

EDP - Energias de Portugal S.A.

Avaliação para processo de OPA da EDP - Energias do Brasil S.A., na Data-base 31 de Dezembro de 2022

28 de Fevereiro de 2023



Ernst & Young Assessoria Empresarial Ltda.

Av. Presidente Juscelino Kubitschek,
1909 Torre Norte - 10º andar
04543-011 - São Paulo - SP
Telefone: +55 11 2573-3000
www.ey.com.br

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Av. 24 Julho, 12
CEP: 1249-300
Lisboa, Portugal

EDP - Energias de Portugal, S.A.

28 de Fevereiro de 2023

De acordo com nossa Declaração de Trabalho, datada de 27 de janeiro de 2023, a Ernst & Young Assessoria Empresarial Ltda. ("EY") apresenta à EDP - Energias de Portugal, S.A. ("EDP Portugal") ou eventuais afiliadas que poderão eventualmente atuar como ofertante, o relatório contendo a avaliação das ações ("Relatório" ou "Laudo") da EDP - Energias do Brasil S.A. ("EDP Brasil" ou "Empresa" ou "Companhia"), na Data-base de 31 de dezembro de 2022 ("Data-base").

Entendemos que o objetivo do Relatório é apoiar a administração da EDP Portugal ("Administração") em uma possível oferta pública de aquisição ("OPA") de participação minoritária das ações da EDP Brasil. O Relatório foi elaborado seguindo o formato definido pela CVM (Comissão de Valores Mobiliários) em sua Resolução 85/22 (referida como "Resolução CVM"). Enfatizamos que nossa estimativa de valor não deve ser considerada como um *Fairness Opinion* ou uma recomendação em relação a qualquer transação que envolva as ações da Companhia, ou usada para financiamento / captação de recursos, bem como para qualquer outra finalidade, exceto a declarada anteriormente. A decisão final sobre qualquer transação e sobre o preço a ser oferecido aos acionistas minoritários é de responsabilidade da Administração.

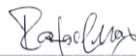
Este relatório mostra nossa recomendação para o valor das ações da EDP Brasil, com base nos seguintes critérios:

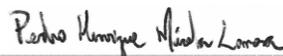
1. Preço médio ponderado das ações da EDP Brasil na bolsa de valores, nos últimos 12 (doze) meses anteriores à data de emissão deste Relatório;
2. Valor do patrimônio líquido por ação da Companhia, com base nas demonstrações financeiras na data-base;
3. Valor econômico baseado na metodologia de Fluxo de Caixa Descontado para a Firma ("FCDF");
4. Valor econômico baseado na metodologia de Múltiplos de Mercado ("MM").

É importante destacar que não investigamos de forma independente e nenhum processo de auditoria foi aplicado às informações financeiras e operacionais da EDP Brasil, disponíveis ao público ou fornecidas pela EDP Portugal. Nossa avaliação foi baseada nas melhores informações e expectativas disponíveis, e a EY teve acesso às informações que julgou necessárias, bem como realizou as análises que considerou adequadas, considerando que as informações e análises utilizadas para preparar este Relatório são consistentes. Assumimos que a Administração da EDP Portugal analisou os fatores aqui apresentados e não omitiu nenhuma informação relevante que pudesse impactar significativamente os resultados do nosso trabalho. Uma vez que o valor de um ativo pode variar ao longo do tempo, qualquer estimativa de valor refere-se a uma data específica de avaliação. Nossa estimativa de valor é baseada unicamente nas informações conhecidas da Data-base.

Gostaríamos de agradecer à Administração da EDP Portugal pela oportunidade de colaborar nesse processo e nos colocamos à sua disposição para qualquer informação adicional.

Atenciosamente,


Rafael Max
Partner - SaT


Pedro Lamosa
Manager - SaT


Alexander Forsberg
Manager - SaT

Índice

1
Sumário executivo

Página 4

2
Informações do
Avaliador

Página 8

3
Análise do
mercado

Página 15

4
Visão geral da
Empresa

Página 21

5
Avaliação da EDP
Brasil

Página 27

6
Apêndices

Página 63

7
Anexos

Página 74

1

Sumário executivo

- 5 Visão geral do trabalho
- 6 Metodologia e resultados

Visão geral do trabalho

Contexto e objetivo

- ▶ A EDP - Energias de Portugal, S.A. foi constituída em 1976 e está sediada em Lisboa, Portugal. A EDP - Energias de Portugal S.A. atua no mercado brasileiro através de sua subsidiária, a EDP - Energias do Brasil S.A.
- ▶ A EDP Brasil foi fundada em 24 de julho de 2000 e está sediada em São Paulo, Brasil, sendo hoje uma das maiores empresas privadas do setor elétrico a operar em toda a cadeia de valor (Geração, Transmissão, Distribuição, Comercialização e Soluções em Energia) com presença em 14 estados.
- ▶ Em 2005 a EDP Brasil abriu seu capital mediante oferta pública de ações no Novo Mercado da BM&F Bovespa (atual B3) e, atualmente, a EDP Portugal detém 56,0% das ações da EDP Brasil, enquanto 41,3% estão em free float e 2,6% estão em tesouraria.

Escopo do trabalho

Nosso trabalho compreendeu as seguintes atividades:

- ▶ Discussões com executivos da EDP Portugal para entender o desempenho histórico e esperado da EDP Brasil;
- ▶ Obtenção de dados históricos financeiros e operacionais;
- ▶ Análise do mercado em que a Companhia atua, a fim de identificar perspectivas de crescimento e rentabilidade futura;
- ▶ Análise do plano de longo prazo da EDP Brasil, fornecido pela EDP Portugal;
- ▶ Pesquisa de empresas similares para estabelecer benchmarks e calcular múltiplos esperados de mercado e taxas de desconto;
- ▶ Elaboração de uma avaliação econômico-financeira das operações da EDP Brasil através das metodologias FCDF e MM; e
- ▶ Análise dos resultados obtidos e definição de um intervalo de valores indicado para as ações da EDP Brasil.

Cabe ressaltar que este trabalho não contempla mudanças nos ambientes externo ou interno em que a EDP Brasil atua além daquelas eventualmente explicadas neste Relatório.

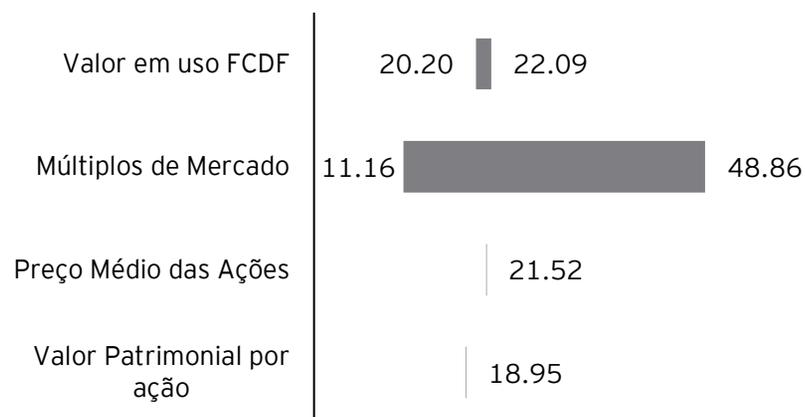
Metodologia e resultados

Metodologia	Descrição	Considerações
Preço Médio Ponderado	Resultante do preço negociado na B3 e ponderado pela média do volume negociado, durante os 12 meses até a emissão deste Laudo. Este critério indica um valor de R\$ 21,52 por ação ordinária.	O preço das ações negociado em bolsa pode ser volátil e afetado por condições temporárias de mercado e, portanto, pode não refletir o valor intrínseco da Companhia.
Valor do Patrimônio Líquido	De acordo com as demonstrações financeiras da EDP Brasil em 31 de Dezembro de 2022, o valor do patrimônio líquido da Companhia era de R\$ 10.726 milhões. Na Data-base, a EDP Brasil possuía 565.982.567 ações em circulação ¹ . Assim, o valor patrimonial resultou em R\$ 18,95 por ação ordinária.	Esse é um método estático, baseado nos valores contábeis históricos da Companhia, não considerando o valor de mercado dos ativos e passivos da EDP Brasil e sua capacidade futura de geração de fluxo de caixa.
Fluxo de Caixa Descontado para a Firma (FCDF)	O fluxo de caixa descontado consiste na projeção dos resultados operacionais da Companhia e dos fluxos de caixa que estarão disponíveis para seus provedores de capital (detentores de dívida e acionistas), calculados a valor presente descontado pelo custo médio ponderado de capital. O cálculo do valor do capital dos acionistas, de acordo com essa metodologia, é expresso como o valor presente líquido dos fluxos de caixa livre da firma, reduzido pela dívida líquida e ajustado pelos itens não operacionais existentes na Companhia na Data-base. O valor obtido para 100% do capital da EDP Brasil entre R\$ 11.434 milhões e R\$ 12.505 milhões. Este valor corresponde a um preço por ação entre R\$ 20,20 e R\$ 22,09.	Essa metodologia captura questões específicas da Companhia, como perspectivas de crescimento, portfólio de negócios, necessidade de investimento etc.
Múltiplos de Mercado (MM)	O cálculo do valor por ação da EDP Brasil por meio deste critério é baseado nas métricas de valor e resultados operacionais observados nas empresas comparáveis à EDP Brasil. O múltiplo adotado para esse relatório foi o EV/EBITDA, indicando valores para 100% do patrimônio da EDP Brasil entre R\$ 6.317 milhões e R\$ 27.652 milhões, equivalente a R\$ 11,16 por ação a R\$ 48,86 por ação.	Apresenta as expectativas médias do mercado sobre o setor da Companhia. Geralmente, resulta em uma alta dispersão de valores devido às dificuldades em obter um universo consistente e homogêneo de empresas comparáveis, pois cada empresa apresenta diferentes tipos de alavancagem, custos e áreas de concessão.

¹ Número de ações em circulação em 27 de fevereiro de 2023.

Metodologia e resultados

Sumário de Resultados (em R\$ por ação)



Fonte: EY com base em informações fornecidas pela Administração.

Conclusão

O valor estimado para 100% das ações em circulação da EDP Brasil em 31 de Dezembro de 2022 está entre **R\$ 11.434 milhões** (onze bilhões e quatrocentos e trinta e quatro milhões de reais) e **R\$ 12.505 milhões** (doze bilhões quinhentos e cinco milhões de reais), equivalente a um preço por ação entre **R\$ 20,20** (vinte reais e vinte centavos) e **R\$ 22,09** (vinte e dois reais e nove centavo).

Indicação do critério de avaliação considerado pelo avaliador como mais adequado para definição do preço justo

Entendemos que o critério de avaliação mais adequado para definição do preço justo das ações da EDP Brasil é o FCDF - Fluxo de Caixa Descontado para a Firma. Nossa conclusão é baseada nas seguintes considerações:

- O preço médio das ações negociado em bolsa muitas vezes pode ser volátil e afetado por condições temporárias de mercado e, portanto, pode não refletir o valor intrínseco da Companhia.
- O Valor Patrimonial é um valor contábil retrospectivo que não considera o valor de mercado dos ativos e passivos da EDP Brasil, a existência de ativos intangíveis e a

capacidade futura de geração de fluxo de caixa.

- Os múltiplos de mercado são aplicáveis apenas quando é possível definir uma amostra homogênea de empresas comparáveis, considerando fatores como tamanho, maturidade de mercado, regulamentação e outros. Pelo fato da EDP Brasil possuir um portfólio de ativos diversificado com operações nos diferentes subsetores de energia (geração, transmissão, distribuição e comercialização), entendemos que podem haver diferenças significativas entre as empresas caracterizadas como

“comparáveis” e a EDP Brasil, não sendo, portanto, uma abordagem que capture precisamente as especificidades da Empresa e, portanto, o seu valor justo. E a evidência disso seria a dispersão de valores obtida pela avaliação por múltiplos de mercado, conforme pode ser observado no gráfico acima.

- O método FCDF é reconhecido como o método mais apropriado para estimar qualquer valor econômico de negócios, porque captura as especificidades da empresa, como crescimento esperado, rentabilidade e investimentos.

Informações do Avaliador

9 EY Brasil



Histórico

Este relatório foi preparado pela EY (Ernst & Young Assessoria Empresarial Ltda.), empresa que faz parte do Grupo Ernst & Young Brasil, ligada à rede Ernst & Young Global, uma das principais firmas de auditoria, consultoria e assessoria empresarial global, resultante da fusão de escritórios de contabilidade e assessoria que surgiram nos Estados Unidos e Reino Unido no início de 1900.

Em 1906, o escocês Arthur Young abriu em Chicago uma firma contábil para cuidar dos negócios de empresas inglesas, formando a Arthur Young & Co. Enquanto isso, em Cleveland, já funcionava o pequeno escritório contábil Ernst & Ernst, fundado pelos irmãos A.C. e Theodore Ernst em 1903.

Nos anos subsequentes ambas as firmas adquiriram outros escritórios contábeis e abriram novas filiais. Elas também abriram escritórios no exterior, principalmente nos países europeus.

Em 1979, a relação internacional iniciada por A. C. Ernst culminou na fusão com a firma britânica Whinney Murray & Co., formando uma sociedade mundial, a Ernst & Whinney.

Em 1989, a Ernst & Whinney fundiu-se com a Arthur Young, criando a Ernst & Young, empresa que hoje atua em mais de 140 países. A Ernst & Young conta com 260 mil profissionais e uma receita anual de aproximadamente US\$ 45,4 bilhões (ano fiscal findo em junho de 2022).

No Brasil, o 1º escritório da Ernst & Young foi aberto em 1933. Atualmente, a Ernst & Young possui escritórios em 12 cidades do Brasil, e possui cerca de

5.000 colaboradores no país.

SaT - *Strategy and Transactions*

O departamento de *Strategy and Transactions* (SaT) da EY presta serviços relacionados com aspectos de *Corporate Finance* (Fusões e Aquisições, *Project Finance*, Estratégia financeira, *Valuation, Modeling e Economics*, Avaliação de Ativos fixos), serviços de *Due Diligence* e *Operations and Strategy*.

A área de *Corporate Finance* do departamento de SaT da EY foi responsável pela avaliação econômico-financeira da EDP Brasil.

Processo de Qualidade EY

O processo de revisão seguido na EY é criterioso e composto de várias etapas, nas quais profissionais qualificados, de todos os níveis hierárquicos, que participaram e que não participaram diretamente do trabalho, são engajados.

Especificamente na área de *Corporate Finance*, responsável pela Avaliação Econômico-Financeira da EDP Brasil, todos os modelos/ planilhas e laudos de avaliação passam por um processo de revisão que é iniciado pelo Gerente responsável pelo projeto. Para garantir a qualidade do projeto, os modelos/ planilhas e laudos são revisados tanto pelo Sócio responsável pelo trabalho, quanto por um Sócio Revisor Independente que não tenha participado efetivamente do projeto. A última etapa do processo refere-se à aprovação pelo Sócio responsável pelo projeto.

O departamento de SaT da EY já prestou serviços para clientes dos mais diversos ramos, demonstrando comprovada capacidade técnica. Podemos destacar como principais serviços prestados os seguintes: Avaliação Econômico-Financeira, Avaliação Patrimonial, Assessoria Financeira, Fusões e Aquisições e assessoria em *Real Estate*, entre outros serviços.

Dentre as empresas, para as quais prestamos serviços, podemos destacar as seguintes:

1. Trabalhos realizados devido a regulação da CVM

Empresa	Setor	Serviço Prestado	Data
Pernambuco S.A. (Neoenergia Pernambuco)	Energia	Avaliação econômico-financeira para Oferta Pública de Aquisições de Ações	2022
VTRM Energia Participações S.A.	Energia	Avaliação econômico-financeira em atendimento a CVM nº 436 e parecer de orientação nº 35	2021
Nadir Figueiredo Ind.e Com. S.A.	Bens de Consumo	Avaliação econômico-financeira para Oferta Pública de Aquisições de Ações	2019
Ultrapar Participações	Diversos	Avaliação econômico-financeira de investida para atendimento da CVM nº 476	2014
BIC Banco	Bancos	Avaliação econômico-financeira para Oferta Pública de Aquisições de Ações	2014
Amil	Seguros	Avaliação econômico-financeira para Oferta Pública de Aquisições de Ações	2012
Redecard	Sistema de pagamentos	Avaliação econômico-financeira para Oferta Pública de Aquisições de Ações	2012
Yara Brasil Fertilizantes S/A	Agronegócio	Avaliação econômico-financeira para Oferta Pública de Aquisições de Ações	2011
National Titanium Dioxide Company Ltda.	Química	Avaliação econômico-financeira para Oferta Pública de Aquisições de Ações	2009

2. Outras avaliações relevantes

Empresa	Setor	Serviço Prestado	Data
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.	Energia	Avaliação econômico-financeira para atendimento ao artigo 137º, 252º e 264º da Lei das SAs	2022
Neoenergia S.A.	Energia	Avaliação econômico-financeira da COELBA, COSERN e Afluente-T	2021
Vibra Energia S.A.	Energia	Avaliação econômico-financeira para atendimento ao artigo 264 da Lei das SAs	2021
Avon Products, Inc.	Bens de Consumo	Avaliação econômico-financeira para atendimento aos artigos 8º e 226 da Lei das SAs	2019
Fibria Celulose S.A. e Suzano Papel e Celulose S.A.	Papel e celulose	Laudo de Patrimônio Líquido a preços de mercado para atendimento ao artigo 264 226 da Lei das SAs	2018
Fibria Celulose S.A.	Papel e celulose	Avaliação econômico-financeira para atendimento aos artigos 8º e 226 da Lei das SAs	2018
Magazine Luiza S.A.	Varejo	Avaliação de certos ativos tangíveis e intangíveis adquiridos da Netshoes	2019
Natura Cosméticos S.A.	Bens de Consumo	Análise econômico-financeira	2017
JBS S.A.	Bens de Consumo	Avaliação econômico-financeira	2018

Nossa abordagem considera que o elemento humano é essencial para alcançar os objetivos. Assim, buscamos formar uma equipe com experiência na área em que a Companhia atua. Pessoas, processos e tecnologia são três elementos necessários para oferecer serviços da mais alta qualidade, a fim de atender às expectativas do cliente. Entre eles, o elemento que traz a maior diferença são as pessoas responsáveis pelo desempenho dos processos e pelo desenvolvimento e implementação das ideias. Toda a tecnologia existente e a melhor metodologia não são suficientes se não houver uma equipe com conhecimento e nível de experiência adequados, além interação total com a equipe do cliente.

Este projeto foi conduzido por profissionais com experiência em Avaliação de Empresas, Assessoria Financeira e Finanças Corporativas do departamento de SaT da EY.

Nossa equipe foi liderada pelo Sr. Rafael Max, sócio com mais de 11 anos de experiência em avaliações econômicas e especialista no setor de energia e coordenador de todo o projeto. O sócio responsável pela revisão independente foi o Sr. Lucio Teixeira, sócio responsável pelo grupo de Corporate Finance da EY no Brasil.

Profissional	Resumo das Qualificações
Rafael Max	<ul style="list-style-type: none">Sócio em Corporate Finance da área de Strategy and Transactions da EY Brasil.Mais de 11 anos de experiência em avaliação de empresas.Representante legal e responsável técnico.Bacharel em Engenharia de Produção pela Universidade Federal Fluminense (UFF). Certificação em avaliação de empresas pela American Society of Appraisers (níveis 1 e 2).Lidera projetos de avaliações de empresas e projetos para diversos fins, desenvolvimento e revisão de modelos econômico-financeiros, avaliação de marcas e outros ativos intangíveis, assessoria em fusões e aquisições. Entre seus clientes destacam-se os do segmento de energia e infraestrutura.
Lucio Teixeira	<ul style="list-style-type: none">Sócio responsável pela área de Corporate Finance e Líder do segmento de energia de SaT da EY BrasilMais de 12 anos de experiência em projetos financeiros, avaliações, estudos de viabilidade e projetos de reestruturação de dívidas.Revisor independente do projeto.As principais indústrias atendidas foram: energia, mineração e metais, construções e infraestrutura.Mestre em Administração pela FEAD-MG (MG, Brasil) e Bacharel em Administração pela Universidade Federal de Minas Gerais (MG, Brasil).

Profissional	Resumo das Qualificações
Alexander Forsberg	<ul style="list-style-type: none">• Gerente de Corporate Finance da área de Strategy and Transactions da EY Brasil.• Gerente no projeto.• Formado em Ciências Econômicas pela UFPE - Universidade Federal de Pernambuco e Mestre (<i>Master of Science - MSc.</i>) em Finanças pela <i>Handelshögskolan Göteborg University</i> (Gotemburgo, Suécia).• Experiência em avaliações de empresas e projetos para diversos fins, desenvolvimento e revisão de modelos econômico-financeiros, avaliação de marcas e outros ativos intangíveis, estudos de viabilidade econômico-financeira, estudos de mercado, <i>business planning</i> e análise econômico-financeira. Já prestou serviços a empresas de diversos setores onde se destacam os setores de energia, rodovias, logística e portos, bens de consumo e de máquinas e equipamentos.
Pedro Lamosa	<ul style="list-style-type: none">• Gerente de Corporate Finance da área de Strategy and Transactions da EY Brasil.• Gerente no projeto.• Formado em Engenharia Ambiental pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.• Possui experiência nas áreas de planejamento financeiro, estudos de viabilidade econômico-financeira, estudos de mercado, <i>business planning</i> e análise econômico-financeira. Já prestou serviços a empresas de diversos setores onde se destacam os setores de energia, saneamento, mineração, rodovias, portos, iluminação pública, arenas esportivas, bens de consumo e de máquinas e equipamentos.
Pedro Nogueira	<ul style="list-style-type: none">• Consultor Sênior de Corporate Finance da área de Strategy and Transactions da EY Brasil• Consultor no projeto• Formado em Controladoria e Finanças pela Universidade Federal de Minas Gerais.• Possui experiência nas áreas de fusões e aquisições, estudos de mercado, elaboração de valuation, <i>business planning</i> e reestruturação financeira. Já prestou serviços a empresas de diversos setores onde se destacam os setores de varejo, saneamento, entretenimento, indústria de autopeças e agronegócios. Atualmente CFA level 2 candidate.

Profissional	Resumo das Qualificações
Caroline Ferreira	<ul style="list-style-type: none">• Consultora Sênior da área de Strategy and Transactions da EY Brasil.• Consultora no projeto.• Formada em Ciências Econômicas pela Universidade Federal de Goiás e em Comércio Exterior pela Pontifícia Universidade Católica de São Paulo.• Possui experiência em análise econômico-financeira, estudos de mercado e avaliação de ativos intangíveis para alocação de preço de compra. Prestou serviços para empresas de diversos setores, com foco nos setores de energia, óleo e gás, mineração, entre outros.
Julyara Costa	<ul style="list-style-type: none">• Consultora Sênior de Corporate Finance da área de Strategy and Transactions da EY Brasil.• Formada em Economia pela UFJF - Universidade Federal de Juiz de Fora e Mestre em Economia pela UFF - Universidade Federal Fluminense.• Possui experiência em estudos de mercado e avaliações de empresas, modelagem econômico-financeira para fins diversos, avaliação de ativos intangíveis (marcas, carteira de clientes, concessões, entre outros), e fusões & aquisições. Experiência em Complex Security: Cálculo de Earn Out e apreçamento de Opções com modelos de Monte-Carlo, Black and Sholes e Hull and White. Cálculo de recuperação de crédito de devedores com liquidação duvidosa e de debêntures.
Arthur Gonçalves	<ul style="list-style-type: none">• Consultor Sênior de Corporate Finance da área de Strategy and Transactions da EY Brasil.• Formado em Administração de Empresas pela UFPE - Universidade Federal de Pernambuco.• Possui experiência em estudos de mercado e avaliações de empresas, modelagem econômico-financeira para fins diversos, avaliação de ativos intangíveis (marcas, carteira de clientes, concessões, entre outros), e fusões & aquisições. Já prestou serviços a empresas de diversos setores onde se destacam os setores de energia, saneamento, tecnologia, bens de consumo, e telecomunicações.

Conforme solicitado no Anexo C, art. 11º. item IV, linha a) a e) da Resolução CVM N° 85, a EY declara que:

- I. Juntamente com seu controlador, controladas e todos os profissionais que participaram da execução deste Laudo, não possuem, bem como não administram, valores mobiliários de emissão da EDP Brasil ou derivativos neles referenciados;
- II. Não há relações comerciais ou de crédito, de qualquer natureza, que possam impactar o Relatório de avaliação da EDP Brasil;
- III. Não há conflitos de interesse que possam prejudicar a independência necessária para executar as atividades relacionadas a este relatório;
- IV. Os honorários contratados relacionados à execução deste Relatório são fixos, no valor de R\$ 845.000,00, líquidos, não havendo componente contingente ou variável à sua remuneração;
- V. De 1º de janeiro de 2022 a 17 de fevereiro de 2023, as empresas Ernst & Young no Brasil não receberam honorários da EDP Portugal ou de pessoas vinculadas, somente da EDP Brasil, no montante de R\$ 3.653,47 mil, referentes à prestação de serviços de assessoria e consultoria. Esses valores não incluem o valor referente a este relatório, conforme mencionado no item (IV), uma vez que não haviam sido faturados até o período reportado.

Análise do mercado

Visão geral da indústria

Home	1 Sumário executivo	7 Anexos
	2 Informações do Avaliador	
	3 Análise do mercado	
	4 Visão geral da Empresa	
	5 Avaliação da EDP Brasil	
	6 Apêndices	

O mercado mundial de energia

O mercado mundial de energia é composto por grandes empresas com um alto grau de verticalização, onde poucos países são autossuficientes em sua produção e, mesmo o Japão e os Estados Unidos, considerados países desenvolvidos, importam anualmente quantidades significativas de energia.

O setor de energia elétrica global passou por uma mudança considerável em sua composição, tendência que deve permanecer dentro de uma perspectiva de médio e longo prazo. Dentre os destaques, entre os anos de 1990 e 2020, a retração da participação da geração por meio do carvão e expansão da participação do gás natural, energia eólica e solar são os movimentos mais evidentes. Quanto aos demais segmentos, embora não tenham apresentado significativa alteração em sua participação, a geração nuclear e hidráulica manteve substancial representatividade na composição da matriz energética mundial. Assim, as principais fontes de energia no mundo são, respectivamente: carvão (33,8%), gás natural (22,8%), hidráulica (16,8%), nuclear (10,1%), solar e eólica (9,5%), petróleo (4,4%) e outras renováveis (2,7%)¹.

De acordo com a AIE (*Internacional Energy Agency*), depois de cair cerca de 1% em 2020, a demanda global de eletricidade voltou a crescer em 2021, superando o aumento da geração de baixas emissões. E em 2022, apesar do agravamento causado pela crise energética influenciada pela Federação Russa, a demanda global por eletricidade se manteve relativamente resiliente, crescendo quase 2% em 2022.

Fonte: BP Statistical Review of World Energy.

Mercado de energia brasileiro

O Setor de Energia no Brasil é composto por diferentes indústrias e tipos de usinas, a depender do tipo de recurso energético utilizado para geração. A maior parte da geração de energia se concentra em fontes hidráulicas devido às características geoclimáticas do Brasil, pela sua extensão territorial, bacias hidrográficas e regime de chuvas diferenciado para cada região. A matriz hidráulica representou 63,8% da geração de energia elétrica no país em 2020. As matrizes de energia elétrica a base de gás natural, eólica e biomassa apresentaram em 2020 participação similar, variando entre 8,6% e 9,2%¹. Nos últimos anos, os dois grandes destaques em termos de taxa de crescimento foram os segmentos de geração eólica e solar, com este último passando a ter alguma relevância na geração de energia elétrica brasileira somente a partir de 2017, mas com crescimento exponencial e boas perspectivas desde então.

Um setor tão importante e estratégico para a economia brasileira é regulado por órgãos governamentais responsáveis pela política energética e pela operação centralizada. O papel da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) são destacados neste desempenho. No Brasil, o setor de energia é composto por empresas de geração, transmissão e distribuição de energia, e há também os chamados comercializadores de energia que intermediam contratos de compra e venda de energia elétrica.

O setor de energia brasileiro é composto por importantes empresas de capital nacional e estrangeiro de grande relevância. Nos últimos anos, tem se observado a expansão da geração elétrica no Brasil, com maior diversificação das fontes geradoras, com ganho de participação da geração eólica e solar. As hidrelétricas e termelétricas permaneçam como as principais fontes de energia do país e as maiores empresas do setor (segundo a capacidade instalada) são: Eletrobras, Engie, Itaipu, Petrobras, CGT, Copel, Cemig, CPFL, Enel e AES.

Fonte: Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2022; Balanço Energético Nacional.

Visão geral da indústria

Geração

No Brasil, a maior parte da geração de energia se concentra em fontes hidráulicas, devido às características geoclimáticas do país, pela sua extensão territorial, bacias hidrográficas e regime de chuvas diferenciado para cada região. A água constitui o mais importante recurso energético, caracterizando uma importante fonte de energia renovável no Brasil, tendo em vista o grande potencial hidráulico do país. A energia hidroelétrica é a obtenção de energia elétrica através do aproveitamento do potencial hidráulico de um rio. A eficiência energética das hidrelétricas é bastante alta, em torno de 95,0%. Importantes bacias hidrográficas com aproveitamento ao setor de energia no país são as dos rios São Francisco e Paraná. A região Norte também é destacada pelo grande potencial de geração elétrica através de hidrelétricas.

O Consumo de Energia está diretamente relacionado ao desempenho da atividade econômica. Entre o período, de 2007 a 2021, a taxa anual média de crescimento foi de 2,1%, elevando o consumo de 377.030 GWh para 500.209 GWh, uma expansão total próxima a 32,7%. Cabe destacar que o período foi marcado pela crise do *subprime* e pela recessão do mercado interno, reduzindo o consumo de energia e a média anual do período. Os principais segmentos demandantes de energia em 2021 no Brasil são, por relevância, o segmento industrial (36,3%), seguido pelo residencial (30,2%), comercial (17,4%) e outros (16,1%).

Segundo a Empresa de Planejamento Energético (EPE), a geração de energia elétrica em 2021 totalizou 656 mil GWh, o que significou crescimento de 4,3% em relação ao mesmo período do ano anterior, devido principalmente ao forte crescimento da geração de energia térmica a gás natural e eólica.

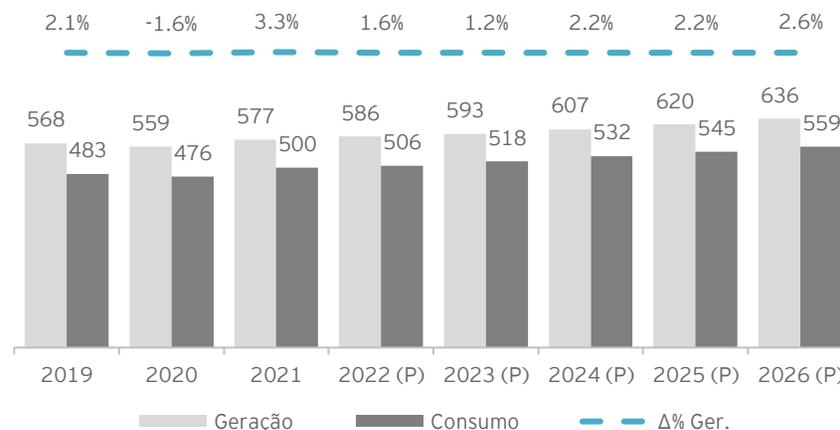
Em janeiro a novembro de 2022, a geração de energia elétrica no Sistema Integrado Nacional (SIN) totalizou 737,9 mil MWm (incluindo energia hidráulica, térmica, eólica e solar), o que significou expansão de 1,6% em relação ao mesmo período de 2021. O segmento que apresentou maior retração no período foi o térmico, com -47,6%, seguido pelo eólico, com 12,7%. Já, os que apresentaram maior crescimento no período foram,

respectivamente: solar 65,3% e hidráulico 17,5%.

Para 2023, a Lafis projeta expansão de 1% do consumo e 1,2% da geração de energia elétrica. Para este cenário, foi considerada a manutenção do crescimento do mercado livre de energia elétrica, recuperação do consumo do comércio e manutenção da tendência de crescimento do segmento residencial.

Ainda, de acordo com a Lafis, o triênio de 2024 a 2026 será um período de retomada do crescimento econômico interrompido pela crise provocada pela Covid-19. Considerando que haja uma retomada da confiança dos agentes econômicos, nota-se um terreno fértil para a expansão setorial. Deste modo, considerando o cenário descrito acima, a Lafis projetou um crescimento médio de 2,4% da geração e de 2,5% do consumo de energia elétrica, alcançando em 2026 um patamar de 636 mil GWh e 559 mil GWh, respectivamente.

Geração e Consumo total de energia no Brasil - EPE (TWh)

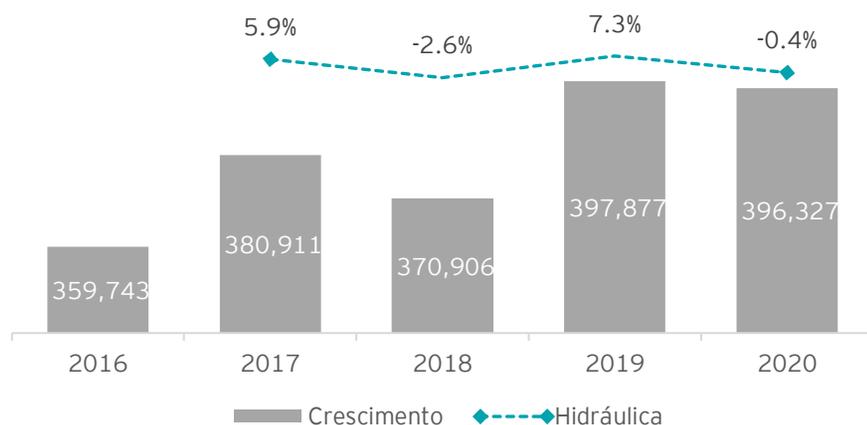


Fonte: Ministério de Minas e Energia/EPE/ONS/COMEX/ANEEL. Estimativa e projeções: Lafis/Abril 2022

Visão geral da indústria

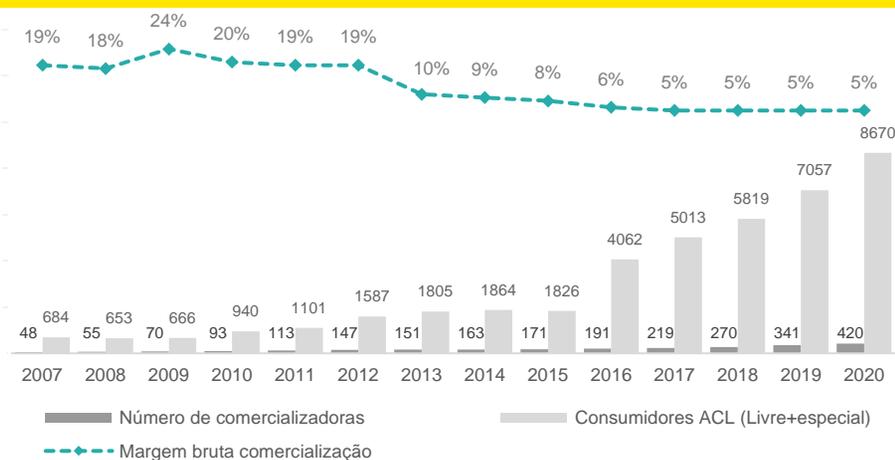
Geração e Comercialização

Geração de eletricidade por fonte hidráulica no Brasil - (GWh) - (%)



Fonte: Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2022; Balanço Energético Nacional.

Número de Comercializadoras e margem bruta - (%)



Fonte: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

Segundo a ANEEL, 67,0% da energia gerada no País em 2021 e 62,48% da potência instalada vêm de usinas movidas pela força dos rios. Existem hoje no Brasil 739 centrais geradoras hidrelétricas (CGHs), 425 pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e 219 usinas hidrelétricas (UHEs), que são responsáveis por 109,3 gigawatts (GW) de capacidade instalada em operação. Três das usinas no País estão entre as dez maiores do planeta - Itaipu Binacional (14.000 MW, divididos entre Brasil e Paraguai), Belo Monte (11.233 MW) e Tucuruí (8.370 MW). Em 2020, a energia gerada no Brasil a partir de fonte hidráulica foi de 415.483 gigawatts-hora (GWh). Vale destacar que a energia gerada a partir da água é renovável e garante segurança no suprimento, porém, grande dependência hidráulica submete o sistema a uma vulnerabilidade na geração de energia em períodos de poucas chuvas. Assim, a diminuição das chuvas em algumas regiões pode acarretar aumentos de custos às geradoras que operam hidroelétricas.

Durante os últimos anos, o segmento de comercialização de energia cresceu significativamente, tanto no volume de energia comercializada como em número de novos entrantes.

O período de 2017 a 2020 foi marcado pela entrada de projetos de geração no ACL com baixo preço de *break-even* (câmbio e capex mais favoráveis) com menores preços praticados para venda a clientes finais.

De acordo com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE as relações comerciais no atual modelo do setor elétrico brasileiro se estabelecem no Ambiente de Contratação Regulada - ACR e no Ambiente de Contratação Livre - ACL. No Mercado de Curto Prazo, são contabilizadas e liquidadas as diferenças entre os montantes gerados, contratados e consumidos.

Visão geral da indústria

Distribuição

O setor de distribuição de energia elétrica no Brasil é totalmente regulamentado e caracteriza-se pela necessidade de grandes investimentos tendo em vista o tamanho do país e a dispersão territorial de sua população. Nesse contexto, essa regulação é importante para garantir que a oferta seja cada vez mais ajustada à demanda especializada.

Os mecanismos regulatórios para a distribuição das empresas são basicamente: a revisão tarifária periódica, calculada utilizando-se a base de ativos fornecida pela distribuidora e a remuneração sobre o capital; e o ajuste tarifário anual, que é basicamente uma correção monetária das tarifas praticadas, deduzido de um fator de ganho de eficiência esperado, o chamado Fator X.

O modelo atual também determina que a compra de energia elétrica pelas distribuidoras no ACR sempre ocorra por meio de leilões, observando o critério de menor tarifa e visando a redução do custo de aquisição de energia elétrica a ser repassada à tarifa dos consumidores.

Em 2022, o consumo de energia elétrica no Brasil apresentou um crescimento frente ao ano de 2021 em todas as regiões e segmentos, cerca de 1,3%.

A Lafis considera em seu cenário econômico que o triênio de 2024 a 2026 será um período de continuidade da retomada do crescimento da economia interrompido pela crise do Covid-19. Considerando que haja uma retomada da confiança dos agentes econômicos, há um terreno fértil para a expansão setorial.

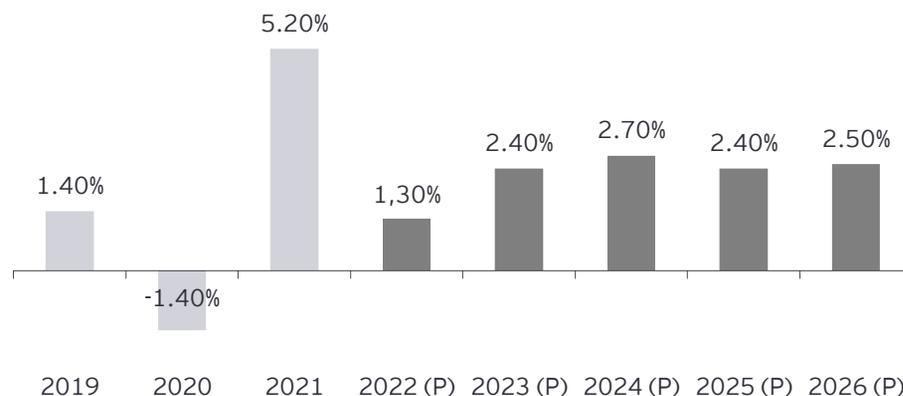
Segundo o Plano de Desenvolvimento da Distribuição (PDD), entre 2022 e 2026 serão investidos R\$ 138,4 bilhões em distribuição de energia elétrica no Brasil, destes, R\$ 85,5 bilhões serão destinados para expansão da rede, R\$ 33,1 bilhões para melhoria e outros R\$ 19,8 bilhões para renovação.

No triênio, considerando as categorias de consumo de energia elétrica, o que se espera é um crescimento generalizado, porém módico, com um melhor nível de atividade industrial, comercial e residencial, em linha com

indicadores macroeconômicos, com destaque para indicadores de renda, emprego, juros e produção agregada. Entretanto, inferior ao ano passado devido ao risco das políticas econômicas e estagnação da taxa de juros.

Assim, considerando o cenário descrito acima, a Lafis projetou um crescimento médio de 1,2% da geração de energia elétrica e 1,0% no consumo. Neste cenário, a Lafis projeta para o ano de 2023 um crescimento de 4,3% no faturamento do setor de distribuição de energia elétrica, somando R\$ 193,0 bilhões.

