

## Índice

### 5. Gerenciamento de riscos e controles internos

5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos	1
5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado	4
5.3 - Descrição - Controles Internos	7
5.4 - Programa de Integridade	9
5.5 - Alterações significativas	12
5.6 - Outras inf. relev. - Gerenciamento de riscos e controles internos	13

### 10. Comentários dos diretores

10.1 - Condições financeiras/patrimoniais	14
10.2 - Resultado operacional e financeiro	50
10.3 - Efeitos relevantes nas DFs	57
10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases	62
10.5 - Políticas contábeis críticas	68
10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs	76
10.7 - Coment. s/itens não evidenciados	78
10.8 - Plano de Negócios	79
10.9 - Outros fatores com influência relevante	81

## 5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos

### 5.1. Em relação aos riscos indicados no item 4.1, informar:

**a) Se o emissor possui uma política formalizada de gerenciamento de riscos, destacando, em caso afirmativo, o órgão que a aprovou e a data de sua aprovação, e, em caso negativo, as razões pelas quais o emissor não adotou uma política**

A Companhia adota Norma de Gestão de Riscos desde 2006. A Governança está consolidada e definida através de uma Política de Gestão de Riscos Corporativos, Taxonomia e as diretrizes da sua metodologia formalizadas na Norma e Procedimento de Riscos Corporativos. Tais documentos foram atualizados no 1º semestre de 2021 e aprovados no Comitê de Auditoria e Conselho de Administração. Importante destacar que o Processo de Gestão de Riscos está baseado em metodologias reconhecidas no mercado, como COSO ERM (Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission) e Norma ISO 31.000 (Gestão de Riscos). A Companhia possui uma área de Riscos e Crise, que realiza o gerenciamento integrado dos riscos, oportunidades e crises atuando como facilitadora no processo de GRC auxiliando na identificação, classificação, avaliação e gerenciamento dos riscos e tem como objetivo assegurar que os diversos eventos inerentes a cada uma das áreas da empresa sejam geridos por seus responsáveis e reportados periodicamente à Diretoria da empresa, que toma as providências que julga cabível.

Também deve prover de forma integrada, o monitoramento da gestão de riscos desenvolvida nas áreas corporativas e unidades de negócio, garantindo aderência dos processos e controles internos às normas nacionais e internacionais, e agregando valor aos negócios por meio da consolidação de políticas e estratégias alinhadas com o planejamento de negócios da Companhia.

**b) Os objetivos e estratégias da política de gerenciamento de riscos, quando houver, incluindo:**

**(i) os riscos para os quais se busca proteção**

#### **Gerenciamento de riscos do setor elétrico**

**Energético:** O cenário de oferta e demanda de energia nas diferentes regiões do País é avaliado pela Diretoria de Planejamento Energético e Gestão do Risco Energético, que considera um horizonte de cinco anos. Desta forma, a política de risco energético foi desenvolvida considerando as diferentes características da comercialização livre, geração e distribuição. Os riscos são monitorados diariamente considerando as condições de mercado observadas através de modelos estatísticos desenvolvidos internamente. Estes modelos avaliam todos os fatores de risco energético identificados com o objetivo de antecipar potenciais impactos na gestão de energia e minimizar esses riscos. Quando os riscos ultrapassam os limites definidos pela nossa política, ações mitigadoras são propostas para avaliação da diretoria.

**Regulatório:** Com as atividades de distribuição, transmissão e geração reguladas e fiscalizadas pela ANEEL, os principais riscos regulatórios são: (i) decorrentes de alterações no arcabouço legal e regulatório; e (ii) os relacionados à conformidade regulatória de seus processos operacionais. Mantemos uma Diretoria de Regulação que é responsável por realizar o monitoramento do cenário que envolve as partes interessadas nos negócios do setor elétrico brasileiro e elaborar estudos e propostas que possibilitem uma atuação proativa junto aos formadores de opinião e entidades representativas da indústria, com vista a mitigar os potenciais riscos mapeados.

Com um programa de trabalho regular, são realizadas pré-avaliações dos procedimentos de fiscalizações como as conduzidas pela ANEEL, avaliando a conformidade dos processos operacionais como forma de acompanhar o cumprimento das obrigações estabelecidas nos contratos de concessão e regulamentos da ANEEL.

A Diretoria de Regulação, com base nestes processos estruturados, centraliza o relacionamento com a ANEEL e avalia periodicamente os riscos de natureza regulatória segundo um procedimento estruturado e preestabelecido.

## 5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos

**Hidrológicos:** Formados, em sua maioria, por hidrelétricas, os ativos de geração têm sua operação influenciada por condições de clima e regime de chuvas. Além disso, a receita da venda é vinculada à garantia física, cujo volume, é determinado pelo Ministério de Minas e Energia (MME). A mitigação desse risco se dá pelo Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que compartilha entre os geradores participantes o risco da venda de energia a longo prazo, associado à otimização eletro-energética do Sistema Interligado Nacional – SIN, no que concerne ao despacho centralizado das unidades de geração de energia elétrica.

### Gerenciamento de riscos da Companhia

**Operacionais:** Nas distribuidoras, os Centros de Operação de Sistema (COS) podem ser operados remotamente a partir de qualquer unidade, de forma a minimizar riscos operacionais. Tanto a EDP São Paulo, quanto a EDP Espírito Santo têm implementado um Plano de Atendimento às Emergências (PAE) com medidas de prevenção e combate a incêndio, mitigação de impactos à segurança de pessoas e à integridade de máquinas e equipamentos, assim como prevenção ambiental.

No âmbito de Segurança de Barragens, em 01 de outubro de 2020, foi publicada a Lei Federal nº 14.066 que alterou substancialmente a Lei Federal nº 12.334/2010, na qual as adequações necessárias estão sendo tratadas em um Comitê de monitoramento específico que conta com a participação de Consultorias e Escritórios Jurídicos externos na orientação, avaliação e construção de planos de ação complementar (se necessário) para atendimento dos novos pontos da Lei de Segurança de Barragens.

**Ambientais:** Abrangem o risco de não cumprimento das condicionantes do licenciamento ambiental e de exposição a desastres naturais. Todos os empreendimentos e atividades de geração, transmissão, distribuição e soluções são executadas de acordo com a legislação ambiental vigente, a Política de Sustentabilidade do Grupo EDP e a Política de Sistemas de Gestão e Sustentabilidade da EDP Energias do Brasil, que dispõem sobre o compromisso de preservação do meio ambiente.

### *(ii) os instrumentos utilizados para proteção*

Os principais riscos aos quais os nossos negócios e operações estão sujeitos são periodicamente mapeados, identificados e mensurados com o apoio de metodologias e ferramentas desenvolvidas para cada tipo de risco. A partir desse diagnóstico, implementamos ações específicas para a sua mitigação ou eliminação, via mecanismos de defesa ou planos de contingência.

Adotamos um modelo descentralizado de gestão, em que as diretrizes e metodologias são realizadas pela área Corporativa de Gestão de Riscos e Crises e o acompanhamento e monitoramento são realizados pela Governança e os nomeados donos dos riscos.

Desde 2010, quando todos os riscos corporativos foram revisitados e atualizados trazendo uma visão consolidada e comparativa (mapa de risco), adotou-se a prática de identificação, análise, tratamento, monitoramento e atualização anual da Matriz Corporativa de Riscos.

### *(iii) a estrutura organizacional de gerenciamento de riscos*

A função de Gestão de Risco Corporativo, estava vinculada a Diretoria de Auditoria Interna e Compliance desde o ano de 2015.

Em 2020, foi criada uma Diretoria específica para cuidar dos riscos da Companhia: Diretoria de Gestão de Risco e Segurança (considera Gerência dedicada a Cibersegurança), na qual reporta-se para a Vice-Presidência de Geração, Transmissão e Trading, Comitê de Auditoria e Conselho de Administração.

## 5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos

### c) A adequação da estrutura operacional e de controles internos para verificação da efetividade da política adotada

Nossos diretores entendem que a estrutura operacional está adequadamente dimensionada e controles internos são efetivos para assegurar razoavelmente:

- a confiabilidade e a integridade da informação produzida, utilizada e divulgada;
- o cumprimento da legislação e normas legais aplicáveis;
- o cumprimento das políticas, normas e procedimentos internos; e
- a eficácia e a eficiência das operações.

A gestão do ambiente de controles internos fica a cargo da Diretoria de Compliance e Controles Internos cujo objetivo passa pela manutenção da estrutura de integridade capaz de mitigar os riscos inerentes no que tange principalmente a fiabilidade do dado financeiro e contábilístico, mediante as seguintes ações:

- gestão das atividades mitigadoras por meio de uma matriz de riscos e controles tempestivamente atualizada;
- acompanhamento dos relatórios de auditoria interna alocando controles internos a partir da identificação de um novo risco;
- monitoramento sobre as avaliações da taxonomia de riscos corporativos alocando controles internos a partir desse input;
- análise quantitativa (materialidade de execução) e qualitativa (risco) sobre as contas e divulgações contábeis que serão escopo de controles internos; e
- acompanhamento da auditoria externa independente de controles internos conduzindo os trabalhos desde a interação entre auditor e as áreas de negócio até a emissão do relatório de asseguuração independente sobre a efetividade do Sistema de Controle Interno relacionado ao Relato Financeiro (SCIRF).

Nossa área de Controles Internos está subordinada à Diretoria de Compliance e Controles Internos que, por sua vez está subordinada hierarquicamente à Presidência do Grupo EDP – Energias do Brasil, ao Conselho de Administração por meio Comitê de Auditoria da EDP – Energias do Brasil, ao qual comunica periodicamente o exercício de suas atividades. A estrutura e dimensão da área são adequadas, para alcançar os objetivos propostos e o conhecimento técnico bem como o nível de experiência dos colaboradores é suficiente para o correto e apropriado desempenho das suas funções.

Portanto, por meio dos trabalhos da área de Controles Internos, nossa diretoria monitora e avalia a adequação das nossas operações com as políticas adotadas.

Ressaltamos também que os serviços de auditoria prestados pelo auditor independente contemplaram o trabalho de asseguuração razoável sobre a efetividade do Sistema de Controles Internos do Relatório Financeiro ("SCIRF"), na data-base de 31 de dezembro de 2021, que representa os controles internos relacionados às demonstrações financeiras da EDP – Energias do Brasil e suas controladas. Os auditores independentes da do Grupo EDP Brasil tiveram um entendimento, manteve, em todos os aspectos materialmente relevantes, um sistema de controle interno apropriado e eficaz relacionado com o reporte financeiro consolidado do Grupo (SCIRF), relacionado aos controles internos relevantes, em 31 de dezembro de 2021, e de acordo com os critérios estabelecidos pelo enquadramento normativo do controle interno emitido pelo Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission ("COSO 2013") em relação aos processos de negócio e controles globais e pelo Control Objectives for Information and related Technologies ("COBIT") em relação aos controles gerais de tecnologias de informação diretamente ligados aos riscos e aos objetivos associados às demonstrações financeiras.

## 5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado

### 5.2. Em relação aos riscos de mercado indicados no item 4.2

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

**a) Se o emissor possui uma política formalizada de gerenciamento de riscos de mercado, destacando, em caso afirmativo, o órgão que a aprovou e a data de sua aprovação, e, em caso negativo, as razões pelas quais o emissor não adotou uma política**

A Companhia possui e segue a Norma de Gestão de Riscos Financeiros, que orienta em relação às transações e requer a diversificação de transações e contrapartes. Nos termos dessa norma, a natureza e a posição geral dos riscos financeiros são regularmente monitoradas e continuamente gerenciadas, a fim de avaliar os resultados e o impacto financeiro no fluxo de caixa. Também são revistos, periodicamente, os limites de crédito e a qualidade do *hedge* das contrapartes.

Esta norma foi aprovada pela Diretoria da Companhia e pelo Conselho de Administração da EDP – Energias do Brasil em reunião realizada em 25 de julho de 2016 e última alteração aprovada em 22 de março de 2021, compreendendo todas as controladas do Grupo, inclusive a Companhia.

**b) Os objetivos e estratégias da política de gerenciamento de riscos de mercado, quando houver, incluindo:**

**(i) os riscos de mercado para os quais se busca proteção**

#### Gerenciamento de riscos da Companhia

**Financeiros:** A norma estabelece condições e limites de exposição a riscos de mercado, liquidez e crédito e determina níveis de concentração de aplicações em instituições financeiras de acordo com o *rating* e patrimônio do banco e o montante total das aplicações do Grupo EDP Energias do Brasil, de forma a manter uma proporção equilibrada e menos sujeita a perdas. Nossa política de gestão de riscos financeiros limita a negociação de contratos de derivativos apenas para reduzir riscos resultantes de descasamentos de moedas, juros ou quaisquer outras fontes de exposição financeira. Essa política também prevê prazos para vencimento e liquidação de compromissos evitando, assim, a concentração de compromissos em um mesmo período. Semanalmente, é apresentado à Diretoria um relatório sobre posição das dívidas, do caixa e das aplicações financeiras, discriminando as operações de acordo com a política de riscos e as contrapartes. No gerenciamento desses riscos, utilizamos ferramentas como o Sage XRT, para cadastro e monitoramento de todas as posições, e análises de sensibilidade e *stress test* para quantificar a exposição ao risco.

**Mercado:** Esse risco engloba inadimplência dos clientes, perdas não técnicas, preço de liquidação das Diferenças (PLD), e variação nos preços de energia. Sua mitigação inclui ações:

- **Inadimplência dos clientes perdas não técnicas:** Inclui ações de combate a perdas, regularização de ligações clandestinas e a atuação das distribuidoras em regiões com atividades econômicas e características próprias.
- **Risco energético:** Todos os clientes e fornecedores com os quais possuímos operação são avaliados, o risco energético segue limites máximos de exposição que garantem o controle para o Grupo EDP Brasil.
- **Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) e Variação nos preços de energia:** Considerando a natureza das operações de compra e venda de energia assim como a exposição das geradoras hidrelétricas devido à variação da posição por conta do GSF, possuímos controle diário do risco no mercado, foram estabelecidos três limites de risco: (i) limite de risco da posição EDP-C; (ii) limite de risco da posição PPA de longo prazo da EDP-c e (iii) limite de risco integrado EDP C e geração hídrica consolidada.”

## 5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado

### ***(ii) a estratégia de proteção patrimonial (hedge)***

Uma vez identificados os riscos a serem mitigados, buscamos junto ao mercado o instrumento que melhor atenderá à demanda, e assim efetua-se a contratação do *hedge*.

Dado que nossas receitas são integralmente em reais, possuímos uma política de gestão de riscos financeiros para contratação de derivativos com propósito de *hedge* para minimizar qualquer exposição à oscilação de taxa de câmbio.

Quanto à decisão do instrumento, consideramos: (i) a nossa situação de liquidez; (ii) nossa condição de crédito junto ao mercado financeiro; e (iii) o cenário de mercado.

A cotação do *hedge*, independentemente do instrumento, ocorre levando-se sempre em conta os seguintes aspectos: (i) análise de crédito da contraparte; (ii) *covenants* existentes nos contratos financeiros celebrados por nós e por nossas controladas; e (iii) *spread* da instituição financeira.

Em 31 de dezembro de 2021 a totalidade da dívida em moeda estrangeira estão protegidos por *hedge*, o impacto direto de oscilações da taxa de câmbio do Real com outras moedas é imaterial.

A Companhia possuía em 31 de dezembro de 2021, através de sua controlada EDP Smart Serviços em Energia S.A., *hedge* para proteção a equipamentos importados, no total de R\$2.292 em exposição.

### ***(iii) os instrumentos utilizados para proteção patrimonial (hedge)***

Utilizamos os seguintes instrumentos: *Swaps*, Dólar Futuro, *NDFs* (*Non-Deliverable Fowards*), *Calls*, *Puts*, *Collars* e apólices de seguros.

As operações de *hedge* são desenvolvidas somente para reduzir riscos resultantes de descasamentos de moedas, juros ou de quaisquer outras fontes de exposição financeira. A estratégia de *hedge* da Companhia não tem caráter especulativo.

A estratégia de *hedge financeiro* e sua execução devem obedecer ao estrito objetivo de mitigar as exposições aos riscos identificados. Na hipótese dos eventos que nortearam a sua contratação deixarem de ser aplicáveis, esta deverá ser desfeita tempestivamente com as aprovações requeridas.

### ***(iv) os parâmetros utilizados para o gerenciamento destes riscos***

A Companhia adota os seguintes parâmetros para gerenciamento de riscos:

- Estabelecimento da moeda funcional da Companhia (Real – BRL);
- Estabelecimento do horizonte de tempo a ser monitorado. Este é um ponto de extrema importância, pois há uma relação de risco *versus* disponibilidade de instrumentos de proteção. Caso haja dívidas de longo prazo (superior a dois anos) pode haver dificuldades na estruturação de operações de *hedge* com custos aceitáveis. Por outro lado, a limitação do prazo de avaliação pode representar a assunção de riscos significativos para os fluxos de caixa mais longos. Atualmente, nossas análises consideram o horizonte completo do endividamento;
- Estabelecimento de procedimentos para marcação a mercado;
- Estabelecimento de procedimentos e parâmetros para acompanhamento do risco por meio de análises de sensibilidade nos principais fatores de risco aos quais a companhia está exposta;
- Estabelecimento de cenários de estresse;
- Estabelecimento da periodicidade de avaliação de risco (semanal); e

**5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado**

- Avaliação anual de ativos para cobertura de seguros, incluindo revisão dos limites e coberturas

***(v) os instrumentos financeiros operados pela Companhia com objetivos diversos de proteção patrimonial (hedge) e quais são os objetivos***

Em 31 de dezembro de 2021 a Companhia não fazia uso de instrumento financeiro utilizado para finalidade diversa à proteção patrimonial (hedge).

***(vi) a estrutura organizacional de controle de gerenciamento de riscos de mercado***

Os riscos de mercado são gerenciados pela Diretoria Financeira, a qual monitora e controla e avalia os riscos de mercado.

***c) A adequação da estrutura operacional e controles internos para verificação da efetividade da política adotada***

Vide informações no subitem 5.1 "c".

## 5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.3 - Descrição - Controles Internos

### **5.3. Em relação aos controles adotados pelo emissor para assegurar a elaboração de demonstrações financeiras confiáveis, indicar:**

#### **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 possui uma Matriz de Controles Internos atrelada às Demonstrações Financeiras, com cerca de 433 controles distribuídos nas diversas áreas de negócio e empresas do Grupo. Tratam-se de controles de governança corporativa, controles operacionais e controles de tecnologia da informação.

Anualmente é efetuada a contratação de um auditor externo independente, para realizar os trabalhos de certificação do ambiente de controles interno. São efetuados testes de desenho e eficácia dos controles, e caso sejam detectadas não conformidades, são retificadas ou programadas as implementações, sendo apresentadas à Diretoria e ao Comitê de Auditoria. As não conformidades programadas são acompanhadas trimestralmente pela área de Controles Internos e reportadas à Diretoria e ao Comitê de Auditoria. Adicionalmente, durante a realização dos trabalhos de Auditoria Interna, são testados os controles que forem pertinentes ao processo.

Anualmente é realizada pela Diretoria de Compliance e Controles Internos, o processo de Auto Certificação, onde toda estrutura de gestores responsáveis pelos controles internos, atestam ter conhecimento dos controles sob sua responsabilidade e que estes controles estão implementados e operando.

Nossos Diretores acreditam na eficiência dos procedimentos e controles internos que adotamos para assegurar a qualidade, precisão e confiabilidade das demonstrações financeiras do Grupo EDP – Energias do Brasil. Por essa razão, na opinião dos nossos Diretores, as demonstrações contábeis apresentam adequadamente o resultado das nossas operações e a nossa situação patrimonial e financeira.

#### **b) As estruturas organizacionais envolvidas**

Vide informações no subitem 5.1 “c”.

#### **c) Se e como a eficiência dos controles internos é supervisionada pela administração do emissor, indicando o cargo das pessoas responsáveis pelo referido acompanhamento**

Vide informações no subitem 5.1 “c”.

#### **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;**

No contexto da auditoria das nossas demonstrações financeiras, nossos auditores independentes avaliam nosso sistema de controles internos, uma vez que está no escopo previsto nas normas de auditoria aplicáveis no Brasil, cujo objetivo está relacionado ao planejamento dos procedimentos de auditoria.

Nossos auditores independentes emitiram relatório obrigatório (Relatório de recomendações para o aprimoramento dos controles internos), no qual consta as recomendações definidas, bem como as respostas da Administração com as ações específicas para seu tratamento.

Adicionalmente, para o ano de 2021, os serviços de auditoria prestados pelo auditor independente para o Grupo EDP - Energias do Brasil contemplaram o exame da estrutura e ambiente de controles internos (SCIRF), que culminaram na avaliação de que o grupo manteve, em todos os aspectos materialmente relevantes, um sistema de controle interno apropriado e eficaz relacionado com o reporte financeiro consolidado.



**5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.3 - Descrição - Controles Internos**

Temos por prática atender e alterar prontamente processos que apresentarem eventuais falhas identificadas pelos auditores durante o processo normal de trabalho, sejam elas referentes a processos ou sistemas.

**e) Comentários dos diretores sobre as deficiências apontadas no relatório circunstanciado preparado pelo auditor independente e sobre as medidas corretivas adotadas.**

Nossos Diretores acreditam na eficiência dos procedimentos e controles internos adotados para assegurar a qualidade, precisão e confiabilidade das demonstrações financeiras da Companhia, assegurando que nossas demonstrações financeiras estão de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e ao IFRS.

## 5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.4 - Programa de Integridade

**5.4. Em relação aos mecanismos e procedimentos internos de integridade adotados pelo emissor para prevenir, detectar e sanar desvios, fraudes, irregularidades e atos ilícitos praticados contra a administração pública, nacional ou estrangeira, informa**

(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado)

**a) Se o emissor possui regras, políticas, procedimentos ou práticas voltadas para a prevenção, detecção e remediação de fraudes e 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***

A Companhia possui um Programa de Compliance, estabelecido desde 2015, auditado anualmente, onde são revisados indicadores, controles e swot. O programa tem por objetivo atender não apenas as legislações vigentes, no intuito de mitigar práticas de corrupção, suborno, lavagem de dinheiro, uso de informação privilegiada, concorrência desleal, fixação de preços, trabalho infantil, forçado e escravo, entre outras, como também às melhores práticas globais relacionadas ao tema, além de contribuir para a melhoria dos processos de gestão da Companhia e apoiar o cumprimento do Código de Ética, através de seis pilares fundamentais:

- Comprometimento da Alta Administração;
- Canal de Ética;
- Instrumentos Normativos;
- Due Diligence;
- Monitoramentos; e
- Treinamento e Comunicação.

Durante o processo de criação do Programa, foi realizada uma análise de riscos abrangente que identificou os elementos de maior exposição a riscos de integridade e os pontos de melhorias, permitindo assim assegurar uma maior efetividade para implementação do programa. Anualmente, os riscos de corrupção são reavaliados, através da Matriz de Riscos de Fraude.

Para assegurar maior efetividade na implementação do Programa de Compliance, um conjunto de normativos foram elaborados e, tempestivamente, estes documentos são revisados e atualizados para garantir conformidade com a legislação e atendimento às melhores práticas relativas aos temas de integridade e ética. Além do Código de Ética, outros documentos sustentam o Programa de Compliance, são eles:

- Combate à Atos Ilícitos;
- Compliance;
- Interação com Agentes Públicos;
- Brindes, Presentes e Eventos;
- Doações, Patrocínios e Apoios Sociais fora do âmbito do Instituto EDP;
- Direitos Humanos;
- Balanço de Consequências;
- *Integrity Due Diligence – IDD*; e
- Prevenção e Gestão de Conflitos de Interesses.

Desde 2019 o Programa de Compliance do Grupo EDP – Energias do Brasil é certificado pela ISO 37.001 – Sistema de Gestão Antissuborno. Esta norma tem por objetivo apoiar as organizações a combater o suborno, a partir de uma cultura de integridade, transparência e conformidade com as leis vigentes, com o auxílio de requisitos, políticas, procedimentos e controles adequados para lidar com estes respectivos riscos.

## 5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.4 - Programa de Integridade

- (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**

Os mecanismos e procedimentos internos de integridade estão descrito no item (i) acima.

A estrutura de Compliance foi aprovada em Conselho de Administração da Companhia em 9 de maio de 2014 e abrange todas as controladas pertencentes ao Grupo. Atualmente essa estrutura está sob supervisão da Diretoria de Compliance e Controles internos, possuindo reporte para o Presidente Executivo da Companhia e ao Comitê de Auditoria.

- (iii) se o emissor possui código de ética ou de conduta formalmente aprovado, indicando:**  
**1) 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; 2) se e com que frequência os diretores, conselheiros fiscais, conselheiros de administração e empregados são treinados em relação ao código de ética ou de conduta e às demais normas relacionadas ao tema; 3) as sanções aplicáveis na hipótese de violação ao código ou a outras normas relativas ao assunto, identificando o documento onde essas sanções estão previstas; 4) 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**

Desde 2005, a Companhia possui um Código de Ética, aprovado pelo Conselho de Administração, aplicável a todos os colaboradores da Companhia e fornecedores. Em 2018, o Código de Ética foi atualizado, abrangendo todas as controladas pertencentes ao Grupo, com base nas melhores práticas e nos compromissos da Companhia.

No final de 2020, com a evolução de agendas globais e discussões alargadas, novos temas foram agregados como condutas orientadoras, sendo necessária uma nova atualização do Código de Ética da EDP, a fim de incluir temas essenciais para agregar a cultura ética já existente, tais como inclusão e diversidade, descarbonização, transição energética, proteção de dados e privacidade e inclusão digital.

Para garantir que as partes interessadas tenham pleno conhecimento dos pilares que contemplam o Programa de Compliance, incluindo os princípios do Código de Ética, ações de treinamento e comunicação são coordenadas pela Diretoria de Compliance e Controles Internos.

Os colaboradores que não cumprirem o estabelecido no Código de Ética estão sujeitos à ação disciplinar, dispostas no Balanço de Consequências e nos termos regulamentares aplicáveis às infrações praticadas. Os fornecedores e os prestadores de serviços a quem o Código seja aplicável estão sujeitos às medidas ou sanções estabelecidas contratualmente ou decorrentes dos procedimentos de avaliação e qualificação em vigor na EDP – Energias do Brasil.

O Código de Ética pode ser consultado no seguinte endereço da web:  
<http://www.edp.com.br/codigo-de-etica-edp>

- b) Se o emissor possui canal de denúncia, indicando, em caso positivo: 1) se o canal de denúncias é interno ou se está a cargo de terceiros; 2) se o canal está aberto para o recebimento de denúncias de terceiros ou se recebe denúncias somente de empregados; 3) se há mecanismos de anonimato e de proteção a denunciantes de boa-fé; e 4) órgão do emissor responsável pela apuração de denúncias**

## 5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.4 - Programa de Integridade

O Canal de Ética, parte integrante do programa de *Compliance*, é operado por uma entidade externa de forma a garantir maior transparência e independência e gerido pela Auditoria Interna do Grupo EDP – Energias do Brasil.

São permitidos registros anônimos ou identificados, sendo que os princípios de sigilo, confidencialidade e não retaliação são garantidos para quaisquer tipos de registros. O canal é divulgado a todos os *stakeholders* e possui diversos meios para fazer os registros: internet, e-mail, canal de voz e caixa postal.

Em 2021, o Conselho de Administração da EDP Brasil, aprovou a revisão do modelo de Comitê de Ética para Comissão de Ética, contando com membros independentes, que fazem o acompanhamento e a aplicação do Código de Ética da EDP Brasil, apreciando no âmbito das suas competências sobre as matérias que são submetidas, bem como apoiam o desenvolvimento e implementação de mecanismos para o estabelecimento dos princípios de ética empresarial no Grupo.

Esta Comissão de Ética é composta por um membro independente do Comitê de Governança Corporativa e Partes Relacionadas, que presidirá à Comissão, um membro independente do Comitê de Auditoria da EDP Brasil, o Provedor de Ética, o responsável da Diretoria de Compliance e Controles Internos, o responsável da Diretoria de Pessoas e Sociedade, o responsável da Diretoria de Auditoria Interna, o responsável da Diretoria Jurídica e um Secretário.

**c) Se o emissor adota procedimentos em processos de fusão, aquisição e reestruturações societárias visando à identificação de vulnerabilidades e de risco de práticas irregulares nas pessoas jurídicas envolvidas**

Aquisições e fusões são avaliadas por "Due Diligences" de integridade, conforme definidos nas normas de Compliance e na norma específica de Aquisições e Fusões.

**d) Caso o emissor não possua regras, políticas, procedimentos ou práticas voltadas para a prevenção, detecção e remediação de fraudes e ilícitos praticados contra a administração pública, identificar as razões pelas quais o emissor não adotou controles nesse sentido" (NR)**

Não aplicável.

## 5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.5 - Alterações significativas

**5.5. Informar se, em relação ao último exercício social, houve alterações significativas nos principais riscos a que o emissor está exposto ou na política de gerenciamento de riscos adotada, comentando, ainda, eventuais expectativas de redução ou aumento na exposição do emissor a tais riscos**

De acordo com a metodologia de Gerenciamento de Riscos aplicada no último exercício, não houve alterações relevantes nos principais riscos da companhia.

Em 13 de março de 2020, a Organização Mundial da Saúde (OMS) declarou pandemia mundial decorrente do novo coronavírus (COVID-19). O cenário de pandemia do novo coronavírus impactou no desempenho da economia brasileira que seguiu a volatilidade dos mercados estrangeiros com fortes quedas nos principais índices financeiros.

A Controladora EDP – Energias do Brasil possui negócios em todo o Brasil, mas do ponto de vista operacional atua no Pará, Amapá, Tocantins, Maranhão, Ceará, Minas Gerais, Espírito Santo, São Paulo, Mato Grosso, Santa Catarina e Rio Grande do Sul. A EDP – Energias do Brasil ainda mantém um Comitê de Crise cujo objetivo é monitorar e mitigar os impactos e consequências nas principais atividades da empresa, sendo as prioridades: (i) Proteger vidas; (ii) Proteger a EDP – Energias do Brasil; e (iii) Apoiar a sociedade.

## **5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.6 - Outras inf. relev. - Gerenciamento de riscos e**

### **5.6. Outras informações que a Companhia julga relevantes – Gerenciamento de riscos e controles internos**

Todas as informações relevantes relacionadas a esta Seção 5 foram discutidas nos itens anteriores.

## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

### 10.1. Comentários dos nossos Diretores sobre:

(Valores expressos em milhões de reais, exceto quando indicado)

#### a) Condições financeiras e patrimoniais gerais

Somos uma holding detentora de um portfólio diversificado e integrado de sociedades que atuam nas áreas de geração, distribuição, transmissão, clientes e trading de energia elétrica no mercado brasileiro. Os diretores entendem que possuímos liquidez adequada e condizente com o cenário energético e econômico atualmente vividos pelo país, que é evidenciado pelo capital circulante líquido consolidado positivo de R\$ 2.881,7 em 31 de dezembro de 2021.

O capital circulante líquido consolidado em 2020 e em 2019, ficaram em R\$ 590,0 negativos e em R\$ 1.591,4 positivos, respectivamente.

