívida e, conseqüentemente, impactar o resultado e os valores disponíveis para distribuição aos seus acionistas na forma de dividendos e outros proventos. Além disso, a Lei das Sociedades por Ações permite que uma companhia aberta suspenda a distribuição obrigatória de dividendos em determinado exercício social, caso os órgãos da administração informem à Assembleia Geral que a distribuição de dividendos é incompatível com a situação financeira da Companhia, observado o estabelecido na Lei das Sociedades por Ações.

Adicionalmente, em função de eventuais restrições previstas em contratos de financiamentos e/ou instrumentos de emissão de dívidas o pagamento de dividendos ou juros sobre o capital próprio poderá estar condicionado a determinados eventos, o que pode afetar a disponibilidade de caixa da Companhia e comprometer a sua habilidade de fazer distribuições de proventos aos acionistas da Companhia, impactando negativamente a expectativa de retorno no investimento dos acionistas.

O valor de mercado das ações da Companhia pode sofrer impacto adverso devido a movimentações relevantes de negociações realizadas por seus acionistas.

De acordo com a legislação aplicável, os acionistas da Companhia negociam livremente os valores mobiliários de emissão da Companhia e de sua titularidade no mercado de capitais. A Companhia não pode prever eventual efeito dessas negociações sobre o valor de mercado de suas ações, o qual pode ser impactado adversamente caso haja movimentações substanciais de seus valores mobiliários no mercado de capitais.

Os acionistas controladores da Companhia investem em outras sociedades em diferentes setores econômicos. Danos à reputação e imagem dos acionistas controladores da Companhia, inclusive aqueles causados por situações relacionadas às demais sociedades nas quais eles detêm participações societárias, podem prejudicar a reputação e imagem da Companhia.

Os acionistas controladores da Companhia detêm participações societárias em outras diversas sociedades que atuam em diferentes setores da economia, no Brasil e no exterior. Inclusive, em algumas dessas sociedades, os controladores não detêm o controle ou compartilham esse controle com terceiros.

Essas sociedades, os próprios acionistas controladores da Companhia, bem como as suas investidas, estão sujeitas a situações em seu dia-a-dia que podem afetar sua credibilidade em decorrência de vários fatores, internos ou externos, como o resultado desfavorável de processos judiciais e administrativos relacionados a obrigações legais e regulatórias, gestão de riscos, publicidade negativa, normas de saúde e segurança do trabalho, práticas discriminatórias e atos ilícitos, de corrupção ou com falta de ética, dentre outros, por parte de empregados, administradores, parceiros e fornecedores, que podem afetar negativamente seus negócios e sua condição financeira.

As operações dos acionistas controladores da Companhia e as suas investidas também estão sujeitas a incidentes, que podem afetar adversamente seus negócios, seus *stakeholders* e/ou sua reputação. Os efeitos negativos na situação financeira, reputação e imagem dos acionistas controladores da Companhia ou de suas investidas poderão afetar de forma adversa a situação financeira, os negócios e a reputação da Companhia.

A Companhia pode não ter adesão de seus acionistas em um eventual aumento de capital, o que poderá ter um efeito adverso sobre os seus resultados e as suas condições financeiras.

A Companhia poderá, no futuro, optar por captar recursos oriundos de capital próprio, por meio da emissão pública ou privada de ações e/ou títulos de dívida conversíveis ou não em ações. A captação de recursos adicionais, cuja fonte sejam os acionistas da Companhia, poderá não ter adesão de todos os seus acionistas. A captação de recursos por meio da emissão de ações de emissão da Companhia ou de títulos conversíveis em ações de emissão da Companhia poderá, nos termos da

Lei das Sociedades por Ações, ser feita com exclusão do direito de preferência dos acionistas e poderá, portanto, diluir a participação acionária dos acionistas no capital social da Companhia. Adicionalmente, nos casos em que haja direito de preferência, investidores podem por quaisquer motivos deixar de subscrever as ações ou títulos conversíveis em ações objeto da emissão, o que também poderá levar à sua diluição. Com isso, a Companhia poderá ter limitações em suas alternativas para captação de recursos e geração de caixa, afetando adversamente os seus resultados e condições financeiras.

Os interesses dos acionistas controladores da Companhia podem conflitar com os interesses dos demais acionistas, o que poderá afetar adversamente o resultado do investimento esperado por tais acionistas.

Os atuais acionistas controladores da Companhia têm poderes para, entre outros, determinar as políticas operacionais e as estratégias de negócios, eleger a maioria dos membros do Conselho de Administração, vender ou de alguma forma transferir ações que representem o seu controle por eles detidas e, portanto, e determinar o resultado de qualquer deliberação sobre os negócios da Companhia que exija aprovação de acionistas ou do conselho de administração, inclusive operações com partes relacionadas, reorganizações societárias, alienações e parcerias, observadas as exigências e as restrições legais e regulamentares para o exercício do direito de voto e aprovação de tais matérias, bem como o pagamento do dividendo obrigatório, nos termos previstos na Lei das Sociedades por Ações, ressalvadas as restrições impostas nos contratos financeiros celebrados pela Companhia e suas controladas.

Os acionistas controladores da Companhia poderão ter interesse em realizar aquisições, alienações, parcerias, buscar financiamentos ou operações similares, além de definir estratégias de negócios e aprovar orçamento anual, opiniões estas que podem diferir com as opiniões dos demais acionistas, não podendo se assegurar que os interesses dos acionistas controladores da Companhia estarão alinhados com os interesses dos demais investidores nas deliberações submetidas à assembleia geral de acionistas da Companhia, afetando adversamente o resultado esperado pelos acionistas. Além disso, os acionistas controladores da Companhia poderão celebrar financiamentos ou outras transações garantidas por parte ou a totalidade do capital social da Companhia por eles detido.

(c) Às controladas e coligadas da Companhia

A Companhia pode não ser capaz de extrair o montante de sinergias que planejou entre suas controladas e sociedades investidas, o que poderá afetar adversamente os seus resultados operacionais e financeiros.

O bom desenvolvimento operacional e financeiro da Companhia depende das sinergias com as suas controladas e sociedades investidas, que visam a redução de custos e despesas.

As sinergias entre a Companhia e suas controladas e sociedades investidas incluem, dentre outros aspectos: (i) economias em PMSO, através da redução das duplicidades de estruturas, da unificação de sistemas e da otimização de contratos; (ii) aumento da disponibilidade dos ativos eólicos adquiridos; (iii) diligência na gestão financeira, especialmente com relação ao endividamento.

A Companhia pode não ser capaz de extrair adequadamente as sinergias necessárias para diminuir seus custos, resultando em custos extraordinários para a Companhia, o que pode causar um efeito adverso para a Companhia.

Não há como assegurar que as concessões e/ou autorizações atualmente detidas pelas controladas e sociedades investidas da Companhia não serão objeto de eventual extinção antecipada em decorrência de uma das hipóteses previstas na legislação ou contrato, o que poderá afetar os resultados operacionais da Companhia e de suas controladas e sociedades investidas.

As controladas e sociedades investidas da Companhia são concessionárias de geração de energia elétrica produzida por fonte hidráulica e/ou detentoras de autorizações para: (i) comercialização de energia elétrica; e (ii) exploração de geração de energia elétrica oriunda de fonte, eólica ou solar, conduzem suas atividades de acordo com os contratos de concessão e as autorizações, conforme aplicável, celebrados/outorgados pelo Poder Concedente (União Federal) e em observância à legislação aplicável ao setor elétrico brasileiro, em vigor, além das normas e regulamentos pertinentes.

De acordo com a Lei nº 8.987/95, sobre concessão de serviços públicos, os contratos de concessão dispõem, em suas cláusulas essenciais, a respeito de objeto, prazo, obrigações da concessionária e hipóteses de extinção da concessão, além de penalidades aplicáveis, entre outras.

São as seguintes as causas de extinção da concessão, previstas nos contratos e que ensejam a reversão dos bens e instalações vinculados ao Poder Concedente: (i) advento do termo final da concessão; (ii) encampação; (iii) caducidade; (iv) rescisão (amigável ou litigiosa); (v) anulação no procedimento ou ato de outorga, decorrente de vício ou irregularidade; e (vi) falência ou extinção da concessionária. Além dessas hipóteses, a extinção da concessão pode decorrer de descumprimento contratual, legal ou regulamentar, ou, ainda, advir de expropriação pelo governo brasileiro determinada como de interesse público (denominada encampação).

As autorizações do Poder Concedente perdem sua validade quando do término do prazo fixado no respectivo ato autorizativo. No entanto, o Poder Concedente pode extinguir as autorizações antes do prazo fixado, no caso do cometimento de infrações que, de acordo com o previsto em regramentos específicos e a critério da ANEEL, impliquem prejuízo considerável ao desenvolvimento das atividades autorizadas ou configurem inadimplência do agente setorial, observado o direito à ampla defesa e o contraditório.

As controladas e sociedades investidas da Companhia podem não conseguir cumprir os termos dos contratos de concessão e dos atos autorizativos dos empreendimentos objeto de outorga em que são partes, o que poderia resultar em multas, outras sanções e, dependendo da gravidade do descumprimento, na rescisão ou revogação da outorga, o que pode impactar adversamente a Companhia.

Nos termos previstos nos contratos de concessão e nos atos autorizativos dos empreendimentos objeto de autorização de titularidade das controladas e sociedades investidas da Companhia, caso haja descumprimento de obrigações estabelecidas nos contratos, da legislação em vigor e das normas aplicáveis às respectivas atividades, poderá acarretar imposição de penalidades.

No âmbito da ANEEL, de acordo com a gravidade do descumprimento constatado pela Agência, em processo administrativo com garantia de contraditório e ampla defesa, e demais critérios aplicáveis, as penalidades podem ser as seguintes, conforme previsto pela Resolução Normativa nº 846/2019:

Para a determinação dos valores de multa, a ANEEL considera também fatores como abrangência, gravidade, danos resultantes para o serviço e para os usuários, a vantagem auferida e circunstâncias agravantes e atenuantes.

Ainda, é prevista na legislação a hipótese de intervenção temporária da ANEEL na concessão, de modo a assegurar a adequada exploração dos ativos de geração e o cumprimento das leis e regulamentos aplicáveis.

Configurada a hipótese de aplicação das penalidades descritas ou da intervenção pela ANEEL, pode haver impactos negativos nas atividades e condições operacionais, situação financeira e na imagem da Companhia, suas controladas e sociedades investidas, bem como na condição financeira da Companhia, resultados operacionais e a capacidade de adimplemento de obrigações contratuais.

A Companhia detém participação societária em sociedades nas quais terceiros também detém participação e os interesses da Companhia podem conflitar com os dos terceiros acionistas, o que poderá afetar adversamente os seus resultados operacionais e financeiros.

A Companhia detém participação societária em sociedades nas quais terceiros também detém participação societária, em estruturas de ações preferenciais e ações ordinárias.

A relação entre a Companhia e os terceiros poderá estar sujeita a procedimentos, termos e condições acordados no âmbito de acordos de acionistas, incluindo no que se refere ao exercício do direito de voto, eleição de administradores, distribuição de dividendos e transferência de participação.

Dessa forma, no caso das sociedades em que a Companhia detém controle, a condução dos negócios deverá observar as regras de governança estabelecidas nos respectivos acordos. Nos casos em que a Companhia não seja detentora do controle das sociedades, tais como participação minoritária e/ou de ações preferenciais sem direito a voto ou com voto restrito, a Companhia poderá não ter o poder de decisão sobre a condução dos negócios.

Nesses cenários, os interesses da Companhia podem conflitar com os de terceiros acionistas dessas sociedades. A Companhia não pode assegurar que os interesses

dos terceiros estarão alinhados aos interesses da Companhia e dos demais investidores, incluindo nas deliberações submetidas à assembleia geral de acionistas e aos órgãos da administração.

As controladas e sociedades investidas da Companhia detêm o direito de exploração de áreas para geração de energia e podem incorrer em perdas ou custos adicionais em função de não regularização fundiária, o que poderá afetar adversamente os seus resultados operacionais e financeiros.

Os ativos de geração de energia hidrelétrica detêm o direito de exploração atrelado à respectiva declaração de utilidade pública (“DUP”) para desapropriação dos terrenos necessários às suas atividades e a regularização fundiária fica a cargo do empreendedor, sendo que, em alguns casos, podem incorrer em custos adicionais em função da judicialização das desapropriações quando não há acordo comercial entre as partes pela indenização.

Para a implantação e operação dos ativos de geração de energia eólica e solar, são formalizados contratos (cessões de uso ou locações) que permitem a utilização dos bens imóveis de terceiros por meio de contrapartida financeira com a finalidade de implantação, operação e manutenção dos projetos de geração de energia. Os ativos de linha de transmissão (“LT”) detêm o direito de exploração atrelado à respectiva DUP para instituição de servidão de uso e passagem através dos imóveis impactados pela LT. Todos os imóveis utilizados para a implantação do ativo de geração eólica e solar (parque, subestação coletora, redes de média tensão, linha de transmissão e acessos) necessitam da regularidade fundiária ou DUP, sendo que estas são comumente uma obrigação para a comprovação da conclusão físico-financeira nos processos de financiamento dos projetos.

Em função das dificuldades enfrentadas no Brasil para a regularização fundiária relacionada à propriedade e/ou de uso dos imóveis, a Companhia, suas controladas e/ou sociedades investidas, conforme aplicável, pode(m) incorrer em perdas ou custos adicionais aos originalmente previstos, bem como pode não cumprir com os compromissos assumidos perante órgãos ambientais e Ministério Público e com a legislação aplicável, como a legislação relacionada ao cadastro ambiental rural ou a inviabilidade de implantação de um projeto de geração.

A ocorrência de fatos que interfiram no bom funcionamento dos ativos de geração das controladas e sociedades investidas pode afetar adversamente a situação

financeira da Companhia e seus resultados operacionais.

A ocorrência de eventos que impactem na operação e/ou manutenção dos ativos de geração, indisponibilidade de equipamentos em níveis superiores aos índices de desempenho de referência ou considerados nos respectivos planos de negócios, bem como as variações climáticas, poderão afetar adversamente a capacidade de geração energia das controladas e sociedades investidas da Companhia. Ocorrências relevantes, que podem causar a suspensão parcial ou total da operação comercial das usinas, poderão afetar a capacidade relativa às projeções ou obrigações decorrentes dos contratos de venda de energia, o que pode gerar um efeito negativo na situação financeira da Companhia e nos seus resultados operacionais.

(d) Aos administradores da Companhia

A Companhia pode não ser capaz de prevenir que administradores, colaboradores e terceiros, atuando em nome da Companhia, suas controladas e/ou sociedades investidas, se envolvam em situações caracterizadas como corrupção, fraudes ou práticas anticoncorrenciais, o que poderia expor a Companhia, os membros de sua administração e empregados a sanções administrativas e judiciais, bem como de afetar de maneira adversa o negócio da Companhia, podendo gerar danos à sua imagem.

A Companhia, suas controladas e sociedades investidas está(ão) sujeita(s) à legislação brasileira de combate à corrupção, o que inclui a Lei nº 12.846, de 1º de agosto de 2013, conforme alterada, e o seu regulamento segundo o Decreto nº 11.129, de 11 de julho de 2022 (“Lei Anticorrupção”), a Lei nº 8.429/1992 (“Lei de Improbidade Administrativa”) e a Lei nº 9.613/98 (“Lei de Prevenção à Lavagem de Dinheiro”), bem como a outras leis e regimes regulatórios sobre os referidos temas.

Essas leis exigem a adoção de procedimentos de integridade para mitigar o risco de que qualquer pessoa que atue em nome da Companhia, bem como de suas controladas e/ou de suas sociedades investidas, ofereça(m) vantagem indevida a um agente público, a fim de obter benefícios de qualquer natureza. A legislação brasileira aplicável (principalmente a Lei Anticorrupção) exige, entre outras, a manutenção de políticas e procedimentos destinados a impedir quaisquer atividades ilegais ou impróprias relacionadas com corrupção envolvendo entidades governamentais e seus funcionários que visem garantir vantagem comercial, bem

como a exigência da manutenção dos livros de registros de maneira precisa e um sistema de controles internos para garantir a exatidão dos livros e impedir atividades ilegais. Ainda assim, os mecanismos de prevenção e combate à corrupção, bem como os procedimentos atuais da Companhia, de suas controladas e sociedades investidas, podem não ser suficientes para assegurar que todos os seus administradores, colaboradores e terceiros que operam no interesse e benefício da Companhia, de suas controladas e sociedades investidas, atuem sempre em estrito cumprimento às leis e regulamentos voltados à prevenção e combate à corrupção.

A existência, atual ou passada, de quaisquer investigações, inquéritos ou processos de natureza administrativa ou judicial relacionados à violação de qualquer das leis acima referidas, em face da Companhia, bem como de suas controladas e/ou de suas sociedades investidas, seus administradores, colaboradores, ou terceiros que atuem em seu nome, pode resultar em: (i) multas, sanções e indenizações nas esferas administrativas, civil e penal; (ii) perda de licenças operacionais, com a decorrente responsabilização subsidiária ou solidária da Companhia, suas controladas e sociedades investidas; (iii) proibição ou suspensão das atividades da Companhia, bem como de suas controladas e/ou de suas sociedades investidas; (iv) perda dos direitos de contratar com o Poder Público, de receber incentivos ou benefícios fiscais ou quaisquer financiamentos do Poder Público; (v) erros ou ajustes contábeis; (vi) prejuízos monetários; e/ou (vii) danos significativos à reputação ou outros efeitos adversos. Todas essas circunstâncias podem ter um efeito adverso sobre a reputação da Companhia, bem como sobre suas operações, condição financeira e resultados operacionais e cotação de seus valores mobiliários.

A Companhia poderá não conseguir detectar ou prevenir: (i) o descumprimento da Lei Anticorrupção ou de leis semelhantes que versem sobre matérias de anticorrupção; (ii) eventual comportamento fraudulento ou desonesto cometido por seus acionistas, executivos, empregados, parceiros, representantes ou quaisquer terceiros contratados pela Companhia ou agindo em seu nome; ou (iii) qualquer outro comportamento que não seja coerente com os princípios éticos. A ocorrência de qualquer um de tais acontecimentos poderá afetar negativamente a Companhia, sua reputação e o preço de negociação de seus valores mobiliários.

Neste sentido, caso as condutas previstas na Lei Anticorrupção, ou leis semelhantes, ocorram, as autoridades reguladoras competentes terão o poder e a autoridade para impor multas e outras penalidades à Companhia, além do dever de buscar a reparação pelos danos eventualmente decorrentes dos atos ilícitos.

Além disso, os negócios e reputação da Companhia poderão ser afetados caso a Companhia, administradores, empregados e/ou terceiros contratados pela Companhia ou agindo em seu nome figurem como réus ou investigados por práticas de corrupção, fraude, improbidade, crimes econômicos, condutas anticompetitivas, dentre outras. 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 controladoras, controladas, coligadas ou consorciadas, que nesse caso poderiam afetar material e adversamente a reputação, negócios, condições financeiras e resultados operacionais da Companhia, ou a cotação de mercado de seus valores mobiliários de forma negativa.

Caso a Companhia, suas controladas e/ou sociedades investidas, colaboradores ou outras pessoas ou entidades associadas à Companhia, suas controladas e/ou sociedades investidas, sejam envolvidos em alguma dessas condutas indevidas em violação às leis anticorrupção aplicáveis, seu Código de Conduta ou Política de Compliance e Anticorrupção, a sua reputação, os seus negócios, as suas condições financeiras e os seus resultados operacionais podem ser adversamente impactados, bem como podem produzir um efeito adverso sobre o preço de negociação dos valores mobiliários de sua emissão.

A Companhia, suas controladas e sociedades investidas dependem da qualificação técnica de membros de sua administração e colaboradores chave para a gestão dos negócios e não pode garantir que será capaz de reter ou substituí-los por pessoas com mesma experiência e qualificação, o que poderá afetar adversamente os negócios da Companhia.

Parte do sucesso da Companhia, suas controladas e sociedades investidas, depende do conhecimento, das habilidades e dos esforços de seu atual quadro de administradores e colaboradores chave. Se administradores ou colaboradores chave optarem por não mais participar da gestão dos negócios da Companhia, suas controladas e/ou sociedades investidas, esta(s) pode(m) não identificar no mercado profissionais igualmente qualificados para substituí-los imediatamente. A perda de membros da administração e colaboradores chave, e a dificuldade de contratar profissionais com a mesma competência e experiência, poderão dificultar a condução dos seus negócios, ocasionar a redução de seu desempenho operacional e enfraquecimento de sua marca e, por conseguinte, gerar um efeito adverso aos

negócios da Companhia, suas controladas e/ou suas sociedades investidas, por um tempo determinado ou não e que não pode ser previsto pela Companhia antecipadamente.

(e) Aos fornecedores da Companhia

A Companhia, suas controladas e sociedades investidas dependem de terceiros para fornecer máquinas e equipamentos utilizados em suas instalações, bem como de serviços específicos de manutenção e implementação de novos ativos de geração, estando sujeita a eventual variação de preços, bem como à disponibilidade de entrega de tais máquinas, equipamentos e serviços, o que poderá afetar negativamente os seus resultados operacionais e financeiros.

A Companhia, suas controladas e sociedades investidas terceirizam alguns serviços de que necessita para desenvolver suas atividades e adquirir de terceiros as máquinas e equipamentos necessários. Eventuais falhas, atrasos ou defeitos na prestação desses serviços por terceiros subcontratados pela Companhia, suas controladas e sociedades investidas, bem como no fornecimento das máquinas ou equipamentos adquiridos poderão gerar atraso ou prejuízo a implementação de novos ativos de geração, o não cumprimento de condições declaradas ao Poder Concedente, colocando em risco a preservação das unidades geradoras das controladas e sociedades investidas da Companhia e reduzindo temporariamente a disponibilidade/capacidade de geração de energia elétrica das suas unidades geradoras, potencialmente ocasionando penalidades (inclusive o pagamento de multas) previstas em seus contratos de compra e venda de energia elétrica e reduzir temporariamente a capacidade de geração e fornecimento de energia, afetando as receitas e a imagem da Companhia, suas controladas e sociedades investidas.