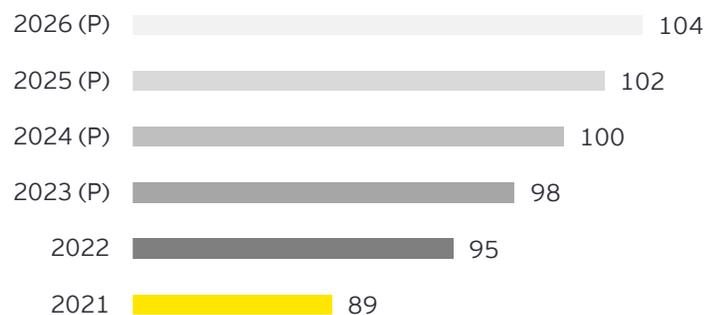
Consumo Nacional de Energia Elétrica-EPE (GWh) - (Variação %)



Fonte: EPE, ONS e ANEEL

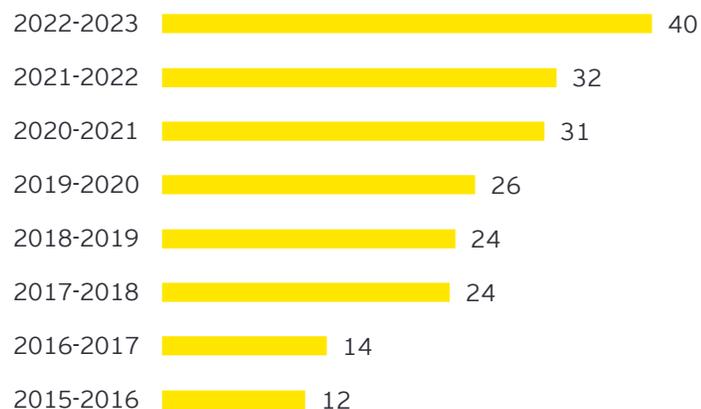
Transmissão

Mercado nacional de transmissão de energia elétrica (em bilhões de US\$) - 2021 - 2026



Fonte: Global Market Model

Receita Anual Permitida (em bilhões de BRL) - 2015 a 2023



Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

Setor nacional de transmissão de energia elétrica

A transmissão de energia elétrica é responsável por transportar grandes volumes de eletricidade provenientes das unidades geradoras até os distribuidores, operando linhas com tensão superior a 230 mil volts. No Brasil, desde 2010, as linhas de transmissão tem expandido significativamente, atingindo em 2022 172.864 quilômetros, o que representa uma expansão anual média de 5,0% ao ano. Esse serviço é ofertado por empresas independentes, que através de leilões de transmissão adquirem o direito de instalar e operar as subestações e linhas de transmissão.

A expansão do Sistema Interligado Nacional (SIN) é planejada com base no Programa de Expansão da Transmissão de Energia Elétrica - PET, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética ("EPE"), abrangendo um horizonte de cinco anos, e no Plano de Ampliação e Reforços da Rede Básica - PAR, desenvolvido anualmente pelo ONS, para um período de três anos. Esses planos demonstram as linhas de transmissão e subestações que serão construídas ou reforçadas para melhor prestação de serviços de transmissão de energia elétrica pela Rede Básica.

As transmissoras celebram contratos com agentes geradores, distribuidores, transmissores e com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), responsável por administrar os serviços de transmissão no Brasil, o que inclui remunerar as transmissoras através da Receita Anual Permitida - RAP. Para o período 2022-2026, a expectativa é de um crescimento médio da carga de 3,4% por ano. Em 2023, a projeção é de aumento de 1,1%, considerando alta de 1,4% no Produto Interno Bruto - PIB.

Para o ciclo de 2022-2023, a RAP homologada pela ANEEL foi de, aproximadamente, R\$ 40 bilhões, com progressão de 25,0% em relação ao ciclo anterior. O crescimento é justificado pela recuperação da geração e do consumo de energia elétrica após o período crítico da crise do Covid-19, pelo índice de reajuste previsto nos contratos de concessão, a expansão do sistema de transmissão, com entrada em operação de 23 novos contratos, além das melhorias autorizadas. Estão ainda nesse grupo, os efeitos das revisões das receitas das concessionárias.

The background of the slide is a close-up photograph of a hand holding a clear glass lightbulb. The lightbulb is the central focus, with its internal filament visible. The background is filled with out-of-focus, warm-toned bokeh lights, creating a soft, glowing effect. A large, semi-transparent grey number '4' is overlaid on the left side of the lightbulb.

4 Visão geral da Empresa

22 Visão geral da Empresa

24 Informações financeiras históricas



EDP Energias do Brasil S.A.

A empresa foi fundada em 2000 e está sediada em São Paulo, Brasil, atuando nos segmentos de Geração, Transmissão, Distribuição, Comercialização e Soluções de energia elétrica possuindo cinco unidades de geração hidrelétrica e uma termelétrica.

A EDP Brasil está presente em 14 estados: Acre, Amapá, Ceará, Espírito Santo, Goiás, Maranhão, Mato Grosso, Minas Gerais, Pará, Rio Grande do Sul, Rondônia, Santa Catarina, São Paulo e Tocantins.

Em 2005 a EDP Brasil abriu seu capital mediante oferta pública de ações no Novo Mercado da BM&F Bovespa (atual B3) e, atualmente, a EDP Portugal detém 56,0% das ações da EDP Brasil, enquanto 41,3% estão em free float e 2,6% estão em tesouraria.

Geração

O segmento de geração de energia respondeu por aproximadamente 32% do EBITDA da Companhia em 2022. Esse segmento produz energia elétrica por meio de hidrelétricas e termelétricas, e tem um portfólio total de 2,7 GW de capacidade instalada, sendo que 1,8 GW médios são de garantia física. Dos 2,7 GW, 720 MW são provenientes da geração térmica, enquanto o restante é de energia hidrelétrica. Neste último segmento, vale dizer, a EDP Brasil possui participações minoritárias em três usinas hidrelétricas em operação Cachoeira Caldeirão (219 MW), Jari (393 MW) e São Manoel (736 MW).

Transmissão

Em transmissão a EDP Brasil atua desde o final de 2016 e conta atualmente com 7 lotes de linhas de transmissão em implantação no País, sendo nos seguintes estados: Acre, Goiás, Maranhão, Minas Gerais, Rio Grande do Sul, Rondônia, Santa Catarina e São Paulo. A Empresa conta com 2.714 km de linhas de transmissão e nove subestações, dos quais 2.199 km já estão em operação e 515 km estão em fase de construção ou de licenciamento.

Distribuição

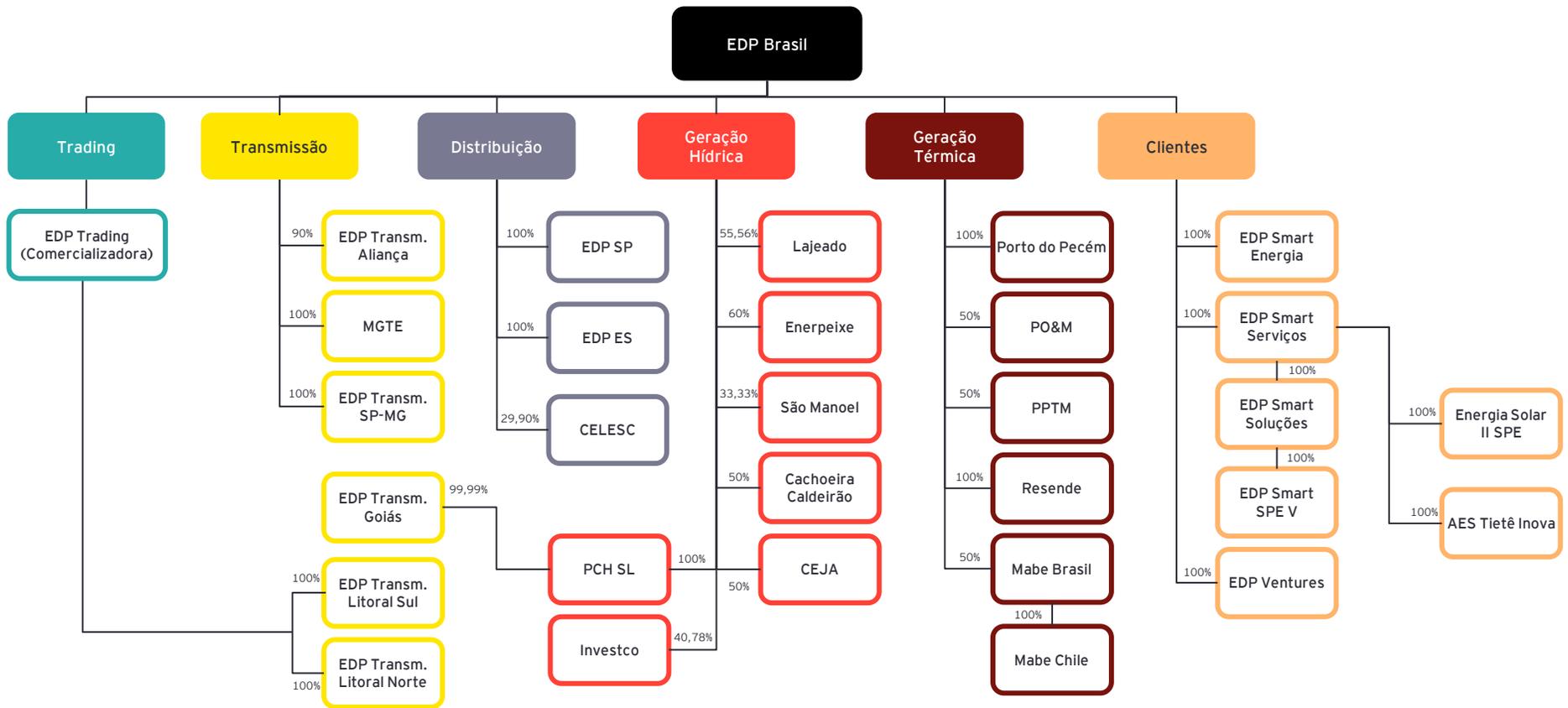
A Empresa atua no segmento de distribuição de energia através de suas subsidiárias EDP São Paulo Distribuição de Energia S.A. e EDP Espírito Santo Distribuição de Energia S.A.. A EDP Brasil, em 2022, distribuiu aproximadamente 26,5 TWh, nos estados de São Paulo e Espírito Santo para cerca de 3,8 milhões de clientes.

Comercialização

A EDP Brasil também atua no segmento de comercialização de energia através de sua *trading*. A operação de comercialização da empresa consolidou-se no ano de 2022 como a 4ª maior comercializadora privada brasileira em volume de energia vendida, alcançando a marca de 17.836 GWh.

Soluções de Energia

A área de Soluções em Energia tem como foco o desenvolvimento de produtos para práticas sustentáveis nas operações de clientes corporativos, como a implantação de programas de eficiência energética, mobilidade elétrica, geração distribuída de fonte solar, produtos e serviços residenciais, comércio eletrônico e serviços que apótem valor aos negócios.



Informações financeiras históricas

DRE (R\$ milhões)	2020	2021	2022
Receita Operacional Líquida (ROL)	14.984	18.874	17.288
Custo do serviço de energia elétrica	(8.125)	(9.914)	(8.209)
Custo da produção da energia elétrica	(257)	(1.349)	(319)
Custo de operação	(674)	(762)	(878)
Custo do serviço prestado a terceiros	(1.811)	(2.169)	(2.092)
Lucro bruto	4.117	4.680	5.790
Despesas e Receitas operacionais	(736)	(367)	(524)
EBITDA	3.381	4.313	5.266
Depreciação e Amortização	(649)	(738)	(2.062)
Participações Societárias	80	242	214
EBIT	2.812	3.817	3.418
Receitas financeiras	397	306	666
Despesas financeiras	(848)	(1.108)	(2.133)
EBT	2.361	3.015	1.951
Imposto de renda e contribuição social correntes	(406)	(382)	(570)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(242)	(265)	(168)
Resultado Líquido¹	1.713	2.368	1.213

¹ Refere-se ao Resultado Líquido incluindo participações minoritárias.

Indicadores	2020	2021	2022
Crescimento da ROL, em %	n.a.	26,0%	-8,4%
Crescimento dos Custos, em %	n.a.	30,6%	-19,0%
Crescimento das Despesas, em %	n.a.	-50,1%	42,9%
Margem Bruta (%)	27,5%	24,8%	33,5%
Margem EBITDA (%)	22,6%	22,9%	30,5%
Margem Líquida (%)	11,4%	12,5%	7,0%

Fonte: Demonstrações financeira da EDP Brasil.

Demonstração do Resultado do Exercício

A receita líquida em 2021 apresentou um acréscimo de 26,0% em relação a 2020, notadamente em função do crescimento das receitas de suprimento, gerado pelo aumento do consumo após a retomada das atividades econômicas. Além disso, a remuneração dos ativos financeiros setoriais contribuiu de forma relevante para o aumento assim como a diminuição proporcional dos tributos e encargos setoriais.

No ano de 2022 a receita líquida reduziu aproximadamente 8,4% em relação a 2021. No entanto, os custos caíram 19,0%, principalmente pela redução dos custos de serviço de energia elétrica e da produção da energia elétrica, o que representou um ganho de margem bruta de 8,7p.p no período, saindo de 24,8% em 2021 para 33,5% em 2022.

Entre os anos de 2020 e 2022 a margem EBITDA se manteve relativamente estável, variando de 22,6%, para 30,5%. Embora as despesas operacionais tenham aumentado em 42,8% em 2022, a relevante redução dos custos operacionais justifica o aumento da margem EBITDA neste período.

O resultado de 2022 foi impactado pelo *impairment* da UTE Pecém I de, aproximadamente R\$ 1,2 bilhões (contido na linha de "Depreciação e Amortização" da tabela ao lado), o que contribuiu para a queda do EBIT no período, apesar do aumento do EBITDA citado.

O resultado financeiro negativo da companhia aumentou de forma gradativa entre 2020 e 2022. O acréscimo de 117,6% das despesas financeiras em 2022 se deve principalmente pelos aumentos em encargos e atualizações monetárias e cambiais sobre empréstimos, debêntures e derivativos.

Portanto, a piora do resultado financeiro somado ao *impairment* da UTE Pecém I, levou a uma queda do Resultado Líquido da Companhia no ano de 2022, fazendo com que a margem líquida se reduzisse de 12,5% em 2021 para 7,0% em 2022.

Informações financeiras históricas

Ativo (R\$ milhões)	2020	2021	2022
Ativo Circulante	7.469	9.871	10.304
Caixa e equivalentes de caixa	2.736	2.699	4.197
Titulos e valores mobiliarios	154	12	2
Contas a receber	2.958	2.856	2.445
Imposto de renda e contribuição social a compensar	207	281	238
Outros tributos compensaveis	634	553	456
Tributos diferidos	8	57	139
Intrumentos Financeiros e derivativos			13
Dividendos	36	50	71
Estoques	183	460	276
Cauções e depósitos vinculados	5	10	20
Ativos financeiros setoriais	227	643	81
Ativos da concessao	34	55	700
Compromissos futuros	77	441	1.348
Outros creditos	212	425	317
Ativos nao circulantes mantidos para venda	0	1.328	
Ativo Não Circulante	22.822	23.507	26.697
Ativo financeiro indenizavel	3.487	4.362	5.707
Ativos da concessao	4.844	5.685	7.484
Contas a receber	83	104	228
Titulos e valores mobiliarios	2	3	7
Imposto de renda e contribuição social a compensar	96	140	99
Outros tributos compensaveis	1.480	931	433
Tributos diferidos	711	601	646
Emprestimos a receber	5	13	15
Intrumentos Financeiros e derivativos			67
Cauções e depositos vinculados	433	420	472
Ativos financeiros setoriais	319	786	73
Compromissos futuros	349	428	754
Outros creditos	39	33	31
Investimentos	2.032	1.312	2.410
Propriedades para investimentos	11	11	64
Imobilizado	6.272	6.068	4.657
Intangível	2.660	2.611	3.553
Total Ativo	30.291	33.379	37.001

Fonte: Demonstrações financeira da EDP Brasil

Balanco Patrimonial - Ativo

Analisando o comportamento histórico das contas patrimoniais da EDP Brasil, observa-se que crescimento no total de ativos da companhia, com uma variação de 10,2% entre 2020 e 2021, e 10,9% de 2021 a 2022, atingindo R\$ 37.001 milhões nesse ano.

Em dezembro de 2021 houve um aumento relevante das contas de estoques e compromissos futuros. O aumento de contas de estoques, de R\$ 183 milhões para R\$ 460 milhões, foi resultado da compra de carvão na controlada do Porto de Pecém devido a disponibilidade de 94% no último exercício pelo cenário hidrológico desfavorável. Já o aumento dos compromissos futuros na ordem de 427%, foi resultado da EDP trading na realização de contratos de comercialização de energia elétrica acordo com os requisitos das Regras de Comercialização, regulamentadas pela ANEEL, aplicáveis a todos os agentes registrados na CCEE.

Em 2022, o crescimento do ativo se deve principalmente ao aumento expressivo na conta de caixa e equivalentes de caixa de R\$ 2.699 milhões para R\$ 4.197 milhões. Caixa e equivalentes de caixa incluem o caixa, os depósitos bancários e os investimentos de curto prazo com liquidez imediata, que são prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa, com baixo risco de variação no valor de mercado,

Outra variação significativa é o Ativo financeiro indenizável que corresponde as controladas EDP São Paulo e EDP Espírito Santo, com um crescimento de 30,8%, O crescimento é devido a ajustes monetários e adições de itens de infraestrutura, conforme regulamentação da ANEEL.

Informações financeiras históricas

Passivo (R\$ milhões)	2020	2021	2022
Passivo Circulante	8.059	6.990	9.152
Fornecedores	2.251	1.944	1.486
Imposto de renda e contribuição social a recolher	100	136	212
Outros tributos a recolher	532	635	434
Tributos diferidos	12	68	163
Dividendos	514	681	732
Debentures	1.261	779	1.413
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	2.054	801	1.678
Instrumentos financeiros e derivativos			165
Benefícios pos-emprego	46	52	80
Encargos setoriais	111	132	110
Uso do bem público	36	43	46
Ressarcimento por indisponibilidade	5	3	1
Provisões	103	66	88
Passivos financeiros setoriais	627	627	1.040
Compromissos futuros	57	380	1.120
Outras contas a pagar	351	465	386
Passivos não circulantes mantidos para venda	0	178	0
Passivo Não Circulante	10.976	14.095	15.953
Outros tributos a recolher	326	292	272
Tributos diferidos	1.109	1.228	1.913
Debentures	3.955	6.945	7.822
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	1.765	2.072	3.127
Instrumentos Financeiros Derivativos	0	0	157
Benefícios pos-emprego	851	799	699
Uso do bem público	407	463	484
Provisões	552	587	669
Provisão para passivo a descoberto	0	2	4
Passivos financeiros setoriais	1.771	1.496	117
Compromissos futuros	141	86	525
Outras contas a pagar	97	125	162
Patrimônio Líquido	11.256	12.294	11.896
Capital social	5.503	5.503	5.503
Reservas de capital	141	133	127
Reservas de lucro	5.365	6.261	5.954
Outros resultados abrangentes	(742)	(654)	(546)
Ações em tesouraria	(146)	(91)	(312)
Participações não controladores	1.135	1.143	1.170
Total Passivo e Patrimônio Líquido	30.291	33.379	37.001

Fonte: Demonstrações financeira da EDP Brasil

Balanco Patrimonial - Passivo

Analisando o comportamento histórico do passivo de curto e longo prazo de EDP Brasil, nota-se que a variação de 10,8% de 2021 em relação a 2020 pode ser atribuída principalmente ao aumento de 75,6% do saldo debêntures de longo prazo e de 17,4% dos empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas de longo prazo.

O aumento das debêntures teve origem na emissão de novos títulos na ordem de R\$ 3.350 milhões. Já os empréstimos e financiamentos tem seu crescimento devido a captação de R\$ 1.772 milhões a longo prazo, além dos juros provisionados no período.

Em 2022, o passivo da EDP Brasil aumentou 10,9% em relação a 2021, basicamente em função da captação de novas debêntures e empréstimos e financiamentos de curto prazo, com um crescimento de 81,4% e 109,5%, respectivamente. Além disso, vale ressaltar a variação de 65,9% dos passivos setoriais, por conta das compras de energia devido a sazonalidade, o custo da energia de Itaipu que é valorado de acordo com o câmbio do dólar, custos de ESS/EER, dentre outros.

A dívida da Companhia totalizava R\$ 9.035 milhões em 2020, aumentando 17,3% em 2021 para R\$ 10.597 milhões, e aumentou 34,8%, em 2022 para R\$ 14.283 milhões.

Analisando a relação dívida/patrimônio líquido da Empresa entre 2020 e 2022, é possível observar um crescimento do grau de endividamento ao longo dos anos com um destaque em no último ano histórico: a razão era de 80,3% em 2020, aumentou para 86,2% em 2021 e aumentou para 118,0% em 2022.

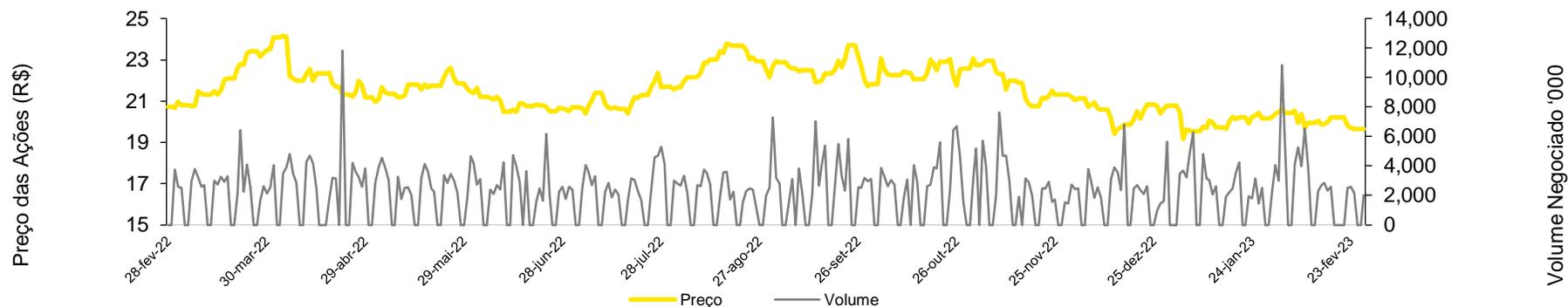
Em 2022, a Empresa apresentou uma relação DL/EBITDA de 1,9x, ligeiramente abaixo da alavancagem alvo de 2,5x a 3,0x estabelecida pela política de dividendos da Companhia.

Avaliação da EDP Brasil

- 28 Avaliação por preço médio das ações
- 29 Avaliação pelo valor do patrimônio líquido
- 30 Avaliação por Múltiplos de Mercado
- 32 Avaliação por FCDF
- 35 Avaliação por FCDF | Distribuição
- 42 Avaliação por FCDF | Geração
- 55 Avaliação por FCDF | Transmissão
- 61 Avaliação por FCDF | Conclusão

Avaliação por preço médio das ações

Ações ordinárias (ENBR3): Volume X Preço (2022)



O preço médio ponderado das ações da EDP Brasil (ticker: ENBR3) foi calculado com os preços negociados nos 12 (doze) meses anteriores à data deste relatório (de 28 de fevereiro de 2022 a 27 de fevereiro de 2023).

As ações ordinárias apresentaram um volume de negociações estável durante todo o período analisado, tendo um pico de transações no mês de Abril.

O volume médio diário de ações negociadas foi de 3,2 milhões de ações. O percentual médio de capital negociado mensalmente nos últimos 12 meses foi de 11,8%. O preço médio ponderado dos últimos 12 meses para as ações da EDP Brasil foi de R\$ 21,52 (vinte e um reais e cinquenta e dois centavos).

Indicação de valor

O valor estimado para 100% das ações em circulação da EDP Brasil obtido com base no preço médio ponderado das ações nos 12 meses anteriores à data deste relatório é de **R\$ 12.181 milhões**, equivalente a **R\$ 21,52** por ação.

EDP Brasil	Preço médio ponderado (R\$)	Volume médio diário de ações negociadas (un.)	% de ações negociadas mensalmente em relação ao total de ações
Ações ordinárias: ENBR3	21,52	3.179.962	11,8%

Fonte: Capital IQ. Acesso: <https://www.capitaliq.com/> (EDP - Energias do Brasil S.A.(BOVESPA:ENBR3)> Charting > Annotated Stock Chart > 28/02/2022 - 27/02/2023)

Avaliação pelo valor do patrimônio líquido

Patrimônio Líquido (R\$ milhões)			
	2020	2021	2022
Capital Social	5.503	5.503	5.503
Reserva de Capital	141	133	127
Reserva de Lucros	5.365	6.261	5.954
Outros Resultados Abrangentes	(742)	(654)	(546)
Ações em tesouraria	(146)	(91)	(312)
Patrimônio Líquido EDP Brasil	10.121	11.151	10.726
Participações dos não controladores	1.135	1.143	1.170
Total do Patrimônio Líquido	11.256	12.294	11.896

Patrimônio Líquido por ação	
Patrimônio EDP Brasil	10.726
Número de ações (Mil) ¹	565.983
Valor por ação (R\$)	18,95

1A Companhia possuía 565.982.567 ações em circulação em 27 de fevereiro de 2023. Este número não inclui as ações em tesouraria, que totalizavam 15.182.701 ações nessa mesma data.

Fonte: EY com base em informações fornecidas pela EDP Brasil.

O valor patrimonial da EDP Brasil foi calculado com base nas demonstrações financeiras apresentadas à EY, em 31 de Dezembro de 2022.

É importante enfatizar que o valor do patrimônio é fundamentado em valores históricos e contábeis e não leva em consideração as expectativas e as perspectivas futuras do negócio.

Indicação de valor

O valor estimado para 100% das ações em circulação da EDP Brasil em 31 de Dezembro de 2022 de acordo com a metodologia do valor do Patrimônio Líquido é de **R\$ 10.726 milhões**, equivalente a **R\$ 18,95** por ação.

Avaliação por Múltiplos de Mercado

Home	1 Sumário executivo	7 Anexos
	2 Informações do Avaliador	
	3 Análise do mercado	
	4 Visão geral da Empresa	
	5 Avaliação da EDP Brasil	
	6 Apêndices	

Abordagem de Múltiplo de Mercado

Para esta abordagem, os múltiplos de mercado foram calculados com base em dados operacionais de empresas de capital aberto comparáveis. Esses múltiplos fornecem uma indicação de quanto um investidor experiente no mercado estaria disposto a pagar por uma participação minoritária em uma determinada empresa. Tais valores foram aplicados aos dados operacionais da Companhia para chegar a uma indicação de valor.

Após identificar as empresas de capital aberto comparáveis, analisamos certas métricas operacionais e financeiras das empresas comparáveis selecionadas para obter um conjunto de empresas comparáveis com características operacionais e financeiras semelhantes.

Levando em consideração que a EDP Brasil opera nos principais subsetores de energia, Distribuição, Geração Hidrelétrica, Geração Térmica, Geração solar e Transmissão, foi entendido a necessidade de avaliação de múltiplos específicos para cada operação destacada.

Ao aplicar essa abordagem, os múltiplos de avaliação foram derivados com base nas demonstrações financeiras e nos dados de ações das empresas comparáveis. Para eliminar os efeitos de diferentes estruturas de capital entre as empresas, os múltiplos de avaliação foram derivados principalmente de forma não alavancada, sendo calculados com base no valor operacional da empresa (EV). O

múltiplo considerado na análise da EDP Brasil é o EV/EBITDA de 2022.

O cálculo levou em consideração a participação dos diferentes segmentos de distribuição, geração e transmissão no EBITDA consolidado da EDP Brasil e os múltiplos mínimo e máximo das empresas comparáveis que atuam em cada um dos segmentos avaliados.

Os múltiplos de distribuição, geração (hidrelétrica e solar) e transmissão encontrados para as empresas públicas selecionadas em nossa análise encontram-se nas faixas apresentadas na tabela à direita, segregados por subsetor.

Vale ressaltar que não foram identificadas empresas comparáveis de capital aberto com geração térmica a carvão, portanto, para este segmento, foram utilizados múltiplos de transações envolvendo plantas térmicas à carvão, que se encontram detalhados na tabela abaixo.

Sendo assim, o resultado da avaliação é a soma do cálculo de cada segmento, obtendo um intervalo levando em consideração o múltiplo mínimo e a o múltiplo máximo, conforme tabela na próxima página.

Geração Térmica	Data	Vendedor	Comprador	EV/EBITDA
UTE Pampa Sul	set/22	Engie Brasil	Starboard e Perfin	7,2 x
CTJL ¹	out/21	Engie Brasil	FRAM Capital	1,0 x

¹ Complexo Termelétrico Jorge Lacerda

Distribuição	EV/EBITDA
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - COELBA	5,8 x
Companhia Energética do Ceará - COELCE	5,7 x
Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN	6,4 x
Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.	3,1 x
Elektro Redes S.A.	4,8 x
Energisa S.A.	6,2 x
Equatorial Energia S.A.	7,8 x
Light S.A.	4,1 x
Média	5,5 x
Mediana	5,8 x
Máximo	7,8 x
Mínimo	3,1 x

Geração Hidrelétrica	EV/EBITDA
Auren Energia S.A.	9,4 x
Companhia Energética de Minas Gerais	5,3 x
CPFL Energia S.A.	5,5 x
Companhia Paranaense de Energia - COPEL	9,4 x
Engie Brasil Energia S.A.	6,3 x
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás	8,2 x
Rio Parapanema Energia S.A.	5,3 x
Neenergia S.A.	4,8 x
Média	6,8 x
Mediana	5,9 x
Máximo	9,4 x
Mínimo	4,8 x

Geração Solar	EV/EBITDA
CPFL Energia S.A.	5,5 x
EDP - Energias do Brasil S.A.	4,7 x
Companhia Paranaense de Energia - COPEL	9,4 x
Alupar Investimento S.A.	6,4 x
Média	6,5 x
Mediana	5,9 x
Máximo	9,4 x
Mínimo	4,7 x

Transmissão	EV/EBITDA
Afluentes Transmissão de Energia Elétrica S.A.	4,5 x
Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A.	6,4 x
CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista S.A.	5,9 x
Média	5,6 x
Mediana	5,9 x
Máximo	6,4 x
Mínimo	4,5 x

Fonte: Capital IQ. Acesso: <https://www.capitaliq.com/> (Financials/Valuation > Multiples)

Avaliação por Múltiplos de Mercado

Valores em R\$ milhões e referentes a 2022

Subsetor	Segmentação	EBITDA ¹	Múltiplo Mínimo	Valor Operacional	Valor do negócio com base no múltiplo mínimo na Data-base	
Distribuição	45,6%	2.251	3,11 x	7.002	Valor Operacional	17.319
Geração Hidrelétrica	22,1%	1.093	4,78 x	5.220	Caixa	4.206
Geração Térmica	12,1%	595	1,00 x	595	Dívida	(14.283)
Geração Solar	1,1%	57	4,73 x	268	Earn-out Energest	245
Transmissão	19,1%	944	4,48 x	4.233	Participação de Não Controladores	(1.170)
Total		4.939		17.319	Valor do negócio	6.317
Subsetor	Segmentação	EBITDA ¹	Múltiplo Máximo	Valor Operacional	Valor do negócio com base no múltiplo máximo na Data-base	
Distribuição	45,6%	2.251	7,75 x	17.452	Valor Operacional	38.654
Geração Hidrelétrica	22,1%	1.093	9,43 x	10.302	Caixa	4.206
Geração Térmica	12,1%	595	7,20 x	4.286	Dívida	(14.283)
Geração Solar	1,1%	57	9,42 x	534	Earn-out Energest	245
Transmissão	19,1%	944	6,44 x	6.080	Participação de Não Controladores	(1.170)
Total		4.939		38.654	Valor do negócio	27.652

É importante mencionar que os múltiplos de mercado são aplicáveis apenas quando é possível definir uma amostra homogênea de empresas comparáveis, considerando fatores como tamanho, maturidade do mercado, regulamentação e outros. Nesse contexto entendemos que o FCDF é a metodologia de avaliação mais relevante para este caso tendo em vista as especificidades da EDP Brasil dado seu portfólio de ativos diverso, com atuação nos diferentes subsectores de energia, de Distribuição, Geração Hidrelétrica, Geração Térmica, Geração solar e Transmissão.

¹ Foi excluído do EBITDA ganho na Alienação de Investimento no valor de R\$ 326.252 mil relativo à venda da Energest S.A. tendo em vista que se trata de um item não recorrente. Adicionalmente, as despesas administrativas da holding e outras entidades não operacionais foram adicionadas proporcionalmente à cada segmento.

² O detalhamento da dívida líquida é apresentado no anexo 1.

Indicação de valor

Os múltiplos selecionados foram aplicados igualmente aos dados financeiros da Companhia, que resultaram em um intervalo de Valor Patrimonial de R\$ 6.317 milhões a R\$ 27.652 milhões, equivalente a R\$ 11,16 por ação a R\$ 48,86 por ação.

5.1

Avaliação por FCDF

Avaliação por Fluxo de Caixa Descontado

Informações financeiras projetadas

Para a avaliação por FCDF da EDP Brasil, realizamos a avaliação de cada subsidiária da companhia separadamente. O detalhamento das informações financeiras projetadas será apresentado a seguir, segmentado por tipo de ativo. As subsidiárias avaliadas são:

- ▶ **Segmento de Distribuição**
 - ▶ EDP São Paulo Distribuição de Energia S.A. (“EDP SP”); e
 - ▶ EDP Espírito Santo Distribuição de Energia S.A. (“EDP ES”);
- ▶ **Segmento de Geração**
 - ▶ Enerpeixe S.A. (“Enerpeixe”);
 - ▶ Investco S.A. (“Investco”);
 - ▶ Lajeado Energia S.A. (“Lajeado”);
 - ▶ Empresa de Energia São Manoel S.A. (“São Manoel”);
 - ▶ Companhia Energética do Jari - CEJA S.A. (“Jari”); e
 - ▶ Empresa de Energia Cachoeira Caldeirão S.A. (“Cachoeira”);
 - ▶ Porto do Pecém Geração de Energia S.A. (“UTE Pecém”); e
 - ▶ EDP Smart Serviços S.A. (EDP Smart Serviços);
- ▶ **Segmento de Transmissão**
 - ▶ EDP Transmissão Aliança SC S.A.;
 - ▶ EDP Transmissão Litoral Sul S.A.;
 - ▶ EDP Transmissão SP-MG S.A.;
 - ▶ Mata Grande Transmissora de Energia Ltda.;
 - ▶ EDP Transmissão Norte S.A.; e
 - ▶ EDP Transmissão Goiás S.A.

Premissas Gerais da avaliação por FCDF

- ▶ **Data-base:** 31 de dezembro de 2022;
- ▶ **Período de projeção:** em conformidade com os respectivos prazos dos contratos de concessão das empresas avaliadas;
- ▶ **Moeda:** Reais (“BRL”) em termos em termos nominais;
- ▶ **Taxa de desconto:** Calculada em Reais (BRL) em termos nominais, de acordo com a metodologia *Weighted Average Cost of Capital* (“WACC”) e as características de cada empresa. Adicionalmente, consideramos um intervalo de 0,2% a mais e a menos na taxa de desconto para estimar o intervalo de valor do FCDF.
- ▶ **Ajustes:** Ativos e passivos não operacionais não foram considerados nas projeções de fluxo de caixa, sendo adicionados ao valor presente dos FCDF;

Avaliação por Fluxo de Caixa Descontado

Empresas não avaliadas por FCDF

As empresas abaixo não foram avaliadas pela metodologia do FCDF, considerando um dos seguintes fatores:

- i. A empresa não é operacional;
- ii. A operação da empresa é imaterial dentro do contexto da avaliação;
- iii. O preço de mercado da empresa é uma *proxi* razoável de valor justo.

Para as empresas abaixo, consideramos a adição/subtração dos ativos/passivos não operacionais destas empresas (os quais estão detalhados no anexo 1 deste Relatório) ao valor presente dos fluxos de caixa das empresas avaliadas por FCDF.

- ▶ Resende Engenharia e Assessoria Ltda. (Resende);
- ▶ EDP Comercialização e Serviços de Energia S.A. (EDP Comercializadora);
- ▶ EDP Smart Energia Ltda. (EDP Smart Energia);
- ▶ EDP Ventures Brasil S.A. (EDP Ventures);
- ▶ Mabe Construções e Administração de Projetos Ltda. (Mabe);
- ▶ Pecém Operação e Manutenção de Unidades de Geração Elétrica S.A. (Pecém OM); e
- ▶ Porto do Pecém Transportadora de Minérios S.A. (Pecém TM);

Como não tivemos acesso à administração da Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. (CELESC) de modo a obter subsídios para realizar uma avaliação por FCDF e, pelo fato do preço da ação ter apresentado um comportamento relativamente estável nos últimos 6 meses (mais detalhes no Anexo 1), utilizamos o preço da ação negociado em bolsa na Data-base para a avaliação desta empresa. Considerando a participação da EDP Brasil na CELESC e o preço da ação em 31 de Dezembro de 2022, o valor total obtido na avaliação foi de R\$ 622,1 milhões, conforme detalhado na tabela abaixo.

	Número de Ações (Mil)	Preço por Ação (R\$)	Valor Total (R\$ mil)	Participação EDP Brasil (%)	Participação EDP Brasil (R\$ ml)
Ação Ordinária	15.527	51,39	797.940	33,1%	264.198
Ação Preferencial	23.044	56,00	1.290.489	27,7%	357.853
Total	38.572		2.088.429	29,9%	622.051

Em relação a EDP Transmissora Lote 2, a empresa foi criada em 2 de janeiro de 2023 e ainda não possui ativos ou passivos, portanto, não foi atribuído valor para tal.

Por fim, no caso da holding EDP Brasil, foram adicionados/subtraídos os ativos e passivos não operacionais¹ ao valor presente das despesas administrativas projetadas, somando-se a este resultado o valor justo do *earn-out* relativo à venda da Energest S.A.

O referido *earn-out* possui um valor máximo de R\$ 425 milhões e considera os seguintes parâmetros: (i) prazo de renovação da concessão; (ii) pagamento de bônus de outorga; e (iii) garantia física da concessão, sendo seu recebimento previsto para junho de 2027. Considerando estes fatores, a Administração estimou o recebimento de R\$ 305,9 milhões. Tal valor foi corrigido pela inflação até a data de pagamento, e descontado a valor presente resultando em R\$245,1 milhões na Data-base.

Vale mencionar que a projeção não considerou os projetos de geração solar em fase de desenvolvimento ou em fase inicial de construção que a EDP Brasil vêm desenvolvendo via parceria com outras empresas, dado que estes não se encontravam em entidades detidas pela Companhia e que ainda não haviam contratos firmados na Data-base da avaliação. Pela falta de visibilidade quanto à potencial geração de valor destes empreendimentos e pelas incertezas inerentes aos mesmos, optamos por não avaliá-los.

¹ Os ativos e passivos não operacionais assim como a dívida líquida da holding EDP Brasil encontram-se detalhados no Anexo1 deste Relatório.

5.1.1

Distribuição

Informações Financeiras Projetadas

Distribuição

A receita projetada da EDP SP e EDP ES é segregada em (i) Fornecimento do uso de energia; (ii) Mercado de curto prazo, (iii) Outras receitas.

(i) Fornecimento do uso de energia: A receita de fornecimento do uso de energia é composta pelas Parcelas A e B.

A Parcela A é a parcela de remuneração destinada a cobrir os custos não-gerenciáveis da Concessionária. Envolve os custos relacionados à compra e ao transporte de energia, além de custos com encargos setoriais. Esse componente é calculado de acordo com a demanda de energia, perdas técnicas e custos de eletricidade.

Para o período projetado levou em consideração o crescimento do mercado de referência projetado pela Administração e o custo médio de compra de energia teve como base os atuais contratos de compra de energia firmados pelas distribuidoras.

A Parcela A visa repassar os custos não-gerenciáveis aos consumidores, não devendo haver, portanto, ganho adicional para a concessionária nesta parcela da tarifa, com exceção dos ganhos/perdas que podem ocorrer caso as perdas de energia efetivas sejam inferiores/superiores às perdas regulatórias.

No caso da EDP SP, as perdas regulatórias totalizavam 7,95% na data-base da avaliação versus 6,98% de perdas reais. Já no caso da EDP ES tais perdas regulatórias totalizavam 13,26% versus 11,69% de perdas reais. Vale dizer que, no período de renovação da concessão, assumiu-se que as perdas regulatórias se igualariam às perdas reais sob a premissa de que o regulador tende a se ajustar à eficiência operacional das empresas reguladas.

A Parcela B é a parcela de remuneração destinada a cobrir os custos gerenciáveis pelas concessionárias. A metodologia adotada para o seu cálculo tem como ponto de partida o processo de revisão tarifária periódica (RTP) que é realizado a cada 4 anos no caso da EDP SP e a cada 3 anos no caso da EDP ES, e consiste na avaliação do preço de reposição da infraestrutura de distribuição, conforme critérios estabelecidos pela ANEEL. Vale dizer que a projeção de ambas as empresas considerou uma periodicidade de revisão tarifária de 5 anos após a renovação da concessão.

Portanto, nos anos em que há RTP, são considerados os parâmetros de cálculo

da Parcela B do ano anterior, que estão detalhados abaixo. Nos demais anos, a Parcela B é inflacionada pelo IGPM deduzido do Fator X regulatório.

CAOM: Trata-se do Custo de Administração, Operação e Manutenção, composto pelos Custos Operacionais (CO) e pelas Receitas Irrecuperáveis (RI).