Os Diretores acreditam que nossas condições financeiras e patrimoniais são suficientes para mantermos nosso plano de negócios, desenvolvermos nossas atividades e cumprirmos com todas as nossas obrigações de curto e médio prazo, seja pela renegociação de dívidas vincendas no curto prazo para prazos maiores, seja pela atuação junto com as entidades do setor elétrico, na busca de soluções que atendam a todos os envolvidos com a questão energética brasileira, que continua sendo fundamental para o desenvolvimento do país.

A diretoria acredita que a Companhia apresenta índices de liquidez geral confortáveis, que evidenciam a estratégia da Companhia de manter sua estrutura de capital equilibrada, de modo a otimizar a sua rentabilidade, sem expor a Companhia a riscos elevados de liquidez.

Quanto à alavancagem, que diz respeito às dívidas financeiras (debêntures, empréstimos e financiamentos), a Companhia também procura trabalhar com um nível equalizado, de acordo com a sua política de dividendos, que lhe garanta maximizar a rentabilidade, sem prejudicar a continuidade da sua operação. Mais informações sobre este indicador podem ser encontradas no item 10.1.b.

Apresentamos abaixo alguns indicadores, de acordo com os números consolidados das Demonstrações Financeiras da Companhia, que evidenciam a situação financeira da Companhia nos últimos 3 exercícios sociais:

<b>Ativo</b>	<b>31/12/2019</b>	<b>31/12/2020</b>	<b>31/12/2021</b>
Circulante	7.325,0	7.469,1	10.121,3
Não Circulante	9.423,3	11.847,1	13.505,0
<b>Total</b>	<b>16.748,3</b>	<b>19.316,2</b>	<b>23.626,3</b>
<b>Passivo</b>			
Circulante	5.733,5	8.059,1	7.239,6
Não Circulante	11.423,9	10.975,9	14.095,1
<b>Total</b>	<b>17.157,5</b>	<b>19.035,0</b>	<b>21.334,7</b>
	<b>31/12/2019</b>	<b>31/12/2020</b>	<b>31/12/2021</b>
Capital Circulante Líquido	1.591,4	-590,0	2.881,7
Índice de Liquidez Geral	0,98	1,01	1,11
Índice de Liquidez Corrente	1,28	0,93	1,41
<b>Alavancagem total sobre</b>	<b>47,8%</b>	<b>47,2%</b>	<b>48,7%</b>
<b>Alavancagem + Patrimônio Líquido*</b>			

(\*) Patrimônio líquido não considera a Participação dos não controladores

## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

### b) Estrutura de capital

Segue abaixo, quadros resumos com os principais indicadores que compõem nossa dívida líquida e estrutura de capital:

	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2021
<b>Alavancagem total sobre</b>			
<b>Alavancagem + Patrimônio Líquido*</b>	<b>47,8%</b>	<b>47,2%</b>	<b>48,7%</b>
<b>Alavancagem líquida sobre o Patrimônio Líquido</b>			
<b>(Dívida líquida sobre Patrimônio Líquido)</b>	<b>61,7%</b>	<b>60,7%</b>	<b>70,7%</b>
<b>Participação do Capital</b>			
Capital Próprio	35,0%	34,7%	34,3%
Capital de Terceiros	65,0%	65,3%	65,7%
	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

Nos últimos três exercícios, a Companhia utilizou como fontes de capital de terceiros empréstimos, financiamentos e debêntures.

Os Diretores entendem que a Companhia tem uma estrutura de capital equilibrada. Em 31 de dezembro de 2021, tínhamos 65,7% de capital de terceiros, que correspondem a R\$21.334,7, dos quais 33,9% de curto prazo e 66,1% de longo prazo, e 34,3% de recursos de acionistas (patrimônio líquido). Em 31 de dezembro de 2020, tínhamos 65,3% de capital de terceiros, que correspondem a R\$19.035,0, dos quais 42,3% de curto prazo e 57,7% de longo prazo, e 34,7% de recursos de acionistas (patrimônio líquido). Em 31 de dezembro de 2019, tínhamos 65,0% de capital de terceiros, que correspondem a R\$17.157,5, dos quais 33,4% de curto prazo e 66,6% de longo prazo, e 35,0% de recursos de acionistas (patrimônio líquido).

O padrão de financiamento das operações da Companhia por capital próprio e de terceiros pode ser percebido ao longo dos anos pela relação entre a alavancagem total (empréstimos, financiamentos e debêntures) e a alavancagem total mais o patrimônio líquido (desconsiderando o capital dos não controladores). Em 31 de Dezembro de 2021 tivemos um aumento nesta relação, devido principalmente à maior alavancagem para fazer frente aos investimentos da companhia.

### c) Capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos

Nossos Diretores acreditam que estamos em nível adequado de alavancagem, não obstante o contexto energético e econômico que o país tem vivenciado nos últimos anos.

Os Diretores da Companhia destacam a capacidade de geração de caixa da Companhia, medida pelo EBITDA ajustado (o lucro ou prejuízo líquido da Companhia em bases consolidadas, acrescido da contribuição social, imposto de renda, equivalência patrimonial, resultados financeiros, depreciação e amortização), que alcançou, em 31 de dezembro de 2021, o montante de R\$4.313,1. Já em 31 de dezembro de 2020, capacidade de geração de caixa da Companhia alcançou o montante de R\$3.381,9 e em 31 de dezembro de 2019, a capacidade de geração de caixa da Companhia alcançou o montante de R\$2.914,2.

O nível das disponibilidades da Companhia também é sempre mantido em um patamar suficiente para honrar suas necessidades do dia-dia, suas amortizações e investimentos, sendo que o saldo de disponibilidades da Companhia era de R\$2.711,2 em 31 de dezembro de 2021, R\$2.889,8 em 31 de dezembro de 2020 e R\$2.773,9 em 31 de dezembro de 2019.



## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Dessa forma, considerando a posição atual de caixa e a capacidade de geração de caixa da Companhia, os Diretores acreditam que a mesma possui liquidez e recursos suficientes para honrar seus compromissos financeiros de curto, médio e longo prazo.

Os Diretores da Companhia acreditam que o grupo tem seu fluxo de caixa equalizado quanto às suas obrigações financeiras, o que está evidenciado pelos níveis de dívida líquida pelo EBITDA apresentados pela Companhia nos últimos 3 exercícios. Isto porque, em 31 de dezembro de 2021, esse indicador foi de 1,83 vezes, em 31 de dezembro de 2020 foi de 1,81 vezes e em 31 de dezembro de 2019 o indicador foi de 1,91 vezes.

A Companhia tem mantido a assiduidade dos pagamentos de todos os seus compromissos, conforme esperado, e não apresenta qualquer sinal de falta de liquidez. Caso a Companhia entenda necessário contrair novos empréstimos para financiar seus investimentos e aquisições, os Diretores acreditam que a Companhia tem a capacidade de contratá-los e honrá-los sem comprometer o desenvolvimento dos seus negócios.

A dívida bruta consolidada totalizou R\$ 10.597,5 em 31 de dezembro de 2021, em comparação a R\$ 9.034,9 em 31 de dezembro de 2020, o que aponta um aumento de R\$ 1.562,6. A dívida líquida consolidada atingiu R\$ 7.880,5 milhões em 31 de dezembro de 2021, frente a R\$ 6.135,7 milhões, verificando-se um aumento de R\$ 1.744,8 milhões. O incremento da dívida se deve principalmente às captações das distribuidoras e para financiamento dos projetos de transmissão.

A dívida bruta consolidada totalizou R\$ 9.034,9 em 31 de dezembro de 2020, em comparação a R\$ 8.464,8 em 31 de dezembro de 2019, o que aponta um aumento de R\$ 570,1. A dívida líquida consolidada atingiu R\$ 6.135,7 em 31 de dezembro de 2020, frente a R\$ 5.557,1, verificando-se um aumento de R\$ 578,6. O incremento da dívida se deve principalmente às captações das distribuidoras.

A dívida bruta consolidada totalizou R\$8.464,8 em 31 de dezembro de 2019, em comparação a R\$7.458,8 em 31 de dezembro de 2018, o que aponta um aumento de R\$1.006,0. A dívida líquida consolidada atingiu R\$5.557,1 em 31 de dezembro de 2019, frente a R\$4.395,5 verificando-se uma redução de R\$1.161,6. O incremento da dívida se deve principalmente às captações dos projetos de transmissão.

Podemos demonstrar nossa capacidade de pagamento em relação aos compromissos assumidos por meio das medições que as agências de rating realizam periodicamente sobre a companhia. Atualmente, somos avaliados pelas agências de classificação de risco Moody's, Standard & Poors (S&P) e Fitch. Segue abaixo os ratings da EDP - Energias do Brasil e de suas controladas:

Escala de Rating S&P																			
AAA	AA+	AA	AA-	A+	A	A-	BBB+	BBB	BBB-	BB+	BB	BB-	B+	B	B-	CCC+	CCC	CCC-	CC
Investment grade																C	D	NR	

Escala de Rating da Moodys																			
Aaa	Aa1	Aa2	Aa3	A1	A2	A3	Baa1	Baa2	Baa3	Ba1	Ba2	Ba3	B1	B2	B3	Caa1	Caa2	Caa3	Ca
Investment grade																C	WR		

Moody's	Nacional			Global		
	2019	2020	2021	2019	2020	2021
EDP - Energias do Brasil	Aa2.br	Aa2.br	AAA.br	Ba2	Ba2	-
EDP São Paulo	Aa1.br	Aa1.br	AAA.br	Ba2	Ba2	-
EDP Espírito Santo	Aa1.br	Aa1.br	AAA.br	Ba2	Ba2	-
Energest	-	-	-	-	-	-
Lajeado Energia	Aa2.br	Aa2.br	AA.br	Ba2	Ba2	-

**10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**

S&P	Nacional			Global		
	2019	2020	2021	2019	2020	2021
EDP São Paulo	brAAA	brAAA	brAAA	-	-	-
EDP Espírito Santo	brAAA	brAAA	brAAA	BB-	BB-	BB-

Fitch	Nacional			Global		
	2019	2020	2021	2019	2020	2021
EDP Energias do Brasil	AAA(bra)	AAA(bra)	AAA(bra)	-	-	-
EDP Transmissão SP-MG	AA+(bra)	AA+(bra)	AA+(bra)	-	-	-
EDP Transmissão Aliança SC	AA(bra)	AA(bra)	AA(bra)	-	-	-

Em 3 de abril de 2019 a Moody's reafirmou os ratings da EDP São Paulo e em 5 de abril de 2019, a Moody's reafirmou os ratings da EDP Espírito Santo, com as seguintes classificações: "Aa1.br" em escala local, e "Ba2" em escala global. A perspectiva de ambos os ratings se manteve estável.

Em 10 de abril de 2019, a Moody's reafirmou os ratings da Energest: "Aa2.br" em escala local, e "Ba2" em escala global, com perspectiva estável.

Em 23 de maio de 2019, a Moody's reafirmou os ratings da EDP Energias do Brasil: "Aa2.br" em escala local e "Ba2" em escala global, com perspectiva estável.

Em 06 de agosto de 2019, a Fitch publicou rating inicial da EDP Transmissão SP-MG: AA+ (bra) em escala nacional, com perspectiva estável.

Em 11 de outubro de 2019, a Fitch reafirmou o rating da EDP Transmissão Aliança SC: AA (bra) em escala nacional, com perspectiva estável.

Em 25 de outubro de 2019, a Fitch publicou rating inicial da EDP Energias do Brasil: AAA (bra) em escala nacional, com perspectiva estável.

Em 08 de novembro de 2019, a Moody's retirou os ratings da Energest a pedido da Companhia.

Em 8 de abril de 2020 a Moody's reafirmou os ratings da EDP São Paulo e da EDP Espírito Santo, com as seguintes classificações: "Aa1.br" em escala local, e "Ba2" em escala global. A perspectiva de ambos os ratings se manteve estável.

Em 27 de maio de 2020, a Moody's reafirmou os ratings da EDP Energias do Brasil: "Aa2.br" em escala local e "Ba2" em escala global, com perspectiva estável.

Em 01 de junho de 2020, a Moody's reafirmou os ratings da Lajeado Energia: "Aa2.br" em escala local e "Ba2" em escala global, com perspectiva estável.

Em 28 de julho de 2020, a Fitch reafirmou o rating da EDP Transmissão SP-MG: AA+ (bra) em escala nacional, com perspectiva estável.

Em 28 de agosto de 2020, a Fitch reafirmou o rating da EDP Transmissão Aliança SC: AA (bra) em escala nacional, com perspectiva estável.

Em 21 de setembro de 2020, a Fitch reafirmou o rating da EDP Energias do Brasil: AAA (bra) em escala nacional, com perspectiva estável.

## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Em 29 de abril de 2021 a Moody's reafirmou os ratings da EDP São Paulo e da EDP Espírito Santo, com as seguintes classificações: "Aa1.br" em escala local, e "Ba2" em escala global. A perspectiva de ambos os ratings se manteve estável.

Em 27 de maio de 2021, a Moody's reafirmou os ratings da EDP Energias do Brasil: "Aa2.br" em escala local e "Ba2" em escala global, com perspectiva estável.

Em 07 de junho de 2021, a Moody's reafirmou os ratings da Lajeado Energia: "Aa2.br" em escala local e "Ba2" em escala global, com perspectiva estável.

Em 29 de junho de 2021, a Moody's comunicou a atribuição do rating "AA.br" em escala local para a Lajeado Energia, e a retirada do rating global "Ba2", em decorrência da criação da Moody's Local. A perspectiva do rating é estável.

Em 29 de junho de 2021, a Moody's comunicou a atribuição do rating "AAA.br" em escala local para a EDP Energias do Brasil, e a retirada do rating global "Ba2", em decorrência da criação da Moody's Local. A perspectiva do rating é estável.

Em 29 de junho de 2021, a Moody's comunicou a atribuição do rating "AAA.br" em escala local para a EDP São Paulo e a EDP Espírito Santo, e a retirada de seus ratings globais "Ba2", em decorrência da criação da Moody's Local. A perspectiva dos ratings é estável.

Em 26 de julho de 2021, a Fitch reafirmou o rating da EDP Transmissão SP-MG: AA+ (bra) em escala nacional, com perspectiva estável.

Em 17 de agosto de 2021, a Fitch reafirmou o rating da EDP Transmissão Aliança SC: AA (bra) em escala nacional, com perspectiva estável.

Em 30 de agosto de 2021, a Fitch reafirmou o rating da EDP Energias do Brasil: AAA (bra) em escala nacional, com perspectiva estável.

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

Os Diretores destacam que, com o objetivo de atender a estratégia definida para a Companhia e consequentemente, em virtude dos investimentos em novas capacidades (UHE Cachoeira Caldeirão, UHE São Manoel, UHE Santo Antonio do Jari, UTE Pecém I, Lote 21, Lote 18, Lote Q, Lote Mata Grande e Lote 1), a Companhia necessitou captar recursos por meio de contratos financeiros. Na opinião dos Diretores, as distribuidoras do grupo já contratam financiamentos adequados para suas operações usuais de investimento na expansão e manutenção de sua rede, além de realizarem o refinanciamento e alongamento de contratos vencidos.

Nos últimos três exercícios sociais, as fontes de financiamento utilizadas pelo grupo foram a geração de caixa operacional, os empréstimos e financiamentos e as debêntures. Nesses períodos, nossas controladas e a Companhia captaram recursos para financiar os investimentos e o capital de giro da área de distribuição, de geração e de transmissão, por meio de emissões de debêntures, e empréstimos e financiamentos junto a bancos comerciais, ao BNDES e ao BNB. Na opinião dos nossos Diretores, as captações realizadas foram adequadas e consistentes com a nossa necessidade de capital, considerando o contexto e as condições de mercado em que a Companhia se encontra e se encontrava.

A Companhia procura prever suas captações com uma antecedência mínima, que lhe possibilite um melhor planejamento quanto aos prazos e formas de captação, para que esteja sempre preparada para eventuais mudanças no mercado, e consiga buscar fontes alternativas de recursos em caso de necessidade. Na visão dos nossos Diretores, esta atuação garante ao grupo uma maior flexibilidade, e melhores decisões com relação às suas captações.

## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Os Diretores da Companhia acreditam que esta estratégia de captações é a mais indicada para o grupo, como forma de manter um índice de alavancagem adequado, sempre buscando alternativas para reduzir seu custo de captação e aumentar seu prazo médio.

As principais contratações da Companhia, nos últimos três exercícios, seguem abaixo:

Linhas Contratadas 2021			
Instrumento	Aprovado	Vencimento	Custo
EDP Espírito Santo - Cédula de Câmbio - MUFG	R\$ 300	jan/23	CDI + 1,13% a.a.
EDP Espírito Santo - Debêntures - 10ª Emissão	R\$ 500	jul/25	CDI + 1,15% a.a. (Swap)
EDP São Paulo - Debêntures - 11ª Emissão	R\$ 700	jan/26	CDI + 1,50% a.a. (Swap)
Enerpeixe - Debêntures - 4ª Emissão	R\$ 275	mar/26	CDI + 1,75% a.a.
EDP Transmissão MA I - Banco do Nordeste - 3ª liberação	R\$ 15	jul/43	IPCA + 2,7877% a.a.
EDP Transmissão MA I - Banco do Nordeste - 3ª liberação	R\$ 15	jul/43	IPCA + 2,2809% a.a.
EDP Transmissão MA I - Banco do Nordeste - 4ª liberação	R\$ 16	jul/43	IPCA + 2,7877% a.a.
EDP Transmissão MA I - Banco do Nordeste - 4ª liberação	R\$ 16	jul/43	IPCA + 2,2809% a.a.
EDP Trading - Cédula de Câmbio - MFUG	R\$ 200	abr/22	CDI + 0,65% a.a.
EDP GRID - Cédula de Câmbio - Scotiabank	R\$ 100	abr/22	CDI + 0,79% a.a. (Swap)
EDP Transmissão SP-MG - Cédula de Câmbio - MUFG	R\$ 150	dez/21	CDI + 0,75% a.a.
Lajeado - Debêntures - 5ª Emissão	R\$ 150	jun/24	CDI + 1,05% a.a.
Mata Grande - CCB - Itaú	R\$ 25	ago/21	CDI + 1,30% a.a.
EDP Transmissão MA II - Banco do Nordeste - 5ª liberação	R\$ 2	jan/39	IPCA + 2,5707% a.a.
EDP Espírito Santo - Debêntures - 11ª Emissão	R\$ 400	jul/25	CDI + 1,25% a.a.
EDP São Paulo - Debêntures - 12ª Emissão	R\$ 350	jul/26	CDI + 1,25% a.a.
Mata Grande - Cédula de Câmbio - Scotiabank	R\$ 85	ago/22	CDI + 0,86% a.a.
EDP Trading - Cédula de Câmbio - MFUG	R\$ 100	mar/23	CDI + 0,99% a.a.
EDP Trading - Cédula de Câmbio - MFUG	R\$ 250	nov/23	CDI + 1,165% a.a.
EDP Transmissão SP-MG - Debêntures - 3ª Emissão	R\$ 525	nov/23	CDI + 1,10% a.a.
EDP Espírito Santo - Nota Promissória - 2ª Emissão	R\$ 350	nov/23	CDI + 1,20% a.a.
EDP São Paulo - Debêntures - 13ª Emissão	R\$ 450	dez/26	CDI + 1,38% a.a.
<b>Total</b>	<b>R\$ 4,974</b>		

Linhas Contratadas 2020			
Instrumento	Aprovado	Vencimento	Custo
EDP Espírito Santo - Cédula de Câmbio - MFUG	R\$ 200	fev/21	CDI + 0,10% a.a.
EDP Espírito Santo - Nota Promissória - 1ª Emissão	R\$ 150	abr/21	CDI + 2,5% a.a.
EDP Espírito Santo - Debêntures - 9ª Emissão	R\$ 150	abr/21	CDI + 2,5% a.a.
EDP Transmissão MA II - Banco do Nordeste - 2ª liberação	R\$ 56	jan/39	IPCA + 2,5707% a.a.
EDP Transmissão MA II - Banco do Nordeste - 3ª liberação	R\$ 42	jan/39	IPCA + 2,5707% a.a.
EDP São Paulo - Nota Promissória - 6ª Emissão	R\$ 350	mar/21	CDI + 3,0% a.a.
EDP São Paulo - Nota Promissória - 7ª Emissão	R\$ 120	abr/21	CDI + 3,0% a.a.
Enerpeixe - 1ª Emissão de Notas promissórias	R\$ 170	mar/21	CDI + 3,00% a.a.
Energist - 1ª Emissão de Notas promissórias	R\$ 100	mai/22	CDI + 2,75% a.a.
EDP Transmissão MA I - Banco do Nordeste - 1ª liberação.1	R\$ 83	jul/43	IPCA + 2,7877% a.a.
EDP Transmissão MA I - Banco do Nordeste - 1ª liberação.2	R\$ 82	jul/43	IPCA + 2,2809% a.a.
EDP Transmissão SP-MG - Cédula de Câmbio - MFUG	R\$ 100	jun/21	CDI + 1,85% a.a.
EDP Transmissão MA II - Banco do Nordeste - 4ª liberação	R\$ 4	jan/39	IPCA + 2,5707% a.a.
EDP Transmissão MA I - Banco do Nordeste - 2ª liberação.1	R\$ 7	jul/43	IPCA + 2,7877% a.a.
EDP Transmissão MA I - Banco do Nordeste - 2ª liberação.2	R\$ 6	jul/43	IPCA + 2,2809% a.a.
EDP Transmissão SP-MG - 4131	R\$ 300	dez/21	CDI + 0,45% a.a.
<b>Total</b>	<b>R\$ 1.919</b>		

**10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**

Linhas Contratadas 2019			
Instrumento	Aprovado	Vencimento	Custo
EDP Transmissão SP-MG - 1ª Emissão de Debêntures	R\$ 250	jun/20	CDI + 0,2% a.a.
EDP Transmissão SP-MG - 2ª Emissão de Debêntures	R\$ 800	jul/39	IPCA + 4,45% a.a.
EDP Transmissão MA II (Lote 11) - Banco do Nordeste	R\$ 22	jan/39	IPCA + 2,57% a.a.
EDP São Paulo - 10ª Emissão de Debêntures	R\$ 200	mar/24	106,6% do CDI
EDP São Paulo - 5ª Emissão de Notas Promissórias	R\$ 300	jul/24	106,58% do CDI
EDP Espírito Santo - 8ª Emissão de Debêntures	R\$ 300	mar/24	106,9% do CDI
EDP Grid - Cédula de Câmbio	R\$ 70	abr/21	CDI + 0,15% a.a.
EDP Comercializadora - Cédula de Câmbio	R\$ 150	jul/20	CDI + 0,44% a.a.
Lajeado Energia - 4ª Emissão de Debêntures	R\$ 100	nov/20	CDI + 0,20% a.a.
EDP Transmissão MA I - Cédula de Crédito Bancário	R\$ 67	jun/20	CDI + 0,65% a.a.
EDP Transmissão MA II - Cédula de Crédito Bancário	R\$ 66	jun/20	CDI + 0,65% a.a.
<b>Total</b>	<b>R\$ 2.325</b>		

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

Em 05 de setembro de 2017 as distribuidoras firmaram contratos de financiamento junto ao BNDES no valor total de R\$753,8, dos quais R\$333,0 já foram desembolsados até 31 de dezembro de 2018. Em 2019 não tivemos novos desembolsos. O financiamento teve como objeto o plano de investimento dos anos de 2016 a 2018 das companhias. A linha de crédito esteve aberta para desembolso até maio de 2019 e possui vencimento final em 2025, com juros que variam entre TJLP + 2,96% a.a. e Taxa de Referência do BNDES + 3,23% a.a. (com correção pelo IPCA).

Outras necessidades de financiamento estão asseguradas pelo acesso das empresas a operações de crédito com instituições financeiras parceiras (Itaú, Bradesco, ABC, Banco Votorantim, Citibank, MUFG, Scotia, UBS, BB, dentre outros) que nos apoiam no complemento de nossas necessidades de caixa, quando inferiores a geração de caixa operacional.

Nossos diretores entendem que as linhas de crédito existentes são suficientes para as necessidades da Companhia e, em caso de necessitar de recursos para eventuais investimentos em ativos não-circulantes, a Companhia buscará fontes de financiamento de longo prazo, tais como empréstimos junto a bancos de fomento, como o BNDES e o BNB, e debêntures de infraestrutura, dentre outras alternativas que estejam à disposição no momento.

**f) Níveis de endividamento e as características de tais dívidas**

Nossos Diretores acreditam que nosso nível de endividamento vem se mantendo em um patamar condizente com nosso fluxo de caixa.

No entendimento de nossos Diretores, a composição do nosso endividamento também demonstra a boa saúde financeira do grupo. O prazo médio da dívida consolidada em 31 de dezembro de 2021 foi de 3,5 anos enquanto que no mesmo período do ano anterior atingiu 3,8 anos. Os Diretores, neste sentido, entendem que tal variação deve-se, principalmente: (i) às captações de curto prazo realizadas na EDP ES e na EDP Trading, e (ii) às diversas liquidações e captações realizadas pelas empresas do grupo.

O índice de alavancagem total sobre o patrimônio líquido ficou em 48,7% em 2021, frente a 47,2% no ano anterior. A variação se deve ao aumento do endividamento da companhia, principalmente devido aos investimentos em distribuição e em transmissão no período. Os Diretores entendem que o indicador se encontra administrado em um nível adequado.

Em 2020 o nível de alavancagem sobre o patrimônio líquido foi de 47,2%, inferior aos 47,8% de 2019. A redução se deve ao crescimento do patrimônio líquido da companhia, devido aos maiores resultados apresentados no período.

**10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**

<b>Alavancagem total (R\$ milhões)</b>	<b>31/12/2019</b>	<b>31/12/2020</b>	<b>31/12/2021</b>
Empréstimos e financiamentos de curto prazo	617,5	2.053,6	801,1
Debêntures de curto prazo	1.371,2	1.260,8	779,2
	<b>1.988,7</b>	<b>3.314,4</b>	<b>1.580,5</b>
Empréstimos e financiamentos de longo prazo	1.659,6	1.765,1	2.072,0
Debêntures de longo prazo	4.816,5	3.955,5	6.945,0
	<b>6.476,2</b>	<b>5.720,5</b>	<b>9.017,0</b>
<b>Total da alavancagem</b>	<b>8.464,8</b>	<b>9.034,9</b>	<b>10.597,5</b>
<b>Patrimônio Líquido (*)</b>	9.229,0	10.121,1	11.151,4
<b>Alavancagem Total sobre</b>	<b>47,8%</b>	<b>47,2%</b>	<b>48,7%</b>
<b>Alavancagem Total + Patrimônio Líquido</b>			

(\*) Patrimônio líquido não considera a Participação dos não controladores

**10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais****(i) Contratos de empréstimos e financiamentos (em R\$ mil)**

CONSOLIDADO EDP - ENERGIAS DO BRASIL									
	Empresa	Vigência do contrato	Covenants	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2019
<b>Moeda estrangeira</b>									
4131 Scotiabank - SWAP	EDP GRID	12/04/2021 a 12/04/2022	Dívida líquida em relação ao EBITDA consolidado da EDP - Energias do Brasil menor ou igual a 3,5, apurado anualmente em Dezembro.	USD + 0,62% a.a.	Principal e Juros em parcela única no final	a. Nota Promissória e b. Aval EDP - Energias do Brasil	100.766		
4131 Scotiabank - SWAP	Mata Grande Transmissora de Energia	16/08/2021 a 16/08/2022	Dívida líquida em relação ao EBITDA consolidado da EDP - Energias do Brasil menor ou igual a 3,5, apurado anualmente em Dezembro.	USD + 0,66% a.a.	Principal e Juros em parcela única no final	a. Nota Promissória e b. Aval EDP - Energias do Brasil	90.956		
Scotia Bank	EDP Transmissão SP-MG	23/12/2020 a 10/12/2021	Dívida líquida em relação ao EBITDA consolidado da EDP - Energias do Brasil menor ou igual a 3,5, apurado trimestralmente em Março, Junho, Setembro e Dezembro.	USD + 0,95% a.a.	Principal e juros com parcela única ao final do contrato	Garantia Corporativa da EDP Energias do Brasil.	-	306.104	-
							<b>191.722</b>	<b>306.104</b>	<b>-</b>
<b>Moeda nacional</b>									
Eletrobras LPT - ECFS 184/07	EDP São Paulo Distribuição de Energia	30/11/2009 a 30/10/2019		5% a.a. + 1% a.a (tx.adm.)	Principal e juros mensal	(i) Notas Promissórias e (ii) Garantia em recebíveis	-	-	-
BNDES - BB/CALC	EDP São Paulo Distribuição de Energia	17/02/2010 a 17/06/2019	Dívida bruta em relação ao EBITDA menor ou igual a 3,5.	4,5% a.a. e de 1,81% a 3,32% a.a. acima da TJLP	Principal e juros mensal	(i) Garantia Corporativa da EDP Energias do Brasil e (ii) Depósito caucionado	-	-	-
BNDES - FINEM	EDP São Paulo Distribuição de Energia	28/12/2014 a 16/12/2024	Dívida bruta em relação ao EBITDA Ajustado(ii) menor ou igual a 3,5.	TJLP a TJLP + 3,05% a.a., TR(iii) + 3,05% a.a., e Pré de 6,00% a.a.	Principal mensal com juros no período de carência trimestral, após segue mensal. Principal e juros anuais.	a. Depósitos caucionados; b. Fiança Corporativa da EDP Energias do Brasil.	77.983	134.980	143.503
(-) Custo de transação	EDP São Paulo Distribuição de Energia	28/12/2014 a 16/12/2024					(80)	(244)	(421)
BNDES - FINEM / Nº 17.2.0295.1	EDP São Paulo Distribuição de Energia	05/09/2017 a 15/06/2025	Dívida bruta em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5.	TJLP + 2,96% a.a. IPCA + TR + 3,23% a.a.	a)Principal mensal com juros no período de carência trimestral, após segue mensal; b)Principal e juros anuais.	a. Cessão fiduciária de no mínimo 130% do valor do saldo devedor; b. Garantia Corporativa da EDP Energias do Brasil.	145.626	173.962	169.650
(-) Custo de transação	EDP São Paulo Distribuição de Energia	05/09/2017 a 15/06/2025					(827)	(1.332)	(1.958)