Adicionalmente, devido às especificações técnicas e a especificidade de alguns dos equipamentos utilizados em suas instalações, a Companhia, suas controladas e sociedades investidas, em alguns segmentos de mercado, conta com um número reduzido de fornecedores. A Companhia, suas controladas e sociedades investidas, podem não garantir que não haja concentração de mercado e dependência de fornecimento.

Caso algum fornecedor descontinue a produção ou interrompa a venda de qualquer dos equipamentos adquiridos pela Companhia, suas controladas e sociedades investidas, pode não ser possível, imediatamente ou permanentemente, adquirir tais equipamentos ou manter os serviços prestados tempestivamente com outros fornecedores, com condições comerciais adequadas, podendo prejudicar suas atividades operacionais e implementação de novos ativos de geração, ocasionando um efeito adverso sobre os resultados operacionais e financeiros da Companhia.

O envolvimento de fornecedores de determinadas controladas e sociedades investidas em práticas irregulares pode resultar em multas e outras sanções e afetar adversamente os negócios, a imagem e os resultados financeiros de referidas empresas, e, conseqüentemente, da Companhia.

As controladas e sociedades investidas da Companhia podem não conseguir garantir que seus fornecedores cumprirão com as suas obrigações legais, regulatórias e contratuais (incluindo, por exemplo, leis contra o trabalho infantil ou análogo ao escravo). Caso seja verificado eventual envolvimento por parte de fornecedores e prestadores de serviços em práticas irregulares, tais ações podem resultar em multas e outras sanções. Essas situações podem afetar adversamente a imagem e negócios de referidas controladas e sociedades investidas, e, conseqüentemente, da Companhia.

A Companhia pode ser adversamente afetada por práticas irregulares de seus fornecedores em decorrência de responsabilização solidária por danos à proteção de dados pessoais por eles causados.

A Companhia não pode garantir que, dentre todos seus fornecedores, alguns não venham a apresentar fragilidades nos seus controles internos relacionadas ao tratamento de dados pessoais ou mesmo que não venham a se utilizar das práticas requeridas em lei e/ou controles internos relacionados para terem um custo mais baixo de seus produtos ou serviços.

Em determinadas circunstâncias, a Companhia pode ser responsabilizada solidariamente por práticas de seus fornecedores e prestadores que tratem dados pessoais em nome da Companhia, quando o tratamento estiver não conforme com a legislação ou quando os fornecedores e prestadores sofrerem incidentes de segurança que afetem dados pessoais de titulares relacionados à Companhia.

Eventual responsabilização solidária da Companhia poderá afetar adversamente seus resultados e atividades, e causar impactos à sua reputação.

(f) Aos clientes da Companhia

A Companhia, suas controladas e sociedades investidas estão sujeitas ao risco de inadimplência de seus clientes, podendo ocasionar impactos negativos nos resultados da Companhia, em sua situação financeira, bem como na sua geração de fluxo de caixa futuro.

O risco de inadimplência surge da possibilidade de a Companhia, suas controladas e sociedades investidas, virem a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes. Os recebíveis podem ser classificados em três grupos, com as seguintes características:

- i. recebíveis decorrentes da venda a concessionárias de distribuição, que têm as seguintes características: (i.a.) poucas empresas de distribuição de energia; (i.b.) a existência de garantias contratuais; (i.c.) o fato de serem concessionárias de serviços públicos de distribuição de energia sob fiscalização federal, inclusive sujeitas à intervenção da concessão; e (i.d.) não haver histórico de perdas significativas na realização de seus recebíveis;
- ii. recebíveis decorrentes da venda a consumidores finais, geradores ou comercializadores, com as seguintes características: (ii.a.) reduzido número de clientes; (ii.b.) o porte empresarial de seus clientes; (ii.c.) a análise prévia de crédito; e (ii.d.) a existência de garantias contratuais; e
- iii. recebíveis das operações liquidadas na CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, cujas eventuais inadimplências são rateadas aos agentes da CCEE.

Atualmente a Companhia vem expandindo a sua base de clientes, incluindo clientes de menor porte que podem apresentar uma maior probabilidade de se tornarem inadimplentes. Caso as compradoras de energia pleiteiem o reconhecimento de ocorrência de evento de força maior, é possível que a receita de sua comercializadora seja diretamente impactada. Caso haja dificuldade de recebimento de valores faturados e esperados pela Companhia, poderá haver impacto negativo

nos seus resultados, em sua condição financeira, bem como na geração de fluxo de caixa futuro.

Adicionalmente, o negócio de comercialização de energia está exposto a riscos sistêmicos que podem amplificar os efeitos da inadimplência no mercado. Erros no direcional das operações, especialmente em cenários de alta volatilidade de preços ou de mudanças abruptas nas condições de mercado, podem gerar perdas relevantes para diversos agentes de forma simultânea. Isso pode desencadear um efeito cascata de inadimplência, devido ao alto grau de interdependência entre os participantes do mercado de energia. Como o ambiente de comercialização opera em um sistema de liquidação centralizada, a inadimplência de um número significativo de agentes pode comprometer a liquidez do mercado e impactar negativamente a Companhia, mesmo que seus contratos específicos estejam adimplentes. Esse risco sistêmico pode afetar tanto os resultados operacionais quanto o valor de seus ativos de comercialização.

(g) aos setores da economia nos quais a Companhia atua

Condições meteorológicas desfavoráveis e demais fatores (ex.: GSF), poderão afetar substancialmente a geração de energia elétrica e, conseqüentemente, os resultados operacionais das controladas e sociedades investidas da Companhia.

O sistema de geração de energia elétrica brasileiro é formado por um sistema hidrotermoeólico de grande porte, com predominância de grandes empreendimentos hidrelétricos, os quais são dependentes do nível de armazenamento dos demais reservatórios, das condições hidrológicas nas diversas bacias do sistema e dos níveis de chuva. De acordo com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (“CCEE”), em 2024, aproximadamente 60% do suprimento de energia do Sistema Interligado Nacional (“SIN”) foi gerado por usinas hidrelétricas. Para as usinas eólicas existe uma forte dependência do regime de ventos da região Nordeste, que é impactado pelo posicionamento da Alta Subtropical do Atlântico Sul, que potencializa os ventos à medida que está mais próxima do continente. O período de verão e a passagem de frentes frias desloca este sistema para o oceano, diminuindo a intensidade dos ventos e favorecendo precipitação na região. Em períodos desfavoráveis, a redução da geração e um potencial impacto na revisão de garantia física, podem afetar a capacidade relativa às projeções ou obrigações decorrentes dos contratos de venda de energia e ocasionar uma perda nos resultados operacionais e conseqüentemente financeiros.

Em 2022, iniciamos a construção de projetos de geração de energia solar e híbrida, que combinamos as fontes eólica e solar. A geração solar tem grande dependência da irradiância, que está associada à nebulosidade. Nos meses de junho a agosto, são os meses com menor histórico de chuva e, portanto, maior probabilidade de atingir o máximo de geração, oposto dos meses de dezembro a fevereiro, quando há ocorrência de chuvas convectivas ou, até mesmo, de zonas de convergência. Nas estações de transição (primavera e outono) ainda pode haver influência de chuvas convectivas (em menor proporção do que no verão) e passagem de frentes frias, o que manteria o potencial de geração intermediário. Em 2023, concluímos a construção dos projetos de geração de energia híbrida, combinando as fontes eólica e solar, o complexo Sol do Piauí, conectado ao complexo eólico Ventos do Piauí I, e concluímos a construção do projeto de geração solar Sol de Jaíba, que teve a totalidade das usinas em operação comercial ao fim de setembro de 2024.

No âmbito dos ativos hidrelétricos, foi instituído o Mecanismo de Realocação de Energia (“MRE”), que tem como objetivo fazer com que todos os geradores participantes, dentre os quais estão incluídas todas as usinas geradoras por fonte hidráulica das controladas e sociedades investidas da Companhia, comercializem o montante de sua garantia física, independentemente de sua produção real, realocando e transferindo a energia excedente dos empreendimentos que geraram acima de sua garantia física para aqueles que geraram abaixo.

Quando o conjunto de usinas participantes do MRE não produz energia suficiente para atender ao somatório de suas respectivas garantias físicas, verifica-se uma situação de déficit (medido pelo risco hidrológico “GSE”) que resulta em exposições financeiras negativas para esses geradores, independentemente do nível de geração individual de cada usina.

Desta forma, a ocorrência de condições hidrológicas desfavoráveis nas bacias hidrográficas, em conjunto com a obrigação dos geradores de entrega da energia, pode resultar na exposição das controladas e sociedades investidas da Companhia ao mercado de energia de curto prazo ao Preço de Liquidação das Diferenças (“PLD”), cujos preços, nos períodos de condições hidrológicas desfavoráveis, tendem a ser elevados, podendo afetar substancial e materialmente seus negócios, condição financeira e resultados operacionais.

Além disso, períodos de estiagem podem resultar em racionamento de energia em todo o território brasileiro, como o ocorrido em 2001, quando, em decorrência da baixa média pluviométrica verificada nos anos anteriores, aliada à falta de planejamento e investimentos em empreendimentos de geração e a redução acentuada dos níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas, o Governo Federal implementou o Programa de Racionamento, que durou entre junho de 2001 a fevereiro de 2002 e que estabeleceu índices de redução de consumo de energia que variavam de 15% a 25% para consumidores industriais, comerciais e residenciais.

No futuro, o Governo Federal poderá adotar novas medidas para reduzir o consumo de energia, se a capacidade de geração no Brasil não aumentar para suprir o crescimento da demanda. Tais medidas, se adotadas, incluindo a redução do consumo de energia elétrica dos clientes da Companhia, as suas controladas e sociedades investidas, poderão ter efeito adverso sobre as condições financeiras e os resultados de operações da Companhia.

Além da hidrologia, a redução da demanda de energia elétrica e a maior participação de outras fontes de energia não despacháveis, tais como energia eólica e solar, podem resultar em redução da geração hidrelétrica e da mesma forma resultar na exposição ao PLD.

Para os ativos eólicos e solares, além da redução da demanda, a expansão acelerada dos empreendimentos de mini e microgeração distribuída e os limites de intercâmbio entre o Nordeste e as demais regiões do país podem ocasionar uma sobreoferta em regiões específicas, ocasionando cortes de geração (*curtailment*) que seguem as restrições impostas pelo ONS.

Alterações do preço utilizado para precificar as exposições no mercado de curto prazo poderão afetar negativamente a Companhia.

O PLD é utilizado para valorar os montantes energéticos liquidados no mercado de curto prazo, cujo cálculo é realizado pela CCEE, com base no Custo Marginal de Operação (“CMO”), por submercado e patamar de carga. O sistema elétrico brasileiro está dividido em quatro submercados, sendo eles: Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul.

O PLD é calculado com base no despacho ex-ante, ou seja, é apurado com base em informações previstas anteriores à operação real do sistema. O preço resultado do cálculo é utilizado para valorar toda a energia não contratada pelos agentes da CCEE.

O Despacho da ANEEL nº 3.625, de 16 de dezembro de 2024, estabeleceu os limites do PLD para o exercício de 2025, sendo o valor mínimo em R\$ 58,60/MWh, máximo estrutural R\$ 751,73/MWh, e o máximo horário em R\$ 1.542,23/MWh.

Os fatores que podem afetar o PLD incluem: condição hidrológica prevista e verificada, nível de armazenamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas, custo dos combustíveis das usinas termelétricas, variações na carga do SIN, disponibilidade de empreendimentos de geração e transmissão, alteração no cronograma das operações de novos empreendimentos de geração e transmissão e geração das pequenas usinas.

A ocorrência de qualquer um dos itens poderá provocar uma variação no valor do PLD, que poderá resultar em um aumento nos custos com a exposição energética levada ao mercado de curto prazo, podendo afetar o caixa da Companhia.

A atuação da Companhia no setor de geração de energia elétrica poderá ser prejudicada pela concorrência.

A Companhia concorre diretamente com outras companhias geradoras e comercializadoras no fornecimento de energia elétrica a consumidores livres e enfrenta concorrência de tais companhias nos leilões da ANEEL no ambiente regulado. Dessa forma, não há como assegurar (i) o sucesso nos leilões dos quais participa, o que pode prejudicar a expansão do seu portfólio; e (ii) o crescimento e/ou renovação de contratos existentes da Companhia no mercado de venda de energia para consumidores livres, o que pode impactar seus resultados operacionais e fluxo de caixa negativamente.

Concorrência entre fontes pode afetar os resultados operacionais da Companhia.

Com o crescente aumento da capacidade instalada de complexos eólicos no Nordeste, tem sido observado em alguns momentos uma concorrência de fontes no Sistema Interligado Nacional. Fontes não-despacháveis, como parques eólicos e

solares, e usinas hidrelétricas a fio d'água ou com alguma restrição de defluência mínima obrigatória, concorrem entre si em momentos de baixa demanda, proporcionando corte de geração das usinas eólicas e solares por parte do operador (*curtailment*), o que pode diminuir a receita dos geradores.

A estratégia de crescimento da Companhia está sujeita à fatores de mercado, pela regulação e pela crescente concorrência no setor de energia elétrica brasileiro.

A estratégia de crescimento da Companhia envolve a expansão de sua capacidade de produção de energia por meio da aquisição de ativos em operação e/ou o desenvolvimento de novos projetos. A existência de novos ativos para aquisição pode ser impactada por fatores de mercado e regulação, incluindo processos de autorização, concessão, licenciamentos e licitações promovidos pelos reguladores. Esta atividade também poderá ser prejudicada pela crescente concorrência na aquisição de projetos por terceiros. Eventual incapacidade de implementar sua estratégia de crescimento poderá causar um efeito adverso relevante sobre a Companhia e suas controladas.

O desenvolvimento de novos projetos da Companhia e de suas subsidiárias controladas, no setor de geração de energia elétrica com fontes renováveis, depende da expectativa de demanda e oferta de energia, de preços da energia, de custos de implementação e regulação setorial, incluindo estrutura de escoamento do sistema, aspectos que não estão sob gestão da Companhia e que podem ser significativamente diferentes do atual cenário.

Eventuais investimentos em novos projetos de geração de energia dependem, em parte, da expectativa de demanda e oferta de energia, seu impacto no preço da energia comercializada, além de aspectos gerais de regulamentação, custos de implementação de projetos, tais como oscilações cambiais e preços de commodities relacionadas, e infraestrutura disponível no sistema. Tais variáveis e estimativas podem não ocorrer ou, se ocorrerem, podem ocorrer de forma desfavorável o desenvolvimento e realização de novos investimentos, o que pode gerar efeito negativo nos negócios e da Companhia e de suas subsidiárias.

Adicionalmente, durante a fase de implantação de novos projetos de geração, a Companhia poderá incorrer em sobrecustos ou custos extraordinários e não orçados, o que poderá gerar efeito negativo no desempenho econômico-financeiro da Companhia.

(h) À regulamentação dos setores em que a Companhia atua

Eventuais alterações na legislação e regulação poderão afetar de maneira adversa os resultados operacionais da Companhia.

A Companhia, suas controladas e sociedades investidas estão sujeitas a uma abrangente legislação e regulamentação impostas pelos governos federal, estadual e municipal e por diversas autoridades reguladoras brasileiras, especialmente a Agência Nacional de Energia Elétrica – “ANEEL”, que regulamenta e supervisiona diversos aspectos das atividades das controladas e sociedades investidas da Companhia, e não tem como prever o efeito de eventuais alterações na legislação ou na regulamentação ora em vigor sobre seus negócios, projetos em desenvolvimento e resultados operacionais. Além da ANEEL, as controladas e sociedades investidas da Companhia atuam sob regulação e fiscalização do Ministério de Minas e Energia – MME, da Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico – ANA, e das agências reguladoras estaduais dos serviços públicos, que, sob delegação da ANEEL, podem atuar como fiscalizadoras das atividades da Companhia, suas controladas e sociedades investidas, além de instituições como a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

Desse modo, alterações na regulação vigente com efeitos na operação e atividades comerciais da Companhia, das suas controladas e sociedades investidas, como as que imponham o cumprimento de obrigações adicionais ou afetem seus contratos comerciais vigentes, podem impactar de forma adversa os resultados operacionais.

Bem como, qualquer alteração no modelo setorial e/ou na regulação vigente demandará necessidade de adaptação às novas regras e, por consequência, aos riscos inerentes, bem como seu respectivo controle, o que poderá gerar necessidade de caixa adicional para a adequação tempestiva e completa, causando impactos nos resultados da Companhia, das suas controladas e sociedades investidas.

Não há como prever, com razoável assertividade, a data de possível implementação e extensão dos efeitos das futuras reformas e alterações da legislação e regulação no setor elétrico e seus efeitos sobre a Companhia, suas controladas e sociedades investidas.

A implementação da estratégia de crescimento da Companhia, bem como a condução das suas atividades podem ser afetadas de forma adversa por ações governamentais, dentre as quais podem ser citadas:

A incapacidade de cumprir com as disposições de leis e regulamentos aplicáveis atualmente ou que venham a ser aplicáveis no futuro às atividades da Companhia, das suas controladas e sociedades investidas poderá sujeitá-las à imposição de penalidades, desde advertências até o pagamento de multas/indenizações em valores significativos, bem como a revogação de licenças ambientais ou a suspensão de operação comercial de usinas geradoras sob seu controle, ou da atividade de comercialização e até a caducidade da concessão, o que poderá causar um efeito adverso sobre a Companhia, suas controladas e sociedades investidas. Além disso, quaisquer alterações relevantes na legislação e/ou regulação existentes podem gerar custos significativos de controles internos e de outra natureza para cumprir com as novas regras, o que pode causar um efeito adverso sobre a Companhia, suas controladas e sociedades investidas.

Alterações na legislação tributária, incentivos fiscais, benefícios ou diferentes interpretações da legislação tributária podem afetar adversamente os resultados operacionais e financeiros da Companhia, suas controladas e sociedades investidas.

As autoridades tributárias têm frequentemente realizado alterações nos regimes fiscais que podem nos afetar e, em última análise, afetar a demanda pelos produtos comercializados pela Companhia, suas controladas e sociedades investidas. Essas medidas incluem mudanças e/ou majoração das alíquotas e na criação de tributos, temporários ou permanentes.

Em 20 de dezembro de 2023, foi promulgada a Emenda Constitucional nº 132/2023 que trouxe alterações significativas no sistema de tributação de bens e serviços, com a extinção de diversos tributos – IPI, PIS, COFINS, ICMS, ISS, para a criação do Imposto sobre Bens e Serviços (IBS), da Contribuição sobre Bens e Serviços (CBS) e do Imposto Seletivo (IS).

A aprovação da reforma tributária com alteração dos tributos incidentes sobre as operações e produtos comercializados pela Companhia, suas controladas e sociedades investidas, deverá afetar diretamente ou indiretamente os seus negócios

e resultados. A reforma tributária será implementada de forma gradual a partir de 2027, sendo plenamente aplicada, com substituição integral dos atuais tributos indiretos, apenas em 2033. Ainda, a regulamentação de alguns pontos da reforma tributária aguarda a edição de leis complementares, as quais, na data deste Formulário de Referência, ainda foram aprovadas.

Ainda, em dezembro de 2023, foi publicada a Medida Provisória nº 1.202/2023, que em sua redação original (i) revoga o regime da Contribuição Patronal sobre a Receita Bruta disciplinado nos artigos 7º a 10 da Lei nº 12.546/2011 a partir de 1º de abril de 2024 para todos os setores; e (ii) institui hipóteses de redução de alíquota da Contribuição Previdenciária Patronal ("CPP") incidente sobre a folha de pagamento (artigo 22, I, da Lei nº 8.212/1991) para certos setores, sendo que, a partir de 2028, a alíquota aplicável para a CPP passaria a ser de 20%, incidentes sobre a folha de pagamento.

A Medida Provisória nº 1.202/2023 tem validade de 60 dias, prorrogáveis por mais 60 dias, podendo durante esse período sofrer modificações propostas pelo Congresso Nacional no processo de sua conversão em lei ou inclusive ser rejeitada pelo Congresso Nacional, mantendo-se vigente o regime da desoneração da folha de pagamentos até 2027. Se convertida em lei com sua atual redação, a referida Medida Provisória pode impactar adversamente os negócios e os resultados da Companhia, suas controladas e sociedades investidas.

Não há nenhuma garantia de que a Companhia conseguirá manter seu fluxo de caixa projetado e sua lucratividade, após qualquer aumento nos tributos incidentes sobre as suas operações e de suas controladas e investidas.

Além disso, certas leis tributárias podem estar sujeitas a interpretações controversas pelas autoridades fiscais. Caso as autoridades fiscais interpretem as leis tributárias de forma incompatível com as interpretações da administração da Companhia, de suas controladas e/ou de suas sociedades investidas, os seus resultados operacionais e financeiros poderão ser adversamente afetados.

As controladas e investidas da Companhia podem ter reduzida a garantia física de energia elétrica assegurada atribuída às suas usinas, o que poderá afetar negativamente os resultados operacionais das controladas e investidas da Companhia, e por consequência, os resultados financeiros da Companhia.

A garantia física de energia de determinado empreendimento de geração, definida pelo Ministério de Minas e Energia, corresponde à quantidade máxima de energia elétrica associada ao empreendimento, seja para comprovação de atendimento de carga ou comercialização, por meio de contratos, nos termos da legislação vigente.

Conforme previsto no Decreto nº 2.655/1998, a cada 5 anos, ou na ocorrência de fatos relevantes, as garantias físicas das usinas hidrelétricas podem ser revisadas, observando-se o limite de redução de 5% a cada revisão, e o máximo de 10% de redução total na vigência do contrato de concessão respectivo.

Em caso de eventuais revisões da garantia física a serem impostas pelo Poder Concedente que ocasionem redução dos valores vigentes, os resultados financeiros e operacionais da Companhia, suas controladas e sociedades investidas, poderão ser negativamente impactados.

A Companhia, suas controladas e sociedades investidas podem ser penalizadas caso não consigam comprovar o lastro de energia necessário para cobertura de suas vendas na CCEE, o que poderá afetar negativamente os negócios, o fluxo de caixa e os resultados financeiros da Companhia.

As controladas e sociedades investidas da Companhia são autorizadas pela ANEEL a vender energia, em volume acima de sua garantia física, desde que tenham contratos bilaterais de compra para lastrear essas vendas, ficando sujeitas ao pagamento de penalidades caso não consigam comprovar o lastro de energia para cobertura de suas vendas, conforme dispostos nas Regras e Procedimentos de Comercialização da CCEE.