A projeção dos COs considerou a uma cobertura tarifária de 168%, no caso da EDP SP, e de 137%, no caso da EDP ES, em relação aos custos reais efetivos das concessionárias até a próxima RTP. Deste ponto em diante, a avaliação considerou uma cobertura de 105% para ambas as empresas, sob a premissa de que o órgão regulador tende a se adequar à eficiência operacional das empresas reguladas.

CAA: Trata-se do Custo Anual dos Ativos, composto pela Remuneração do Capital (RC), pela Quota de Reintegração Regulatória (QRR) e pelo Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (CAIMI).

A projeção do CAA teve como ponto de partida a Base de Remuneração Bruta (BRR) da última RTP e os investimentos incrementais ocorridos até a data-base da avaliação. No período projetivo, a BRR foi sendo incrementada de acordo com o CAPEX projetado (deduzido de 3% de glosas) e reduzida com base na taxa de depreciação regulatória de 3,85%, no caso da EDP SP, e de 3,99%, no caso da EDP ES.

Sobre tal base, foi aplicado um WACC regulatório de 10,83% para ambas as empresas para o cálculo da RC sem Obrigações Especiais (OEs). Também foi considerada a Remuneração das OEs a uma taxa média de 0,86% da OE bruta, no caso da EDP SP, e de 0,89%, no caso da EDP ES. Por fim, a projeção do CAIMI considerou uma Base de Anuidade Regulatória (BAR) média de 5,0% da BRR ao longo da projeção para ambas as empresas e uma taxa de remuneração de 16,9%, no caso da EDP SP e de 17,6% no caso da EDP ES.

Fator X: A projeção considerou um fator X de -0,06% no caso da EDP SP e de 1,38% no caso da EDP ES, em linha com as últimas RTPs das empresas. No período de renovação da concessão assumiu-se um fator de zero para a EDP SP e de 0,52% para a EDP ES (zerou-se o componente Trajetória tendo em vista que a cobertura tarifária já terá convergido para 105% dos custos reais efetivos no período de renovação da concessão).

Informações Financeiras Projetadas

Distribuição

Home	1 Sumário executivo	7 Anexos
	2 Informações do Avaliador	
	3 Análise do mercado	
	4 Visão geral da Empresa	
	5 Avaliação da EDP Brasil	
	6 Apêndices	

Do valor total da Parcela B, foram subtraídas as Receitas de Ultrapassagem de Demanda e as Outras Receitas. As Receitas de ultrapassagem representaram, em média, 0,51% da Parcela A ao longo da projeção no caso da EDP SP e 0,62% no caso da EDP ES. No caso das “Outras Receitas”, 60% do valor total foi subtraído da Parcela B para compartilhamento com os consumidores finais.

(ii) **Mercado de curto prazo:** É calculada multiplicando o volume de sobrecontratação pela curva de PLD fornecida pela Administração. Na data-base da avaliação a sobrecontratação da EDP SP era de 115% e da EDP ES era de 112% e ambas as projeções consideraram uma normalização da sobrecontratação em 103% a partir de 2025 e 2026, respectivamente.

(iii) **Outras Receitas:** Estimadas com base no valor da última RTP ajustadas pela inflação ao longo da projeção.

Deduções: A projeção de impostos indiretos considerou o regime tributário e de ambas as empresas. As alíquotas adotadas foram: (i) PIS/COFINS - 9,24%; e (ii) ICMS - 20,19% para a EDP SP e 19,64% para a EDP ES. Dessa forma, a ROL apresentou uma CAGR médio de 4,2% no caso da EDP SP e de 4,7% no caso da EDP ES no período projetado.

Custos Operacionais: Consistem nos custos com compra e transporte de energia elétrica, além dos encargos regulatórios. Os custos com compra de energia são calculados a partir da multiplicação do volume total fornecido ajustado pelas perdas reais pela tarifa média de compra energia.

Já os custos com transmissão referem-se aos encargos pagos pelo uso da rede de transmissão de energia elétrica (TUST), na forma TUST RB, relativa ao uso da instalações da Rede Básica, e TUST FR, referente ao uso de instalações defronteira com a Rede Básica.

Por fim, os custos com encargos regulatórios abrangem os encargos de TFSEE, CDE, ESS e EER, PROINFA, P&D e Eficiência Energética e ONS.

Tais custos representaram, em média, 69,1% da ROL ao longo da projeção no caso da EDP SP e 67,4% no caso da EDP ES.

Despesas Operacionais: Consistem em despesas com pessoal, materiais, serviços de terceiros, provisões, entre outras, as quais foram projetadas de

acordo com o plano de negócios da administração até 2027 e ajustadas pelo IPCA mais um crescimento real de 1% a partir deste ano.

Tais despesas representaram, em média, 8,1% da ROL na projeção no caso da EDP SP e 9,6% no caso da EDP ES, em linha com o histórico das companhias.

Depreciação: A projeção de depreciação/amortização levou em consideração o prazo remanescente da concessão, de forma que a totalidade destes ativos fossem integralmente amortizados até o término da concessão.

Para os ativos reconhecidos no imobilizado, a projeção considerou uma depreciação de 11,1% no caso da EDP SP e 9,1% no caso da EDP ES.

Capex: Os projetos de investimentos relevantes considerados na avaliação totalizaram R\$ 60,1 bilhões no caso da EDP SP e R\$ 47,1 bilhões no caso da EDP ES. Tais Investimentos foram divididos em Regulatórios e Não-Regulatórios. Os Investimentos Regulatórios foram projetados com base em um fator da QRR. Para ambas as empresas, a projeção considerou um fator de 2,0x até 2030, diminuindo linearmente até se estabilizar em 1,2x em 2034.

Já os Investimentos Não-Regulatórios foram projetados com base nos investimentos de 2022, sendo ajustados pelo IPCA ao longo da projeção.

A avaliação considerou uma baixa de ativos de 10% e uma glosa de 3% sob os Investimentos Regulatórios projetados para ambas as empresas.

Impostos diretos: A projeção dos impostos diretos foi baseada no regime de tributação do Lucro Real. A avaliação considerou o benefício fiscal da SUDENE no caso da EDP ES, que permite uma redução de 75% da alíquota do IRPJ.

Capital de giro: O capital de giro necessário para as operações foi projetado observando o comportamento histórico das contas operacionais de cada uma das empresas avaliadas e representou, em média, 4,8% da ROL no caso da EDP SP e 4,0% da ROL no caso da EDP ES.

Para detalhes das empresas de distribuição de energia consultar o Anexo 2. Os detalhes das premissas operacionais estão apresentados a seguir.

Principais premissas operacionais

Distribuição

Home	1 Sumário executivo	7 Anexos
	2 Informações do Avaliador	
	3 Análise do mercado	
	4 Visão geral da Empresa	
	5 Avaliação da EDP Brasil	
	6 Apêndices	

A tabela a seguir apresenta as principais premissas operacionais utilizadas para cada uma das respectivas empresas na avaliação por FCDF. Para detalhes das informações financeiras projetadas destas empresas, consultar o Anexo 2.

Principais Premissas Operacionais	EDP SP	EDP ES
Fim da 1ª concessão	10/2028	07/2025
Periodicidade da revisão antes da renovação	4 anos	3 anos
Última RTP	10/2019	08/2022
Próxima RTP	10/2023	08/2025
Período renovado	30 anos	30 anos
Prazo da segunda concessão	10/2058	07/2055
Volume Fornecido/Suprido na Data-base	15.949 GWh	10.301 GWh
CAGR - crescimento do volume na projeção	2,5%	2,2%
Perdas regulatórias na Data-base	7,95%	13,26%
Perdas reais na Data-base	6,98%	11,69%
Sobrecontratação - 2023E	115%	112%
Custo médio de energia na Data-base	R\$ 236,9/MWh	R\$ 229,5/MWh
Cobertura dos custos operacionais - 2023E	168,4%	136,5%
BRR Líquida na Data-base	R\$ 3.900 milhões	R\$ 3.787 milhões
CAPEX, xQRR (2023-2030)	2,0x	2,0x
WACC Regulatório	10,8%	10,8%
Fator X na Data-base	(0,06%)	1,37%
Margem EBITDA - Média da projeção	26,7%	22,9%
Capital de giro, em % da ROL	5,8%	1,3%
Benefício SUDENE ²	Não	Sim

¹ No caso da EDP ES, o benefício fiscal da SUDENE é aplicável a somente 13% da base tributável da companhia, conforme informado pela Administração.

Taxa de Desconto

Distribuição

A tabela a seguir apresenta o detalhamento da taxa de desconto utilizada para descontar os fluxos de caixa projetados de cada uma das empresas avaliadas. Para detalhes das empresas comparáveis utilizadas no cálculo da taxa de desconto das empresas distribuidoras de energia, consultar o Apêndice E.

Parâmetros	EDP SP	EDP ES
Beta desalavancado	0,45	0,45
Capital de terceiros/Capital próprio	96,8%	96,8%
Taxa de IR&CSLL ¹	34,0%	33,6%
Beta realavancado	0,74	0,74
Prêmio de risco de mercado	5,5%	5,5%
Taxa livre de risco	3,8%	3,8%
Risco Brasil	2,9%	2,9%
Diferencial de inflação	1,2%	1,2%
Prêmio de risco específico ²	1,7%	1,8%
CAPM nominal	13,7%	13,9%
Custo da dívida (após os impostos)	5,8%	5,8%
Capital de terceiros (D)	49,2%	49,2%
Capital próprio (E)	50,8%	50,8%
Taxa de desconto (WACC)	9,8%	9,9%

¹Alíquota média considerada ao longo da projeção.

²Prêmio adicional atribuído ao risco relacionado à renovação das concessões. Foi considerado um prêmio de 2% no período de renovação para ambas as empresas e o número apresentado representa uma média deste prêmio na projeção.

Ativos e passivos não operacionais

Distribuição

Ativos/passivos não operacionais, dívida e caixa & equivalentes não fizeram parte das projeções de fluxo de caixa, portanto foram incluídos na análise como ajustes de valor e adicionados/subtraídos do valor presente dos fluxos de caixa.

Os ativos e passivos detalhados abaixo foram classificados como não operacionais (“NOP”) ou porque não são recorrentes ou porque não estão ligados diretamente com as atividades operacionais das empresas avaliadas.

Para detalhes dos ajustes de valor incluídos no cálculo do valor justo das empresas distribuidoras de energia, consultar o Anexo 2.

Componentes dos ajustes (R\$ milhões, em 31/12/2022)	EDP SP	EDP ES
(+) ANOPs*	626	372
(-) PNOPs*	(716)	(954)
Ativos (Passivos) NOPs, líquidos	(90)	(582)
(+) Caixa & equivalentes	629	450
(-) Dívida total	(3.094)	(2.655)
Caixa líquido / (Dívida Líquida)	(2.465)	(2.204)

*ANOPs e PNOPs são abreviações referentes respectivamente aos ativos não operacionais e passivos não operacionais. O detalhamento dos ativos e passivos não operacionais bem como da dívida líquida das empresas do segmento de distribuição avaliadas por FCDF é apresentado no anexo 1 deste Relatório.

Estimativa de Valor

Distribuição

A tabela abaixo apresenta a composição do valor justo estimado para as empresas de distribuição de energia.

Composição do valor (R\$ milhões, em 31/12/2022)	EDP SP	EDP ES
Valor Operacional	5.230	4.670
Caixa líquido (dívida líquida)	(2.465)	(2.204)
NOPs, líquidos	(90)	(582)
Valor da empresa	2.675	1.884
% Participação EDP Brasil	100%	100%
Valor justo da participação da EDP Brasil na empresa	2.675	1.884

5.1.2

Geração

Informações financeiras projetadas

Geração Hidrelétrica

Home	1 Sumário executivo	7 Anexos
	2 Informações do Avaliador	
	3 Análise do mercado	
	4 Visão geral da Empresa	
	5 Avaliação da EDP Brasil	
	6 Apêndices	

- ▶ **Receita líquida:** As receitas foram projetadas de acordo com o volume e preço dos contratos de ACR e ACL firmados pelas empresas avaliadas. A receita é derivada do fornecimento de energia, para a qual é cobrada uma tarifa que pode ser estabelecida por contrato regulamentado pela CCEE e resultante de leilões públicos ou acordos bilaterais e entre as partes, bem como a venda no mercado de curto prazo. A receita é projetada levando-se em conta a energia assegurada nos contratos de concessões e a energia gerada pela usina.

A avaliação considerou uma curva de GSF esperada de 86% a 95% entre os anos de 2023 e 2027, estabilizando-se em 95% a partir de 2027 conforme estimativa média de mercado. Adicionalmente, foi considerada a venda da totalidade da energia descontratada no mercado SPOT à curva de PLD esperada de mercado. Destaca-se que algumas empresas avaliadas possuem seguro de repactuação de risco hidrológico, os quais foram considerados na projeção durante seu prazo de vigência.

- ▶ **Custos:** Os principais custos e despesas operacionais são compostos por encargos de uso e conexão, custo com compra de energia, seguros, UBP, O&M, pessoal, materiais e serviço de terceiros e outros.

Os encargos de uso e conexão se referem aos encargos setoriais de TFSEE, CFURH e TUST. A TFSEE foi calculada considerando o BETU de R\$ 825,4/kW para a São Manoel e Enerpeixe e 972,2/kW para a Cachoeira e Jari, e uma alíquota de 0,4%, aplicável sobre a capacidade instalada. Já o cálculo da CFURH considerou uma TAR de R\$ 89,79/MWh e alíquota de 7% aplicável sobre a energia assegurada líquida de perdas. Por fim, a TUST foi calculada com base nas tarifas aplicáveis a cada uma das empresas avaliadas.

Os demais custos e despesas foram projetados em linha com o histórico da companhia e corrigidos anualmente pelo IPCA.

- ▶ **Depreciação:** As despesas com depreciação relativas aos ativos existentes na Data-base e novos investimentos foram projetadas de forma linear a uma taxa que variou entre 2,5% e 8,33% ao ano, a depender da Empresa Investida. É importante ressaltar que ao final da projeção são considerados os saldos residuais referente aos ativos que não foram integralmente depreciados ao longo da concessão, impactando o fluxo de caixa no último período projetivo de cada Empresa Investida.

- ▶ **Capex:** Os projetos de investimentos relevantes considerados na avaliação das empresas do segmento de geração hidrelétrica totalizaram R\$ 1.470 milhões. Tais investimentos foram projetados com o objetivo de manter o nível operacional e de manutenção dos ativos existentes e foram estimados conforme expectativas da Administração.

- ▶ **Impostos diretos:** A projeção dos impostos diretos foi baseada no regime de tributação do Lucro Real. A avaliação considera o aproveitamento do saldo de prejuízo fiscal existente na Data-base. Adicionalmente, foram considerados os benefícios fiscais da SUDAM/SUDENE, quando aplicáveis, que permitem uma redução de 75% da alíquota do IRPJ.

- ▶ **Capital de giro:** O capital de giro necessário para as operações foi projetado observando o comportamento histórico das contas operacionais de cada uma das empresas avaliadas.

Para detalhes da avaliação por FCDF das empresas avaliadas do segmento de geração hidroelétrica, consultar o Anexo 3. Os detalhes das premissas operacionais estão apresentados a seguir.

Principais premissas operacionais

Geração Hidrelétrica

A tabela a seguir apresenta as principais premissas operacionais utilizadas para cada uma das respectivas empresas avaliadas na avaliação por FCDF. Para detalhes das informações financeiras projetadas destas empresas, consultar o Anexo 3.

Empresas Avaliadas / Principais Premissas Operacionais	Enerpeixe S.A.	Investco S.A. ¹	Lajeado Energia S.A.	Empresa de Energia São Manoel S.A.	Companhia Energética do Jari - CEJA S.A.	Empresa de Energia Cachoeira Caldeirão S.A.
Período de concessão (anos)	31	36	36	35	35	35
Prazo da concessão	05/2042	01/2034	01/2034	09/2049	03/2045	12/2048
Período remanescente da concessão (anos)	19 anos e 5 meses	11 anos e 1 mês	11 anos e 1 mês	26 anos e 9 meses	22 anos e 3 meses	26 anos
Data fim do ACR	2025	2034	2034	2049	2044	2046
Capacidade instalada (MW)	499	903	903	736	393	219
Garantia física (MWm)	267 até 2027 243 a partir de 2028	480 até 2027 473 a partir de 2028	480 até 2027 473 a partir de 2028	430 até 2027 387 a partir de 2028	211 até 2028 177 a partir de 2029	123 até 2027 117 a partir de 2028
Volume vendido ACR (GWh)*	1.901	34,3	1.977	3.324	1.847	1.136
Volume vendido ACL (GWh)*	318	1,5	768	257	-	-
Preço de venda médio ponderado (R\$/MWh)*	136,7	247,9	282,9	148,7	204,60	172,7
Seguro GSF	SP95	SP92	SP92	SP92	SP92/SP89	SP89
Benefício SUDAM	2026	-	-	2028	2027	2027

¹ A Investco S.A. é titular exclusiva dos ativos que compõem a UHE Lajeado e detém 1% do Consórcio Usina Lajeado que é compartilhado pelas empresas Lajeado Energia S.A., CEB Lajeado S.A. e Paulista Lajeado Energia S.A. Por esta razão a Investco S.A. tem suas receitas oriundas da venda de energia produzida pela Usina e do leasing oriundo da gestão dos ativos fixos (aproximadamente 94% em média ao longo do período de concessão do Consórcio Lajeado é proveniente do leasing).

*Em 2023.

Taxa de Desconto

Geração Hidrelétrica

A tabela a seguir apresenta o detalhamento da taxa de desconto utilizada para descontar os fluxos de caixa projetados de cada uma das empresas avaliadas. Para detalhes das empresas comparáveis utilizadas no cálculo da taxa de desconto para as empresas avaliadas do segmento de Geração Hidrelétrica avaliadas por FCDF, consultar o Apêndice E.

Parâmetros	Enerpeixe S.A.	Investco S.A.	Lajeado Energia S.A.	Empresa de Energia São Manoel S.A.	Companhia Energética do Jari - CEJA	Empresa de Energia Cachoeira Caldeirão S.A.
Beta desalavancado	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53
Capital de terceiros/Capital próprio	62,7%	62,7%	62,7%	62,7%	62,7%	62,7%
Taxa de IR&CSLL ¹	30,2%	33,9%	34,0%	29,8%	29,9%	31,1%
Beta realavancado	0,76	0,75	0,75	0,76	0,76	0,76
Prêmio de risco de mercado	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%
Taxa livre de risco	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%
Risco Brasil	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%
Diferencial de inflação	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%
CAPM nominal	12,2%	12,1%	12,1%	12,2%	12,2%	12,1%
Custo da dívida (após os impostos)	6,7%	5,8%	6,4%	7,2%	6,4%	6,7%
Capital de terceiros (D)	38,5%	38,5%	38,5%	38,5%	38,5%	38,5%
Capital próprio (E)	61,5%	61,5%	61,5%	61,5%	61,5%	61,5%
Taxa de desconto (WACC)	10,1%	9,6%	9,9%	10,2%	9,9%	10,0%

¹Alíquota média considerada ao longo da projeção.

Ativos e passivos não operacionais

Geração Hidrelétrica

Ativos/passivos não operacionais, dívida e caixa & equivalentes de caixa não fizeram parte das projeções de fluxo de caixa, portanto foram incluídos na análise como ajustes de valor e adicionados/subtraídos do valor presente dos fluxos de caixa.

Os ativos e passivos detalhados abaixo foram classificados como não operacionais (“NOP”) ou porque não são recorrentes ou porque não estão ligados diretamente com as atividades operacionais das empresas avaliadas.

Para detalhes dos ajustes de valor incluídos no cálculo do valor justo das empresas avaliadas do segmento de Geração, avaliadas por FCDF, consultar o Anexo 3.

Componentes dos ajustes (R\$ milhões, em 31/12/2022)	Enerpeixe S.A.	Investco S.A.	Lajeado Energia S.A.	Empresa de Energia São Manoel S.A.	Companhia Energética do Jari - CEJA	Empresa de Energia Cachoeira Caldeirão S.A.
(+) ANOPs*	155	2	38	355	37	70
(-) PNOPs*	(66)	(87)	(233)	(37)	(178)	(28)
Ativos (Passivos) NOPs, líquidos	89	(85)	(195)	318	(141)	42
(+) Caixa & equivalentes	16	256	94	119	250	105
(-) Dívida total	(545)	(112)	(354)	(1.912)	(445)	(781)
Caixa líquido / (Dívida Líquida)	(529)	144	(261)	(1.793)	(195)	(676)

*ANOPs e PNOPs são abreviações referentes respectivamente aos ativos não operacionais e passivos não operacionais. O detalhamento dos ativos e passivos não operacionais bem como da dívida líquida das empresas do segmento de geração avaliadas por FCDF é apresentado no anexo 1 deste Relatório.

Estimativa de Valor

Geração Hidrelétrica

A tabela abaixo apresenta a composição do valor justo estimado para cada uma das empresas avaliadas por FCDF, do segmento de geração hidrelétrica.

Composição do valor (R\$ milhões, em 31/12/2022)	Enerpeixe S.A.	Investco S.A.	Lajeado Energia S.A.	Empresa de Energia São Manoel S.A.	Companhia Energética do Jari - CEJA	Empresa de Energia Cachoeira Caldeirão S.A.
Valor Operacional	1.145	675	2.900	2.503	2.243	1.049
Caixa Líquido (dívida líquida)	(529)	144	(261)	(1.793)	(195)	(676)
NOPs, líquidos	89	(85)	(195)	318	(141)	42
Valor da empresa	705	735	2.445	1.028	1.908	416
% Participação EDP Brasil	60,00%	40,78%	55,86%	33,33%	50,00%	50,00%
Valor justo da participação da EDP Brasil na empresa	423	300	1.366	343	954	208

Informações financeiras projetadas

Geração Térmica

Informações Financeiras Projetadas

- **Receita Líquida:** As receitas da UTE Pecém são divididas em Receita Fixa (RF) e Receita Variável (RV).

A RF visa remunerar a disponibilidade dos ativos da termelétrica para a geração de energia complementar necessária para suprir a demanda das geradoras principais e foi calculada tendo como base a disponibilidade e preço do CCEAR existente, de 615MW e R\$193/MWh (preço na Data-base), respectivamente, sendo que tal preço foi ajustado anualmente pelo IPCA em novembro.

A RV visa remunerar a usina pelos custos incorridos quando ela é despachada pelo ONS e é dividida em Receita de Combustível (Ccomb) e Receita de Operação e Manutenção (CO&M). Ambas variam conforme o volume total gerado pela usina quando ocorre o despacho.

Tal volume é projetado com base na capacidade instalada de 720 MW e na curva de despacho projetada, que variou entre 12% e 43%, observando uma média de 25,6% ao longo da projeção. Com base nessa curva, a geração total mensal variou entre 52.682 MWh e 188.776 MWh.

A receita de Ccomb é calculada a partir da multiplicação da geração total pelo preço do carvão em USD/t (ajustado pelo câmbio BRL/USD) e por um fator de conversão de 0,56 t/MWh. O preço do carvão projetado para 2023 é, em média, de USD 277/t, se reduzindo para USD 215/t no último ano da projeção.

A receita de O&M foi projetada tomando como base o volume total gerado e um valor de R\$ 12,9/MWh sendo reajustado anualmente no mês de novembro ao longo da projeção

- **Deduções:** São deduzidos da receita bruta o PIS, Cofins, ICMS, P&D e a taxa de fiscalização da ANEEL. As alíquotas de PIS e Cofins somam 9,25%, a alíquota de ICMS efetiva considerada foi de 0,85% e a de P&D foi de 1,0%. A taxa de fiscalização da Aneel, determinada como uma premissa fixa de R\$ 215 mil na Data-base, foi ajustada pelo IPCA anualmente em janeiro ao longo da projeção.
- **Custos Operacionais:** Os principais custos operacionais são compostos por custos com matéria prima e custos com carvão. Os custos com matéria

prima incluem custos com água, diesel e outros, além dos encargos de uso da rede de transmissão (TUST) que também foram incluídos nesta rubrica. O custo com água são calculados a partir do preço da água, estimado em R\$ 4,0/m³ na Data-base, multiplicado pelo volume de água consumido para a geração de energia, sendo que a usina possui um Take or Pay de 646 dam³ por mês. Já o custo com diesel foi projetado tendo como base um valor de R\$ 5,5/litro (que foi ajustado pelo IPCA anualmente em janeiro ao longo da projeção) e um consumo mensal médio de 312 mil litros de diesel.

O custo com carvão consiste nos custos com a compra de carvão e nos custos relacionados a sua análise, transporte e estocagem. O custo com compra de carvão foi projetado tomando como base o preço do carvão considerado no cálculo da Receita Ccomb acrescido de um ágio de USD 9/t, tendo em vista que a Companhia prevê um preço de compra de carvão acima daquele que foi definido para sua receita à época do leilão.

Vale dizer que o carvão utilizado na UTE Pecém é importado e, portanto, a quantidade de carvão comprada foi estimada tendo como base um carregamento médio de 75t por navio e foi projetada de forma a manter um estoque mínimo de 30 dias do material.

Os demais custos com carvão se tratam de custos com análise e inspeção, com energia elétrica e custos logísticos e portuários. Esses últimos abrangem custos com porto, de despacho e arqueação, transporte marítimo, de movimentação interna de carvão, de polímero para redução do material particulado, de demurrage e de Terminal de Múltiplas Utilidades (TMUT).

Informações financeiras projetadas

Geração Térmica

Dessa forma, a margem bruta projetada foi, em média, de 33,3%, variando de 48,7% em 2023 para 31,1% em 2027. Vale dizer que a margem mais elevada em 2023 se deve ao menor despacho esperado para esse ano tendo em vista o cenário hídrico favorável previsto para o período e pelo fato que o despacho tende a não ser favorável para a UTE Pecém dado seu CVU superior à RV.

- ▶ **Despesas Operacionais:** Consistem em despesas com pessoal, materiais, serviços de terceiros, provisões, entre outras, as quais foram projetadas de acordo com o plano de negócios da Administração. Tais despesas representaram, em média, 9,2% da ROL na projeção.
- ▶ **Custo de descomissionamento:** Tendo em vista que não foi considerada a renovação do CCEAR existente, foram projetados custos de descomissionamento em 2027 no montante de R\$ 46,8 milhões, que corresponde ao valor futuro calculado por nós através do valor presente fornecido pela Companhia, de R\$ 27 milhões.
- ▶ **Depreciação:** As despesas com depreciação relativas aos ativos existentes na data-base foram projetadas de acordo com a taxa de depreciação e amortização de cada um dos ativos. Os novos investimentos foram depreciados de forma linear a uma taxa 4,5% ao ano, de acordo com a taxa média ponderada dos ativos existentes.
- ▶ **Capex:** Os projetos de investimentos relevantes considerados na avaliação da UTE Pecém totalizaram R\$ 278 milhões. Tais investimentos foram projetados com o objetivo de manter o nível operacional dos ativos existentes e foram estimados conforme expectativas da Administração, representando, em média 0,3x a depreciação projetada.
- ▶ **Impostos diretos:** A projeção dos impostos diretos foi baseada no regime de tributação do Lucro Real. A avaliação considerou o aproveitamento do saldo de prejuízo fiscal existente na data-base. Adicionalmente, foi considerado o benefício fiscal da SUDENE durante o período de convênio que se estende até 2026, o qual permite uma redução de 75% da alíquota do IRPJ.
- ▶ **Capital de giro:** O capital de giro necessário para as operações foi projetado observando o comportamento histórico das contas operacionais da empresa analisada e representou, em média, 26,1% da ROL ao longo da projeção.

Apesar da UTE Pecém ter autorização para geração até janeiro de 2044, os

contratos de energia por disponibilidade estão vigentes apenas até julho de 2027. A Companhia tem visibilidade limitada sobre a recontração da usina em leilão dado: (i) a incerteza quanto à elegibilidade para participar nos próximos leilões de energia, devido aos critérios de habilitação técnica/operacional (p.e. horas de start); (ii) a incerteza quanto à competitividade da usina nos próximos leilões de energia, quando comparada com centrais a gás tipicamente com CVU mais baixos e (iii) o desincentivo a fontes a carvão pelo aspecto global ESG.

Neste sentido, nossa projeção não considerou a recontração da usina após 2027. Entendemos que a possibilidade de renovação não agrega valor relevante, tendo em vista os riscos e incertezas mencionados.

Para detalhes da avaliação da UTE Pecém, consultar o Anexo 3. Os detalhes das premissas operacionais estão apresentados a seguir.

Principais premissas operacionais

Geração Térmica

Home	1 Sumário executivo	7 Anexos
	2 Informações do Avaliador	
	3 Análise do mercado	
	4 Visão geral da Empresa	
	5 Avaliação da EDP Brasil	
	6 Apêndices	

A tabela a seguir apresenta as principais premissas operacionais e financeiras da UTE Pecém. Para detalhes das informações financeiras projetadas, consultar o Anexo 3.

Principais Premissas Operacionais e Financeiras	Porto de Pecém Geração de Energia S.A.
Localização	Ceará
Período de autorização (anos)	35
Prazo da autorização	jan/44
Período remanescente da autorização (anos)	21
Capacidade instalada (MW)	720
Fim do CCEAR (ano)	2027
Capacidade CCEAR (MW)	615
Preço CCEAR (R\$/MWh) ¹	193,2
Despacho médio	25,6%
Preço do carvão (\$/ton) ² - Receita Ccomb	287,5
Custo do carvão comprado (\$/ton) ³ - Receita Ccomb + Ágio	296,5
Receita de O&M (R\$/MWh)	12,9
Custos e Despesas Operacionais (s/ custos com carvão) (R\$/MWh) ⁴	0,3
Valor total do Capex - até 2027 (R\$ milhões)	278,5
Fator (capex sobre depreciação) - média período projetivo	37,3%
Capital de giro (% ROL) - média período projetivo	26,1%

¹Valores referentes à Data base.

²Preço do carvão em dólar projetado para jan/23. Apresenta queda no período projetivo, chegando a \$ 215/ton em 2027.

³Considera um ágio de \$ 9/t ao preço do carvão da Receita Ccomb.

⁴Média de todos os custos por MWh em 2024, desconsiderando os custos com a compra de carvão.

Taxa de Desconto

Geração Térmica

A tabela a seguir apresenta o detalhamento da taxa de desconto utilizada para descontar os fluxos de caixa projetados. Para detalhes das empresas comparáveis utilizadas no cálculo da taxa de desconto da UTE Pecém, consultar o Apêndice E.

Parâmetros	Porto de Pecém Geração de Energia S.A.
Beta desalavancado	0,52
Capital de terceiros/Capital próprio	55,9%
Taxa de IR&CSLL ¹	19,0%
Beta realavancado	0,76
Prêmio de risco de mercado	5,5%
Taxa livre de risco	3,8%
Risco Brasil	2,9%
Prêmio de Risco Específico ²	3,0%
Diferencial de inflação	1,2%
CAPM nominal	15,2%
Custo da dívida (após os impostos)	9,5%
Capital de terceiros (D)	35,9%
Capital próprio (E)	64,1%
Taxa de desconto (WACC)	13,1%

¹Alíquota média considerada ao longo da projeção.

²Prêmio de risco estimado associado à natureza tecnológica e de combustível (geração térmica a base de carvão) da UTE Pecém.

Ativos e passivos não operacionais

Geração Térmica

Ativos/passivos não operacionais, dívida e caixa & equivalentes não fizeram parte das projeções de fluxo de caixa, portanto foram incluídos na análise como ajustes de valor e adicionados/subtraídos do valor presente dos fluxos de caixa.

Os ativos e passivos detalhados abaixo foram classificados como não operacionais (“NOP”) ou porque não são recorrentes ou porque não estão ligados diretamente com as atividades operacionais da empresa avaliada.

Para detalhes dos ajustes de valor incluídos no cálculo do valor justo da UTE Pecém, consultar o Anexo 3.

Componentes dos ajustes (R\$ milhões, em 31/12/2022)	Porto de Pecém Geração de Energia S.A.
(+) ANOPs*	119
(-) PNOPs*	(102)
Ativos (Passivos) NOPs, líquidos	17
(+) Caixa & equivalentes	1.233
(-) Dívida total	(1.424)
Caixa líquido / (Dívida Líquida)	(191)

*ANOPs e PNOPs são abreviações referentes respectivamente aos ativos não operacionais e passivos não operacionais. O detalhamento dos ativos e passivos não operacionais bem como da dívida líquida das empresas do segmento de geração avaliadas por FCDF é apresentado no anexo 1 deste Relatório.

A tabela abaixo apresenta a composição do valor justo estimado para a UTE Pecém.

Composição do valor (R\$ milhões, em 31/12/2022)	Porto de Pecém Geração de Energia S.A.
Valor Operacional	1.785
Caixa líquido (dívida líquida)	(191)
NOPs, líquidos	17
Valor da empresa	1.611
% Participação EDP Brasil	100%
Valor justo da participação da EDP Brasil na empresa	1.611

Informações financeiras projetadas

Geração Solar

Home	1 Sumário executivo	7 Anexos
	2 Informações do Avaliador	
	3 Análise do mercado	
	4 Visão geral da Empresa	
	5 Avaliação da EDP Brasil	
	6 Apêndices	

Geração Solar Distribuída

Informações Financeiras Projetadas

► **Receita líquida:** O volume de energia gerada foi projetado de acordo com a potência instalada de 153 MW do parque de geração solar distribuída levando-se em consideração uma fator de capacidade de 20% e perdas de degradação das placas esperadas de 2% no primeiro ano e de 0,45% ao longo do período remanescente de vida útil do parque (25 anos ao todo). Os preços por MWh considerados foram fornecidos pela Administração e levaram em conta uma média de preços de referência de uma amostra de distribuidoras e um desconto de 50% nessas tarifas.

► **Custos:** Os principais custos e despesas operacionais são compostos por encargos de uso e conexão (TUST), O&M e outros custos e despesas gerais e administrativas.

Todos os custos e despesas foram projetados em linha com premissas fornecidas pela Administração e corrigidos anualmente pelo IPCA.

► **Depreciação:** As despesas com depreciação foram relativas aos ativos existentes na Data-base e foram projetadas de forma linear a uma taxa de 6,3% ao ano.

► **Capex:** De acordo com a Administração, 98 MW de capacidade instalada já estava operacional e em construção em 2022 e outros 55 MW de potência irá ser complementado. Deste modo, os projetos de investimentos relevantes considerados na avaliação totalizaram R\$ 242 milhões ao longo do ano de 2023.

► **Impostos diretos:** A projeção dos impostos diretos foi baseada no regime de tributação do Lucro Presumido.

► **Capital de giro:** O capital de giro necessário para as operações foi projetado observando o comportamento histórico das contas operacionais.

Os detalhes das premissas operacionais estão apresentados a seguir.

Principais Premissas Operacionais	EDP Smart Serviços S.A.
Período de Operação (anos)	25
Prazo de Operação	12/2048
Capacidade instalada (MW)	153
Fator de Capacidade	20%
Volume vendido em 2023 (GWh)	265
Preço de venda médio ponderado em 2023 (R\$/MWh)	407,3

Fonte: Administração/EY

Parâmetros	EDP Smart Serviços S.A.
Beta desalavancado	0,54
Capital de terceiros/Capital próprio	56,1%
Taxa de IR&CSLL	0,0%
Beta realavancado	0,84
Prêmio de risco de mercado	5,5%
Taxa livre de risco	3,8%
Risco Brasil	2,9%
Diferencial de inflação	1,2%
CAPM nominal	12,6%
Custo da dívida (após os impostos)	8,5%
Capital de terceiros (D)	35,9%
Capital próprio (E)	64,1%
Taxa de desconto (WACC)	11,1%

Fonte: EY

Componentes dos ajustes (R\$ milhões, em 31/12/2022)	EDP Smart Serviços S.A.	Composição do valor (R\$ milhões, em 31/12/2022)	EDP Smart Serviços S.A.
(+) ANOPs*	230	Valor Operacional	411
(-) PNOPs*	(80)	Caixa líquido (dívida líquida)	(109)
Ativos (Passivos) NOPs, líquidos	150	NOPs, líquidos	150
(+) Caixa & equivalentes	53	Valor da empresa	452
(-) Dívida total	(162)	% Participação EDP Brasil	100,00%
Caixa líquido / (Dívida Líquida)	(109)	Valor justo da participação da EDP Brasil na empresa	452

*ANOPs e PNOPs são abreviações referentes respectivamente aos ativos não operacionais e passivos não operacionais. O detalhamento dos ativos e passivos não operacionais bem como da dívida líquida das empresas do segmento de geração avaliadas por FCDF é apresentado no anexo 1 deste Relatório.

5.1.3

Transmissão

Informações financeiras projetadas

Transmissão

Informações Financeiras Projetadas

- ▶ **Receita líquida:** As Receitas das Transmissoras são provenientes das suas respectivas Receitas Anuais Permitidas ("RAP"), referente aos serviços prestados na Rede Básica e estabelecidas via contrato de concessão com a ANEEL. Para fins de contabilização do Pronunciamento Técnico CPC 47 (Receita de Contrato com Cliente), a Receita Operacional Bruta das Transmissoras é representada pelos eventos decorrentes da concessão, sendo composta por: Receita de Operação, Remuneração dos Ativos de Concessão e Receita de Construção. Para a projeção, a receita é proveniente da RAP estabelecida da Resolução Homologatória nº 3.097 12 de julho de 2022, que estabeleceu as receitas das transmissoras para o ciclo 22/23.

A partir desses valores, as receitas foram ajustadas pelo IPCA em julho de cada ano além de ter sido considerada a revisão tarifária quinquenal da operação da Rede Básica, considerando as perspectivas macroeconômicas e os parâmetros previstos no contrato de concessão. Sobre tal receita, foi considerado uma parcela dedutiva referente a indisponibilidade da rede, a qual se caracteriza por ser uma penalidade pecuniária aplicada pelo Poder Concedente em função de indisponibilidades ou restrições operativas das instalações integrantes da Rede Básica. Ademais, também é considerado sobre a ROB a incidência de Pis e Cofins aplicáveis de acordo com o regime tributário de cada transmissora.

- ▶ **Custos e despesas operacionais:** Os principais custos e despesas operacionais são compostos por encargos setoriais, custos com pessoal, materiais, serviços de terceiros, entre outros. Os encargos setoriais se referem a pesquisa e desenvolvimento ("P&D") e a Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica ("TFSEE"). Os custos e despesas operacionais foram projetados com base nos valores fornecidos pela Administração, sendo reajustados pelo IPCA a ser incorrido em cada ano de projeção.
- ▶ **Capex:** Os projetos de investimentos relevantes considerados na avaliação das empresas do segmento de transmissão totalizaram R\$ 2.458 milhões. Tais investimentos foram previstos pela Administração considerando a natureza das operações das Transmissoras e a manutenção de suas redes de transmissão.
- ▶ **Valor Residual:** Para a avaliação, consideramos que ao final do período da

concessão as transmissoras avaliadas receberão o ativo imobilizado regulatório líquido como indenização, sendo essa estimada durante o período da concessão com base no investimento em CAPEX e na depreciação regulatória.

- ▶ **Impostos diretos:** A projeção dos impostos diretos foi baseada no regime de tributação do Lucro Real para as transmissoras Aliança, SP-MG, EDP Goiás, e Lucro Presumido para as transmissoras Norte, Litoral Sul e Mata Grande. A avaliação considera o aproveitamento do saldo de prejuízo fiscal existente na data-base das Transmissoras Aliança e SP-MG.

Vale mencionar que, no caso de EDP Goiás, foi considerado o benefício fiscal da amortização do ágio da futura incorporação reversa da PCH Santa Leopoldina (empresa controladora da EDP Goiás).

- ▶ **Capital de giro:** O capital de giro necessário para as operações foi projetado observando o comportamento histórico das contas operacionais de cada uma das Empresas avaliadas.

Para detalhes da avaliação por FCDF das empresas do segmento de transmissão, consultar o Anexo 4. Os detalhes das premissas operacionais estão apresentados a seguir.

Principais premissas operacionais

Transmissão

A tabela a seguir apresenta as principais premissas operacionais utilizadas para cada uma das respectivas empresas do segmento de transmissão. Para detalhes das informações financeiras projetadas destas empresas, consultar o Anexo 4.

Principais Premissas Operacionais	Mata Grande Transmissora de Energia Ltda.	EDP Transmissão Norte S.A.	EDP Transmissão SP-MG S.A.	EDP Transmissão Aliança SC S.A.	EDP Transmissão Litoral Sul S.A.
Período de concessão (anos)	30	30	30	30	30
Prazo da concessão	09/2048	09/2051	08/2047	08/2047	06/2046
Período remanescente da concessão (anos)	25 anos e 9 meses	28 anos e 9 meses	24 anos e 8 meses	24 anos e 8 meses	23 anos e 6 meses
RAP - Ciclo 22/23 (R\$ mil)	10.145	45.142	277.590	232.440*	57.485**
Indisponibilidade (% RAP)	0,75%	0,75%	0,75%	0,75%	0,75%

*A empresa EDP Transmissão Aliança possui uma RAP de reforço que será integrada a concessão em março de 2023, dado REA 8160/2019, no valor atualizado de R\$ 6.743 mil de acordo com a REH 3097/2022.

**A empresa EDP Transmissão Litoral Sul possui uma RAP de reforço que será integrada a concessão em dezembro de 2023, dado REA 9975/2021, no valor atualizado de R\$ 3.296 mil de acordo com a REH 3097/2022.

A EDP Transmissão Goiás S.A. possui 3 contratos de concessão vigentes, os quais estão detalhados abaixo.