**10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**

	Empresa	Vigência do contrato	Covenants	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2019
Notas Promissórias (4ª Emissão)	EDP São Paulo Distribuição de Energia	19/07/2017 a 19/07/2019	Dívida líquida em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5.	107,5% do CDI	Principal e Juros em parcela única no final		-	-	-
(-) Custo de transação	EDP São Paulo Distribuição de Energia	19/07/2017 a 19/07/2019					-	-	-
Banco ABC - Cédula de Crédito Bancário	EDP São Paulo Distribuição de Energia	07/11/2018 a 05/02/2019		CDI + 0,95% a.a.	Principal e Juros em parcela única no final		-	-	-
(-) Custo de transação	EDP São Paulo Distribuição de Energia	07/11/2018 a 05/02/2019					-	-	-
Notas Promissórias (5ª Emissão)	EDP São Paulo Distribuição de Energia	19/07/2019 a 17/07/2024	Dívida líquida em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5, apurado anualmente em Dezembro.	106,58% do CDI	Principal e Juros em parcela única no final		331.721	316.857	307.771
(-) Custo de transação	EDP São Paulo Distribuição de Energia	19/07/2019 a 17/07/2024					(258)	(357)	(457)
Notas Promissórias (6ª Emissão)	EDP São Paulo	03/04/2020 a 29/03/2021	Dívida Líquida em relação ao EBITDCDI + 3,00%		Principal e juros com parcela única ao final do contrato		-	363.771	-
(-) Custo de transação	EDP São Paulo	03/04/2020 a 29/03/2021					-	(998)	-
Notas Promissórias (7ª Emissão)	EDP São Paulo	08/04/2020 a 03/04/2021	Dívida Líquida em relação ao EBITDCDI + 3,00%		Principal e juros com parcela única ao final do contrato		-	124.624	-
(-) Custo de transação	EDP São Paulo	08/04/2020 a 03/04/2021					-	(373)	-
BNDES - FINEM / Nº 17.2.0296.1	EDP Espírito Santo Distribuição de Energia	05/09/2017 a 15/06/2025	Dívida bruta em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5.	TJLP + 2,96% a.a. IPCA + TR + 3,23% a.a.	a)Principal mensal com juros no período de carência trimestral, após segue mensal; b)Principal e juros anuais.	a. Cessão fiduciária de no mínimo 130% do valor da prestação vincenda do mês subsequente; b. Garantia Corporativa da EDP Energias do Brasil.	158.332	189.402	183.563
(-) Custo de transação	EDP Espírito Santo Distribuição de Energia	05/09/2017 a 15/06/2025					(643)	(1.032)	(1.507)
BNDES - FINEM	EDP Espírito Santo Distribuição de Energia	28/12/2014 a 16/12/2024	Dívida bruta em relação ao EBITDA Ajustado(ii) menor ou igual a 3,5.	TJLP a TJLP + 3,05% a.a., TR(iii) + 3,05% a.a., e Pré de 6,00% a.a.	Principal mensal com juros no período de carência trimestral, após segue mensal. Principal e juros anuais.	a. Depósitos caucionados; b. Fiança Corporativa da EDP Energias do Brasil.	74.702	129.823	140.412
(-) Custo de transação	EDP Espírito Santo Distribuição de Energia	28/12/2014 a 16/12/2024			Amortização mensal do custo de transação		(75)	(243)	(442)
Eletrobras LPT - ECFS 181/07	EDP Espírito Santo Distribuição de Energia	30/04/2010 a 30/04/2020		5% a.a. + 1,5% a.a (tx.adm.)	Principal e juros mensal	(i) Notas Promissórias e (ii) Garantia em recebíveis	-	-	1.898
Eletrobras LPT - ECFS 258/09	EDP Espírito Santo Distribuição de Energia	30/01/2012 a 30/12/2021		5% a.a. + 1,5% a.a (tx.adm.)	Principal e juros mensal	(i) Notas Promissórias e (ii) Garantia em recebíveis	-	1.702	3.564



**10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**

	Empresa	Vigência do contrato	Covenants	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2019
Notas Promissórias (1ª Emissão)	EDP Espírito Santo	08/04/2020 a 03/04/2021	Dívida Líquida em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5, apurado anualmente em Dezembro.	CDI + 2,50% a.a.	Principal e juros com parcela única ao final do contrato		-	155.231	-
(-) Custo de transação	EDP Espírito Santo	08/04/2020 a 03/04/2021			Amortização mensal do custo de transação		-	(419)	-
MFUG - Cédula de Câmbio	EDP Espírito Santo	20/02/2020 a 22/2/2021	Dívida líquida em relação ao EBITDA menor ou igual a 3,5, apurado trimestralmente em Março, Junho, Setembro e Dezembro.	CDI + 0,10% a.a.	Principal e juros com parcela única ao final do contrato	Nota Promissória	-	204.522	-
(-) Custo de transação	EDP Espírito Santo	20/02/2020 a 22/2/2021			Amortização mensal do custo de transação		-	-	-
MFUG - Cédula de Câmbio	EDP Espírito Santo	15/01/2021 a 17/01/2023	Dívida Líquida em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5, apurado anualmente em Dezembro.	CDI + 1,13% a.a.	Principal em parcela única no final e Juros em parcelas semestrais	Nota Promissória	310.155		
(-) Custo de transação	EDP Espírito Santo	15/01/2021 a 17/01/2023			Amortização mensal do custo de transação		-		
Notas Promissórias (2ª Emissão)	EDP Espírito Santo	30/11/2021 a 30/11/2023	Dívida Líquida em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 4,0, apurado anualmente em Dezembro.	CDI + 1,20% a.a.	Principal e juros com parcela única ao final do contrato		353.057		
(-) Custo de transação	EDP Espírito Santo	30/11/2021 a 30/11/2023			Amortização mensal do custo de transação		(648)		
Ações recebíveis cumulativa (iii)	Investco				Dividendos anuais e pagamento do principal		64.416	63.057	59.057
BNDES	Porto do Pecém	09/07/2009 a 15/06/2026	Índice de Cobertura do Serviço da Dívida maior ou igual a 1,20.	2,77% a.a. acima da TJLP	Principal e juros mensais	a. Penhor de ações; b. depósitos caucionados; c. cessão de direitos e contratos; d. notas promissórias; e. hipoteca; e f. alienação de ativos.	556.003	679.344	803.020
(-) Custo de Transação	Porto do Pecém	09/07/2009 a 15/06/2026	-				(1.186)	(1.766)	(2.460)
Banco Citibank - Cédula de Câmbio	EDP São Paulo Distribuição de Energia	29/05/2015 a 29/05/2019	Dívida bruta em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5.	85% do CDI + 1,19%	Principal anual a partir de maio/2018 e Juros trimestrais	Nota Promissória	-	-	-
Banco Citibank - Cédula de Câmbio	EDP Espírito Santo Distribuição de Energia	29/05/2015 a 29/05/2019	Dívida bruta em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5.	85% do CDI + 1,19%	Principal anual a partir de maio/2018 e Juros trimestrais	Nota Promissória	-	-	-
BNDES FINEM (SAFRA)	EDP Soluções em Energia	02/08/2017 a 15/08/2022	Dívida líquida em relação ao EBITDA menor ou igual a 3,5, do Consolidado da EDP Energias do Brasil.	TJLP + 4,3%a.a.	Principal e Juros em 54 parcelas mensais a partir 15/03/2018, antes juros trimestrais.	Aval EDP - Energias do Brasil	-	-	-

**10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**

	Empresa	Vigência do contrato	Covenants	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2019
MUFG - Cédula de Câmbio	EDP GRID	20/08/2018 a 22/08/2023	Dívida líquida em relação ao EBITDA consolidado da EDP - Energias do Brasil menor ou igual a 3,5, apurado semestralmente em Junho e Dezembro.	CDI + 0,45% a.a	Principal semestral a partir de agosto/2020 e juros semestral	Aval EDP - Energias do Brasil	48.043	145.723	156.582
Notas Promissórias (1ª Emissão)	EDP Transmissão Aliança	04/10/2018 a 02/04/2020		111,00% do CDI a.a.	Principal e Juros em parcela única no final	Fiança Corporativa de da EDP - Energias do Brasil proporcional à sua participação acionária	-	-	-
(-) Custo de transação	EDP Transmissão Aliança	04/10/2018 a 02/04/2020					-	-	-
BNDES / Nº 21.2.0390.1	EDP Comercialização	30/11/2021 a 15/12/2035	Da EDP -Dívida Líquida em relação ao EBITDA Ajustado(ii) menor ou igual a 3,5 de 2021 até 2024, 4,00 de 2025-2027, 4,25 de 2028-2030, 4,50 de 2031-2025, apurado anualmente em Dezembro.	IPCA + 5,927366% a.a.	Juros no período de carência trimestral até 08/2022 , após segue mensal. Principal e juros mensais a paritr de 09/2022	a.Fiança Corporativa da EDP Energias do Brasil			
(-) Custo de transação	EDP Comercialização	30/11/2021 a 15/12/2035							
Cédula de Crédito Bancário nº 091200( EDP Comercialização		14/12/2021 a 14/01/2022		0 CDI +0,249000% a.m.	Principal e juros com parcela única ao final do contrato	Garantia Corporativa da EDP Energias do Brasil.			
(-) Custo de transação	EDP Comercialização	14/12/2021 a 14/01/2022							
MFUG - Cédula de Câmbio	EDP Comercialização	12/11/2021 a 13/11/2023	Dívida líquida em relação ao EBITDA consolidado da EDP - Energias do Brasil menor ou igual a 3,5, apurado anualmente em Dezembro.	CDI + 1,165% a.a.	Principal no final e juros parcelas anuais	Garantia Corporativa da EDP Energias do Brasil.	253.088		
(-) Custo de transação	EDP Comercialização	12/11/2021 a 13/11/2023					-		
MFUG - Cédula de Câmbio	EDP Comercialização	09/09/2021 a 09/03/2023	Dívida líquida em relação ao EBITDA consolidado da EDP - Energias do Brasil menor ou igual a 3,5, apurado anualmente em Dezembro.	CDI + 0,99% a.a.	Principal à partir 09/09/2022 em parcelas semestrais e juros parcelas semestrais	Garantia Corporativa da EDP Energias do Brasil.	102.433		
(-) Custo de transação	EDP Comercialização	05/04/2021 a 05/04/2022					-		
MFUG - Cédula de Câmbio	EDP Comercialização	05/04/2021 a 05/04/2022	Dívida líquida em relação ao EBITDA consolidado da EDP - Energias do Brasil menor ou igual a 3,5, apurado anualmente em Dezembro.	CDI + 0,65% a.a.	Principal e juros com parcela única ao final do contrato	a. Nota Promissória e b. Aval EDP - Energias do Brasil	208.648		
(-) Custo de transação	EDP Comercialização	05/04/2021 a 05/04/2022					-		

**10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**

	Empresa	Vigência do contrato	Covenants	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2019
MFUG - Cédula de Câmbio	EDP Comercialização	25/07/2019 a 22/07/2021		CDI + 0,44% a.a. até 21/07/2020 e CDI + 1,89% a.a. até 22/07/2021	Principal e Juros em parcela única no final	a. Nota Promissória e b. Aval EDP - Energias do Brasil	-	152.545	153.823
(-) Custo de transação		25/07/2019 a 22/07/2021					-	-	-
MFUG - Cédula de Câmbio	EDP Transmissão SP-MG	08/06/2020 a 08/06/2021		CDI + 1,85% a.a.	Principal e juros com parcela única ao final do contrato	Garantia Corporativa da EDP Energias do Brasil.	-	102.205	-
(-) Custo de transação	EDP Transmissão SP-MG	08/06/2020 a 08/06/2021			Principal e juros com parcela única ao final do contrato		-	-	-
MFUG - Cédula de Câmbio	EDP Transmissão SP-MG	08/06/2021 a 10/12/2021	Dívida líquida em relação ao EBITDA consolidado da EDP - Energias do Brasil menor ou igual a 3,5, apurado anualmente em Dezembro.	CDI + 0,75% a.a.	Principal e juros com parcela única ao final do contrato	a. Nota Promissória e b. Aval EDP - Energias do Brasil	-		
(-) Custo de transação	EDP Transmissão SP-MG	08/06/2021 a 10/12/2021			Amortização mensal do custo de transação		-		
CCB ITAÚ	Mata Grande Transmissora de Energia	19/05/2021 a 17/08/2021		CDI + 1,30% a.a.	Principal e juros com parcela única ao final do contrato	Aval EDP - Energias do Brasil	-		
(-) Custo de transação	Mata Grande Transmissora de Energia	19/05/2021 a 17/08/2021			Amortização mensal do custo de transação		-		
Notas Promissórias (1ª Emissão)	Enerpeixe	03/04/2020 a 29/03/2021	Dívida Líquida em relação ao EBITDA menor ou igual a 3,5, apurado anualmente em Dezembro.	CDI + 3,00% a.a.	Principal e juros com parcela única ao final do contrato		-	176.689	-
(-) Custo de transação	Enerpeixe	03/04/2020 a 29/03/2021			Principal e juros com parcela única ao final do contrato		-	(425)	-
Notas Promissórias (1ª Emissão)	Energest	15/05/2020 a 16/05/2022	Dívida Líquida em relação ao EBITDA menor ou igual a 3,5, apurado anualmente em Dezembro.	CDI + 2,75% a.a.	Principal e juros com parcela única ao final do contrato		-	103.068	-
(-) Custo de transação	Energest	15/05/2020 a 16/05/2022			Principal e juros com parcela única ao final do contrato		-	(1.226)	-
							<b>2.680.490</b>	<b>3.517.214</b>	<b>2.277.117</b>

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

	Empresa	Vigência do contrato	Covenants	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2019
Derivativos									
4131 Scotiabank - SWAP	EDP GRID	12/04/2021 a 12/04/2022		Swap de variação cambial de USD + 0,62% a.a. para CDI + 0,79% a.a.	Em parcela única no final do contrato.		3.957		
4131 Scotiabank - SWAP	Mata Grande Transmissora de Energia	16/08/2021 a 16/08/2022		Swap de variação cambial de USD + 0,66% a.a. para CDI + 0,86% a.a.	Principal e Juros em parcela única no final		(3.038)		
Scotia Bank	EDP Transmissão SP-MG	23/12/2020 a 10/12/2021		Swap de variação cambial e de Pré 0,95% a.a. para CDI + 0,45% a.a.	Conforme fluxo de amortização de principal e juros da dívida protegida.		-	(4.627)	
							919	(4.627)	-
Total							2.873.131	3.818.691	2.277.117

(i) O EBITDA Ajustado significa "o resultado antes das despesas financeiras, impostos, depreciação e amortização, ajustado com os ativos e passivos da Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela "A" - CVA, sobrecontratação e neutralidade dos encargos setoriais".

(ii) O EBITDA Ajustado significa "o resultado antes das despesas financeiras, impostos, depreciação e amortização, ajustado com os ativos e passivos da Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela "A" - CVA, sobrecontratação e neutralidade dos encargos setoriais" e com outras rubricas não operacionais que tenham efeito no caixa.

(iii) Referem-se às ações preferenciais resgatáveis das classes "A", "B" e "C" emitidas pela controlada indireta Investco, onde, de acordo com o artigo 8º do seu Estatuto Social, os detentores de tais ações gozam, entre outros, do direito de recebimento de um dividendo anual fixo, cumulativo, de 3% sobre o valor de sua respectiva participação no capital social. Devido à suas características, as ações foram classificadas como um instrumento financeiro de dívida por satisfazerem a definição de passivo financeiro, pelo fato da Investco não ter o direito de evitar o envio de caixa ou outro ativo financeiro para outra entidade, conforme determina o item 19 do CPC 39. O pagamento anual de dividendos foi considerado até 2033 (término da concessão) e descontado a valor presente pela taxa de 8,70% a.a., que equivale ao custo médio de captação da Investco na data de avaliação das ações.

**10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais****(ii) Debêntures (em R\$ mil)****CONSOLIDADO EDP - ENERGIAS DO BRASIL**

Agente Fiduciário	Empresa	Valor total	Data da emissão	Vigência do contrato	Finalidade	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2019
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP Espírito Santo Distribuição de Energia	176.800	3ª emissão em 27/08/2014	27/08/2014 a 27/08/2020	Alongamento da dívida e capital de giro.	CDI + 1,50%	Principal semestral a partir de 27/08/2018 e juros semestral		-	-	72.429
(-) Custos de emissão	EDP Espírito Santo Distribuição de Energia		3ª emissão em 27/08/2014				Amortização mensal		-	- -	20
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP Espírito Santo Distribuição de Energia	190.000	5ª emissão em 07/04/2017	07/04/2017 a 07/04/2022	Refinanciar e alongar o prazo médio da dívida e capital de giro.	108,75% do CDI a.a.	Principal semestral a partir de abril/2020 e juros semestral		38.711	114.540	192.352
(-) Custos de emissão	EDP Espírito Santo Distribuição de Energia		5ª emissão em 07/04/2017				Amortização mensal	-	17 -	150 -	414
Planner Trustee Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	EDP Espírito Santo Distribuição de Energia	120.000	6ª emissão em 20/12/2017	20/12/2017 a 20/01/2021	Refinanciar e alongar o prazo médio da dívida e capital de giro.	107,50% do CDI a.a.	Principal anual a partir de janeiro/2020 e juros semestral.		-	111.027	225.688
(-) Custos de emissão	EDP Espírito Santo Distribuição de Energia	(1.438)	6ª emissão em 20/12/2017	20/12/2017 a 20/01/2021			Amortização mensal		- -	14 -	289
Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP Espírito Santo	190.000	7ª emissão em 15/08/2018 a 15/07/2025	15/08/2018 a 15/07/2025	Expansão, renovação e melhoria da infraestrutura de distribuição de energia elétrica	IPCA + 5,91%	Principal anual a partir de agosto/2023 e juros semestral		234.031	211.503	202.027
(-) Custos de emissão	EDP Espírito Santo	(2.941)	7ª emissão em 15/08/2018 a 15/07/2025	15/08/2018 a 15/07/2025			Amortização mensal	-	1.299 -	1.793 -	2.284
Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP Espírito Santo Distribuição de Energia	300.000	8ª emissão em 30/03/2019	09/04/2019 a 30/03/2024	Refinanciar e alongar o prazo média da dívida e capital de giro	106,90% do CDI a.a.	Principal em parcela única no vencimento e juros semestral		305.910	301.516	303.989
(-) Custos de emissão	EDP Espírito Santo Distribuição de Energia						Amortização mensal	-	481 -	694 -	908
Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP Espírito Santo Distribuição de Energia	150.000	9ª emissão em 09/04/2020 a 15/07/2025	09/04/2020 a 15/07/2025	Capital de Giro	CDI + 3,00% a.a.	Principal e juros com parcela única ao final		-	155.194	
(-) Custos de emissão	EDP Espírito Santo Distribuição de Energia						Amortização mensal		- -	354	
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP Espírito Santo Distribuição de Energia	500.000	10ª emissão em 12/02/2021	12/02/2021 a 15/07/2025	Expansão, renovação e melhoria da infraestrutura de distribuição de energia elétrica	IPCA + 3,26%	Principal em parcela única no vencimento e juros semestral		510.680		
(-) Custos de emissão	EDP Espírito Santo Distribuição de Energia			12/02/2021 a 15/07/2025			Amortização mensal	-	6.702		

## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Agente Fiduciário	Empresa	Valor total	Data da emissão	Vigência do contrato	Finalidade	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2019
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP Espírito Santo Distribuição de Energia	400.000	11ª emissão em 04/08/2021	04/08/2021 a 15/07/2025	Refinanciar e alongar o prazo médio da dívida e capital de giro	CDI + 1,25% a.a.	Principal no final do contrato e juros semestral		412.779		
(-) Custos de emissão	EDP Espírito Santo Distribuição de Energia			04/08/2021 a 15/07/2025			Amortização mensal	-	1.253		
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP São Paulo Distribuição de Energia	300.000	5ª emissão em 30/04/2014	30/04/2014 a 30/04/2019	Alongamento da dívida e financiamento de capital de giro.	CDI + 1,39%	Principal semestral a partir de abril/2017 e juros semestral		-	-	-
(-) Custos de emissão	EDP São Paulo Distribuição de Energia		5ª emissão em 30/04/2014				Amortização mensal		-	-	-
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP São Paulo Distribuição de Energia	150.000	7ª emissão em 07/04/2017	07/04/2017 a 07/04/2022	Refinanciar e alongar o prazo médio da dívida e capital de giro.	108,75% do CDI a.a.	Principal semestral a partir de abril/2020 e juros semestral		30.857	90.718	152.477
(-) Custos de emissão	EDP São Paulo Distribuição de Energia		7ª emissão em 07/04/2017				Amortização mensal	-	14 -	121 -	335
Planner Trustee Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	EDP São Paulo distribuição de energia	100.000	8ª emissão em 20/12/2017	20/12/2017 a 20/01/2022	Refinanciar e alongar o prazo médio da dívida e capital de giro.	107,50% do CDI a.a.	Principal anual a partir de janeiro/2020 e juros semestral.		-	100.933	205.171
(-) Custos de emissão	EDP São Paulo distribuição de energia	(1.317)	8ª emissão em 20/12/2017	20/12/2017 a 20/01/2022			Amortização mensal		- -	13 -	263
Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP São Paulo Distribuição de Energia	260.000	9ª emissão em 15/08/2018	15/08/2018 a 15/08/2025	Expansão, renovação e melhoria da infraestrutura de distribuição de energia elétrica	IPCA + 5,91%	Principal anual a partir de agosto/2023 e juros semestral		319.962	289.133	275.835
(-) Custos de emissão		(3.948)	9ª emissão em 15/08/2018	15/08/2018 a 15/08/2025			Amortização mensal	-	1.745 -	2.407 -	3.069
Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP São Paulo Distribuição de Energia	200.000	10ª emissão em 30/03/2019	09/04/2019 a 30/03/2024	Refinanciar e alongar o prazo média da dívida e capital de giro	106,60% do CDI a.a.	Principal em parcela única no vencimento e juros semestral		203.929	201.008	202.652
(-) Custos de emissão	EDP São Paulo Distribuição de Energia						Amortização mensal	-	386 -	557 -	728
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP São Paulo	700.000	11ª emissão em 12/02/2021	12/02/2021 a 15/01/2026	Expansão, renovação e melhoria da infraestrutura de distribuição de energia elétrica	IPCA + 3,91%	Principal anual a partir de janeiro/2025 e juros semestral		726.550		
(-) Custos de emissão	EDP São Paulo			12/02/2021 a 15/01/2026			Amortização mensal	-	2.240		
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP São Paulo	350.000	12ª emissão em 04/08/2021	04/08/2021 a 20/07/2026	Refinanciar e alongar o prazo médio da dívida e capital de giro	CDI + 1,25% a.a.	Amortizações anuais a partir de julho de 2024 e juros semestral		361.181		
(-) Custos de emissão	EDP São Paulo			04/08/2021 a 20/07/2026			Amortização mensal	-	1.106		

**10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**

Agente Fiduciário	Empresa	Valor total	Data da emissão	Vigência do contrato	Finalidade	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2019
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP São Paulo	450.000	13ª emissão em 20/12/2021	20/12/2021 a 20/12/2026	Refinanciar e alongar o prazo médio da dívida e capital de giro	CDI + 1,38% a.a.	Amortizações anuais a partir de dezembro de 2024 e juros semestral		451.086		
(-) Custos de emissão	EDP São Paulo			20/12/2021 a 20/12/2026			Amortização mensal		-	1.944	
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP Transmissão	115.000	1ª emissão em 15/05/2018	15/05/2018 a 15/05/2033	Implementação do projeto de linha de transmissão e subestação do lote 24 do leilão 13/2015-ANEEL	IPCA + 7,0267% a.a.	Principal e juros semestral a partir de maio/2021	a. Fiança Corporativa da EDP - Energias do Brasil; b. alienação fiduciária das ações.			
(-) Custos de emissão	EDP Transmissão	(7.774)	1ª emissão em 15/05/2018	15/05/2018 a 15/05/2033			Amortização mensal				
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP - Energias do Brasil	179.887	2ª Série da 4ª emissão em 15/09/2015	15/09/2015 a 15/09/2021	Destinada a investimentos em projetos da Companhia	IPCA + 8,3201% a.a.	Amortizações anuais a partir de setembro de 2019 e juros semestral		-	86.213	147.619
Pentágono S.A. Distribuidor	EDP - Energias do Brasil	48.066	3ª Série da 4ª emissão em 15/09/2015	15/09/2015 a 15/09/2024	Destinada a investimentos em projetos da Companhia	IPCA + 8,2608% a.a.	Amortizações anuais a partir de setembro de 2022 e juros semestral		66.075	51.604	59.168
(-) Custos de emissão	EDP - Energias do Brasil		3ª Série da 4ª emissão em 15/09/2015	15/09/2015 a 15/09/2024			Amortização mensal	-	191	- 462	- 956
Simplific Pavarini Distribuidor	EDP Transmissão Aliança	1.200.000	1ª emissão em 15/10/2018	15/10/2018 a 15/10/2028	Implementação do projeto de linha de transmissão e subestação do lote 21 do leilão 05/2016-ANEEL	IPCA + 6,7200% a.a.	Principal semestral a partir de abril/2023 e juros semestral	a. Fianças Corporativas da EDP - Energias do Brasil e da Celesc proporcionais às suas participações acionárias; b. Depósitos caucionados.	1.457.577	1.317.568	1.260.557
(-) Custos de emissão	EDP Transmissão Aliança	(56.660)	1ª emissão em 15/10/2018	15/10/2018 a 15/10/2028			Amortização mensal	-	34.764	- 41.681	- 47.557
Pentágono S.A. Distribuidor Lajeado Energia		450.000	1ª emissão em 25/11/2013	25/11/2013 a 25/11/2019	Pagamento aos acionistas a título de reembolso das ações decorrente da redução de capital social ocorrida em 03/05/2013	CDI + 1,20%	Principal anual e juros semestral	Fiança Corporativa da EDP Energias do Brasil	-	-	-
(-) Custos de emissão	Lajeado Energia		1ª emissão em 25/11/2013				Amortização mensal		-	-	-
Oliveira Trust Distribuidora d	Lajeado Energia 1ª série	100.000	2ª emissão em 08/12/2017	08/12/2017 a 08/12/2020	Readequação da estrutura de capital , com redução de capital social.	109% do CDI a.a.	Principal em parcela única em dezembro/2020 e juros semestral		-	-	100.285
Oliveira Trust Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Lajeado Energia 2ª série	200.000	2ª emissão em 08/12/2017	08/12/2017 a 08/12/2022	Readequação da estrutura de capital , com redução de capital social.	113,70% do CDI a.a.	Principal anual a partir de dezembro/2021 e juros semestral		100.667	200.271	200.597
(-) Custos de emissão	Lajeado Energia							-	78	- 238	- 518

**10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**

Agente Fiduciário	Empresa	Valor total	Data da emissão	Vigência do contrato	Finalidade	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2019
Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	Lajeado Energia	100.000	3ª emissão em 14/11/2018	14/11/2018 a 20/10/2022	Capital de Giro de Refinanciamento de Dívida	109,25% do CDI a.a.	Principal anual a partir de outubro/2021 e juros semestral		50.836	100.410	101.013
(-) Custos de emissão	Lajeado Energia	(351)	3ª emissão em 14/11/2018	14/11/2018 a 20/10/2022			Amortização mensal	-	41	133	417
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Lajeado Energia	100.000	4ª emissão em 19/11/2019	19/11/2019 a 19/11/2020	Capital de Giro de Refinanciamento de Dívida	CDI + 0,20% a.a.	Principal e juros em parcela única no vencimento		-	-	100.493
(-) Custos de emissão	Lajeado Energia			19/11/2019 a 19/11/2020			Amortização mensal	-	-	-	43
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Lajeado Energia	150000	5ª emissão em 21/06/2021	21/06/2021 a 17/06/2024	Capital de Giro de Refinanciamento de Dívida	CDI + 1,05% a.a.	Principal em parcela única no vencimento e juros		150.702		
(-) Custos de emissão	Lajeado Energia			21/06/2021 a 17/06/2024			Amortização mensal	-	493		
Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	Energest	54.000	2ª Série da 2ª emissão em 20/04/2016	20/04/2016 a 20/04/2020	Reforço de capital de giro e refinanciamento do endividamento da emissora.	CDI + 2,65% a.a.	Principal semestral a partir de abril/2018 e juros semestrais		-	-	-
(-) Custos de emissão	Energest	(640)	2ª Série da 2ª emissão em 20/04/2016	20/04/2016 a 20/04/2020			Amortização mensal	-	-	-	-
Planner Trustee Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	EDP - Energias do Brasil	250.000	5ª emissão em 22/03/2016	22/03/2016 a 15/04/2022	Destinada a investimentos em projetos da Companhia	IPCA + 8,3479% a.a.	Amortizações anuais a partir de abril de 2021 e juros semestrais		170.937	306.204	291.190
(-) Custos de emissão	EDP - Energias do Brasil	(7.097)	5ª emissão em 22/03/2016	22/03/2016 a 15/04/2022			Amortização mensal	-	192	1.029	2.484
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Enerpeixe	350.000	1ª emissão em 22/11/2016	22/11/2016 a 22/05/2020	Redução de capital e distribuição de recursos aos acionistas	114,50% do CDI a.a. até 22/11/2019; e 100% do CDI + 0,43% a.a. até 22/05/2020	Principal anual a partir de novembro/2018 e juros semestral	Cessão Fiduciária dos Direitos Creditórios de Contratos de Energia	-	-	88.029
(-) Custos de emissão	Enerpeixe		1ª emissão em 22/11/2016	22/11/2016 a 22/05/2020			Amortização mensal	-	-	-	-
Planner Trustee Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	Enerpeixe	320.000	2ª emissão em 20/11/2017	20/11/2017 a 20/12/2022	Realavancagem e redução de capital	116% do CDI a.a.	Principal semestral a partir de junho/2020 e juros semestral	Cessão Fiduciária dos Direitos Creditórios de Contratos de Energia	107.140	213.505	320.380
(-) Custos de emissão	Enerpeixe	(2.048)	2ª emissão em 20/11/2017	20/11/2017 a 20/12/2022			Amortização mensal	-	127	431	913
Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	Enerpeixe	255.000	3ª emissão em 23/11/2018	23/11/2018 a 23/11/2023	Alongamento da dívida.	112,48% do CDI a.a.	Principal em parcela única em novembro/2023 e juros semestral		257.614	255.582	256.222
(-) Custos de emissão	Enerpeixe	(510)	3ª emissão em 23/11/2018	23/11/2018 a 23/11/2023			Amortização mensal	-	197	301	405



**10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**

Agente Fiduciário	Empresa	Valor total	Data da emissão	Vigência do contrato	Finalidade	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2019
Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	Enerpeixe	275.000	4ª emissão em 30/03/2021	30/03/2021 a 20/03/2026	Capital de giro	CDI + 1,75% a.a.	Principal anual a partir de março/2025 e juros semestral		281.939		
(-) Custos de emissão	Enerpeixe			30/03/2021 a 20/03/2026			Amortização mensal	-	887		
Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	Porto do Pecém	330.000	1ª emissão em 14/11/2016	14/11/2016 a 14/11/2021	Liquidação antecipada do financiamento junto ao BID	CDI + 2,95% a.a.	Principal anual a partir de novembro/2020 e juros semestral	Fiança Corporativa da EDP - Energias do Brasil	-	166.010	333.061
(-) Custos de emissão	Porto do Pecém		1ª emissão em 14/11/2016	14/11/2016 a 14/11/2021			Amortização mensal		- -	345 -	1.086
Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	EDP Transmissão SP-MG	250.000	1ª emissão em 13/12/2018	29/01/2019 a 15/06/2020	Implementação do projeto de linha de transmissão e subestação do lote 18 do leilão 05/2016-ANEEL	CDI + 0,20% a.a.	Principal e juros em parcela única no vencimento	a. Fiança Corporativa da EDP - Energias do Brasil	-	-	268.819
(-) Custos de emissão	EDP Transmissão SP-MG	(984)		29/01/2019 a 15/06/2020			Amortização mensal		-	- -	311
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP Transmissão SP-MG	800.000	2ª emissão em 15/07/2019	15/07/2019 a 15/07/2039	Implementação do projeto de linha de transmissão e subestação do lote 18 do leilão 05/2016-ANEEL	IPCA + 4,45% a.a.	Principal semestral a partir de julho/2022 e juros semestral	a. Fiança Corporativa da EDP - Energias do Brasil	1.037.221	897.800	816.081
(-) Custos de emissão	EDP Transmissão SP-MG	(56.278)		15/07/2019 a 15/07/2039			Amortização mensal	-	45.776 -	50.159 -	54.546
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP Transmissão SP-MG	525.000	3ª emissão em 05/11/2021	05/11/2021 a 05/11/2023	Implementação do projeto de linha de transmissão e subestação do lote 18 do leilão 05/2016-ANEEL	CDI + 1,10% a.a.	Principal no final e juros semestral	a. Fiança Corporativa da EDP - Energias do Brasil	530.785		
(-) Custos de emissão	EDP Transmissão SP-MG			05/11/2021 a 05/11/2023			Amortização mensal	-	1.166		
<b>Total</b>									<b>7.706.070</b>	<b>5.216.201</b>	<b>6.187.721</b>
Safrá	EDP São Paulo	700.000	10ª emissão em 12/02/2021	12/02/2021 a 15/01/2026	Plano de Investimento 2019, 2020 e 2021	Swap de IPCA + 3,91% a.a. para CDI + 1,50% a.a.	Principal anual a partir de janeiro/2025 e juros semestral		7.012		
Itaú	EDP Espírito Santo	500.000	11ª emissão em 12/02/2021	12/02/2021 a 15/07/2025	Plano de Investimento 2019, 2020 e 2021	Swap de IPCA + 3,26% a.a. para CDI + 1,15% a.a.	Principal em parcela única no vencimento e juros semestral		11.301		
<b>Total</b>									<b>7.724.383</b>	<b>5.216.201</b>	<b>6.187.721</b>

## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

### ***(iii) grau de subordinação entre as dívidas***

Na visão de nossos Diretores, não existe grau de subordinação contratual entre as dívidas quirografárias da Companhia e de suas controladas.