Além disso, a venda de energia sem lastro, seja pelas geradoras, seja por comercializadoras, também implica na compra de energia no mercado de curto prazo. As situações apresentadas podem impactar adversamente os negócios, o fluxo de caixa e os resultados financeiros da Companhia e de suas controladas e sociedades investidas.

A Companhia, suas controladas e sociedades investidas estão sujeitas a numerosas leis e regulamentações de segurança, saúde e meio ambiente que podem resultar em mais responsabilidades e mais dispêndios de capital.

A legislação de segurança, saúde e meio ambiente nas esferas federal, estadual e municipal, como também a fiscalização das agências governamentais responsáveis pela implementação desta legislação e políticas correlatas, requerem que a Companhia, suas controladas e sociedades investidas obtenham licenças ambientais para operação das unidades de geração de energia.

Além do licenciamento ambiental, o desenvolvimento das atividades está sujeito ao licenciamento imobiliário e ao de uso e operação, que devem ser obtidos, dentre outros, junto às autoridades competentes e ao corpo de bombeiros local, para cada uma das unidades da Companhia, suas controladas e sociedades investidas.

Os processos para obtenção, manutenção ou renovação dessas licenças, autorizações, alvarás e registros poderão se tornar mais dificultosos e poderão ser impostas novas licenças, autorizações, outorgas, regulamentações, alvarás e registros, ou mesmo restrições, pelas autoridades competentes, o que poderá afetar negativamente os resultados operacionais da Companhia, suas controladas e sociedades investidas.

Caso a Companhia, suas controladas e sociedades investidas não consigam obter, manter ou renovar tempestivamente os licenciamentos necessários para o desenvolvimento das atividades das usinas, tal fato pode fazer com que a Companhia, suas controladas e sociedades investidas, conforme o caso, incorram em custos adicionais, destinando recursos para o cumprimento de eventuais encargos adicionais, ou mesmo comprometer o regular desenvolvimento de suas atividades.

Agências governamentais podem aplicar sanções contra a Companhia, suas controladas e sociedades investidas, no caso de esta não cumprir com a legislação de segurança, saúde e meio ambiente. Estas sanções podem incluir, entre outras, a imposição de multas, o cancelamento de licenças e até mesmo a paralisação de obras e atividades.

Além disso, o não cumprimento desta legislação pode também acarretar sanções criminais contra a Companhia, suas controladas e sociedades investidas e seus respectivos administradores, independentemente da obrigação de reparar ou indenizar os eventuais danos causados, o que poderá afetar negativamente os

resultados operacionais e até mesmo a reputação da Companhia e de suas controladas e sociedades investidas.

A Companhia não pode garantir que irá obter e/ou manter válidas e/ou renovar tempestivamente todas as autorizações, licenças imobiliárias e ambientais e/ou licenças, permissões de uso e operação necessárias para o desenvolvimento das suas atividades ou que todos os imóveis utilizados em sua operação terão sua titularidade regularizada. A demora ou indeferimento, por parte dos órgãos licenciadores, na emissão ou na renovação de tais documentos, assim como a eventual impossibilidade de a Companhia atender às exigências estabelecidas por tais órgãos no curso do processo de licenciamento, poderão afetar adversamente os seus resultados operacionais.

O desenvolvimento das atividades da Companhia também está sujeito ao licenciamento imobiliário e ambiental, incluindo aquelas que tratam da regularidade das áreas construídas que hoje compõem suas instalações, cadastros perante órgãos e autarquias da administração pública federal, estadual e municipal e, também, de licenças e alvarás para funcionamento que devem ser obtidos junto aos órgãos reguladores competentes e ao respectivo corpo de bombeiros (AVCB), para cada unidade da Companhia. As licenças e autorizações possuem prazo de validade e devem ser renovadas de tempos em tempos, com ou sem o pagamento de taxas de renovação. Em razão das dificuldades e lentidão de alguns órgãos administrativos, a Companhia pode não conseguir obter todas as licenças e alvarás necessários ou, ainda, pode não obter as suas renovações de forma tempestiva. Atualmente, existem imóveis utilizados pela Companhia, tais como subestações que (i) possuem pendências a serem superadas para a emissão ou renovação das referidas licenças e autorizações; ou (ii) cuja titularidade encontra-se em nome de terceiros.

A falta de obtenção, manutenção ou renovação dessas licenças e/ou autorizações pode resultar em auto de infração, aplicação de multas, afetar adversamente a instalação enquanto uma licença estiver pendente e na interdição dos estabelecimentos irregulares da Companhia, com a interrupção total ou parcial de suas atividades. Ainda, na possibilidade de fechamento ou interrupção temporária de qualquer uma das unidades da Companhia, os seus negócios e resultados poderão ser afetados negativamente, incorrendo em custos adicionais o que poderá obrigá-la a desviar recursos para o cumprimento dos referidos encargos, ou comprometer o regular funcionamento de suas atividades. A não obtenção ou renovação do auto de vistoria do Corpo de Bombeiros (AVCB), por exemplo, implica não só na

possibilidade de aplicação de multas e de interrupção das atividades na usina irregular, como também no risco de a respectiva seguradora não indenizar a Companhia em caso de sinistro. Por fim, caso eventual sinistro venha a ocorrer em imóvel irregular, em especial sem o auto de vistoria do Corpo de Bombeiros e Alvará de Funcionamento, que resulte em vítimas ou feridos, isto poderá agravar a responsabilidade civil da Companhia e de seus administradores e a responsabilidade criminal dos seus administradores pelo acidente, bem como resultar em danos à imagem da Companhia, afetando negativamente os seus negócios e resultados.

O desenvolvimento de atividades em usinas da Companhia está sujeito a licenças, autorizações, alvarás e registros.

Além das licenças ambientais, o desenvolvimento das atividades da Companhia nas usinas hidrelétricas, parques eólicos e parques solares está sujeito à obtenção de autorização junto à ANEEL, registro da Companhia nos conselhos de classe, ao licenciamento imobiliário e ao de uso e operação, que devem ser obtidos, dentre outros, junto às autoridades competentes e ao Corpo de Bombeiros local, para cada uma das unidades da Companhia. Para mais informações, ver subitem 4.1(h) deste Formulário de Referência.

Os processos para obtenção, manutenção ou renovação dessas licenças, autorizações, alvarás e registros poderão se tornar mais difíceis e poderão ser impostas novas licenças, autorizações, outorgas, regulamentações, alvarás e registros, ou mesmo restrições, pelas autoridades competentes o que poderá afetar negativamente os resultados operacionais da Companhia.

Caso a Companhia não consiga obter, manter ou renovar tempestivamente os licenciamentos necessários para o desenvolvimento das atividades das usinas poderá (i) estar sujeita a aplicações de penalidades pelos órgãos competentes, tais como multas sucessivas, suspensão ou interrupção do desenvolvimento de suas atividades em uma ou mais usinas, embargo das obras e instalações e, conforme o caso, o fechamento, ainda que temporário, das usinas irregulares, o que poderá comprometer o regular desenvolvimento de suas atividades; (ii) suspensão temporária de participação em licitações para obtenção de novas concessões, permissões ou autorizações, bem como impedimento de contratar com a ANEEL e de receber autorização para serviços e instalações de energia elétrica; (iii) proibição

de celebrar contratos com a ANEEL; além de (iv) incorrer em custos adicionais destinando recursos para o cumprimento de eventuais encargos adicionais.

A suspensão da operação comercial pode resultar em efeito material adverso para as atividades da Companhia. Ainda, há o risco de a respectiva seguradora não indenizar a Companhia em caso de sinistro em uma usina irregular. Uma vez que o desempenho das atividades das usinas é considerado um fator relevante para o sucesso das operações, a falta ou a não manutenção dos licenciamentos necessários podem afetar negativamente sua capacidade de produção de energia.

O desenvolvimento de atividades em usinas da Companhia está sujeito a mudança na regulação que trata da metodologia de cálculo das tarifas de uso do sistema de transmissão e distribuição

Através da Resolução Normativa ANEEL nº 1.024 de 2022 e da Resolução Normativa nº 1.041 de 2022, foi dado fim a estabilização das tarifas de uso do sistema de transmissão - TUST e distribuição – TUSDg que passam a ser calculadas anualmente e estabelecidas dentre de uma banda móvel (limites mínimo e máximo), bem como foi aprovada uma nova metodologia de cálculo da TUST/TUSDg que intensifica o sinal locacional para que os agentes que mais usam a rede de escoamento do Sistema Interligado Nacional (SIN), paguem proporcionalmente mais pelo serviço.

A exceção para a desestabilização das tarifas são os projetos oriundos de Leilão de Energia Nova conectadas na transmissão, regulamentadas à época pela REN 559/2013, onde foram mantidas tarifas estabilizadas por toda outorga a serem reajustadas anualmente pela variação da inflação medida pelo Índice de Atualização da Transmissão - IAT.

Alterações na estrutura tarifária da TUST, tanto no locacional, quanto nas regras de desestabilização, podem representar um risco para a Companhia, pois podem ocorrer variações significativas nas tarifas atualmente vigentes para os empreendimentos existentes e já outorgados, com distanciamento representativo de sua tarifa original, a qual determinou a decisão de construir o empreendimento em determinado ponto de conexão da rede e de firmar seus contratos de venda de energia.

Tendo isso em vista, foi movida pelos agentes afetados em conjunto com a Associação ABEEOLICA pedido de liminar em agosto de 2022 para manutenção do direito adquirido de tarifa estabilizada e metodologia de cálculo anteriormente vigente para usinas em operação e projetos eólicos com aporte de garantia financeira a qual foi indeferida. Dado o indeferimento do pedido de liminar foi interposto recurso que ainda não foi julgado.

A Companhia, suas controladas e sociedades investidas poderão ser afetadas adversamente caso seja mantida decisão favorável a nova regra.

(i) Aos países estrangeiros em que a Companhia atua

Não aplicável, pois a Companhia atua somente em território brasileiro.

(j) Questões sociais

A Companhia, suas controladas e sociedades investidas poderão ser responsabilizadas por perdas e danos causados a terceiros em decorrência de rompimento ou falhas de barragens.

Eventual rompimento das barragens poderá causar danos sociais, econômicos, ambientais e à população. Nessa hipótese, a Companhia, suas controladas e sociedades investidas podem ser acionadas judicialmente com pedidos de indenização e serem levadas a realizar a reparação de eventuais danos causados, inclusive por meio de ações civis públicas, o que consequentemente pode afetar adversamente a situação operacional das controladas e sociedades investidas da Companhia, além de ocasionar impactos financeiros e reputacionais para a Companhia.

Na esfera administrativa, poderão ser aplicadas penalidades à Companhia, suas controladas e sociedades investidas pelos órgãos ambientais e reguladores responsáveis, além de exigências técnicas e penalidades que podem envolver o embargo e paralisação das suas atividades.

Conforme determinado pela Política Nacional de Segurança de Barragens (Lei nº 12.334/2010, revisada e alterada pela Lei 14.066/2020), cabe à Agência Nacional de

Energia Elétrica – ANEEL decidir quanto às exigências previstas na Política Nacional de Segurança de Barragens. Neste sentido, a ANEEL, na Resolução Normativa ANEEL nº 1.064/2023 (que sucedeu a REN nº 696/2015), estabeleceu os critérios para: (i) a classificação da categoria de risco e dano potencial associado das barragens; e (ii) a elaboração do plano de segurança (PSB) incluindo os seus volumes, tais como o Plano de Ação de Emergência (PAE) e a Revisão Periódica de Segurança (RPS).

A classificação quanto ao dano potencial associado (DPA) leva em consideração o volume total do reservatório, potencial de perdas de vidas humanas, impacto ambiental e impacto socioeconômico. A classificação da categoria de risco ocorre através da avaliação das características técnicas (CT), do estado de conservação (EC) das estruturas e da elaboração do plano de segurança (PS) dos empreendimentos.

Haja vista o contexto regulatório, as atividades das controladas e sociedades investidas da Companhia podem ser impactadas adversamente, o que pode vir a gerar custos adicionais em razão de leis e regulamentos mais restritivos com relação à operação de barragens.

Além disso, a Companhia, bem como suas controladas e sociedades investidas, seus administradores e funcionários poderão ser responsabilizados criminalmente pelo resultado do rompimento de suas barragens, o que poderá afetar negativamente a imagem e reputação da Companhia, suas controladas e sociedades investidas.

A Companhia, suas controladas e investidas estão sujeitas a conflitos com comunidades vizinhas e entidades organizadas da sociedade civil que podem afetar negativamente as atividades operacionais e a imagem da Companhia, bem como resultar em indenizações, que podem afetar negativamente os resultados financeiros da Companhia.

A operação de geração de energia elétrica, expansão e desenvolvimento de novos ativos de energia podem influenciar e gerar diversas mudanças no modo de vida de comunidades locais, em especial decorrentes de aspectos ambientais e alteração de pressão sonora, supressão de vegetação, alterações na paisagem, aumento na circulação de pessoas de fora das comunidades, sobrecarga infraestrutura e dos

serviços locais e, no caso da implantação de novos projetos, deslocamento de moradores e comunidade, no caso da implantação de novos projetos.

A Companhia pode não apenas não ser capaz de evitar esses potenciais impactos, como pode também não criar modelos de engajamento e desenvolvimento efetivos com as comunidades destas localidades para perceber os potenciais impactos de sua operação e adotar eventuais medidas de conscientização das comunidades ou mitigação dos impactos de suas operações. Caso esses impactos venham a ocorrer e a Companhia não tenha formas efetivas de engajamento com a comunidade local, a Companhia e suas controladas e/ou investidas podem se sujeitar a conflitos com a comunidade e/ou com entidades organizadas da sociedade civil, incluindo eventuais protestos, bloqueios de acessos e outras formas de manifestação, que podem afetar parcial ou totalmente as operações nessas localidades, bem como gerar danos à reputação da Companhia e de suas controladas. Ademais, a Companhia, suas controladas e investidas podem ser condenadas a realizar reparações por eventuais danos individuais ou coletivos causados por suas atividades, o que poderá afetar negativamente os seus resultados financeiros, além da sua reputação e dos seus resultados operacionais.

A Companhia poderá ser responsabilizada por impactos em sua própria força de trabalho e/ou na população devido a acidentes ou incidentes relacionados às suas atividades.

As atividades da Companhia, sejam na Operação e Manutenção dos parques de geração ou na construção de empreendimentos, podem resultar em acidentes ou incidentes para os trabalhadores e/ou para as comunidades que vivem próximas aos empreendimentos. Esses eventos podem ser causados por ocorrências naturais, erros humanos, falhas técnicas e outros fatores e podem resultar em danos à reputação, danos financeiros, penalidades para a Companhia, Diretores e membros do Conselho de Administração, e impacto na obtenção ou manutenção de contratos de concessão e licenças de instalação ou de operação.

Dada a natureza das atividades de geração de energia da Companhia, ela está sujeita a riscos associados à violação de direitos humanos.

Na condução de suas atividades, seja na fase de construção ou de operação, bem como nas atividades administrativas e parcerias com fornecedores e outros agentes, a Companhia pode ser associada direta ou indiretamente a violações de direitos

humanos em razão de fatores como: (i) desafios no monitoramento de cadeia de fornecedores e parceiros; (ii) operações diretas e indiretas em locais de instabilidade política, vulnerabilidade socioeconômica e falta de sistemas de proteções aos direitos humanos robustas; (iii) delicados processos de realocação de comunidades locais; (iv) perfil demográfico corporativo e cultura organizacional que não enfatiza a diversidade e igualdade; (v) externalidades negativas diretas e indiretas nas comunidades locais e tradicionais como, por exemplo, aqueles derivados do efeito estroboscópico e ruído com impactos em saúde; (vi) efeitos negativos nos resultados econômicos das comunidades locais e tradicionais com alteração de meios de subsistências como, por exemplo, impactos em pescas, pecuária, agricultura impactos no patrimônio cultural e dinâmica territorial local; (vii) assédio, discriminação, violação de liberdade de participar em associações de classe; e (viii) condições de trabalho análogas à escravidão e/ou inseguras e insalubres bem como a ausência de salário digno.

A Companhia pode não ser capaz de evitar determinados impactos negativos financeiros e reputacionais derivados de tais violações dos direitos humanos, podendo tais atos de violação ou até mesmo a percepção de violação podendo impactar adversamente a reputação e resultados das operações da Companhia.

(k) Questões ambientais

A ocorrência de danos ambientais envolvendo as atividades das controladas e sociedades investidas da Companhia pode gerar substanciais custos de recuperação ambiental, inclusive indenizações e sanções, que podem afetar adversamente os negócios da Companhia, das suas controladas e das suas sociedades investidas, sua reputação e o valor de mercado dos seus valores.

As atividades inerentes à geração de energia elétrica podem causar impactos significativos ao ambiente. A legislação federal impõe responsabilidade objetiva àquele que direta ou indiretamente causar degradação ambiental e, portanto, o dever de reparar ou indenizar os danos causados ao meio ambiente e a terceiros afetados, independentemente de dolo ou culpa. A legislação federal também prevê a desconsideração da personalidade jurídica da empresa poluidora, atribuindo responsabilidade pessoal aos administradores e aos acionistas, para viabilizar o ressarcimento de prejuízos causados à qualidade do meio ambiente. Como consequência, as empresas e

seus respectivos administradores poderão ser obrigados a arcar com o custo da reparação ambiental. A ocorrência de dano ambiental, o pagamento de indenizações ambientais, cíveis e/ou criminais substanciais ou despesas relevantes incorridas para custear a recuperação do meio ambiente poderá impedir, ou levar a Companhia, suas controladas e/ou suas sociedades investidas a retardar ou redirecionar planos de investimento em outras áreas, o que poderá afetar adversamente seus negócios, sua reputação, suas operações e sua imagem.

A Companhia, suas controladas e sociedades investidas estão sujeitas à extensa regulamentação ambiental. Caso não observem a regulamentação aplicável ou fiquem sujeitas à regulamentação mais rigorosa, poderão ter resultados operacionais, reputação e imagem afetados adversamente.

A Companhia, suas controladas e sociedades investidas estão sujeitas à extensa regulamentação ambiental e, caso não observem a regulamentação aplicável ou fiquem sujeitas à regulamentação mais rigorosa, os seus negócios poderão ser prejudicados.

A regulamentação ambiental abrange as esferas federal, estadual e municipal, a exemplo da Política Nacional do Meio Ambiente, prevista na Lei nº 6.938, de 31 de agosto de 1981, alterada pela Lei Complementar nº 140, de 8 de dezembro de 2011, e regulamentada pelo Decreto Federal nº 99.274, de 06 de junho de 1990, que estabelece o licenciamento ambiental para as atividades potencialmente poluidoras ou que utilizem recursos naturais, tais como a construção e operação de usinas hidrelétricas. A responsabilidade ambiental pode ocorrer em três esferas diversas e independentes:

- (i) administrativa;
- (ii) cível; e
- (iii) criminal.

A Política Nacional do Meio Ambiente, prevista na Lei nº 6.938, de 31 de agosto de 1981 impõe àquele que, direta ou indiretamente, causar degradação ambiental a obrigação de recuperar e/ou indenizar os danos causados ao meio ambiente e a terceiros afetados, independentemente da existência de culpa.

Além do risco de sanções tanto na esfera penal (pena de reclusão de um a quatro anos e multa) quanto na esfera administrativa, bem como o dever de reparar o dano na esfera civil, a existência de contaminação ambiental (solo e lençol freático) pode ter um impacto negativo sobre a imagem da Companhia, suas controladas e sociedades investidas, principalmente quando existe risco à saúde humana. A limpeza e o monitoramento dos processos de uma área contaminada são dispendiosos e demorados.

A legislação federal também prevê a desconsideração da personalidade jurídica da empresa poluidora, bem como responsabilidade pessoal dos administradores para viabilizar o ressarcimento de prejuízos causados à qualidade do meio ambiente. Como consequência, os sócios e administradores da empresa poluidora poderão ser obrigados a arcar com o custo da reparação ambiental.

As controladas e sociedades investidas da Companhia são obrigadas a obter aprovação de diversas autoridades governamentais para o desenvolvimento das atividades de geração e comercialização de energia, podendo novas leis ou regulamentos serem aprovados, implementados ou interpretados de modo a afetar adversamente seus resultados operacionais.

As novas normas ambientais podem fazer com que a Companhia, suas controladas e sociedades investidas incorram em custos significativos para cumpri-las e outras despesas adicionais, assim como podem proibir ou restringir severamente a consecução das atividades das controladas e sociedades investidas da Companhia.

Os custos para cumprir com a legislação atual e futura relacionada à proteção do meio ambiente, saúde e segurança, e eventuais contingências provenientes de danos ambientais e a terceiros afetados, ou nos termos indicados acima, poderão ter um efeito adverso sobre os negócios, a imagem, os resultados operacionais e a atual situação financeira das empresas.

Adicionalmente, a regulamentação ambiental que rege o setor de energia brasileiro pode se tornar mais rígida no decorrer do tempo, seja pela aprovação de novas normas ou por interpretações mais rígidas das leis e regulamentos existentes, causando atrasos nos projetos ou dificuldade em

obter todas as licenças e autorizações necessárias para o desenvolvimento das atividades da Companhia, suas controladas e sociedades investidas.

A ocorrência de qualquer de referidos eventos poderá exigir que a Companhia, suas controladas e sociedades investidas utilizem fundos adicionais para cumprir as exigências decorrentes de interpretações ou de novas normas, o que pode afetar adversamente seus resultados operacionais, reputação e imagem.

As atividades da Companhia, incluindo os equipamentos, instalações e operações, estão sujeitos a ampla regulamentação socioambiental que podem se tornar mais rigorosas no futuro e resultar em maiores responsabilidades e investimentos de capital.

As atividades da Companhia, incluindo os equipamentos, instalações e operações, estão sujeitos a ampla regulamentação ambiental, de segurança e saúde (em âmbito federal, estadual e municipal), a exemplo da Política Nacional do Meio Ambiente, prevista na Lei nº 6.938, de 31 de agosto de 1981, alterada pela Lei Complementar nº 140, de 8 de dezembro de 2011, e regulamentada pelo Decreto Federal nº 99.274, de 6 de junho de 1990, que estabelece o licenciamento ambiental para as atividades potencialmente poluidoras ou que utilizem recursos naturais, tais como a construção e operação de UHEs, PCHs, usinas fotovoltaicas, solares e eólicas.