Principais Premissas Operacionais	EDP Transmissão Goiás S.A.		
	Contrato 063.2001	Contrato 003.2015	Contrato 004.2016
Período de concessão (anos)	47	30	30
Prazo da concessão	12/2042	03/2045	01/2046
Período remanescente da concessão (anos)	20 anos	22 anos e 3 meses	23 anos e 1 mês
RAP - Ciclo 22/23 (R\$ mil)	223.698	2.779	28.182
Indisponibilidade (% RAP) até 2024	1,32%	1,32%	1,32%
Indisponibilidade (% RAP) após 2024	0,75%	0,75%	0,75%

Taxa de Desconto

Transmissão

A tabela a seguir apresenta o detalhamento da taxa de desconto utilizada para descontar os fluxos de caixa projetados de cada uma das empresas do segmento de transmissão. Para detalhes das empresas comparáveis utilizadas no cálculo da taxa de desconto destas empresas, consultar o Apêndice E.

Parâmetros	Mata Grande Transmissora de Energia Ltda.	EDP Transmissão Goiás S.A.	EDP Transmissão Norte S.A.	EDP Transmissão SP-MG S.A.	EDP Transmissão Aliança SC S.A.	EDP Transmissão Litoral Sul S.A.
Beta desalavancado	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47
Capital de terceiros/Capital próprio	29,1%	29,1%	29,1%	29,1%	29,1%	29,1%
Taxa de IR&CSLL	34,0%	34,0%	0,0%	34,0%	34,0%	0,0%
Beta realavancado	0,61	0,56	0,61	0,56	0,56	0,61
Prêmio de risco de mercado	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%
Taxa livre de risco	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%
Risco Brasil	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%
Prêmio de risco específico ¹	0,0%	0,0%	0,5%	0,0%	0,0%	0,0%
Diferencial de inflação	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%
CAPM nominal	11,3%	11,1%	11,8%	11,1%	11,1%	11,3%
Custo da dívida (após impostos)	9,1%	5,5%	9,1%	5,7%	6,9%	9,1%
Capital de terceiros (D)	22,5%	22,5%	22,5%	22,5%	22,5%	22,5%
Capital próprio (E)	77,5%	77,5%	77,5%	77,5%	77,5%	77,5%
Taxa de desconto (WACC)	10,8%	9,8%	11,2%	9,9%	10,1%	10,8%

¹ Foi atribuído um prêmio específico de 0,5% à EDP Transmissão Norte S.A. pelo fato da empresa estar em estágio pré-operacional.

Fonte: EY

Ativos e passivos não operacionais

Transmissão

Ativos/passivos não operacionais, dívida e caixa & equivalentes não fizeram parte das projeções de fluxo de caixa, portanto foram incluídos na análise como ajustes de valor e adicionados/subtraídos do valor presente dos fluxos de caixa.

Os ativos e passivos detalhados abaixo foram classificados como não operacionais (“NOP”) ou porque não são recorrentes ou porque não estão ligados diretamente com as atividades operacionais das empresas avaliadas.

Para detalhes dos ajustes de valor incluídos no cálculo do valor justo das empresas do segmento de transmissão, consultar o Anexo 4.

Componentes dos ajustes (R\$ milhões, em 31/12/2022)	Mata Grande Transmissora de Energia Ltda.	EDP Transmissão Goiás S.A.	EDP Transmissão Norte S.A.	EDP Transmissão SP-MG S.A.	EDP Transmissão Aliança SC S.A.	EDP Transmissão Litoral Sul S.A.
(+) ANOPs*	2	67	4	33	28	9
(-) PNOPs*	(3)	(85)	(10)	(107)	(72)	(31)
Ativos (Passivos) NOPs, líquidos	(2)	(18)	(6)	(74)	(44)	(22)
(+) Caixa & equivalentes	1	216	2	57	66	5
(-) Dívida total	(55)	(86)	-	(1.762)	(1.513)	(9)
Caixa líquido / (Dívida líquida)	(54)	130	2	(1.705)	(1.446)	(4)

*ANOPs e PNOPs são abreviações referentes respectivamente aos ativos não operacionais e passivos não operacionais. O detalhamento dos ativos e passivos não operacionais bem como da dívida líquida das empresas do segmento de transmissão avaliadas por FCPF é apresentado no anexo 1 deste Relatório.

Vale mencionar que os adiantamentos para futuro aumento de capital (AFACs) foram excluídos dos passivos não operacionais, tendo como contrapartida a exclusão da ponta ativa de tais AFACs no balanço da holding EDP Brasil.

Estimativa de Valor

Transmissão

A tabela abaixo apresenta a composição do valor justo estimado para cada uma das empresas avaliadas por FCDF, do segmento de transmissão.

Composição do valor (R\$ milhões, em 31/12/2022)	Mata Grande Transmissora de Energia Ltda.	EDP Transmissão Goiás S.A.	EDP Transmissão Norte S.A.	EDP Transmissão SP-MG S.A.	EDP Transmissão Aliança SC S.A.	EDP Transmissão Litoral Sul S.A.
Valor Operacional	75	1.989	132	2.425	2.018	601
Caixa líquido (dívida líquida)	(54)	130	2	(1.705)	(1.446)	(04)
NOPs, líquidos	(2)	(18)	(6)	(74)	(44)	(22)
Valor da empresa	20	2.101	128	645	527	576
% Participação EDP Brasil	100,0%	99,9%	100,0%	100,0%	90,0%	100,0%
Valor justo da participação da EDP Brasil na empresa	20	2.101	128	645	475	576

5.1.4

Conclusão da Avaliação por FCDF

Conclusão da avaliação por FCDF

Home	1 Sumário executivo	7 Anexos
	2 Informações do Avaliador	
	3 Análise do mercado	
	4 Visão geral da Empresa	
	5 Avaliação da EDP Brasil	
	6 Apêndices	

Composição de Valor (R\$ milhões, em 31/12/2022)

Valor Operacional Controladora	(2.045)
Ativos (passivos) não operacionais ¹	337
Caixa Líquido (Dívida Líquida)	923
Valor da Empresa EDP Controladora	(784)
Valor das Empresas Investidas	12.743
Valor da Empresa Consolidado	11.959
Valor da Empresa Intervalo de valor²	11.434 - 12.505

¹ Inclui o valor justo do *earn-out* relativo à venda da Energest S.A. no montante de R\$ 245,1 milhões.

² Foi considerado um intervalo de 0,2% a mais e a menos na taxa de desconto para estimar o intervalo de valor do FCDF.

Tipo de ação	Quantidade (mil)	Valor Unitário (R\$/ação)
ON	565.983	20,20 - 22,09

Fonte: EY / Administração

O valor justo da Empresa representa o valor justo da EDP Brasil Holding Controladora somado ao valor justo de suas empresas investidas, conforme descrito ao longo deste Relatório. Adicionalmente,

Essa estimativa de valor não considera possíveis contingências, insuficiências ou superveniências ativas ou passivas que não estejam registradas na posição patrimonial da Empresa, fornecidas pela Administração. Devido a isso, os resultados apresentados não consideram o seu efeito, caso existam.

Conclusão

Com base nas informações analisadas e nas premissas e limitações descritas neste Relatório, nossa avaliação resultou em uma estimativa de valor justo de R\$ 11.434 milhões à R\$ 12.505 milhões, com valor pontual de **R\$ 11.959 milhões**, para 100% do capital da EDP Brasil S.A. na Data-base de 31 de dezembro de 2022.

Empresas Investidas	Metodologia Utilizada	% Participação	Valor justo
Distribuidoras			4.558
EDP SP	FCDF	100,00%	2.675
EDP ES	FCDF	100,00%	1.884
Geradoras			5.656
Lajeado ³		55,86%	1.665
Lajeado	FCDF	55,86%	1.366
Investco	FCDF	40,78%	300
Enerpeixe	FCDF	60,00%	423
São Manoel	FCDF	33,33%	343
Cachoeira Caldeirão	FCDF	50,00%	208
Companhia Energética do Jari - (CEJA)	FCDF	50,00%	954
Porto do Pecém	FCDF	100,00%	1.611
EDP Smart Serviços	FCDF	100,00%	452
Transmissoras			1.248
PCH SL (Santa Leopoldina) ⁴		100,00%	108
PCH SL (Santa Leopoldina)	FCDF	100,00%	(1.993)
EDP Transm. Goiás	FCDF	99,99%	2.101
EDP Transm. Aliança (Lote 21)	FCDF	90,00%	475
Mata Grande Transmissora de Energia Ltda. (MGTE)	FCDF	100,00%	20
EDP Transm. SP-MG (Lote 18)	FCDF	100,00%	645
EDP Transm. Lote 2 ⁵	FCDF	100,00%	-
Outros ativos⁶			1.281
CELESC ⁷	Preço da Ação	29,90%	622
EDP Trading ⁸		100,00%	556
EDP Trading - Controladora	Valor de Livros	100,00%	(147)
EDP Transm. Litoral Sul (Lote Q)	FCDF	100,00%	576
EDP Transm. Norte (Lote 1)	FCDF	100,00%	128
EDP Smart Energia	Valor de Livros	100,00%	58
PO&M	Valor de Livros	50,00%	4
PPTM	Valor de Livros	50,00%	5
Mabe Brasil	Valor de Livros	50,00%	(0)
Resende	Valor de Livros	100,00%	0
EDP Ventures	Valor de Livros	100,00%	36
Total			12.743

³ Lajeado é consolidado juntamente com a Investco.

⁴ A PCH SL (Santa Leopoldina) é o veículo de investimento da EDP Goiás S.A. ativo que foi avaliado por FCDF.

⁵ A EDP Transm. Lote 2 não possui ativos e entidade constituída. Desta forma, não foi atribuído valor para tal.

⁶ Para um maior detalhamento da avaliação destes ativos, consultar o Anexo 1.2.

⁷ No caso da CELESC, utilizou-se o preço da ação na Data-base, correspondente à R\$ 51,39 por ação.

⁸ A EDP Trading possui 100% de participação em EDP Transmissora Norte e Transmissora Litoral Sul, que foram avaliadas por FCDF.

Apêndices

- 64 Apêndice A: Declaração de limitações gerais
- 67 Apêndice B: Metodologia do Fluxo de Caixa Descontado para a Firma
- 68 Apêndice C: Taxa de Desconto
- 69 Apêndice D: Análise macroeconômica
- 70 Apêndice E: Empresas Comparáveis Geração
- 72 Apêndice E: Empresas Comparáveis Distribuição
- 73 Apêndice E: Empresas Comparáveis Transmissão

Apêndice A: Declaração de limitações gerais

1. Nossa análise é baseada em informações fornecidas pela Administração da EDP Portugal.
2. Para atingir o objetivo do trabalho, foram aplicados procedimentos sempre baseados em fatos históricos, econômicos e de mercado vigentes em 31 de dezembro de 2022. Os valores apresentados nesse relatório são resultantes da análise de dados históricos (financeiros e gerenciais), além de projeções e da análise das estimativas da Administração sobre eventos futuros.
3. As considerações aqui contidas foram analisadas pelos profissionais da EY e elaboradas com base em dados e fatos fornecidos pela Administração, assim como por fontes externas, quando indicado.
4. Nenhum dos sócios ou profissionais da EY que fizeram parte da equipe responsável por este trabalho possui participação financeira na EDP Brasil, o que confirma sua independência. Os honorários estimados para a execução deste relatório não têm como base nem estão relacionados com os valores aqui reportados.
5. Este estudo foi realizado com base nas informações fornecidas pela Empresa, as quais foram consideradas verdadeiras, uma vez que não faz parte do escopo deste projeto nenhum tipo de procedimento de auditoria. Como nenhum procedimento de auditoria foi realizado, a EY não pode assumir qualquer responsabilidade com relação às informações históricas utilizadas neste Relatório.
6. As projeções são baseadas nas informações reportadas nas demonstrações financeiras, fornecidas pela administração da Empresa, nas experiências adquiridas em reuniões e nas discussões mantidas com a Administração. Declaramos, ainda, que consideramos as informações gerenciais da EDP Brasil utilizadas para elaboração do Laudo de Avaliação como consistentes.
7. Fez parte do nosso trabalho obter informações com a EDP Brasil que julgamos confiáveis e consistentes para fins de elaboração do Laudo de Avaliação, sendo a responsabilidade pela sua veracidade exclusivamente da administração da Empresa.
8. Não foram efetuadas investigações sobre os títulos de propriedade da Empresa, nem verificações da existência de ônus ou gravames.
9. A EY não é responsável por atualizar este relatório para refletir eventos e circunstâncias que podem ocorrer após a data-base, com exceção caso exigido pela CVM, conforme previsto no §7º art. 9 da Resolução CVM 85.
10. Nosso trabalho não contempla nenhum processo de auditoria, due diligence e/ou assessoria tributária e, portanto, não consideramos nesta avaliação quaisquer contingências que não estejam registradas contabilmente pela Empresa na data-base.
11. Não fez parte de o nosso trabalho fornecer planilhas eletrônicas e/ou modelos financeiros que suportaram nossas análises.
12. Qualquer usuário deste relatório deve estar ciente das condições que nortearam este trabalho, bem como das situações de mercado e econômicas do Brasil.
13. Este relatório foi preparado para o propósito da realização da Oferta Pública de Aquisição de Ações, conforme descrito no nosso contrato, e não deverá ser utilizado para nenhum outro fim. A EY não assumirá nenhuma responsabilidade por nenhum terceiro e nem em caso de o relatório ser usado fora do propósito mencionado.
14. Certos dados financeiros usados em nossa avaliação foram derivados de demonstrações financeiras auditadas e/ou não auditadas e foram considerados consistentes para fins de elaboração deste Laudo de Avaliação. Tais dados foram fornecidos pela Administração e são de sua responsabilidade. As demonstrações financeiras podem incluir divulgações exigidas pelos princípios contábeis geralmente aceitos. Não verificamos independentemente a precisão ou integridade dos dados fornecidos e não expressamos uma opinião ou oferecemos qualquer forma de garantia em relação à sua precisão ou integridade.

Apêndice A: Declaração de limitações gerais

Home	1 Sumário executivo	7 Anexos
	2 Informações do Avaliador	
	3 Análise do mercado	
	4 Visão geral da Empresa	
	5 Avaliação da EDP Brasil	
	6 Apêndices	

-
15. Não assumimos qualquer responsabilidade por quaisquer decisões negociais, contábeis ou fiscais, que são de responsabilidade da Administração. Entendemos que a Administração assume responsabilidade por qualquer questão contábil ou fiscal relacionada aos ativos por nós analisados, pela eventual realização de uma transação e pela utilização final do nosso relatório.
 16. Nossa avaliação é realizada com base em elementos que são razoavelmente esperados, portanto, não leva em consideração possíveis eventos extraordinários e imprevisíveis (novo regulamento para as empresas, mudanças na legislação tributária, catástrofes naturais, eventos políticos e sociais, nacionalizações, entre outros).
 17. Nossa avaliação foi baseada nas melhores informações e estimativas disponíveis. No entanto, como qualquer projeção engloba risco e incertezas, os resultados reais podem apresentar diferença quando comparados às projeções realizadas.
 18. Os fatores que possam resultar em diferenças entre os fluxos de caixa projetados e os resultados reais incluem mudanças no ambiente externo, alterações no ambiente operacional interno do ativo avaliado e diferenças de modelagem.

Apêndice B: Metodologia do Fluxo de Caixa Descontado para a Firma

Na avaliação de uma empresa, três abordagens diferentes podem ser empregadas para estimar o Valor Justo de Mercado: a Abordagem de Renda, a Abordagem de Mercado e a Abordagem de Custo. Embora cada uma dessas abordagens seja inicialmente considerada na avaliação, a natureza e as características da Empresa indicarão qual abordagem é mais aplicável.

Abordagem da Renda

A abordagem de renda enfoca a capacidade de produção de renda do negócio em questão. Uma metodologia na Abordagem de Renda é o Método de Fluxo de Caixa Descontado, que se concentra no fluxo de caixa esperado da empresa. Ao aplicar essa abordagem, o fluxo de caixa disponível para distribuição é calculado por um período finito de anos.

O fluxo de caixa disponível para distribuição e o valor terminal (o valor da empresa em questão no final do período de estimativa) são então descontados a valor presente para derivar uma indicação do valor da empresa.

Para os fins desta análise, os fluxos de caixa para todos os investidores são estimados, portanto, as dívidas que suportam juros e a despesa de juros não foram consideradas na derivação dos fluxos de caixa anuais projetados.

Abordagem de Mercado

A Abordagem de Mercado é tipicamente composta pelo método de comparação entre empresas públicas similares (*Guideline Public Company Method* - GPCM) e o método de comparação entre transações similares (*Guideline Transactions Method* - GTM). O GPCM concentra-se em comparar a empresa em questão para selecionar empresas de capital aberto razoavelmente semelhantes. Sob este método, os múltiplos de avaliação são:

- ▶ Derivados dos dados operacionais das empresas selecionadas
- ▶ Avaliados e ajustados com base nos pontos fortes e fracos da empresa em questão em relação às empresas públicas selecionadas
- ▶ Aplicado aos dados operacionais da empresa em questão para chegar a uma indicação de valor

No GTM, são considerados os preços pagos em transações recentes que ocorreram no setor da empresa em questão ou em setores relacionados.

Abordagem do Custo

O Método dos Ativos Líquidos Ajustados representa uma metodologia empregada na Abordagem de Custos para avaliar uma empresa. Nesse método, uma análise de avaliação é realizada para os ativos fixos, financeiros e outros identificados na empresa. O valor agregado derivado desses ativos é então “compensado” com o valor estimado de todos os passivos existentes e potenciais, resultando em uma indicação do valor do patrimônio líquido. Uma empresa de negócios em andamento normalmente vale mais do que o Valor Justo de Mercado de seus ativos subjacentes devido a vários fatores:

- ▶ Os ativos avaliados independentemente podem não refletir o valor econômico relacionado aos fluxos de caixa projetivos que poderiam gerar.
- ▶ Essa abordagem pode não refletir totalmente a sinergia dos ativos, mas sim seus valores independentes.
- ▶ Os ativos intangíveis inerentes ao negócio, como reputação, gerenciamento superior, procedimentos ou sistemas proprietários, ou oportunidades de crescimento superiores são difíceis de mensurar, independentemente do fluxo de caixa que geram.

Apêndice B: Metodologia do Fluxo de Caixa Descontado para a Firma

Para esta avaliação econômico-financeira, a metodologia do FCDF da abordagem da renda foi utilizada. O método do FCDF é reconhecido como o que mais apropriadamente traduz o valor econômico de um empreendimento, seja ele uma empresa ou um negócio integrante de uma estrutura maior, esteja ele em fase operacional ou de projeto, e é tido como o modelo que melhor determina o valor relativo entre companhias.

A metodologia do FCDF consiste no cálculo do valor presente dos fluxos de caixa livres da empresa, levando-se em conta o valor dos principais drivers da companhia. A escolha desse modelo levou em conta:

- ▶ A natureza das operações da EDP Brasil;
- ▶ A disponibilidade de projeções financeiras; e
- ▶ Discussões com a administração da EDP Portugal.

O resultado obtido através da avaliação econômico-financeira pelo método do Fluxo de Caixa Descontado para a Firma foi ajustado para determinados itens, tais como:

- ▶ O valor da dívida líquida, ajustada conforme o saldo de caixa;
- ▶ O valor de ativos e passivos não operacionais;
- ▶ Outras provisões específicas, se aplicáveis e caso ainda não consideradas no fluxo de caixa livre ou nos rendimentos.

Ao aplicador o método do FCDF, o desempenho da empresa é analisado sob o enfoque operacional, sendo que o resultado não operacional (incluindo resultado financeiro) é avaliado à parte.

O trabalho de avaliação econômico-financeira

consiste na projeção do comportamento futuro dos parâmetros econômicos básicos da empresa. O trabalho é desenvolvido em duas etapas consecutivas:

- ▶ Identificação de parâmetros econômicos que influenciam na operação da empresa; e
- ▶ Projeção dos resultados esperados.

A etapa de identificação de parâmetros econômicos da EDP Brasil se baseou em: análise dos demonstrativos históricos e confrontação dos dados históricos da EDP Brasil com variáveis macroeconômicas, que consideram o ambiente econômico, social e político nos quais estão inseridas.

Na etapa seguinte, que representa a avaliação econômico-financeira propriamente dita, projetou-se o cenário que busca retratar realisticamente as expectativas da empresa analisada.

Os resultados futuros projetados foram trazidos a valor presente pela taxa de desconto, obtendo-se a estimativa/ expectativa de valor operacional da empresa. O saldo de dívida e ativos e passivos não operacionais são acrescidos/ subtraídos destes valores, obtendo-se assim a estimativa/ expectativa de valor econômico da EDP Brasil e suas subsidiárias na Data-base. Nesse sentido, a estimativa/ expectativa de valor da EDP Brasil e de suas subsidiárias foi determinada pela seguinte fórmula:

$$V_N = VP_{FOP} + VP_P +/- D_L +/- V_{NOP}$$

onde:

- V_N = Valor da empresa ou valor do negócio;
- VP_{FOP} = Valor presente dos fluxos de caixa operacionais no horizonte de projeção;
- VP_P = Valor Presente do fluxo na perpetuidade;
- D_L = Dívida líquida, descontada do saldo de Caixa na Data-base; e
- V_{NOP} = Valores dos ativos e passivos não operacionais expressos na Data-base.

Fluxo de Caixa para a Firma

As seguintes diretrizes básicas foram adotadas na projeção do fluxo de caixa operacional da EDP Brasil:

- ▶ Horizonte de Projeção: Considerou-se o período projetivo em conformidade com os respectivos prazos de concessão das empresas avaliadas;
- ▶ Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CS) a pagar: Para o cálculo do IR & CS foi considerada a legislação vigente;
- ▶ Exigências de Capital de Giro Operacional: calculadas por meio da projeção de aplicações e fontes; e
- ▶ Fluxo de Caixa Operacional: para se obter o fluxo de caixa operacional, partimos da projeção dos lucros operacionais e subtraímos eventuais necessidades de investimento.
- ▶ Valor Residual: expressa o fluxo de caixa para a empresa gerado após o horizonte de previsão considerado. O método mais comum para calcular o valor residual é o método de perpetuidade, calculando o valor presente de um fluxo caixa padrão, perpetuado após o último ano de projeção.

Cálculo da WACC

$$WACC = W_E * K_E + W_D * K_D$$

onde:

W_E = Valor do capital próprio / Valor do capital total

K_E = Valor de equidade de mercado

W_D = Valor da dívida remunerada / Valor do capital total

K_D = Custo pós-imposto da dívida remunerada

A aplicação dos Métodos FCDF requer o cálculo de uma taxa de desconto apropriada. Métodos FCDF são aplicados sob condições de incerteza. No uso comum, o risco refere-se a qualquer exposição à incerteza em que a exposição tem consequências potencialmente negativas. Supõe-se que os participantes do mercado são considerados avessos ao risco. Um participante de mercado avesso ao risco prefere situações com um intervalo mais restrito de incerteza sobre situações com um maior intervalo de incerteza em relação a um resultado esperado. Os participantes do mercado buscam compensação, chamada de prêmio de risco, por aceitar a incerteza.

A estimativa da taxa de desconto implica a comparação dos fluxos de caixa gerados pelo ativo com os fluxos de caixa gerados com o investimento alternativo mais favorável.

Portanto, deve-se observar cuidadosamente que os fluxos de caixa do ativo avaliado e o investimento

alternativo são equivalentes em termos de risco e maturidade.

A estimativa da taxa de desconto específica do ativo e ajustada ao risco é baseada na WACC. Como a WACC reflete o risco específico de um empreendimento, os ajustes devem ser considerados com base no perfil de risco específico do ativo.

Valor de Mercado do patrimônio

Para estimar o custo de oportunidade do capital próprio, é utilizado o modelo de precificação de ativos de capital (CAPM). O CAPM postula que o custo de oportunidade do capital é igual ao retorno sobre os títulos livres de risco mais um prêmio de risco individual. O prêmio de risco é o risco sistemático da empresa (beta) multiplicado pelo preço do risco de mercado.

O ponto de partida para a estimativa do custo do capital próprio é a taxa de retorno livre de risco. Na prática, a taxa de juros de investimentos financeiros isentos de risco a longo prazo, por exemplo, títulos do sector público com juros fixos, é utilizada como diretriz para estimar a taxa de juro vigente.

O prêmio de risco de mercado é a diferença entre a taxa de retorno esperada na carteira de mercado e a taxa livre de risco. As investigações históricas do mercado de capitais mostraram que os investimentos em ações geram retornos entre 4% e 7% maiores do que os investimentos em títulos de dívida de baixo risco¹.

O prêmio médio de risco de mercado deve ser modificado para refletir a estrutura de risco específica. O CAPM contabiliza o risco específico da empresa dentro do fator beta. Os fatores beta representam um valor de ponderação para a sensibilidade dos retornos da empresa em

comparação com a tendência de todo o mercado. Eles são, portanto, uma medida de volatilidade para o risco sistemático. Fatores beta de mais de um refletem uma maior volatilidade; Os fatores beta de menos de um refletem uma menor volatilidade do que a média do mercado. Os fatores beta são idealmente estimados com referência a todo o mercado de ações, uma vez que o conceito de risco sistemático e específico exige que as ações individuais sejam medidas em relação à carteira de mercado.

Quando atividades em diferentes países são levadas em consideração, pode ser apropriado usar prêmios de risco específicos do país.

Custo da dívida

A estimativa do custo da dívida foi estimada utilizando-se o mercado de capitais da moeda em que os fluxos de caixa foram planejados, utilizando a taxa de dívida de mercado mais atual com risco equivalente.

Estrutura de capital

A estrutura de capital é derivada da estrutura de capital média das empresas públicas de referência.

Valor de Mercado do Patrimônio

$$K_E = RF + \beta * ERP$$

onde:

RF = Taxa livre de retorno

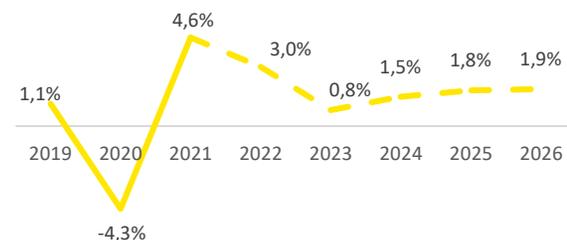
β = Risco sistemático de mercado

ERP = Prêmio de risco de capital

¹ Fonte: EY LLP - O prêmio de risco de mercado é baseado no prêmio de risco histórico e expectativas de prêmio de risco futuro

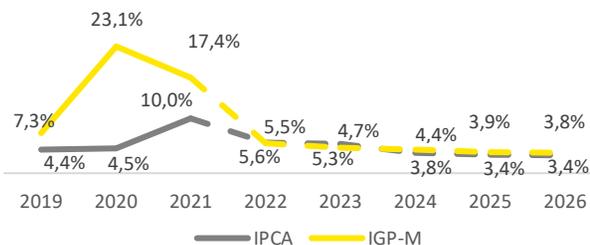
Apêndice D: Análise macroeconômica

PIB anual (%)



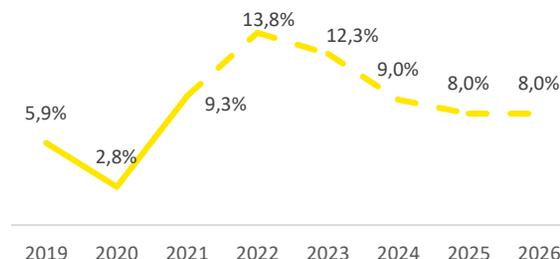
Fonte: IBGE e Banco Central do Brasil

Inflação anual (%)



Fonte: IBGE e Banco Central do Brasil

Selic anual (%)



Fonte: IBGE e Banco Central do Brasil

Análise Macroeconômica

Ao realizar a avaliação econômico-financeira de um negócio ou de seus ativos, é importante compreender as principais tendências econômicas do país em que o mesmo opera. Considerando que a Empresa está inserida no mercado brasileiro, as principais informações macroeconômicas estão apresentadas a seguir. A análise abaixo se refere à data-base deste trabalho, conforme informações divulgadas pelo Banco Central do Brasil (BACEN), Boletim Focus, Fundação Getúlio Vargas (FGV), Oxford Economics e JP Morgan.

Atividade econômica

O Produto Interno Bruto (PIB), encerrou o ano de 2022 em 3,0%. Segundo expectativas do Bacen, até 31 de dezembro de 2022, é esperado um crescimento médio de 0,8% do PIB em 2023 e 1,5% em 2024.

Inflação

O índice de inflação oficial, IPCA (Índice de Preços ao Consumidor Amplo), foi de 5,6% em 2022. De acordo com as expectativas de mercado apresentadas pelo Bacen até 31 de dezembro de 2022, a variação do índice de inflação IPCA deve chegar a 5,3% em 2023 e 3,8% em 2024. Já o Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M), calculado pela FGV, fechou ano de 2022 em 5,5%. As expectativas dos analistas do Boletim Focus é de que esse índice fique em 4,7% em 2023 e 4,4% em 2024.

Política monetária

Considerando o cenário básico, o balanço de riscos e o amplo conjunto de informações disponíveis, o Comitê de Política Monetária (Copom) decidiu, por unanimidade, manter a taxa básica de juros para 13,75% a.a., em reunião realizada em 07 de dezembro de 2022. O Comitê entende que essa decisão reflete a incerteza ao redor de seus cenários e um balanço de riscos com variância ainda maior do que a usual para a inflação prospectiva, e é compatível com a estratégia de convergência da inflação para o redor da meta ao longo do horizonte relevante, que inclui o ano-calendário de 2023.

A taxa de câmbio fechou o mês de dezembro de 2022 em 5,22 BRL/USD. As expectativas de mercado apontam para taxas médias de 5,20 BRL/USD para 2022 e 5,27 BRL/USD para 2023.

Risco-Brasil

O índice explicita a diferença de desempenho diário dos títulos da dívida norte-americana e de países emergentes, e é um indicador da saúde financeira do país em questão. O índice terminou o mês de dezembro de 2022 em 256 pontos-base, o que indica uma diferença de 2,56 p.p. entre o desempenho dos títulos brasileiros e dos títulos norte-americanos. A média dos últimos 6 meses foi de 2,85 p.p. Fonte: Embi+, calculado pelo JP Morgan.

Apêndice E: Empresas Comparáveis

Geração

Home	1 Sumário executivo	7 Anexos
	2 Informações do Avaliador	
	3 Análise do mercado	
	4 Visão geral da Empresa	
	5 Avaliação da EDP Brasil	
	6 Apêndices	

Empresa	Descrição
Auren Energia S.A.	A Auren Energia S.A. atua no planejamento, construção, instalação, operação e manutenção de ativos de geração de energia renovável no Brasil. Opera sistemas de geração de energia eólica, solar e hidrelétrica com uma capacidade total instalada de 3,3 gigawatts. A empresa era conhecida anteriormente como VTRM Energia Participações S.A. e mudou seu nome para Auren Energia S.A. em 23 de março de 2022. A Auren Energia S.A. está sediada em São Paulo, Brasil.
Companhia Energética de Minas Gerais	A Companhia Energética de Minas Gerais, por meio de suas controladas, atua na geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia no Brasil. Em 31 de dezembro de 2021, a empresa operava 70 usinas hidrelétricas, eólicas e solares com capacidade instalada de 5.700 MW; 339.086 milhas de linhas de distribuição; e 4.449 milhas de linhas de transmissão. Atua também na aquisição, transporte e distribuição de gás e seus subprodutos e derivados; fornecimento de solução em nuvem, infraestrutura de TI, gerenciamento de TI e serviços de segurança cibernética; fornecimento de sistemas de tecnologia e sistemas de gestão operacional de concessões de serviços públicos; venda e comercialização de energia; prestação de serviços de telecomunicações; e atividades de geração distribuída, serviços de conta, cogeração, eficiência energética e gestão de abastecimento e armazenamento. A empresa foi constituída em 1952 e está sediada em Belo Horizonte, Brasil.
CPFL Energia S.A.	A CPFL Energia S.A., através de suas subsidiárias, gera, transmite, distribui e comercializa eletricidade para clientes residenciais, industriais e comerciais no Brasil. A empresa gera eletricidade através de usinas eólicas, de biomassa, solares e hidrelétricas. Em 31 de dezembro de 2021, a empresa distribuía eletricidade a aproximadamente 10,2 milhões de clientes; possuía 336.053 quilômetros de linhas de distribuição, que incluíam 498.155 transformadores de distribuição; e 565 subestações transformadoras, de alta a média tensão, com capacidade total de transformadores de 19.178 MVA. Possui também uma capacidade instalada de 4.385 megawatts. A empresa foi fundada em 1998 e está sediada em Campinas, Brasil. A CPFL Energia S.A. é uma subsidiária da State Grid Brazil Power Participações S.A.
Companhia Paranaense de Energia - COPEL	A Companhia Paranaense de Energia - COPEL se dedica à geração, transformação, distribuição e comercialização de energia para clientes industriais, residenciais, comerciais, rurais e outros, principalmente no Estado do Paraná, Brasil. A empresa atua através dos segmentos de geração e transmissão de energia, distribuição de energia, gás e venda de energia. Também está envolvida na distribuição de gás natural canalizado. Em 31 de dezembro de 2021, a empresa operava 20 usinas hidrelétricas, 30 usinas eólicas e 1 termoelétrica com uma capacidade total instalada de 5.957 megawatts; e possuía e operava 3.638 km de linhas de transmissão e 204.957 km de linhas de distribuição. Possui concessões para distribuição de energia elétrica em 394 municípios do Estado do Paraná e no município de Porto União, no Estado de Santa Catarina. A Companhia Paranaense de Energia - COPEL foi fundada em 1954 e está sediada em Curitiba, Brasil.
Engie Brasil Energia S.A.	A Engie Brasil Energia S.A., juntamente com suas subsidiárias, gera, vende e comercializa energia elétrica no Brasil. A empresa opera 68 usinas, incluindo 11 usinas hidrelétricas; 4 usinas termelétricas; 49 usinas eólicas; 3 biomassa; 2 usinas solares fotovoltaicas; 1 usina termelétrica convencional; e 2 pequenas centrais hidrelétricas nos 21 estados do Brasil. Em 31 de dezembro de 2021, tinha capacidade instalada de 8.218,7 megawatts. A empresa também transporta gás natural por meio de 4.500 km de gasodutos nas regiões Sudeste, Nordeste e Norte do Brasil. Além disso, atua na fabricação, atacado, venda no varejo, operação e manutenção de painéis solares. A empresa era anteriormente conhecida como Tractebel Energia S.A. e mudou seu nome para Engie Brasil Energia S.A. em julho de 2016. A empresa foi constituída em 2005 e está sediada em Florianópolis, Brasil. A Engie Brasil Energia S.A. opera como subsidiária da ENGIE Brasil Participações Ltda.
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - A Eletrobras, através de suas subsidiárias, se dedica à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica no Brasil. A empresa gera eletricidade através de usinas hidrelétricas, térmicas, nucleares, eólicas e solares. Em 31 de dezembro de 2021, possuía e operava 32 usinas hidrelétricas com uma capacidade total instalada de 46.295,75 megawatts; nove usinas térmicas, incluindo unidades de geração de energia a carvão e óleo e gás com uma capacidade total instalada de 1.505 megawatts; e duas usinas nucleares compreendendo Angra I com uma capacidade instalada de 640 megawatts e Angra II com uma capacidade instalada de 1.350 megawatts. Também opera 66.556 quilômetros de linhas de transmissão. A empresa foi constituída em 1962 e está sediada no Rio de Janeiro, Brasil.

Fonte: Capital IQ

Apêndice E: Empresas Comparáveis Geração

Home	1 Sumário executivo	7 Anexos
	2 Informações do Avaliador	
	3 Análise do mercado	
	4 Visão geral da Empresa	
	5 Avaliação da EDP Brasil	
	6 Apêndices	

Empresa	Descrição
Rio Paranapanema Energia S.A.	A Rio Paranapanema Energia S.A. gera e comercializa eletricidade no Brasil. Controla e opera oito usinas hidrelétricas no Rio Paranapanema; e duas pequenas centrais hidrelétricas localizadas no Rio Sapucaí com capacidade instalada de 2.297,76 megawatts. A empresa era anteriormente conhecida como Duke Energy International, Geração Paranapanema S.A. e mudou seu nome para Rio Paranapanema Energia S.A. em janeiro de 2017. A empresa foi fundada em 1999 e está sediada em São Paulo, Brasil. A Rio Paranapanema Energia S.A. é uma subsidiária da Rio Paranapanema Participações S.A.
Neoenergia S.A.	A Neoenergia S.A. gera, transmite, distribui, comercializa e comercializa energia elétrica no Brasil. A empresa possui uma capacidade instalada de geração de energia elétrica de aproximadamente 4,1 gigawatts; opera 7 usinas hidrelétricas, 44 parques eólicos, 826 quilômetros de linhas de transmissão e 8 subestações; e distribui energia elétrica para aproximadamente 34 milhões nos estados da Bahia, Pernambuco, Rio Grande do Norte, São Paulo e Mato Grosso do Sul. Também fornece serviços relacionados à gestão e comercialização de energia. A empresa foi fundada em 1997 e está sediada no Rio de Janeiro, Brasil. A Neoenergia S.A. é uma subsidiária da Iberdrola S.A.
Alupar Investimento S.A.	A Alupar Investimento S.A., por meio de suas subsidiárias, atua na geração, transformação, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade principalmente no Brasil, Colômbia e Peru. A empresa atua nos segmentos de Transmissão e Geração. Opera 4 pequenas centrais hidrelétricas, 4 hidrelétricas e 1 usina eólica com uma capacidade total instalada de 673,8 MW. A empresa também detém a concessão de 30 ativos de transmissão totalizando 7.929 km de linhas de transmissão. A empresa era conhecida anteriormente como Alusa Participações e mudou seu nome para Alupar Investimento S.A. em julho de 2007. A empresa foi fundada em 2006 e está sediada em São Paulo, Brasil. Alupar Investimento S.A. é uma subsidiária da Guarupart Participações Ltda.

Fonte: Capital IQ

Apêndice E: Empresas Comparáveis

Distribuição

Home	1 Sumário executivo	7 Anexos
	2 Informações do Avaliador	
	3 Análise do mercado	
	4 Visão geral da Empresa	
	5 Avaliação da EDP Brasil	
	6 Apêndices	

Empresa	Descrição
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - COELBA	A Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - COELBA atua na distribuição de energia elétrica. Distribui energia elétrica em 415 municípios atendendo a 6.205 mil consumidores no Estado da Bahia, bem como nos municípios de Delmiro Gouveia no Estado de Alagoas e Dianópolis no Estado do Tocantins. A empresa foi fundada em 1960 e está sediada em Salvador, Brasil. A Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - COELBA é uma subsidiária da Neoenergia S.A.
Companhia Energética do Ceará - COELCE	A Companhia Energética do Ceará - Coelce atua na distribuição de energia elétrica. Atua em 184 municípios do estado do Ceará no Brasil. A empresa está sediada em Fortaleza, Brasil. A Companhia Energética do Ceará - Coelce é uma subsidiária da Enel Brasil S.A.
Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN	A Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN atua na distribuição e transmissão de energia elétrica no Rio Grande do Norte. Atende 167 municípios do Rio Grande do Norte em uma área de concessão de 53 mil quilômetros. A empresa foi fundada em 1961 e está sediada em Natal, Brasil. A Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN opera como subsidiária da Neoenergia S.A.
Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.	A Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A., por meio de suas subsidiárias, gera, transmite e distribui energia no Brasil. Possui principalmente usinas hidrelétricas, além de distribuir gás natural por meio de dutos. A empresa foi fundada em 1955 e está sediada em Florianópolis, Brasil.
Elektro Redes S.A.	A Elektro Redes S.A. atua na distribuição de energia elétrica para residências e empresas no Brasil. A empresa distribui energia elétrica para 223 cidades de São Paulo e 5 cidades do Mato Grosso do Sul. Atende aproximadamente 6 milhões de pessoas. A empresa era anteriormente conhecida como Elektro Eletricidade e Serviços S.A. e mudou seu nome para Elektro Redes S.A. em agosto de 2016. A empresa foi fundada em 1998 e está sediada em Campinas, Brasil.
Energisa S.A.	A Energisa S.A., por meio de suas controladas, atua como distribuidora de energia no Brasil. A empresa também fornece serviços de operação e manutenção relacionados à distribuição, geração, transmissão, comissionamento, preparação e operações remotas e locais de eletricidade. Além disso, oferece manutenção elétrica e mecânica de usinas, subestações, linhas de transmissão e instalações. Além disso, a empresa fornece construção, operação, manutenção e serviços relacionados à geração e distribuição de eletricidade; telesserviços e serviços pessoais para consumidores de eletricidade; e serviços de aerolevanteamento para apoiar empresas que operam linhas de alta tensão, oleodutos e obras de engenharia de reflorestamento. Adicionalmente, atua na geração e distribuição de energia eólica e solar; prestação de serviços de corretagem de seguros; e securitização de créditos, além de oferecer produtos e serviços financeiros. A empresa atende clientes nos mercados residencial, industrial, comercial e rural. Atende a aproximadamente 8,2 milhões de consumidores em 11 estados brasileiros. A empresa foi fundada em 1905 e está sediada em Cataguases, Brasil.
Equatorial Energia S.A.	A Equatorial Energia S.A., por meio de suas controladas, distribui energia elétrica no Brasil. Atua nos segmentos de Transmissão, Saneamento, Distribuição de Energia, Transmissão, Renováveis, Geração Distribuída, Saneamento, Comercialização de Energia, Telecomunicações e Serviços. A empresa distribui energia elétrica nos 217 municípios do Estado do Maranhão com uma área de concessão de aproximadamente 332 mil quilômetros quadrados atendendo aproximadamente 2,5 milhões de consumidores; e 144 municípios do Estado do Pará com uma área de concessão de 1.248.000 quilômetros quadrados atendendo a aproximadamente 2,6 milhões de consumidores. Também distribui energia elétrica para 224 municípios do Estado do Piauí com uma área de concessão de 251 mil quilômetros quadrados atendendo a aproximadamente 1,3 milhão de consumidores; 102 municípios do Estado de Alagoas com área de concessão de 27.848 quilômetros quadrados atendendo aproximadamente 1,2 milhão de consumidores; 16 municípios do Estado do Amapá atendendo aproximadamente 209 mil consumidores; e 72 municípios do Estado do Rio de Janeiro atendendo a aproximadamente 1,8 milhão de consumidores. A Equatorial Energia S.A. foi fundada em 1958 e está sediada em Brasília, Brasil.
Light S.A.	A Light S.A., juntamente com suas controladas, atua na geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica no Brasil. A empresa gera energia por meio de usinas hidrelétricas e eólicas. Atua em 31 cidades do estado do Rio de Janeiro, abrangendo uma população de aproximadamente onze milhões de clientes. A empresa também se dedica à pesquisa, planejamento, construção, operação e exploração de sistemas de geração e transmissão; compra, venda, importação e exportação de energia elétrica e térmica, gás e utilidades industriais; prestação de serviços de consultoria no setor de energia; locação de bens móveis e imóveis; aquisição e venda de bens relacionados com os estudos e projetos; implantação, operação e manutenção de obras e instalações; e atividades comerciais. Além disso, presta serviços a clientes de baixa tensão, incluindo montagem, reforma e manutenção de instalações. A empresa atende principalmente clientes residenciais, comerciais e industriais. A Light S.A. foi fundada em 1899 e está sediada no Rio de Janeiro, Brasil.