Adicionalmente, cumpre informar que as linhas de crédito contratadas pelas distribuidoras e pela Porto do Pecém junto ao BNDES contam com prestação de garantias reais sobre os ativos, de cessão fiduciária e de recebíveis.

Em relação à Companhia, por ser uma holding, há uma subordinação estrutural das dívidas da Companhia em relação às das controladas.

Em eventual concurso universal de credores, após a realização dos ativos da Companhia, serão satisfeitos, nos termos da lei, os créditos trabalhistas, previdenciários e fiscais, com preferência em relação aos credores que contem com garantia real, flutuante e quirografários.

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

Os principais covenants financeiros a que nossas empresas estão obrigadas a cumprir são os seguintes:

- Dívida bruta em relação ao EBITDA menor ou igual a 3,5 vezes, para as empresas EDP São Paulo, EDP Espírito Santo, Energest e Lajeado, totalmente atendidos em 2019. A partir do fechamento de 2020 (inclusive) nenhuma companhia do grupo possuía mais o covenant financeiro de dívida bruta em relação ao Ebitda.
- Dívida líquida em relação ao EBITDA menor ou igual a 3,5 vezes para a EDP Energias do Brasil Consolidada, e para a Enerpeixe, a Lajeado, a EDP São Paulo, a EDP Espírito Santo, totalmente atendidos em 2021, 2020 e 2019.
- ICSD – Índice de Cobertura do Serviço da Dívida maior ou igual a 1,2 vezes para a Porto do Pecém, totalmente atendido em 2021, 2020 e 2019.

Os covenants assumidos pela Companhia, pela EDP São Paulo e pela EDP Espírito Santo, que possuem apurações semestrais, permanecem totalmente atendidos. Os covenants assumidos pela Companhia, que possuem apurações trimestrais, permanecem totalmente atendidos.

A controlada Porto do Pecém, além do ICSD, possui restrição de pagamento de dividendos superior ao mínimo obrigatório de 25% do lucro líquido, embora uma vez atendido o ICSD e o ICSD projetado sejam acima de 1,3 vezes, é possível aumento nesse percentual.

Os nossos Diretores destacam que o descumprimento de qualquer desses covenants pode resultar na antecipação do vencimento dos contratos de financiamento das nossas controladas, o que poderia ter um impacto financeiro negativo na Companhia.

Os nossos Diretores ressaltam, ainda, que a Companhia e suas controladas monitoram todos esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam sempre atendidas. No entendimento dos nossos Diretores, todas as condições restritivas e demais covenants assumidos por nós e por nossas controladas estão adequadamente atendidos. Na visão dos Diretores, esses índices restritivos estão de acordo com as métricas do mercado, e não acarretam em riscos excessivos à Companhia.

## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

### g) Limites dos financiamentos contratados e percentuais já utilizados

Os Diretores informam que, atualmente, a Mata Grande Transmissora de Energia Ltda. possui contrato de financiamento junto ao BNB, com limite total de utilização de R\$ 59,9 milhões sem nenhum desembolso até 31 de dezembro de 2021. Já a EDP Trading Comercialização e Serviços de Energia S.A. possui contrato de financiamento com o BNDES, com limite total de utilização de R\$ 250,0 milhões, também sem nenhum desembolso até 31 de dezembro de 2021.

Mais informações sobre a linha de crédito acima foram apresentadas no item 10.1 (e). Na visão de nossos Diretores, os limites de utilização dos financiamentos contratados são adequados, pois seguem estritamente o estipulado nos contratos.

### h) Alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras

A discussão a seguir sobre a situação financeira e o resultado das operações da Companhia reflete o entendimento dos nossos Diretores e deverá ser lida junto com as demonstrações financeiras da Companhia relativa aos exercícios sociais de 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019, e respectivas notas explicativas, bem como com as informações constantes dos demais itens. Os valores nas tabelas estão apresentados em milhões de reais, conjuntamente com os comentários explicativos, exceto quando indicado.

### DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO

Itens em R\$ Milhões ou %	31/12/2019	AV	31/12/2020	AV	31/12/2021	AV	Variação 2021-2020 (%)	Variação 2020-2019 (%)
<b>Receita Operacional Líquida<sup>1</sup></b>	<b>12.556,8</b>	100,0%	<b>13.207,7</b>	100,0%	<b>16.672,5</b>	100,0%	26,2%	5,2%
Receita de Construção	2.589,8	20,6%	1.772,7	13,4%	2.150,8	12,9%	21,3%	-31,6%
Margem Construção Transmissoras	81,7	0,7%	3,4	0,0%	50,9	0,3%	1381,1%	n.a
<b>Gastos Não Gerenciáveis</b>	<b>(8.479,5)</b>	-67,5%	<b>(8.381,6)</b>	-63,5%	<b>(11.262,3)</b>	-67,6%	<b>34,4%</b>	<b>-1,2%</b>
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(6.926,4)	-55,2%	(7.204,6)	-54,5%	(8.834,3)	-53,0%	22,6%	4,0%
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(957,3)	-7,6%	(1.121,0)	-8,5%	(1.238,8)	-7,4%	10,5%	17,1%
Outros	(595,7)	-4,7%	(56,0)	-0,4%	(1.189,2)	-7,1%	2021,7%	-90,6%
<b>Margem Bruta</b>	<b>4.159,0</b>	<b>33,1%</b>	<b>4.829,5</b>	<b>36,6%</b>	<b>5.461,0</b>	<b>32,8%</b>	<b>13,1%</b>	<b>16,1%</b>
<b>Gastos Gerenciáveis</b>	<b>(1.244,8)</b>	-9,9%	<b>(1.447,6)</b>	-11,0%	<b>(1.148,0)</b>	-6,9%	<b>-20,7%</b>	<b>16,3%</b>
<b>PMSO</b>	<b>(1.151,4)</b>	-9,2%	<b>(1.353,8)</b>	-10,3%	<b>(1.395,2)</b>	-8,4%	<b>3,1%</b>	<b>17,6%</b>
Pessoal	(376,9)	-3,0%	(523,2)	-4,0%	(540,0)	-3,2%	3,2%	38,8%
Material	(63,7)	-0,5%	(86,0)	-0,7%	(71,7)	-0,4%	-16,6%	35,1%
Serviços de Terceiros	(472,4)	-3,8%	(469,7)	-3,6%	(521,9)	-3,1%	11,1%	-0,6%
Provisões	(157,2)	-1,3%	(191,4)	-1,4%	(166,5)	-1,0%	-13,0%	21,8%
Outros	(81,2)	-0,6%	(83,4)	-0,6%	(95,1)	-0,6%	14,0%	2,7%
Ganhos/Perdas na Desativação/Alienação de Bens	(93,4)	-0,7%	(93,9)	-0,7%	(73,3)	-0,4%	-21,9%	0,4%
Ganhos Alienação de Investimento	-	0,0%	-	0,0%	320,6	1,9%	0,0%	0,0%
<b>EBITDA</b>	<b>2.914,2</b>	<b>23,2%</b>	<b>3.381,9</b>	<b>25,6%</b>	<b>4.313,1</b>	<b>25,9%</b>	<b>27,5%</b>	<b>16,0%</b>
Depreciação e Amortização	(621,8)	-5,0%	(648,6)	-4,9%	(738,5)	-4,4%	13,9%	4,3%
Resultado das Participações Societárias	68,1	0,5%	80,0	0,6%	242,4	1,5%	203,2%	17,3%
Resultado Financeiro Líquido	(433,2)	-3,4%	(451,3)	-3,4%	(801,6)	-4,8%	77,6%	4,2%
IR e Contribuição Social	(444,8)	-3,5%	(648,1)	-4,9%	(647,9)	-3,9%	0,0%	45,7%
<b>Lucro Líquido antes dos Minoritários</b>	<b>1.482,5</b>	11,8%	<b>1.713,9</b>	13,0%	<b>2.367,5</b>	14,2%	<b>38,1%</b>	<b>15,6%</b>
Participação dos Minoritários	(144,6)	-1,2%	(205,9)	-1,6%	(207,7)	-1,2%	0,9%	42,4%
<b>Lucro Líquido do Exercício</b>	<b>1.337,9</b>	<b>10,7%</b>	<b>1.508,0</b>	<b>11,4%</b>	<b>2.159,8</b>	<b>13,0%</b>	<b>43,2%</b>	<b>12,7%</b>

<sup>1</sup>Não considera receita de construção.

A tabela acima apresenta os valores relativos à demonstração de resultados consolidada e as variações ocorridas nos períodos apresentados.

### Resultados em 2021 e 2020

A Margem Bruta por segmento de negócio está apresentada conforme abaixo:

## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Itens em R\$ Milhões ou %	Geração Hídrica 2021	Geração Térmica 2021	Distribuição 2021	Comerc. + Var. 2021	Transmissão 2021	Holding 2021	Outros <sup>2</sup> 2021	Eliminações 2021	Consolidado <sup>3</sup> 2021
<b>Receita Operacional Líquida<sup>1</sup></b>	<b>1.487,1</b>	<b>2.336,9</b>	<b>10.608,8</b>	<b>3.136,4</b>	<b>642,4</b>	<b>3,0</b>	<b>78,3</b>	<b>(1.620,5)</b>	<b>16.672,5</b>
Receita de Construção	-	-	1.097,5	-	1.053,3	-	-	-	2.150,8
Margem Construção Transmissoras	-	-	-	-	50,9	-	-	-	50,9
<b>Gastos Não Gerenciáveis</b>	<b>(325,3)</b>	<b>(1.702,1)</b>	<b>(7.838,9)</b>	<b>(2.989,6)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(21,7)</b>	<b>1.615,3</b>	<b>(11.262,3)</b>
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(388,6)	(288,4)	(6.762,1)	(2.984,5)	-	-	-	1.589,2	(8.834,3)
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(101,1)	(83,0)	(1.075,0)	(2,7)	-	-	-	23,0	(1.238,8)
Outros	164,4	(1.330,8)	(1,9)	(2,4)	-	-	(21,7)	3,1	(1.189,2)
<b>Margem Bruta</b>	<b>1.161,8</b>	<b>634,8</b>	<b>2.769,9</b>	<b>146,9</b>	<b>693,3</b>	<b>3,0</b>	<b>56,6</b>	<b>(5,2)</b>	<b>5.461,0</b>

Itens em R\$ Milhões ou %	Geração Hídrica 2020	Geração Térmica 2020	Distribuição 2020	Comerc. + Var. 2020	Transmissão 2020	Holding 2020	Outros <sup>2</sup> 2020	Eliminações 2020	Consolidado <sup>3</sup> 2020
<b>Receita Operacional Líquida<sup>1</sup></b>	<b>1.237,4</b>	<b>1.745,0</b>	<b>7.721,5</b>	<b>4.073,3</b>	<b>387,9</b>	<b>2,8</b>	<b>87,1</b>	<b>(2.047,4)</b>	<b>13.207,7</b>
Receita de Construção	-	-	751,9	-	1.020,8	-	-	-	1.772,7
Margem Construção Transmissoras	-	-	-	-	3,4	-	-	-	3,4
<b>Gastos Não Gerenciáveis</b>	<b>(24,1)</b>	<b>(1.055,2)</b>	<b>(5.487,3)</b>	<b>(3.849,1)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(8,4)</b>	<b>2.042,5</b>	<b>(8.381,6)</b>
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(319,4)	(726,4)	(4.518,1)	(3.468,5)	-	-	-	1.827,8	(7.204,6)
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(92,7)	(76,9)	(967,4)	(16,1)	-	-	-	32,0	(1.121,0)
Outros	387,9	(252,0)	(1,8)	(364,5)	-	-	(8,4)	182,7	(56,0)
<b>Margem Bruta</b>	<b>1.213,3</b>	<b>689,9</b>	<b>2.234,2</b>	<b>224,2</b>	<b>391,3</b>	<b>2,8</b>	<b>78,7</b>	<b>(4,9)</b>	<b>4.829,5</b>

Itens em R\$ Milhões ou %	Geração Hídrica Var	Geração Térmica Var	Distribuição Var	Comerc. + Var. Var	Transmissão Var	Holding Var	Outros <sup>2</sup> Var	Eliminações Var	Consolidado <sup>3</sup> Var
<b>Receita Operacional Líquida<sup>1</sup></b>	<b>20,2%</b>	<b>33,9%</b>	<b>37,4%</b>	<b>-23,0%</b>	<b>65,6%</b>	<b>5,5%</b>	<b>-10,1%</b>	<b>-20,8%</b>	<b>26,2%</b>
Receita de Construção	n.a	n.a	46,0%	n.a	3,2%	n.a	n.a	n.a	21,3%
Margem Construção Transmissoras	n.a	n.a	n.a	n.a	1381,1%	n.a	n.a	n.a	1381,1%
<b>Gastos Não Gerenciáveis</b>	<b>1248,1%</b>	<b>61,3%</b>	<b>42,9%</b>	<b>-22,3%</b>	<b>n.a</b>	<b>n.a</b>	<b>157,6%</b>	<b>-20,9%</b>	<b>34,4%</b>
Energia Elétrica Comprada para Revenda	21,7%	-60,3%	49,7%	-14,0%	n.a	n.a	n.a	-13,1%	22,6%
Encargos de Uso da Rede Elétrica	9,1%	7,9%	11,1%	-83,0%	n.a	n.a	n.a	-28,3%	10,5%
Outros	-57,6%	428,2%	0,8%	-99,3%	n.a	n.a	157,6%	-98,3%	2021,7%
<b>Margem Bruta</b>	<b>-4,2%</b>	<b>-8,0%</b>	<b>24,0%</b>	<b>-34,5%</b>	<b>77,2%</b>	<b>5,5%</b>	<b>-28,1%</b>	<b>6,4%</b>	<b>13,1%</b>

<sup>1</sup>Não considera receita de construção. <sup>2</sup>Considera Serviços e Ventures. <sup>3</sup>Considera eliminação intragrupo.

A Margem Bruta aumentou 13,1%, no ano, decorrente de:

- Hídrica: redução de R\$ 51,5 milhões, reflexo da adesão da repactuação do risco hidrológico no ACL, que possibilitou a contabilização de R\$ 388,9 milhões em 2020, além do efeito do complemento da repactuação do risco hidrológico no Ambiente de Contratação Regulado ("ACR"), totalizando R\$ 165,1 milhões em 2021. Excluindo esses efeitos, a margem bruta apresentaria aumento de 20,9%, decorrente do aumento de volume de energia transacionado e do reajuste anual dos contratos de venda, além da estratégia assertiva de mitigação do risco hidrológico ao longo do ano;
- Comercializadora: redução de R\$ 77,3 milhões, decorrente dos efeitos já mencionados no trimestre;
- Transmissão: aumento de R\$ 301,9 milhões, decorrente dos efeitos de atualização dos ativos de concessão, além da aquisição de dois lotes de transmissão no mercado secundário;
- Pecém: redução de R\$ 55,1 milhões, decorrente dos efeitos já mencionados, além do efeito positivo referente a contabilização da caducidade do saldo do ADOMP, ocorrido em 2020. Se excluirmos esses efeitos, a Margem Bruta apresentaria aumento de 6,7%.
- Distribuição: aumento de R\$ 535,7 milhões, decorrente dos efeitos já mencionados, além de: (i) reconhecimento do VNR (+R\$ 214,8 milhões); (ii) crescimento do mercado de energia distribuída em 5,5%; e (iii) outras receitas.

### Gastos Gerenciáveis

A Companhia em continuidade à trajetória de eficiência, gerenciamento de gastos e automatização de processos, iniciada desde a implementação da Orçamento Base Zero em 2015, já capturou mais de R\$ 390 milhões.

## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

O ano foi marcado pela retomada da recuperação da economia, refletindo na revisão de contratos, na retomada de projetos estruturantes, no aumento das manutenções das unidades geradoras e na contratação de novos funcionários, decorrente do alargamento das atividades operacionais. Neste sentido, o PMSO recorrente foi de R\$ 1,1 bilhão, aumento 5,2%, ano, mantendo suas despesas abaixo da inflação, uma vez que o IPCA e o IGP-M foram de 10,0% e de 17,8%, respectivamente, nos últimos doze meses.

Os principais itens que influenciaram o PMSO no ano foram:

- Pessoal: aumento de 3,2% (+R\$ 16,8 milhões), decorrente do aumento das despesas de headcount relacionados aos novos segmentos da Companhia, além dos efeitos já comentados no trimestre, relacionados horas extras, reajuste salarial e utilização do plano de saúde;
- Material: redução de 16,6% (-R\$ 14,3 milhões), conforme efeitos já mencionados no trimestre, minimizado pelo aumento dos custos de manutenção em Pecém, decorrente do maior despacho ocorrido ao longo do ano, além dos gastos com veículos;
- Serviços de Terceiros: aumento de 11,1% (+R\$ 52,2 milhões), reflexo dos efeitos mencionados no trimestre, além das medidas de combate à inadimplência e das iniciativas de melhorias de processos de relacionamento com cliente (atendimento e call center); e
- Outros: aumento de 14,0% (+R\$ 11,7 milhões), reflexo do efeito mencionado no trimestre relativo ao seguro de Pecém.
- Provisões: reduziu 13,0% no ano, principalmente na rubrica de Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas, decorrente de ação judicial, objetivando a cobrança retroativa dos períodos de 2002 a 2005, em razão do não processamento das retificações das declarações decorrentes da recomposição tarifária extraordinária. Em razão de decisão desfavorável no Tribunal Superior, o provisionamento da contingência ocorreu em 2020.

### Ganhos Alienação de Investimento

Em 28 de dezembro, a Companhia concluiu a alienação de 100% do capital social dos ativos EDP Transmissão S.A. ("Lote 24"), EDP Maranhão I S.A. ("Lote 7") e EDP Maranhão II S.A. ("Lote 11") para uma empresa detida pela Actis Assessoria Investimentos Ltda ("Actis"). Os três ativos de transmissão possuem 439 Km de extensão e R\$ 131 milhões de RAP, gerando no exercício de 2021 um ganho de R\$ 320,6 milhões.

### Resultado das participações societárias

Itens em R\$ Milhões ou %	2021	2020	Var
Santo Antonio do Jari (50%) <sup>1</sup>	63,0	38,4	64,2%
Cachoeira Caldeirão (50%) <sup>1</sup>	(5,6)	(13,6)	-58,7%
São Manoel (33,33%) <sup>1</sup>	(26,6)	(26,8)	-0,8%
Celesc (29,90%) <sup>1</sup>	211,6	92,4	129,1%
Outros <sup>2</sup>	(0,1)	(10,4)	-99,1%
<b>Resultado das Participações Societárias</b>	<b>242,3</b>	<b>80,0</b>	<b>n.a</b>

<sup>1</sup> Considera participação dos ativos; <sup>2</sup> Considera equivalência de Pecém TM, Pecém OM e Mabe

## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

O aumento do Resultado das Participações Societárias no ano, reflete os maiores resultados em Jari e Cachoeira Caldeirão, decorrente da melhoria operacional gerada pela expansão do número de clientes e redução das perdas, além da revisão tarifária ocorrida em 2021.

### Resultado financeiro

No ano, a Receita Financeira reduziu 22,7%, em decorrência de:

(i) Redução na rubrica de juros e variações monetárias, decorrente da atualização do saldo passivo de energia livre ocorrida em 2020 (mudança do indexador Selic para IGP-M), além da redução na rubrica de juros e multas sobre tributos. Minimizando esses efeitos, na rubrica de juros e multas foram contabilizados por atraso do pagamento de contas das distribuidoras, no valor de R\$ 212,3 milhões; e

(ii) Aumento na conta de swap e hedge decorrente do efeito de variação cambial relacionado ao funding das linhas de transmissão, principalmente do lote 18, e como contrapartida efeito na capitalização de juros, considerando os lotes em construção.

A Despesa Financeira aumentou 30,7% no ano, em decorrência de:

(i) Aumento dos encargos de dívidas, reflexo do aumento nas rubricas de empréstimos e debêntures, decorrente do aumento dos indexadores atreladas às dívidas (CDI e TJLP), além do aumento de saldo de dívida; e

(ii) Aumento na rubrica de provisões cíveis, fiscais e trabalhistas, no ano, resultante da atualização dos saldos dos processos.

### IR e Contribuição Social

O IR/CS foi de R\$ 647,9 milhões, em linha no ano, decorrente do aumento do JCP e do aumento do resultado de equivalência patrimonial, além dos ajustes de exercícios sociais anteriores, resultando em uma alíquota efetiva de 21,5%.

### Resultados em 2020 e 2019

A tabela acima apresenta os valores relativos à demonstração de resultados consolidada e as variações ocorridas nos períodos apresentados.

### Margem Bruta

A Margem Bruta por segmento de negócio está apresentada conforme abaixo:

## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Itens em R\$ Milhões ou %	2020								
	Geração Hídrica	Geração Térmica	Distribuição	Comerc. + Var.	Transmissão	Holding	Outros <sup>2</sup>	Eliminações	Consolidado <sup>3</sup>
<b>Receita Operacional Líquida<sup>1</sup></b>	<b>1.237,4</b>	<b>1.745,0</b>	<b>7.721,5</b>	<b>4.073,3</b>	<b>387,9</b>	<b>2,8</b>	<b>87,1</b>	<b>(2.047,4)</b>	<b>13.207,7</b>
Receita de Construção	-	-	751,9	-	1.020,8	-	-	-	1.772,7
Margem Construção Transmissoras	-	-	-	-	3,4	-	-	-	3,4
<b>Gastos Não Gerenciáveis</b>	<b>(24,1)</b>	<b>(1.055,2)</b>	<b>(5.487,3)</b>	<b>(3.849,1)</b>	-	-	<b>(8,4)</b>	<b>2.042,5</b>	<b>(8.381,6)</b>
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(319,4)	(726,4)	(4.518,1)	(3.468,5)	-	-	-	1.827,8	(7.204,6)
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(92,7)	(76,9)	(967,4)	(16,1)	-	-	-	32,0	(1.121,0)
Outros	387,9	(252,0)	(1,8)	(364,5)	-	-	(8,4)	182,7	(56,0)
<b>Margem Bruta</b>	<b>1.213,3</b>	<b>689,9</b>	<b>2.234,2</b>	<b>224,2</b>	<b>391,3</b>	<b>2,8</b>	<b>78,7</b>	<b>(4,9)</b>	<b>4.829,5</b>

  

Itens em R\$ Milhões ou %	2019								
	Geração Hídrica	Geração Térmica	Distribuição	Comerc. + Var.	Transmissão	Holding	Outros <sup>2</sup>	Eliminações	Consolidado <sup>3</sup>
<b>Receita Operacional Líquida<sup>1</sup></b>	<b>1.676,1</b>	<b>1.983,9</b>	<b>7.591,5</b>	<b>3.895,9</b>	<b>164,0</b>	<b>4,6</b>	<b>65,8</b>	<b>(2.825,0)</b>	<b>12.556,8</b>
Receita de Construção	-	-	646,9	-	1.942,9	-	-	-	2.589,8
Margem Construção Transmissoras	-	-	-	-	81,7	-	-	-	81,7
<b>Gastos Não Gerenciáveis</b>	<b>(816,7)</b>	<b>(1.364,5)</b>	<b>(5.337,9)</b>	<b>(3.777,2)</b>	-	-	<b>(8,0)</b>	<b>2.824,8</b>	<b>(8.479,5)</b>
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(727,6)	(711,5)	(4.521,3)	(3.760,3)	-	-	-	2.794,2	(6.926,4)
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(87,9)	(66,8)	(814,9)	(15,3)	-	-	-	27,5	(957,3)
Outros	(1,2)	(586,1)	(1,7)	(1,7)	-	-	(8,0)	3,0	(595,7)
<b>Margem Bruta</b>	<b>859,4</b>	<b>619,4</b>	<b>2.253,7</b>	<b>118,7</b>	<b>245,6</b>	<b>4,6</b>	<b>57,9</b>	<b>(0,3)</b>	<b>4.159,0</b>

<sup>1</sup> Não considera receita de construção. <sup>2</sup> Considera Serviços e Ventures. <sup>3</sup> Considera eliminação intragrupo.

A Margem Bruta aumentou 16,1% no ano, decorrente de:

- **Geração Hídrica:** aumento de R\$ 353,9 reflexo da adesão da repactuação do risco hidrológico no ACL. Excluindo esse efeito, a margem bruta reduziria 4,1%, decorrente dos efeitos: (i) menor PLD no ano, refletindo a redução de demanda, devido as medidas de isolamento recomendadas pela pandemia e o desaquecimento da economia; e (ii) redução dos contratos bilaterais, além da menor energia secundária no primeiro trimestre do ano;
- **Geração Térmica:** aumento de R\$ 70,5 decorrente da caducidade do saldo de adomp, maior eficiência em relação à estratégia de compra de carvão e do reajuste da receita fixa anual, ocorrido em novembro, que foram mitigados pela maior receita com serviços ancilares contabilizada em 2019;
- **Distribuição:** redução de R\$ 19,5 resultante do efeito positivo ocorrido no terceiro trimestre de 2019 quando foi contabilizado o VNR decorrente da revisão tarifária de ambas as distribuidoras (R\$ 156,3). Excluindo esse efeito, a margem bruta cresceria 7,0%, em função dos reajustes tarifários em ambas distribuidoras (efeito tarifa), além da contabilização de outras receitas adicionais, como compartilhamento de rede;
- **Comercialização:** aumento de R\$ 105,5 decorrente da contabilização da marcação a mercado; e
- **Transmissão:** aumento de R\$ 145,7 decorrente dos efeitos de atualização dos ativos de concessão, refletindo as normas estabelecidas pelo IFRS.

### Gastos Gerenciáveis

Em continuidade ao programa de Orçamento Base Zero ("OBZ"), iniciado em 2015, a Companhia tem demonstrado uma trajetória eficiente de controle e gerenciamento dos gastos, mesmo em períodos de pandemia com o novo coronavírus, reiterando seu compromisso de crescimento abaixo da inflação.

O PMSO recorrente do 4º trimestre foi de R\$ 307,3 e de R\$ 1.068,6 no ano, redução de 2,8% e de 3,6%, respectivamente, mantendo suas despesas abaixo da inflação em ambos os períodos, uma vez que o IPCA e o IGP-M aumentaram 4,52% e 23,14%, respectivamente, em 2020.

O ano foi marcado pelos efeitos da pandemia do novo coronavírus, e, apesar dos consequentes desafios, a Companhia conseguiu manter as medidas de eficiência e melhorias

## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

em diversos processos, tais como: (i) otimização dos gastos com manutenção na térmica; (ii) redução e postergação de despesas nas usinas; (iii) redução de despesas com aluguel; (iiii) redução de gastos com viagens; (iv) avanço da digitalização de processos, em particular dos canais de atendimento, refletindo em aumento expressivo das ferramentas de atendimento digital; (v) redução de horas extras, além de outras medidas; e (vi) priorização dos gastos de publicidade e propaganda. A Companhia manteve o compromisso, assumido durante a pandemia, de não realizar desligamentos ou reduções salariais e implementou iniciativas através do programa de recuperação de resultados, visando a saúde financeira da EDP.

Os principais itens que influenciaram na redução de PMSO no 4º trimestre foram:

- Pessoal: aumento de R\$ 148,8 reflexo do efeito ocorrido em 2019 quando houve reconhecimento de R\$ 137,2 no resultado daquele ano, decorrente do ajuste do laudo atuarial na EDP ES e na Energest, em função da troca do operador do plano de saúde de assistência médica (conforme nota explicativa 27 da DF de 2019). Excluindo esse efeito, o aumento na rubrica seria de 7,9% (+R\$ 11,0), resultante do reajuste salarial anual ocorrido em novembro e das provisões relacionadas ao programa de aposentadoria incentivada (R\$ 5,3), além do aumento das despesas de headcount relacionada com os segmentos de novos negócios, energia solar e eficiência energética (R\$ 3,2). Em termos recorrentes, houve um acréscimo de 2,2%;
- Material: aumento de R\$ 21,7, decorrente da entrega de dois projetos de eficiência energética da EDP Soluções (despesa incorrida no momento do faturamento e entrega dos projetos). Excluindo esse efeito, a rubrica de Material reduziria 17,7%, advindo de reduções com materiais para manutenções e reparos nos sistemas elétricos nas distribuidoras e em Pecém, assim como para manutenções prediais;
- Serviços de Terceiros: aumento de 4,5% (-R\$ 6,1), reflexo do efeito ocorrido em 2019 quando houve contabilização dos créditos de PIS/COFINS em Pecém no valor de R\$ 14,9. Excluindo esse efeito, a rubrica reduziria 5,8% (+R\$ 8,8), decorrente da menor despesa atrelada às manutenções de Pecém e das distribuidoras em função da restrição de acesso atrelada à pandemia; e
- Outros: redução de 40,0% (+R\$ 9,1), reflexo da recuperação de despesas, da priorização e otimização dos gastos com propaganda e publicidade e dos menores gastos com hospedagens, decorrentes das restrições de viagens, além dos menores gastos com seguro de Pecém.