Além disso, as atividades do setor de geração de energia podem causar danos ao meio ambiente, dentre eles: contaminações ambientais decorrentes do manuseio de equipamentos isolados a óleo, emissão de ruído, intervenção em áreas ambientalmente protegidas, poda e manejo inadequado de vegetação.

A Política Nacional do Meio Ambiente, prevista na Lei nº 6.938, de 31 de agosto de 1981 impõe àquele que direta ou indiretamente causar degradação ambiental a obrigação de recuperar e/ou indenizar os danos causados ao meio ambiente e a terceiros afetados, independentemente da existência de culpa. Além do risco de sanções tanto na esfera penal (pena de reclusão de um a quatro anos, suspensão de atividade e multa) quanto na esfera administrativa (multas variando de R\$5 mil a R\$50 milhões, valor máximo estipulado na legislação para infração ambiental e embargo), bem como o dever de reparar o dano na esfera civil, a existência de contaminação ambiental (solo e lençol freático) pode ter um impacto negativo sobre a imagem da Companhia, principalmente quando existe risco à saúde humana. A

limpeza e o monitoramento dos processos de uma área contaminada são dispendiosos e demorados.

A legislação federal também prevê a possibilidade de desconsideração da personalidade jurídica da empresa poluidora sempre que esta for empecilho ao ressarcimento do dano, bem como responsabilidade pessoal dos administradores para viabilizar o ressarcimento de prejuízos causados à qualidade do meio ambiente. Como consequência, os sócios e administradores da empresa poluidora sempre que esta for empecilho ao ressarcimento do dano poderão ser obrigados a arcar com o custo da reparação ambiental, caso a Companhia não consiga arcar com a obrigação de reparação do meio ambiente com seus próprios recursos.

O pagamento de substanciais despesas para recuperação do meio ambiente, adequações e indenizações socioambientais pode obrigar a Companhia a retardar ou redirecionar investimentos em outras áreas e ter um efeito adverso sobre os seus resultados e reputação. As agências governamentais ou outras autoridades podem, ainda, atrasar de maneira significativa a emissão ou renovação das licenças e autorizações necessárias para o desenvolvimento dos negócios de empresas do setor elétrico podendo causar atrasos em cronogramas de implantação de projetos. Qualquer ação neste sentido por parte das agências governamentais poderá afetar de maneira negativa os negócios do setor de energia elétrica e ter um efeito adverso para os negócios, resultados operacionais e condição financeira da Companhia.

Adicionalmente, as regulamentações socioambientais poderão ficar mais rigorosas no futuro, resultando em um aumento de investimentos necessários que poderá gerar um efeito adverso nos negócios, resultados operacionais, reputação e condição financeira da Companhia.

A ausência de outorgas para uso de recursos hídricos poderá afetar adversamente as atividades da Companhia.

A Lei Federal nº 9.433/1997 que instituiu a Política Nacional de Recursos Hídricos estabelece que os usos de recursos hídricos estão sujeitos à outorga de direito de uso por parte do Poder Público, seja para o aproveitamento do potencial hidrelétrico, a captação de um corpo d'água (ainda que de poço artesiano e/ou para consumo público), ou para o lançamento em corpo d'água, de esgotos e demais resíduos líquidos ou gasosos, tratados ou não, com o fim de sua diluição, transporte, disposição final, inclusive barragens.

De acordo com a Política Nacional de Recursos Hídricos, considera-se infração administrativa a execução de obras e serviços hidráulicos, derivação ou utilização de recursos hídricos de domínio ou administração da União sem a respectiva outorga do direito do uso de recursos hídricos, ou pelo não atendimento das solicitações feitas. Tais condutas ensejam a aplicação de penalidades, dentre as quais advertência, multa diária e/ou multa simples proporcional à gravidade da infração, sendo que em ambas, os valores aplicados podem variar de R\$50 milhões, além de embargo provisório ou definitivo, o que poderá afetar adversamente a situação financeira e os resultados operacionais da Companhia.

Tais sanções podem ser aplicadas independentemente da eventual necessidade de reparação de danos ambientais, como, por exemplo, no caso do lançamento de efluentes fora dos padrões ensejar a poluição do corpo d'água.

(I) Questões climáticas, incluindo riscos físicos e de transição

Uma parte significativa da energia gerada no Brasil é proveniente de usinas hidrelétricas e, conseqüentemente, o sistema elétrico brasileiro está sujeito às condições hidrológicas e ao risco de escassez de energia.

A energia hidrelétrica é a fonte de energia mais amplamente utilizada no Brasil, e parte das usinas operadas pelas controladas e sociedades investidas da Companhia geram energia através da fonte hidrelétrica. Segundo o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, a participação na potência instalada de fonte hidrelétrica representava aproximadamente 58% da matriz energética do Brasil em dezembro de 2023. A capacidade operacional das usinas hidrelétricas no Brasil depende fortemente dos níveis dos reservatórios e, conseqüentemente, das chuvas. Períodos estendidos de chuvas abaixo da média podem resultar em baixos níveis de reservatórios e baixa capacidade de operação hidrelétrica. As condições hidrológicas podem ser particularmente desafiadoras durante o período seco no Brasil, que normalmente ocorre entre maio e novembro.

Preocupações crescentes com as alterações climáticas podem levar à exigência de medidas regulatórias adicionais, que podem resultar em um aumento de custos para cumprimento destas regulações.

Regulamentações ambientais mais restritivas podem resultar na imposição de custos associados às emissões de Gases de Efeito Estufa (“**GEE**”), seja através de exigências por parte dos órgãos ambientais, seja por meio de outras medidas de natureza regulatória e ambiental. Devido à preocupação quanto ao risco das alterações climáticas, uma série de países, incluindo o Brasil, adotou ou está considerando adotar marcos regulatórios que, entre outras regras, visam a reduzir a emissão de GEE. Regulamentações sobre GEE poderão aumentar os custos da Companhia para estar em conformidade com a legislação ambiental. Tal situação poderá afetar os resultados operacionais e financeiros da Companhia.

(m) Outras questões não compreendidas nos itens anteriores

A intervenção do governo brasileiro na economia nacional por meio de modificações significativas em suas políticas e normas monetárias, fiscais, creditícias e tarifárias podem afetar adversamente os negócios da Companhia.

O Governo Federal exerceu e continua a exercer influência significativa sobre a economia brasileira, e realizar modificações significativas em suas políticas e normas monetárias, creditícias, tarifárias, fiscais e outras de modo a influenciar a economia brasileira. Essa influência, bem como a conjuntura econômica e política brasileira, poderão vir a causar um efeito adverso para a Companhia e para o valor de mercado das ações de sua emissão.

As medidas tomadas pelo Governo Federal podem controlar a inflação, além de outras políticas, normas e regulamentos, entre outras medidas, ocasionando aumentos das taxas de juros, mudanças das políticas fiscais, controles de preços, desvalorizações cambiais, controles de capital e limitações às importações.

A incerteza em relação à implementação de mudanças por parte do governo brasileiro e às diretrizes da política econômica pode criar instabilidade na economia brasileira e contribuir para a desconfiança dos agentes financeiros, aumentando a volatilidade no mercado de capitais brasileiro, bem como no preço dos títulos de emissores brasileiros.

A Companhia não tem controle sobre quais medidas ou políticas o Governo Federal poderá adotar no futuro, e não pode prevêê-las. Os seus negócios, sua situação financeira e os seus resultados operacionais, bem como o preço de mercado das

ações de sua emissão poderão ser adversamente afetados por modificações nas políticas.

A desvalorização em condições econômicas e de mercado, em geral, ou a percepção de risco em outros países, especialmente nos Estados Unidos, China, União Europeia, Reino Unido e países latino-americanos e de mercados emergentes, pode afetar negativamente a economia brasileira e o preço de mercado de valores mobiliários brasileiros, inclusive aqueles emitidos pela Companhia.

O preço de mercado de valores mobiliários de emissores brasileiros pode ser afetado por condições econômicas e de mercado em outros países, incluindo os Estados Unidos, países da União Europeia, Reino Unido, bem como outros países latino-americanos e de mercados emergentes. Embora as condições econômicas na União Europeia, Reino Unido, China e nos Estados Unidos possam diferir significativamente das condições econômicas do Brasil, as reações dos investidores a acontecimentos nesses outros países podem ter um efeito adverso sobre o preço de mercado de valores mobiliários de emissores brasileiros.

Os preços das ações negociadas na B3, por exemplo, são historicamente sensíveis a flutuações nas taxas de juros nos Estados Unidos, bem como a variações das principais bolsas dos Estados Unidos. Além disso, as crises em outros países de mercados emergentes podem diminuir o interesse de investidores em valores mobiliários de emissores brasileiros, incluindo as ações e demais valores mobiliários emitidos pela Companhia.

Uma eventual recessão e/ou desaceleração econômica global, especialmente nos Estados Unidos, União Europeia, Reino Unido, China e países de mercados emergentes, pode afetar negativamente a economia brasileira e por sua vez levar a uma menor atividade comercial e de consumo, bem como a um aumento em perdas e provisões para devedores duvidosos. Se as condições econômicas no Brasil piorarem devido, entre outros fatores, à redução do nível de atividade econômica, à desvalorização do Real, à inflação ou aos aumentos nas taxas domésticas de juros ou ao aumento no nível de desemprego, um maior percentual dos clientes da Companhia pode se tornar inadimplente, causando efeito adverso nos negócios da Companhia.

À medida em que problemas econômicos em países de mercados emergentes ou em outros lugares afetem o Brasil negativamente, o negócio e o preço de mercado

das ações e demais valores mobiliários emitidos pela Companhia também podem ser afetados negativamente. A diminuição do investimento estrangeiro no Brasil pode afetar negativamente o crescimento e a liquidez na economia brasileira, que, por sua vez, pode ter um impacto negativo sobre os negócios da Companhia.

A interrupção ou volatilidade nos mercados financeiros globais pode aumentar ainda mais os efeitos negativos sobre o cenário econômico e financeiro no Brasil, o que pode ter um efeito adverso sobre a Companhia.

Qualquer degradação na classificação de crédito do Brasil (rating) pode afetar adversamente o preço de negociação das ações da Companhia.

Os *ratings* de crédito afetam a percepção de risco dos investidores e, em consequência, o preço de negociação de valores mobiliários e custo em emissão futura de dívidas nos mercados de capitais.

As agências classificadoras de risco avaliam regularmente o Brasil e seus *ratings* soberanos com base em uma série de fatores, incluindo tendências macroeconômicas, condições fiscais e orçamentárias, métricas de endividamento e as perspectivas de alterações em qualquer um desses fatores.

Eventuais volatilidades e instabilidades no cenário político e econômico brasileiro, incluindo a contração do produto interno bruto (PIB), flutuações significativas do real em relação ao dólar norte-americano, aumento do nível de desemprego e redução dos níveis das despesas e da confiança do consumidor podem afetar significativamente a percepção do risco do Brasil pelas agências classificadoras de risco. Dessa maneira, em cenários em que a classificação de crédito soberano do Brasil seja avaliada abaixo do grau de investimento, os preços dos valores mobiliários emitidos por empresas brasileiras podem ser negativamente afetados. Qualquer degradação das classificações de crédito soberano do Brasil poderá aumentar a percepção de risco dos investidores e, como resultado, aumentar o custo futuro da emissão de dívida e afetar adversamente o preço de negociação dos valores mobiliários de emissão da Companhia.

A instabilidade econômica e política no Brasil pode afetar adversamente os negócios e resultados da Companhia, além do preço de negociação dos valores mobiliários de sua emissão.

O ambiente político do Brasil historicamente influenciou, e continua a influenciar, o desempenho da economia do país. Crises políticas constantemente afetaram a confiança dos investidores e do público em geral frente a economia brasileira, o que desestabiliza e resulta na desaceleração da economia e no aumento da volatilidade dos valores mobiliários emitidos por companhias brasileiras.

Recentemente, o cenário político e econômico brasileiro passou por altos níveis de volatilidade e instabilidade, incluindo a contração do Produto Interno Bruto (PIB), fortes oscilações do real em relação ao dólar americano, aumento do desemprego e menores níveis de gastos e confiança do consumidor. As incertezas em relação à implementação, pelo novo governo cujo mandato se iniciou em 2023, principalmente considerando que a maioria eleita para o legislativo federal é de partido de oposição do presidente eleito, de mudanças relativas às políticas monetária, fiscal e previdenciária, bem como o clima político instaurado após as eleições, com manifestações massivas e/ou greves, podem contribuir para a instabilidade econômica do país. Essas incertezas e novas medidas podem aumentar a volatilidade do mercado de títulos brasileiros.

Ainda, a recente instabilidade econômica no Brasil contribuiu para a redução da confiança do mercado na economia brasileira e para o agravamento da situação do ambiente político interno. Numerosos 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. A Companhia não pode prever se desenvolvimentos e investigações futuras causarão volatilidade econômica e política no Brasil, o que pode afetar adversamente o preço de negociação de títulos e valores mobiliários emitidos por empresas brasileiras, incluindo da Companhia.

A instabilidade política brasileira, a capacidade do atual governo de implementar políticas e reformas, bem como a percepção externa em relação à economia e ao ambiente político brasileiro, podem trazer incertezas e, portanto, aumentar a volatilidade do mercado de títulos e valores mobiliários brasileiros, podendo ter um impacto negativo nos negócios da Companhia e no preço de seus valores mobiliários.

A inflação e os esforços governamentais para combatê-la podem contribuir para um cenário de incerteza econômica, afetando adversamente a Companhia e o preço de mercado das suas ações.

O Brasil apresenta um histórico de altos índices de inflação. O governo brasileiro frequentemente intervém na economia brasileira e, de tempos em tempos, introduz mudanças significativas na política e nos regulamentos que, conseqüentemente, acabam resultando em elevadas taxas de juros.

A inflação e as medidas adotadas pelo governo brasileiro para combatê-la, principalmente por meio do Banco Central do Brasil, tiveram e podem voltar a ter efeitos consideráveis sobre a economia brasileira e sobre os negócios da Companhia. Dessa forma, as rigorosas políticas monetárias com altas taxas de juros podem prejudicar o crescimento brasileiro e a disponibilidade de crédito. Assim como as ações de combate à inflação e a especulação pública sobre possíveis medidas adicionais podem contribuir substancialmente para a incerteza econômica no Brasil e, conseqüentemente, enfraquecer a confiança dos investidores no Brasil, influenciando na capacidade de acesso da Companhia ao mercado de capitais.

A Companhia pode ser impactada por aumentos significativos na taxa de juros. Isto porque possui endividamentos atrelados à Taxa de Juros de Longo Prazo – (“TJLP”); emissões de debêntures corrigidas pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA (“IPCA”); e outros contratos indexados ao Índice Geral de Preços de Mercado (“IGP-M”) ou outros índices. Aumentos expressivos nas taxas de juros podem impactar direta e adversamente o resultado da Companhia.

O acesso aos mercados de capitais internacionais para empresas brasileiras é influenciado pela percepção de risco em outras economias emergentes, o que pode prejudicar a capacidade da Companhia de financiar suas operações.

As condições econômicas e de mercado em outros países de mercados emergentes, especialmente os da América Latina, podem influenciar o mercado de valores mobiliários emitidos por empresas brasileiras. Os resultados de problemas econômicos em vários países emergentes recentemente prejudicaram o entusiasmo dos investidores por títulos de emissores brasileiros. As crises produziram uma saída significativa de dólares do Brasil, fazendo com que as empresas brasileiras

enfrentassem custos mais elevados para a captação de recursos, tanto no mercado interno quanto no exterior, e impedindo o acesso aos mercados de capitais internacionais. Não pode haver certeza de que os mercados de capitais internacionais permanecerão abertos a empresas brasileiras ou que os custos de financiamento nesses mercados serão vantajosos para a Companhia.

Conflitos, invasões e guerras podem 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.

Os mercados globais estão experimentando volatilidade após a escalada das tensões geopolíticas, em particular em conexão com o conflito militar entre a Rússia e a Ucrânia e, também, na Faixa de Gaza e em Israel. Conflitos, invasões e guerras trazem como risco maior pressão inflacionária e a disrupção de determinadas cadeias produtivas, o que poderia impactar a economia brasileira. Diante das invasões indicadas acima, afloram-se as animosidades em muitas outras nações indiretamente interessadas nas questões, trazendo um cenário de altíssima incerteza para a economia global, o que poderá prejudicar o mercado de capitais e a economia brasileira.

Uma crise de liquidez internacional pode afetar a capacidade das empresas brasileiras, inclusive a Companhia, de acessar os mercados internacionais de crédito.

Uma crise de liquidez nos mercados de crédito internacionais poderia limitar a disponibilidade e aumentar o custo de empréstimos nos mercados de crédito americanos, europeus e asiáticos. Qualquer crise desse tipo poderia limitar o acesso de tomadores brasileiros, inclusive a Companhia, aos mercados de crédito nacionais e internacionais, e poderia ter um impacto direto nos futuros custos de captação da Companhia.

A instabilidade da taxa de câmbio poderá ter efeitos negativos sobre a economia brasileira e a Companhia.

O Real tem sido historicamente volátil e sofreu frequentes desvalorizações nas últimas três décadas. Em todo esse período, o governo brasileiro implementou vários planos econômicos e utilizou várias políticas de taxas de câmbio, incluindo

desvalorizações repentinas, minidesvalorizações periódicas (durante as quais a frequência de ajustes variou de diária para mensal), controles cambiais, mercados cambiais duplos e um sistema de taxas de câmbio flutuantes. Apesar da desvalorização do real a longo prazo ser normalmente atrelada à taxa de inflação no Brasil, a desvalorização do real a curto prazo resultou em variações significativas na taxa de câmbio entre o real, o dólar norte-americano e outras moedas. A taxa de câmbio real/dólar norte-americano divulgada pelo Banco Central foi de R\$ 5,2177, R\$ 4,8413 e R\$ 6,1923 por um dólar norte-americano no último dia útil dos anos de 2022, 2023 e 2024, respectivamente.

Não há garantia de que o real não apresentará desvalorização em relação ao dólar norte-americano ou outras moedas no futuro. A desvalorização do real também gera pressões inflacionárias adicionais no Brasil, que poderão afetar a Companhia negativamente.

O governo brasileiro pode impor controles cambiais e restrições significativas a remessas de divisas ao exterior, o que afetaria negativamente a capacidade de o investidor converter e remeter dividendos ou outras distribuições ou os recursos provenientes da venda de ações da Companhia, e sua capacidade de efetuar pagamentos de dividendos ou outras distribuições a investidores não brasileiros, e reduziria o preço de mercado de suas ações.

As leis brasileiras estabelecem que, em caso de graves desequilíbrios, o governo brasileiro poderá impor restrições temporárias a remessas para o exterior de recursos provenientes de investimentos no Brasil e à conversão de reais em moedas estrangeiras. A última vez em que o governo brasileiro impôs restrições desse tipo a remessas foi por um período breve em 1989 e no início dos anos 90.

A Companhia não pode garantir que o governo brasileiro não tomará medidas semelhantes no futuro. A aplicação de quaisquer referidas restrições à conversão e remessa de valores para fora do Brasil impediria ou prejudicaria a capacidade de o investidor converter dividendos ou outras distribuições ou os recursos provenientes de qualquer venda das ações ordinárias da Companhia em dólares norte-americanos e remeter dólares norte-americanos para o exterior, e a capacidade da Companhia de efetuar pagamentos de dividendos ou outras distribuições a investidores não brasileiros. A aplicação de quaisquer referidas restrições teria um efeito prejudicial substancial sobre o preço de mercado das ações da Companhia.

Seguem abaixo os 5 principais fatores da Companhia, dentre aqueles enumerados no item 4.1 deste Formulário de Referência, independentemente da categoria em que estejam inseridos:

1. *A combinação de negócios com a AES Brasil Energia S.A. (atual Auren Participações S.A.) pode não ser implementada com sucesso ou demandar maior nível de esforço, incorrendo em custos superiores aos esperados, prejudicando a extração de sinergias e outros benefícios esperados pela Companhia, pelos seus acionistas e pelo mercado.*
2. *A Companhia pode não ser capaz de cumprir o seu plano de desalavancagem na velocidade planejada, após a Combinação de Negócios.*
3. *A geração de energia elétrica da Companhia pode ser impactada por cortes de geração impostos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, o que pode afetar adversamente os resultados operacionais e financeiros da Companhia bem como a viabilidade de novos projetos.*
4. *Condições meteorológicas desfavoráveis e demais fatores (ex.: GSF), poderão afetar substancialmente a geração de energia elétrica e, conseqüentemente, os resultados operacionais das controladas e sociedades investidas da Companhia.*
5. *Eventuais alterações na legislação e regulação poderão afetar de maneira adversa os resultados operacionais da Companhia.*

Além dos riscos indicados no item 4.1 deste Formulário de Referência, a Companhia está exposta aos riscos de mercado decorrentes de suas atividades, especificamente: (i) risco cambial; (ii) risco de taxa de juros; (iii) risco de preço de mercado e volume; (iv) risco de moeda estrangeira; (v) risco de aceleração de dívidas; (vi) risco de crédito; (vii) risco de gerenciamento de capital e (viii) risco de liquidez.

Risco cambial

O risco cambial está associado à possibilidade de variação nas taxas de câmbio, o que afeta o resultado financeiro e os saldos indexados à moeda estrangeira.

Riscos de taxas de juros

A Companhia ou suas controladas possuem debêntures, empréstimos e financiamentos remunerados pela variação do DI, IPCA e TJLP, acrescidos de juros contratuais. Consequentemente, a Companhia está exposta à flutuação destas taxas de juros e índices, impactando suas despesas financeiras.

Em 31 de dezembro de 2024, as aplicações financeiras foram alocadas em certificados de depósito bancário e fundo de investimentos, rentabilizadas pelo CDI.

A tabela abaixo demonstra o montante de exposição líquida da Companhia aos riscos de taxas de juros em 31 de dezembro de 2024:

(Em milhares de R\$)	Em 31 de dezembro de 2024
Caixa e equivalentes de caixa	7.903.334
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	(27.598.882)
Total da exposição líquida	(19.695.548)

Os montantes de empréstimos, financiamentos e debêntures apresentados na tabela acima referem-se somente a instrumentos atreladas aos índices CDI, IPCA e TJLP e

não contemplam os saldos de custos de transação.