Fonte: Capital IQ

Apêndice E: Empresas Comparáveis

Transmissão

Home	1 Sumário executivo	7 Anexos
	2 Informações do Avaliador	
	3 Análise do mercado	
	4 Visão geral da Empresa	
	5 Avaliação da EDP Brasil	
	6 Apêndices	

Empresa	Descrição
Afluente Transmissão de Energia Elétrica S.A.	A Afluente Transmissão de Energia Elétrica S.A. opera linhas e subestações de transmissão na Bahia, Brasil. Opera subestações de Tomba, Funil, Brumado II, Itagibai, Ford, Palo e camacari no estado da Bahia, com capacidade instalada de 600 MVA e linha de transmissão de 489,1 quilômetros. A empresa foi constituída em 2008 e está sediada no Rio de Janeiro, Brasil. A Afluente Transmissão de Energia Elétrica S.A. é uma subsidiária da Neoenergia S.A.
Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A.	A Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. implementa, opera e mantém ativos de transmissão de energia elétrica no Brasil. Opera 14.014 quilômetros (km) de linhas de transmissão, que incluem 11.685 km de linhas de transmissão em operação e 2.329 km de linhas em construção; e 100 subestações com tensões de 230 a 525kV. A empresa foi fundada em 2000 está sediada no Rio de Janeiro, Brasil.
CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista S.A.	A CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista S.A. atua no ramo de transmissão de energia elétrica no Brasil. Em 31 de dezembro de 2021, possuía capacidade total instalada de transformação de 71,7 mil MVA e linhas de transmissão de 19 mil quilômetros; 26,1 mil quilômetros de circuitos; e 131 subestações. Atua nos estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná, São Paulo, Minas Gerais, Rondônia, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Goiás, Tocantins, Maranhão, Piauí, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Espírito Santo e Bahia. A empresa foi constituída em 1999 e está sediada em São Paulo, Brasil.

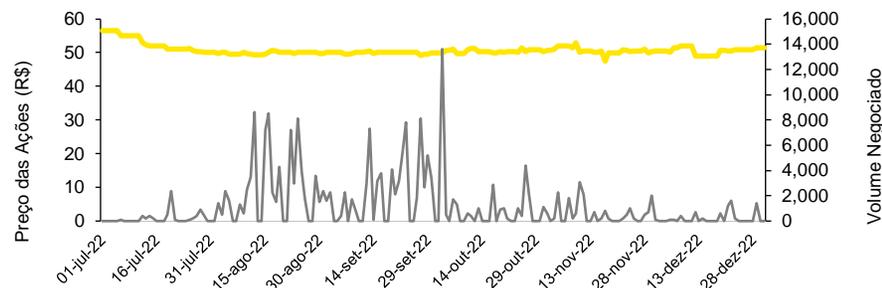
Fonte: Capital IQ

A large, semi-transparent blue number '7' is positioned on the left side of the page, serving as a background for the section title.

Anexos

Anexo 1.0: Avaliação do preço médio das ações da CELESC

Ações ordinárias (CLSC3): Volume X Preço (jul/2022-dez/2022)

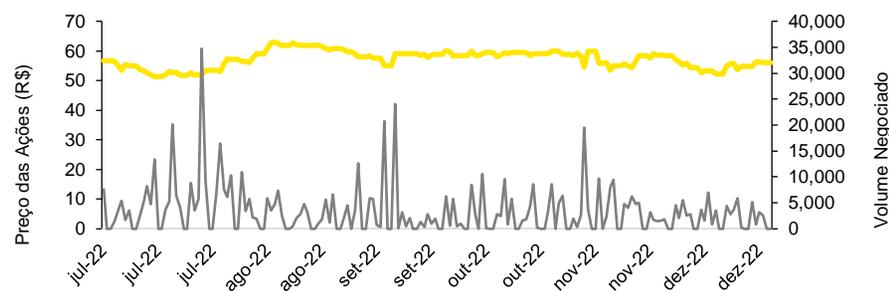


Fonte: Capital IQ. Acesso: <https://www.capitaliq.com/> (Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. - CELESC (BOVESPA:CLSC3) > Charting > Annotated Stock Chart > 01/07/2022-31/12/2022)

Os preços médios ponderados das ações da Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. foram calculados para as diferentes classes: ações ordinárias (ticker: CLSC3) e ações preferenciais (ticker: CLSC4), com os preços médios ponderados dos 6 (seis) meses imediatamente anteriores à data base (01 de julho de 2022 a 31 de dezembro de 2022).

O volume médio diário de ações negociadas para as ações ordinárias é de 1.686 e para as ações preferenciais é de 4.980. O percentual médio de capital negociado mensalmente no segundo semestre de 2022 foi de 0,23% para as ações ordinárias e 0,45% para as ações preferenciais. O preço médio ponderado resultante das ações da Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. foi de R\$ 50,04 (cinquenta reais e quatro centavos) para as ações ordinárias e R\$ 56,26 (cinquenta e seis reais e vinte e seis centavos) para as ações preferencias.

Ações preferenciais (CLSC4): Volume X Preço (jul/2022-dez/2022)



Fonte: Capital IQ. Acesso: <https://www.capitaliq.com/> (Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. - CELESC (BOVESPA:CLSC4) > Charting > Annotated Stock Chart > 01/07/2022-31/12/2022)

EDP Brasil	Preço médio ponderado (R\$)	Volume médio diário de ações negociadas (un.)	% de ações negociadas mensalmente em relação ao total de ações
Ações ordinárias: CLSC3	50,04	1.686	0,23%
Ações preferenciais: CLSC4	56,26	4.980	0,45%

Fonte: Capital IQ. Acesso: <https://www.capitaliq.com/> (Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. - CELESC (BOVESPA:CLSC3) / Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. - CELESC (BOVESPA:CLSC4) > Charting > Annotated Stock Chart > 01/07/2022-31/12/2022)

Anexo 1.1: Dívida Líquida EDP Brasil Consolidado

Dívida Líquida (R\$ Mil)	dez/22
Caixa e equivalentes de caixa	4.197.196
Títulos e valores mobiliários	8.649
Caixa	4.205.845
Debêntures	(9.235.243)
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	(4.805.193)
Instrumentos Financeiros Derivativos	(242.351)
Dívida	(14.282.787)
Dívida Líquida	(10.076.942)

Fonte: Administração/ EY

Fonte: Administração/ EY

Anexo 1.2: Ativos e Passivos Não Operacionais

Empresas não avaliadas por FCDF

Ativos Não-Operacionais	Trading	Resende ²	EDP Ventures	PPTM	PPOM	EDP Smart Energia	MABE
ATIVO							
Caixa e equivalentes de caixa	104.415	20	702	5.010	4.884	15.132	709
Clientes	-	-	-	12	789	-	-
Consumidores e concessionárias	328.920	-	-	-	-	39.146	397
Imposto de renda e Contribuição social a compensar	14.377	-	-	1.346	178	1.351	45
Outros tributos compensáveis	8.545	-	17	704	928	3.185	-
Tributos diferidos	114.636	-	-	-	-	24.791	-
Empréstimos a receber	8.824	-	-	-	-	-	-
Estoques	-	-	-	6.443	1.205	-	-
Despesas Pagas Antecipadas	-	-	-	-	-	-	526
Cauções e depósitos vinculados	1.741	-	-	-	-	1.732	05
Compromissos futuros	1.444.097	-	-	-	-	290.711	-
Outros créditos	744	01	-	05	33	624	-
Total do Ativo Circulante	2.026.299	21	719	13.520	8.017	376.672	1.682
Adiantamento para futuro aumento de capital ¹	-	-	-	-	-	-	-
Investimentos	-	-	22.447	-	-	-	214
Cauções e depósitos vinculados	10.568	156	-	1.383	-	-	504
Empréstimos a receber	-	-	14.689	-	-	-	-
Títulos e valores mobiliários	-	-	2.500	-	-	-	-
Imposto de renda e Contribuição social a compensar	39.776	-	-	-	406	-	346
Despesas Pagas Antecipadas	-	-	-	-	-	-	1.314
Imobilizado	5.119	-	-	744	448	2.338	-
Intangível	12.394	-	-	-	-	101	-
Compromissos futuros	850.537	-	-	-	-	323.272	-
Tributos diferidos	61.295	-	-	83	06	26.073	-
Outros tributos compensáveis	36.410	-	-	-	930	-	-
Outros créditos	990	-	-	-	-	-	-
Total do Ativo Não Circulante	1.017.089	156	39.636	2.210	1.790	351.784	2.378
TOTAL DO ATIVO	3.043.388	177	40.355	15.730	9.807	728.456	4.060
Passivos Não-Operacionais	Trading	Resende	EDP Ventures	PPTM	PPOM	EDP Smart Energia	MABE
PASSIVO							
Fornecedores	256.606	01	79	2.554	588	36.197	1.378
Tributos diferidos	133.579	-	-	-	-	26.891	-
Imposto de renda e Contribuição social a recolher	-	-	-	-	-	-	344
Outros tributos a recolher	16.360	-	41	292	260	4.016	-
Dividendos	13.242	-	-	210	70	1.171	-
Partes relacionadas	-	-	-	-	-	-	1.311
Empréstimos e financiamentos	333.939	-	-	-	-	-	-
Benefícios pós-emprego	-	-	-	-	-	01	-
Obrigações Sociais e Trabalhistas	1.526	-	461	1.436	1.002	990	-
Outras contas a pagar	1.105	-	36	408	195	892	-
Compromissos futuros	1.239.305	-	-	-	-	268.009	-
Total do Passivo Circulante	1.995.662	01	617	4.900	2.115	338.167	3.033
Tributos diferidos	173.013	-	-	14	-	47.813	-
Empréstimos e financiamentos	355.711	-	-	-	-	-	-
Provisões	1.178	-	-	105	100	13	-
Compromissos futuros	662.644	-	-	-	-	281.867	-
Outras contas a pagar	2.656	-	127	30	291	2.336	-
Imposto de renda e Contribuição social a recolher	-	-	-	-	-	-	06
Provisão para passivo a descoberto	-	-	4.032	-	-	-	1.098
Adiantamento para futuro aumento de capital ¹	-	-	-	-	-	-	-
Total do Passivo Não Circulante	1.195.202	-	4.159	149	391	332.029	1.104
TOTAL DO PASSIVO	3.190.864	01	4.776	5.049	2.506	670.196	4.137
Ativos - Passivos Não Operacionais Líquidos	(147.476)	176	35.579	10.681	7.301	58.260	(77)
Participação EDP Brasil na empresa	100%	100%	100%	50%	50%	100%	50%
Valor Justo p/ EDP Brasil	(147.476)	176	35.579	5.341	3.651	58.260	(39)

¹ Os adiantamentos para futuro aumento de capital (AFACs) foram excluídos dos ativos e passivos não operacionais das empresas investidas, tendo como contrapartida a exclusão da ponta ativa de tais AFACs no balanço da holding EDP Brasil.

² O ativo imobilizado e intangível de Resende no montante de R\$ 21.039 foi desconsiderado da avaliação visto que se trata, majoritariamente, de projetos de geração térmica que a Companhia não possui previsibilidade de execução.

Anexo 1.3: Ativos e Passivos Não Operacionais e Dívida Líquida

EDP Brasil Controladora

Ativos Não-Operacionais	Holding
Títulos a receber	3.329
Instrumentos Financeiros Derivativos	8.918
Dividendos a receber	516.028
Cauções e depósitos vinculados	350
Títulos e valores mobiliários	4.197
Empréstimos a receber	316.408
Adiantamento para futuro aumento de capital ¹	-
Cauções e depósitos vinculados	16.503
Outros créditos	47.918
Propriedades para investimentos	9.484
Total	923.135

Fonte: Administração/ EY

Passivos Não-Operacionais	Holding
Dividendos	558.012
Instrumentos Financeiros Derivativos	8.918
Outros tributos a recolher	6.055
Tributos diferidos	203.856
Provisões	27.941
Provisão para passivo a descoberto	38
Outras contas a pagar	26.108
Total	830.928

Fonte: Administração/ EY

Dívida Líquida	Holding
Caixa e equivalentes de caixa	971.534
Debêntures	(48.293)
Total	923.241

Fonte: Administração/ EY

¹ Os adiantamentos para futuro aumento de capital (AFACs) foram excluídos dos passivos não operacionais das empresas investidas, tendo como contrapartida a exclusão da ponta ativa de tais AFACs no balanço da holding EDP Brasil.

Anexo 1.4: Ativo e Passivos Não Operacionais

Empresas avaliadas por FCDF

- 2 Informações do Avaliador
- 3 Análise do mercado
- 4 Visão geral da Empresa
- 5 Avaliação da EDP Brasil
- 6 Apêndices

Ativos Não-Operacionais	Distribuição		Geração Hidreletrica						Geração Térmica	Geração Solar	Transmissão					
	SP	ES	Lajeado	Investco	São Manoel	Enerpeixe	Cahoeira	Jari	Pecém		Mata Grande	Litoral Sul	Aliança	SP-MG	Norte	Goiás
Títulos e valores mobiliários - CP	-	-	736	-	50.262	-	-	-	1.952	-	-	-	-	-	-	-
Contas a receber de operações de mútuo	-	-	29.176	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Títulos e valores mobiliários - LP	-	-	8.140	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros ativos não circulantes - LP	148.311	-	260	528	-	310	-	1.544	-	-	-	-	-	-	-	-
Depósitos judiciais	-	-	-	1.550	120.538	4.649	45.250	24.783	1.941	-	-	-	-	-	-	-
Outros ativos circulantes - CP	-	-	-	-	8.715	4.127	1.746	4.934	-	-	-	-	-	-	-	-
Impostos e contribuições sociais diferidos - LP	-	-	-	-	175.672	51.674	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Crédito de imposto - LP	-	-	-	-	-	93.833	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Estoques	-	-	-	-	-	-	2.478	5.011	-	3.550	-	-	-	-	-	-
Cauções e depósitos vinculados	-	-	-	-	-	-	20.449	785	-	4.228	-	-	-	-	-	-
Despesas antecipadas - LP	-	-	-	-	-	-	452	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tributos diferidos - LP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	03	-	-	-	-	-
Contas a receber de clientes e outros - LP	32.761	22.386	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Crédito de impostos - LP	245.835	107.577	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Depósitos judiciais - LP	147.574	215.575	-	-	-	-	-	-	-	-	1.887	8.993	25.400	32.763	03	12.258
Propriedade pra investimento	982	905	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros créditos - LP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	03	02	2.132	06	3.164	333
Estoque	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	324	-	1.671
Outros créditos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	44	-
Outros a pagar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	535	-
Investimentos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	01	-	-	-	-	-	532
Bens e Atividades Não Vinculadas à Concessão	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	52.487
Impostos a recuperar LP	-	-	-	-	-	-	-	-	3.392	-	-	-	-	-	-	-
Tributos diferidos	-	-	-	-	-	-	-	-	111.465	18.371	-	-	-	-	-	-
Outros ativos não circulantes	-	-	-	-	-	-	-	-	89	-	-	-	-	-	-	-
Dividendos e JSCP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Instrumentos Financeiros Derivativos	41.267	25.557	-	-	-	-	-	-	-	4.545	-	-	-	-	-	-
Outros créditos CP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20.758	-	-	-	-	-	-
Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	172.815	-	-	-	-	-	-
Imposto de renda e Contribuição social a compensar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	21	-	-	-	-	-	-
Outros tributos compensáveis	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.479	-	-	-	-	-	-
Outros créditos LP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	72	-	-	-	-	-	-
Impostos e contribuições diferidos - LP	9.674	268	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	626.404	372.268	38.312	2.078	355.188	154.594	70.375	37.057	118.838	229.840	1.893	8.995	27.532	33.093	3.746	67.281

Fonte: Administração/ EY

Anexo 1.5: Ativo e Passivos Não Operacionais

Empresas avaliadas por FCDF

Passivos Não-Operacionais	Distribuição		Geração Hidreletrica						Geração Térmica	Geração Solar	Transmissão					
	SP	ES	Lajeado	Investco	São Manoel	Enerpeixe	Cahoeira	Jari	Pecém		Mata Grande	Litoral Sul	Aliança	SP-MG	Norte	Goias
Dividendos e juros sobre capital próprio	-	-	202.803	42.714	-	-	-	55.122	62.249	-	-	-	-	-	-	-
Provisões - LP	264.506	215.619	479	18.304	16.565	16.076	25.274	6.143	22.819	-	-	-	-	-	-	-
Outros passivos não circulantes - LP	44.608	25.112	29.823	18.334	115	803	03	09	16.772	-	-	-	-	-	-	-
Taxas regulamentares - CP	-	-	-	7.222	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros passivos circulantes - CP	-	-	-	-	18.925	9.523	132	143	-	-	-	-	-	-	-	-
Taxas regulamentares - LP	-	-	-	-	1.524	39.257	714	-	15	-	-	-	-	-	-	-
Provisões	-	-	-	-	-	-	1.812	2.510	-	666	153	3.449	12.875	16.161	-	4.391
Tributos diferidos - LP	-	-	-	-	-	-	06	113.754	-	-	-	-	-	-	-	-
Provisões - CP	24.069	7.781	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Benefícios pós-emprego e outros benefícios - CP	36.899	42.591	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Instrumentos financeiros derivativos a pagar - LP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Impostos diferidos - LP	1.532	25.367	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Impostos e contribuições a recolher - LP	139.105	87.955	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Benefícios pós-emprego e outros benefícios - LP	172.698	525.218	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Obrigações Sociais e Trabalhistas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	147	558	-	-	-	-
Arrendamento a Pagar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	04	-	-	-	-	-
Encargos regulamentares	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12	-	-	-	-	-
Obrigações Especiais LP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11	126	-	-	-	1.353
Outros a pagar LP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	111	798	3.730	7.132	122	3.934
Provisões LP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.992	690	27.606	47.133	-	7.131
Obrigações Especiais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	69	-	-	-	7.151
Obrigações Fiscais LP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25.156	-	-	-	-
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	27.368	37.029	-	61.169
Obrigações Sociais e Trabalhistas LP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9.898	-
Tributos diferidos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	26.199	-	-	-	-	-	-
Instrumentos Financeiros Derivativos	32.997	24.416	-	-	-	-	-	-	-	1.222	-	-	-	-	-	-
Outras contas a pagar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	52.160	-	-	-	-	-	-
Total	716.414	954.059	233.105	86.574	37.129	65.659	27.941	177.681	101.855	80.247	3.430	30.846	71.579	107.455	10.020	85.129

Fonte: Administração/ EY

Anexo 1.6: Dívida Líquida

Empresas avaliadas por FCDF

Dívida Líquida	Distribuição		Geração Hidreletrica						Geração Térmica	Geração Solar	Transmissão					
	SP	ES	Lajeado	Investco	São Manoel	Enerpeixe	Cahoeira	Jari	Pecém		Mata Grande	Litoral Sul	Aliança	SP-MG	Norte	Goiás
Caixa e equivalentes de caixa	629.265	450.478	93.910	255.744	119.396	15.579	104.832	249.812	1.233.100	53.548	689	4.950	66.482	57.114	2.056	215.892
Debêntures - CP	(250.319)	(138.218)	(5.228)	-	(27.896)	(270.176)	(40.300)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Debêntures - LP	(2.334.854)	(1.652.061)	(349.210)	-	(264.889)	(274.349)	(162.813)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Empréstimos e financiamentos - CP	(55.996)	(776.278)	-	(11.615)	(70.686)	-	(33.644)	(54.098)	-	-	-	-	-	-	-	-
Empréstimos e financiamentos - LP	(453.024)	(88.010)	-	(100.218)	(1.549.013)	-	(544.308)	(390.266)	-	-	-	-	-	-	-	-
Empréstimos e Financiamentos e Debêntures LP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(55.135)	-	(1.404.378)	(1.144.139)	(0)	(74.303)
Empréstimos e Financiamentos e Debêntures	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(8.824)	(108.363)	(618.143)	-	(11.522)
Empréstimos e financiamentos	-	-	-	-	-	-	-	-	(318.289)	-	-	-	-	-	-	-
Financiamentos LP	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.105.936)	-	-	-	-	-	-	-
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(162.230)	-	-	-	-	-	-
Total	(2.464.928)	(2.204.089)	(260.528)	143.911	(1.793.088)	(528.946)	(676.233)	(194.552)	(191.125)	(108.682)	(54.446)	(3.874)	(1.446.259)	(1.705.168)	2.056	130.067

Fonte: Administração/ EY

Anexo 2: Empresas de Distribuição de Energia

Índice

2.1 EDP São Paulo Distribuição de Energia S.A.

- 2.1.1 EDP São Paulo Distribuição de Energia S.A. - A Empresa
- 2.1.2 EDP São Paulo Distribuição de Energia S.A. - DRE
- 2.1.3 EDP São Paulo Distribuição de Energia S.A. - Fluxo de Caixa Projetado

2.2 EDP Espírito Santo Distribuição de Energia S.A.

- 2.2.1 EDP Espírito Santo Distribuição de Energia S.A. - A Empresa
- 2.2.2 EDP Espírito Santo Distribuição de Energia S.A. - DRE
- 2.2.3 EDP Espírito Santo Distribuição de Energia S.A. - Fluxo de Caixa Projetado

Anexo 2.1: EDP SP

A Empresa

A EDP São Paulo Distribuição de Energia S.A., sociedade anônima de capital aberto, tem por objetivo a prestação de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, pelo prazo de 30 anos, a partir de 23 de outubro de 1998, conforme contrato de concessão, firmado naquela data. A partir de abril de 2005 passou a ser subsidiária integral da EDP - Energias do Brasil S.A. A sua sede está localizada na cidade de São Paulo.

Ativo (R\$ mil)	2020	2021	2022
Ativo Circulante	2.128.711	2.755.689	2.039.494
Caixa e equivalentes de caixa	469.267	687.156	629.265
Contas a receber de clientes e outros	1.105.254	1.235.716	1.035.561
Outros ativos circulantes	554.190	832.817	374.668
Ativo Não Circulante	3.079.462	3.569.409	3.619.036
Concessão do serviço público ativo financeiro	1.713.243	2.226.888	2.944.445
Valores a compensar da parcela A e outros itens financeiros	196.943	495.569	49.169
Outros ativos não circulantes	1.169.276	846.952	625.422
Ativos fixos	889.181	889.889	937.076
Total Ativo	6.097.354	7.214.987	6.595.606
Passivo Circulante	2.323.588	1.849.268	2.103.484
Fornecedores	596.358	738.677	568.498
Empréstimos e Financiamentos	781.886	175.717	306.315
Outras contas a pagar	945.344	934.874	1.228.672
Passivo Não Circulante	2.785.803	4.075.201	3.509.524
Empréstimos e financiamentos	508.776	468.770	453.024
Debêntures	498.922	2.002.820	2.334.854
Outros passivos não circulantes	1.778.105	1.603.611	721.646
Patrimônio Líquido	987.963	1.290.518	982.597
Total Passivo e Patrimônio Líquido	6.097.354	7.214.987	6.595.606

DRE (R\$ mil)			
Receita Operacional Líquida (ROL)	4.668.637	6.460.411	5.691.600
Custos Operacionais	-3.510.167	-5.073.868	-3.914.417
Lucro bruto	1.158.470	1.386.543	1.777.184
Despesas gerais e administrativas	-534.249	-518.333	-615.687
EBITDA	624.221	868.210	1.161.497
Depreciação e Amortização	-121.938	-134.931	-151.223
EBIT	502.283	733.279	1.010.274
Resultado financeiro	25.425	-133.688	-269.641
EBT	527.708	599.591	740.634
IR & CSLL - Diferido	-153.434	-152.914	-215.385
Resultado Líquido	374.274	446.677	525.249

A Concessão

A Companhia detém o contrato de concessão de distribuição de energia elétrica nº 202/98 - ANEEL, pelo prazo de 30 anos, válidos até outubro de 2028 e atua em 28 municípios do Estado de São Paulo, especificamente nas regiões do Alto Tietê, Vale do Paraíba e Litoral Norte, abrangendo cerca de 4,6 milhões de habitantes, compreendidos entre 2,6 milhões no Alto Tietê e 2,0 milhões no Vale do Paraíba e Litoral Norte.

Resultados históricos

Em 2022, a receita líquida apresentou um recuo de 11,9%, porém os custos recuaram 22,9%, o que resultou em um ganho de margem bruta no período, de 21,5% em 2021 para 31,2% em 2022. As despesas cresceram 18,8% no período, gerando um ganho de 7 p.p de margem EBITDA entre 2021 e 2022, passando de 13,4% para 20,4%.

A companhia apresentou um aumento do seu endividamento ao longo dos últimos 3 anos. A relação Dívida/PL apresentou um incremento de 181,1% em 2020 para 314,9% em 2022, o que significa que atualmente sua dívida representa 75,9% do capital investido.

Anexo 2.1.1: EDP SP

DRE Projetada (2020-2032)

EDP SP	Informação Financeira Histórica						Informação Financeira Projetada						
	dez/20	dez/21	dez/22	dez/23	dez/24	dez/25	dez/26	dez/27	dez/28	dez/29	dez/30	dez/31	dez/32
DRE (Em BRL milhões)													
Receita Bruta	7.331	9.755	8.743	9.831	9.922	10.213	10.560	11.044	11.241	11.675	11.964	12.334	12.928
Fornecimento do uso de energia	6.612	8.457	7.606	8.841	8.907	9.234	9.483	9.821	9.913	10.218	10.741	11.292	11.877
Mercado de Curto Prazo	225	538	52	161	108	1	1	14	-	-	-	-	-
Receita de construção	367	518	859	583	642	704	771	845	917	996	1.080	892	895
Correção do ativo financeiro ¹	56	151	99	138	152	158	184	239	279	325	-	-	-
Outras receitas	71	90	128	108	112	116	121	126	132	137	143	149	155
Deduções	(2.663)	(3.294)	(3.052)	(3.956)	(3.982)	(4.061)	(4.051)	(4.158)	(4.171)	(4.217)	(4.414)	(4.620)	(4.836)
Receita líquida	4.669	6.460	5.692	5.875	5.940	6.152	6.509	6.886	7.070	7.458	7.551	7.713	8.091
Custo total	(3.510)	(5.074)	(3.914)	(3.936)	(4.066)	(4.105)	(4.316)	(4.571)	(4.912)	(5.137)	(5.430)	(5.461)	(5.694)
Custos com energia elétrica	(2.618)	(3.972)	(2.410)	(2.761)	(2.801)	(2.754)	(2.875)	(3.033)	(3.278)	(3.401)	(3.584)	(3.777)	(3.980)
Custos de construção	(367)	(518)	(859)	(583)	(642)	(704)	(771)	(845)	(917)	(996)	(1.080)	(892)	(895)
Custos de operação	(1)	(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Encargos de uso da rede elétrica	(524)	(583)	(646)	(593)	(624)	(648)	(670)	(693)	(717)	(741)	(766)	(792)	(819)
Lucro Bruto	1.158	1.387	1.777	1.938	1.874	2.047	2.193	2.315	2.158	2.321	2.120	2.252	2.397
Despesas gerais e administrativas	(534)	(518)	(616)	(469)	(503)	(527)	(551)	(575)	(606)	(638)	(670)	(675)	(700)
EBITDA	624	868	1.161	1.469	1.371	1.520	1.642	1.740	1.552	1.683	1.451	1.578	1.697
Depreciação e Amortização	(122)	(135)	(151)	(173)	(196)	(220)	(247)	(277)	(309)	(36)	(344)	(373)	(398)
EBIT	502	733	1.010	1.296	1.176	1.299	1.394	1.463	1.243	1.647	1.106	1.204	1.299
Resultado não operacional	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Receitas financeiras	201	134	207	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesas financeiras	(176)	(268)	(477)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	528	600	741	1.296	1.176	1.299	1.394	1.463	1.243	1.647	1.106	1.204	1.299
IR e CSLL - corrente	(161)	(104)	(191)	(441)	(400)	(442)	(474)	(497)	(423)	(560)	(376)	(409)	(442)
IR e CSLL - diferido	7	(49)	(25)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado Líquido	374	447	525	855	776	858	920	966	820	1.087	730	795	857

¹ Entre 2030 e 2034 não é prevista a receita com correção do ativo financeiro uma vez que o ativo financeiro existente é transferido para o ativo intangível da empresa quando da renovação da concessão.

Anexo 2.1.1: EDP SP

DRE Projetada (2033-2044)

EDP SP	Informação Financeira Projetada												
	dez/33	dez/34	dez/35	dez/36	dez/37	dez/38	dez/39	dez/40	dez/41	dez/42	dez/43	dez/44	
DRE (Em BRL milhões)													
Receita Bruta	13.560	14.215	14.961	15.750	16.541	17.237	18.170	19.142	20.171	21.200	22.097	23.315	
Fornecimento do uso de energia	12.506	13.165	13.847	14.567	15.282	15.896	16.739	17.614	18.537	19.451	20.222	21.303	
Mercado de Curto Prazo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Receita de construção	892	882	937	996	1.059	1.127	1.199	1.275	1.357	1.445	1.539	1.639	
Correção do ativo financeiro ¹	-	-	1	4	9	15	24	36	51	69	91	117	
Outras receitas	162	169	176	183	191	199	208	217	226	236	246	256	
Deduções	(5.063)	(5.314)	(5.565)	(5.830)	(6.092)	(6.321)	(6.638)	(6.956)	(7.290)	(7.621)	(7.904)	(8.305)	
Receita líquida	8.497	8.901	9.396	9.921	10.449	10.916	11.533	12.187	12.881	13.579	14.193	15.010	
Custo total	(5.933)	(6.178)	(6.501)	(6.842)	(7.202)	(7.581)	(7.981)	(8.403)	(8.849)	(9.318)	(9.814)	(10.337)	
Custos com energia elétrica	(4.195)	(4.421)	(4.659)	(4.910)	(5.175)	(5.454)	(5.748)	(6.059)	(6.386)	(6.730)	(7.094)	(7.477)	
Custos de construção	(892)	(882)	(937)	(996)	(1.059)	(1.127)	(1.199)	(1.275)	(1.357)	(1.445)	(1.539)	(1.639)	
Custos de operação	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Encargos de uso da rede elétrica	(847)	(875)	(905)	(936)	(967)	(1.000)	(1.034)	(1.069)	(1.105)	(1.143)	(1.182)	(1.222)	
Lucro Bruto	2.564	2.724	2.895	3.079	3.247	3.335	3.551	3.783	4.032	4.261	4.378	4.673	
Despesas gerais e administrativas	(726)	(753)	(787)	(823)	(861)	(902)	(944)	(987)	(1.033)	(1.081)	(1.132)	(1.184)	
EBITDA	1.837	1.971	2.108	2.255	2.386	2.433	2.608	2.796	3.000	3.180	3.246	3.489	
Depreciação e Amortização	(429)	(459)	(492)	(527)	(564)	(603)	(645)	(689)	(737)	(787)	(840)	(897)	
EBIT	1.409	1.511	1.616	1.728	1.822	1.830	1.963	2.107	2.263	2.393	2.406	2.591	
Resultado não operacional	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Receitas financeiras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Despesas financeiras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
EBT	1.409	1.511	1.616	1.728	1.822	1.830	1.963	2.107	2.263	2.393	2.406	2.591	
IR e CSLL - corrente	(479)	(514)	(549)	(588)	(619)	(622)	(667)	(716)	(769)	(814)	(818)	(881)	
IR e CSLL - diferido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Resultado Líquido	930	998	1.066	1.141	1.202	1.208	1.296	1.391	1.494	1.580	1.588	1.710	

¹Entre 2030 e 2034 não é prevista a receita com correção do ativo financeiro uma vez que o ativo financeiro existente é transferido para o ativo intangível da empresa quando da renovação da concessão.

Anexo 2.1.1: EDP SP

DRE Projetada (2045-2058)

EDP SP	Informação Financeira Projetada													
	dez/45	dez/46	dez/47	dez/48	dez/49	dez/50	dez/51	dez/52	dez/53	dez/54	dez/55	dez/56	dez/57	dez/58
DRE (Em BRL milhões)														
Receita Bruta	24.586	25.932	27.287	28.498	30.098	31.770	33.542	35.339	36.981	39.096	41.309	43.657	46.051	38.827
Fornecimento do uso de energia	22.425	23.608	24.787	25.804	27.194	28.636	30.158	31.682	33.028	34.819	36.679	38.642	40.619	34.070
Mercado de Curto Prazo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Receita de construção	1.745	1.859	1.981	2.111	2.250	2.399	2.558	2.727	2.909	3.102	3.309	3.531	3.765	3.214
Correção do ativo financeiro ¹	149	186	230	280	339	406	484	572	673	787	916	1.062	1.227	1.173
Outras receitas	267	278	290	302	315	329	343	357	372	388	405	422	440	369
Deduções	(8.707)	(9.130)	(9.551)	(9.917)	(10.425)	(10.936)	(11.474)	(12.010)	(12.485)	(13.132)	(13.783)	(14.468)	(15.154)	(12.677)
Receita líquida	15.879	16.801	17.737	18.581	19.673	20.834	22.068	23.329	24.497	25.964	27.526	29.189	30.897	26.149
Custo total	(10.889)	(11.472)	(12.087)	(12.736)	(13.422)	(14.145)	(14.909)	(15.716)	(16.567)	(17.467)	(18.417)	(19.420)	(20.478)	(17.349)
Custos com energia elétrica	(7.881)	(8.307)	(8.756)	(9.229)	(9.728)	(10.254)	(10.808)	(11.393)	(12.009)	(12.659)	(13.344)	(14.067)	(14.828)	(12.563)
Custos de construção	(1.745)	(1.859)	(1.981)	(2.111)	(2.250)	(2.399)	(2.558)	(2.727)	(2.909)	(3.102)	(3.309)	(3.531)	(3.765)	(3.214)
Custos de operação	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Encargos de uso da rede elétrica	(1.263)	(1.306)	(1.350)	(1.396)	(1.443)	(1.492)	(1.543)	(1.595)	(1.649)	(1.705)	(1.763)	(1.823)	(1.884)	(1.572)
Lucro Bruto	4.989	5.329	5.649	5.845	6.251	6.689	7.159	7.613	7.929	8.498	9.110	9.769	10.419	8.800
Despesas gerais e administrativas	(1.239)	(1.297)	(1.357)	(1.423)	(1.489)	(1.558)	(1.631)	(1.708)	(1.790)	(1.874)	(1.962)	(2.055)	(2.152)	(1.829)
EBITDA	3.750	4.032	4.292	4.422	4.763	5.130	5.528	5.905	6.139	6.623	7.147	7.714	8.267	6.971
Depreciação e Amortização	(958)	(1.023)	(1.092)	(1.165)	(1.243)	(1.326)	(1.415)	(1.510)	(1.611)	(1.718)	(1.833)	(1.955)	(2.086)	(2.197)
EBIT	2.792	3.010	3.200	3.257	3.520	3.804	4.113	4.395	4.528	4.905	5.314	5.759	6.181	4.774
Resultado não operacional	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Receitas financeiras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesas financeiras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	2.792	3.010	3.200	3.257	3.520	3.804	4.113	4.395	4.528	4.905	5.314	5.759	6.181	4.774
IR e CSLL - corrente	(949)	(1.023)	(1.088)	(1.107)	(1.197)	(1.293)	(1.398)	(1.494)	(1.540)	(1.668)	(1.807)	(1.958)	(2.101)	(1.623)
IR e CSLL - diferido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado Líquido	1.843	1.986	2.112	2.150	2.323	2.511	2.715	2.901	2.989	3.238	3.508	3.801	4.079	3.151

¹ Entre 2030 e 2034 não é prevista a receita com correção do ativo financeiro uma vez que o ativo financeiro existente é transferido para o ativo intangível da empresa quando da renovação da concessão.

Anexo 2.1.2: EDP SP

Fluxo de Caixa Projetado

Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	dez/23	dez/24	dez/25	dez/26	dez/27	dez/28	dez/29	dez/30	dez/31	dez/32	dez/33	dez/34	dez/35
Fluxo de caixa operacional	439	969	(261)	1.003	997	1.752	800	1.099	1.141	1.237	1.332	1.431	1.532
(+) EBITDA	1.469	1.371	1.520	1.642	1.740	1.552	1.683	1.451	1.578	1.697	1.837	1.971	2.108
(-) Correção do ativo financeiro ¹	(138)	(152)	(158)	(184)	(239)	(279)	(325)	-	-	-	-	-	(1)
(-) IR e CSLL - FCLF	(441)	(400)	(442)	(474)	(497)	(423)	(560)	(376)	(409)	(442)	(479)	(514)	(549)
(+/-) Variação do capital de giro	(451)	150	(1.181)	19	(7)	902	1	25	(27)	(18)	(27)	(26)	(26)
Capex	(528)	(582)	(639)	(700)	(767)	(832)	(903)	(979)	(810)	(813)	(810)	(800)	(850)
Indenização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	(89)	387	(900)	303	230	920	(103)	120	331	424	522	630	682

Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	dez/36	dez/37	dez/38	dez/39	dez/40	dez/41	dez/42	dez/43	dez/44	dez/45	dez/46	dez/47
Fluxo de caixa operacional	1.636	1.729	1.794	1.886	2.014	2.138	2.264	2.336	2.454	2.605	2.773	2.929
(+) EBITDA	2.255	2.386	2.433	2.608	2.796	3.000	3.180	3.246	3.489	3.750	4.032	4.292
(-) Correção do ativo financeiro ¹	(4)	(9)	(15)	(24)	(36)	(51)	(69)	(91)	(117)	(149)	(186)	(230)
(-) IR e CSLL - FCLF	(588)	(619)	(622)	(667)	(716)	(769)	(814)	(818)	(881)	(949)	(1.023)	(1.088)
(+/-) Variação do capital de giro	(27)	(29)	(2)	(30)	(30)	(42)	(34)	(1)	(36)	(47)	(51)	(45)
Capex	(903)	(960)	(1.020)	(1.085)	(1.154)	(1.228)	(1.306)	(1.390)	(1.480)	(1.576)	(1.678)	(1.788)
Indenização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	733	769	773	801	860	911	958	946	974	1.028	1.094	1.141

Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	dez/48	dez/49	dez/50	dez/51	dez/52	dez/53	dez/54	dez/55	dez/56	dez/57	dez/58
Fluxo de caixa operacional	3.032	3.170	3.373	3.579	3.783	3.905	4.098	4.346	4.611	4.846	5.592
(+) EBITDA	4.422	4.763	5.130	5.528	5.905	6.139	6.623	7.147	7.714	8.267	6.971
(-) Correção do ativo financeiro ¹	(280)	(339)	(406)	(484)	(572)	(673)	(787)	(916)	(1.062)	(1.227)	(1.173)
(-) IR e CSLL - FCLF	(1.107)	(1.197)	(1.293)	(1.398)	(1.494)	(1.540)	(1.668)	(1.807)	(1.958)	(2.101)	(1.623)
(+/-) Variação do capital de giro	(2)	(57)	(58)	(67)	(56)	(22)	(71)	(79)	(83)	(92)	1.417
Capex	(1.905)	(2.030)	(2.163)	(2.305)	(2.458)	(2.621)	(2.794)	(2.980)	(3.179)	(3.390)	(2.893)
Indenização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	29.716
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	1.127	1.140	1.210	1.274	1.325	1.284	1.303	1.365	1.432	1.457	32.415

¹ Entre 2030 e 2034 não é prevista a receita com correção do ativo financeiro uma vez que o ativo financeiro existente é transferido para o ativo intangível da empresa quando da renovação da concessão.