Os principais itens que impactaram o PMSO no ano, além dos já mencionados acima, foram:

- Pessoal: aumento de 38,8% (-R\$ 146,3), reflexo do efeito ocorrido em 2019 conforme já mencionado. Excluindo esse efeito, a rubrica aumentaria 1,7% (-R\$ 8,6), decorrente do reajuste salarial anual conforme já mencionado;
- Material: aumento de 35,1% (-R\$ 22,3), conforme explicado no trimestre. Excluindo esse efeito, a rubrica reduziria 5,5%, advindo da redução de compra de materiais para manutenções e reparos nos sistemas elétricos das distribuidoras e em Pecém, assim como para manutenções prediais;
- Serviços de Terceiros: redução de 0,6% (+R\$ 2,7), refletindo os efeitos mencionados no trimestre, além da renegociação dos contratos de consultoria e de terceiros; e
- Outros: aumento de 2,7% (-R\$ 2,2), reflexo do efeito ocorrido em 2019 quando houve a contabilização do crédito resultante do ajuste do contrato de venda da EDP PCH (aumento da garantia física), além das doações efetuadas para o combate à pandemia. Mitigando esse efeito, o ressarcimento de seguro e as reduções de despesas com viagens devido a pandemia. A conta de Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens, apresentou redução de 25,2% no trimestre e aumento de 0,4% no



## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

ano. A redução no trimestre é decorrente do maior saldo contabilizado no 4T19, refletindo maior substituição de medidores e religadores na EDP ES, naquele período, além da baixa de ativos referente à mais valia de Pecém.

- Provisões: A conta de Provisões aumentou 73,8% e 21,8%, no trimestre e no ano, respectivamente, especificamente na rubrica de PECLD, que será detalhado no capítulo de distribuição.

### Resultado das participações societárias

Itens em R\$ Milhões ou %	2020	2019	Var
Santo Antonio do Jari (50%) <sup>1</sup>	38,4	40,0	-4,0%
Cachoeira Caldeirão (50%) <sup>1</sup>	(13,6)	(11,9)	14,0%
São Manoel (33,33%) <sup>1</sup>	(26,8)	(4,4)	508,8%
Celesc (29,90%) <sup>1</sup>	92,4	46,5	98,7%
Outros <sup>2</sup>	(10,4)	(2,0)	424,7%
<b>Resultado das Participações Societárias</b>	<b>80,0</b>	<b>68,1</b>	<b>n.a</b>

<sup>1</sup> Considera participação dos ativos; <sup>2</sup> Considera equivalência de Pecém TM, Pecém OM e Mabe

### Resultado financeiro

A Receita Financeira apresentou redução de 76,9% no 4º trimestre e de 47,7% no ano, em decorrência de:

Receita Financeira: Redução na rubrica de juros e variações monetárias, resultante de: (i) saldo contabilizado no 4T19 na rubrica de Juros e Multa sobre tributos, advindo da não inclusão do ICMS na base de cálculo do PIS e COFINS na EDP SP, sem efeito no resultado, uma vez que há contrapartida na despesa financeira; (ii) redução de renda de aplicação financeira, decorrente da queda de CDI. Minimizando esses efeitos, no ano foram contabilizados R\$ 163,5 referentes a juros e multa por atraso do pagamento de contas das distribuidoras; e (iii) redução de juros capitalizados, reflexo da capitalização da renda de aplicações financeiras obtidas com o funding das linhas de transmissão e da queda na taxa do CDI.

A Despesa Financeira apresentou redução de 34,8% e de 28,8%, no 4º trimestre e no ano, respectivamente, em decorrência de:

Despesa Financeira: Aumento dos juros capitalizados, reflexo da capitalização da renda de aplicações financeiras obtidas com o funding das linhas de transmissão, minimizado pelo aumento no trimestre na rubrica de encargos de dívidas, em função do aumento do saldo de dívida. No ano, a rubrica encargos de dívidas atrelada a empréstimos e debêntures reduziu 3,7%, reflexo da queda dos indexadores atreladas às dívidas (CDI e TJLP); e

Redução de juros e variações monetárias no trimestre, principalmente na rubrica de ativos/passivos financeiros setoriais, decorrente do reconhecimento da não inclusão do ICMS na base de cálculo do PIS e COFINS, contabilizado no 4T19 na EDP SP, conforme já explicado na receita financeira, mitigados pelo reajuste do UBP e do GSF, indexados a IGP-M. No ano, além dos efeitos já comentados no trimestre, a variação no saldo deve-se também a contabilização do reconhecimento da não inclusão do ICMS na base de cálculo de PIS e COFINS da EDP ES, no 2T19.

### Imposto de Renda e Contribuição Social

O IR/CS foi de R\$ 239,5 o trimestre e de R\$ 648,1 no ano, respectivamente, decorrente do aumento do resultado entre os períodos analisados.

**10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais****BALANÇO PATRIMONIAL**

Itens em R\$ Milhões ou %	31/12/2019	AV	31/12/2020	AV	31/12/2021	AV	Variação 2021-2020 (%)	Variação 2020-2019 (%)
<b>ATIVO</b>								
<b>Circulante</b>								
Caixa e equivalentes de caixa	2.638,6	9,6%	2.735,9	9,0%	2.699,5	8,1%	-1,3%	3,7%
Títulos e valores mobiliários	135,3	0,5%	154,0	0,5%	11,7	0,0%	-92,4%	13,8%
Contas a receber	2.625,9	9,6%	2.958,0	9,8%	2.856,3	8,6%	-3,4%	12,6%
Imposto de renda e Contribuição social a compensar	123,3	0,4%	206,9	0,7%	280,8	0,8%	35,7%	67,9%
Outros tributos compensáveis	670,4	2,4%	633,7	2,1%	553,0	1,7%	-12,7%	-5,5%
Tributos diferidos	0,0	0,0%	7,7	0,0%	56,7	0,2%	635,8%	0,0%
Dividendos	22,5	0,1%	35,7	0,1%	50,0	0,1%	40,2%	58,5%
Estoques	168,7	0,6%	183,1	0,6%	460,4	1,4%	151,5%	8,5%
Cauções e depósitos vinculados	130,9	0,5%	4,9	0,0%	10,0	0,0%	105,1%	-96,3%
Ativos financeiros setoriais	228,0	0,8%	226,9	0,7%	643,2	1,9%	183,5%	-0,5%
Ativos da Concessão	17,4	0,1%	33,9	0,1%	55,2	0,2%	63,0%	94,5%
Compromissos futuros	0,0	0,0%	76,6	0,3%	440,7	1,3%	475,1%	0,0%
Outros créditos	222,2	0,8%	211,9	0,7%	425,4	1,3%	100,8%	-4,6%
Ativos não circulantes mantidos para venda	341,8	1,2%	0,0	0,0%	1.328,5	4,0%	0,0%	-100,0%
<b>Total do Ativo Circulante</b>	<b>7.325,0</b>	<b>26,6%</b>	<b>7.469,1</b>	<b>24,7%</b>	<b>9.871,3</b>	<b>29,6%</b>	<b>32,2%</b>	<b>2,0%</b>
<b>Não Circulante</b>								
Ativo financeiro indenizável	3.000,6	10,9%	3.487,0	11,5%	4.377,9	13,1%	25,5%	16,2%
Ativos da concessão	3.200,2	11,6%	4.844,3	16,0%	5.685,0	17,0%	17,4%	51,4%
Contas a receber	100,5	0,4%	83,0	0,3%	104,0	0,3%	25,3%	-17,5%
Títulos e valores mobiliários	1,8	0,0%	1,8	0,0%	2,5	0,0%	42,9%	0,0%
Imposto de renda e Contribuição social a compensar	93,8	0,3%	95,9	0,3%	139,8	0,4%	45,8%	2,3%
Outros tributos compensáveis	1.663,0	6,0%	1.479,7	4,9%	931,0	2,8%	-37,1%	-11,0%
Tributos diferidos	741,7	2,7%	710,6	2,3%	601,4	1,8%	-15,4%	-4,2%
Empréstimos a receber	26,2	0,1%	4,5	0,0%	12,7	0,0%	181,4%	-82,7%
Cauções e depósitos vinculados	402,4	1,5%	433,0	1,4%	419,8	1,3%	-3,1%	7,6%
Ativos financeiros setoriais	131,4	0,5%	318,6	1,1%	786,3	2,4%	146,8%	142,4%
Compromissos futuros	0,0	0,0%	349,3	1,2%	427,6	1,3%	22,4%	0,0%
Outros créditos	61,7	0,2%	39,4	0,1%	32,6	0,1%	-17,4%	-36,1%
	<u>9.423,3</u>	<u>34,3%</u>	<u>11.847,1</u>	<u>39,1%</u>	<u>13.520,5</u>	<u>40,5%</u>	<u>14,1%</u>	<u>25,7%</u>
Investimentos	2.097,7	7,6%	2.032,3	6,7%	1.311,9	3,9%	-35,4%	-3,1%
Propriedades para investimentos	11,6	0,0%	11,4	0,0%	11,4	0,0%	-0,1%	-1,4%
Imobilizado	6.306,1	22,9%	6.271,8	20,7%	6.068,2	18,2%	-3,2%	-0,5%
Intangível	2.325,5	8,5%	2.659,6	8,8%	2.595,5	7,8%	-2,4%	14,4%
	<u>10.740,8</u>	<u>39,1%</u>	<u>10.975,1</u>	<u>36,2%</u>	<u>9.987,0</u>	<u>29,9%</u>	<u>-9,0%</u>	<u>2,2%</u>
<b>Total do Ativo Não Circulante</b>	<b>20.164,1</b>	<b>73,4%</b>	<b>22.822,2</b>	<b>75,3%</b>	<b>23.507,4</b>	<b>70,4%</b>	<b>3,0%</b>	<b>13,2%</b>
<b>TOTAL DO ATIVO</b>	<b>27.489,1</b>	<b>100,0%</b>	<b>30.291,3</b>	<b>100,0%</b>	<b>33.378,7</b>	<b>100,0%</b>	<b>10,2%</b>	<b>10,2%</b>

**10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**

Balancos Patrimoniais	31/12/2019	AV	31/12/2020	AV	31/12/2021	AV	Variação 2021-2020 (%)	Variação 2020-2019 (%)
<b>PASSIVO</b>								
<b>Circulante</b>								
Fornecedores	2.104,9	7,7%	2.251,4	7,4%	1.944,1	5,8%	-13,7%	7,0%
Imposto de renda e Contribuição social a recolher	43,8	0,2%	100,3	0,3%	136,0	0,4%	35,7%	129,1%
Outros tributos a recolher	494,0	1,8%	531,5	1,8%	634,9	1,9%	19,4%	7,6%
Tributos diferidos	1,5	0,0%	11,6	0,0%	67,6	0,2%	484,9%	669,5%
Dividendos	399,6	1,5%	514,2	1,7%	680,9	2,0%	32,4%	28,7%
Debêntures	1.371,2	5,0%	1.260,8	4,2%	779,4	2,3%	-38,2%	-8,1%
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	617,5	2,2%	2.053,6	6,8%	801,1	2,4%	-61,0%	232,6%
Benefícios pós-emprego	46,6	0,2%	45,5	0,2%	51,6	0,2%	13,3%	-2,3%
Encargos Setoriais	98,2	0,4%	111,3	0,4%	132,5	0,4%	19,1%	13,3%
Uso do bem público	29,3	0,1%	35,6	0,1%	43,3	0,1%	21,5%	21,4%
Ressarcimento por indisponibilidade	62,6	0,2%	5,3	0,0%	2,9	0,0%	-44,5%	-91,5%
Provisões	81,5	0,3%	102,9	0,3%	65,5	0,2%	-36,4%	26,3%
Passivos financeiros setoriais	-	0,0%	626,8	2,1%	627,0	1,9%	0,0%	0,0%
Compromissos futuros	-	0,0%	57,1	0,2%	379,9	1,1%	565,8%	0,0%
Outras contas a pagar	306,5	1,1%	351,3	1,2%	464,9	1,4%	32,3%	14,6%
Passivos não circulantes mantidos para venda	76,4	0,3%	-	0,0%	178,0	0,5%	0,0%	-100,0%
<b>Total do Passivo Circulante</b>	<b>5.733,5</b>	<b>20,9%</b>	<b>8.059,1</b>	<b>26,6%</b>	<b>6.989,6</b>	<b>20,9%</b>	<b>-13,3%</b>	<b>40,6%</b>
<b>Não Circulante</b>								
Outros tributos a recolher	355,6	1,3%	326,4	1,1%	292,0	0,9%	-10,5%	-8,2%
Tributos diferidos	730,8	2,7%	1.109,3	3,7%	1.227,8	3,7%	10,7%	51,8%
Debêntures	4.816,5	17,5%	3.955,5	13,1%	6.945,0	20,8%	75,6%	-17,9%
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	1.659,6	6,0%	1.765,1	5,8%	2.072,0	6,2%	17,4%	6,4%
Benefícios pós-emprego	868,7	3,2%	850,9	2,8%	798,6	2,4%	-6,1%	-2,0%
Uso do bem público	294,8	1,1%	407,2	1,3%	462,9	1,4%	13,7%	38,2%
Provisões	482,4	1,8%	552,2	1,8%	587,0	1,8%	6,3%	14,5%
Provisão para passivo a descoberto	11,0	0,0%	-	0,0%	2,3	0,0%	0,0%	-100,0%
Passivos financeiros setoriais	2.099,0	7,6%	1.770,6	5,8%	1.496,3	4,5%	-15,5%	-15,6%
Compromissos futuros	-	0,0%	141,4	0,5%	85,7	0,3%	-39,4%	0,0%
Outras contas a pagar	105,5	0,4%	97,2	0,3%	125,4	0,4%	29,0%	-7,9%
<b>Total do Passivo Não Circulante</b>	<b>11.423,9</b>	<b>41,6%</b>	<b>10.975,9</b>	<b>36,2%</b>	<b>14.095,1</b>	<b>42,2%</b>	<b>28,4%</b>	<b>-3,9%</b>
<b>Patrimônio Líquido</b>								
Capital social	4.682,7	17,0%	5.502,7	18,2%	5.502,7	16,5%	0,0%	17,5%
Reservas de capital	139,6	0,5%	141,1	0,5%	132,8	0,4%	-5,8%	1,1%
Reservas de lucros	5.059,6	18,4%	5.365,1	17,7%	6.260,6	18,8%	16,7%	6,0%
Outros resultados abrangentes	(620,7)	-2,3%	(741,8)	-2,4%	(654,2)	-2,0%	-11,8%	19,5%
Ações em tesouraria	(32,2)	-0,1%	(146,0)	-0,5%	(90,5)	-0,3%	-38,0%	354,0%
<b>Total do Patrimônio Líquido</b>	<b>9.229,0</b>	<b>33,6%</b>	<b>10.121,1</b>	<b>33,4%</b>	<b>11.151,4</b>	<b>33,4%</b>	<b>10,2%</b>	<b>9,7%</b>
Participações não controladores	1.102,6	4,0%	1.135,2	3,7%	1.142,6	3,4%	0,7%	3,0%
<b>Total do patrimônio líquido e participações dos acionistas não controladores</b>	<b>10.331,6</b>	<b>37,6%</b>	<b>11.256,3</b>	<b>37,2%</b>	<b>12.294,0</b>	<b>36,8%</b>	<b>9,2%</b>	<b>8,9%</b>
<b>TOTAL DO PASSIVO</b>	<b>27.489,1</b>	<b>100,0%</b>	<b>30.291,3</b>	<b>100,0%</b>	<b>33.378,7</b>	<b>100,0%</b>	<b>10,2%</b>	<b>10,2%</b>

**Comparação das principais contas patrimoniais em 31 de dezembro de 2021 e 31 de dezembro de 2020**

Segue abaixo os comentários dos Diretores acerca das variações das principais contas do Balanço Patrimonial.

**Ativo****Ativo Circulante**

**Títulos e valores mobiliários:** redução de 92,4% refere-se substancialmente aos títulos da controlada Porto do Pecém e são decorrentes de aplicação financeira em fundo de investimento, pertencente à instituição financeira, com carteira substancialmente composta por LFTs, com rentabilidade equivalente a 99,68% do Certificado de Depósito Interbancário - CDI.

**Contas a receber:** a redução de 3,4% refere-se às transações com energia elétrica e encargos realizadas no âmbito da CCEE, (i) A redução de R\$107.557 refere-se à controlada Enerpeixe, tendo ocorrido o recebimento integral das liquidações junto à CCEE dos valores oriundos da conclusão dos impactos atrelados ao; e (ii) A redução de R\$150.478 refere-se à controlada Porto do Pecém, a variação ocorreu devido ao despacho da usina substancialmente ocorrido por conta da escassez hídrica no exercício, não fazendo necessária a operações de venda de energia no curto prazo. Mitigadas pelo aumento do fornecimento não faturado, principalmente,

## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

em decorrência da aplicação da Resolução ANEEL nº 863/2019, a partir de janeiro de 2021, onde os consumidores do grupo A, Livres e avançados incluindo o grupo B4 de iluminação pública, passaram a serem medidos no período do mês civil e toda energia passa a ser contabilizada como fornecimento não faturado. Adicionalmente, houve impactos do último reajuste tarifário nas duas controladas de Distribuição, com aumento da parcela B.

**Tributos diferidos:** acréscimo de 635,8% refere-se a Pis/Cofins sobre compromissos futuros da EDP Trading

**Dividendos:** aumento de 40,2% nos dividendos recebidos das empresas controladas em conjuntos Celesc e Ceja.

**Estoques:** acréscimo de 151,5%, deve-se ao aumento do estoque de carvão na controlada Porto do Pecém devido sua disponibilidade de 94% no exercício, sendo despachada substancialmente devido ao cenário hidrológico desfavorável que reduziu em dezembro

**Ativos financeiros setoriais:** a variação positiva de 183,5% corresponde à: (i) Compra de Energia: A variação da apropriação referente aos valores de Compra de Energia deve-se a uma conjuntura de sazonalidade associada ao cenário energético, em que principalmente os custos do despacho termelétrico dentro da ordem de mérito apresentarem-se superiores no exercício em análise, com relação ao cenário médio previsto para o ano tarifário das distribuidoras; (ii) Custo da Energia de Itaipu, devido a variação do câmbio no exercício superior ao concedido como cobertura tarifária; (iii) Encargos de Serviço do Sistema - ESS / Encargos de Energia de Reserva - EER: Os custos do ESS/EER atribuídos às controladas de distribuição no exercício mostraram-se superiores aos montantes previstos de cobertura tarifária, em decorrência principalmente do acionamento de usinas termelétricas com CVU (Custo Variável Unitário); e (iv) transferência do longo prazo.

**Ativos da concessão:** acréscimo de 63,0%, as transmissoras reconhecem receita de construção da infraestrutura da concessão com margem proporcionalmente ao avanço da obra pelo método do custo, considerando cumprimento da performance requerida pelo contrato de concessão.

**Compromissos futuros:** acréscimo de 475,1%, correspondem a contratos de compromisso futuro, por apresentarem característica de liquidação em energia prontamente conversíveis em montante financeiro, reconhecidos pelo valor justo por meio do resultado na EDP Trading.

**Outros créditos:** aumento de 100,8%, principalmente pelos descontos tarifários e adiantamentos de descontos tarifários.

**Ativos não circulantes mantidos para venda:** ocorreram alienações de ativos que estavam mantidos para venda (controladas EDP Transmissão, EDP Transmissão TMA I e EDP Transmissão TMA II) e classificação de novos ativos como mantidos para venda (controlada Energest e das controladas em conjunto Companhia Energética do Jari – CEJA ("UHE Jari") e Empresa de Energia Cachoeira Caldeirão S.A. ("UHE Cachoeira Caldeirão").

### **Ativo Não Circulante**

**Ativo financeiro indenizável:** esses ativos financeiros refletem o saldo remanescente dos ativos intangíveis das distribuidoras e transmissoras não amortizáveis até o final do prazo de concessão e não recuperados por meio da prestação de serviços relacionados à concessão. O saldo, 25,1% superior refere-se a transferência dos ativos da concessão e a atualização financeira pelo Valor Novo de Reposição.

**Ativos da concessão:** a variação positiva de 17,4%, é decorrente, principalmente dos ativos de transmissão, que são os valores a receber referentes aos serviços de implantação da infraestrutura e da receita de remuneração dos ativos de concessão.

## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

**Contas a receber:** aumento de 25,3% é decorrente do montante de arrendamentos a receber, referente ao reconhecimento do valor mínimo a receber de projetos de Usinas Solares, que entraram em operação entre 2020 e 2021 na controlada EDP Smart Serviços, e também a entrada de projetos da controlada indireta Inova Soluções de Energia, adquirida pela controlada EDP Smart Serviços em 2021. Adicionalmente, existem projetos de Centrais de Geração de Vapor movidas a biomassa, que entraram em operação em 2021 na controlada indireta EDP Smart Soluções.

**Outros tributos compensáveis:** a redução de 32,0% é decorrente, principalmente pela compensação de créditos devido ao recálculo de tributos nas controladas EDP São Paulo e EDP Espírito Santo, no exercício de 2021 e a exclusão dos valores do ICMS próprio da base de cálculo do PIS e da COFINS.

**Tributos diferidos:** redução de 15,4%, refere-se principalmente pela compensação entre ativos e passivos diferidos, mitigado pelo aumento da variação de imposto de renda e contribuição social sobre compromissos futuros da EDP Trading.

**Ativos financeiros setoriais:** a variação positiva de 146,8%, corresponde constituição de ativos de CVA, que serão incorporadas às tarifas em ciclos tarifários superiores a 12 meses.

**Compromissos futuros:** acréscimo de 22,4%, correspondem a contratos de compromisso futuro, por apresentarem característica de liquidação em energia prontamente conversíveis em montante financeiro, reconhecidos pelo valor justo por meio do resultado na EDP Trading

### Passivo

#### Passivo circulante

**Fornecedores:** redução de 13,7% decorrente, principalmente, às transações de energia comercializada e encargos no âmbito da CCEE. A variação é decorrente substancialmente: (i) do aumento das transações de energia e de encargos comercializados no âmbito da CCEE, por sazonalização operacionalizada nas controladas de Distribuição, os quais foram impactados pelo aumento da carga contratada do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits - MCSD. Adicionalmente, o aumento observado decorre do cenário de crise hídrica, ocasionando um aumento dos encargos associados a esta operação; e (ii) redução do Generation Scaling Factor - GSF, que é o fator que mede o volume de energia gerado pelas hidrelétricas, acrescido de atualização monetária desde março de 2015.

**Imposto de renda e Contribuição social a recolher:** aumento de 35,7% em decorrência dos resultados das Companhias.

**Outros tributos a recolher:** acréscimo de 19,4%, decorrente, principalmente, do ICMS incidente sobre as faturas de energia elétrica e imposto de renda e contribuição social dos juros sobre capital próprio.

**Tributos diferidos:** acréscimo 484,9% oriundo do PIS/COFINS diferido dos compromissos futuros da EDP Trading.

**Debêntures:** redução de 38,2% decorrente da liquidação antecipada do financiamento junto ao BID.

**Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas:** redução de 61,0% decorrente dos pagamentos ocorridos do valor principal acrescido de juros no decorrer do ano de 2021.

**Encargos Setoriais:** aumento de 19,1%, principalmente pela constituição de saldo na Conta de desenvolvimento energético – CDE.

**Provisões:** redução de 36,4%, principalmente pelo item de Licenças Ambientais.

## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

**Compromissos futuros:** correspondem a contratos de compromisso futuro, por apresentarem característica de liquidação em energia prontamente conversíveis em montante financeiro, reconhecidos pelo valor justo por meio do resultado.

**Outros créditos:** aumento de 32,3%, principalmente pelos descontos.

**Passivos não circulantes mantidos para venda:** ocorreram alienações de ativos que estavam mantidos para venda (controladas EDP Transmissão, EDP Transmissão TMA I e EDP Transmissão TMA II) e classificação de novos ativos como mantidos para venda (controlada Energest e das controladas em conjunto Companhia Energética do Jari – CEJA ("UHE Jari") e Empresa de Energia Cachoeira Caldeirão S.A. ("UHE Cachoeira Caldeirão").

### **Passivo Não Circulante**

**Tributos diferidos:** acréscimo de 10,7% oriundo do PIS/COFINS diferido dos compromissos futuros da EDP Trading.

**Debêntures:** acréscimo de 75,6% decorrente da captação nas controladas EDP São Paulo R\$1.500, EDP Espírito Santo R\$900, EDP Transmissão SP-MG R\$525, Enerpeixe R\$275 e Lajeado R\$150.

**Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas:** acréscimo de 17,4% relacionado a captações de dívidas na EDP Espírito Santo R\$650 e EDP Trading R\$300.

**Uso do bem público:** o UBP corresponde aos valores estabelecidos nos contratos de concessão como contraprestação ao direito de exploração dos aproveitamentos hidrelétricos e sistemas de transmissão associados das controladas Enerpeixe e Investco calculados até o final dos contratos de concessão ou outro período pré-estabelecido, e reconhecidos a valor presente. São indexados ao IGPM e o aumento de 13,7% está relacionado atualizações monetárias do período.

**Passivos financeiros setoriais:** Saldo a pagar de passivos regulatórios que serão devolvidos ao consumidor em 12 meses via tarifa no próximo reajuste tarifário, além do movimento de ultrapassagem de demanda e energia reativa que são contabilizados nessa linha e só serão incorporados na tarifa na próxima revisão tarifária.

**Compromissos futuros:** correspondem a contratos de compromisso futuro, por apresentarem característica de liquidação em energia prontamente conversíveis em montante financeiro, reconhecidos pelo valor justo por meio do resultado.

**Patrimônio líquido:** acréscimo de 10,6%, principalmente pelo aumento do dividendo adicional proposto.

### **Comparação das principais contas patrimoniais em 31 de dezembro de 2020 e 31 de dezembro de 2019**

Segue abaixo os comentários dos Diretores acerca das variações das principais contas do Balanço Patrimonial.

### **Ativo**

#### **Ativo Circulante**

**Títulos e valores mobiliários:** acréscimo de 13,8% refere-se principalmente a variação dos títulos da controlada Porto do Pecém e são decorrentes de aplicação financeira em fundo de investimento, pertencente à instituição financeira, com carteira substancialmente composta por LFTs, com rentabilidade equivalente a 100,00% do Certificado de Depósito Interbancário - CDI.

## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

**Contas a receber:** o aumento de 12,6% observado deve-se substancialmente a classe residencial, onde ocorreu expansão do número de clientes em 2020 decorrente principalmente das medidas de isolamento social, incentivadas como medidas de prevenção da COVID-19, tendo como principal a vedação da suspensão de fornecimento por inadimplemento de unidades consumidoras relativas aos serviços e atividades considerados essenciais, principalmente no segundo semestre do exercício, que influenciaram a população a se manterem em suas casas, resultando no aumento do consumo da classe.

**Impostos e contribuições sociais e Outros tributos Compensáveis:** a variação positiva de 62,4% é decorrente, principalmente pela constituição de créditos devido ao recálculo de tributos nas controladas EDP São Paulo, EDP Espírito Santo, Pecém e Enerpeixe.

**Estoques:** acréscimo de 8,5% com principais impactos em Pecém, principalmente, pelo estoque de carvão e nos lotes de transmissão que estão em fase de construção.

**Cauções e depósitos vinculados:** a redução de 96,3% refere-se principalmente a EDP Transmissão Aliança, decorrente da garantia de Implementação do projeto de linha de transmissão e subestação do lote 21 do leilão 05/2016-ANEEL. Esta caução foi liberada para livre aplicação após cumprimento das exigências contratuais da debênture.

**Ativos da concessão:** acréscimo de 94,5% decorrente da entrada em operação do LT11.

**Compromissos futuros:** correspondem a contratos de compromisso futuro, por apresentarem característica de liquidação em energia prontamente conversíveis em montante financeiro, reconhecidos pelo valor justo por meio do resultado.

**Ativos não circulantes mantidos para venda:** reversão da constituição da alienação dos 100% de participação no investimento Energest S.A.

### **Ativo Não Circulante**

**Ativo financeiro indenizável:** esses ativos financeiros refletem o saldo remanescente dos ativos intangíveis das distribuidoras e transmissoras não amortizáveis até o final do prazo de concessão e não recuperados por meio da prestação de serviços relacionados à concessão. O saldo, 16,2% superior se deve às adições do período e a atualização financeira pelo Valor Novo de Reposição.

**Outros tributos compensáveis:** a redução de 11% é decorrente, principalmente pela compensação de créditos devido ao recálculo de tributos nas controladas EDP São Paulo e EDP Espírito Santo, no exercício de 2017 e a exclusão dos valores do ICMS próprio da base de cálculo do PIS e da COFINS.

**Empréstimos a receber:** a redução de 82,7% está relacionado ao fim do mútuo a receber da MABE.

**Ativos da concessão:** a variação positiva de 51,4%, é decorrente, principalmente dos ativos de transmissão, que são os valores a receber referentes aos serviços de implantação da infraestrutura e da receita de remuneração dos ativos de concessão.

**Ativos financeiros setoriais:** a variação positiva de 142,4%, dentre outras especificidades, está relacionada ao recebimento de R\$ 574 da conta COVID de acordo com o despacho nº 2.177, de 24 de julho de 2020. A Conta-COVID constitui fundo setorial destinado a obter recursos para o enfrentamento do setor elétrico à crise ocasionada pela pandemia da COVID-19, permitindo a fluidez financeiro da cadeia de valor, assim como para aliviar impactos tarifários aos consumidores de energia elétrica.

## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

**Compromissos futuros:** correspondem a contratos de compromisso futuro, por apresentarem característica de liquidação em energia prontamente conversíveis em montante financeiro, reconhecidos pelo valor justo por meio do resultado.

### Passivo

#### *Passivo circulante*

**Fornecedores:** acréscimo de 7,0% decorrente, principalmente, do despacho termoeletrico pelo Operador Nacional do Sistema – ONS, que aumenta o pagamento da parcela variável dos contratos de produção de energia por disponibilidade e transações energia comercializada e encargos no âmbito da CCEE.

**Imposto de renda e Contribuição social a recolher:** aumento de 129,1% em decorrência dos resultados das Companhias.

**Tributos diferidos:** acréscimo R\$10 oriundo do PIS/COFINS diferido dos compromissos futuros da EDP Comercialização.

**Debêntures:** redução de 8,1% decorrente do pagamento das debêntures do LT18.

**Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas:** aumento de 232,6% referente a novas captações para a construção das transmissoras, capital de giro, refinanciamento de dívida e programas de investimentos das distribuidoras.

**Ressarcimento por indisponibilidade:** decréscimo de 91,5% refere-se a previsão em Prescrição da Cobrança de Valores Líquidos de Contratos que prescreve em cinco anos a possibilidade de reaver os valores financeiros retidos oriundos dos ressarcimentos, assim sendo, a Porto do Pecém reverteu os valores relativos aos citados períodos.

**Compromissos futuros:** correspondem a contratos de compromisso futuro, por apresentarem característica de liquidação em energia prontamente conversíveis em montante financeiro, reconhecidos pelo valor justo por meio do resultado.

**Passivos não circulantes mantidos para venda:** reversão da constituição da alienação dos 100% de participação no investimento Energest S.A.

#### *Passivo Não Circulante*

**Tributos diferidos:** acréscimo de R\$48 oriundo do PIS/COFINS diferido dos compromissos futuros da EDP Comercialização.

**Debêntures:** redução de 17,1% decorrente dos pagamentos ocorridos do valor principal acrescido de juros no decorrer do ano de 2020.

**Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas:** acréscimo de 6,4% relacionado a captações de dívidas nas Transmissoras que estão em fase de construção (LT07 R\$328; LT11 R\$156; LT18 R\$135).

**Uso do bem público:** o UBP corresponde aos valores estabelecidos nos contratos de concessão como contraprestação ao direito de exploração dos aproveitamentos hidrelétricos e sistemas de transmissão associados das controladas Enerpeixe e Investco calculados até o final dos contratos de concessão ou outro período pré-estabelecido, e reconhecidos a valor presente. São indexados ao IGPM e o aumento de 38,2% está relacionado a extensão do prazo de concessão mediante a repactuação do GSF.