Com a finalidade de verificar a sensibilidade dos indexadores nos investimentos e nas dívidas aos quais a Companhia está exposta em 31 de dezembro de 2024, foram definidos cinco cenários diferentes para risco de taxa de juros e moeda estrangeira.

Para cada cenário foi calculada a receita e despesa financeira bruta, que representa o efeito esperado no resultado e/ou patrimônio líquido para um ano em cada cenário projetado, não levando em consideração incidência de tributos e o fluxo de vencimentos de cada contrato programado. A data base utilizada da carteira foi 31 de dezembro de 2024, projetando os índices para um ano e verificando a sensibilidade destes em cada cenário.

Com base nos dados disponíveis na B3 e na FGV, foi extraída a projeção dos indexadores CDI e IPCA para um ano e assim definindo-o como o cenário provável; a partir deste foram calculadas variações de 25% e 50% das aplicações financeiras e debêntures.

Caso ocorram altas nas taxas de juros e índices de preços que, porventura, possam originar restrições de liquidez para a Companhia, ou, ainda, que afetem negativamente a sua situação financeira e/ou a sua capacidade de pagamento, os resultados da Companhia, bem como a capacidade de pagamento de suas obrigações poderão ser afetados negativamente.

		Consolidado						
		Impactos no resultado						
		Cenário I						
		Cenários II & III						
Fatores de risco	Natureza da operação	Saldo	Cheque nas curvas de 31/12/2024	Resultados do cenário I	-25%	-50%	+25%	+50%
Taxas de juros								
BRL - CDI 12,15%	Equivalentes de caixa, aplicações financeiras e fundo de liquidez - conta reserva	5.475.957	151bps	82.414	(166.332)	(332.664)	166.332	332.664
BRL - CDI 12,15%	Equivalentes de caixa, aplicações financeiras e fundo de liquidez - conta reserva	2.427.377	175bps	42.479	(73.732)	(147.463)	73.732	147.463
BRL - CDI 12,15%	Empréstimos, financiamentos e debêntures (I)	8.070.629	151bps	(121.464)	245.145	490.291	(245.145)	(490.291)
BRL - IPCA 4,83%	Empréstimos, financiamentos e debêntures (I)	6.638.523	17bps	(11.379)	80.112	160.224	(80.112)	(160.224)
BRL - TLP 7,97%	Empréstimos, financiamentos e debêntures (I)	1.335.927	54bps	(7.203)	26.578	53.157	(26.578)	(53.157)
BRL - CDI 12,15%	Empréstimos, financiamentos e debêntures (I)	4.106.483	175bps	(71.863)	124.714	249.469	(124.714)	(249.469)
BRL - TLP 7,97%	Empréstimos, financiamentos e debêntures (I)	1.202.864	78bps	(9.382)	23.967	47.934	(23.967)	(47.934)
BRL - IPCA 4,83%	Empréstimos, financiamentos e debêntures (I)	6.067.819	17bps	(10.315)	73.269	146.538	(73.269)	(146.538)
Câmbio								
USD	Principal de instrumentos financeiros derivativos (II)	182.637	8,48%	266.967	(228.736)	(724.441)	762.672	1.258.376

Risco de preço de mercado e volume

A Companhia está exposta a diferentes riscos atrelados diretamente à sua operação de comercializadora de energia, sendo um dos principais o risco caracterizado por variações no preço e quantidade de energia.

O monitoramento da exposição ao risco de mercado para a Companhia tem como objetivo informar as devidas alçadas para tomada de decisão e definição de planos de ação, caso necessário.

Em relação aos contratos futuros de energia, o principal fator de risco que impacta na sua precificação é a exposição resultante da diferença entre os preços dos contratos futuros de compra e venda em relação aos preços de mercado. Tais exposições apresentam volatilidades consideráveis, sendo necessária uma métrica de sensibilização a fim de melhor caracterizar as possíveis variações no resultado da Companhia e de sua controlada Auren Comercializadora.

Dessa forma, objetivando avaliar a possível variabilidade do resultado da marcação a mercado dos contratos futuros de energia, foi realizada uma simulação balizada pela volatilidade dos últimos dez anos do comportamento dos preços de mercado. A distribuição contendo os possíveis cenários de resultado foi dividida em quatro partes, os chamados quartis. E foram analisados o primeiro e o terceiro quartil que representam uma significância de 75% da amostra, isso significa que existe uma possibilidade, em quatro ocorrências, de que o resultado dos contratos futuros de energia fique abaixo do valor estimado.

A tabela a seguir demonstra a análise de sensibilidade para os contratos futuros de energia em 31 de dezembro de 2024, conforme os seguintes cenários:

- I. Cenário base, conforme curva de preço definido pela Administração para 31 de dezembro de 2024;
- II. Representa a variação entre o cenário base e o percentil 25% da distribuição;
- III. Representa a variação entre o cenário base e o percentil 75% da distribuição.

Fatores de risco	Natureza da operação	Saldo	Unidade	Consolidado		
				Cenário I	Cenário II	Impactos no resultado Cenário III
Contratos de compra e venda - valor justo	Contratos futuros de energia	190.336	BRL milhares	190.336	128.545	252.127

Risco de moeda estrangeira

Eventuais medidas futuras do governo brasileiro, inclusive redução das taxas de juros, intervenção no mercado de câmbio e ações para ajustar ou fixar o valor do real poderão desencadear aumento de inflação.

Em decorrência de diversas pressões, a moeda brasileira tem sofrido constantes variações com relação ao dólar e outras moedas fortes ao longo das últimas quatro décadas. Durante todo esse período, o governo brasileiro implementou diversos planos econômicos e utilizou diversas políticas cambiais, incluindo desvalorizações repentinas, minidesvalorizações, sistemas de mercado de câmbio flutuante, controles cambiais e mercado de câmbio duplo.

A desvalorização do real em relação ao dólar pode criar pressão inflacionária adicional no Brasil e acarretar aumentos das taxas de juros, podendo afetar de modo negativo a economia brasileira como um todo, bem como afetar adversamente a Companhia.

Em 31 de dezembro de 2024, cerca de R\$ 1.925 milhões dos empréstimos e financiamentos bancários da Companhia eram denominados em dólares norte-americanos. Desse endividamento, sua totalidade possui instrumento de derivativo vinculado (swap cambial), com vistas a neutralizar o efeito da exposição líquida da Companhia em moeda estrangeira nos empréstimos e financiamentos.

Risco de aceleração de dívidas

As controladas da Companhia têm contratos de dívida (emissões de debêntures, empréstimos e financiamentos) com cláusulas restritivas (*covenants*) normalmente

aplicáveis a esses tipos de operações, relacionadas ao atendimento de índices econômico-financeiros, geração de caixa e outros. Para informações acerca dos referidos índices, veja o item 2.1(f)(iv) deste Formulário de Referência.

Caso as controladas da Companhia não consigam cumprir, com as cláusulas restritivas de seus contratos de debêntures, empréstimos e financiamentos, tais operações poderão ser vencidas antecipadamente, o que teria um impacto adverso nos fluxos de caixa destas companhias.

A controladas da Companhia não podem garantir que continuarão cumprindo com todos os índices econômico-financeiros e que, caso um descumprimento venha a ocorrer, suas dívidas não serão aceleradas, causando um impacto adverso negativos em seus negócios e resultados operacionais.

Risco de crédito

O risco surge da possibilidade de a Companhia vir a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes. Este risco é avaliado pela Companhia como baixo, tendo em vista: (i) para recebíveis decorrentes da receita do mercado regulado – o concentrado número de seus clientes, a existência de garantias contratuais, o fato de serem concessionárias de serviços públicos de distribuição de energia sob fiscalização federal, inclusive sujeitas à intervenção da concessão, e por não haver histórico de perdas significativas na realização de seus recebíveis; e (ii) para recebíveis decorrentes da receita do mercado livre – o concentrado número e o porte empresarial de seus clientes, a análise prévia de crédito e a existência de garantias contratuais.

Além disso, os instrumentos financeiros derivativos e as aplicações financeiras (alocação de caixa) criam exposição ao risco de crédito de contrapartes e emissores financeiros. A Companhia tem como política trabalhar com emissores que possuam, no mínimo, avaliação em uma das seguintes agências de rating: Fitch Ratings, Moody's ou Standard & Poor's, sendo rating nacional igual ou melhor que A (ou A2), ou rating em escala global igual ou melhor que BBB- (ou Baa3). Para casos cujos emissores não atendem as classificações de risco de crédito mínimas anteriormente descritas, são aplicados, como alternativa, critérios aprovados pelo Conselho de Administração. Não obstante os mecanismos de gerenciamento e mitigação de risco de crédito adotados pela Companhia, não é possível garantir que a Companhia não sofrerá perdas decorrentes do risco de crédito de suas contrapartes.

A Companhia está exposta aos riscos associados 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 perda destes valores caso uma dessas instituições torne-se insolvente, afetando adversamente a situação financeira da Companhia.

Em 31 de dezembro de 2024, a exposição da Companhia era de **R\$ 9.606 milhões**, conforme segregado abaixo:

(Em milhares de R\$)	Em 31 de dezembro de 2024
Caixa e equivalentes de caixa	7.200.549
Aplicações Financeiras	2.629
Fundo de liquidez - Conta reserva	910.281
Contas a receber de clientes	1.492.867
Total da exposição	9.606.326

Risco de gerenciamento de capital

A estrutura de capital é impactada pelas condições macroeconômicas e setoriais e, que podem impactar negativamente a captação de novos empréstimos e emissões de valores mobiliários junto ao mercado financeiro e de capitais, e o pagamento de dividendos, bem como afetar adversamente a condição financeira da Companhia.

A Companhia inclui dentro da estrutura de dívida líquida: empréstimos, financiamentos e debêntures, caixa e equivalentes de caixa e investimentos de curto prazo.

Na tabela abaixo, está demonstrada a composição da Dívida Líquida da Companhia em 31 de dezembro de 2024:

(Em milhares de R\$)	Em 31 de dezembro de 2024
Empréstimos, financiamentos e debêntures	27.044.736
Instrumentos Financeiros Derivativos	-182.630
Arrendamentos	170.563
Fundo de liquidez - Conta reserva	910.281
Caixa e equivalentes de caixa	7.200.549
Aplicações Financeiras	2.629
Dívida Líquida	18.919.210
Patrimônio líquido	14.483.354
Índice de alavancagem financeira	1,31

Risco de liquidez

O risco de liquidez consiste na eventualidade de a Companhia não dispor de recursos suficientes para cumprir com as suas obrigações associadas aos passivos financeiros que serão liquidados com caixa e equivalentes de caixa ou aplicações financeiras, tais como o saldo de fornecedores, salários a pagar, tributos e encargos sociais a recolher, empréstimos e financiamentos, debêntures e outros passivos. No exercício social findo em 31 de dezembro de 2024, a soma do passivo circulante e do não circulante da Companhia era de R\$ 38.270.763 mil.

O índice de liquidez geral da Companhia, medido pela soma do ativo circulante e não circulante, exceto imobilizado e intangível, dividido pela soma do passivo circulante e não circulante era de 0,44 em 31 de dezembro de 2024.

A Companhia e/ou suas controladas são partes em diversos processos administrativos e judiciais no desenvolvimento normal de suas atividades. Tais processos dizem respeito, principalmente, a demandas de natureza cível, fiscal, trabalhista, regulatória e ambiental. Os detalhes sobre o valor total envolvido nos processos para cada uma dessas áreas estão especificados abaixo.

A Companhia registra provisões para contingências de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e *International Financial Reporting Standards* (IFRS), e constitui provisões para processos com chance de perda provável, conforme avaliados pela Companhia, com assessoria de seus consultores legais. Para aqueles processos, cuja probabilidade de perda é considerada possível, a Companhia não registra qualquer provisão; no entanto, divulga nas notas explicativas de suas demonstrações contábeis, a natureza e valores dos temas mais relevantes enquadrados nessa categoria.

Para os fins deste item 4.4, foram considerados como processos individualmente relevantes, processos em que a Companhia ou suas controladas figuram como parte no polo passivo e que **(i)** tenham valor individual igual ou superior a R\$ 100 milhões; e **(ii)** independentemente de valor, possam vir a impactar negativamente a imagem da Companhia e de suas controladas ou ter um efeito adverso relevante sobre os negócios da Companhia e de suas controladas. Os valores totais envolvidos nos processos judiciais e administrativos são calculados com base na análise de advogados internos e escritórios de advocacia externos.

A Companhia apresenta a seguir uma breve descrição dos processos relevantes em que a Companhia e suas controladas figuram no polo passivo, em 31 de dezembro de 2024, segregados por sua natureza.

Processos cíveis

Segue abaixo a descrição dos processos cíveis considerados relevantes pela Companhia em 31 de dezembro de 2024:

	Processo n.º 0000008-85.1990.8.16.0137
a. juízo	Vara Cível – Porecatu/PR
b. instância	2ª Instância

c. data de instauração	09/02/1990
d. partes no processo	<u>Autor</u> : Usina Central do Paraná S.A. – Agricultura, Indústria e Comércio <u>Réu</u> : CESP
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 188.567.941,71 (em 31 de dezembro de 2024). O valor ora divulgado representa a atual estimativa da Companhia, em conjunto com seus assessores externos, em relação ao montante total pleiteado pela parte autora e/ou critérios de condenação já existente. Portanto, o valor envolvido não significa, necessariamente, o desembolso de caixa que a Companhia entende que seria necessário para cumprir eventual condenação definitiva, se e quando ocorrer.
f. principais fatos	Na origem, trata-se de ação de desapropriação movida pela CESP em face da Usina em razão da construção da Usina Hidrelétrica Taquaruçu. Julgada procedente a ação, a CESP depositou os valores devidos pela desapropriação da terra e aguardava a apuração do valor decido a título de indenização pela perda da possibilidade de exploração de argila situada em jazidas do imóvel desapropriado. O laudo contábil não foi capaz de definir, a partir de documentos da contabilidade da autora, qual dano material suportado por ela. Em cumprimento de sentença, então, o juiz entendeu pela liquidação zero. A autora interpôs recurso contra a decisão, o qual foi desprovido, sendo mantida integralmente a sentença. A autora interpôs recurso contra o acórdão que aguarda decisão.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	No curso da ação, o Poder Judiciário entendeu que, além dos valores devidos pela desapropriação da terra, caberia à autora indenização pela perda da exploração da argila estocada nas jazidas do imóvel desapropriado. Em fase de liquidação não foram encontrados elementos contábeis capazes de confirmar que a exequente, de fato, teria explorado a argila e obtido lucro nessa operação. A sentença proferida no cumprimento de sentença entendeu, então, que não é devida indenização pela CESP (liquidação zero). O Tribunal manteve integralmente a sentença. Contra o acórdão fora interposto Recurso Especial, que restou inadmitido.

h. estágio do processo	Cumprimento de Sentença
i. chance de perda (possível, provável ou remota)	O valor de contingência, ora divulgado, não está alocado em apenas uma classificação de risco. Os diferentes pedidos e teses em discussão são classificados, quanto ao prognóstico de risco, de forma individualizada, o que abrange os respectivos valores de contingência.
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	O processo é considerado relevante em razão dos valores envolvidos na ação.
k. análise de impacto em caso de perda do processo em questão	A demanda pode gerar impactos financeiros à Companhia, o que somente ocorrerá após o trânsito em julgado da decisão.

	Processo n.º 1419761-22.2023.8.12.0000
a. juízo	2ª Seção - Tribunal de Justiça do Mato Grosso do Sul
b. instância	2ª Instância
c. data de instauração	06/10/2023
d. partes no processo	<u>Autor</u> : Paulo José da Graça e outros <u>Réu</u> : CESP
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 103.719.079,66 (em 31 de dezembro de 2024). O valor ora divulgado representa a atual estimativa da Companhia, em conjunto com seus assessores externos, em relação ao montante total pleiteado pela parte autora e/ou critérios de condenação já existente. Portanto, o valor ora divulgado não significa, necessariamente, o desembolso de caixa que a Companhia entende que seria necessário para cumprir eventual condenação definitiva, se e quando ocorrer.

f. principais fatos	Trata-se de ação anulatória com pedido de indenização por dano moral ajuizada contra a CESP para anular decisão que homologou acordo feito entre as partes. O Tribunal de Justiça do Mato Grosso do Sul declarou sua incompetência para julgar a anulação e determinou que os autos fossem remetidos para 1ª instância. Em novembro, a CESP interpôs Recurso Especial, o qual aguarda decisão.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Ainda não foram proferidas decisões de mérito.
h. estágio do processo	Recursal
i. chance de perda (possível, provável ou remota)	O valor de contingência, ora divulgado, não está alocado em apenas uma classificação de risco. Os diferentes pedidos e teses em discussão são classificados, quanto ao prognóstico de risco, de forma individualizada, o que abrange os respectivos valores de contingência.
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	O processo é considerado relevante em razão dos valores envolvidos na ação.
k. análise de impacto em caso de perda do processo em questão	A demanda pode gerar impactos financeiros à Companhia, o que somente ocorrerá após o trânsito em julgado da decisão.

	Processo n.º 0026448-59.2002.4.01.3400
a. juízo	15ª Vara – Subseção Judiciária do Distrito Federal
b. instância	2ª Instância
c. data de instauração	23/08/2002
d. partes no processo	<u>Autor</u> : AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. <u>Réu</u> : CESP e outros

e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 255.516.567,13 (em 31 de dezembro de 2024). O valor ora divulgado representa a atual estimativa da Companhia, em conjunto com seus assessores externos, em relação ao montante total pleiteado pela parte autora e/ou critérios de condenação já existente. Portanto, o valor ora divulgado não significa, necessariamente, o desembolso de caixa que a Companhia entende que seria necessário para cumprir eventual condenação definitiva, se e quando ocorrer.
f. principais fatos	Trata-se de ação ordinária ajuizada pela AES Sul contra a ANEEL, buscando a anulação parcial do "Despacho ANEEL n.º 288/2002" e sua não aplicação de forma retroativa. Em síntese, a AES Sul pleiteia o direito de não optar pelo alívio de exposição, conforme determinado no referido Despacho ANEEL, especificamente em relação a uma operação de venda de energia elétrica proveniente da Usina Hidrelétrica de Itaipu, relativa ao período de racionamento ocorrido em 2001. Não sendo permitida, à AES Sul, a não opção pelo alívio de exposição, seria desfeita uma operação de mercado na qual ela obteve lucro de aproximadamente R\$ 160.613.334,71. A Companhia e demais agentes do mercado passaram a integrar a lide, considerando que também sofrerão impactos decorrentes do entendimento a ser aplicado no caso.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	A sentença de improcedência foi reformada pelo TRF1, que entendeu, de forma não unanime, que a Resolução ANEEL nº 290 daria à autora a possibilidade de não aderir ao alívio de exposição. Contra o acórdão foram interpostos Embargos Infringentes. Em abril de 2025, o Tribunal deu provimento aos Embargos Infringentes para reformar o acórdão e, assim, rejeitar os pedidos da Autora.
h. estágio do processo	Recursal
i. chance de perda (possível, provável ou remota)	O valor de contingência, ora divulgado, não está alocado em apenas uma classificação de risco. Os diferentes pedidos e teses em discussão são classificados, quanto ao prognóstico de risco, de forma individualizada, o que abrange os respectivos valores de contingência.

j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	O processo é considerado relevante em razão dos valores envolvidos na ação.
k. análise de impacto em caso de perda do processo em questão	A demanda pode gerar impactos financeiros à Companhia, o que somente ocorrerá após o trânsito em julgado da decisão.

	Processo n.º 5025164-89.2020.4.03.6100
a. juízo	14ª Vara Cível Federal de São Paulo – Tribunal Regional Federal da 3ª Região
b. instância	1ª Instância
c. data de instauração	04/09/2014
d. partes no processo	<u>Autor</u> : Caramuru Alimentos <u>Réu</u> : CESP
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 217.411.545,61 (em 31 de dezembro de 2024). O valor ora divulgado representa a atual estimativa da Companhia, em conjunto com seus assessores externos, em relação ao montante total pleiteado pela parte autora e/ou critérios de condenação já existente. Portanto, o valor envolvido não significa, necessariamente, o desembolso de caixa que a Companhia entende que seria necessário para cumprir eventual condenação definitiva, se e quando ocorrer.

f. principais fatos	Trata-se de ação indenizatória ajuizada por Caramuru Alimentos S.A. contra a CESP e contra o ONS, na qual requer indenização pela interrupção das operações da Hidrovia Tietê-Paraná. Nas palavras da autora, a redução da lâmina d'água para geração de energia elétrica nas Usinas Hidrelétricas Ilha Solteira e Três Irmãos, operadas pela CESP no contexto da escassez hídrica de 2014, teria impossibilitado o escoamento de grãos produzidos pela autora. Reconhecida a incompetência da Justiça Estadual, o processo foi enviado para a Justiça Federal. Recebido na Justiça Federal, o juiz determinou a inclusão da ANA, ANEEL, ANTAQ, ANP, CCEE e EPE no polo passivo da ação. Em agosto de 2024, o juiz determinou a produção de prova pericial e também reconsiderou a inclusão de determinados integrantes do CMSE no polo passivo (ANTAQ, ANP e CCEE), pelo entendimento que suas atribuições legais não se relacionam aos fatos discutidos na lide.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Ainda não foram proferidas decisões de mérito.
h. estágio do processo	Instrução
i. chance de perda (possível, provável ou remota)	O valor de contingência, ora divulgado, não está alocado em apenas uma classificação de risco. Os diferentes pedidos e teses em discussão são classificados, quanto ao prognóstico de risco, de forma individualizada, o que abrange os respectivos valores de contingência.
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	O processo é considerado relevante em razão dos valores envolvidos na ação.
k. análise de impacto em caso de perda do processo em questão	A demanda pode gerar impactos financeiros à Companhia, o que somente ocorrerá após o trânsito em julgado da decisão.