Anexo 2.2: EDP ES

A Empresa

A EDP Espírito Santo Distribuição de Energia S.A., sociedade anônima de capital aberto, com sede em Vitória, Estado do Espírito Santo e controlada pela EDP - Energias do Brasil S.A. desde novembro de 2002, sendo sua subsidiária integral, a partir de abril de 2005.

Ativo (R\$ mil)	2020	2021	2022
Ativo Circulante	1.454.217	2.211.540	1.486.670
Caixa e equivalentes de caixa	176.793	513.773	450.478
Contas a receber de clientes e outros	810.545	949.694	772.057
Outros ativos circulantes	466.879	748.073	264.135
Ativo Não Circulante	3.276.180	3.851.763	4.205.903
Concessão do serviço público ativo financeiro	2.315.973	2.994.081	3.811.068
Valores a compensar da parcela A e outros itens financeiros	121.642	290.694	23.472
Outros ativos não circulantes	838.565	566.988	371.363
Ativos fixos	583.570	525.558	476.440
Total Ativo	5.313.967	6.588.861	6.169.013
Passivo Circulante	1.946.749	1.562.909	2.162.555
Fornecedores	485.469	622.122	471.485
Empréstimos e Financiamentos	838.044	187.432	914.496
Outras contas a pagar	623.236	753.355	776.574
Passivo Não Circulante	2.284.257	3.643.044	2.637.239
Empréstimos e financiamentos	189.871	787.774	88.010
Debêntures	541.846	1.423.334	1.652.061
Outros passivos não circulantes	1.552.540	1.431.936	897.168
Patrimônio Líquido	1.082.961	1.382.908	1.369.219
Total Passivo e Patrimônio Líquido	5.313.967	6.588.861	6.169.013

DRE (R\$ mil)	2020	2021	2022
Receita Operacional Líquida (ROL)	3.804.732	5.245.884	4.989.581
Custos Operacionais	-2.729.030	-3.862.522	-3.635.615
Lucro bruto	1.075.702	1.383.362	1.353.966
Despesas gerais e administrativas	-527.845	-512.385	-188.010
EBITDA	547.857	870.977	1.165.956
Depreciação e Amortização	-126.887	-138.915	-153.023
EBIT	420.970	732.062	1.012.933
Resultado financeiro	-50.806	-138.824	-249.251
EBT	370.164	593.238	763.682
IR & CSLL - Diferido	-87.907	-148.830	-203.189
Resultado Líquido	282.257	444.408	560.493

A Concessão

A Companhia detém o contrato de concessão de distribuição de energia elétrica nº 001/95 - ANEEL, pelo prazo de 30 anos, válido até julho de 2025, atuando em 70 dos 78 municípios do estado do Espírito Santo, numa área de 41.241 km², aproximadamente 90% do estado e a 94% da população total, o que corresponde a 3,8 milhões de habitantes. A concessão tem vigência até 16 de julho de 2025, podendo ser renovada por mais 30 anos, conforme Decreto Executivo de 17 de julho de 1995, outorgada pela União Federal.

Resultados históricos

Em 2022, a receita líquida apresentou um recuo de 4,9%, porém os custos recuaram 5,9%, o que resultou em um ligeiro ganho de margem bruta no período, de 26,4% em 2021 para 27,1% em 2022. As despesas caíram 63,3% no período, gerando um ganho de 6,8 p.p de margem EBITDA entre 2021 e 2022, passando de 16,6% para 23,4%.

A companhia apresentou um aumento do seu endividamento ao longos dos últimos 3 anos. A relação Dívida/PL apresentou um incremento de 145,0% em 2020 para 193,9% em 2022, o que significa que atualmente sua dívida representa 66,0% do capital investido.

Anexo 2.2.1: EDP ES

DRE Projetada (2020-2031)

Home	1 Sumário executivo	7 Anexos
	2 Informações do Avaliador	
	3 Análise do mercado	
	4 Visão geral da Empresa	
	5 Avaliação da EDP Brasil	
	6 Apêndices	

EDP ES	Informação Financeira Histórica					Informação Financeira Projetada						
	dez/20	dez/21	dez/22	dez/23	dez/24	dez/25	dez/26	dez/27	dez/28	dez/29	dez/30	dez/31
DRE (Em BRL milhões)												
Receita Bruta	5.805	7.478	7.259	8.127	8.496	8.678	8.877	9.085	9.521	9.957	10.560	10.972
Fornecimento do uso de energia	5.107	6.391	6.189	7.209	7.548	7.730	7.839	8.212	8.578	8.936	9.457	10.044
Mercado de Curto Prazo	196	266	43	101	61	-	1	-	-	-	-	-
Receita de Construção	385	579	683	599	652	706	764	828	897	972	1.052	874
Correção do ativo financeiro ¹	80	200	286	179	195	201	230	-	-	-	-	-
Outras receitas	37	41	59	38	40	42	43	45	47	49	51	53
Deduções	(2.000)	(2.232)	(2.270)	(2.844)	(2.979)	(3.003)	(2.999)	(3.115)	(3.221)	(3.332)	(3.507)	(3.704)
Receita líquida	3.805	5.246	4.990	5.283	5.517	5.675	5.878	5.970	6.300	6.624	7.053	7.268
Custo total	(2.729)	(3.863)	(3.636)	(3.549)	(3.657)	(3.764)	(4.004)	(4.272)	(4.496)	(4.717)	(4.985)	(5.004)
Custos com energia elétrica	(1.900)	(2.790)	(2.557)	(2.381)	(2.408)	(2.437)	(2.596)	(2.780)	(2.913)	(3.035)	(3.198)	(3.370)
Custos de construção	(385)	(579)	(684)	(599)	(652)	(706)	(764)	(828)	(897)	(972)	(1.052)	(874)
Custos de operação	(1)	(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Encargos de uso da rede elétrica	(444)	(492)	(395)	(569)	(597)	(621)	(643)	(665)	(687)	(711)	(735)	(760)
Lucro Bruto	1.076	1.383	1.354	1.734	1.860	1.911	1.874	1.697	1.804	1.908	2.068	2.264
Despesas gerais e administrativas	(528)	(512)	(188)	(495)	(529)	(555)	(580)	(605)	(677)	(711)	(746)	(756)
EBITDA	548	871	1.166	1.239	1.331	1.356	1.294	1.093	1.126	1.197	1.323	1.508
Depreciação e Amortização	(127)	(139)	(153)	(183)	(206)	(232)	(25)	(267)	(296)	(329)	(366)	(398)
EBIT	421	732	1.013	1.056	1.125	1.124	1.269	826	830	868	957	1.110
Resultado não operacional	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Receitas financeiras	141	126	169	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesas financeiras	(192)	(265)	(419)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	370	593	764	1.056	1.125	1.124	1.269	826	830	868	957	1.110
IR e CSLL - corrente	(100)	(82)	(115)	(333)	(355)	(355)	(400)	(261)	(282)	(295)	(325)	(377)
IR e CSLL - diferido	12	(66)	(88)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado Líquido	282	444	560	723	770	769	868	565	548	573	631	733

¹Entre 2027 e 2031 não é prevista a receita com correção do ativo financeiro uma vez que o ativo financeiro existente é transferido para o ativo intangível da empresa quando da renovação da concessão.

Anexo 2.2.1: EDP ES

DRE Projetada (2032-2043)

EDP ES	Informação Financeira Projetada											
	dez/32	dez/33	dez/34	dez/35	dez/36	dez/37	dez/38	dez/39	dez/40	dez/41	dez/42	dez/43
DRE (Em BRL milhões)												
Receita Bruta	11.499	12.041	12.607	13.258	13.948	14.693	15.470	16.292	17.079	17.877	18.849	19.864
Fornecimento do uso de energia	10.564	11.104	11.672	12.262	12.885	13.558	14.256	14.991	15.684	16.379	17.239	18.132
Mercado de Curto Prazo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Receita de Construção	879	878	870	924	982	1.044	1.109	1.179	1.253	1.333	1.417	1.506
Correção do ativo financeiro ¹	0	2	4	9	15	23	34	48	64	84	109	138
Outras receitas	55	58	60	63	65	68	71	74	77	81	84	88
Deduções	(3.888)	(4.073)	(4.268)	(4.466)	(4.677)	(4.912)	(5.149)	(5.398)	(5.631)	(5.868)	(6.166)	(6.466)
Receita Líquida	7.611	7.968	8.339	8.792	9.271	9.781	10.321	10.894	11.448	12.009	12.683	13.398
Custo total	(5.216)	(5.433)	(5.655)	(5.951)	(6.263)	(6.591)	(6.937)	(7.303)	(7.688)	(8.094)	(8.522)	(8.974)
Custos com energia elétrica	(3.552)	(3.744)	(3.946)	(4.158)	(4.383)	(4.619)	(4.869)	(5.132)	(5.409)	(5.701)	(6.009)	(6.334)
Custos de construção	(879)	(878)	(870)	(924)	(982)	(1.044)	(1.109)	(1.179)	(1.253)	(1.333)	(1.417)	(1.506)
Custos de operação	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Encargos de uso da rede elétrica	(785)	(812)	(840)	(868)	(897)	(928)	(959)	(992)	(1.026)	(1.060)	(1.096)	(1.133)
Lucro Bruto	2.395	2.535	2.684	2.841	3.008	3.190	3.383	3.591	3.760	3.915	4.161	4.424
Despesas gerais e administrativas	(786)	(816)	(847)	(886)	(927)	(970)	(1.014)	(1.061)	(1.110)	(1.161)	(1.214)	(1.271)
EBITDA	1.609	1.718	1.836	1.955	2.081	2.220	2.369	2.530	2.650	2.754	2.946	3.153
Depreciação e Amortização	(430)	(461)	(491)	(525)	(560)	(598)	(639)	(682)	(727)	(776)	(827)	(882)
EBIT	1.179	1.257	1.345	1.430	1.521	1.622	1.731	1.848	1.923	1.978	2.119	2.272
Resultado não operacional												
Receitas financeiras												
Despesas financeiras												
EBT	1.179	1.257	1.345	1.430	1.521	1.622	1.731	1.848	1.923	1.978	2.119	2.272
IR e CSLL - corrente	(401)	(427)	(457)	(486)	(517)	(551)	(588)	(628)	(654)	(673)	(721)	(772)
IR e CSLL - diferido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado Líquido	778	830	888	944	1.004	1.070	1.142	1.220	1.269	1.306	1.399	1.499

¹ Entre 2027 e 2031 não é prevista a receita com correção do ativo financeiro uma vez que o ativo financeiro existente é transferido para o ativo intangível da empresa quando da renovação da concessão.

Anexo 2.2.1: EDP ES

DRE Projetada (2044-2055)

EDP ES	Informação Financeira Projetada											
	dez/44	dez/45	dez/46	dez/47	dez/48	dez/49	dez/50	dez/51	dez/52	dez/53	dez/54	dez/55
DRE (Em BRL milhões)												
Receita Bruta	20.937	21.980	23.046	24.321	25.655	27.066	28.455	29.887	31.569	33.330	35.193	21.989
Fornecimento do uso de energia	19.073	19.970	20.878	21.981	23.126	24.332	25.498	26.686	28.103	29.575	31.126	19.323
Mercado de Curto Prazo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Receita de Construção	1.602	1.704	1.812	1.927	2.050	2.181	2.320	2.468	2.626	2.795	2.972	1.942
Correção do ativo financeiro ¹	171	211	257	310	371	440	520	610	712	827	958	638
Outras receitas	91	95	99	104	108	113	117	122	127	133	139	86
Deduções	(6.782)	(7.079)	(7.385)	(7.764)	(8.145)	(8.546)	(8.928)	(9.324)	(9.805)	(10.291)	(10.802)	(6.695)
Receita Líquida	14.156	14.901	15.661	16.558	17.510	18.520	19.527	20.563	21.764	23.039	24.392	15.293
Custo total	(9.450)	(9.952)	(10.482)	(11.041)	(11.631)	(12.253)	(12.909)	(13.602)	(14.332)	(15.104)	(15.915)	(9.974)
Custos com energia elétrica	(6.676)	(7.037)	(7.417)	(7.819)	(8.241)	(8.687)	(9.157)	(9.653)	(10.176)	(10.726)	(11.307)	(7.027)
Custos de construção	(1.602)	(1.704)	(1.812)	(1.927)	(2.050)	(2.181)	(2.320)	(2.468)	(2.626)	(2.795)	(2.972)	(1.942)
Custos de operação	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Encargos de uso da rede elétrica	(1.172)	(1.212)	(1.253)	(1.295)	(1.339)	(1.385)	(1.432)	(1.480)	(1.530)	(1.582)	(1.636)	(1.005)
Lucro Bruto	4.706	4.948	5.179	5.517	5.879	6.267	6.618	6.961	7.431	7.935	8.477	5.319
Despesas gerais e administrativas	(1.329)	(1.391)	(1.455)	(1.523)	(1.594)	(1.668)	(1.746)	(1.827)	(1.912)	(2.002)	(2.095)	(1.316)
EBITDA	3.376	3.558	3.723	3.994	4.285	4.599	4.872	5.134	5.519	5.934	6.382	4.003
Depreciação e Amortização	(940)	(1.002)	(1.067)	(1.137)	(1.211)	(1.290)	(1.374)	(1.464)	(1.559)	(1.660)	(1.768)	(1.072)
EBIT	2.437	2.556	2.656	2.857	3.074	3.309	3.498	3.670	3.960	4.273	4.614	2.931
Resultado não operacional												
Receitas financeiras												
Despesas financeiras												
EBT	2.437	2.556	2.656	2.857	3.074	3.309	3.498	3.670	3.960	4.273	4.614	2.931
IR e CSLL - corrente	(828)	(869)	(903)	(971)	(1.045)	(1.125)	(1.189)	(1.248)	(1.346)	(1.453)	(1.569)	(997)
IR e CSLL - diferido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado Líquido	1.608	1.687	1.753	1.885	2.029	2.184	2.309	2.423	2.613	2.821	3.045	1.934

¹ Entre 2027 e 2031 não é prevista a receita com correção do ativo financeiro uma vez que o ativo financeiro existente é transferido para o ativo intangível da empresa quando da renovação da concessão.

Anexo 2.2.2: EDP ES

Fluxo de Caixa Projetado

Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	dez/23	dez/24	dez/25	dez/26	dez/27	dez/28	dez/29	dez/30	dez/31	dez/32	dez/33	dez/34
Fluxo de caixa operacional	593	849	(16)	686	875	1.722	892	984	1.111	1.217	1.297	1.382
(+) EBITDA	1.239	1.331	1.356	1.294	1.093	1.126	1.197	1.323	1.508	1.609	1.718	1.836
(-) Correção do ativo financeiro ¹	(179)	(195)	(201)	(230)	-	-	-	-	-	(0)	(2)	(4)
(-) IR e CSLL - FCLF	(333)	(355)	(355)	(400)	(261)	(282)	(295)	(325)	(377)	(401)	(427)	(457)
(+/-) Variação do capital de giro	(133)	68	(816)	23	43	878	(10)	(13)	(20)	9	8	8
Capex	(547)	(594)	(643)	(696)	(754)	(816)	(884)	(956)	(797)	(801)	(800)	(794)
Indenização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	47	255	(659)	(10)	122	906	8	28	314	416	497	588

Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	dez/35	dez/36	dez/37	dez/38	dez/39	dez/40	dez/41	dez/42	dez/43	dez/44	dez/45	dez/46
Fluxo de caixa operacional	1.467	1.548	1.642	1.742	1.846	1.933	2.004	2.111	2.235	2.365	2.472	2.568
(+) EBITDA	1.955	2.081	2.220	2.369	2.530	2.650	2.754	2.946	3.153	3.376	3.558	3.723
(-) Correção do ativo financeiro ¹	(9)	(15)	(23)	(34)	(48)	(64)	(84)	(109)	(138)	(171)	(211)	(257)
(-) IR e CSLL - FCLF	(486)	(517)	(551)	(588)	(628)	(654)	(673)	(721)	(772)	(828)	(869)	(903)
(+/-) Variação do capital de giro	7	(1)	(3)	(5)	(8)	1	7	(6)	(8)	(12)	(5)	5
Capex	(843)	(895)	(951)	(1.011)	(1.074)	(1.141)	(1.213)	(1.289)	(1.370)	(1.457)	(1.549)	(1.647)
Indenização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	624	653	691	732	772	792	791	822	865	908	923	922

Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	dez/47	dez/48	dez/49	dez/50	dez/51	dez/52	dez/53	dez/54	dez/55
Fluxo de caixa operacional	2.702	2.856	3.011	3.152	3.275	3.443	3.626	3.822	2.489
(+) EBITDA	3.994	4.285	4.599	4.872	5.134	5.519	5.934	6.382	4.003
(-) Correção do ativo financeiro ¹	(310)	(371)	(440)	(520)	(610)	(712)	(827)	(958)	(638)
(-) IR e CSLL - FCLF	(971)	(1.045)	(1.125)	(1.189)	(1.248)	(1.346)	(1.453)	(1.569)	(997)
(+/-) Variação do capital de giro	(11)	(13)	(23)	(11)	(2)	(18)	(27)	(34)	121
Capex	(1.751)	(1.862)	(1.980)	(2.106)	(2.241)	(2.383)	(2.536)	(2.695)	(1.770)
Indenização	-	-	-	-	-	-	-	-	26.155
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	951	994	1.031	1.046	1.034	1.059	1.091	1.126	26.875

¹ Entre 2027 e 2031 não é prevista a receita com correção do ativo financeiro uma vez que o ativo financeiro existente é transferido para o ativo intangível da empresa quando da renovação da concessão.

Anexo 3: Empresas de Geração

Índice

3.1	Enerpeixe S.A.
3.1.1	Enerpeixe S.A.- A Empresa
3.1.2	Enerpeixe S.A. - DRE
3.1.3	Enerpeixe S.A. - Fluxo de Caixa Projetado
3.2	Investco S.A.
3.2.1	Investco S.A.- A Empresa
3.2.2	Investco S.A. - DRE
3.2.3	Investco S.A. - Fluxo de Caixa Projetado
3.3	Lajeado Energia S.A.
3.3.1	Lajeado Energia S.A.- A Empresa
3.3.2	Lajeado Energia S.A. - DRE
3.3.3	Lajeado Energia S.A. - Fluxo de Caixa Projetado
3.4	Empresa de Energia São Manoel S.A.
3.4.1	Empresa de Energia São Manoel S.A.- A Empresa
3.4.2	Empresa de Energia São Manoel S.A. - DRE
3.4.3	Empresa de Energia São Manoel S.A. - Fluxo de Caixa Projetado
3.5	Companhia Energética do Jari - CEJA
3.5.1	Companhia Energética do Jari - CEJA- A Empresa
3.5.2	Companhia Energética do Jari - CEJA - DRE
3.5.3	Companhia Energética do Jari - CEJA - Fluxo de Caixa Projetado
3.6	Empresa de Energia Cachoeira Caldeirão S.A.
3.6.1	Empresa de Energia Cachoeira Caldeirão S.A.- A Empresa
3.6.2	Empresa de Energia Cachoeira Caldeirão S.A. - DRE
3.6.3	Empresa de Energia Cachoeira Caldeirão S.A. - Fluxo de Caixa Projetado
3.7	Porto do Pecém Geração de Energia S.A.
3.7.1	Porto do Pecém Geração de Energia S.A. - A Empresa
3.7.2	Porto do Pecém Geração de Energia S.A. - DRE
3.7.3	Porto do Pecém Geração de Energia S.A. - Fluxo de Caixa Projetado
3.8	EDP Smart Serviços S.A.
3.8.1	EDP Smart Serviços S.A. - A Empresa
3.8.2	EDP Smart Serviços S.A. - DRE
3.8.3	EDP Smart Serviços S.A. - Fluxo de Caixa Projetado

Anexo 3.1: Enerpeixe S.A.

A Empresa

Constituída em 2001, a Enerpeixe S.A. (“Enerpeixe”) é a SPE responsável pelas atividades de planejamento, construção, manutenção, operação e comercialização da energia gerada da Usina Hidrelétrica Peixe Angical (UHE Peixe Angical), no rio Tocantins, entre os municípios de Peixe e São Salvador.

Ativo (R\$ mil)	2020	2021	2022
Ativo Circulante	476.575	136.118	72.631
Caixa e equivalentes de caixa	297.446	31.419	15.579
Contas a receber de clientes	134.410	63.473	19.451
Outros ativos circulantes	44.719	41.226	37.601
Ativo Não Circulante	126.955	148.207	151.562
Impostos e contribuições sociais diferidos	20.508	40.536	52.769
Crédito de imposto	95.456	100.588	93.833
Outros ativos não circulantes	10.991	7.083	4.960
Ativos fixo	1.631.862	1.582.649	1.520.953
Total Ativo	2.235.392	1.866.974	1.745.145
Passivo Circulante	793.861	210.085	344.377
Fornecedores	428.165	30.996	11.518
Empréstimos e Financiamentos	176.264	-	-
Debêntures	107.031	116.566	270.176
Outras contas a pagar	82.401	62.523	62.683
Passivo Não Circulante	777.254	991.116	746.277
Debêntures	361.324	528.916	274.349
Uso do bem público	354.866	404.495	415.792
Outros passivos não circulantes	61.064	57.705	56.136
Patrimônio Líquido	664.277	665.773	654.492
Total Passivo e Patrimônio Líquido	2.235.392	1.866.974	1.745.145

DRE (R\$ mil)	2020	2021	2022
Receita Operacional Líquida (ROL)	303.132	421.390	315.141
Custos Operacionais	84.555	(210.854)	(114.212)
Lucro bruto	387.687	210.536	200.928
Despesas gerais e administrativas	(7.719)	(7.822)	(21.408)
EBITDA	379.968	202.714	179.520
Depreciação e Amortização	(51.981)	(64.705)	(65.806)
EBIT	327.987	138.009	113.714
Resultado financeiro	(166.326)	(168.664)	(126.272)
EBT	161.661	(30.655)	(12.558)
IR & CSLL - Corrente	37	7.810	(10.956)
IR & CSLL - Diferido	(45.166)	20.028	12.233
Resultado Líquido	116.532	(2.817)	(11.281)

- **Resultados históricos:** A ROL apresentou uma queda de 25,2% decorrente das menores tarifas de energia. Em contrapartida os custos e despesas caíram 38,0% nesse período, o que resultou em um ganho de margem de 8,9% entre 2021 e 2022, passando de 48,1% para 57,0%.

- O endividamento da empresa apresentou uma queda ao longo do histórico analisado. A relação Dívida/PL se reduziu de 97,0%, em 2020 para 83,2% em 2022.

- **Contratos de concessão:** O contrato de concessão foi celebrado em novembro de 2001, com duração de 35 anos, com posterior extensão decorrente da Lei nº 14.052/20 e Resolução ANEEL nº 895/20 de mais 67,03 meses no prazo da outorga da UHE Peixe Angical.

- A UHE Peixe Angical possui uma capacidade instalada de 498,7 MW e energia assegurada de 266,6 MW. A avaliação assumiu uma queda da energia assegurada para 243,0 MW a partir de 2028 uma vez que se espera uma revisão para baixo da GF de todos os operadores no Brasil nas próximas revisões sistêmicas do bloco hídrico.

- **Contratos ACR:** A UHE não possui contratos firmados no ambiente de contratação regulado.

- **Contratos ACL:** Da energia assegurada de 266,6 MWm, 217 MWm foram comercializados por meio de Contratos no ACL pelo prazo de 3 anos com término em dez/22, a um preço base de R\$ 140,00 por MWh. Avaliação considerou a renovação destes contratos, os quais foram reajustados anualmente pelo IPCA ao longo da projeção.

- **Mercado SPOT:** Foi considerada a venda/compra todo o excedente/déficit de energia no mercado SPOT.

- **Imposto de renda:** A UHE possui um benefício fiscal da SUDAM com redução de 75% do Imposto de Renda da pessoa Jurídica até 2026.

- **Capex projetado:** É projetado um Capex de manutenção de R\$ 262,4 milhões até 2042 com o objetivo de manter o nível operacional e de manutenção dos ativos existentes.

Anexo 3.1.1: Enerpeixe S.A.

DRE Projetada (2020-2030)

Em BRL milhões	Informação Financeira Histórica			Informação Financeira Projetada							
	dez/20	dez/21	dez/22	dez/23	dez/24	dez/25	dez/26	dez/27	dez/28	dez/29	dez/30
DRE (Em BRL milhões)											
Receita Bruta	352	482	366	332	396	395	488	412	389	401	414
Fornecimento de Energia - ACR	299	476	355	249	229	225	-	-	-	-	-
Fornecimento de Energia - ACL	-	-	-	60	143	148	467	390	369	380	393
Fornecimento de Energia - Curto Prazo	54	6	11	22	22	22	21	22	18	19	20
Outras Receitas	-	-	-	1	1	0	-	-	1	1	1
Deduções	(49)	(61)	(51)	(53)	(61)	(61)	(71)	(64)	(63)	(65)	(67)
Receita Líquida	303	421	315	278	335	334	417	347	326	336	347
Custo total	85	(211)	(114)	(147)	(142)	(135)	(120)	(114)	(113)	(114)	(116)
Encargos de transmissão, conexão e distribuição	(37)	(39)	(44)	(38)	(40)	(43)	(46)	(48)	(51)	(52)	(54)
Serviços de operação e manutenção	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo de compra de energia	(13)	(14)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
UBP	135	(156)	(70)	(61)	(58)	(48)	(30)	(22)	(18)	(19)	(20)
Outros custos e despesas	(0)	(1)	-	(48)	(44)	(44)	(44)	(44)	(44)	(43)	(42)
Lucro Bruto	388	211	201	131	193	199	297	234	213	221	231
Despesas	(8)	(8)	(21)	(26)	(27)	(28)	(29)	(30)	(31)	(32)	(33)
Pessoal	(8)	(8)	(10)	(12)	(13)	(14)	(14)	(15)	(15)	(16)	(16)
Serviços de Terceiros	-	-	(9)	(11)	(11)	(12)	(12)	(13)	(13)	(13)	(14)
Seguros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras Despesas	(0)	(0)	(2)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)
EBITDA	380	203	180	106	166	171	267	203	182	189	198
Depreciação	(45)	(45)	(45)	(64)	(64)	(65)	(65)	(66)	(67)	(68)	(69)
Amortização	(7)	(20)	(20)	(33)	(33)	(33)	(33)	(33)	(33)	(33)	(33)
EBIT	328	138	114	9	69	73	169	105	82	89	96
Receita/Despesa Financeira	(166)	(169)	(126)	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa financeira do pagamento da outorga	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	162	(31)	(13)	9	69	73	169	105	82	89	96
IR e CSLL - corrente	0	8	(11)	(1)	(11)	(11)	(26)	(36)	(28)	(30)	(33)
IR e CSLL - diferido	(45)	20	12	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortização do ágio e reversão PMIPL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado Líquido	117	(3)	(11)	8	59	62	144	69	54	59	64

Anexo 3.1.1: Enerpeixe S.A.

DRE Projetada (2031-2042)

Em BRL milhões												
Informação Financeira Projetada												
DRE (Em BRL milhões)	dez/31	dez/32	dez/33	dez/34	dez/35	dez/36	dez/37	dez/38	dez/39	dez/40	dez/41	dez/42
Receita Bruta	428	345	356	368	380	394	391	405	418	434	447	158
Fornecimento de Energia - ACR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fornecimento de Energia - ACL	407	323	333	344	356	369	365	377	390	405	417	148
Fornecimento de Energia - Curto Prazo	20	21	22	22	23	24	25	25	26	27	28	10
Outras Receitas	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1
Deduções	(69)	(62)	(64)	(66)	(68)	(71)	(71)	(74)	(76)	(79)	(82)	(36)
Receita Líquida	359	283	292	302	312	324	320	331	342	355	366	122
Custo total	(118)	(119)	(120)	(121)	(122)	(122)	(122)	(122)	(121)	(120)	(117)	7
Encargos de transmissão, conexão e distribuição	(56)	(58)	(60)	(62)	(64)	(66)	(68)	(71)	(73)	(76)	(78)	(28)
Serviços de operação e manutenção	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo de compra de energia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
UBP	(20)	(21)	(22)	(22)	(23)	(24)	(25)	(25)	(26)	(27)	(28)	(10)
Outros custos e despesas	(42)	(40)	(39)	(37)	(35)	(32)	(29)	(26)	(21)	(17)	(11)	45
Lucro Bruto	241	164	172	181	190	201	198	209	221	235	248	129
Despesas	(34)	(36)	(37)	(38)	(39)	(41)	(42)	(43)	(45)	(46)	(48)	(21)
Pessoal	(17)	(17)	(18)	(18)	(19)	(20)	(20)	(21)	(22)	(22)	(23)	(10)
Serviços de Terceiros	(14)	(15)	(15)	(16)	(16)	(17)	(17)	(18)	(19)	(19)	(20)	(9)
Seguros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras Despesas	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(5)	(5)	(5)	(2)
EBITDA	207	128	135	143	151	161	156	166	176	189	200	108
Depreciação	(70)	(71)	(72)	(74)	(75)	(77)	(80)	(83)	(87)	(93)	(101)	(45)
Amortização	(33)	(33)	(0)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBIT	104	25	63	69	75	83	76	82	89	96	99	64
Receita/Despesa Financeira	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa financeira do pagamento da outorga	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	104	25	63	69	75	83	76	82	89	96	99	64
IR e CSLL - corrente	(35)	(8)	(21)	(23)	(26)	(28)	(26)	(28)	(30)	(33)	(34)	(22)
IR e CSLL - diferido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortização do ágio e reversão PMIPL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado líquido	69	16	41	46	50	55	50	54	59	63	65	42

Anexo 3.1.2: Enerpeixe S.A.

Fluxo de Caixa Projetado

Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	Informação Financeira Projetada									
	dez/23	dez/24	dez/25	dez/26	dez/27	dez/28	dez/29	dez/30	dez/31	dez/32
Fluxo de caixa operacional	123	154	161	233	177	152	153	157	160	111
(+) EBITDA	106	166	171	267	203	182	189	198	207	128
(-) IR e CSLL - FCLF	(1)	(10)	(11)	(26)	(36)	(28)	(30)	(33)	(35)	(8)
(+/-) Variação do capital de giro	10	(5)	(0)	(9)	11	1	(0)	(1)	(1)	5
(-) UBP	9	3	2	0	(2)	(4)	(6)	(8)	(11)	(14)
Capex	(19)	(9)	(10)	(10)	(11)	(11)	(12)	(12)	(12)	(13)
Indenização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	104	145	151	223	166	141	141	145	148	98

Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	Informação Financeira Projetada									
	dez/33	dez/34	dez/35	dez/36	dez/37	dez/38	dez/39	dez/40	dez/41	dez/42
Fluxo de caixa operacional	99	98	100	103	96	97	99	102	104	34
(+) EBITDA	135	143	151	161	156	166	176	189	200	108
(-) IR e CSLL - FCLF	(21)	(23)	(26)	(28)	(26)	(28)	(30)	(33)	(34)	(22)
(+/-) Variação do capital de giro	2	(0)	(0)	(1)	0	(1)	(1)	(1)	(1)	18
(-) UBP	(17)	(21)	(25)	(29)	(34)	(40)	(47)	(54)	(62)	(70)
Capex	(13)	(14)	(14)	(15)	(15)	(16)	(16)	(17)	(17)	(6)
Indenização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	85	84	86	88	81	81	83	85	87	28

Anexo 3.2: Investco S.A.

A Empresa

A Investco S.A., com sede no município de Miracema do Tocantins, é uma controlada direta da Lajeado Energia S.A. e tem como principal objeto social estudos, planejamentos, projetos, constituição e exploração dos sistemas de produção, transmissão, transformação, distribuição e comércio de energia elétrica, especialmente a exploração dos ativos da Usina Hidrelétrica Luís Magalhães e Sistema de Transmissão Associado (UHE Lajeado).

Ativo (R\$ mil)	2020	2021	2022
Ativo Circulante	121.848	156.609	287.210
Caixa e equivalentes de caixa	88.552	130.430	255.744
Contas a receber de clientes	13.986	11.780	20.440
Outros ativos circulantes	7.348	8.038	8.717
Ativo Não Circulante	1.800	1.804	2.330
Despesas antecipadas	347	300	252
Depósitos judiciais	947	978	1.550
Outros ativos não circulantes	506	526	528
Ativos fixo	1.034.284	999.888	980.129
Total Ativo	1.157.932	1.158.301	1.269.669
Passivo Circulante	51.107	46.956	95.880
Empréstimos e financiamentos	5.108	4.301	11.615
Impostos e contribuições a recolher	5.943	4.670	17.426
Dividendos e juros sobre capital próprio	21.491	16.627	42.714
Passivo Não Circulante	197.524	198.668	205.234
Empréstimos e financiamentos	93.483	96.710	100.218
Provisões	23.695	22.111	18.304
Concessão do serviço público (Uso do Bem Público)	52.360	58.370	68.578
Patrimônio Líquido	909.301	912.677	968.355
Total Passivo e Patrimônio Líquido	1.157.932	1.158.301	1.269.669
DRE (R\$ milhões)	2020	2021	2022
Receita Operacional Líquida (ROL)	146.886	126.818	220.982
Custos Operacionais	(2.043)	(414)	2.390
Lucro bruto	144.843	126.404	223.371
Despesas gerais e administrativas	(30.485)	(29.821)	(32.678)
EBITDA	114.358	96.583	190.693
Depreciação e Amortização	(39.070)	(39.297)	(41.197)
EBIT	75.288	57.286	149.496
Resultado financeiro	(34.434)	(25.013)	(8.013)
EBT	40.854	32.273	141.484
IR & CSLL - Diferido	(6.412)	(4.697)	(31.127)
Resultado Líquido	34.442	27.576	110.357

- **Resultados históricos:** Em 2022, a ROL apresentou um aumento de 74,3% em função do aumento das receitas de leasing. No mesmo período, os custos e despesas somados se mantiveram relativamente estáveis, variando apenas 0,2%, o que resultou em um ganho de margem de 10,1 p.p. entre 2021 e 2022, passando de 76,2% para 86,3%.

- O endividamento da empresa se manteve relativamente estável ao longo do histórico analisado. A relação Dívida/PL aumentou de 9,8%, em 2020 para 10,4% em 2022.

- **Contrato de concessão** - O contrato de concessão de exploração dos ativos da UHE Lajeado foi celebrado em janeiro de 1998, com duração de 35 anos. Conforme Lei nº 14.052/20 e extensão de 18,5 meses decorrente da Resolução nº 895/20 da ANEEL, o novo prazo da concessão é janeiro de 2034.

A Investco é titular exclusiva dos ativos que compõem a UHE Lajeado, mas não é titular exclusiva do Contrato de Concessão. A concessão da UHE Lajeado é compartilhada entre a Lajeado Energia, titular de 72,27%, CEB Lajeado S.A., titular de 19,80%, Paulista Lajeado Energia S.A., titular de 6,93% e a Investco, titular de 1% e as referidas empresas, em conjunto, são as concessionárias da UHE Lajeado, formando o Consórcio Usina Lajeado.

A UHE Lajeado possui uma capacidade instalada de 902,5 MW, potência assegurada de 823,3 MW e garantia física de 480,0 MW. Da potência e energia asseguradas, as concessionárias da UHE Lajeado deverão destinar 617,48 MW e 2.877.660 MWh/ano até o final do contrato para venda as concessionárias de serviço público de distribuição.

Na projeção, foi considerada a venda/compra todo o excedente/déficit de energia no mercado SPOT.

- **Capex projetado:** É projetado um Capex de Manutenção de R\$ 161,2 milhões até 2034 com o objetivo de manter o nível operacional e de manutenção dos ativos existentes.

Anexo 3.2.1: Investco S.A.

DRE Projetada (2020-2027)

Investco S.A. - Em BRL milhões	Informação Financeira Histórica			Informação Financeira Projetada				
	dez/20	dez/21	dez/22	dez/23	dez/24	dez/25	dez/26	dez/27
DRE (Em BRL milhões)								
Receita Bruta	162	140	244	206	166	163	157	154
Fornecimento de Energia - ACR	9	9	11	0	0	0	0	0
Fornecimento de Energia - ACL	-	-	-	9	9	9	10	10
Fornecimento de Energia - Curto Prazo	0	0	0	-	-	-	-	-
Receita de Leasing	152	130	233	197	157	153	148	144
Outras Receitas	1	1	-	-	-	-	-	-
Deduções	(15)	(13)	(23)	(19)	(15)	(15)	(15)	(14)
Receita Líquida	147	127	221	187	151	148	143	140
Custo total	(2)	(0)	2	(27)	(7)	(6)	(6)	(6)
Encargos de transmissão, conexão e distribuição	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
Serviços de operação e manutenção	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo de compra de energia	(1)	1	3	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
UBP	-	-	-	(26)	(5)	(5)	(5)	(5)
Outros custos e despesas	(0)	(0)	-	-	-	-	-	-
Lucro Bruto	145	126	223	160	144	141	137	134
Despesas	(30)	(30)	(33)	(40)	(41)	(42)	(43)	(44)
Pessoal	(17)	(18)	(18)	(21)	(22)	(23)	(23)	(24)
Material	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
Serviços de Terceiros	(10)	(9)	(12)	(15)	(15)	(16)	(16)	(17)
Arrendamentos e Aluguéis	0	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Outras Despesas	(2)	(1)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)
EBITDA	114	97	191	121	103	99	93	90
Depreciação	(35)	(36)	(35)	(35)	(36)	(36)	(37)	(37)
Amortização	(4)	(4)	(6)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)
EBIT	75	57	149	83	65	61	54	50
Receita/Despesa Financeira	(34)	(25)	(8)	-	-	-	-	-
EBT	41	32	141	83	65	61	54	50
IR e CSLL - corrente	(14)	(12)	(31)	(28)	(22)	(21)	(18)	(17)
IR e CSLL - diferido	8	7	-	-	-	-	-	-
Amortização do ágio e reversão PMIPL	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado líquido	34	28	110	55	43	40	36	33

Anexo 3.2: Investco S.A. DRE Projetada (2028-2034)

Investco S.A. - Em BRL milhões	Informação Financeira Projetada						
	dez/28	dez/29	dez/30	dez/31	dez/32	dez/33	dez/34
DRE (Em BRL milhões)							
Receita Bruta	152	150	147	145	143	136	11
Fornecimento de Energia - ACR	0	0	0	0	0	0	0
Fornecimento de Energia - ACL	10	11	11	11	12	7	1
Fornecimento de Energia - Curto Prazo	-	-	-	-	-	-	-
Receita de Leasing	142	139	136	134	131	128	10
Outras Receitas	-	-	-	-	-	-	-
Deduções	(14)	(14)	(14)	(13)	(13)	(13)	(1)
Receita Líquida	138	136	134	132	130	123	10
Custo total	(6)	(5)	(5)	(4)	(4)	(3)	(1)
Encargos de transmissão, conexão e distribuição	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(0)
Serviços de operação e manutenção	-	-	-	-	-	-	-
Custo de compra de energia	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
UBP	(4)	(4)	(4)	(3)	(3)	(2)	(1)
Outros custos e despesas	-	-	-	-	-	-	-
Lucro Bruto	132	131	129	127	126	120	9
Despesas	(46)	(47)	(49)	(51)	(52)	(54)	(2)
Pessoal	(25)	(26)	(27)	(27)	(28)	(29)	(1)
Material	(1)	(1)	(1)	(2)	(2)	(2)	(0)
Serviços de Terceiros	(17)	(18)	(18)	(19)	(20)	(20)	(1)
Arrendamentos e Aluguéis	(0)	(0)	(1)	(1)	(1)	(1)	(0)
Outras Despesas	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(0)
EBITDA	86	83	80	76	73	65	7
Depreciação	(38)	(38)	(39)	(39)	(40)	(40)	(0)
Amortização	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)
EBIT	46	43	39	35	31	23	4
Receita/Despesa Financeira	-	-	-	-	-	-	-
EBT	46	43	39	35	31	23	4
IR e CSLL - corrente	(16)	(14)	(13)	(12)	(11)	(8)	(1)
IR e CSLL - diferido	-	-	-	-	-	-	-
Amortização do ágio e reversão PMIPL	-	-	-	-	-	-	-
Resultado líquido	31	28	26	23	21	15	3

Anexo 3.2.2: Investco S.A. Fluxo de Caixa Projetado

<i>Investco S.A. - Em BRL milhões</i>	<i>Informação Financeira Projetada</i>					
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	dez/23	dez/24	dez/25	dez/26	dez/27	dez/28
Fluxo de caixa operacional	120	76	75	71	68	65
(+) EBITDA	121	103	99	93	90	86
(-) IR e CSLL - FCLF	(28)	(22)	(21)	(18)	(17)	(16)
(+/-) Variação do capital de giro	10	(1)	0	1	0	0
(-) UBP	17	(3)	(4)	(5)	(5)	(6)
Capex	(17)	(13)	(13)	(13)	(14)	(14)
Indenização	-	-	-	-	-	-
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	103	63	62	58	54	51

<i>Investco S.A. - Em BRL milhões</i>	<i>Informação Financeira Projetada</i>					
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	dez/29	dez/30	dez/31	dez/32	dez/33	dez/34
Fluxo de caixa operacional	62	59	56	53	47	(15)
(+) EBITDA	83	80	76	73	65	7
(-) IR e CSLL - FCLF	(14)	(13)	(12)	(11)	(8)	(1)
(+/-) Variação do capital de giro	1	1	1	0	1	(8)
(-) UBP	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)
Capex	(15)	(15)	(16)	(16)	(17)	(0)
Indenização	-	-	-	-	-	758
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	48	44	41	37	31	743

Anexo 3.3: Lajeado Energia S.A. A Empresa

A Lajeado Energia S.A., com sede no município de São Paulo, tem como principal objeto social a geração e comercialização de energia elétrica. Também realiza estudos de viabilidade, projetos, construção, operação e manutenção de unidades de geração. A Companhia pode, ainda, participar de outras empresas, negócios e empreendimentos voltados à atividade energética.