**Passivos financeiros setoriais:** Saldo a pagar de passivos regulatórios que serão devolvidos ao consumidor em 12 meses via tarifa no próximo reajuste tarifário, além do movimento de



## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

ultrapassagem de demanda e energia reativa que são contabilizados nessa linha e só serão incorporados na tarifa na próxima revisão tarifária.

**Compromissos futuros:** correspondem a contratos de compromisso futuro, por apresentarem característica de liquidação em energia prontamente conversíveis em montante financeiro, reconhecidos pelo valor justo por meio do resultado.

**Patrimônio líquido:** redução de 2,5%. Em agosto de 2020 a Companhia divulgou Fato Relevante informando que, nesta data, o Conselho de Administração aprovou o programa de recompra de ações ordinárias de sua emissão. O objetivo da recompra é adquirir ações de própria emissão da Companhia para manutenção em tesouraria, com o objetivo de aplicar recursos disponíveis para maximizar a geração de valor para os acionistas, uma vez que, na visão da administração da Companhia, o valor atual de suas ações não reflete o real valor dos seus ativos combinado com a perspectiva de rentabilidade e geração de resultados futuros.

### Fluxo de caixa

A tabela a seguir apresenta o nosso fluxo de caixa das atividades operacionais, de investimento e de financiamento para os períodos indicados:

Itens em R\$ Milhões ou %	31/12/2019	AV	31/12/2020	AV	31/12/2021	AV
Caixa gerado pelas (aplicado nas) atividades operacionais	2.503,5	575,2%	2.091,8	2151,0%	1.304,3	-3586,2%
Caixa gerado pelas (aplicado nas) atividades de investimento	(2.324,4)	-534,1%	(1.452,8)	-1493,9%	(1.318,7)	3625,9%
Caixa gerado pelas (aplicado nas) atividades de financiamento	256,1	58,8%	(541,8)	-557,1%	(22,0)	60,4%
Disponibilidades no início do exercício	2.203,4	506,3%	2.638,6	2713,3%	2.735,9	-7522,5%
<b>Disponibilidades no final do exercício</b>	<b>2.638,6</b>	<b>606,3%</b>	<b>2.735,9</b>	<b>2813,3%</b>	<b>2.699,5</b>	<b>-7422,5%</b>
Aumento (redução) nas disponibilidades	435,2	100,0%	97,2	100,0%	(36,4)	100,0%
Aumento (redução) nas disponibilidades (%)	19,8%		3,7%		-1,3%	
Itens em R\$ Milhões ou %	Variação 2021-2020		Variação 2021-2020		Variação 2020-2019	
Caixa gerado pelas (aplicado nas) atividades operacionais	(787,5)	-37,6%	(411,7)	-16,4%		
Caixa gerado pelas (aplicado nas) atividades de investimento	134,1	-9,2%	871,6	-37,5%		
Caixa gerado pelas (aplicado nas) atividades de financiamento	519,8	-95,9%	(797,8)	-311,6%		
Disponibilidades no início do exercício	97,2	3,7%	435,2	19,8%		
<b>Disponibilidades no final do exercício</b>	<b>(36,4)</b>	<b>-1,3%</b>	<b>97,2</b>	<b>3,7%</b>		
Aumento (redução) nas disponibilidades	(133,6)	-137,4%	(338,0)	-77,7%		

### Comparação do Fluxo de Caixa nos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2021 e 31 de dezembro de 2020

Segue abaixo comentários dos Diretores acerca dos fluxos de caixa das atividades operacionais, das atividades de financiamento e das atividades de investimento:

O fluxo de caixa líquido das atividades operacionais apresentou redução de R\$787,5, entre os períodos. As principais variações são: (i) liminar da controlada Enerpeixe paga em abril/2021, (ii) piora no cenário hidrológico com aumento do PLD e redução do GSF, impactando diretamente as Distribuidoras e Geração Hídricas; e (iii) e aumento do custo com estoque de carvão na Térmica.

O fluxo de caixa das atividades de investimento apresentou uma variação positiva de R\$134,1 com destaque para redução do capex nos ativos de concessão das transmissoras (da previsão, 85% do capex já foi executado).

## 10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

O fluxo de caixa das atividades de financiamento uma variação positiva de R\$519,8 entre os períodos. Esta variação é decorrente principalmente do (i) efeito líquido entre captações e pagamentos de empréstimos e debêntures e (ii) recompras de ações ordinárias. O objetivo da recompra é adquirir ações de própria emissão da Companhia para manutenção em tesouraria, com o objetivo de aplicar recursos disponíveis para maximizar a geração de valor para os acionistas, uma vez que, na visão da administração da Companhia, o valor atual de suas ações não reflete o real valor dos seus ativos combinado com a perspectiva de rentabilidade e geração de resultados futuros.

### **Comparação do Fluxo de Caixa nos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2020 e 31 de dezembro de 2019**

Segue abaixo comentários dos Diretores acerca dos fluxos de caixa das atividades operacionais, das atividades de financiamento e das atividades de investimento:

O fluxo de caixa líquido das atividades operacionais apresentou redução de R\$411,7, entre os períodos. As principais variações são: (i) em outros tributos compensáveis a variação está relacionado a contabilização dos efeitos da não inclusão do ICMS na base de cálculo do PIS e COFINS no ano de 2019; (ii) redução dos gastos com materiais e serviços para a construção da infraestrutura da transmissoras (80% do Capex previsto já realizado); e (iii) efeito líquido dos ativos e passivos setoriais das distribuidoras do Grupo.

O fluxo de caixa das atividades de investimento apresentou uma variação positiva de R\$871,6 com destaque para redução do capex nos ativos de concessão das transmissoras (da previsão, 80% do capex já foi executado).

O fluxo de caixa das atividades de financiamento apresentou decréscimo de R\$797,8 entre os períodos. Esta variação é decorrente principalmente do (i) efeito líquido entre captações e pagamentos de empréstimos e debêntures e (ii) recompras de ações ordinárias. O objetivo da recompra é adquirir ações de própria emissão da Companhia para manutenção em tesouraria, com o objetivo de aplicar recursos disponíveis para maximizar a geração de valor para os acionistas, uma vez que, na visão da administração da Companhia, o valor atual de suas ações não reflete o real valor dos seus ativos combinado com a perspectiva de rentabilidade e geração de resultados futuros.

## 10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

### 10.2. Comentários dos Diretores da Companhia sobre:

(Em milhões de reais, exceto quando indicado. Os comparativos com a receita operacional líquida não consideram a receita de construção, exceto quando indicado)

A receita de construção, registrada nas distribuidoras, está diretamente associada às adições do ativo intangível em formação (Direito de concessão – infraestrutura), não sendo incorporada margem nesta atividade de construção, assim classificada conforme a aplicação da ICPC 01 (R1) – Contratos de Concessão. A formação da receita de construção resulta da alocação das horas trabalhadas pelas equipes técnicas, dos materiais utilizados, da medição da prestação de serviços terceirizados e outros custos diretamente alocados. O registro contábil dessa receita é efetuado em contrapartida à Custo com construção da infraestrutura, em igual montante. Em síntese, por se tratar de receita meramente contábil, sem efeito no resultado líquido, a Companhia expurga seus efeitos para fins de explicação das variações.

#### a) Resultados das operações

Os nossos Diretores destacam que os quatro principais segmentos de atuação da Companhia são distribuição, geração, comercialização e transmissão. Estes segmentos realizam compras e vendas de energia elétrica entre eles. Os segmentos de geração e comercialização vendem energia também para nossas distribuidoras. Nossos Diretores ressaltam que, com o intuito de evitar a duplicidade das receitas e despesas, os resultados das operações inter-segmento são eliminados de nossas demonstrações consolidadas. Todavia, os Diretores entendem que a análise individual dos segmentos não seria a mais adequada caso estas operações fossem desconsideradas. Como consequência, as vendas e despesas entre os segmentos não foram eliminados na discussão dos resultados apresentados abaixo.

##### **(i) Descrição de quaisquer componentes da receita**

###### Distribuição

A receita no segmento de distribuição é proveniente, principalmente, do faturamento do consumo de energia dos consumidores das áreas de concessão das distribuidoras EDP São Paulo e EDP Espírito Santo. Outra parte relevante da receita deste segmento está relacionada à cobrança da tarifa pelo uso da rede de distribuição (TUSD).

As tarifas cobradas dos consumidores são estabelecidas pelo órgão regulador (ANEEL) sendo que quaisquer modificações nas regras vigentes para o setor ou na metodologia de cálculo das tarifas podem afetar a receita da Companhia.

A quantidade de energia vendida varia, principalmente, em função de fatores externos, tais como, temperatura, massa salarial e atividade econômica da área de concessão de nossas distribuidoras, além da própria atividade econômica do País.

###### Geração

A receita do segmento de geração é proveniente da venda da energia gerada nas usinas (hidrelétricas e termelétrica) para as distribuidoras e comercializadoras. Atualmente, o Grupo EDP – Energias do Brasil possui 4 usinas hidrelétricas e 1 usina térmica em operação (vide item 7.3 a.). Uma parte dessa receita é distribuída aos acionistas não controladores.

###### Comercialização

A receita no segmento de comercialização é proveniente da EDP Trading decorrente da venda de energia para consumidores livres, concessionárias, permissionárias e outras comercializadoras.

## 10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

### Transmissão

A receita no segmento de transmissão é proveniente da operação e manutenção (O&M) das linhas, construção e remuneração do ativo financeiro.

#### (ii) Fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

Segue abaixo os montantes de receita líquida, EBITDA ajustado e Lucro líquido, segregados por segmento, e o percentual de representatividade em relação ao consolidado:

Receita líquida (*)										
	Distribuição	%	Geração	%	Comercialização + Varejista	%	Transmissão	%	Outros/ Eliminações	%
2021	10.608,8	63,6%	3.824,0	22,9%	3.136,4	18,8%	642,4	3,9%	(1.539,2)	-9,2%
2020	7.721,5	58,5%	2.982,5	22,6%	4.073,3	30,8%	387,9	2,9%	(1.957,4)	-14,8%
2019	7.591,5	60,5%	3.660,0	29,1%	3.895,9	31,0%	164,0	1,3%	(2.754,6)	-21,9%

EBITDA Ajustado										
	Distribuição	%	Geração	%	Comercialização + Varejista	%	Transmissão	%	Outros/ Eliminações	%
2021	1.739,2	40,3%	1.592,9	36,9%	121,7	2,8%	665,2	15,4%	194,1	4,5%
2020	1.172,1	34,7%	1.724,9	51,0%	190,0	5,6%	370,1	10,9%	(75,2)	-2,2%
2019	1.350,9	46,4%	1.293,6	44,4%	97,4	3,3%	232,4	8,0%	(60,2)	-2,1%

Lucro líquido (desconsiderando a participação dos acionistas não controladores)										
	Distribuição	%	Geração	%	Comercialização + Varejista	%	Transmissão	%	Outros/ Eliminações	%
2021	891,1	59,1%	596,4	39,5%	73,4	4,9%	356,2	23,6%	242,9	16,1%
2020	656,5	43,5%	665,2	44,1%	114,4	7,6%	211,8	14,0%	(139,9)	-9,3%
2019	738,4	55,2%	510,9	38,2%	61,6	4,6%	139,3	10,4%	(112,3)	-8,4%

	Receita líquida		EBITDA Ajustado		Lucro líquido	
	Δ 2021 x 2020 (%)	Δ 2020 x 2019 (%)	Δ 2021 x 2020 (%)	Δ 2020 x 2019 (%)	Δ 2021 x 2020 (%)	Δ 2020 x 2019 (%)
Distribuição	37,4%	1,7%	48,4%	-13,2%	35,7%	-11,1%
Geração	28,2%	-18,5%	-7,7%	33,3%	-10,3%	30,2%
Comercialização	-23,0%	4,6%	-36,0%	95,0%	-35,8%	85,8%
Transmissão	65,6%	136,6%	79,8%	59,3%	68,1%	52,0%
Outros/ Eliminações	-21,4%	-28,9%	-358,0%	25,0%	-273,6%	24,6%
<b>Total</b>	<b>26,2%</b>	<b>5,2%</b>	<b>27,5%</b>	<b>16,0%</b>	<b>43,2%</b>	<b>12,7%</b>

(\*) Desconsiderando a parte da Receita de construção que possui igual montante registrado em contrapartida ao "Custo de construção".

Na opinião dos nossos Diretores, as variações nas receitas dos nossos segmentos são provenientes, essencialmente, das seguintes circunstâncias: (i) na distribuição, por influência das tarifas de energia elétrica cobradas dos consumidores que, por sua vez, são reguladas e reajustadas pela ANEEL, assim como pelo consumo de energia elétrica por parte dos clientes da área de concessão das distribuidoras; (ii) na geração, por influência das tarifas estabelecidas nos contratos de venda de energia, reajustadas pela inflação; (iii) na comercialização, por influência da tarifa e volume de venda de energia; e (iv) na transmissão, por receita de O&M e atualização dos Ativos da Concessão.

Em relação ao EBITDA ajustado, na opinião dos Diretores, além das variações na receita, indicadas no parágrafo acima, outro aspecto relevante são os gastos operacionais.

Os gastos operacionais mais relevantes para a distribuição são: (i) os gastos com energia comprada para revenda e encargos de uso da rede, que são repassados para a tarifa cobrada dos consumidores nos reajustes tarifários, mas podem impactar entre os períodos de

## 10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

reajustes regulatórios; e (ii) os gastos com pessoais, serviços de terceiros, materiais e provisões, entre outros, que são aqueles que podem ser administrados e são constantemente controlados.

Já os gastos operacionais mais relevantes para a geração são: (i) os gastos com energia comprada para revenda e encargos de uso da rede; e (ii) os gastos com pessoais, serviços de terceiros, materiais e provisões, entre outros, utilizados na produção e operação das usinas.

Para a comercialização, os gastos operacionais mais relevantes são com energia elétrica comprada para revenda.

Para a transmissão os gastos com pessoais, serviços de terceiros, materiais e provisões, entre outros, utilizados na manutenção das linhas de transmissão.

Em relação ao lucro líquido, na opinião dos Diretores, além das variações na receita e dos gastos operacionais, indicadas nos parágrafos acima, outros aspectos relevantes são o resultado financeiro líquido (receitas com aplicações financeiras e encargos de empréstimos e financiamentos contratados influenciados pelos indexadores como CDI e a TJLP) e tributações sobre o lucro.

Nossos Diretores destacam a seguir os principais fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais, advindos das políticas públicas.

Para informações detalhadas sobre os fatores que influenciaram o resultado de cada segmento da Companhia em cada período, vide o item 10.1 (h) "Demonstração do Resultado".

### 2021

Os principais temas que impactaram o ano de 2021 são:

#### Reajuste tarifário anual

Na EDP Espírito Santo, o efeito médio percebido pelos consumidores foi de 9,75%, sendo 6,89% para as unidades consumidoras atendidas em alta e média tensão e 10,96% para os clientes do subgrupo B1. Na EDP São Paulo, o efeito médio percebido pelos consumidores foi de 12,39%, sendo 4,41% o efeito médio para os consumidores atendidos em alta e média tensão e 16,74% o efeito médio para os consumidores atendidos em baixa tensão.

#### Transmissoras - Reajustes e Revisão tarifária

Os Contratos de Concessão estabelecem que as controladas de Transmissão, pela prestação de serviço público de transmissão, têm direito de receber a RAP original, conforme Leilão de Concessão do Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica anualmente, a partir da data de disponibilidade para operação comercial das instalações de transmissão. A RAP não inclui o montante necessário à cobertura do PIS e da COFINS e tem por finalidade remunerar os investimentos na infraestrutura da concessão e os serviços de operação e manutenção da linha de transmissão.

A RAP, de acordo com os contratos de concessão, terá revisão em intervalos periódicos de 5 anos, contados do primeiro mês de julho subsequente à assinatura dos mesmos, observando-se os parâmetros regulatórios (que incluem estrutura de capital próprio e de terceiros - WACC, operação e manutenção, taxa média anual de depreciação e eventual ingressos de novos ativos, entre outros índices) e a regulamentação específica, além disso, ocorrem reajustes anuais, observando também as alterações de inflação e eventuais reduções por indisponibilidade da rede.

## 10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

Em 13 de julho de 2021, foi homologada a Resolução Homologatória - REH nº 2.895, estabelecendo critérios para as controladas que passaram por revisão e ajustes e foi estabelecida a RAP pela disponibilização das instalações de transmissão integrantes da rede básica e das demais instalações de transmissão, compreendendo o período de 1º de julho de 2021 à 30 de junho de 2022, atualizado monetariamente com base no IPCA, além da alteração do WACC no processo de Revisão Tarifária para a controlada EDP Transmissão Litoral Sul. A RAP das controladas de transmissão de 2021 foram estabelecidas conforme Nota Técnica nº 149/2021-SGT/ANEEL, e estão demonstradas a seguir:

	RAP 2021 REH nº 2.895	RAP 2020 REH nº 2.725
EDP Transmissão Aliança SC	214.070	198.110
EDP Transmissão Litoral Sul	54.399	47.387
EDP Transmissão SP-MG	248.444	229.922
Mata Grande Transmissora de Energia	9.080	8.403
	<u>525.993</u>	<u>483.822</u>

### Extensão do prazo de concessão das outorgas - Lei nº 14.182/21, REH nº 2.919/21 e REH nº 2.932/21

Em 13 de julho de 2021 foi publicada a Lei nº 14.182/2021, que dispõe sobre a desestatização da Eletrobras, contratação de geração termelétrica movida a gás natural pelo poder concedente, na modalidade de leilão de reserva de capacidade no montante de 1.000 MW na Região Nordeste, no montante de 2.500 MW na Região Norte, no montante de 2.500 MW na Região Centro-Oeste, com inflexibilidade de, no mínimo, 70% para o gás natural e a prorrogação dos contratos do Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) por 20 anos, dentre outras providências. Entre outros temas, quanto ao GSF, o art. 18 da referida Lei alterou a Lei nº 13.203/15 para que a parcela da energia do Ambiente de Contratação Regulado (ACR) pré-2015 considerada não repactuada, permitindo agora sua repactuação nos mesmos termos da Lei nº 14.052/20 (GSF do ACL).

Adicionalmente, em 12 de agosto de 2021 foi publicada a REH nº 2.919/21 e em 17 de setembro de 2021 a Resolução Homologatória nº 2.932/21, que homologam o prazo de extensão da outorga das usinas hidrelétricas participantes do MRE e os valores referentes ao caput do art. 2º-D da Lei nº 13.203, de 2015, em atendimento ao disposto na Lei nº 14.182/2021.

### 2020

Os principais temas que impactaram o ano de 2020 são:

#### Reajuste tarifário anual

Na EDP Espírito Santo, o efeito médio percebido pelos consumidores foi de 8,02%, sendo 10,32% o efeito médio para os consumidores atendidos em alta e média tensão e 7,05% o efeito médio para os consumidores atendidos em baixa tensão. Na EDP São Paulo, o efeito médio percebido pelos consumidores foi de 4,82%, sendo 6,52% o efeito médio para os consumidores atendidos em alta e média tensão e 3,92% o efeito médio para os consumidores atendidos em baixa tensão.

#### Repactuação hidrológica

Em Reunião do Conselho de Administração - RCA realizada em 22 de dezembro de 2020, foi aprovada a adesão dos preceitos da Resolução ANEEL nº 895/2020, que regulamenta as novas condições para a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica. A operação está sujeita à verificação de determinadas condições precedentes usuais a esse tipo de transação, além de outras medidas de natureza societária e contratual necessárias para a sua conclusão, a qual está prevista para ocorrer ao longo de 2021.

#### Medidas de assistência governamental

## 10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

Em 24 de março de 2020, foi publicada a Resolução Normativa nº878 pela ANEEL, com medidas que visam estabelecer a preservação da prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica em decorrência da COVID-19, tendo como principal a vedação da suspensão de fornecimento por inadimplemento de unidades consumidoras relativas aos serviços e atividades considerados essenciais, conforme Decretos nº 10.282 e nº 10.288, de 2020 e o art. 11 da Resolução Normativa nº 414/2010, onde existam pessoas usuárias de equipamentos de autonomia limitada, vitais à preservação da vida humana e dependentes de energia elétrica e das classes residenciais rural e baixa renda.

Posteriormente, em 21 de julho de 2020, a ANEEL aprovou a revisão da Resolução Normativa nº 878/2020, tendo como novas regras a partir de 1º de agosto de 2020: (i) diversas atividades de prestação de serviços ao consumidor devem ser retomadas pelas distribuidoras; (ii) manter a proibição de cortes de energia por falta de pagamento para os consumidores classificados como Baixa Renda enquanto durar o estado de emergência da pandemia; e (iii) volta a ser permitida a possibilidade de cortes de energia por falta de pagamento para consumidores residenciais e serviços e atividades considerados essenciais, onde a distribuidora deve enviar ao consumidor nova notificação sobre existência de pagamentos pendentes, ainda que já tenha encaminhado em período anterior para o mesmo débito.

### Medida emergencial BNDES

O BNDES aprovou em março de 2020, em caráter emergencial, medidas socioeconômicas de execução imediata que tiveram por objetivo ajudar a mitigar os efeitos da COVID-19 no Brasil. Uma das medidas foi a possibilidade de concessão da suspensão temporária por prazo de até seis meses de amortizações de empréstimos contratados junto ao BNDES, nas modalidades direta e indireta às empresas afetadas pela crise ( medida ficou conhecida como *Standstill*). O BNDES concedeu, em 13 de abril de 2020, autorização para a suspensão temporária do pagamento dos financiamentos do BNDES da EDP São Paulo e da EDP Espírito Santo, no período de abril a setembro de 2020. Em outubro de 2020 os pagamentos voltaram a ser efetuados pelas distribuidoras.

### Implantação do programa 3R – Reagir, Recuperar e Reformular

**São as três fases implantadas pela Companhia para mitigar os impactos da pandemia no ano de 2020.**

- “Reagir” os principais destaques contemplam iniciativas rigorosas de prevenção e proteção dos colaboradores com (i) adoções do “home-office” para o setor administrativo, e para as equipes de eletricitas que trabalham em campo foram realizadas escalas diferenciadas e orientações por canais remotos, (ii) distribuição de máscaras para todos os colaboradores, (iii) antecipação da vacinação contra a gripe H1N1 (iv) cancelamento de viagens internacionais e redução de viagens nacionais e (v) doações para compras de equipamentos hospitalares (respiradores, medicamentos e demais insumos hospitalares) para combate a pandemia
- “Recuperação” composto por mais de 50 iniciativas destinadas a recuperar totalmente o impacto da pandemia no seu desempenho econômico-financeiro do exercício de 2020, a fim de manter a resiliência de seus resultados e eficiência operacional, tais como: reformulação do Orçamento Base Zero - OBZ, cujo objetivo é trazer eficiência ao centro corporativo, no âmbito de processos, de tecnologia e de pessoas; e iniciativas de PMSO (Pessoas, Materiais, Serviços e Outros gastos) como redução de horas extras, repriorização de viagens, redução com aluguéis, reavaliação de despesas com marketing e consultorias.
- “Reformular” composto por oportunidades de crescimento no mercado de distribuição, transmissão e serviços com oportunidades de M&A (Fusões e Aquisições), criação de novas tecnologias para o atendimento ao cliente, digitalização do processo de trabalho e programa de inclusão e diversidade.

## 10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

### 2019

Os principais temas que permearam os debates regulatórios ao longo do ano de 2019 foram i) a expectativa de uma solução para o GSF; ii) PLD Horário; iii) a nova metodologia para o cálculo do WACC regulatório; iv) subsídios dados à Geração Distribuída; entre outros.

Rumo a uma conclusão para o destravamento do mercado de curto prazo através da solução dos passivos do GSF, o projeto de lei que trata do ressarcimento do risco hidrológico foi aprovado na Câmara dos Deputados em 26 de junho, seguindo para a votação em Senado, onde permanece tramitando.

Em relação às discussões sobre os preços horários para o mercado de curto prazo, a sua implementação foi adiada para 2021. Em 2020, ficou definida a operação com despacho semi-horário, sem a sua efetiva utilização para o processo de formação de preço.

A Consulta Pública referente à mudança na metodologia de cálculo e atualização do WACC Regulatório das distribuidoras foi aberta entre outubro e dezembro, após a Aneel anunciar números preliminares para os três segmentos (6,81% para Geração e Transmissão e 7,17% para a Distribuição). Entre outras alterações, a proposta deve priorizar parâmetros nacionais, bem como apresentar maior simplificação, embora possa reduzir a estabilidade regulatória devido à sua atualização anual. A resolução deve ser homologada até março de 2020.

Os incentivos dados à Geração Distribuída foram outro tema regulatório de grande destaque. A ANEEL abriu uma Audiência Pública buscando obter subsídios para a análise do impacto regulatório das regras para a micro e minigeração, e o assunto avançou em outubro para uma Consulta Pública, com propostas para o fim gradual dos subsídios. O tema ainda não foi encerrado e continuará sendo discutido ao longo de 2020.

Dando continuidade ao processo de abertura do mercado livre para consumidores a partir de 2.000 kW iniciado em 2018, foi estabelecido um cronograma de ampliação progressiva do acesso para agentes com consumo até 500 kW – sendo 1.500 kW a partir de 2021, 1.000 kW a partir de 2022 e 500 kW a partir de 2023. Novos estudos para avaliar a abertura do mercado aos consumidores abaixo de 500 kW a partir 2024 deverão ser apresentados até 31 de janeiro 2022.

Entre as mudanças implementadas ao longo do ano, a revisão do mecanismo de acionamento das Bandeiras Tarifárias foi um destaque na distribuição, agora com o gatilho baseado no GSF calculado com a Garantia Física Flat – reduzindo a sazonalidade da garantia física na composição da arrecadação da conta bandeira. O novo mecanismo de acionamento faz com que a arrecadação prevista, com os valores propostos, se aproxime mais dos custos incorridos. Houve também aumento da arrecadação em caso de acionamento, passando a adicionar R\$ 1,343 a cada 100 kWh consumidos na bandeira amarela e, para a bandeira vermelha, +R\$ 4,169 no patamar 1 e +R\$ 6,243 no patamar 2.

#### **b) Variações das receitas atribuíveis a modificações de preços, taxas de câmbio, inflação, alterações de volumes e introdução de novos produtos e serviços**

Os Diretores entendem que o resultado das nossas operações é direto e significativamente impactado pela mudança nas tarifas de energia elétrica reguladas pela ANEEL, sendo que as nossas receitas operacionais e margens (essencialmente no caso das nossas controladas distribuidoras) dependem do processo de revisão/reajuste tarifário. Buscamos manter um bom relacionamento com o órgão regulador e com os demais participantes do mercado, para que o processo de revisão/reajuste tarifário reflita de forma transparente e adequada os interesses dos consumidores e acionistas.



## 10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

Já os contratos de venda de energia da geração estão atrelados ao IGPM e/ou IPCA, corrigidos anualmente. Sendo assim, a receita líquida é diretamente afetada pelos impactos causados pela inflação e pelo órgão regulador.

A receita líquida, excluindo a receita de construção, atingiu R\$16.672,5 em 2021, acréscimo de 26,2% em relação ao mesmo período do ano anterior, com principais impactos nos segmentos de distribuição em função agravamento da crise hídrica e aumento da bandeira tarifária.

A receita líquida, excluindo a receita de construção, atingiu R\$13.207,7 em 2020, acréscimo de 5,2% em relação ao mesmo período do ano anterior, com principais impactos nos segmentos de distribuição em função dos reajustes tarifários em ambas as distribuidoras, comercialização com destaque a contabilização dos compromissos futuros, e transmissão principalmente pela atualização dos ativos de concessão em atendimento as normas IFRS.

A receita líquida, excluindo a receita de construção, atingiu R\$12.556,8 em 2019, redução de 2,3% ao mesmo período do ano anterior. Na visão dos nossos Diretores, essa variação é resultante de maiores operações intragrupo.

### **c) Impacto da inflação, da variação de preços dos principais insumos e produtos, do câmbio e da taxa de juros no resultado operacional e no resultado financeiro da Companhia, quando relevante.**

Os Diretores destacam que todas as nossas operações se encontram no território nacional. Dessa maneira, o desempenho geral da economia brasileira afeta a demanda por energia elétrica e a inflação afeta nossos custos e margens. A inflação afeta os negócios basicamente pelo aumento dos custos operacionais e despesas financeiras.

Já a depreciação da moeda brasileira eleva os custos de aquisição de energia elétrica da hidrelétrica de Itaipu, além de reduzir em dólar (ou euro) o montante de dividendos a ser distribuído aos acionistas ou mesmo o equivalente em dólares (ou euros) ao preço de mercado de nossas ações ordinárias.

Nossos Diretores acreditam que possuímos uma política adequada de proteção contra flutuações na taxa de juros e de câmbio.

Adicionalmente, os nossos Diretores destacam que os impactos decorrentes das alterações tarifárias sobre a nossa receita líquida dos últimos três exercícios sociais e do exercício corrente, foram comentados no item 10.2. (b).

## 10. Comentários dos diretores / 10.3 - Efeitos relevantes nas DFs

### 10.3. Comentários dos Diretores da Companhia sobre os efeitos relevantes que os eventos abaixo tenham causado ou se espera que venham a causar nas demonstrações financeiras da Companhia e em seus resultados

(em milhares de reais, exceto quando indicado).

Os Diretores da Companhia tomaram conhecimento das informações descritas neste item e as transações aqui mencionadas estão alinhadas com as estratégias de negócio da Companhia.

#### a) Introdução ou alienação de segmento operacional

Os Diretores informam que nos exercícios sociais de 2021, 2020 e 2019 não houve introdução ou alienação de segmento operacional.

#### b) Constituição, aquisição ou alienação de participação societária

Nossos Diretores entendem que os eventos listados no presente item são decorrentes do cumprimento das nossas estratégias de: (i) descarbonização, investimento em fontes renováveis e a transição energética, aliada a uma forte agenda ESG, necessária para dar suporte à evolução da demanda por energia prevista em todo o mundo. Para a EDP Brasil, o foco estratégico é reforçar o investimento em transmissão, distribuição e energia solar, de forma a acelerar o processo de transição energética, além da reciclagem de capital, que permitirá cristalizar cada vez mais valor à Companhia, e assim estarmos preparados para o futuro, mantendo a continuidade da nossa entrega superior de valor; e (ii) maximizarmos a rentabilidade dos nossos acionistas, como no caso do aproveitamento de benefícios fiscais e redução de custos decorrente das reorganizações societárias descritas a seguir.

Segue abaixo resumo das principais operações de constituição, aquisição ou alienação de participação societária, ocorridas nos últimos três exercícios:

- 1) Aquisição de Linha de Transmissão no Maranhão
- 2) Aquisição de portfólio de geração distribuída da AES Inova
- 3) Conclusão do Investimento na Blue Sol Participações S.A.
- 4) Conquista do Lote 1 Leilão de Transmissão nº 1/2021
- 5) Aquisição da CELG-T
- 6) Alienação de 100% do capital social das subsidiárias de transmissão
- 7) Rotação de Ativos de Geração
- 8) Desenvolvimento de Projeto Solar em larga escala
- 9) Aquisição participação na Centrais Elétricas de Santa Catarina – CELESC
- 10) Aquisição Lote Q - Litoral Sul do Leilão de Transmissão nº 013/2015

Seguem abaixo os detalhes e os comentários dos Diretores com relação à cada uma destas operações:

#### 1) Aquisição de Linha de Transmissão no Maranhão

Em 11 de fevereiro de 2021 a Companhia adquiriu 100% das quotas da Mata Grande Transmissora de Energia LTDA ("MGTE"). A MGTE é composta por uma linha de transmissão de 230 kV, com 113 km de extensão, no estado do Maranhão. A operação foi concluída em 12 de maio de 2021.