	Processo n.º 5025164-89.2020.4.03.6100
a. juízo	14ª Vara Cível Federal de São Paulo – Tribunal Regional Federal da 3ª Região
b. instância	1ª Instância
c. data de instauração	04/09/2014
d. partes no processo	<u>Autor</u> : Caramuru Alimentos <u>Réu</u> : CESP
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 217.411.545,61 (em 31 de dezembro de 2024). O valor ora divulgado representa a atual estimativa da Companhia, em conjunto com seus assessores externos, em relação ao montante total pleiteado pela parte autora e/ou critérios de condenação já existente. Portanto, o valor envolvido não significa, necessariamente, o desembolso de caixa que a Companhia entende que seria necessário para cumprir eventual condenação definitiva, se e quando ocorrer.
f. principais fatos	Trata-se de ação indenizatória ajuizada por Caramuru Alimentos S.A. contra a CESP e contra o ONS, na qual requer indenização pela interrupção das operações da Hidrovia Tietê-Paraná. Nas palavras da autora, a redução da lâmina d'água para geração de energia elétrica nas Usinas Hidrelétricas Ilha Solteira e Três Irmãos, operadas pela CESP no contexto da escassez hídrica de 2014, teria impossibilitado o escoamento de grãos produzidos pela autora. Reconhecida a incompetência da Justiça Estadual, o processo foi enviado para a Justiça Federal. Recebido na Justiça Federal, o juiz determinou a inclusão da ANA, ANEEL, ANTAQ, ANP, CCEE e EPE no polo passivo da ação. Em agosto de 2024, o juiz determinou a produção de prova pericial e também reconsiderou a inclusão de determinados integrantes do CMSE no polo passivo (ANTAQ, ANP e CCEE), pelo entendimento que suas atribuições legais não se relacionam aos fatos discutidos na lide.

g. resumo das decisões de mérito proferidas	Ainda não foram proferidas decisões de mérito.
h. estágio do processo	Instrução
i. chance de perda (possível, provável ou remota)	O valor de contingência, ora divulgado, não está alocado em apenas uma classificação de risco. Os diferentes pedidos e teses em discussão são classificados, quanto ao prognóstico de risco, de forma individualizada, o que abrange os respectivos valores de contingência.
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	O processo é considerado relevante em razão dos valores envolvidos na ação.
k. análise de impacto em caso de perda do processo em questão	A demanda pode gerar impactos financeiros à Companhia, o que somente ocorrerá após o trânsito em julgado da decisão.

	Processo n.º 0805635-94.2016.8.12.0021
a. juízo	Vara de Fazenda Pública e Registros Públicos - Três Lagoas
b. instância	1ª Instância
c. data de instauração	25/01/2017
d. partes no processo	<u>Autor</u> : Município de Três Lagoas <u>Réu</u> : CESP

e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 675.866.665,54 (em 31 de dezembro de 2024). O valor ora divulgado representa a atual estimativa da Companhia, em conjunto com seus assessores externos, em relação ao montante total pleiteado pela parte autora e/ou critérios de condenação já existente. Portanto, o valor envolvido não significa, necessariamente, o desembolso de caixa que a Companhia entende que seria necessário para cumprir eventual condenação definitiva, se e quando ocorrer.
f. principais fatos	Trata-se de ação de reparação de danos materiais alegadamente sofridos pelo Município de Três Lagoas. Nas alegações do autor, a Companhia teria a obrigação de informar à Secretaria de Receita e Controle do Estado do Mato Grosso do Sul valores adicionados de ICMS decorrentes da energia gerada na UHE de Jupiá, o que impactaria no cálculo do índice de participação repassado pelo Estado ao autor. Após julgamentos de 1ª e 2ª instância, que foram desfavoráveis à Companhia, houve trânsito em julgado da ação. Atualmente, o caso está em fase de cumprimento de sentença.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	A sentença de procedência dos pedidos foi mantida em segunda instância, tendo ocorrido o trânsito em julgado favorável ao pleito dos autores. Atualmente, aguarda-se julgamento dos recursos interpostos contra o resultado da perícia no cumprimento de sentença.
h. estágio do processo	Cumprimento de Sentença
i. chance de perda (possível, provável ou remota)	O valor de contingência, ora divulgado, não está alocado em apenas uma classificação de risco. Os diferentes pedidos e teses em discussão são classificados, quanto ao prognóstico de risco, de forma individualizada, o que abrange os respectivos valores de contingência.
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	O processo é considerado relevante em razão dos valores envolvidos na ação.

k. análise de impacto em caso de perda do processo em questão	A demanda pode gerar impactos financeiros à Companhia, quando da finalização do processo de cumprimento de sentença.
--	--

Processos Tributários

Segue abaixo a descrição dos processos tributários considerados relevantes pela Companhia em 31 de dezembro de 2024:

Processo n.º 10880.728147/20 11-14	
a. juízo	Conselho Administrativo de Recursos Fiscais - CARF
b. instância	2ª Instância
c. data de instauração	02/06/2011
d. partes no processo	<u>Autor</u> : Receita Federal <u>Réu</u> : CESP
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 223.138.165,33 (em 31 de dezembro de 2024). O valor ora divulgado representa a atual estimativa da Companhia, em conjunto com seus assessores externos, em relação ao montante total pleiteado pela parte autora e/ou critérios de condenação já existente. Portanto, o valor envolvido não significa, necessariamente, o desembolso de caixa que a Companhia entende que seria necessário para cumprir eventual condenação definitiva, se e quando ocorrer.

f. principais fatos	Trata-se de processo administrativo (despacho decisório) que discute o direito creditório da CESP oriundo dos pagamentos de PIS e COFINS não cumulativos, relativos aos períodos de apuração 12/2004 a 11/2005. O direito creditório da CESP tem como origem o pagamento indevido de PIS e COFINS no regime não cumulativo sobre as receitas advindas de contratos de energia elétrica com preço pré-determinado, firmados anteriormente à 31/10/2003 e, portanto, sujeitos ao regime cumulativo nos termos do art. 10, XI, da Lei nº 10.833, de 29 de dezembro de 2003. Em 1ª Instância administrativa, a defesa da CESP foi julgada improcedente pela Delegacia da Receita Federal. A CESP apresentou Recurso Voluntário, o qual foi julgado improcedente pelo Conselho Administrativo de Recursos Fiscais (“ <u>CARE</u> ”). Assim, a CESP apresentou Recurso Especial, o qual aguarda, atualmente, julgamento.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	A Receita Federal entende que os contratos não têm característica de preço pré-determinado, pois possuem cláusula de atualização monetária por IGPM, motivo pela qual reconhece que o pagamento no regime não cumulativo foi correto e não há crédito para ser recuperado.
h. estágio do processo	Recursal
i. chance de perda (possível, provável ou remota)	O valor de contingência, ora divulgado, não está alocado em apenas uma classificação de risco. Os diferentes pedidos e teses em discussão são classificados, quanto ao prognóstico de risco, de forma individualizada, o que abrange os respectivos valores de contingência.
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	O processo é considerado relevante em razão dos valores envolvidos.
k. análise de impacto em caso de perda do processo em questão	A demanda pode gerar impactos financeiros à Companhia, o que somente ocorrerá após o trânsito em julgado da decisão (trânsito em julgado desfavorável em eventual discussão judicial, uma vez que atualmente estamos na fase administrativa).

Processos Trabalhistas

Não há processos trabalhistas em que a Companhia ou suas controladas sejam partes **(i)** que não estejam sob sigilo, e **(ii)** que sejam relevantes para os negócios da Companhia ou de suas controladas.

Processos Ambientais

Segue abaixo a descrição dos processos ambientais considerados relevantes pela Companhia em 31 de dezembro de 2024:

	Processo n.º 0000505-40.2008.8.12.0021
a. juízo	Três Lagoas - Tribunal de Justiça do Mato Grosso do Sul
b. instância	1ª Instância
c. data de instauração	27/08/2009
d. partes no processo	<u>Autor</u> : Município de Selvíria <u>Réu</u> : CESP e outro
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 115.190.181,95 (em 31 de dezembro de 2024). O valor ora divulgado representa a atual estimativa da Companhia, em conjunto com seus assessores externos, em relação ao montante total pleiteado pela parte autora e/ou critérios de condenação já existente. Portanto, o valor ora divulgado não significa, necessariamente, o desembolso de caixa que a Companhia entende que seria necessário para cumprir eventual condenação definitiva, se e quando ocorrer.

f. principais fatos	Trata-se de Ação Civil Pública movida pelo Município contra a CESP, na qual requer a condenação da Companhia em obrigações de fazer e ao pagamento de indenização. Afirma que, na construção da UHE Ilha Solteira (05/1965), o Município teria perdido território e ocorrido impactos ambientais, sem que houvesse adoção de medidas mitigadoras. Em abril de 2024, foi realizada perícia. A CESP apresentou impugnação ao laudo pericial.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Ainda não foram proferidas decisões de mérito.
h. estágio do processo	Instrução
i. chance de perda (possível, provável ou remota)	O valor de contingência, ora divulgado, não está alocado em apenas uma classificação de risco. Os diferentes pedidos e teses em discussão são classificados, quanto ao prognóstico de risco, de forma individualizada, o que abrange os respectivos valores de contingência.
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	O processo é considerado relevante em razão dos valores envolvidos na ação.
k. análise de impacto em caso de perda do processo em questão	A demanda pode gerar impactos financeiros à Companhia, o que somente ocorrerá após o trânsito em julgado da decisão.

Os processos individualmente relevantes indicados no item 4.4. acima, em 31 de dezembro de 2024 estavam provisionados em R\$ 308.924.023,79.

- Trabalhistas: R\$ 0,00 (em 31 de dezembro de 2024).
- Tributários: R\$ 0,00 (em 31 de dezembro de 2024).
- Ambientais: R\$ 0,00 (em 31 de dezembro de 2024).
- Cíveis: R\$ 308.924.023,79 (em 31 de dezembro de 2024).

Em 31 de dezembro de 2024, a Companhia e suas controladas não possuíam processos sigilosos relevantes em que a Companhia e/ou suas controladas sejam parte e que não tenham sido divulgados acima.

No melhor entendimento da Companhia, e de acordo com as informações existentes na data-base de apresentação deste Formulário de Referência, não há outras contingências relevantes e que não foram mencionadas nos itens anteriores, conforme os critérios de relevância e materialidade definidos para divulgação do presente Formulário de Referência.

a. se o emissor possui uma política formalizada de gerenciamento de riscos, destacando, em caso afirmativo, o órgão que a aprovou e a data de sua aprovação, e, em caso negativo, as razões pelas quais o emissor não adotou uma política:

A Auren Energia S.A. (“**Auren**” ou “**Companhia**”) possui uma Política de Gestão de Riscos (“**Política de Gestão de Riscos**”), aprovada pelo Conselho de Administração em reunião realizada **em 17 de outubro de 2022**, que estabelece as diretrizes e as responsabilidades da Gestão de Riscos de Negócios da Companhia (*ERM – Enterprise Risk Management*), bem como orienta os processos de identificação, avaliação, tratamento, monitoramento e comunicação dos riscos, incorporando a visão de riscos à tomada de decisão estratégica e em conformidade com as melhores práticas de mercado (“**Gestão de Riscos**”).

A Política de Gestão de Riscos está disponível nos *websites* da Comissão de Valores Mobiliários (“**CVM**”) (www.cvm.gov.br) e da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão (“**B3**”) (www.b3.com.br), e no site de Relações com Investidores da Auren (ri.aurenenergia.com.br) na seção “ESG” e no ícone “Políticas, Regimentos e Código de Conduta” (<https://ri.aurenenergia.com.br/esg/politicas-regimentos-e-codigo-de-conduta/>).

b. os objetivos e estratégias da política de gerenciamento de riscos, quando houver, incluindo:

A Política de Gestão de Riscos é fundamentada em parâmetros e diretrizes estabelecidos pela Norma ABNT NBR ISO 31000:2018 (“**ISO 31000**”), pelo Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (“**IBGC**”), pelo Modelo das Três Linhas 2020 do IIA (*The Institute of Internal Auditors*) (“**Modelo de Três Linhas de Atuação**”) e pelo *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission* (“**COSO**”).

(i) os riscos para os quais se busca proteção

A Companhia está sujeita a diversos riscos que podem impactar adversamente seus negócios, os resultados de suas operações ou sua situação financeira. Dessa forma,

os riscos para os quais as práticas de Gestão de Riscos buscam proteção estão classificados de acordo com as seguintes categorias:

- **Risco Estratégico:** risco associado à tomada de decisão, o qual pode gerar perda substancial no valor econômico da Companhia ou causar efeito negativo à reputação, credibilidade ou à marca da Companhia perante o mercado e as comunidades onde atua.
- **Risco Financeiro:** risco associado: (i) às operações financeiras/contábeis da Companhia; (ii) a emissão de relatórios financeiros, gerenciais, regulatórios, fiscais, estatutários e de sustentabilidade incompletos, inadequados, inexatos ou intempestivos; (iii) a uma deterioração na capacidade de pagamento de clientes, que venha a afetar significativamente a capacidade financeira da Companhia (Risco de Crédito); (iv) a alteração ou extinção de incentivos fiscais regionais, setoriais e/ou incentivos dados a empresas exportadoras; (v) a possibilidade de que os fluxos de caixa não sejam administrados efetivamente para maximizar a geração de caixa operacional, gerenciar os riscos e retornos específicos das transações financeiras (Risco de Liquidez); (vi) à desvalorização de contrato de crédito decorrente da deterioração na classificação de risco do tomador; (vii) a redução de ganhos ou remunerações; (viii) a volatilidade de taxas de juros e outros indicadores macroeconômicos; e (ix) a captação e aplicação de recursos financeiros em desacordo com as políticas estabelecidas.
- **Risco Legal/Regulatório:** risco associado à ocorrência de modificações nas regulamentações e ações de órgãos reguladores que podem afetar significativamente a habilidade da Companhia em administrar seus negócios. Pode representar eventual alteração da legislação trabalhista, tributária, dentre outras que possa afetar adversamente os custos e comprometer a competitividade da Companhia nos mercados em que atua. Esse risco também está associado a aplicações de punições legais e/ou regulatórias, decorrentes de inconformidades no cumprimento e aplicação de leis, regulamentações, do código de conduta e/ou de políticas da Companhia.
- **Risco Operacional:** risco associado à ocorrência de perdas resultantes de falhas, deficiências ou inadequação de processos internos, pessoas e sistemas, assim como de eventos externos como catástrofes naturais, fraudes, greves e atos terroristas. Dentre os eventos enquadrados nesta classificação incluem-se, dentre outros fatores, a comercialização de energia elétrica, a volatilidade dos preços de energia, redução de recursos naturais de geração, ausência de sobressalentes críticos, restrições à estrutura logística e de transportes, segurança deficiente do local de trabalho, práticas inadequadas relativas a clientes, produtos e serviços, e outros danos a ativos físicos.

• **Risco Tecnológico:** risco associado a ataques cibernéticos, compreendidos como tentativas de comprometer a confidencialidade, integridade ou disponibilidade de dados ou sistemas computacionais, assim como falhas, indisponibilidade ou obsolescência de equipamentos e instalações produtivas ou fabris, de informatizados de controle, comunicação, logística e gerenciamento operacional, que prejudiquem ou impossibilitem a continuidade das atividades regulares da organização, ao longo da sua cadeia produtiva e de valor (clientes, fornecedores, parceiros e unidades regionais). Pode estar também associado a erros ou fraudes, internas ou externas, nos sistemas informatizados ao capturar, registrar, monitorar e reportar corretamente transações ou posições.

Adicionalmente, a Companhia entende que pode existir risco de imagem como consequência de ocorrência de um ou mais dos eventos descritos acima, que pode vir a causar efeito negativo à reputação, credibilidade ou à marca da Companhia.

(ii) os instrumentos utilizados para proteção

Em linha com o compromisso para preservação de valor e construção sustentável do negócio, a Gestão de Riscos faz parte de uma abordagem mais ampla, denominada Resiliência Corporativa, que considera a preparação e capacidade da Companhia em atuar sob as óticas preventiva e reativa.

Na ótica preventiva, a Companhia conta com as etapas de Gestão de Riscos, as quais estão detalhadas na Política de Gestão de Riscos, suportadas pelo Modelo de Três Linhas de Atuação, representadas pelas seguintes áreas:

• **1ª Linha de atuação - Áreas de negócio da Companhia:** Cabe aos integrantes dessa Linha identificar, tratar, monitorar e reportar os riscos sob sua gestão. Também é a 1ª Linha que executa, no dia a dia, ações mitigatórias e controles internos definidos em resposta aos riscos envolvidos nas operações sob sua gestão.

• **2ª Linha de atuação - Gestão de Riscos de Negócio e Controles Internos:** Responsável pela organização e estruturação do processo de Gestão de Riscos, atuando no desenvolvimento e padronização de procedimentos e sistemas que permitam identificar, avaliar, monitorar e tratar riscos. Atua tanto no apoio aos gestores e colaboradores na identificação, tratamento e monitoramento de riscos e elaboração ações mitigatórias, quanto junto à alta administração, reportando-lhe (de forma independente) informações e indicadores sobre o processo de Gestão de Riscos.

3ª Linha de atuação - Auditoria Interna: Deve exercer uma atuação imparcial, independente e autônoma, voltada ao monitoramento e aferição da conformidade, qualidade e efetividade da Gestão de Riscos. Sempre que julgar pertinente, a Auditoria Interna deve recomendar aos órgãos aplicáveis melhorias e/ou planos de ação para o adequado tratamento de riscos (auditando a implementação desses planos posteriormente), bem como reportando os respectivos resultados.

Após a identificação dos riscos realizada por meio de entrevistas e análises com os principais executivos de cada área/unidade de negócio, a Companhia determinará seu grau de exposição aos riscos.

A análise do risco é realizada de acordo com os seguintes critérios: (i) a probabilidade de materialização do risco, onde são avaliados o nível de exposição ao risco considerando o histórico de ocorrências, controles existentes, as expectativas e projeções futuras, bem como a atual situação dos eventos de risco identificados; e (ii) o nível quantitativo e/ou qualitativo das consequências no caso de materialização do risco em questão sob aspectos nas áreas de Meio Ambiente, Saúde e Segurança do Trabalho, Imagem Institucional, Conformidade, Social, Financeira e Cibernética/Tecnológica, utilizando metodologias parametrizadas de mensuração. A avaliação dos riscos envolve comparar o nível de risco classificado durante o processo de análise com o apetite a risco definido pela Companhia. Com base nessa comparação, a necessidade de resposta e tratamento deve ser considerada.

A partir da análise e avaliação de cada risco, a Companhia adota o uso de uma Matriz de Riscos para avaliação e qualificação dos riscos, de forma a priorizar, responder e definir o tratamento adequado, sendo assim, uma ferramenta de direcionamento/priorização dos esforços para mitigar ou evitar os riscos mais significativos Companhia. A matriz de risco é elaborada com base na avaliação geral dos riscos da Companhia e na autoavaliação da administração, considerando a análise do impacto e da probabilidade de materialização inerente e/ou residual.

Após identificado, avaliado e mensurado, deve-se definir o tratamento mais adequado para o risco em questão, seu monitoramento e comunicação ao público envolvido e aos fóruns de governança competentes. A estratégia de resposta aos riscos consistirá na decisão entre mitigá-los, transferi-los, assumi-los ou evitá-los,

com base no apetite ao risco da Companhia e do resultado da avaliação de impacto e probabilidade.

Sob a ótica reativa, a Companhia conta com um fluxo de acionamento e planos de resposta estruturados para responder à materialização de potenciais riscos decorrentes de fatores externos ou internos.

Especificamente no que concerne aos Riscos Financeiros, a Companhia informa que aplica estratégia de *hedge* e utiliza derivativos para proteção patrimonial.

A gestão dos riscos de mercado se dá pelo monitoramento da exposição cambial em seus ativos e passivos, bem como de seus compromissos designados em moedas estrangeiras; monitoramento da flutuação da taxa de juros e do fluxo de caixa da Companhia; e definição de limites de risco para garantir que as perdas potenciais atreladas à sua operação de comercializadora de energia não se tornem prejuízos financeiros. Desta forma, os Riscos Financeiros para os quais a Companhia busca proteção estão classificados de acordo com as seguintes categorias:

- **Risco de Crédito:** está associado à ocorrência de perdas relativas ao não cumprimento pelo tomador ou contraparte de suas respectivas obrigações financeiras nos termos pactuados, à desvalorização de contrato de crédito decorrente da deterioração na classificação de risco do tomador, à redução de ganhos ou remunerações, dentre outros fatores. Considerando que as vendas de energia são efetuadas para consumidores livres, comercializadoras, distribuidoras e geradoras por meio de contratos bilaterais e em contratos no ambiente regulado (leilões de energia), tanto no longo como no curto prazo, a Companhia adota processos focados na mitigação de risco para estas pessoas, que incluem análise de seus demonstrativos financeiros de e exigência de garantias, além de que eventuais inadimplências nos contratos de venda à curto prazo estão sujeitas à regulamentação da ANEEL. Adicionalmente, a Companhia e suas controladas têm como prática trabalhar com emissores que possuam, no mínimo, avaliação de duas das seguintes agências de *rating*: *Fitch Ratings*, *Moody's* ou *Standard & Poor's* com definição de *rating* mínimo exigido para as contrapartes. Para ativos financeiros cujos emissores não atendem às classificações de risco de crédito mínimas anteriormente descritas, a alocação deverá ser aprovada previamente pelo Conselho de Administração.

- **Risco de Liquidez:** está associado à possibilidade de a Companhia não ser capaz de honrar eficientemente suas obrigações esperadas e inesperadas, correntes e futuras, nas respectivas datas de vencimento aplicáveis, ou somente fazê-lo

incorrendo em perdas significativas. Um dos principais instrumentos de medição e monitoramento da liquidez é a projeção de fluxo de caixa. A gestão de liquidez e endividamento adota métricas compatíveis às companhias *investment grade* fornecidas por agências classificadoras de riscos de abrangência global.

- **Risco de Mercado:** está associado à ocorrência de perdas resultantes da flutuação nos valores de mercado de posições próprias da Companhia, incluindo eventuais operações sujeitas à variação cambial, das taxas de juros e dos preços de mercado e volume. Para mais informações sobre os riscos de mercado, veja o item 4.3 deste Formulário de Referência.

(a) **Risco cambial:** a proteção do risco cambial busca atingir um baixo nível de exposição cambial em seus ativos e passivos, e compromissos designados em moeda estrangeira, os quais são permanentemente monitorados.