Ativo (R\$ mil)	2020	2021	2022
Ativo Circulante	120.547	130.472	208.787
Caixa e equivalentes de caixa	32.950	37.459	93.910
Contas a receber de clientes	63.186	77.224	74.115
Outros ativos circulantes	13.674	10.110	29.176
Ativo Não Circulante	47.788	25.004	22.583
Despesas antecipadas	19.585	16.884	14.183
Títulos e valores imobiliários	7.593	7.855	8.140
Outros ativos não circulantes	1.086	265	260
Ativos fixos	1.102.436	1.202.080	1.198.068
Total Ativo	1.270.771	1.357.556	1.429.438
Passivo Circulante	442.760	477.464	358.877
Dividendos e juros sobre capital próprio	175.162	167.661	202.803
Impostos e contribuições a recolher	84.473	126.516	117.814
Fornecedores	24.051	21.067	28.166
Passivo Não Circulante	151.179	180.360	379.512
Debêntures	149.881	149.507	349.210
Provisões	440	450	479
Outros passivos não circulantes	858	30.403	29.823
Patrimônio Líquido	676.832	699.732	691.049
Total Passivo e Patrimônio Líquido	1.270.771	1.357.556	1.429.438

DRE (R\$ milhões)	2020	2021	2022
Receita Operacional Líquida (ROL)	651.036	716.237	749.958
Custos Operacionais	(121.246)	(19.068)	(134.322)
Lucro bruto	529.790	697.169	615.636
Despesas gerais e administrativas	(106.749)	(91.825)	(157.824)
EBITDA	423.041	605.344	457.815
Depreciação e Amortização	(28.912)	(39.198)	(44.735)
EBIT	394.129	566.146	413.077
Resultado financeiro	10.092	6.329	32.186
EBT	404.221	572.475	445.263
IR & CSLL - Diferido	(136.377)	(195.398)	(134.436)
Resultado Líquido	267.844	377.077	310.827

Resultados históricos: Em 2022, a ROL apresentou um aumento de 4,7% puxado pelo aumento das receitas no ACR. Em contrapartida os custos e despesas aumentaram 163,4% nesse período, puxados pelo aumento dos arrendamentos e aluguéis pagos para a Investco, o que resultou em uma deterioração da margem EBITDA, que caiu 23 p.p. entre 2021 e 2022, passando de 84,5% para 61,0%.

O endividamento da empresa apresentou um aumento ao longo do histórico analisado. A relação Dívida/PL cresceu de 18,1%, em 2020 para 33,6% em 2022.

Contratos de concessão - O contrato de concessão de exploração dos ativos da UHE Lajeado foi celebrado em janeiro de 1998, com duração de 35 anos. Conforme Lei nº 14.052/20 e extensão de 18,5 meses decorrente da Resolução nº 895/20 da ANEEL, o novo prazo da concessão é janeiro de 2034.

A concessão da UHE Lajeado é compartilhada entre a Lajeado Energia, titular de 72,27%, CEB Lajeado S.A., titular de 19,80%, Paulista Lajeado Energia S.A., titular de 6,93% e a Investco, titular de 1% e as referidas empresas, em conjunto, são as concessionárias da UHE Lajeado, formando o Consórcio Usina Lajeado.

A UHE Lajeado possui uma capacidade instalada de 902,5 MW e garantia física de 480,0 MW. Da potência e energia asseguradas, as concessionárias da UHE Lajeado deverão destinar 617,48 MW e 2.877.660 MWh/ano até o final do contrato para venda as concessionárias de serviço público de distribuição.

Na projeção, foi considerada a venda/compra todo o excedente/déficit de energia no mercado SPOT.

Capex projetado: Não há projeção de CAPEX para a Lajeado Energia S.A. no horizonte até 2034 visto que a empresa (juntamente com as demais consorciadas) arrenda os ativos de geração da Investco, que é a titular exclusiva dos ativos que compõem a UHE Lajeado.

Anexo 3.3.1: Lajeado Energia S.A.

DRE Projetada (2020-2027)

Lajeado Energia S.A. - Em BRL milhões	Informação Financeira Histórica			Informação Financeira Projetada				
	dez/20	dez/21	dez/22	dez/23	dez/24	dez/25	dez/26	dez/27
DRE (Em BRL milhões)								
Receita Bruta	743	815	855	846	882	910	937	967
Fornecimento de Energia - ACR	690	772	805	600	628	735	680	706
Fornecimento de Energia - ACL	-	-	-	194	201	121	200	203
Fornecimento de Energia - TEO	-	-	-	1	-	-	-	-
Fornecimento de Energia - Curto Prazo	10	7	12	-	-	-	-	-
Outras Receitas	43	37	38	51	53	55	57	59
Deduções	(92)	(99)	(105)	(102)	(106)	(111)	(114)	(118)
Receita Líquida	651	716	750	745	775	799	822	849
Custo total	(121)	(19)	(134)	(82)	(77)	(67)	(71)	(75)
Encargos de transmissão, conexão e distribuição	(48)	(52)	(59)	(57)	(60)	(62)	(64)	(67)
Serviços de operação e manutenção	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo de compra de energia	(167)	(103)	(76)	(25)	(17)	(4)	(7)	(8)
UBP	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros custos e despesas	94	135	-	-	-	-	-	-
Lucro Bruto	530	697	616	663	698	733	751	774
Despesas	(107)	(92)	(158)	(141)	(115)	(107)	(104)	(100)
Pessoal	(3)	(2)	(3)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)
Material	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Serviços de Terceiros	(2)	(2)	(1)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)
Arrendamentos e Aluguéis	(101)	(86)	(154)	(135)	(109)	(101)	(97)	(93)
Outras Despesas	(1)	(2)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
EBITDA	423	605	458	522	584	625	648	675
Depreciação	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Amortização	(29)	(39)	(45)	(43)	(43)	(43)	(43)	(43)
EBIT	394	566	413	478	540	582	604	631
Receita/Despesa Financeira	(15)	(14)	(48)	-	-	-	-	-
Despesa financeira do pagamento da outorga	25	20	81	-	-	-	-	-
EBT	404	572	445	478	540	582	604	631
IR e CSLL - corrente	(99)	(147)	(135)	(163)	(184)	(198)	(205)	(215)
IR e CSLL - diferido	(38)	(48)	0	-	-	-	-	-
Amortização do ágio e reversão PMIPL	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado líquido	268	377	311	316	357	384	399	417

Anexo 3.3.1: Lajeado Energia S.A. DRE Projetada (2028-2034)

Lajeado Energia S.A. - Em BRL milhões		Informação Financeira Projetada						
DRE (Em BRL milhões)	dez/28	dez/29	dez/30	dez/31	dez/32	dez/33	dez/34	
Receita Bruta	960	994	1.034	1.076	1.103	657	57	
Fornecimento de Energia - ACR	737	766	798	831	832	556	48	
Fornecimento de Energia - ACL	163	166	172	178	202	29	3	
Fornecimento de Energia - TEO	-	-	-	-	-	-	-	
Fornecimento de Energia - Curto Prazo	-	-	-	-	-	-	-	
Outras Receitas	61	63	65	67	69	72	6	
Deduções	(118)	(122)	(127)	(132)	(135)	(92)	(8)	
Receita Líquida	842	872	908	944	968	565	49	
Custo total	(78)	(81)	(84)	(88)	(92)	(95)	(8)	
Encargos de transmissão, conexão e distribuição	(70)	(73)	(76)	(79)	(83)	(86)	(7)	
Serviços de operação e manutenção	-	-	-	-	-	-	-	
Custo de compra de energia	(8)	(8)	(8)	(9)	(9)	(9)	(1)	
UBP	-	-	-	-	-	-	-	
Outros custos e despesas	-	-	-	-	-	-	-	
Lucro Bruto	764	791	823	856	876	470	41	
Despesas	(110)	(108)	(107)	(105)	(103)	(102)	(8)	
Pessoal	(4)	(4)	(5)	(5)	(5)	(5)	(0)	
Material	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	
Serviços de Terceiros	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(3)	(0)	
Arrendamentos e Aluguéis	(103)	(101)	(99)	(98)	(96)	(94)	(8)	
Outras Despesas	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	
EBITDA	654	683	717	752	773	368	33	
Depreciação	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	
Amortização	(3)	(1)	-	-	-	-	-	
EBIT	651	682	717	751	773	368	33	
Receita/Despesa Financeira	-	-	-	-	-	-	-	
Despesa financeira do pagamento da outorga	-	-	-	-	-	-	-	
EBT	651	682	717	751	773	368	33	
IR e CSLL - corrente	(221)	(232)	(244)	(255)	(263)	(125)	(11)	
IR e CSLL - diferido	-	-	-	-	-	-	-	
Amortização do ágio e reversão PMIPL	-	-	-	-	-	-	-	
Resultado líquido	430	450	473	496	510	243	22	

Anexo 3.3.2: Lajeado Energia S.A. Fluxo de Caixa Projetado

<i>Lajeado Energia S.A. - Em BRL milhões</i>	<i>Informação Financeira Projetada</i>					
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	dez/23	dez/24	dez/25	dez/26	dez/27	dez/28
Fluxo de caixa operacional	364	406	432	445	463	438
(+) EBITDA	522	584	625	648	675	654
(-) IR e CSLL - FCLF	(163)	(184)	(198)	(205)	(215)	(221)
(+/-) Variação do capital de giro	5	6	5	3	3	5
(-) UBP	-	-	-	-	-	-
Capex	-	-	-	-	-	-
Indenização	-	-	-	-	-	-
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	364	406	432	445	463	438

<i>Lajeado Energia S.A. - Em BRL milhões</i>	<i>Informação Financeira Projetada</i>					
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	dez/29	dez/30	dez/31	dez/32	dez/33	dez/34
Fluxo de caixa operacional	455	477	501	513	197	(44)
(+) EBITDA	683	717	752	773	368	33
(-) IR e CSLL - FCLF	(232)	(244)	(255)	(263)	(125)	(11)
(+/-) Variação do capital de giro	4	4	4	3	(46)	(66)
(-) UBP	-	-	-	-	-	-
Capex	-	-	-	-	-	0
Indenização	-	-	-	-	-	-
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	455	477	501	513	197	(44)

Anexo 3.4: Empresa de Energia São Manoel S.A.

A Empresa

Constituída em 2013, a Empresa de Energia São Manoel ("São Manoel") é a SPE responsável pelas atividades de planejamento, construção, manutenção, operação e comercialização da energia gerada da Usina Hidrelétrica São Manoel (UHE São Manoel), no rio Teles Pires, localizada entre os estados do Mato Grosso e do Pará.

Ativo (R\$ mil)	2020	2021	2022
Ativo Circulante	193.508	217.457	286.434
Caixa e equivalentes de caixa	88.431	93.791	169.657
Crédito de imposto	60.816	69.532	55.631
Outros ativos circulantes	44.261	54.134	52.429
Ativo Não Circulante	455.912	434.653	451.227
Impostos e contribuições sociais diferidos	267.267	308.250	330.688
Depósitos judiciais	147.415	116.439	120.538
Crédito de imposto	41.230	9.964	-
Ativos fixo	3.267.565	3.166.484	3.074.768
Total Ativo	3.916.985	3.818.594	3.812.428
Passivo Circulante	210.909	146.522	158.590
Fornecedores	27.301	23.234	30.142
Empréstimos e Financiamentos	112.741	48.861	70.686
Outras contas a pagar	70.867	74.427	57.762
Passivo Não Circulante	1.815.213	1.861.020	1.886.497
Empréstimos e financiamentos	1.475.685	1.510.707	1.549.013
Debêntures	278.075	273.456	264.889
Outros passivos não circulantes	61.453	76.857	72.596
Patrimônio Líquido	1.890.863	1.811.052	1.767.341
Total Passivo e Patrimônio Líquido	3.916.985	3.818.594	3.812.428

DRE (R\$ mil)	2020	2021	2022
Receita Operacional Líquida (ROL)	360.656	375.052	418.165
Custos Operacionais	(142.438)	(146.705)	(160.568)
Lucro bruto	218.218	228.347	257.598
Despesas gerais e administrativas	(30.888)	(32.724)	(32.039)
EBITDA	187.330	195.623	225.559
Depreciação e Amortização	(135.002)	(130.253)	(114.561)
EBIT	52.328	65.370	110.998
Resultado financeiro	(174.211)	(186.164)	(177.146)
EBT	(121.883)	(120.794)	(66.148)
IR & CSLL - Diferido	41.409	40.983	22.438
Resultado Líquido	(80.474)	(79.811)	(43.710)

- **Resultados históricos:** Em 2022, a ROL apresentou um crescimento de 11,5% em função do aumento das vendas de energia de curto prazo. Em

contrapartida, os custos e despesas cresceram 7,3% nesse período, o que resultou em um ganho de 1,8 p.p. de margem EBITDA entre 2021 e 2022, passando de 52,2% para 53,9%.

- O endividamento da empresa apresentou uma ligeira alta ao longo do histórico analisado. A relação Dívida/PL aumentou de 100,5% em 2020 para 108,2% em 2022.

- **Contratos de concessão:** O contrato de concessão foi celebrado em abril de 2014, com duração de 35 anos. Conforme Lei nº 14.052/20 e Resolução nº 895/20 da ANEEL, o prazo foi estendido por 243 dias, até dezembro de 2049.

- A UHE São Manoel possui uma capacidade instalada de 735,8 MW e garantia física de 430,4 MW. A avaliação assumiu uma queda da energia assegurada para 387,4 MW a partir de 2028 uma vez que se espera uma revisão para baixo da GF de todos os operadores no Brasil nas próximas revisões sistêmicas do bloco hídrico.

- **Contratos ACR:** Da energia assegurada de 430,4 MWm, 289,5 MWm são comercializados por meio de Contratos no ACR pelo prazo de 30 anos a partir de mai/18, a um preço de R\$83,70 por MWh, reajustado anualmente pelo IPCA, sendo que o preço atualizado em dez/22 era de R\$134,26 por MWh.

- **Contratos ACL:** 90 MWm são comercializados por meio de Contratos no ACL pelo prazo de 20 anos a partir de mai/18. Além disso, foram considerados contratos complementares até o limite de 95% da garantia física da usina.

- **Mercado SPOT:** Foi considerada a venda/compra todo o excedente/déficit de energia no mercado SPOT.

- **Seguro do GSF:** A São Manoel possui seguro de repactuação de risco hidrológico do tipo SP92 para 290 MW (com cobertura limitada a um GSF de 92%) que na projeção foi considerado com vigência até 2049.

- **Imposto de renda:** A UHE possui um benefício fiscal da SUDAM com redução de 75% do Imposto de Renda da pessoa Jurídica até 2028.

- **Capex projetado:** É projetado um Capex de manutenção de R\$ 612,5 milhões até 2049, com o objetivo de manter o nível operacional e de manutenção dos ativos existentes.

Anexo 3.4.1: Empresa de Energia São Manoel S.A.

DRE Projetada (2020-2033)

Em BRL milhões														
	Informação Financeira Histórica					Informação Financeira Projetada								
DRE (Em BRL milhões)	dez/20	dez/21	dez/22	dez/23	dez/24	dez/25	dez/26	dez/27	dez/28	dez/29	dez/30	dez/31	dez/32	dez/33
Receita Bruta	422	440	488	560	580	596	616	625	577	595	615	636	659	680
Fornecimento de Energia - ACR	411	428	472	364	377	388	402	416	431	444	460	475	493	508
Fornecimento de Energia - ACL	-	-	-	161	168	173	179	175	134	138	143	148	153	158
Fornecimento de Energia - Curto Prazo	11	12	17	35	36	35	35	35	12	12	13	13	14	14
Outras Receitas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deduções	(61)	(65)	(70)	(83)	(86)	(88)	(91)	(93)	(90)	(92)	(96)	(99)	(102)	(106)
Receita Líquida	361	375	418	478	495	507	524	532	487	502	520	537	557	574
Custo total	(142)	(147)	(161)	(183)	(183)	(184)	(177)	(170)	(164)	(169)	(174)	(180)	(186)	(192)
Encargos de transmissão, conexão e distribuição	(76)	(82)	(92)	(86)	(90)	(94)	(99)	(103)	(108)	(112)	(115)	(119)	(123)	(128)
Serviços de operação e manutenção	-	-	-	(12)	(13)	(13)	(14)	(14)	(15)	(15)	(16)	(16)	(17)	(17)
Custo de compra de energia	(67)	(65)	(67)	(74)	(75)	(70)	(58)	(46)	(34)	(36)	(37)	(38)	(39)	(41)
UBP	-	-	-	(11)	(6)	(6)	(6)	(6)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)
Outros custos e despesas	-	-	(2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro Bruto	218	228	258	295	311	324	348	362	324	334	345	357	371	382
Despesas	(31)	(33)	(32)	(37)	(39)	(40)	(42)	(43)	(44)	(46)	(48)	(49)	(51)	(53)
Pessoal	(10)	(10)	(10)	(11)	(11)	(12)	(12)	(12)	(13)	(13)	(14)	(14)	(15)	(15)
Serviços de Terceiros	(14)	(14)	(14)	(17)	(18)	(18)	(19)	(20)	(20)	(21)	(22)	(23)	(23)	(24)
Seguros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras Despesas	(7)	(9)	(9)	(9)	(10)	(10)	(10)	(11)	(11)	(12)	(12)	(12)	(13)	(13)
EBITDA	187	196	226	258	273	284	306	319	279	288	297	308	320	329
Depreciação	(135)	(130)	(108)	(153)	(153)	(154)	(154)	(155)	(156)	(157)	(157)	(158)	(159)	(160)
Amortização	-	-	(6)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	-
EBIT	52	65	111	99	113	123	145	157	117	124	133	143	154	169
Receita/Despesa Financeira	(174)	(186)	(177)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa financeira do pagamento da outorga	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	(122)	(121)	(66)	99	113	123	145	157	117	124	133	143	154	169
IR e CSLL - corrente	-	-	-	(15)	(17)	(19)	(22)	(24)	(18)	(42)	(45)	(49)	(52)	(57)
IR e CSLL - diferido	41	41	22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortização do ágio e reversão PMIPL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado Líquido	(80)	(80)	(44)	84	96	105	123	133	99	82	88	94	102	112

Anexo 3.4.1: Empresa de Energia São Manoel S.A.

DRE Projetada (2034-2049)

- 2 Informações do Avaliador
- 3 Análise do mercado
- 4 Visão geral da Empresa
- 5 Avaliação da EDP Brasil
- 6 Apêndices

<i>Em BRL milhões</i>																
<i>Informação Financeira Projetada</i>																
DRE (Em BRL milhões)	dez/34	dez/35	dez/36	dez/37	dez/38	dez/39	dez/40	dez/41	dez/42	dez/43	dez/44	dez/45	dez/46	dez/47	dez/48	dez/49
Receita Bruta	703	727	753	777	803	830	861	887	918	949	984	1.014	1.048	1.084	1.124	851
Fornecimento de Energia - ACR	525	543	563	580	600	620	643	663	686	709	735	758	783	810	840	851
Fornecimento de Energia - ACL	163	169	175	180	187	193	200	206	213	220	228	236	244	252	261	-
Fornecimento de Energia - Curto Prazo	14	15	15	16	16	17	18	18	19	19	20	21	22	22	23	-
Outras Receitas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deduções	(109)	(113)	(117)	(121)	(125)	(129)	(134)	(138)	(143)	(147)	(153)	(158)	(163)	(168)	(175)	(136)
Receita Líquida	594	614	636	656	678	701	727	750	775	801	831	857	886	916	949	715
Custo total	(198)	(205)	(212)	(218)	(226)	(233)	(240)	(248)	(256)	(264)	(272)	(281)	(290)	(299)	(308)	(237)
Encargos de transmissão, conexão e distribuição	(132)	(136)	(141)	(146)	(151)	(156)	(161)	(166)	(172)	(178)	(184)	(190)	(197)	(203)	(210)	(157)
Serviços de operação e manutenção	(18)	(18)	(19)	(20)	(20)	(21)	(22)	(23)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)	(28)	(29)	(21)
Custo de compra de energia	(42)	(43)	(45)	(46)	(48)	(50)	(51)	(53)	(55)	(57)	(59)	(61)	(63)	(65)	(67)	(61)
UBP	(7)	(7)	(7)	(7)	(6)	(6)	(6)	(6)	(6)	(5)	(5)	(4)	(4)	(3)	(2)	2
Outros custos e despesas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro Bruto	395	409	425	438	453	469	487	502	519	537	558	576	596	617	641	478
Despesas	(54)	(56)	(58)	(60)	(62)	(64)	(66)	(69)	(71)	(73)	(76)	(78)	(81)	(84)	(87)	(67)
Pessoal	(16)	(16)	(17)	(17)	(18)	(19)	(19)	(20)	(21)	(21)	(22)	(23)	(23)	(24)	(25)	(19)
Serviços de Terceiros	(25)	(26)	(27)	(28)	(29)	(29)	(30)	(32)	(33)	(34)	(35)	(36)	(37)	(38)	(40)	(31)
Seguros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras Despesas	(14)	(14)	(15)	(15)	(16)	(16)	(17)	(17)	(18)	(18)	(19)	(20)	(20)	(21)	(22)	(17)
EBITDA	341	353	366	378	391	404	420	433	448	464	482	497	515	533	555	411
Depreciação	(162)	(163)	(164)	(166)	(168)	(170)	(172)	(175)	(178)	(31)	(36)	(41)	(49)	(58)	(74)	(97)
Amortização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBIT	179	190	202	211	223	234	248	258	270	433	447	456	466	475	481	314
Receita/Despesa Financeira	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa financeira do pagamento da outorga	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	179	190	202	211	223	234	248	258	270	433	447	456	466	475	481	314
IR e CSLL - corrente	(61)	(64)	(69)	(72)	(76)	(80)	(84)	(88)	(92)	(147)	(152)	(155)	(159)	(161)	(163)	(107)
IR e CSLL - diferido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortização do ágio e reversão PMIPL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado Líquido	118	125	133	140	147	155	164	170	178	286	295	301	308	313	317	208

Anexo 3.4.2: Empresa de Energia São Manoel S.A.

Fluxo de Caixa Projetado

2	Informações do Avaliador
3	Análise do mercado
4	Visão geral da Empresa
5	Avaliação da EDP Brasil
6	Apêndices

Em BRL milhões		Informação Financeira Projetada													
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	dez/23	dez/24	dez/25	dez/26	dez/27	dez/28	dez/29	dez/30	dez/31	dez/32	dez/33	dez/34	dez/35	dez/36	
Fluxo de caixa operacional	243	258	269	287	300	277	256	263	271	280	286	294	303	302	
(+) EBITDA	258	273	284	306	319	279	288	297	308	320	329	341	353	366	
(-) IR e CSLL - FCLF	(11)	(12)	(13)	(16)	(17)	(12)	(30)	(32)	(34)	(37)	(40)	(43)	(45)	(59)	
(+/-) Variação do capital de giro	(11)	(4)	(3)	(5)	(3)	10	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(4)	(4)	(4)	
(-) UBP	6	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	(0)	(0)	(1)	
Capex	(60)	(18)	(13)	(14)	(15)	(16)	(16)	(17)	(17)	(18)	(19)	(19)	(20)	(21)	
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	183	241	255	273	285	262	240	246	254	262	267	275	284	282	

Em BRL milhões		Informação Financeira Projetada													
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	dez/37	dez/38	dez/39	dez/40	dez/41	dez/42	dez/43	dez/44	dez/45	dez/46	dez/47	dez/48	dez/49		
Fluxo de caixa operacional	301	309	319	329	338	348	308	320	331	344	358	376	465		
(+) EBITDA	378	391	404	420	433	448	464	482	497	515	533	555	411		
(-) IR e CSLL - FCLF	(72)	(76)	(80)	(84)	(88)	(92)	(147)	(152)	(155)	(159)	(161)	(163)	(107)		
(+/-) Variação do capital de giro	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(6)	(6)	171		
(-) UBP	(1)	(1)	(2)	(2)	(3)	(4)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)		
Capex	(21)	(22)	(23)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)	(28)	(29)	(30)	(31)	(23)		
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	280	287	296	306	314	323	282	294	304	316	329	346	442		

Anexo 3.5: Companhia Energética do Jari - CEJA

A Empresa

A Companhia Energética do Jari - CEJA ("Jari") é a SPE responsável por estudos, planejamento, projetos de geração de energia, construção, operação, e manutenção, e serviços afins ou complementares referentes a Usina Hidrelétrica Jari (UHE Jari) no Amapá.

Ativo (R\$ mil)	2020	2021	2022
Ativo Circulante	161.842	269.340	320.688
Caixa e equivalentes de caixa	77.073	188.364	249.812
Contas a receber de clientes	54.998	45.868	43.684
Outros ativos circulantes	29.771	35.108	27.192
Ativo Não Circulante	41.131	39.538	38.369
Prêmio de risco - GSF - LP	16.630	14.336	12.042
Depósitos judiciais	22.321	22.815	24.783
Outros ativos não circulantes	2.180	2.387	1.544
Ativos fixos	1.532.317	1.493.794	1.467.410
Total Ativo	1.735.290	1.802.672	1.826.467
Passivo Circulante	183.193	205.016	244.853
Fornecedores	81.741	93.640	112.897
Empréstimos e Financiamentos	54.029	53.755	54.098
Outras contas a pagar	47.423	57.621	77.858
Passivo Não Circulante	638.083	596.515	543.315
Empréstimos e financiamentos	492.270	440.036	390.266
Tributos diferidos - LP	111.297	117.898	113.754
Outros passivos não circulantes	34.516	38.581	39.295
Patrimônio Líquido	914.014	1.001.141	1.038.299
Total Passivo e Patrimônio Líquido	1.735.290	1.802.672	1.826.467

DRE (R\$ mil)	2020	2021	2022
Receita Operacional Líquida (ROL)	275.301	317.843	315.195
Custos Operacionais	-71.607	-66.844	-45.048
Lucro bruto	203.694	250.999	270.147
Despesas gerais e administrativas	-9.516	-3.873	-22.351
EBITDA	194.178	247.126	247.796
Depreciação e Amortização	-53.032	-51.340	-50.563
EBIT	141.146	195.786	197.233
Resultado financeiro	-52.537	-41.850	-22.798
EBT	88.609	153.936	174.435
IR & CSLL	1.574	-16.725	-4.469
Resultado Líquido	90.183	137.211	169.966

- **Resultados históricos:** a ROL apresentou uma queda de 0,8% em 2022 decorrente das menores tarifas de energia. Os custos e despesas também

decreceram 4,7% nesse período, o que resultou em um ganho de margem EBITDA de 0,9 p.p. entre 2021 e 2022, passando de 77,8% para 78,6%.

- O endividamento da empresa apresentou uma queda ao longo do histórico analisado. A relação Dívida/PL se reduziu de 59,8% em 2020 para 42,8% em 2022.

- **Ajustes não operacionais:** As contas do ativo consideradas como não operacionais foram: Estoques, Cauções e depósitos vinculados, Outros ativos circulantes - CP, Títulos e valores mobiliários - LP, Outros tributos compensáveis - LP, Impostos e contribuições sociais diferidos - LP, Despesas antecipadas - LP, Depósitos judiciais, Outros ativos não circulantes - LP; e as do passivo foram: Dividendos e juros sobre capital próprio, Provisões, Outros passivos circulantes - CP, Taxas regulamentares - LP, Instrumentos financeiros derivativos - LP Passivo, Provisões - LP, Tributos diferidos - LP, Outros passivos não circulantes - LP.

- **Contratos de concessão:** o contrato de concessão 04/02 foi celebrado em dezembro de 1987, com duração de 57 anos. O contrato foi posteriormente estendido, tendo como data de término março/2045.

- A UHE Jari possui uma capacidade instalada de 393,0 MW e energia assegurada de 211,0 MW.

- **Contratos ACR:** a UHE Jari possui 2 contratos firmados no ACR. O primeiro totaliza 190,0 MW e foi comercializado em 2010 por meio de CCEAR pelo preço de R\$166,08 (base dez/21) e com prazo de 30 anos a partir de 2015, sendo reajustado anualmente pelo IPCA. O segundo totaliza 20,9 MW pelo preço de R\$126,88 (base dez/21) e com prazo até dez/2044, também reajustado anualmente pelo IPCA.

- **Contratos ACL:** a UHE não possui contratos firmados no ambiente de contratação livre.

- **Mercado SPOT:** Foi considerada a venda/compra todo o excedente/déficit de energia no mercado SPOT.

- **Imposto de renda:** A UHE possui um benefício fiscal da SUDAM com redução de 75% do Imposto de Renda da pessoa Jurídica até 2028.

- **Capex projetado:** É projetado um Capex de manutenção de R\$ 227,1 milhões até 2044 com o objetivo de manter o nível operacional e de manutenção dos ativos existentes.

Anexo 3.5.1: Companhia Energética do Jari - CEJA

DRE Projetada (2020-2032)

Em BRL milhões	Informação Financeira Histórica					Informação Financeira Projetada							
	dez/20	dez/21	dez/22	dez/23	dez/24	dez/25	dez/26	dez/27	dez/28	dez/29	dez/30	dez/31	dez/32
DRE (Em BRL milhões)													
Receita Bruta	320	364	367	378	398	413	429	454	458	472	488	505	524
Fornecimento de Energia - ACR	314	353	360	378	398	413	427	442	458	472	488	505	524
Fornecimento de Energia - ACL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fornecimento de Energia - Curto Prazo	6	11	7	-	-	-	2	12	-	-	-	-	-
Outras Receitas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deduções	(45)	(46)	(52)	(38)	(40)	(42)	(43)	(46)	(46)	(48)	(49)	(51)	(53)
Receita Líquida	275	318	315	340	358	371	386	408	412	425	439	454	471
Custo total	(72)	(67)	(45)	(74)	(76)	(76)	(72)	(69)	(97)	(116)	(120)	(124)	(128)
Encargos de transmissão, conexão e distribuição	(23)	(25)	(28)	(39)	(41)	(42)	(43)	(44)	(46)	(48)	(50)	(51)	(53)
Serviços de operação e manutenção	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo de compra de energia	(48)	(42)	(17)	(30)	(32)	(31)	(26)	(22)	(48)	(65)	(67)	(70)	(72)
UBP	-	-	-	(5)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)
Outros custos e despesas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro Bruto	204	251	270	266	282	295	314	339	314	308	319	330	342
Despesas	(10)	(4)	(22)	(26)	(26)	(27)	(28)	(29)	(30)	(31)	(32)	(33)	(34)
Pessoal	(5)	(6)	(6)	(8)	(9)	(9)	(9)	(9)	(10)	(10)	(10)	(11)	(11)
Serviços de Terceiros	(7)	(4)	(15)	(12)	(12)	(13)	(13)	(14)	(14)	(14)	(15)	(15)	(16)
Seguros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras Despesas	3	6	(1)	(5)	(5)	(5)	(6)	(6)	(6)	(6)	(6)	(7)	(7)
EBITDA	194	247	248	240	256	268	286	310	285	278	287	297	308
Depreciação	(31)	(30)	(28)	(26)	(27)	(27)	(28)	(29)	(30)	(30)	(31)	(32)	(32)
Amortização	(22)	(22)	(22)	(22)	(22)	(22)	(22)	(22)	(22)	(20)	(20)	(20)	(20)
EBIT	141	196	197	192	207	219	236	259	233	227	237	246	256
Receita/Despesa Financeira	8	12	27	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa financeira do pagamento da outorga	(60)	(54)	(50)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	89	154	174	192	207	219	236	259	233	227	237	246	256
IR e CSLL - corrente	(30)	(52)	(9)	(29)	(32)	(33)	(36)	(40)	(79)	(77)	(80)	(84)	(87)
IR e CSLL - diferido	32	36	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortização do ágio e reversão PMIPL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado líquido	90	137	170	163	176	186	200	220	154	150	156	162	169

Anexo 3.5.1: Companhia Energética do Jari - CEJA

DRE Projetada (2033-2045)

Em BRL milhões													
Informação Financeira Projetada													
DRE (Em BRL milhões)	dez/33	dez/34	dez/35	dez/36	dez/37	dez/38	dez/39	dez/40	dez/41	dez/42	dez/43	dez/44	dez/45
Receita Bruta	540	558	577	598	617	638	659	684	705	729	754	781	113
Fornecimento de Energia - ACR	540	558	577	598	617	638	659	684	705	729	754	781	-
Fornecimento de Energia - ACL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fornecimento de Energia - Curto Prazo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	113
Outras Receitas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deduções	(55)	(56)	(58)	(61)	(62)	(65)	(67)	(69)	(71)	(74)	(76)	(79)	(11)
Receita Líquida	485	502	519	538	554	573	593	615	634	655	677	702	102
Custo total	(132)	(137)	(141)	(146)	(150)	(156)	(161)	(166)	(171)	(176)	(182)	(188)	(25)
Encargos de transmissão, conexão e distribuição	(55)	(57)	(59)	(61)	(63)	(64)	(66)	(69)	(72)	(74)	(77)	(80)	(21)
Serviços de operação e manutenção	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo de compra de energia	(74)	(77)	(80)	(83)	(85)	(89)	(92)	(96)	(97)	(101)	(104)	(108)	(8)
UBP	(3)	(3)	(3)	(3)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(1)	(1)	(1)	3
Outros custos e despesas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro Bruto	353	365	378	392	404	418	432	448	463	479	496	514	77
Despesas	(35)	(36)	(37)	(39)	(40)	(41)	(43)	(44)	(46)	(47)	(49)	(51)	(13)
Pessoal	(11)	(12)	(12)	(13)	(13)	(14)	(14)	(14)	(15)	(15)	(16)	(17)	(4)
Serviços de Terceiros	(17)	(17)	(18)	(18)	(19)	(19)	(20)	(21)	(22)	(22)	(23)	(24)	(6)
Seguros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras Despesas	(7)	(7)	(8)	(8)	(8)	(8)	(9)	(9)	(9)	(9)	(10)	(10)	(3)
EBITDA	318	329	340	353	364	376	389	404	417	432	447	464	64
Depreciação	(33)	(34)	(33)	(32)	(30)	(33)	(36)	(40)	(42)	(41)	(32)	(32)	(2)
Amortização	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)
EBIT	265	275	287	301	314	324	334	345	356	371	395	412	43
Receita/Despesa Financeira	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa financeira do pagamento da outorga	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	265	275	287	301	314	324	334	345	356	371	395	412	43
IR e CSLL - corrente	(90)	(93)	(98)	(102)	(107)	(110)	(114)	(117)	(121)	(126)	(134)	(140)	(14)
IR e CSLL - diferido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortização do ágio e reversão PMIPL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado líquido	175	181	190	199	207	214	220	227	235	245	261	272	28

Anexo 3.5.2: Companhia Energética do Jari - CEJA

Fluxo de Caixa Projetado

2	Informações do Avaliador
3	Análise do mercado
4	Visão geral da Empresa
5	Avaliação da EDP Brasil
6	Apêndices

Em BRL milhões												
Informação Financeira Projetada												
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	dez/23	dez/24	dez/25	dez/26	dez/27	dez/28	dez/29	dez/30	dez/31	dez/32	dez/33	dez/34
Fluxo de caixa operacional	265	226	235	242	265	253	232	213	219	227	234	241
(+) EBITDA	240	256	268	286	310	285	278	287	297	308	318	329
(-) IR e CSLL - FCLF	(29)	(32)	(33)	(36)	(40)	(79)	(77)	(80)	(84)	(87)	(90)	(93)
(+/-) Variação do capital de giro	53	2	0	(8)	(5)	47	32	6	7	6	7	7
(-) UBP	1	0	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
Capex	(25)	(4)	(4)	(15)	(15)	(17)	(4)	(4)	(5)	(5)	(5)	(5)
Indenização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fluxo de Caixa Livre para a Firma (FCLF)	240	222	231	227	250	236	228	208	215	222	229	236

Em BRL milhões												
Informação Financeira Projetada												
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	dez/35	dez/36	dez/37	dez/38	dez/39	dez/40	dez/41	dez/42	dez/43	dez/44	dez/45	
Fluxo de caixa operacional	249	257	264	273	282	293	302	311	318	329	(268)	
(+) EBITDA	340	353	364	376	389	404	417	432	447	464	64	
(-) IR e CSLL - FCLF	(98)	(102)	(107)	(110)	(114)	(117)	(121)	(126)	(134)	(140)	(14)	
(+/-) Variação do capital de giro	7	7	8	9	8	8	9	9	9	9	(312)	
(-) UBP	(1)	(2)	(2)	(2)	(2)	(3)	(3)	(3)	(4)	(4)	(5)	
Capex	(5)	(5)	(6)	(22)	(23)	(26)	(6)	(7)	(7)	(7)	-	
Indenização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	525	
Fluxo de Caixa Livre para a Firma (FCLF)	243	251	258	251	259	267	295	305	311	322	257	

Anexo 3.6: Empresa de Energia Cachoeira Caldeirão S.A. A Empresa

Constituída em 2012, a Empresa de Energia Cachoeira Caldeirão S.A. (“Cachoeira”) é a SPE responsável por estudos, projetos, construção, instalação, implantação, operação comercial, manutenção, a exploração do potencial da Usina Hidrelétrica Cachoeira Caldeirão (UHE Cachoeira Caldeirão) no Amapá.

Ativo (R\$ mil)	2020	2021	2022
Ativo Circulante	115.892	118.675	165.889
Caixa e equivalentes de caixa	75.672	62.653	104.832
Contas a receber de clientes	18.646	27.741	21.596
Outros ativos circulantes	21.574	28.281	39.461
Ativo Não Circulante	122.994	135.937	129.512
Impostos e contribuições sociais diferidos - Prejuízo Fiscal/Base Negativa	76.587	81.392	83.810
Depósitos judiciais	42.341	53.605	45.250
Outros ativos não circulantes	4.066	940	452
Ativos fixos	1.181.411	1.141.367	1.101.732
Total Ativo	1.420.297	1.395.979	1.397.133
Passivo Circulante	88.456	73.995	91.148
Empréstimos e financiamentos - CP	44.690	28.410	33.644
Debêntures - CP	18.810	26.954	40.300
Outras contas a pagar	24.956	18.631	17.204
Passivo Não Circulante	753.250	754.548	746.276
Empréstimos e financiamentos - LP	529.383	531.649	544.308
Debêntures - LP	195.603	190.617	162.813
Outros passivos não circulantes	28.264	32.282	39.155
Patrimônio Líquido	578.590	567.434	559.703
Total Passivo e Patrimônio Líquido	1.420.296	1.395.977	1.397.127

DRE (R\$ mil)	2020	2021	2022
Receita Operacional Líquida (ROL)	142.536	164.885	163.746
Custos Operacionais	-51.810	-48.289	-43.544
Lucro bruto	90.726	116.596	120.201
Despesas gerais e administrativas	-16.791	-9.888	-19.547
EBITDA	73.935	106.708	100.654
Depreciação e Amortização	-46.330	-45.938	-43.674
EBIT	27.605	60.770	56.980
Resultado financeiro	-68.609	-75.330	-66.992
EBT	-41.004	-14.560	-10.012
IR & CSLL	13.896	3.404	2.281
Resultado Líquido	-27.108	-11.156	-7.731

- **Resultados históricos:** a ROL apresentou uma queda de 0,7% em 2022 decorrente das menores tarifas de energia. Os custos e despesas cresceram 8,4% nesse período, o que resultou em uma perda de margem EBITDA de 3,2 p.p. entre 2021 e 2022, passando de 64,7% para 61,5%.
- O endividamento da empresa apresentou uma leve variação positiva ao longo do histórico analisado. A relação Dívida/PL aumentou de 136,3% em 2020 para 139,5% em 2022.
- **Contratos de concessão:** o contrato de concessão 01/13 foi celebrado em maio de 2013, com duração de 35 anos. O contrato foi posteriormente estendido, tendo como data de término dezembro/2048.
- A UHE Cachoeira possui uma capacidade instalada de 219,0 MW e energia assegurada de 123 MW.
 - **Contratos ACR:** A UHE Cachoeira possui contratos firmados no ACR correspondentes a totalidade de sua energia assegurada de 123MW com prazo de 30 anos e preço de R\$142,7/MWh (base dez/21) sendo reajustado anualmente pelo IPCA.
 - **Contratos ACL:** em 2047 e 2048, mediante fim dos contratos ACR, foi prevista a comercialização de 110,9 MW por meio de Contratos no ACL, a um preço de R\$ 180,14 por MWh (base 2022), reajustado anualmente pelo IPCA.
 - **Mercado SPOT:** Foi considerada a venda/compra todo o excedente/déficit de energia no mercado SPOT.
- **Imposto de renda:** A UHE possui um benefício fiscal da SUDAM com redução de 75% do Imposto de Renda da pessoa Jurídica até 2027.
- **Capex projetado:** É projetado um Capex de manutenção de R\$ 215,4 milhões até 2048 com o objetivo de manter o nível operacional e de manutenção dos ativos existentes.