Os Diretores afirmam que a transação reforça o ciclo de crescimento da Companhia, com ênfase no segmento de distribuição, transmissão e energia renovável.

#### 2) Aquisição de portfólio de geração distribuída da AES Inova

Em 25 de fevereiro de 2021 a Companhia assinou através da EDP Smart Serviços, um contrato de compra e venda com a AES Tietê Energia S.A. para aquisição de 100% das quotas, com direito

## 10. Comentários dos diretores / 10.3 - Efeitos relevantes nas DFs

de voto, representativas do capital social da Inova Soluções de Energia, e suas respectivas subsidiárias, a Nova Geração Solar e a Inova Soluções de Energia II.

A AES Inova é uma plataforma de investimento em geração solar distribuída detentora de um portfólio de aproximadamente 34 MWp localizados nos estados do Rio Grande do Sul, São Paulo e Minas Gerais, em diferentes estágios de desenvolvimento. Deste total, aproximadamente 16 MWp referem-se a empreendimentos contratados e os demais 18MWp são caracterizados por projetos ready to build,

No 1º semestre 2021, a controlada EDP Smart Serviços, com base no CPC 15 (R1) - Combinação de Negócios, contratou laudo de avaliação, junto a consultores independentes para mensuração dos ativos e passivos adquiridos a valor justo.

Com a conclusão da aquisição da Inova Soluções de Energia em 14 de junho de 2021, O valor total foi de R\$100.245, sendo R\$66.656 pagos à vista e R\$33.589 foi retido do saldo de aquisição base, com a finalidade de garantir o cumprimento das obrigações pós fechamento.

Os Diretores afirmam que a transação reforça o ciclo de crescimento da Companhia, com ênfase no segmento de distribuição, transmissão e energia renovável.

### 3) Conclusão do Investimento na Blue Sol Participações S.A.

Em 04 de março de 2021 a Companhia concluiu o Acordo de Investimentos para aquisição de 28,05% do capital votante da Blue Sol Participações S.A. ("Blue Sol"), detentora da Blue Sol Energia Solar LTDA., Blue Sol Franquia LTDA. e Blue Sol Educacional LTDA., através de sua controlada EDP Ventures, tendo ainda a opção de adquirir o seu controle após 3 anos e meio após a presente data.

O preço de aquisição foi de R\$20.000, dos quais R\$11.700 foram pagos na data do referido comunicado e R\$8.305 foram pagos em 07 de outubro de 2021, em função do cumprimento de metas de vendas definidas no Acordo de Investimento. Após a realização da transação, atendendo aos precedentes, a Companhia investiu percentual adicional de ações de 11,95%, totalizando a participação inicialmente acordada de 40% do capital votante da Blue Sol.

Os Diretores afirmam que a transação reforça o ciclo de crescimento da Companhia, com ênfase no segmento de distribuição, transmissão e energia renovável.

### 4) Conquista do Lote 1 Leilão de Transmissão nº 1/2021

Em 30 de junho de 2021, a Companhia foi vencedora do Lote 1 no Leilão de Transmissão nº1/2021, situado nos estados do Acre e Rondônia, com RAP de R\$38,6 milhões, deságio de 36,6%. Este lote possui uma subestação e 350 km de linha de transmissão. O financiamento dos projetos prevê Emissões de Debêntures de Infraestrutura com alavancagem total estimada de até 70%. O fato deu origem a constituição da EDP Transmissão Norte como subsidiária da EDP Trading.

Os Diretores afirmam que a transação reforça o ciclo de crescimento da Companhia, com ênfase no segmento de distribuição, transmissão e energia renovável.

### 5) Aquisição da CELG-T

Em 14 de outubro de 2021 a venceu a licitação na modalidade de leilão, realizado na forma do edital CelgPar nº 02/2021, para alienação de 100% das ações da Celg Transmissão S.A. ("Celg-T") pertencentes à Companhia Celg de Participações – CelgPar, pelo montante de R\$1.977.000. A CELG-T possui um portfólio de 755,5 Km de rede e opera 14 subestações (12 próprias e 2 como acessantes) no Estado de Goiás. O prazo de concessão vai até 2043 e 2046 e apresenta RAP de R\$223.000 (ciclo 2021/2022). Em 07 de fevereiro de 2022 a operação foi concluída e a Celg T passou a se chamar EDP Goiás.

Os Diretores afirmam que a transação reforça o ciclo de crescimento da Companhia, com ênfase no segmento de distribuição, transmissão e energia renovável.

## 10. Comentários dos diretores / 10.3 - Efeitos relevantes nas DFs

### 6) Alienação de 100% do capital social das subsidiárias de transmissão

Em 19 de outubro de 2021 a Companhia assinou o contrato de compra e venda com empresa detida pela Actis Assessoria Investimentos Ltda ("Actis") para formalizar a alienação de 100% do capital social detido pela Companhia referente 3 ativos de transmissão, sendo eles EDP Transmissão ("Lote 24"), EDP Transmissão TMA I ("Lote 7") e EDP Transmissão TMA II ("Lote 11"), totalizando 439 Km de extensão e R\$131 milhões de RAP. Em 28 de dezembro de 2021 a venda foi concluída.

Devido a conclusão destas alienações, a Companhia baixou os saldos de Ativos e Passivos Não Circulantes Mantidos para Venda destes investimentos, que haviam sido desta forma classificados em agosto de 2021.

Os Diretores afirmam que a transação reforça a reciclagem de capital, permitindo cristalizar cada vez mais valor à Companhia.

### 7) Rotação de Ativos de Geração

Em outubro de 2021, foram cumpridas as condições previstas no CPC 31 - Ativo Não Circulante Mantido para Venda e Operação Descontinuada (IFRS 5 - Ativos não correntes detidos para venda), para a classificação de 3 ativos de geração hídrica no Brasil como ativos e passivos não correntes mantidos para venda, sendo eles Energest S.A., Empresa de Energia Cachoeira Caldeirão S.A., e Companhia Energética do Jari - CEJA, que em conjunto totalizam o correspondente a 810MWm de capacidade instalada. Na referida data, a Companhia transferiu o saldo dos investimentos das empresas para a rubrica de Ativos e Passivos não circulantes mantidos para venda.

Os Diretores afirmam que a transação reforça a reciclagem de capital, permitindo cristalizar cada vez mais valor à Companhia.

### 8) Desenvolvimento de Projeto Solar em larga escala

Em 25 de outubro de 2021, a EDP divulgou o investimento na usina fotovoltaica Monte Verde Solar ("Monte Verde ou Projeto"), com capacidade instalada de 209 MWac, em conjunto com a EDP Renováveis S.A. ("EDPR") em um co-investimento em partes iguais. Monte Verde está localizado no estado do Rio Grande do Norte, nas cidades de Pedro Avelino, Lajes e Jandaíra, já está outorgado e possui garantia de conexão ao sistema de transmissão, com previsão de início de operação em 2024. O projeto possui um contrato PPA de 15 anos com a EDP Trading, que por sua vez já alocou esta energia em contratos com a mesma maturidade. Este investimento reforça a orientação estratégica do Grupo EDP - Energias do Brasil, sendo o primeiro projeto de larga escala buscando ampliar sua participação no segmento de geração solar.

Os Diretores afirmam que a transação reforça o ciclo de crescimento da Companhia, com ênfase no segmento de distribuição, transmissão e energia renovável.

### 9) EDP - Energias do Brasil adquire participação na Centrais Elétricas de Santa Catarina – CELESC

Em 19 de dezembro de 2017 a Companhia celebrou de Contrato de Compra e Venda de Ações, por meio do qual comprometeu-se a adquirir da Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil - PREVI, 33,1% das ações ordinárias equivalentes a 5.140.868 ações, e 1,9% das ações preferenciais equivalentes a 437.807 ações, representando em conjunto, 14,46% do total de ações de emissão da CELESC.

A CELESC é uma holding de capital aberto com atividade preponderante a geração, a transmissão e a distribuição de energia elétrica. Além disso, possui a controlada em conjunto Companhia de Gás de Santa Catarina S.A. – SCGÁS que atua no segmento de distribuição de gás natural canalizado.

## 10. Comentários dos diretores / 10.3 - Efeitos relevantes nas DFs

Em 21 de março de 2018 a Companhia concluiu a aquisição das ações da CELESC pelo preço atualizado de R\$244.004, conforme previsto no Contrato de Compra e Venda de Ações anteriormente celebrado.

Em 4 de abril de 2018, a Companhia divulgou o Edital de Oferta Pública Voluntária para Aquisição de Ações - OPA, nos termos da Lei das S.A. e do artigo 31 da Instrução CVM nº 361/02, para a aquisição de até 7.374.000 ações preferenciais correspondentes a, aproximadamente, 32% das ações preferenciais de emissão da CELESC. A OPA foi concluída em 26 de abril de 2018, tendo sido adquiridas 1.990.013 ações preferencias, pelo preço de R\$27,00 cada, totalizando no valor de R\$53.730.

Em 7 de novembro de 2018 a Companhia adquiriu 1.518.000 ações preferenciais da CELESC ao preço médio de R\$41,93, totalizando o montante de R\$63.653.

Em 02 de dezembro de 2019 a Companhia adquiriu ações preferenciais adicionais da CELESC. Foram adquiridas, ao todo, 691.700 ações preferencias pelo preço médio de R\$41,15 cada, totalizando o valor de R\$28.463.

Entre os meses de junho a setembro de 2020, a Companhia adquiriu outras ações preferenciais da coligada. Foram adquiridas, ao todo, 1.753.200 ações preferencias pelo preço médio de R\$53,98 cada, totalizando o montante de R\$94.644.

Após a conclusão das operações acima, a Companhia passou a deter 6.390.720 ações preferenciais, acrescidas a 5.14.868 ações ordinárias, totalizando 11.531.588 ações, que representam 29,90% do capital social total da CELESC.

Os Diretores afirmam que a transação reforça o ciclo de crescimento da Companhia, com ênfase no segmento de distribuição e transmissão, além de ampliar a presença no Estado de Santa Catarina, iniciada com a parceria feita com a CELESC para a construção do Lote 21 de Transmissão.

### 10) EDP - Energias do Brasil adquiri o Lote Q - Litoral Sul do Leilão de Transmissão nº 013/2015

Em 27 de maio de 2019 a Companhia assinou o contrato de compra e venda da CEE Power e Brafer para aquisição de 100% das quotas da Litoral Sul Transmissora de Energia Ltda. ("LSTE") com a controlada EDP Trading. Por meio do Despacho nº 2.062/19, a ANEEL anuiu previamente a transferência de controle societário da LSTE à EDP Trading. Em 09 de agosto de 2019, após a entrega dos respectivos documentos, a EDP Trading passou a ser detentora da totalidade das quotas representativas do capital social da LSTE.

A LSTE arrematou o lote Q na 1ª etapa de leilão de transmissão 13/2015, ocorrido em abril de 2016, com 0% de deságio sobre a RAP máxima. O lote é composto por 2 subestações e 142 km de extensão de linha. O projeto está dividido em 2 trechos, sendo um em Santa Catarina, que já possui licença de instalação, representando 42% da RAP, e o outro entre os estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul, representando os 58% remanescentes, ambos com previsão de RAP parcial na entrada da operação.

O investimento total estimado é de R\$406.497, considerando o valor de aquisição e o Capex total nominal, bem como benefícios fiscais REIDI e Pró-Emprego. A alavancagem foi estimada em 85%. A RAP atualizada por IPCA é de R\$45,8 milhões. Considerando as premissas mencionadas, a rentabilidade real alavancada do investimento é superior a 12%.

O valor pela aquisição dos ativos foi de R\$75.631, atualizados monetariamente, sendo que R\$74.631 foram pagos em 09 de agosto de 2019 e R\$1.000 refere-se à holdback Regulatório da EDP Transmissão Litoral Sul relacionado à riscos de multas decorrente de atraso na escrituração de obrigações regulatórias à título de garantia.

**10. Comentários dos diretores / 10.3 - Efeitos relevantes nas DFs**

A Assembleia Geral ocorrida em 16 de agosto de 2019, aprovou as seguintes alterações: (i) transformação do tipo societário da sociedade, passando de "sociedade limitada" para "sociedade por ações de capital fechado"; e (ii) alteração da denominação social de Litoral Sul Transmissora de Energia Ltda. para EDP Transmissão Litoral Sul S.A..

Os Diretores afirmam que o resultado no leilão reforça a presença da Companhia no segmento de Transmissão, diversificando a sua atuação na cadeia de valor do setor elétrico com perspectiva de rentabilidade adequada e risco controlado.

**c) Eventos ou operações não usuais**

Os Diretores entendem que este item não é aplicável, considerando que nos 3 últimos exercícios sociais não ocorreram eventos ou operações não usuais.

**10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases****10.4. Comentários dos Diretores da Companhia sobre:****(a) Mudanças significativas nas práticas contábeis****2021**

A Companhia e suas controladas avaliaram em 2021 as seguintes alterações em práticas contábeis:

<b>Norma</b>	<b>Descrição da alteração</b>	<b>Correlação IASB</b>	<b>Natureza</b>	<b>Data da vigência</b>
Revisão 15: CPC 48 – Instrumentos Financeiros, CPC 08 – Custos de Transação e Prêmios na Emissão de Títulos e Valores Mobiliários; CPC 40 – Instrumentos Financeiros; Evidenciação; CPC 11 – Contratos de Seguro; e CPC 06 (R2) – Arrendamentos	Adição de novos requisitos de divulgação sobre os efeitos trazidos pela reforma da taxa de juros referenciais (IBOR)	IFRS 9/ IAS 39/ IFRS 7/ IFRS 7/ IFRS 4 e IFRS 16	Pronunciamento	01/01/2022
CPC 25 – Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes	Especificação de quais custos uma empresa deve incluir ao avaliar se um contrato é oneroso. Os custos diretamente relacionados ao cumprimento do contrato devem ser considerados nas premissas de fluxo de caixa (Ex: Custo de mão-de-obra, materiais e outros gastos ligados à operação do contrato)	IAS 37	Pronunciamento	01/01/2022
CPC 27 – Ativo Imobilizado	Permite o reconhecimento de receita e custos dos valores relacionados com a venda de itens produzidos durante a fase de testes do ativo	IAS 16	Pronunciamento	01/01/2022
CPC 00 – Estrutura Conceitual para Relatório Financeiro	Atualização da referência ao CPC 00 sem alterar significativamente os requisitos do IFRS 3	IFRS 3	Pronunciamento	01/01/2022
CPC 26 – Apresentação das Demonstrações Contábeis	Divulgação de Políticas Contábeis (Alterações ao CPC 26/IAS 1 e IFRS Practice Statement 2)	IAS 1/ IFRS 2	Pronunciamento	01/01/2023
CPC 23 – Políticas Contábeis, Mudanças de Estimativa e Retificação de Erro	Definição e distinção de estimativa contábil, esclarece a utilização de técnicas de mensuração e dados para a mesma	IAS 1/ IFRS 2	Pronunciamento	01/01/2023
CPC 32 – Tributos sobre o Lucro – Revisão do Imposto diferido relacionado a ativos e passivos decorrentes de uma única transação	As alterações limitam o escopo da isenção de reconhecimento inicial para excluir transações que dão origem a diferenças temporárias iguais e compensatórias.	IAS 12	Pronunciamento	01/01/2023
CPC 50 – Contratos de seguro	Fornecer uma base para os usuários das demonstrações contábeis avaliarem o efeito que os contratos de seguro têm na posição financeira, no desempenho financeiro e nos fluxos de caixa da entidade	IFRS 17	Pronunciamento	01/01/2023

Em relação aos normativos em discussão no IASB ou com data de vigência estabelecida em exercícios futuros, a Companhia e suas controladas estão acompanhando as discussões e até o momento não identificaram a possibilidade de ocorrência de impactos significativos.

**10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases****2020**

A Companhia e suas controladoras avaliaram em 2020 as seguintes alterações em práticas contábeis:

**i) Alterações em pronunciamentos contábeis homologados pelo CPC**

<b>Norma</b>	<b>Descrição da alteração</b>	<b>Correlação IASB</b>	<b>Natureza</b>	<b>Data da vigência</b>
CPC 00 (R2) - Estrutura Conceitual para Relatório Financeiro ( <i>Conceptual Framework</i> )	Apresenta novos conceitos acerca da apresentação, mensuração e divulgação	<i>Conceptual Framework</i>	Estrutura Conceitual	10/12/2019
CPC 15 - Combinação de Negócios	Estabelece novos requerimentos para determinar se uma transação deve ser reconhecida como uma aquisição de negócio ou como uma aquisição de ativos	IFRS 3	Pronunciamento	01/01/2020
CPC 48 - Instrumentos Financeiros; CPC 40 - Instrumentos Financeiros – Evidenciação; e CPC 38 - Instrumentos Financeiros – Reconhecimento e Mensuração	Inclusão de exceções temporárias aos requerimentos atuais da contabilidade de hedge para neutralizar os efeitos das incertezas causadas pela reforma da taxa de juros referenciais (IBOR)	IFRS 9 / IFRS 7 e IAS 39	Pronunciamento	01/01/2020
CPC 26 - Apresentação das Demonstrações Contábeis; e CPC 23 - Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erros	Altera a definição de "material", estabelecendo que uma informação é material se a sua omissão, distorção ou obscuridade puder influenciar razoavelmente a tomada de decisão dos usuários das demonstrações contábeis	IAS 1 e IAS 8	Pronunciamento	01/01/2020
CPC 06 (R2) - Arrendamentos	Requerimentos com o objetivo de facilitar para os arrendatários a contabilização de eventuais concessões obtidas nos contratos em decorrência da COVID-19, tais como perdão, suspensão ou mesmo reduções temporárias de pagamentos	IFRS 16	Pronunciamento	01/01/2020
OCPC 09 – Relato integrado	Melhoria da qualidade da informação disponível aos investidores e demais <i>stakeholders</i> ; a promoção de uma abordagem mais coesa e eficiente do relato corporativo; e, entre outros	N/A	Orientação	01/01/2021

**ii) Normativos emitidos pelo IASB e ainda não homologados pelo CPC**

<b>Norma</b>	<b>Descrição da alteração</b>	<b>Correlação IASB</b>	<b>Natureza</b>	<b>Data da vigência</b>
CPC 48 - Instrumentos Financeiros, CPC 08 - Custos de Transação e Prêmios na Emissão de Títulos e Valores Mobiliários; CPC 40 - Instrumentos Financeiros: Evidenciação; CPC 11 - Contratos de Seguro; e CPC 06 (R2) - Arrendamentos	Adição de novos requisitos de divulgação sobre os efeitos trazidos pela reforma da taxa de juros referenciais (IBOR)	IFRS 9 / IAS 39 / IFRS 7 / IFRS 4 e IFRS 16	Pronunciamento	01/01/2021



**10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases**

CPC 25: Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes.	Especificação de quais custos uma empresa deve incluir ao avaliar se um contrato é oneroso. Os custos diretamente relacionados ao cumprimento do contrato devem ser considerados nas premissas de fluxo de caixa (Ex.: Custo de mão-de-obra, materiais e outros gastos ligados à operação do contrato)	IAS 37	Pronunciamento	01/01/2022
CPC 27 - Ativo Imobilizado	Permite o reconhecimento de receita e custos dos valores relacionados com a venda de itens produzidos durante a fase de testes do ativo	IAS 16	Pronunciamento	01/01/2022
CPC 50 – Contratos de seguro	Fornecer uma base para os usuários das demonstrações contábeis avaliarem o efeito que os contratos de seguros têm na posição financeira, no desempenho financeiro e nos fluxos de caixa da entidade	IFRS 17	Pronunciamento	N/A

As alterações que entraram em vigor em 1º de janeiro de 2020 não produziram impactos relevantes nestas demonstrações financeiras. Em relação aos normativos em discussão no IASB ou com data de vigência estabelecida em exercícios futuros, a Companhia e sua controladora estão acompanhando as discussões e até o momento não identificaram a possibilidade de ocorrência de impactos significativos.

**2019**

A Companhia e suas controladas, a partir de 1º de janeiro de 2019, passaram a adotar a nova normas e interpretações, conforme descrito abaixo:

**1) CPC 06 (R2) - Operações de Arrendamento**

Em dezembro de 2017 foi emitido o CPC 06 (R2), em correlação à norma IFRS 16, que introduziu novas regras para as operações de arrendamento. O objetivo é garantir que arrendatários e arrendadores forneçam informações relevantes de modo que representem fielmente essas transações. O CPC 06 (R2) requer que os arrendatários passem a reconhecer o passivo dos pagamentos futuros e o direito de uso do ativo arrendado para praticamente todos os contratos de arrendamento, incluindo os operacionais, porém foram criadas isenções opcionais para arrendamentos de curto prazo e de baixo valor. Os critérios de reconhecimento e mensuração dos arrendamentos nas demonstrações financeiras dos arrendadores ficam substancialmente mantidos. O CPC 06 (R2), em geral, foi aplicado retrospectivamente a partir de 1º de janeiro de 2019 e substituiu o CPC 06 (R1) - Operações de Arrendamento (IAS 17) e correspondentes interpretações.

Esta norma impactou o registro das operações de arrendamento operacional que a Companhia e suas controladas possuem em aberto. Nos casos em que a Companhia ou suas controladas são arrendatárias, as mesmas reconheceram: (i) pelo direito de uso do objeto dos arrendamentos, um ativo; (ii) pelos pagamentos estabelecidos nos contratos, trazidos a valor presente, um passivo; (iii) despesas com depreciação dos ativos; e (iv) despesas financeiras com os juros sobre obrigações do arrendamento. Em contrapartida, a Companhia e suas controladas deixaram de registrar no resultado os gastos relativos à aluguéis e arrendamentos enquadrados no CPC 06 (R2).

A Companhia e suas controladas aplicaram o CPC 06 (R2), utilizando o expediente prático C8 (b) (ii), a partir de 1º de janeiro de 2019 retrospectivamente, com efeito cumulativo, ou seja, o efeito da adoção foi reconhecido nos saldos de abertura em 1º de janeiro de 2019, sem atualização das informações comparativas. Assim sendo, a Companhia e suas controladas não

## 10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases

adotaram o expediente prático que as isentariam de aplicar o novo pronunciamento para contratos que anteriormente estavam no alcance CPC 06 (R1).

### 2) ICPC 22 - Incerteza sobre Tratamento de Tributos sobre o Lucro

Em dezembro de 2018 foi emitido o ICPC 22, em correlação à norma IFRIC 23, que procura esclarecer como aplicar os requisitos de reconhecimento e mensuração do CPC 32 – Tributos sobre o lucro quando há incerteza sobre posições fiscais que ainda não foram aceitas pelas autoridades tributárias.

A Interpretação determina que é necessário avaliar se é provável que a autoridade fiscal aceitará o tratamento fiscal escolhido pela entidade: (i) se sim, a mesma deve reconhecer o valor nas demonstrações financeiras, conforme apuração fiscal, e considerar a divulgação de informações adicionais sobre a incerteza do tratamento fiscal escolhido; (ii) se não, a entidade deve reconhecer um valor diferente em suas demonstrações financeiras em relação à apuração fiscal de forma a refletir a incerteza do tratamento fiscal escolhido.

Para as posições fiscais sobre as quais há incerteza no seu tratamento, a Administração da Companhia e de suas controladas concluem que seja provável que as mesmas sejam contempladas na jurisprudência tributária sendo que, por essa razão, a Administração da Companhia e de suas controladas entendem que esta interpretação não gerou efeitos relevantes nas demonstrações financeiras.

### 3) Revisão de Pronunciamentos Técnicos do CPC nº 13/18

O documento estabelece alterações a Interpretações e Pronunciamentos Técnicos, principalmente, em relação a: (i) Alterações em diversos CPC's em função da edição do CPC 06 (R2); (ii) Alterações em participações de longo prazo em coligada, controlada e empreendimento controlado em conjunto; (iii) Modificações no CPC 33 (R1) em decorrência de alteração, redução ou liquidação de planos de benefícios a empregados; e (iv) Alterações anuais procedidas pelo IASB do Ciclo de Melhorias 2015 – 2017. A Companhia e suas controladas não identificaram impactos significativos decorrentes das alterações destes normativos.

### 4) CPC 00 (R2) - Estrutura Conceitual para Relatório Financeiro

Em março de 2018, diante das muitas alterações passadas feitas em diversas normas e interpretações, o IASB revisou a “Estrutura Conceitual para Relatório Financeiro” (Conceptual Framework), conhecida no Brasil como Pronunciamento Técnico CPC 00. Diante dessa revisão pelo Comitê Internacional, no Brasil o Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC), em 1º de novembro de 2019, conforme as disposições da Resolução CFC n.º 1.055/05 e alterações posteriores, aprovou o CPC 00 (R2), tornando pública sua aplicação no país.

Apesar da Estrutura Conceitual não ser um pronunciamento propriamente dito, sendo que nada contido nela se sobrepõe a qualquer pronunciamento ou qualquer requisito em pronunciamento, para o Grupo é notória a importância de sua avaliação e divulgação de suas revisões, uma vez que a mesma é utilizada como base para reconhecimento contábil, conforme previsto no CPC 26 – Apresentação das Demonstrações Contábeis (em correlação IAS 1). Ademais, sua importância se fundamenta também em seus seguintes objetivos práticos, a saber: nortear o desenvolvimento de normas futuras; auxiliar os preparadores das demonstrações financeiras a desenvolver políticas contábeis consistentes (quando nenhum outro pronunciamento se aplica à determinada transação ou outro evento, ou quando o pronunciamento permite uma escolha de política contábil); e auxiliar todos os usuários e preparadores a entender e interpretar os Pronunciamentos.

Conforme mencionado, as principais mudanças trazidas pela revisão se concentraram em atualizar a estrutura perante as normas emitidas pelo Comitê nos últimos anos, sendo as principais: (i) objetivo do relatório financeiro, que passa a ser o de fornecer informações úteis

**10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases**

para a tomada de decisões de alocação de recursos, (ii) inclusão do conceito de prudência (definida como o exercício de cautela ao fazer julgamentos em condições de incerteza), como componente da neutralidade, (iii) definição da entidade que reporta, que pode ser tanto uma entidade legal, quanto também uma parte dela, e (iv) revisão das definições de ativo e passivo.

Conforme as decisões do Comitê Internacional, sua aplicação e efetividade são imediatas para àqueles que desenvolvem as normas (IASB e IFRS Interpretations Committee), mas somente requerida para os preparadores das demonstrações a partir de 1º de janeiro de 2020. A Administração da Companhia e de suas controladas avaliaram a nova estrutura conceitual e não esperam que sua adoção cause impactos materiais nas Demonstrações Financeiras.

**(b) Efeitos significativos das alterações em práticas contábeis referentes aos 3 últimos exercícios sociais****2021 e 2020**

Na opinião dos Diretores da Companhia, nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e de 2020, não houve efeitos significativos nas demonstrações financeiras da Companhia relativos às alterações nas práticas contábeis em relação ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2019.

**2019**CPC 06 (R2) - Operações de Arrendamento

Em decorrência da adoção do CPC 06 (R2), a EDP – Energias do Brasil e suas controladas aplicaram o CPC 06 (R2), utilizando o expediente prático C8 (b) (ii), a partir de 1º de janeiro de 2019 retrospectivamente, com efeito cumulativo, ou seja, o efeito da adoção foi reconhecido nos saldos de abertura em 1º de janeiro de 2019, conforme demonstrado abaixo:

<b>Controladora</b>			
	<b>Saldo em 31/12/2018</b>	<b>Ajustes adoção inicial</b>	<b>Saldo em 1º de janeiro de 2019</b>
<b>Ativo</b>			
Imobilizado	31.734	8.666	40.400
<b>Passivo</b>			
Outras contas a pagar (Circulante)	43.901	4.269	48.170
Outras contas a pagar (Não circulante)	6.488	4.397	10.885
<b>Consolidado</b>			
	<b>Saldo em 31/12/2018</b>	<b>Ajustes adoção inicial</b>	<b>Saldo em 1º de janeiro de 2019</b>
<b>Ativo</b>			
Imobilizado	6.661.984	80.520	6.742.504
<b>Passivo</b>			
Outras contas a pagar (Circulante)	238.369	33.341	271.710
Outras contas a pagar (Não circulante)	44.255	47.179	91.434

Na opinião dos Diretores da Companhia, no exercício findo em 31 de dezembro de 2019, com exceção do CPC 06 (R2) acima destacado, não houve efeitos significativos nas demonstrações

**10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases**

financeiras da Companhia relativos às demais alterações nas práticas contábeis em relação ao último exercício social, ou seja, o exercício findo em 31 de dezembro de 2018.

**(c) Ressalvas e ênfases presentes no relatório do auditor****2021, 2020 e 2019**

Os Diretores salientam que as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia relativas a 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019 foram auditadas pela KPMG Auditores Independentes de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, incluindo os pronunciamentos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPCs), e conforme as normas internacionais de relatório financeiro, *International Financial Reporting Standards* (IFRS) emitidas pelo IASB, e que as mesmas não possuem ressalvas ou ênfases.

## 10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

**10.5. Os diretores devem indicar e comentar políticas contábeis críticas adotadas pela Companhia, explorando, em especial, estimativas contábeis feitas pela administração sobre questões incertas e relevantes para a descrição da situação financeira e dos resultados, que exijam julgamentos subjetivos ou complexos, tais como: provisões, contingências, reconhecimentos de receita, créditos fiscais, ativos de longa duração, vida útil de ativos não circulantes, planos de pensão, ajustes de conversão em moeda estrangeira, custos de recuperação ambiental, critérios para teste de recuperação de ativos e instrumentos financeiros**

Na elaboração das demonstrações financeiras, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e práticas contábeis internacionais, é requerido que os Diretores da Companhia e os de suas controladas se baseiem em estimativas para o registro de certas transações que afetam os ativos, passivos, receitas e despesas.

Os resultados e consequências finais dessas transações e informações, quando de sua efetiva realização em períodos subsequentes, podem diferir dessas estimativas, devido a imprecisões inerentes ao processo de sua determinação. Os Diretores da Companhia e suas controladas revisam as estimativas e premissas pelo menos trimestralmente, exceto quanto ao plano de benefícios pós-emprego, que é revisado semestralmente e a consequente redução ao valor recuperável, a qual é revisada conforme critérios detalhados abaixo.

Os Diretores da Companhia destacam abaixo as principais estimativas relacionadas às demonstrações financeiras:

### ***Redução ao valor recuperável***

Em relação à redução ao valor recuperável, na opinião dos Diretores destacam-se os seguintes critérios utilizados na determinação no mesmo:

#### Ativos financeiros e Ativos contratuais

São avaliados no reconhecimento inicial com base em estudo de perdas esperadas, quando aplicável, e quando há evidências de perdas não recuperáveis. São considerados ativos não recuperáveis quando há evidências de que um ou mais eventos tenham ocorrido após o reconhecimento inicial do ativo financeiro e que, eventualmente, tenha resultado em efeitos negativos no fluxo estimado de caixa futuro do investimento.