(b) **Risco de taxa de juros:** a proteção do risco de taxa de juros é feita a partir do monitoramento permanente dos contratos operacionais, empréstimos, financiamentos e debêntures da Companhia.

(c) **Risco de preço de mercado e volume:** para o controle e gestão dos riscos de preço e volume, inerentes ao negócio, a Companhia estabelece limite de risco a fim de garantir que as perdas potenciais não se tornem prejuízos financeiros.

- **Risco de moeda estrangeira:** possibilidade de perdas decorrentes de flutuação cambial na taxa dos empréstimos em moeda estrangeira.

- **Risco de gerenciamento de capital: Relacionado** à possibilidade de a Companhia não conseguir manter uma estrutura de capital adequada para sustentar suas operações, cumprir obrigações financeiras, pagar dividendos e atrair recursos do mercado. Isso envolve o controle da alavancagem financeira, da liquidez e do perfil da dívida, bem como a capacidade de ajustar práticas como emissão de ações, venda de ativos ou revisão da política de dividendos para mitigar riscos de refinanciamento e garantir a estabilidade financeira no longo prazo.

- **Risco de aceleração de dívidas:** Relacionado à possibilidade de antecipação do vencimento de obrigações financeiras devido ao descumprimento de cláusulas contratuais (covenants), como metas de indicadores econômico- financeiros ou geração de caixa.

(iii) a estrutura organizacional de gerenciamento de riscos

A gestão de riscos da Companhia, nos termos da Política de Gestão de Riscos, é conduzida por uma estrutura que envolve: (i) Conselho de Administração (“CA”); (ii) Comitê de Auditoria Estatutário (“CAE”); (iii) Diretoria; (iv) Comissão de Riscos; (v) Gerência de Gestão de Riscos de Negócio; (vi) Área de Negócio (Dono do Risco); (vii) Controles Internos; e (viii) Auditoria Interna.

O organograma a seguir exibe a estruturação dos órgãos e áreas internas da Companhia para a Gestão de Riscos, explicitando a quem fazem seu reporte:



No âmbito da Política de Gestão de Riscos, foram estabelecidas as seguintes competências e responsabilidades para cada área mencionada acima:

Conselho de Administração

No âmbito da Gestão de Riscos, compete ao Conselho de Administração:

- (i) Aprovar a estratégia adotada para a gestão de riscos da Companhia;
- (ii) Aprovar a Política de Gestão de Riscos e acompanhar sua implementação;
- (iii) Aprovar o Apetite aos Riscos da Companhia proposto pela Diretoria;
- (iv) Validar os riscos identificados da Companhia, assim como as suas respectivas causas, respostas, ações mitigatórias e controles, quando aplicável;

- (v) Supervisionar o processo de Gestão de Riscos a partir das informações apresentadas pela Diretoria e demais órgãos da governança;
- (vi) Garantir a avaliação, ao menos anual, do processo, políticas e sistemas de Gestão de Riscos; e
- (vii) Zelar para que a Diretoria possua recursos, ferramentas adequadas para conhecer, avaliar e controlar os riscos.

Comitê de Auditoria Estatutário

No âmbito da Gestão de Riscos, compete ao CAE:

- (i) Avaliar a Política de Gestão de Riscos, a metodologia e os procedimentos estabelecidos pela Companhia para esse processo;
- (ii) Revisar os conceitos e metodologias utilizadas na Gestão de Riscos;
- (iii) Acompanhar de forma sistemática a gestão dos riscos e o cumprimento dos seus objetivos;
- (iv) Supervisionar as iniciativas da Gerência Executiva de Riscos, Controles e Auditoria Interna da Companhia;
- (v) Avaliar a efetividade e a suficiência dos sistemas de controles e de gestão dos riscos de negócios;
- (vi) Assegurar-se de que a Diretoria desenvolva a Gestão de Riscos conforme prevista na Política de Gestão de Riscos e em instrumentos correlatos;
- (vii) Apoiar a Diretoria na avaliação, discussão e revisão da classificação dos riscos priorizados, sua criticidade e respectivos planos de mitigação;
- (viii) Assessorar o Conselho de Administração na supervisão do processo de Gestão de Riscos da Companhia; e
- (ix) Analisar e recomendar a aprovação do cálculo do apetite a riscos e do processo de gestão dos riscos ao Conselho de Administração.

Diretoria

No âmbito da Gestão de Riscos, compete a Diretoria:

- (i) Recomendar, ao menos a cada 2 (dois) ciclos de Planejamento Estratégico ou a partir de eventos significantes, o grau de Apetite aos Riscos para aprovação do Conselho de Administração;
- (ii) Apontar ao Conselho de Administração os riscos envolvidos na implementação da estratégia da Companhia a cada ciclo de Planejamento Estratégico ou a partir da ocorrência de eventos significantes;
- (iii) Definir a resposta aplicável a cada risco, a partir da recomendação da Área de Negócio e da Gerência de Gestão de Riscos;

- (iv) Patrocinar e garantir a implantação da gestão de riscos em todas as áreas de negócio;
- (v) Gerenciar os riscos inerentes às suas atividades e negócios;
- (vi) Validar a definição e acompanhamento das ações mitigatórias para redução da exposição ao risco, assim como definir o responsável e prazo para implantação dessas ações;
- (vii) Definir diretrizes, recursos e metas que garantam o bom funcionamento da gestão de riscos;
- (viii) Promover a integração da gestão de riscos com os ciclos de gestão e planejamento;
- (ix) Revisar o portfólio dos riscos identificados pela Companhia;
- (x) Supervisionar se as lideranças da Companhia estão respondendo aos riscos e quais ações de mitigação estão sendo tomadas;
- (xi) Discutir com as lideranças as exposições aos principais riscos, e as ações tomadas para monitorar e controlar as mesmas;
- (xii) Aprovar o Regimento Interno da Comissão de Riscos da Companhia; e
- (xiii) Informar à área de Riscos e Controles Internos sobre a identificação de novos riscos ou eventos que sejam relevantes, e suas respectivas evoluções.

Comissão de Riscos

No âmbito da Gestão de Riscos, compete a Comissão de Riscos:

- (i) Identificar e gerir os riscos que possam afetar o negócio;
- (ii) Revisar o portfólio dos riscos identificados pela Companhia;
- (iii) Discutir com as lideranças o nível de exposição aos principais riscos e as ações tomadas para monitorar e controlar tais exposições;
- (iv) Validar as informações dos riscos e sugerir, sempre que necessário, alterações no mapeamento e avaliações desses riscos; e
- (v) Atuar na gestão e monitoramento do apetite ao risco.

Gerência de Gestão de Riscos de Negócio

A Gerência de Gestão de Riscos de Negócio, por sua vez, é responsável por coordenar o processo de gestão de riscos da Companhia e garantir o correto fluxo de informações e reporte, exercendo, dentre as suas principais responsabilidades:

- (i) Realizar a gestão de riscos, conforme aprovado pelo Conselho de Administração, bem como atender às recomendações e determinações do CAE, Comissão de Riscos e/ou da Diretoria;
- (ii) Convocar e coordenar as reuniões da Comissão de Riscos;

- (iii) Propor o Regimento Interno da Comissão de Riscos e garantir seu cumprimento e atualização;
- (iv) Desenvolver e aplicar a estratégia, a metodologia e a cultura de gestão de riscos, em conformidade com regulamentações vigentes e melhores práticas do mercado;
- (v) Implantar as ferramentas para a gestão de riscos na Companhia, bem como gerir e garantir seu funcionamento;
- (vi) Acompanhar e monitorar os riscos reportados pelas áreas, alocando-os na matriz de riscos;
- (vii) Monitorar o status e a implantação das ações mitigatórias desenvolvidas de acordo com as respostas dos riscos identificados;
- (viii) Apresentar e reportar à Diretoria, à Comissão de Riscos, ao CAE e ao Conselho de Administração os riscos e o nível de exposição;
- (ix) Acompanhar as tendências do mercado e realizar a conexão com os negócios;
- (x) Ministrando treinamentos para disseminar a cultura e a metodologia utilizada na gestão de riscos;
- (xi) Assegurar a manutenção da Política de Gestão de Riscos e verificar o cumprimento das diretrizes estabelecidas;
- (xii) Assessorar as áreas na identificação, análise e avaliação do impacto e probabilidade dos diversos tipos de riscos;
- (xiii) Suporte às áreas na definição de ações mitigatórias;
- (xiv) Coordenar e definir os padrões referentes ao processo de gestão integrada de riscos na Companhia; e
- (xv) Identificar novos riscos ou eventos que sejam relevantes, e suas respectivas evoluções.

Áreas de Negócio (Dono do Risco)

O Dono do Risco é responsável pela identificação, monitoramento e tratamento dos riscos. Dentre suas responsabilidades, incluem-se:

- (i) Identificar e gerir Riscos que possam afetar a Companhia;
- (ii) Informar a área de Riscos, Controles Internos e Auditoria Interna sobre a identificação de um risco materializado ou potencial, seja de sua área ou de outras que venha a observar, bem como sugerir sua alocação na matriz de riscos;
- (iii) Recomendar a resposta ou tratamento, bem como a classificação de cada risco sob sua responsabilidade;

- (iv) Definir, implementar e acompanhar as ações de resposta ou tratamento do risco;
- (v) Sugerir alterações no mapeamento de riscos e validar todas as informações disponibilizadas, ao menos trimestralmente;
- (vi) Fornecer informações para a Gestão de Riscos durante o mapeamento e construção da matriz de riscos;
- (vii) Reportar, ao menos trimestralmente, para a Gerência de Gestão de Riscos, o status das ações mitigatórias; e
- (viii) Quando solicitado, reportar e responder aos fóruns de governança (a Diretoria, Comissão de Riscos, CAE, Conselho de Administração etc.) os riscos sobre sua responsabilidade.

Controles Internos

No âmbito da Gestão de Riscos, compete a área de Controles Internos:

- (i) Desenvolver e manter a metodologia e as boas práticas para avaliação dos riscos e do ambiente de controles internos dos processos de negócio, relacionados aos riscos de negócio;
- (ii) Assessorar a Diretoria na identificação preventiva de riscos, e sugerir medidas para sua prevenção e minimização;
- (iii) Identificar e avaliar os controles e os riscos inerentes aos processos a partir de critérios qualitativos e/ou quantitativos das esferas de impacto e da probabilidade dos riscos;
- (iv) Estruturar o sistema de controles internos de forma compatível com as atividades da Companhia, garantindo as segregações e controles necessários para mitigar eventuais conflitos na condução de seus negócios;
- (v) Reportar os resultados obtidos na avaliação do ambiente de controles internos aos donos dos processos, à Diretoria, ao CAE e demais fóruns, quando aplicável;
- (vi) Alinhar a estrutura de controles internos aos objetivos dos processos da Companhia, aos normativos internos, às estratégias do negócio, à complexidade e aos riscos das operações;
- (vii) Avaliar continuamente os riscos dos processos e o ambiente de controles quanto aos aspectos de impacto potencial e a probabilidade do ambiente de controle (que compõe a análise de probabilidade e da vulnerabilidade dos controles);
- (viii) Apoiar gestores e colaboradores na elaboração de planos de ação necessários para a implementação do adequado ambiente de controles internos e mitigação dos riscos; e

(ix) Conscientizar os gestores sobre a importância da gestão integrada de riscos e suas responsabilidades com a manutenção e preservação do ambiente de controles internos.

Auditoria Interna

(i) Fornecer opiniões independentes ao Conselho de Administração, por meio do CAE, sobre o processo de gestão de riscos, a efetividade dos controles internos e governança da Companhia, recomendando ações de melhorias, quando aplicáveis; e

(ii) Verificar a conformidade do processo de Gestão de Riscos com as políticas e normas adotadas pela Companhia.

Adicionalmente, a fim de mitigar os riscos financeiros, a Companhia conta com uma política financeira aprovada pelo Conselho de Administração em reunião realizada em 04 de maio de 2023, e posteriormente revisada em 25 de junho de 2024 (“**Política Financeira**”), aplicável à Auren e suas subsidiárias, que padroniza e orienta a tomada de decisão no tema incluindo alçadas de aprovação e definição de papéis e responsabilidades, inclusive do Conselho de Administração, no que tange às operações que oferecem riscos de mercado. Dentre as práticas específicas adotadas pela Companhia, destaca-se o processo de gestão de riscos financeiros, o qual objetiva a preservação da liquidez e a proteção do fluxo de caixa e de seus componentes operacionais (receitas e custos) e financeiros (ativos e passivos financeiros) contra eventos adversos de mercado, tais como oscilações de preços futuros de energia, preços de moedas e de taxas de juros contra eventos adversos de crédito. A Política Financeira faz parte de documentos normativos internos e estabelece as seguintes responsabilidades no processo de gestão financeira da Companhia:

Conselho de Administração

(i) Aprovar a Política Financeira da Companhia e quaisquer exceções, limites ou revisões nela descritas, além das demais responsabilidades estabelecidas no Estatuto Social da Companhia.

Vice-Presidência de Finanças, Novos Negócios e DRI (“VP Financeira”)

(i) Analisar questões não contempladas na Política Financeira, inclusive recomendações por exceção de instrumentos, emissores/contrapartes e limites, e submeter proposta ao Conselho de Administração, quando cabível;

(ii) Definir e propor a estrutura de capital da Companhia a partir do planejamento estratégico da Companhia e das oportunidades de crescimento orgânico e inorgânico que se apresentem; e

- (iii) Garantir o cumprimento da Política Financeira, bem como sua operacionalização pela tesouraria.

Diretoria de Tesouraria e Relações com Investidores (“**Diretoria de Tesouraria e RI**”)

- (i) Propor estratégias de curto, de médio e de longo prazos para a gestão de caixa, de dívidas e de derivativos, aderentes às definições de estrutura de capital definidas; e
- (ii) Analisar e recomendar eventuais alterações e aprimoramento da Política Financeira, revisando-a pelo menos quando do término de sua vigência, que é de dois anos contado da reunião do Conselho de Administração que aprovou sua revisão e até a reunião seguinte à data de término da vigência.

Tesouraria

- (i) Gerir o caixa e a liquidez, diretamente e indiretamente, via acompanhamento de fundos de investimentos geridos por terceiros;
- (ii) Captar dívidas e gerir seus contratos;
- (iii) Cotar, contratar operações de derivativos e gerir seus contratos;
- (iv) Analisar estratégias de gestão de riscos de mercado da Companhia em conjunto com a área de Riscos de Mercado; e
- (v) Demais responsabilidades, conforme Norma Gerencial Financeira da Auren, que faz parte de documentos normativos internos da Companhia (“**Norma Financeira**”).

Riscos de Mercado

- (i) Acompanhar e monitorar os riscos de mercado previstos na Política Financeira e a que a Companhia está exposta;
- (ii) Analisar estratégias de gestão de riscos de mercado da Companhia em conjunto com a Tesouraria; e
- (iii) Propor melhorias no processo de gestão de riscos financeiros.

Controladoria

- (i) Analisar e entender as operações de forma a assegurar o atendimento à legislação tributária e às práticas contábeis adequadas.

Centro Operacional de Excelência (“**COE**”)

- (i) Prestar os serviços financeiros contratados pela Tesouraria, conforme Norma Financeira.

Gestão de Riscos de Negócios

- (i) Informar a ocorrência de desenquadramentos passivos e ativos, nos termos da Política Financeira; e
- (ii) Em caso de desenquadramentos, monitorar a implementação do plano de readequação, se aplicável, cuja responsabilidade pelo reenquadramento é da VP Financeira.

Governança e Compliance

- (i) Analisar, sob demanda, os Emissores/Contrapartes quanto às diretrizes estabelecidas por políticas e por procedimentos internos da Companhia do ponto de vista de *compliance*.

c. a adequação da estrutura operacional e de controles internos para verificação da efetividade da política adotada

A estrutura organizacional proposta de processos de Gestão de Riscos e de Controles Internos é baseada em parâmetro as diretrizes estabelecidas pelo IBGC, COSO e ISO 31000, especialmente no que diz respeito ao fluxo de identificação, análise, avaliação, tratamento, monitoramento e reporte dos riscos aos quais a Companhia está exposta.

A Companhia entende que a estrutura operacional e de Controles Internos é adequada, uma vez que tal estrutura tem como objetivo contribuir para o cumprimento efetivo do processo de Gestão dos Riscos, assim como demais políticas e procedimentos da Companhia e, ainda, para identificar eventual necessidade de revisão ou aprimoramento dos processos e controles internos.

Mais detalhes sobre a estrutura operacional de Controles Internos podem ser verificados no item 5.2 deste Formulário de Referência.

a. as principais práticas de controles internos e o grau de eficiência de tais controles, indicando eventuais imperfeições e as providências adotadas para corrigi-las

A Companhia adota as melhores práticas de controles internos alinhadas com suas estruturas utilizadas, as quais estão de acordo com a complexidade de seus negócios, no intuito de garantir as boas práticas de governança, mercado e atendimento às legislações e regulamentos aplicáveis, sempre zelando pela qualidade e integridade dos relatórios financeiros, pela adequação e eficácia de seu ambiente de controles internos.

A área de Controles Internos da Companhia atua como 2ª Linha na estrutura de Gestão de Riscos e possui, além das atribuições descritas no item 5.1 (iii) acima, as seguintes principais práticas e responsabilidades: (i) desenvolver e disponibilizar as metodologias, ferramentas, sistemas, infraestrutura e governança necessárias para suportar a avaliação e o monitoramento do sistema de controles internos da Companhia; (ii) fornecer orientações e treinamento sobre processo de controles internos e gerenciamento de riscos; (iii) avaliar a qualidade e eficácia do ambiente de controles internos e garantir a correta e efetiva implementação dos controles pelas áreas de negócios, protegendo os ativos físicos e intangíveis e garantindo a confiança das demonstrações financeiras, bem como seus processos correlatos; (iv) apoiar e garantir a identificação e monitoramento dos riscos e controles pelas áreas *owners* dos processos, de acordo com as políticas e metodologias internas; (v) avaliar e monitorar a efetividade dos controles internos, contribuindo para a precisão e a integridade do reporte, bem como a conformidade com leis e regulamentos; (vi) apoiar as áreas de negócios e atuar como *advisor* e facilitador no desenho e cumprimento de planos de ação ou oportunidades de melhoria relacionados às deficiências identificadas no ambiente de controles internos; (vii) garantir que os riscos inerentes aos negócios da Companhia sejam devidamente identificados, tratados e monitorados pelas áreas responsáveis; e (viii) acompanhar a implementação dos planos de ação e reportar periodicamente a evolução do ambiente de Controles Internos aos níveis gerenciais e à Administração.

Adicionalmente, como prática, a Companhia periodicamente elabora um plano de controles internos em conformidade com o *Risk Assessment* da Companhia, além de considerar as mudanças significativas dos processos de negócio, necessidades de melhoria no atual ambiente de controles identificadas pelas áreas de segunda e terceira linha, novos projetos e atualizações das leis e regulamentações aplicáveis ao negócio.

A Companhia conta também com a Auditoria Interna, área de avaliação independente, que atua como 3ª Linha na estrutura de gerenciamento de riscos. Além das atribuições descritas no item 5.1 (iii) acima, a Auditoria Interna tem as

seguintes principais práticas e responsabilidades: (i) oferecer avaliação independente de controles à Administração por meio dos trabalhos de Auditoria Interna, visando o aprimoramento de ambiente de controles internos, a fim de torná-los mais eficientes e eficazes para mitigar os riscos inerentes ao negócio; (ii) verificar a adequação dos controles internos em relação à legislação, aspectos regulatórios, bem como o cumprimento de políticas e normas internas; e (iii) realizar teste de efetividade dos controles a nível de processos, incluindo os que possuem impacto direto nas Demonstrações Financeiras da Companhia.

b. estruturas organizacionais envolvidas

A Companhia possui uma estrutura composta: (i) pelo Conselho de Administração; (ii) pelos Comitês de Assessoramento ao Conselho de Administração; e (iii) pela Diretoria e por suas respectivas divisões e estruturas de gestão próprias, responsáveis pela estrutura de Controles Internos.

Adicionalmente, a Companhia conta com CAE, vinculado ao Conselho de Administração, com funções consultiva e de assessoramento. O CAE é regulamentado na forma de seu Regimento Interno, aprovado em reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada no dia 06 de dezembro de 2021, com sua última alteração aprovada em reunião realizada no dia 27 de junho de 2022.

Atualmente, o CAE é composto por, no mínimo, 3 (três) membros eleitos pelo Conselho de Administração, sendo a maioria de seus membros independentes, nos termos da Resolução CVM nº 23, de 25 de fevereiro de 2021 (**“Resolução CVM 23”**), devendo contar ainda com (i) 1 (um) membro do Conselho de Administração que seja membro independente nos termos do Regulamento do Novo Mercado, e (ii) ao menos 1 (um) membro com reconhecida experiência em contabilidade societária, nos termos da regulamentação acima, sendo que a mesma pessoa poderá acumular essas duas qualidades.

O CAE tem como funções, dentre outras:

- (i) opinar na contratação e destituição dos serviços de auditoria independente e supervisiona suas atividades;
- (ii) acompanhar as atividades da Auditoria Interna e da área de Controles Internos da Companhia, de forma a monitorar a qualidade e a integridade: (a) dos mecanismos de Controles Internos; e (b) das informações e medições divulgadas com base em dados contábeis ajustados e em dados não contábeis que acrescentem elementos não previstos na estrutura dos relatórios usuais das demonstrações financeiras;
- (iii) avaliar e monitorar as exposições de risco da Companhia;
- (iv) avaliar e monitorar, juntamente com a administração e a área de Auditoria Interna: (a) os procedimentos e políticas de controle e reporte da Companhia, a

respeito de transações com partes relacionadas; e (b) a adequação das transações com partes relacionadas realizadas pela companhia e suas respectivas evidenciações;

(v) monitorar a avaliação anual quanto à efetividade dos Controles Internos, eventuais modificações destes controles relativas à elaboração, divulgação e aprovação das demonstrações financeiras, ocorridas no período, e que tenham afetado, ou possam afetar, significativamente, os números financeiros;

(vi) propor, quando necessário, recomendações ao processo de avaliação anual dos controles internos financeiros, inclusive a realização de avaliações intermediárias;

(vii) receber relatórios periódicos sobre os riscos nos processos de negócio e controles internos, para avaliação dos temas em discussão no CAE, bem como orientar os trabalhos das áreas;

(viii) monitorar e avaliar a efetividade e a suficiência da estrutura de Controles Internos, bem como acompanhar as ações preventivas e mitigatórias.