#### Ativo não financeiro

A revisão dos valores de ativos não financeiros da Companhia é efetuada pelo menos anualmente, ou com maior periodicidade se a Administração da Companhia e de suas controladas identificar que houve indicações de perdas não recuperáveis no valor contábil líquido dos ativos não financeiros, ou que ocorreram eventos ou alterações nas circunstâncias que indicassem que o valor contábil pode não ser recuperável.

O valor recuperável é determinado com base no valor em uso dos ativos, sendo calculado com recurso das metodologias de avaliação, suportado em técnicas de fluxos de caixa descontados, considerando as condições de mercado, o valor temporal e os riscos de negócio.

A Administração da Companhia avaliou os possíveis impactos oriundos da pandemia da COVID-19 em relação a sua posição patrimonial e financeira, com o objetivo de identificar a existência de fatores que requeressem a realização de teste relativo ao valor recuperável de seus ativos não financeiros. Como resultado dessa avaliação, a Administração da Companhia concluiu com base em suas análises, que nesse momento, não há indicativos quanto a necessidade de provisão para redução ao valor recuperável dos seus ativos não financeiros.

Para a controlada em conjunto São Manoel, os Diretores destacam que, por meio de testes de sensibilidade, alterações regulatórias, e análise de indicadores, identificaram em 2019 indicativos de que o cálculo de valor recuperável da usina poderia estar subavaliado, tendo efeito sobre o

## 10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

lançamento de *impairment* reconhecido em 2016. Os indicadores identificados vão desde a homologação da nova Garantia Física, até fatores de melhora no cenário macroeconômico, componentes para desconto de fluxo de caixa na avaliação de investimentos, utilizados para cálculo do valor recuperável. Após realizadas as análises de indicadores e performedo o teste de recuperabilidade, utilizando as fontes internas e externas de informação previstas no CPC 01 (R1) - Redução ao Valor Recuperável de Ativos, a São Manoel procedeu com o registro da reversão no montante de R\$111,2.

Para a controlada EDP Smart Serviços, verificou-se que o valor contábil líquido registrado dos ativos não é recuperável na EDP Smart Soluções, portanto, houve necessidade de registro de provisão para redução ao valor recuperável na controlada EDP Smart Serviços no valor de R\$45,2.

Os Diretores destacam que no exercício findo em 31 de dezembro de 2021, após proceder ao teste de recuperabilidade dos ativos não financeiros, a Administração concluiu que o valor contábil líquido registrado dos ativos é recuperável e, portanto, não houve necessidade de registro de provisão ou reversão para redução ao valor recuperável.

### **Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa – PECLD**

Os Diretores destacam que, conforme requerido pelo CPC 48 - Instrumentos financeiros, é efetuada uma análise criteriosa do saldo de Contas a receber e, de acordo com a abordagem simplificada e quando necessário, é constituída uma PECLD para cobrir eventuais perdas na realização desses ativos.

Para as controladas de distribuição e comercialização, a PECLD é registrada sobre toda a vida do recebível com base em aplicação de percentual calculado a partir de estudo histórico de inadimplência segregados por parâmetros de: (i) classe de consumidor; (ii) tensão; (iii) data de faturamento; e (iv) data de vencimento. Desta forma, foi constituída uma matriz de risco por período de inadimplência, ajustada pela expectativa econômica do período corrente, obtida por meio da previsão dos parâmetros do índice de inadimplência de mercado do Banco Central, sendo segregada pelo consumo regular e irregular. Para a PECLD dos recebíveis renegociados, os percentuais são aplicados com base nos vencimentos originais de cada documento renegociado.

As controladas de geração avaliaram seus históricos de recebimentos e identificaram que não estão expostas a um elevado risco de crédito, uma vez que eventuais saldos vencidos e não recebidos são mitigados por contratos de garantias financeiras assinados na contratação dos leilões de energia ou na formalização de contratos bilaterais. Ademais, o montante a receber de energia de curto prazo são administrados pela CCEE que, por sua vez, controla a inadimplência entre os participantes setoriais com base em regulamentações emitidas pelo Poder Concedente, diminuindo o risco de crédito nas transações realizadas. Portanto, após as devidas análises, as controladas de geração não identificaram a necessidade de constituição de eventuais perdas esperadas, uma vez que as mesmas se mostram imateriais e controláveis.

Em relação às controladas de serviços, a PECLD é calculada levando em consideração o risco de crédito de seus clientes junto à Instituições de Crédito. Sempre que houver deterioração no *rating* do cliente em comparação ao momento em que ocorreu a venda, a perda é incrementada para os próximos 12 meses, independentemente de haver atraso. O atraso é um fator adicional considerado no cálculo da PECLD para determinar se a mesma é calculada ao longo da vida ou para os próximos 12 meses.

As controladas de transmissão não apresentam histórico e nem expectativas de perdas nos seus valores a receber, uma vez que possuem garantidas por estruturas de fianças e/ou acessos a contas correntes operacionalizadas pelo ONS ou diretamente pela Companhia e, portanto, não constituiu perda esperada para créditos de liquidação duvidosa.

Para as controladas de Distribuição, apesar da Resolução Normativa ANEEL nº 936/21 que estendeu até setembro de 2021, o prazo de 30 para 120 dias para suspensão de energia de

## 10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

consumidor cativo inadimplente e mantém a suspensão para clientes classificados como Baixa Renda, a referida Resolução não extingue o débito, prevendo inclusive a cobrança de juros de mora e multa, no caso de atraso.

### **Ativos financeiros setoriais**

Estes ativos financeiros estão registrados pelo valor presente do direito a receber e são calculados utilizando premissas observáveis para as distribuidoras do setor de energia elétrica nos períodos de reajustes e revisões tarifárias. Sua mensuração leva em consideração a diferença temporal entre os custos orçados pela ANEEL e incluídos na tarifa no início do período tarifário, e aqueles que são efetivamente incorridos ao longo do período de vigência da tarifa. Os Diretores destacam que as principais incertezas sobre este instrumento financeiro se devem ao risco do não reconhecimento de parte desses ativos pelo Poder Concedente.

### **Realização dos créditos fiscais diferidos**

O Imposto de renda e contribuição social diferidos ativos e passivos foram registrados sobre prejuízos fiscais, base negativa de contribuição social e diferenças temporárias considerando as alíquotas vigentes dos citados tributos, de acordo com as disposições da Deliberação CVM nº 599/09, e consideram o histórico de rentabilidade e a expectativa de geração de lucros tributáveis futuros fundamentada em estudo técnico de viabilidade.

Os Diretores da Companhia e suas controladas elaboram projeção de resultados tributáveis futuros, inclusive considerando seus descontos a valor presente. Na opinião dos Diretores a Companhia e suas controladas possuem a capacidade de realização desses créditos fiscais nos próximos exercícios.

### **Ativo financeiro indenizável**

Para as controladas de distribuição, estes ativos financeiros estão registrados pelo valor justo do direito na data da demonstração financeira e são calculados com base no valor dos ativos em serviço pertencentes à concessão e que serão reversíveis no final da concessão, homologados pela ANEEL a cada 3 ou 4 anos em laudo de avaliação da Base de Remuneração Regulatória (BRR).

Os Diretores destacam que as principais incertezas sobre este instrumento financeiro se devem ao risco do não reconhecimento de parte desses ativos pelo Poder Concedente e de seus respectivos preços de reposição ao término da concessão.

### **Ativos da concessão**

#### Distribuição

Refere-se ao direito contratual da concessionária de receber caixa dos usuários pelos serviços de construção do sistema de distribuição de energia elétrica, quando da entrada em operação dos respectivos ativos, e estão mensurados ao seu valor de custo acrescido de encargos financeiros, quando aplicável.

Quando da conclusão da construção da infraestrutura, tais ativos passarão a ser classificados como Ativo financeiro indenizável ou como Ativo Intangível, conforme a forma de remuneração. Os Diretores destacam que as principais incertezas sobre estes ativos se devem ao risco do não reconhecimento de parte desses ativos pelo Poder Concedente quando transferidos para o Ativo financeiro indenizável ou para o Ativo Intangível.

#### Transmissão

Os ativos contratuais incluem os valores a receber referentes aos serviços de implementação da infraestrutura e da receita de remuneração dos ativos de concessão, sendo os mesmos

## 10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

mensurados pelo valor presente dos fluxos de caixa futuros, com base na taxa média de financiamento do projeto vigente quando da formalização do contrato de concessão, conforme CPC 47.

O modelo de ativo financeiro estabelece que a receita do contrato de concessão seja reconhecida de acordo com os critérios do CPC 47. Nesse sentido, as transmissoras reconhecem receita de construção da infraestrutura da concessão com margem proporcionalmente ao avanço da obra pelo método do custo, considerando cumprimento da performance requerida pelo contrato de concessão.

Com isso, o ativo tem a natureza de "ativo de contrato" até a emissão mensal da permissão de faturamento da RAP pelo ONS, quando o montante correspondente é reclassificado para o Ativo Financeiro. Isto porque as transmissoras ainda detêm obrigações contratuais de desempenho a cumprir durante a concessão. Além da Receita de Construção da Infraestrutura da Concessão, a RAP contém a função de remunerar o serviço de O&M e quitar parcela da Receita de Juros. A formação do ativo contratual das transmissoras é uma estimativa contábil, sendo as premissas utilizadas pelas controladas de transmissão.

No advento do termo final do contrato de concessão, todos os bens e instalações vinculados passarão a integrar o Patrimônio da União.

As controladas de transmissão receberão os ativos contratuais por meio da Receita Anual Permitida - RAP, instituída pelo Poder Concedente e cobrada dos usuários da Rede Básica, que corresponde aos fluxos de caixa previstos no contrato de concessão.

Conforme requerido pelo CPC 48 - Instrumentos financeiros, é efetuada uma análise criteriosa do saldo dos Ativos da Concessão e, de acordo com a abordagem simplificada, quando necessário, é constituída uma PECLD, para cobrir eventuais perdas na realização desses ativos. Os Diretores destacam que as controladas de transmissão não estão expostas a um elevado risco de crédito.

### ***Vida útil do imobilizado e intangível***

A base para o cálculo da depreciação é o valor depreciável (custo de aquisição, subtraídos do valor residual) do ativo. A depreciação é reconhecida no resultado baseando-se no método linear de acordo com a vida útil de cada unidade de adição e retirada. As taxas de depreciação utilizadas estão previstas na tabela XVI do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico - MCPSE aprovadas pela Resolução Normativa nº674 de 11 de agosto de 2015.

Os ágios estão sendo amortizados pela curva da expectativa de resultados futuros e pelo prazo de concessão e os direitos de concessão são amortizados pelo prazo remanescente da concessão.

Os Diretores acreditam que esse método é o que melhor reflete o padrão de consumo de benefícios econômicos futuros incorporados nos ativos imobilizados e intangíveis.

### ***Benefício pós-emprego***

Conforme estabelecido pela Deliberação CVM nº 695/12, a contabilização dos passivos oriundos de Benefícios pós-emprego, deve ocorrer com base nas regras estabelecidas no CPC 33 (R1). Anualmente, as controladas EDP São Paulo, EDP Espírito Santo, Energest e Investco contratam atuários independentes para realização de avaliação atuarial de seus planos na modalidade de benefício definido, segundo o Método do Crédito Unitário Projetado.

São reconhecidas as obrigações dos planos de benefício definido se o valor presente da obrigação na data do balanço é maior que o valor justo dos ativos do plano. Os ganhos e perdas atuariais gerados por ajustes e alterações nas premissas atuariais dos planos de Benefício definido são reconhecidos no exercício em que ocorrem diretamente no Patrimônio líquido na rubrica "Outros resultados abrangentes". Os custos com serviços passados são reconhecidos no período em que ocorrem, integralmente no resultado na rubrica de Pessoal, e o resultado financeiro do



## 10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

benefício é calculado sobre o déficit/superávit atuarial utilizando a taxa de desconto do laudo vigente. Para os casos em que o plano se torne superavitário e exista a necessidade de reconhecimento de um ativo, tal reconhecimento é limitado ao valor presente dos benefícios econômicos disponíveis na forma de reembolsos ou reduções futuras nas contribuições ao plano. Os Diretores salientam que as principais incertezas são as alterações nas premissas atuariais que podem acarretar impactos nas demonstrações financeiras.

### **Provisões**

As Provisões são reconhecidas no balanço em decorrência de um evento passado, quando é provável que um recurso econômico seja requerido para saldar a obrigação e que possa ser estimada de maneira confiável. Os Diretores destacam que as provisões são registradas com base nas melhores estimativas do risco envolvido.

Em relação às provisões cíveis, fiscais e trabalhistas, as mesmas são revistas periodicamente com o auxílio dos assessores jurídicos da Companhia e suas controladas.

### **Receita**

As receitas são mensuradas pelo valor justo da contraprestação recebida ou a receber. A receita é reconhecida em bases mensais e quando existe evidência convincente de que houve: (i) a identificação dos direitos e obrigações do contrato com o cliente; (ii) a identificação da obrigação de desempenho presente no contrato; (iii) a determinação do preço para cada tipo de transação; (iv) a alocação do preço da transação às obrigações de desempenho estipuladas no contrato; e (v) o cumprimento das obrigações de desempenho do contrato. Uma receita não é reconhecida se há uma incerteza significativa na sua realização.

Os serviços prestados para os clientes, em sua grande maioria, possuem as seguintes características: (i) são rotineiros e recorrentes; (ii) possuem o mesmo padrão de transferência; e (iii) são prestados para o cliente ao longo de um determinado período. Desta forma, com relação à satisfação da obrigação de desempenho da Companhia e suas controladas, as mesmas são atendidas, substancialmente, ao longo do tempo.

A Companhia e suas controladas reconhecem sua receita de forma líquida de eventuais descontos, abatimentos, restituições, créditos, concessões de preços, incentivos, bônus de desempenho, penalidades ou outros itens similares.

Os Diretores destacam que as receitas da Companhia e suas controladas são mensuradas conforme as obrigações de desempenho identificadas nos contratos com os clientes, sendo os principais critérios de reconhecimento e mensuração, por segmento, apresentados a seguir:

### Distribuição

- i. *Fornecimento - Faturado*: São reconhecidos por meio da entrega de energia elétrica ocorrida em um determinado período. Essa medição ocorre de acordo com o calendário de leitura estabelecido pela distribuidora. O faturamento dos serviços de distribuição de energia elétrica é, portanto, efetuado de acordo com esse calendário, sendo a receita de serviços registrada na medida em que as faturas são emitidas com base na tarifa vigente homologada pelo órgão regulador.
- ii. *Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - Faturado*: São reconhecidas pela disponibilização da infraestrutura da rede elétrica de distribuição a seus clientes (livres e cativos), sendo o valor justo da contraprestação calculado conforme tarifa de uso do sistema, a qual é definida pelo órgão regulador.
- iii. *Não faturado*: Refere-se a energia fornecida e/ou ao uso do sistema de distribuição que ainda não foram faturados correspondentes ao período decorrido entre a data da última leitura e o encerramento das demonstrações financeiras. É estimada e reconhecida como receita não faturada considerando-se como base a carga real de energia distribuída no mês, o índice de perda anualizado e a tarifa vigente.

**10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas**

- iv. *Resultados de ativos financeiros setoriais*: É reconhecido mensalmente pela diferença entre os custos pertencentes à Parcela "A" efetivamente incorridos no resultado, daqueles reconhecidos na receita de operações com energia elétrica previstos na tarifa vigente pela ANEEL.
- v. *Suprimento - Faturado*: Refere-se a energia elétrica fornecida para outra concessionária, segundo condições contratuais. O montante da contraprestação é determinado pela quantidade de energia entregue multiplicada pela tarifa vigente estabelecida pelo órgão regulador.
- vi. *Energia de curto prazo*: A receita é reconhecida pelo valor justo da contraprestação a receber no momento em que o excedente de energia é comercializado no âmbito da CCEE. A contraprestação corresponde a multiplicação da quantidade de energia vendida pelo Preço de Liquidação das Diferenças - PLD.
- vii. *Receita de construção*: O reconhecimento da receita de construção está diretamente associado às adições aos Ativos da concessão, não sendo incorporada margem nesta atividade de construção assim classificada conforme a aplicação da ICPC 01 (R1) - Contratos de Concessão. A formação da receita de construção resulta da alocação das horas trabalhadas pelas equipes técnicas, dos materiais utilizados, da medição da prestação de serviços terceirizados e outros custos diretamente alocados por meio do método de insumo, de acordo com o CPC 47. O registro contábil dessa receita é efetuado em contrapartida à Custo com construção da infraestrutura em igual montante.
- viii. *Subvenções vinculadas ao serviço concedido*: É reconhecida quando da efetiva aplicação de descontos nas tarifas de unidades consumidoras beneficiadas por subsídios governamentais pela diferença entre a tarifa de referência da respectiva classe de consumo daquela efetivamente aplicada a consumidores beneficiários desses subsídios.
- ix. *Arrendamentos e aluguéis*: A receita de arrendamento é medida pelo valor justo da contraprestação a receber e são reconhecidas em bases mensais conforme os contratos de arrendamento.

Geração

- i. *Suprimento de energia elétrica*: A receita é reconhecida com base na energia assegurada e com tarifas especificadas nos termos dos contratos de fornecimento. A controlada poderá vender a energia produzida em dois ambientes: (i) no Ambiente de Contratação Livre - ACL, onde a comercialização de energia elétrica ocorre por meio de livre negociação de preços e condições entre as partes, por meio de contratos bilaterais; e (ii) no Ambiente de Contratação Regulada - ACR, onde há a comercialização da energia elétrica para os agentes distribuidores, sendo o preço da energia estabelecido pelo Órgão Regulador por meio de leilões de energia.
- ii. *Energia de curto prazo*: A receita é reconhecida pelo valor justo da contraprestação a receber no momento em que o excedente de energia produzido, após a alocação de energia no MRE, é comercializado no âmbito da CCEE. A contraprestação corresponde a multiplicação da quantidade de energia vendida pelo PLD.

Transmissão

- i. *Receita de construção da Infraestrutura de construção*: A receita de construção é reconhecida como uma obrigação de desempenho que é atendida pela construção da linha de transmissão e seus ativos associados. O reconhecimento da receita de construção está diretamente associado às adições ao ativo contratual conforme os gastos incorridos (método de insumo). A formação da receita de construção resulta da alocação das horas trabalhadas pelas equipes técnicas, dos materiais utilizados, da medição da prestação de serviços terceirizados e outros custos diretamente alocados. O registro contábil dessa receita é efetuado em contrapartida aos Ativos da concessão, acrescido de margem na construção e de PIS e COFINS. As margens da obrigação de performance de construção e melhoria para a formação desta receita é uma estimativa contábil, sendo que em 31 de dezembro de 2021 está entre -23,72% e 47,25% sobre o custo real incorrido de construção no resultado. A referida margem é estimada pelas

## 10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

transmissoras levando-se em consideração o orçamento de custos de construção projetado e suas possíveis eficiências, considerando o prazo regulatório para entrega da obra. Eventuais receitas decorrentes de antecipação de término da Linha de Transmissão são reconhecidas no resultado do exercício da efetiva antecipação comercial autorizada pela ANEEL. Conforme o modelo praticado pelas transmissoras, a margem de construção é um componente de criação de valor, representa o valor presente do serviço de construção da infraestrutura da concessão e, juntamente com a margem de O&M e a taxa de remuneração do contrato (taxa implícita), contribui para zerar o valor presente do fluxo de caixa projetado de investimentos e recebimentos de RAP ao longo de todo o prazo da concessão.

- ii. *Receita de Operação e Manutenção (O&M): A receita de O&M é reconhecida mensalmente, a partir da data que a Companhia está autorizada a operar comercialmente, como uma obrigação de desempenho que é atendida pela operação e manutenção da linha de transmissão. Esta receita é calculada com base nos montantes de custos previstos para atendimento ao contrato de concessão, acrescidos de margem. As margens da obrigação de performance de O&M para a formação desta receita é uma estimativa contábil, sendo que em 31 de dezembro de 2021 equivalem a 5,00% a 218,00%. Conforme o modelo de negócios praticado pelas transmissoras, que trabalham com faixa de mark up para precificação que deve variar de acordo com a rentabilidade do projeto alcançada no leilão de concessão. Esta faixa é baseada em estudos regulatórios internos de precificação, referências setoriais em operação e manutenção, e experiências anteriores em projetos de transmissão. A receita de O&M é ajustada mensalmente com o resultado da RAP efetivamente permitida para cobrança pelo ONS.*
- iii. *Atualização dos Ativos da concessão: O contrato de concessão possui um componente de financiamento significativo, uma vez que o prazo de recebimento pela construção da infraestrutura é de longo prazo (30 anos). Dessa forma, conforme requerido pelo CPC 47, a remuneração dos ativos da concessão é calculada com base na taxa média de financiamento do projeto no momento da formalização do contrato de concessão com o Poder Concedente sobre o saldo dos Ativos da Concessão. O Ofício-circular SEP nº 01/2020 orienta que a remuneração contratual deve ser feita pela taxa implícita remanescente do ativo, após a alocação das margens de construção e O&M da concessão. No entanto, ainda conforme a orientação, a taxa deve ficar próxima ao padrão de mercado de financiamento. As taxas de remuneração dos Ativos da Concessão das transmissoras representam de 5% a 13,65% a.a para todo o período de Concessão e é baseada em estudos internos e em seu próprio modelo de negócios. Nesse sentido, conforme o julgamento das transmissoras, a taxa residual deve representar um ponto entre o custo médio ponderado do capital e a taxa de contratação de dívida, ambos valores nominais e antes dos impostos. As eventuais alterações no custo médio ponderado de capital promovidos pela ANEEL nos processos de Reajuste ou Revisão Tarifária, com respectivo impacto na RAP, terão seus efeitos apropriados no resultado do exercício em que a modificação tarifária for homologada pelo órgão regulador.*

### Comercialização

A receita é reconhecida com base em contratos bilaterais firmados com agentes de mercado e devidamente registrados na CCEE. Os contratos de compromisso futuro, são classificados como Instrumentos Financeiros, reconhecidos pelo valor justo por meio do resultado conforme orientação do CPC 48 - Instrumentos Financeiros.

### Serviços

O reconhecimento da receita está diretamente associado à medição da prestação de serviços e de outros custos diretamente alocados, por meio do método de insumo, de acordo com o CPC 47. Determinados contratos possuem componente de financiamento significativo, os quais são reconhecidos proporcionalmente ao longo do contrato utilizando a taxa de financiamento que seria refletida em uma transação separada entre as partes.

**10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas*****Mensuração à valor justo dos instrumentos financeiros***

Para apuração do valor justo, a Companhia e suas controladas projetam os fluxos dos instrumentos financeiros até o término das operações seguindo as regras contratuais, inclusive para taxas pós-fixadas, e utiliza como taxa de desconto o Depósito Interbancário - DI futuro divulgado pela B3, exceto quando outra taxa for indicada na descrição das premissas para o cálculo do valor justo, e considerando também o risco de crédito próprio da Companhia e da Contraparte, de acordo com o CPC 46. Este procedimento pode resultar em um valor contábil diferente do seu valor justo principalmente em virtude dos instrumentos apresentarem prazos de liquidação longos e custos diferenciados em relação às taxas de juros praticadas atualmente para contratos similares.

A Companhia elabora análises de sensibilidade que tem como objetivo mensurar o impacto às mudanças nas variáveis de mercado sobre cada instrumento financeiro da Companhia e suas controladas mensurados a valor justo. Os Diretores destacam que, não obstante, a liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores diferentes dos estimados devido à subjetividade contida no processo utilizado na preparação dessas análises.

**10. Comentários dos diretores / 10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs****10.6. Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras da Companhia:**

(valores apresentados em milhares de Reais)

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

Os Diretores destacam que os valores apresentados abaixo referem-se aos montantes Consolidados do Grupo EDP – Energias do Brasil devidamente atualizados com as respectivas taxas projetadas e ajustados ao valor presente pela taxa que representa o custo médio de capital (WACC) do Grupo EDP – Energias do Brasil.

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

Os Diretores salientam que não existem carteiras de recebíveis não registradas nas Demonstrações Financeiras da Companhia e de suas controladas para os exercícios findos em 2021, 2020 e 2019.

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

	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2019
Obrigações de compra com: (i) materiais; (ii) serviços; (iii) energia; (iv) encargos de conexão e transporte de energia; e (v) comercialização de energia	56.603,7	54.532,6	55.609,0

**(iii) contratos de construção não terminada**

Os Diretores salientam que os contratos de construção estão divulgados no item (iii) acima, uma vez que se caracterizam como contratos de prestação de serviços.

**(iv) contratos de recebimentos futuros de financiamentos**

Em 2021, segue abaixo a posição dos créditos contratados e ainda não recebidos:

Empresa	Instituição financeira	Montante total contratado	Montante recebido	Montante não recebido	Objeto
Mata Grande	Banco do Nordeste do Brasil S.A. - BNB	59,9	0	59,9	Financiamento de CAPEX para a construção do projeto de transmissão
EDP Trading	BNDES	250,0	0	250,0	Financiamento de CAPEX para a construção do projeto de transmissão da EDP Transmissão Litoral Sul
<b>Total</b>		<b>309,9</b>	<b>0</b>	<b>309,9</b>	

**10. Comentários dos diretores / 10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs****b) Outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras**

Os Diretores destacam que, adicionalmente aos montantes destacados acima, a Companhia e suas controladas possuem os seguintes itens não evidenciados em suas demonstrações financeiras:

	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2019
Prêmio de risco - GSF	24,7	26,3	22,1
Juros vincendos de empréstimos, financiamentos e debêntures	3.090,8	2.366,3	2.380,3

**10. Comentários dos diretores / 10.7 - Coment. s/itens não evidenciados****10.7. Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras indicados no item 10.6:****a) Como tais itens alteram ou poderão vir a alterar as receitas, as despesas, o resultado operacional, as despesas financeiras ou outros itens das demonstrações financeiras do emissor**

Os Diretores destacam que os montantes apresentados no item 10.6 são compromissos futuros assumidos junto à fornecedores, prestadores de serviços, instituições financeiras e etc. e, quando houver a realização do serviço, recebimento dos produtos ou mercadorias, ou a competência dos juros, os montantes em questão serão registrados nas demonstrações financeiras do emissor afetando, principalmente, os custos e despesas operacionais e as despesas financeiras.

**b) Natureza e o propósito da operação**

Os Diretores destacam que os valores apresentados no item 10.6 refletem essencialmente os acordos e compromissos necessários para o decurso normal da atividade operacional da Companhia e suas controladas, inclusive aqueles compromissos contratuais que ultrapassam a data final da concessão.

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

Os montantes envolvidos e as naturezas das operações encontram-se destacados no item 10.6.

## 10. Comentários dos diretores / 10.8 - Plano de Negócios

### 10.8. Comentários sobre os principais elementos do plano de negócios da Companhia:

(em milhões de reais, exceto quando indicado)

#### a) Investimentos, incluindo:

##### **(i) Descrição quantitativa e qualitativa dos investimentos em andamento e dos investimentos previstos**

Os Diretores afirmam que os investimentos da Companhia totalizaram R\$2.431,9 em 2021 nos empreendimentos onde a Companhia detém controle integral (desconsiderando as participações das UHEs Santo Antônio do Jari, Cachoeira Caldeirão e São Manoel), sendo que a Distribuição correspondeu a 45,13%, a Transmissão a 43,31%, a Geração a 2,33%, e os demais negócios correspondem a 9,23%.

Em 2020, os investimentos totalizaram R\$1.893,8 nos empreendimentos onde a Companhia detém controle integral (desconsiderando as participações das UHEs Santo Antônio do Jari, Cachoeira Caldeirão e São Manoel), sendo que a Distribuição correspondeu a 39,70%, a Geração a 3,09%, a Transmissão a 53,90% e os demais negócios correspondem a 3,31%.

Em 2019, os investimentos totalizaram R\$2.818,2 nos empreendimentos onde a Companhia detém controle integral (desconsiderando as participações das UHEs Santo Antônio do Jari, Cachoeira Caldeirão e São Manoel), sendo que a Distribuição correspondeu a 22,96%, a Geração a 2,83%, a Transmissão a 68,94% e os demais negócios correspondem a 5,27%.

Em relação a valores previstos, os Diretores mantem a prática de não divulgar previsão ou projeções futuras de quaisquer naturezas, incluídas as projeções de investimentos.

##### **(ii) Fontes de financiamento dos investimentos**

Os nossos Diretores afirmam que as principais fontes de financiamento dos nossos investimentos foram e deverão continuar sendo a nossa capacidade de geração de caixa, bem como a obtenção de empréstimos e financiamentos junto a instituições financeiras e emissões públicas e restritas de valores mobiliários.

Com relação às fontes de financiamento via dívida, nossos Diretores destacam que sempre buscamos analisar individualmente cada projeto e buscar as fontes mais eficientes naquele momento, sendo que os principais bancos de fomento utilizados são o BNDES e o BNB, e a principal fonte de mercado é a emissão de debêntures de infraestrutura, via Lei 12.431.

##### **(iii) Desinvestimentos relevantes em andamento e desinvestimentos previstos**

Em 2021, a Administração da Companhia declarou a intenção de alienar 100% de participação nos investimentos das controladas EDP Transmissão, EDP Transmissão TMA I e EDP Transmissão TMA II. Portanto, em agosto de 2021, os ativos e passivos relativos a essas subsidiárias foram apresentados nos grupos de não circulante mantidos para venda. Em 19 de outubro de 2021, foi firmado junto à empresa detida pela Actis Assessoria Investimentos Ltda. contrato de compra e venda de 100% do capital social detido pela EDP - Energias do Brasil das respectivas empresas. Com a conclusão dos processos de alienação, em 28 de dezembro de 2021, esses ativos deixaram de integrar os ativos mantidos para venda e consequentemente o consolidado da Companhia.

Em outubro de 2021, a Companhia informou que tem conduzido um processo estruturado de alienação dos ativos hídricos referentes à Companhia Energética do Jari – CEJA ("UHE Jari"), à Empresa de Energia Cachoeira Caldeirão S.A. ("UHE Cachoeira Caldeirão") e à Energest S.A. ("Energest" ou "UHE Mascarenhas").



**10. Comentários dos diretores / 10.8 - Plano de Negócios**

Em 2020, mediante o cenário econômico, decorrente da COVID-19, a Administração da Companhia declinou sobre a intenção da alienação da participação no investimento Energest S.A., a qual volta a integrar o grupo de investimento do Grupo EDP - Energias do Brasil S/A.

Em 2019, a Companhia reclassificou seu investimento na Energest S.A., cuja participação societária é de 100%, para a rubrica de Ativos não circulantes mantidos para venda.

Para mais informações sobre as operações já concluídas, vide item 10.3 deste Formulário de Referência.

**10. Comentários dos diretores / 10.9 - Outros fatores com influência relevante****10.9. Comentários sobre outros fatores que influenciaram de maneira relevante o desempenho operacional e que não tenham sido identificados ou comentados nos demais itens desta seção:**

Segundo os Diretores da Companhia, não existem outros fatores que influenciaram de maneira relevante o desempenho operacional da Companhia e que não tenham sido identificados ou comentados nos demais itens desta seção "10".