O Regimento Interno do CAE e o Estatuto Social da Companhia estão disponíveis nos *websites* da CVM (cvm.gov.br) e da B3 (b3.com.br), e no site de Relações com Investidores da Auren (ri.aurenenergia.com.br) na seção “ESG” e no ícone “Políticas, Regimentos e Código de Conduta” (ri.aurenenergia.com.br/esg/politicas-regimentos-e-codigo-de-conduta) e ícone “Estatuto Social” (ri.aurenenergia.com.br/esg/estatuto-social), respectivamente.

c. forma de supervisão da eficiência dos controles internos pela administração da Companhia, indicando o cargo das pessoas responsáveis pelo referido acompanhamento

O processo de controle interno está descrito nos itens 5.2.a e 5.2.b deste Formulário de Referência.

Além da avaliação do ambiente de controles realizada pela área de Controles Internos no papel da 2ª Linha, anualmente é realizada uma avaliação pela PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes Ltda. (“PwC” ou “**Auditores Independentes**”), conforme requerido pelo artigo 25, inciso II, da Resolução CVM 23, na qualidade de assessor da administração, com o objetivo de validar a eficácia dos controles-chave implementados para mitigar o risco de imprecisões significativas nas informações contidas nas demonstrações contábeis da Companhia. Em caso de identificação de qualquer deficiência de controle ou pontos de melhoria, a Companhia estabelece planos de ação, definindo prazos e responsabilidades, para garantir a efetiva mitigação dos riscos associados.

O resultado desta avaliação, bem como o status dos planos de ação são reportados e supervisionados pela administração da Companhia.

d. deficiências e recomendações sobre os controles internos presentes no relatório circunstanciado, preparado e encaminhado ao emissor pelo auditor independente, nos termos da regulamentação emitida pela CVM que trata do registro e do exercício da atividade de auditoria independente

Os Auditores Independentes avaliaram os controles internos relevantes para a elaboração e divulgação das demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, e emitiram o relatório circunstanciado apontando suas considerações (“Relatório Circunstanciado”).

A Companhia esclarece que não foram identificadas deficiências significativas sobre os controles internos no Relatório Circunstanciado.

e. comentários dos diretores sobre as deficiências apontadas no relatório circunstanciado preparado pelo auditor independente e sobre as medidas corretivas adotadas

A administração da Companhia discute anualmente, em conjunto com as aprovações das demonstrações financeiras, o Relatório Circunstanciado e as recomendações dos Auditores Independentes para buscar o aprimoramento constante dos seus controles internos.

Apesar de não haver deficiência significativa apontada pelos Auditores Independentes no Relatório Circunstanciado, para as deficiências encontradas, todas não significativas, a Administração da Companhia estabeleceu planos de ação a serem implementados durante o exercício de 2025 para evitar a recorrência da deficiência.

Os pontos em que a Companhia entende que não cabe plano de ação foram devidamente justificados nos relatórios de recomendações para o aprimoramento dos controles internos emitidos pelos Auditores Externos.

a. se o emissor possui regras, políticas, procedimentos ou práticas voltadas para a prevenção, detecção e remediação de desvios, fraudes, irregularidades e atos ilícitos praticados contra a administração pública, identificando, em caso positivo:

(i) os principais mecanismos e procedimentos de integridade adotados e sua adequação ao perfil e riscos identificados pelo emissor, informando com que frequência os riscos são reavaliados e as políticas, procedimentos e as práticas são adaptadas

Desde 2022, a Auren mantém um programa de Compliance ("Programa de Compliance"), aplicável às suas controladas e subsidiárias, desenvolvido de acordo com os parâmetros da Lei nº 12.846/2013, conforme alterada ("Lei Anticorrupção"), e com as melhores práticas de mercado. Sua estrutura é composta por seis pilares que visam a prevenção e detecção de práticas em desacordo com a conduta esperada pela Companhia e com as legislações aplicáveis, por parte dos administradores, da liderança, dos profissionais e dos terceiros.

Os pilares do Programa de Compliance são divididos em: (i) Comunicações e Treinamentos (ii) Linha Ética (iii) Contratual e Due Diligence (iv) Políticas e Normas Internas (v) Monitoramento e Melhoria Contínua; e (vi) Compliance Institucional. Para gestão do Programa de Compliance a Companhia conta com a Gerência de Ética e Integridade que orienta e atua no esclarecimento e definição de regras internas (normativos de nível tático/operacional), para cumprimento dos requisitos definidos pela administração.

Adicionalmente, a Companhia conta com uma política de *compliance* e anticorrupção, aprovada pelo Conselho de Administração em reunião realizada em 17 de outubro de 2022 ("**Política de Compliance e Anticorrupção**") e um código de conduta, também aprovado pelo Conselho de Administração em reunião de 19 de setembro de 2022 ("**Código de Conduta**").

A Política de Compliance e Anticorrupção é aplicável aos empregados, diretores, conselheiros, membros de comitês e comissões da Companhia, de suas controladas e subsidiárias ("**Pessoal**") e os princípios estabelecidos na referida política devem igualmente ser referência de boas práticas aos clientes, fornecedores, prestadores de serviços e demais parceiros de negócios com quem a Companhia se relaciona ("**Terceiros**").

A Política de Compliance e Anticorrupção visa estabelecer as diretrizes a respeito do Programa de *Compliance*, bem como as regras e orientações para prevenir, detectar e mitigar atos de corrupção e outras condutas impróprias. Dentre as diretrizes definidas, estão abarcados os principais seguintes temas:

- Comprometimento com a Integridade;

- Combate à corrupção;
- Relacionamento com Agentes Públicos;
- Contratações de Sociedades de Agentes Públicos;
- Brindes, Presentes, Hospitalidades e Entretenimento;
- Doações e Patrocínios;
- Contratação de Terceiros/Parceiros de Negócios (*Due Diligence de Integridade*) e demais agentes privados;
- Lavagem de dinheiro e financiamento ao terrorismo e armas de proliferação em massa;
- Evasão fiscal;
- Práticas anticoncorrenciais;
- Sanções e embargos;
- Operações societárias;
- Comercialização de energia (licitações ou contratações públicas e concorrência privada); e
- Integridade das informações contábeis e financeiras.

O Código de Conduta, por sua vez, é também aplicável a todo o Pessoal e estabelece as normas que devem ser seguidas, bem como também trata da postura que é esperada de Terceiros. O Código de Conduta versa, dentre outros, sobre temas comportamentais (como combate ao assédio e discriminação), práticas anticorrupção, relacionamentos com clientes, fornecedores e demais terceiros, confidencialidade, conflito de interesses e participação política, reforçando a vivência da ética e integridade de todos no dia a dia, reiterando o compromisso da Companhia com um futuro justo e íntegro.

Estes normativos acima citados passaram a compor as diretrizes fundamentais para a condução dos negócios pela Companhia e qualquer entidade que atue em seu nome.

O Código de Conduta e a Política de Compliance e Anticorrupção da Companhia estão disponíveis nos *websites* da CVM (cvm.gov.br) e da B3 (www.b3.com.br), e no site de Relações com Investidores da Auren (ri.aurenenergia.com.br) na seção “ESG” e no ícone “Políticas, Regimentos e Código de Conduta” (ri.aurenenergia.com.br/esg/politicas-regimentos-e-codigo-de-conduta).

A Companhia ainda conta com uma ferramenta indispensável do Programa de *Compliance*, a Linha Ética, canal confidencial para relatos de não conformidades em relação à legislação, Código de Conduta, Políticas e demais normativos vigente e aplicáveis, bem como diretrizes, pilares do Programa de *Compliance* e denúncias

em geral, garantindo o anonimato das pessoas que a utilizarem, sendo um meio seguro de reporte à Comissão de Conduta.

A Companhia incentiva a conscientização das suas diretrizes a respeito dos temas escopo da Política de Compliance e Anticorrupção e Código de Conduta, podendo se utilizar de comunicados, treinamentos, painéis de discussão e de eventos. Todo o Pessoal e Terceiros devem participar de treinamentos e eventos de *compliance*, quando convocados.

Como iniciativa de destaque sobre integridade na Companhia, foram realizadas algumas iniciativas de comunicação e treinamento em 2024, tais como:

- *Compliance Day* – evento anual transmitido ao vivo para todo o Pessoal, com o objetivo de aproximar e difundir os principais temas de *compliance*.
- Treinamento das operações – treinamento sobre o Código de Conduta e diretrizes de Ética e Integridade realizado em formato presencial para todo Pessoal e Terceiros alocados nas operações da Auren.
- Plano de Comunicações de *Compliance* para 2024 – execução de diversas comunicações relacionadas ao tema *Compliance* ao longo de 2024 por mídia online e impressa.
- E-learning de *Compliance* – treinamento realizado em plataforma online, obrigatório a todo o Pessoal, no momento de entrada na Companhia.
- Movimento Transparência 100% – Pacto Global ONU – a Companhia aderiu a essa iniciativa em 2022. Ela tem como objetivo encorajar e capacitar as empresas para ir além das obrigações legais, fortalecendo mecanismos de transparência e integridade para torná-las mais resilientes e exemplos de sucesso para as demais empresas do país. Até o ano de 2024 a Auren havia atingido o primeiro dos 5 objetivos previstos Movimento Transparência 100%, atendendo a meta de “100% de transparência da estrutura de *Compliance* e Governança Corporativa” do Movimento Transparência 100%

Adicionalmente, em atendimento as melhores práticas de integridade, a Companhia realiza a cada dois anos um *Compliance Risk Assessment* com objetivo de atualizar seu programa de integridade. Essa iniciativa ocorreu em 2024 e foi realizada por um escritório externo e independente.

A Companhia ainda conta com o seu CAE, o qual atua na avaliação do planejamento e execução de auditorias internas, na gestão de riscos, controles internos e *compliance*, conforme suas atividades previstas no Estatuto Social da Companhia, bem como em seu Regimento Interno, aprovado em reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada no dia 06 de dezembro de 2021 e alterado em reunião realizada no dia 27 de junho de 2022, os quais estão disponíveis nos *websites* da CVM (cvm.gov.br) e da B3 (www.b3.com.br), e no site de Relações com

Investidores da Auren (ri.aurenenergia.com.br) na seção “ESG” e no ícone “Estatuto Social” (ri.aurenenergia.com.br/esg/estatuto-social), e ícone “Políticas, Regimentos e Código de Conduta” (ri.aurenenergia.com.br/esg/politicas-regimentos-e-codigo-de-conduta), respectivamente.

(ii) as estruturas organizacionais envolvidas no monitoramento do funcionamento e da eficiência dos mecanismos e procedimentos internos de integridade, indicando suas atribuições, se sua criação foi formalmente aprovada, órgãos do emissor a que se reportam, e os mecanismos de garantia da independência de seus dirigentes, se existentes

As seguintes estruturas organizacionais da Companhia estão envolvidas no monitoramento do funcionamento e eficiência dos mecanismos e procedimentos internos de integridade.

Comitê de Auditoria Estatutário

A Companhia possui o CAE, que possui Regimento Interno próprio, aprovado em reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada no dia 06 de dezembro de 2021, e alterado em reunião realizada no dia 27 de junho de 2022, onde constam suas competências diversas em relação à integridade, assim como no Estatuto Social da Companhia, além daquelas descritas no item 5.2.b, acima, tais como:

(i) assessorar o Conselho de Administração no exercício de suas funções de fiscalização e direcionador da Companhia em termos de diligência, boa conduta, ética, integridade e gerenciamento de riscos de *Compliance*;

(ii) acompanhar as atividades relacionadas a implementação e manutenção do Programa de *Compliance*, recomendar ações para disseminar a cultura de ética, integridade e sensibilidade aos riscos de *Compliance*, além de atuar no acompanhamento da implementação, disseminação, treinamento e revisão do Código de Conduta;

(iii) avaliar as ações desenvolvidas pela Diretoria para criar as condições para a efetiva divulgação e o efetivo cumprimento do Código de Conduta e demais elementos do Programa de *Compliance*, bem como revisar periodicamente os processos de acompanhamento da conformidade legal e administrativa dos atos dos empregados da Companhia, analisando o tratamento dado para as hipóteses de descumprimento do Código de Conduta, normas internas, dispositivos legais e demais normativos aplicáveis à companhia, incluindo a aplicação de medidas disciplinares;

(iv) recomendar a correção ou aprimoramento de políticas, práticas e procedimentos identificados no âmbito de suas atribuições;

(v) avaliar os mecanismos práticos implementados pela Companhia no canal Linha Ética para receber, reter e tratar informações sobre alegações e denúncias de qualquer natureza, especialmente para indicações de fraudes ou ações dolosas;

(vi) ser comunicado periodicamente e avaliar os dados processados no canal Linha Ética, que incluam as denúncias recebidas, os tratamentos adotados e os respectivos resultados quanto a procedência ou casos encerrados por falta de informação, incluindo a aplicação de medidas disciplinares; bem como avaliação de eventuais implicações no sistema de controles internos;

(vii) analisar os meios para recepção e tratamento de informações acerca do eventual descumprimento de dispositivos legais e normativos aplicáveis à Companhia, além de regulamentos e códigos internos, inclusive com previsão de procedimentos específicos para proteção do prestador e da confidencialidade da informação, possibilitando a este órgão a apreciação e supervisão, especialmente as denúncias relacionadas a assuntos de sua competência, conferindo a tais casos apuração técnica especializada, se aplicável; e

(viii) comunicar ao Conselho de Administração denúncias que venham a ser recebidas envolvendo membros da Auditoria Interna, da Comissão de Conduta ou da Diretoria da Companhia.

O CAE é órgão de assessoramento vinculado diretamente ao Conselho de Administração, sendo composto por no mínimo 3 (três) e no máximo 5 (cinco) membros, dos quais 1 (um) deve ser conselheiro independente e ao menos 1 (um) deve ter reconhecida experiência em contabilidade societária. O CAE deve possuir autonomia operacional e dotação orçamentária (sob demanda) proposta pelo próprio comitê e aprovada pelo Conselho de Administração.

Comissão de Conduta

A Comissão de Conduta é composta por um grupo de pessoas com competências, experiências e habilidades complementares, preparadas para lidar com questões relacionadas a possíveis desvios de comportamento e questões éticas em geral. São responsáveis por avaliar, direcionar e tratar os temas reportados na Linha Ética, bem como as potenciais violações ao Código de Conduta, políticas, regras internas ou legislação aplicável e que tenham relação com as atividades da Companhia.

As denúncias recebidas na Linha Ética são deliberadas pela Comissão de Conduta da Companhia, a qual avalia as medidas disciplinares que caberão ao descumprimento do Código de Conduta, violações às leis, regulamentos, políticas e demais normas internas da Companhia, zelando, ainda, pela independência, sigilo e imparcialidade na tomada de decisão e condenando qualquer forma de discriminação, retaliação ou represália aos denunciante e aos envolvidos em eventuais averiguações.

Gerência de Ética e Integridade

A Gerência de Ética e Integridade atua na operacionalização dos padrões de *Compliance* homologados pela administração e reporta diretamente a Diretoria Executiva Jurídica, Institucional e Compliance.

(iii) se o emissor possui código de ética ou de conduta formalmente aprovado, indicando:

A Companhia adota o Código de Conduta, o qual foi aprovado pelo Conselho de Administração em 19 de setembro de 2022, e que estabelece o padrão de comportamento esperado de seus profissionais e formaliza o seu compromisso com os valores e princípios da Companhia, de modo a orientar a tomada de decisões que têm implicações éticas e que podem, eventualmente, afetar a reputação da Companhia.

O Código de Conduta orienta as partes interessadas sobre os compromissos adotados pela Companhia para uma postura honesta e íntegra no desempenho de suas atividades, incluindo o estabelecimento de normas mínimas que devem seguir. Isto inclui o cumprimento das exigências legais, regulatórias e normas internas, bem como: direitos humanos, diversidade e inclusão, preconceito e discriminação, saúde, segurança e meio ambiente; relacionamento com fornecedores; conflito de interesses; combate à corrupção e à lavagem de dinheiro; defesa da concorrência; segurança da informação e proteção de dados.

- ***se ele se aplica a todos os diretores, conselheiros fiscais, conselheiros de administração e empregados e se abrange também terceiros, tais como fornecedores, prestadores de serviço, agentes intermediários e associados***

As disposições do Código de Conduta são aplicáveis, de forma igualitária, a todos os colaboradores e empregados, membros da diretoria, do conselho de administração, de comitês de comissões da Companhia, de suas controladas e subsidiárias, bem como é referência de boas práticas para clientes, fornecedores, prestadores de serviços, acionistas e demais parceiros com os quais a Companhia se relaciona e/ou que possam atuar em seu nome.

- ***as sanções aplicáveis na hipótese de violação ao código ou a outras normas relativas ao assunto, identificando o documento onde essas sanções estão previstas***

O Código de Conduta prevê que seu descumprimento é considerado conduta inadequada e que pode levar a uma medida disciplinar. A Companhia dispõe também da Norma Gerencial de Gestão de Consequências que tem por objetivo orientar e estabelecer os critérios para a tomada de decisão sobre a aplicação de medidas disciplinares, como forma de consequência às ações e condutas de seus administradores, colaboradores e, em certos casos, empregados de empresas

terceiras (“Empregados Terceiros”) a serviço da Auren Energia S.A e/ou suas controladas.

As denúncias recebidas na Linha Ética são deliberadas pela Comissão de Conduta da Companhia, que é formada por um grupo de pessoas preparadas para lidar com questões relacionadas a possíveis desvios de comportamento e questões éticas em geral. A Comissão de Conduta irá avaliar as medidas disciplinares que caberão ao descumprimento do Código de Conduta, violações às leis, regulamentos, políticas e demais normas internas da Companhia. As providências tomadas poderão envolver, desde a participação em treinamentos, feedbacks, carta orientativa, advertência verbal, advertência escrita, suspensão, e até a demissão, com ou sem justa causa. Adicionalmente, poderá haver responsabilização nas esferas civil e criminal, quando aplicável.

- ***órgão que aprovou o código, data da aprovação e, caso o emissor divulgue o código de conduta, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado***

O Código de Conduta foi devidamente aprovado e revisado em Reunião do Conselho de Administração realizada em 19 de setembro de 2022, e está disponível nos *websites* da CVM (cvm.gov.br) e da B3 (www.b3.com.br), e no site de Relações com Investidores da Auren (ri.aurenenergia.com.br) na seção “ESG” e no ícone “Políticas, Regimentos e Código de Conduta” (ri.aurenenergia.com.br/esg/politicas-regimentos-e-codigo-de-conduta).

b. se o emissor possui canal de denúncia, indicando, em caso positivo:

A Companhia conta com a “Linha Ética”, canal de denúncias que consolida-se como referência no reporte de relatos que infringem aos padrões de integridade definidos no Código de Conduta. O canal está disponível em português, inglês e espanhol, 24 horas por dia.

Qualquer pessoa, interna ou externa à empresa (empregados, fornecedores, comunidade em geral, investidores etc.), pode acionar a Linha Ética para denunciar irregularidades percebidas em seu ambiente de negócios.

O canal pode ser acessado pelo website canalconfidencial.com.br/aurenergia ou pelo telefone 0800-5917192, de forma anônima ou identificada.

(i) se o canal de denúncias é interno ou se está a cargo de terceiros

O canal que recebe as denúncias é administrado por uma empresa externa, independente e especializada, para que qualquer pessoa, interna ou externa à Companhia, possa utilizá-lo. Após tratamento inicial das informações, encaminha o conteúdo do relato para análise da área de *Compliance* da Companhia.

(ii) se o canal está aberto para o recebimento de denúncias de terceiros ou se recebe denúncias somente de empregados

O canal de denúncias está aberto para o recebimento de denúncias de qualquer pessoa, interna ou externa à Companhia.

(iii) se há mecanismos de anonimato e de proteção a denunciante de boa-fé

A Linha Ética garante a confidencialidade das informações e a preservação da sua identidade, se essa for a sua vontade. Através do website e do telefone, a Linha Ética possibilita que o denunciante acompanhe de forma anônima o andamento do seu caso pelo número de protocolo disponibilizado no ato da denúncia, garantindo assim a efetividade do canal.

A Companhia repudia quaisquer retaliações contra quem denuncia de boa-fé, ou que esteja sob investigação.

(iv) órgão do emissor responsável pela apuração de denúncias

Todos os relatos registrados na Linha Ética são analisados pela Comissão de Conduta da Companhia, dotada de total independência e autonomia, uma vez que é formada por um grupo de pessoas preparadas para lidar com questões relacionadas a possíveis desvios de comportamento e questões éticas em geral.

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 foram registrados ou identificados casos de desvios, fraudes, irregularidades e atos ilícitos praticados contra a administração pública.

d. caso o emissor 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 o emissor não adotou controles nesse sentido

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia adota regras, procedimentos e práticas para prevenção, detecção e remediação de fraudes e ilícitos praticados contra a administração pública.

Em relação ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, a Companhia informa que houve alterações relevantes nos principais riscos aos quais está exposta, em decorrência da conclusão da Combinação de Negócios com a AES Brasil (atual Auren Participações). Isso porque, embora a operação não tenha alterado o objeto social nem o modelo de negócios da Companhia, ela resultou em incrementos de parte dos riscos inerentes à sua atividade, especialmente no que diz respeito à integração operacional entre as companhias e à sua estrutura de capital.

Importante destacar que a Companhia vem adotando rigorosamente como prática medidas estratégicas para mitigar tais riscos, com foco na condução de uma gestão eficiente de capital, manutenção de indicadores robustos de solidez financeira e na geração sustentável de valor para os seus acionistas. Além disso, esforços contínuos de integração e sinergia operacional e demais iniciativas complementares de gestão de riscos vêm sendo conduzidos de forma estruturada e diligente visando reduzir gradativamente as exposições identificadas no contexto pós-Combinação de Negócios.

Vale ressaltar, por fim, que a Política de Gestão de Riscos permaneceu inalterada durante o último exercício social, não havendo mudanças significativas em sua estrutura, diretrizes ou processos de governança.

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes em relação a esta seção 5.