Anexo 3.6.1: Empresa de Energia Cachoeira Caldeirão S.A.

DRE Projetada (2020-2033)

Em BRL milhões	Informação Financeira Histórica Informação Financeira Projetada														
	dez/20	dez/21	dez/22	dez/23	dez/24	dez/25	dez/26	dez/27	dez/28	dez/29	dez/30	dez/31	dez/32	dez/33	
DRE (Em BRL milhões)															
Receita Bruta	164	186	188	196	207	214	222	229	238	245	253	262	272	280	
Fornecimento de Energia - ACR	161	180	184	196	207	214	222	229	238	245	253	262	272	280	
Fornecimento de Energia - ACL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Fornecimento de Energia - Curto Prazo	4	6	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Outras Receitas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Deduções	(22)	(21)	(24)	(20)	(21)	(22)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)	(27)	(28)	
Receita Líquida	143	165	164	176	186	193	199	206	214	220	228	236	244	252	
Custo total	(52)	(48)	(44)	(55)	(56)	(57)	(52)	(50)	(58)	(60)	(62)	(63)	(66)	(68)	
Encargos de transmissão, conexão e distribuição	(15)	(16)	(18)	(24)	(25)	(26)	(26)	(27)	(28)	(29)	(30)	(31)	(32)	(34)	
Serviços de operação e manutenção	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Custo de compra de energia	(37)	(33)	(26)	(28)	(30)	(30)	(24)	(21)	(28)	(29)	(30)	(30)	(31)	(32)	
UBP	-	-	-	(3)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	
Outros custos e despesas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Lucro Bruto	91	117	120	122	130	135	148	156	156	161	166	172	179	184	
Despesas	(17)	(10)	(20)	(22)	(24)	(25)	(26)	(27)	(27)	(28)	(29)	(30)	(31)	(32)	
Pessoal	(5)	(5)	(6)	(7)	(8)	(8)	(8)	(8)	(8)	(9)	(9)	(9)	(10)	(10)	
Serviços de Terceiros	(7)	(3)	(10)	(12)	(13)	(13)	(13)	(14)	(14)	(15)	(15)	(16)	(16)	(17)	
Seguros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Outras Despesas	(5)	(2)	(4)	(2)	(4)	(4)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(6)	(6)	
EBITDA	74	107	101	100	106	110	122	129	129	132	137	142	147	152	
Depreciação	(45)	(44)	(43)	(36)	(36)	(36)	(36)	(36)	(37)	(38)	(39)	(39)	(40)	(40)	
Amortização	(2)	(2)	(1)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	
EBIT	28	61	57	64	69	74	85	93	91	94	98	102	107	111	
Receita/Despesa Financeira	4	7	(67)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Despesa financeira do pagamento da outorga	(73)	(82)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
EBT	(41)	(15)	(10)	64	69	74	85	93	91	94	98	102	107	111	
IR e CSLL - corrente	-	(1)	(0)	(10)	(11)	(11)	(13)	(14)	(31)	(32)	(33)	(35)	(36)	(38)	
IR e CSLL - diferido	14	5	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Amortização do ágio e reversão PMIPL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Resultado líquido	(27)	(11)	(8)	54	59	63	72	79	60	62	64	67	71	73	

Anexo 3.6.1: Empresa de Energia Cachoeira Caldeirão S.A.

DRE Projetada (2034-2048)

2 Informações do Avaliador
3 Análise do mercado
4 Visão geral da Empresa
5 Avaliação da EDP Brasil
6 Apêndices

Em BRL milhões															
Informação Financeira Projetada															
DRE (Em BRL milhões)	dez/34	dez/35	dez/36	dez/37	dez/38	dez/39	dez/40	dez/41	dez/42	dez/43	dez/44	dez/45	dez/46	dez/47	dez/48
Receita Bruta	290	299	310	320	331	342	355	366	378	391	405	418	432	258	268
Fornecimento de Energia - ACR	290	299	310	320	331	342	355	366	378	391	405	418	432	-	-
Fornecimento de Energia - ACL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	242	251
Fornecimento de Energia - Curto Prazo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16	17
Outras Receitas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deduções	(29)	(30)	(31)	(32)	(33)	(35)	(36)	(37)	(38)	(40)	(41)	(42)	(44)	(26)	(27)
Receita líquida	260	269	279	288	298	308	319	329	340	352	364	376	389	232	241
Custo total	(70)	(72)	(75)	(77)	(80)	(82)	(86)	(88)	(91)	(94)	(97)	(100)	(103)	(74)	(77)
Encargos de transmissão, conexão e distribuição	(35)	(36)	(37)	(38)	(40)	(41)	(42)	(43)	(45)	(47)	(49)	(50)	(52)	(54)	(56)
Serviços de operação e manutenção	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo de compra de energia	(34)	(35)	(36)	(37)	(38)	(40)	(42)	(44)	(45)	(46)	(47)	(49)	(51)	(20)	(21)
UBP	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(0)
Outros custos e despesas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro Bruto	190	197	204	211	218	225	233	240	249	258	267	276	285	158	164
Despesas	(34)	(35)	(36)	(37)	(38)	(40)	(41)	(42)	(44)	(45)	(47)	(48)	(50)	(52)	(54)
Pessoal	(10)	(11)	(11)	(11)	(12)	(12)	(13)	(13)	(14)	(14)	(14)	(15)	(15)	(16)	(17)
Serviços de Terceiros	(17)	(18)	(18)	(19)	(20)	(20)	(21)	(22)	(23)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)	(28)
Seguros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras Despesas	(6)	(6)	(6)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(8)	(8)	(8)	(8)	(9)	(9)	(9)
EBITDA	157	162	168	174	180	186	192	198	205	212	221	227	235	106	110
Depreciação	(41)	(42)	(41)	(41)	(42)	(40)	(41)	(43)	(47)	(48)	(50)	(45)	(41)	(41)	(41)
Amortização	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
EBIT	116	120	127	132	137	145	151	154	158	164	170	182	194	65	69
Receita/Despesa Financeira	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa financeira do pagamento da outorga	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	116	120	127	132	137	145	151	154	158	164	170	182	194	65	69
IR e CSLL - corrente	(39)	(41)	(43)	(45)	(47)	(49)	(51)	(52)	(54)	(56)	(58)	(62)	(66)	(22)	(23)
IR e CSLL - diferido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortização do ágio e reversão PMIPL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado líquido	76	79	84	87	91	96	100	102	104	108	112	120	128	43	45

Anexo 3.6.2: Empresa de Energia Cachoeira Caldeirão S.A.

2	Informações do Avaliador
3	Análise do mercado
4	Visão geral da Empresa
5	Avaliação da EDP Brasil
6	Apêndices

Fluxo de Caixa Projetado

Em BRL milhões												
Informação Financeira Projetada												
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	dez/23	dez/24	dez/25	dez/26	dez/27	dez/28	dez/29	dez/30	dez/31	dez/32	dez/33	dez/34
Fluxo de caixa operacional	96	97	102	111	118	107	109	113	117	121	124	121
(+) EBITDA	100	106	110	122	129	129	132	137	142	147	152	157
(-) IR e CSLL - FCLF	(7)	(7)	(8)	(9)	(10)	(22)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(35)
(+/-) Variação do capital de giro	1	(1)	(1)	(2)	(2)	0	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
(-) UBP	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	(0)	(0)
Capex	(21)	(3)	(3)	(3)	(3)	(14)	(14)	(15)	(4)	(4)	(4)	(4)
Indenização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	75	95	99	108	115	93	95	98	113	117	121	117

Em BRL milhões														
Informação Financeira Projetada														
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	dez/35	dez/36	dez/37	dez/38	dez/39	dez/40	dez/41	dez/42	dez/43	dez/44	dez/45	dez/46	dez/47	dez/48
Fluxo de caixa operacional	120	124	127	131	134	139	143	149	154	160	162	166	110	105
(+) EBITDA	162	168	174	180	186	192	198	205	212	221	227	235	106	110
(-) IR e CSLL - FCLF	(41)	(43)	(45)	(47)	(49)	(51)	(52)	(54)	(56)	(58)	(62)	(66)	(22)	(23)
(+/-) Variação do capital de giro	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(2)	(2)	(2)	(2)	28	21
(-) UBP	(0)	(0)	(0)	(0)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(2)	(2)	(2)	(2)
Capex	(4)	(4)	(4)	(4)	(5)	(21)	(21)	(22)	(5)	(5)	(6)	(6)	(6)	(6)
Indenização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	246
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	116	120	123	127	130	118	122	127	149	154	157	160	104	345

Anexo 3.7.1: Porto do Pecém Geração de Energia S.A.

A Empresa

A Porto do Pecém Geração de Energia S.A., sociedade anônima de capital fechado, controlada direta da EDP - Energias do Brasil S.A., tem como principal objetivo a realização de estudos, projetos, construção, instalação, implantação, operação comercial, manutenção e exploração da usina térmica, além da prática comercial relacionada a suas atividades Pecém I (UTE Pecém I). Sua sede está localizada na cidade de São Gonçalo do Amarante no Estado do Ceará.

Ativo (R\$ mil)	2020	2021	2022
Ativo Circulante	758.520	865.195	1.749.425
Caixa e equivalentes de caixa	156.080	30.094	1.235.052
Contas a receber de clientes	395.803	325.730	146.786
Outros ativos circulantes	206.637	509.371	367.587
Ativo Não Circulante	411.603	431.187	272.874
Tributos diferidos	394.623	410.924	267.452
Impostos a recuperar LP	14.174	17.565	3.392
Outros ativos não circulantes	2.806	2.698	2.030
Ativos fixos	2.797.583	2.643.229	1.691.303
Total Ativo	3.967.706	3.939.611	3.713.602
Passivo Circulante	764.686	743.191	558.295
Fornecedores	293.860	195.136	109.270
Empréstimos e Financiamentos	290.341	124.573	318.289
Outras contas a pagar	180.485	423.482	130.736
Passivo Não Circulante	589.329	461.586	1.145.542
Empréstimos e financiamentos	552.902	430.244	1.105.936
Provisões - LP	25.872	23.386	22.819
Outros passivos não circulantes	10.555	7.956	16.787
Patrimônio Líquido	2.613.691	2.734.834	2.009.765
Total Passivo e Patrimônio Líquido	3.967.706	3.939.611	3.713.602

DRE (R\$ mil)	2020	2021	2022
Receita Operacional Líquida (ROL)	1.745.036	2.336.898	1.390.778
Custos Operacionais	-1.119.209	-1.808.321	-748.653
Lucro bruto	625.827	528.577	642.125
Despesas gerais e administrativas	-44.578	-25.372	-23.009
EBITDA	581.249	503.205	619.116
Depreciação e Amortização	-192.982	-183.444	-196.539
EBIT	388.267	319.761	422.577
Resultado financeiro	-80.552	-77.359	-60.758
Resultado não operacional	0	0	-835.889
EBT	307.715	242.402	-474.070
IR & CSLL	-12.777	4.158	-177.764
Resultado Líquido	294.938	246.560	-651.834

A Autorização

A Companhia possui autorização para a construção e operação de uma usina termelétrica, instalada no Complexo Industrial e Portuário do Pecém - CIPP, Estado do Ceará, com capacidade instalada de geração de 720,3 MWm. Conforme Portaria do Ministério de Minas e Energia - MME nº 226 de 27 de junho de 2008. O prazo dessa autorização é de 35 anos, até o momento sem previsão de prorrogação de prazo.

Apesar da UTE Pecém ter autorização para geração até janeiro de 2044, os contratos de energia por disponibilidade estão vigentes apenas até julho de 2027. A Companhia tem visibilidade limitada sobre a recontração da usina em leilão dado: (i) a incerteza quanto à elegibilidade para participar nos próximos leilões de energia, devido aos critérios de habilitação técnica/operacional (p.e. horas de start); (ii) a incerteza quanto à competitividade da usina nos próximos leilões de energia, quando comparada com centrais a gás tipicamente com CVU mais baixos e (iii) o desincentivo a fontes a carvão pelo aspecto global ESG. Neste sentido, nossa projeção não considerou a recontração da usina após 2027. Entendemos que a possibilidade de renovação não agrega valor relevante, tendo em vista os riscos e incertezas mencionados.

Resultados históricos

Em 2022, a receita líquida apresentou um recuo de 40,5%, porém os custos recuaram 58,6%, o que resultou em um ganho de margem bruta no período, saindo de 22,6% em 2021 para 46,2% em 2022. As despesas também recuaram, em 9,3% no período, gerando um ganho de 23 p.p. de margem EBITDA entre 2021 e 2022, passando de 21,5% para 44,5%.

A companhia apresentou um aumento do seu endividamento ao longo dos últimos 3 anos. A relação Dívida/PL apresentou um incremento de 33,3% em 2020 para 72,0% em 2022, o que significa que atualmente sua dívida representa 41,9% do capital investido.

É importante mencionar que o aumento do caixa da Companhia no ano de 2022 se deve à emissão de uma nova dívida, que elevou o endividamento da Companhia para R\$ 1,4 bilhões.

Um outro ponto que merece destaque é o *impairment* de R\$ 835.889 mil reconhecido na rubrica de Resultado não operacional da DRE em 2022, que levou à redução do ativo imobilizado de R\$ 2,6 bilhões para R\$ 1,7 bilhões no período.

Anexo 3.7.2: Porto do Pecém Geração de Energia S.A. DRE (2020-2027)

Em BRL milhões	Informação Financeira Histórica			Informação Financeira Projetada				
	dez-20	dez-21	dez-22	dez-23	dez-24	dez-25	dez-26	dez-27
DRE (Em BRL milhões)¹								
Receita líquida	1.745	2.337	1.391	1.324	1.909	2.000	2.069	1.161
Custo total	(1.119)	(1.808)	(752)	(537)	(1.182)	(1.253)	(1.298)	(692)
Custos com Matéria Prima	(900)	(677)	(520)	(135)	(151)	(157)	(163)	(97)
Custo com Carvão	(219)	(1.132)	(232)	(402)	(1.031)	(1.096)	(1.136)	(596)
Lucro Bruto	626	529	639	787	727	747	770	469
Despesas	(45)	(25)	(23)	(142)	(166)	(172)	(178)	(108)
Despesas gerais e administrativas	(45)	(26)	(23)	(119)	(136)	(141)	(146)	(88)
Outras despesas	1	1	-	(23)	(30)	(31)	(32)	(19)
EBITDA	581	503	616	645	561	574	592	361
Depreciação e Amortização	(193)	(183)	(193)	(175)	(174)	(173)	(176)	(177)
EBIT	388	320	423	471	387	401	416	184
Resultado financeiro	(81)	(77)	(61)	-	-	-	-	-
Resultado não operacional	-	-	(836)	-	-	-	-	-
EBT	308	242	(474)	471	387	401	416	184
IRPJ & CSLL	(13)	4	(178)	(50)	(41)	(43)	(51)	(63)
Resultado Líquido	295	247	(652)	420	345	358	365	122

¹ A projeção da UTE Pecém se estendeu até 2027 em linha com o prazo do contrato de energia que se encerra em julho de 2027.

Anexo 3.7.3: Porto do Pecém Geração de Energia S.A. Fluxo de Caixa Projetado (2023-2027)

Em BRL milhões	Informação Financeira Projetada				
	dez-23	dez-24	dez-25	dez-26	dez-27
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)¹					
Fluxo de caixa operacional	344	540	555	673	710
EBIT	471	387	401	416	184
IR&CS	(50)	(41)	(43)	(51)	(63)
Depreciação	175	174	173	176	177
Variação do capital de giro	(251)	21	23	132	412
Capex	(40)	(64)	(105)	(50)	(19)
Desmantelamento	-	-	-	-	(47)
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	304	476	450	623	644

¹ A projeção da UTE Pecém se estendeu até 2027 em linha com o prazo do contrato de energia que se encerra em julho de 2027.

Anexo 3.8.1: EDP Smart Serviços S.A. A Empresa

A EDP Smart Serviços S.A., é uma sociedade anônima de capital fechado, que possui sede no município de Serra/ES e tem como principal objetivo a prestação e exploração de serviços de telecomunicações, celebrar acordos e contratos com outras exploradoras de serviços de telecomunicações, elaboração de projetos civil e eletromecânico de rede de energia alta, média e baixa tensão, prestação de serviços de monitoramento e manutenção de sistemas de manutenção, e prestação de serviços de consultoria de eficiência energética.

Balanco Patrimonial (R\$ mil)	2020	2021	2022
Ativo Circulante	69.668	88.063	161.749
Caixa e equivalentes de caixa	1.796	16.474	53.548
Contas a receber de clientes	54.358	49.110	59.078
Outros ativos circulantes	13.514	22.479	49.123
Ativo Não Circulante	106.778	103.469	200.987
Clientes	88.422	79.682	172.815
Tributos diferidos	7.418	13.735	18.371
Outros ativos não circulantes	10.938	10.052	9.801
Ativos fixos	176.920	394.492	459.549
Total Ativo	353.366	586.024	822.285
Passivo Circulante	123.928	218.991	260.140
Fornecedores	8.670	67.973	59.106
Empréstimos e Financiamentos	98.866	129.337	162.230
Outros passivos circulantes	16.392	21.681	38.804
Passivo Não Circulante	136.315	242.941	256.934
Empréstimos e financiamentos	46.857	23.429	-
Adiantamento para futuro aumento de capital	68.100	186.100	197.750
Outros passivos não circulantes	21.358	33.412	59.184
Patrimônio Líquido	93.123	124.092	305.211
Total Passivo e Patrimônio Líquido	353.366	586.024	822.285
DRE (R\$ mil)	2020	2021	2022
Receita Operacional Líquida (ROL)	87.113	78.305	203.968
Custos Operacionais	(60.705)	(63.381)	(181.347)
Lucro bruto	26.408	14.924	22.621
Despesas gerais e administrativas	(21.958)	(12.739)	(31.296)
EBITDA	4.450	2.185	(8.675)
Depreciação e Amortização	(7.171)	(58.679)	-
EBIT	(2.721)	(56.494)	(8.675)
Resultado financeiro	(5.717)	(10.019)	(23.418)
EBT	(8.438)	(66.513)	(32.093)
IR & CSLL	(1.336)	2.869	(2.689)
Resultado Líquido	(9.774)	(63.644)	(34.782)

Contexto operacional

A Companhia firmou em 14 de junho de 2021, Acordo de Investimento para aquisição de 100% da participação no capital social da AES Inova Soluções de Energia Ltda., e suas respectivas subsidiárias AES Tietê Inova Soluções de Energia I Ltda. e a AES Tietê Inova Soluções de Energia II Ltda. A AES Inova é uma plataforma de investimento em geração solar distribuída, detentora de um portfólio de aproximadamente 34 MWp. Deste total, aproximadamente 16 MWp referem-se a empreendimentos contratados e em operação comercial, que representam uma receita de R\$11,50 milhões. Os demais 18 MWp são caracterizados por projetos ready to build em Minas Gerais.

Resultados históricos

Em 2021, a receita líquida apresentou um recuo de 10,1%, enquanto os custos aumentaram 4,4%, o que resultou em uma perda de margem bruta de 43,5%. Já em 2022, a receita líquida cresceu 160,5%, enquanto os custos cresceram 186,1%, resultando em um ganho de margem de 51,6%. Nesse período, houve uma queda nas despesas em 2021 e um aumento em 2022, de -42,0% e 145,7%, respectivamente, resultando em uma margem EBITDA de 2,8% em 2021 e -4,3% em 2022.

A companhia apresentou uma queda do seu endividamento ao longo dos últimos 3 anos. A relação Dívida/PL em 2020, 2021 e 2022 foi de 156,5%, 123,1% e 53,2, respectivamente.

Anexo 3.8.2: EDP Smart Serviços S.A. DRE (2020-2030)

DRE (em BRL milhões)	Informação Financeira Histórica			Informação Financeira Projetada							
	dez-20	dez-21	dez-22	dez-23	dez-24	dez-25	dez-26	dez-27	dez-28	dez-29	dez-30
Receita Líquida	87	78	204	104	107	107	113	114	116	99	101
Custo dos produtos vendidos	(61)	(63)	(181)	(21)	(22)	(23)	(23)	(24)	(25)	(25)	(26)
Custos de construção	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Encargos setoriais	-	-	-	(2)	(2)	(2)	(2)	(3)	(3)	(3)	(3)
Custos operacionais	-	-	-	(16)	(16)	(17)	(17)	(18)	(18)	(19)	(19)
Outros custos	-	-	-	(3)	(3)	(3)	(3)	(4)	(4)	(4)	(4)
Lucro Bruto	26	15	23	82	85	85	89	90	91	73	75
Despesas operacionais	(22)	(13)	(31)	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	4	2	(9)	82	85	85	89	90	91	73	75
Depreciação	(7)	(59)	-	(29)	(44)	(44)	(44)	(44)	(44)	(44)	(44)
EBIT	(3)	(56)	(9)	54	41	40	45	46	47	29	31
Resultado financeiro	(6)	(10)	(23)	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	(8)	(67)	(32)	54	41	40	45	46	47	29	31
IR&CSLL	(1)	3	(3)	(12)	(12)	(12)	(13)	(13)	(13)	(11)	(11)
Resultado Líquido	(10)	(64)	(35)	42	29	28	32	33	34	18	20

Anexo 3.8.2: EDP Smart Serviços S.A. DRE (2031-2039)

<i>Informação Financeira Projetada</i>									
DRE (em BRL milhões)	dez-31	dez-32	dez-33	dez-34	dez-35	dez-36	dez-37	dez-38	dez-39
Receita Líquida	104	108	111	114	117	121	124	128	132
Custo dos produtos vendidos	(27)	(28)	(28)	(29)	(30)	(31)	(32)	(33)	(34)
Custos de construção	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Encargos setoriais	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(4)	(4)
Custos operacionais	(20)	(21)	(21)	(22)	(22)	(23)	(24)	(24)	(25)
Outros custos	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(5)	(5)	(5)	(5)
Lucro Bruto	78	80	82	85	87	90	92	95	98
Despesas operacionais	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	78	80	82	85	87	90	92	95	98
Depreciação	(44)	(44)	(44)	(44)	(44)	(44)	(44)	(19)	(17)
EBIT	33	36	38	40	43	46	48	76	81
Resultado financeiro	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	33	36	38	40	43	46	48	76	81
IR&CSLL	(12)	(12)	(12)	(13)	(13)	(14)	(14)	(14)	(15)
Resultado Líquido	22	24	26	28	30	32	34	62	66

Anexo 3.8.2: EDP Smart Serviços S.A. DRE (2040-2048)

<i>Informação Financeira Projetada</i>									
DRE (em BRL milhões)	dez-40	dez-41	dez-42	dez-43	dez-44	dez-45	dez-46	dez-47	dez-48
Receita Líquida	136	139	143	148	152	156	161	166	62
Custo dos produtos vendidos	(35)	(36)	(37)	(38)	(39)	(40)	(41)	(43)	(16)
Custos de construção	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Encargos setoriais	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(5)	(2)
Custos operacionais	(26)	(27)	(27)	(28)	(29)	(30)	(31)	(32)	(12)
Outros custos	(5)	(5)	(5)	(6)	(6)	(6)	(6)	(6)	(2)
Lucro Bruto	101	103	106	110	113	116	119	123	46
Despesas operacionais	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	101	103	106	110	113	116	119	123	46
Depreciação	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	-	-	-
EBIT	98	100	103	106	110	113	119	123	46
Resultado financeiro	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	98	100	103	106	110	113	119	123	46
IR&CSLL	(15)	(16)	(16)	(17)	(17)	(18)	(18)	(19)	(7)
Resultado Líquido	82	84	87	90	93	96	101	104	39

Anexo 3.8.3: EDP Smart Serviços S.A.

Fluxo de Caixa Projetado

Fluxo de caixa (em BRL Milhões)	dez-23	dez-24	dez-25	dez-26	dez-27	dez-28	dez-29	dez-30	dez-31	dez-32
Fluxo de Caixa Operacional	51	72	73	75	77	78	68	63	65	67
EBIT	54	41	40	45	46	47	29	31	33	36
IR&CS	(12)	(12)	(12)	(13)	(13)	(13)	(11)	(11)	(12)	(12)
Depreciação	29	44	44	44	44	44	44	44	44	44
Variação do capital de giro	(19)	(1)	0	(1)	(0)	(0)	6	(1)	(1)	(1)
Capex	(242)	-								
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	(191)	72	73	75	77	78	68	63	65	67

Fluxo de caixa (em BRL Milhões)	dez-34	dez-35	dez-36	dez-37	dez-38	dez-39	dez-40	dez-41	dez-42	dez-43	dez-44	dez-45	dez-46	dez-47
Fluxo de Caixa Operacional	71	73	76	78	80	82	85	87	90	92	95	98	100	103
EBIT	40	43	46	48	76	81	98	100	103	106	110	113	119	123
IR&CS	(13)	(13)	(14)	(14)	(14)	(15)	(15)	(16)	(16)	(17)	(17)	(18)	(18)	(19)
Depreciação	44	44	44	44	19	17	3	3	3	3	3	3	-	-
Variação do capital de giro	(1)	(1)	(1)	(1)		(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	
Capex	-	-												
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	71	73	76	78	80	82	85	87	90	92	95	98	100	103

Anexo 4: Empresas de Transmissão de Energia

Índice

4.1 EDP Transmissão Aliança SC S.A.

- 4.1.1 EDP Transmissão Aliança SC S.A. - A Empresa
- 4.1.2 EDP Transmissão Aliança SC S.A. - DRE
- 4.1.3 EDP Transmissão Aliança SC S.A.. - Fluxo de Caixa Projetado

4.2 Mata Grande Transmissora de Energia Ltda. (MGTE)

- 4.2.1 Mata Grande Transmissora de Energia Ltda. (MGTE) - A Empresa
- 4.2.2 Mata Grande Transmissora de Energia Ltda. (MGTE) - DRE
- 4.2.3 Mata Grande Transmissora de Energia Ltda. (MGTE) - Fluxo de Caixa Projetado

4.3 EDP Transmissão SP-MG S.A.

- 4.3.1 EDP Transmissão SP-MG S.A.- A Empresa
- 4.3.2 EDP Transmissão SP-MG S.A.- DRE
- 4.3.3 Companhia Energética Sinop S.A. - Fluxo de Caixa Projetado

4.4 EDP Transmissão Goiás S.A.

- 4.4.1 EDP Transmissão Goiás S.A.- A Empresa
- 4.4.2 EDP Transmissão Goiás S.A.- DRE
- 4.4.3 EDP Transmissão Goiás S.A.- Fluxo de Caixa Projetado

4.5 EDP Transmissão Litoral Sul S.A.

- 4.5.1 EDP Transmissão Litoral Sul S.A. - A Empresa
- 4.5.2 EDP Transmissão Litoral Sul S.A. - DRE
- 4.5.3 EDP Transmissão Litoral Sul S.A.-.- Fluxo de Caixa Projetado

4.6 EDP Transmissão Norte S.A.

- 4.6.1 EDP Transmissão Norte S.A.- A Empresa
- 4.6.2 EDP Transmissão Norte S.A.- DRE
- 4.6.3 EDP Transmissão Norte S.A.-.- Fluxo de Caixa Projetado

Anexo 4.1: EDP Transmissão Aliança SC S.A.

A Empresa

A EDP Transmissão Aliança SC S.A., com sede em Linhares/ES, tem como objeto social a realização de estudos, projetos, construção, instalação, operação e exploração de linhas de transmissão de energia elétrica.

Balanco Patrimonial (R\$ mil)	2020	2021	2022
Ativo Circulante	200.445	74.024	304.197
Caixa e equivalentes de caixa	197.630	37.953	66.482
Ativos da concessão	-	25.570	205.706
Outros ativos circulantes	2.815	10.501	32.009
Ativo Não Circulante	1.625.664	2.242.238	2.221.581
Ativos da concessão - LP	1.590.871	2.206.194	2.194.049
Depósitos judiciais - LP	21.770	23.786	25.400
Outros ativos não circulantes	13.023	12.258	2.132
Ativos fixo	114	425	1.900
Total Ativo	1.826.223	2.316.687	2.527.678
Passivo Circulante	104.302	90.156	162.105
Empréstimos e Financiamentos e Debêntures	20.818	22.720	108.363
Fornecedores	62.540	28.198	2.238
Outros passivos circulantes	20.944	39.238	51.504
Passivo Não Circulante	1.483.337	1.883.359	1.788.777
Empréstimos e Financiamentos e Debêntures LP	1.255.069	1.400.093	1.404.378
Impostos diferidos - passivo CP e LP	205.393	306.117	438.829
Outros passivos não circulantes	22.875	177.149	(54.430)
Patrimônio Líquido	238.584	343.171	576.796
Total Passivo e Patrimônio Líquido	1.826.223	2.316.687	2.527.678

DRE (R\$ milhões)	2020	2021	2022
Receita Operacional Líquida (ROL)	504.595	610.051	344.131
Custos Operacionais	(371.794)	(398.174)	(33.171)
Lucro bruto	132.801	211.877	310.960
Despesas gerais e administrativas	(5.787)	(6.432)	(6.278)
EBITDA	127.014	205.445	304.682
Depreciação e Amortização	(124)	(130)	(119)
EBIT	126.890	205.315	304.563
Resultado financeiro	(3.472)	(75.644)	(187.416)
EBT	123.418	129.671	117.147
IR & CSLL	(42.055)	(39.902)	(29.834)
Resultado Líquido	81.363	89.769	87.313

DRE e Balanço históricos:

- **Receita Líquida:** Nota-se que a receita líquida aumenta 20,9% no ano de 2021, devido ao aumento das receitas de construção da infraestrutura da concessão e renumeração do ativo financeiro, já em 2022 houve uma queda de 43,6%, influenciada pela queda significativa da receita de construção.
- **Custos e Despesas:** A conta de custos operacionais cresceu 7,1% em 2021 e caiu 91,7% em 2022, devido à conta de custos de construção (edificações, obras civis e benfeitorias), que caiu de R\$ 192.575 mil para R\$ 6.978 mil, e os juros capitalizados que apresentou um valor de R\$ 161.528 mil em 2021 e nenhum valor em 2022. Enquanto a conta de despesas operacionais cresceu 11,1% em 2021 e caiu 2,4% em 2022.
- **EBITDA:** Pelos comportamentos acima descritos, a margem EBITDA apresenta crescimento entre 2020 e 2021 de 61,7% e de 48,3% entre 2021 e 2022.
- Entre 2020 e 2022, a Companhia apresentou para o indicador Dívida/PL valores de 403,9% em média.
- **Contratos de concessão** - O contrato de concessão de exploração dos ativos foi celebrado em agosto de 2017, com duração de 30 anos.
- A receita é proveniente da Receita Anual Permitida ("RAP"), com valor de R\$ 232,4 milhões na Data-base, de acordo com o contrato de concessão de transmissão N° 39/2017. Além disso, a empresa possui uma RAP de reforço que será integrada a concessão em março de 2023, de acordo com a REA 8160/2019, no valor atualizado de R\$ 6.743 mil de acordo com a REH 3097/2022.
- Sobre a receita foi considerada uma parcela dedutiva de 0,75% anual referente à indisponibilidade, a qual se caracteriza por ser uma penalidade pecuniária aplicada pelo Poder Concedente em função de indisponibilidades ou restrições operativas das instalações integrantes da Rede Básica.
- **Capex projetado:** Foi projetado um Capex de manutenção de R\$ 31,9 milhões durante o período projetivo e um Capex de reforço do ativo financeiro de R\$ 7,8 milhões em 2023.

Anexo 4.1.1: EDP TRANSMISSAO ALIANCA SC S.A. DRE (2020-2034)

2	Informações do Avaliador
3	Análise do mercado
4	Visão geral da Empresa
5	Avaliação da EDP Brasil
6	Apêndices

EDP Transmissão Aliança SC S.A. - Em BRL milhões	Informação Financeira Histórica			Informação Financeira Projetada											
	dez/20	dez/21	dez/22	dez/23	dez/24	dez/25	dez/26	dez/27	dez/28	dez/29	dez/30	dez/31	dez/32	dez/33	dez/34
DRE (Em BRL milhões)															
Receita operacional bruta	556	673	383	343	343	351	359	366	373	379	384	388	391	393	393
Receita de construção	430	468	32	9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Receita de O&M	-	6	49	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	39	40
Remuneração do ativo financeiro	126	198	246	306	313	321	328	335	340	345	349	352	354	354	354
Outras receitas	1	-	56	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deduções	(51)	(63)	(36)	(32)	(32)	(32)	(33)	(34)	(34)	(35)	(36)	(36)	(36)	(36)	(36)
Receita líquida	505	610	347	311	311	318	326	332	338	344	348	352	355	357	357
Custo total	(372)	(398)	(42)	(34)	(26)	(27)	(28)	(29)	(30)	(31)	(32)	(33)	(34)	(35)	(36)
Encargos setoriais	-	-	(3)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)
Custos operacionais	-	(2)	(13)	(22)	(23)	(23)	(24)	(24)	(25)	(26)	(27)	(28)	(29)	(30)	(31)
Custo de construção	(372)	(396)	(27)	(8)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa total	(6)	(6)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesas gerais e administrativas	(5)	(6)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras despesas e receitas operacionais	(0)	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	127	205	305	277	284	291	298	304	309	313	317	319	321	322	321
Depreciação e Amortização	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(1)	(1)	(1)
EBIT	127	205	305	277	284	291	298	304	308	313	316	319	321	321	320
Resultado financeiro	(3)	(76)	(187)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	123	130	117	277	284	291	298	304	308	313	316	319	321	321	320
IR e CSLL	(42)	(40)	(30)	(66)	(68)	(71)	(101)	(103)	(105)	(106)	(107)	(108)	(109)	(109)	(109)
Resultado líquido	81	90	87	211	217	221	197	200	204	206	209	210	212	212	211

Anexo 4.1.1: EDP TRANSMISSAO ALIANCA SC S.A. DRE (2035-2047)

EDP Transmissão Aliança SC S.A. - Em BRL milhões													
Informação Financeira Projetada													
DRE (Em BRL milhões)	dez/35	dez/36	dez/37	dez/38	dez/39	dez/40	dez/41	dez/42	dez/43	dez/44	dez/45	dez/46	dez/47
Receita operacional bruta	392	389	383	374	361	345	324	298	266	227	180	123	41
Receita de construção	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Receita de O&M	41	43	44	46	47	49	50	52	54	56	58	60	41
Remuneração do ativo financeiro	351	346	338	328	314	296	274	246	212	171	122	63	(0)
Outras receitas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deduções	(36)	(36)	(35)	(35)	(33)	(32)	(30)	(28)	(25)	(21)	(17)	(11)	(4)
Receita líquida	356	353	347	339	328	313	294	271	241	206	163	111	37
Custo total	(37)	(39)	(40)	(41)	(43)	(44)	(46)	(47)	(49)	(51)	(52)	(54)	(37)
Encargos setoriais	(6)	(6)	(6)	(6)	(6)	(7)	(7)	(7)	(7)	(8)	(8)	(8)	(6)
Custos operacionais	(32)	(33)	(34)	(35)	(36)	(38)	(39)	(40)	(42)	(43)	(44)	(46)	(32)
Custo de construção	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa total	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesas gerais e administrativas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras despesas e receitas operacionais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	318	314	307	298	285	269	249	223	193	155	111	57	(0)
Depreciação e Amortização	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
EBIT	318	313	306	297	284	268	247	222	191	154	109	56	(1)
Resultado financeiro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	318	313	306	297	284	268	247	222	191	154	109	56	(1)
IR e CSLL	(108)	(106)	(104)	(101)	(97)	(91)	(84)	(76)	(65)	(52)	(37)	(19)	-
Resultado líquido	210	207	202	196	188	177	163	147	126	102	72	37	(1)

Anexo 4.1.2: EDP TRANSMISSAO ALIANCA SC S.A. Fluxo de Caixa Projetado (2023-2047)

<i>EDP Transmissão Aliança SC S.A. - Em BRL milhões</i>	<i>Informação Financeira Projetada</i>											
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	dez/23	dez/24	dez/25	dez/26	dez/27	dez/28	dez/29	dez/30	dez/31	dez/32	dez/33	dez/34
Fluxo de caixa operacional	169	165	171	180	186	196	202	209	216	223	230	238
(+) Receita operacional bruta	265	280	290	300	314	329	340	352	364	375	388	401
(-) Imposto indireto	(19)	(20)	(21)	(22)	(23)	(24)	(25)	(25)	(26)	(27)	(28)	(29)
(-) Encargos do setor	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)
(-) Custos operacionais	(22)	(23)	(23)	(24)	(24)	(25)	(26)	(27)	(28)	(29)	(30)	(31)
(-) Despesas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Imposto direto FCLF	(65)	(68)	(71)	(73)	(77)	(80)	(83)	(86)	(89)	(92)	(95)	(98)
(+/-) Variação de capital de giro	13	1	(0)	2	0	0	0	0	0	0	0	0
Capex	(8)	(1)										
(+) Indenização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	161	165	170	179	185	194	201	208	215	222	229	237

<i>EDP Transmissão Aliança SC S.A. - Em BRL milhões</i>	<i>Informação Financeira Projetada</i>												
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	dez/35	dez/36	dez/37	dez/38	dez/39	dez/40	dez/41	dez/42	dez/43	dez/44	dez/45	dez/46	dez/47
Fluxo de caixa operacional	246	255	264	273	282	292	302	312	323	334	346	358	226
(+) Receita operacional bruta	414	428	443	458	474	490	506	523	541	559	578	598	412
(-) Imposto indireto	(30)	(31)	(32)	(33)	(34)	(35)	(37)	(38)	(39)	(41)	(42)	(43)	(30)
(-) Encargos do setor	(6)	(6)	(6)	(6)	(6)	(7)	(7)	(7)	(7)	(8)	(8)	(8)	(6)
(-) Custos operacionais	(32)	(33)	(34)	(35)	(36)	(38)	(39)	(40)	(42)	(43)	(44)	(46)	(32)
(-) Despesas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Imposto direto FCLF	(101)	(104)	(108)	(112)	(115)	(119)	(123)	(128)	(132)	(136)	(141)	(146)	(101)
(+/-) Variação de capital de giro	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	(19)
Capex	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(2)	(1)						
(+) Indenização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	142
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	245	254	262	271	281	290	300	311	321	332	344	356	366

Anexo 4.2: Mata Grande Transmissora de Energia Ltda. A Empresa

A Mata Grande Transmissora de Energia Ltda., com sede em Maringá, no Paraná, tem como objeto social a exploração de concessões de serviços públicos de transmissão de energia elétrica, incluindo a construção, montagem, operação e manutenção de instalações de transmissão.

Balço Patrimonial (R\$ mil)	2020	2021	2022
Ativo Circulante	236	34.005	8.774
Caixa e equivalentes de caixa	1	32.987	689
Ativos da concessão	0	0	6.223
Outros ativos circulantes	235	1.018	1.862
Ativo Não Circulante	17.874	83.319	112.448
Depósitos judiciais - LP	0	1.010	1.887
Ativos da concessão - LP	17.370	82.259	110.555
Outros ativos não circulantes	504	50	6
Ativos fixos	8	0	312
Total Ativo	18.118	117.324	121.534
Passivo Circulante	7.632	97.868	2.015
Fornecedores	5.129	8.955	1.438
Obrigações Sociais e Trabalhistas	1.262	759	147
Outros passivos circulantes	1.241	88.154	430
Passivo Não Circulante	10.800	6.444	108.908
Impostos diferidos - passivo CP e LP	2.179	6.213	7.859
Outros a pagar LP	84	231	42.911
Empréstimos e Financiamentos e Debêntures LP	0	0	55.135
Outros passivos não circulantes	8.537	0	3.003
Patrimônio Líquido	(314)	13.012	10.611
Total Passivo e Patrimônio Líquido	18.118	117.324	121.534

DRE (R\$ milhões)	2020	2021	2022
Receita Operacional Líquida (ROL)	13.141	63.776	37.313
Custos Operacionais	(11.787)	(60.927)	(28.752)
Lucro bruto	1.354	2.849	8.561
Despesas gerais e administrativas	(667)	(583)	(723)
EBITDA	687	2.266	7.838
Depreciação e Amortização	-	-	(2)
EBIT	687	2.266	7.836
Resultado financeiro	(441)	(3.430)	(9.194)
EBT	246	(1.164)	(1.358)
IR & CSLL	(507)	(2.940)	(847)
Resultado Líquido	(261)	(4.104)	(2.205)

DRE e Balço históricos:

- **Receita Líquida:** Nota-se que a receita líquida aumenta 385,3% no ano de 2021, devido ao aumento das receitas de construção da infraestrutura da concessão, já em 2022 houve uma queda de 41,5% devido a receita de construção para 2022 ter reduzido em 54%. Com isso, o crescimento médio da ROL entre 2020 e 2022 foi de 171,9%.
- **Custos e Despesas:** Ambos apresentam um comportamento crescente entre 2020 e 2022, porém a conta de despesas apresenta uma queda no ano de 2021 em função da conta de Despesas de Serviços. O crescimento médio dos custos e despesas entre 2020 e 2022 foi de 170,9%, influenciado por uma queda abrupta relatada em 2022 causada principalmente pela conta de custos de construção.
- **EBITDA:** Pelos comportamentos acima descritos, a margem EBITDA apresenta crescimento entre 2020 e 2021 de 229,8% e de 245,9% entre 2021 e 2022.
- Somente para o ano de 2022, a Companhia apresentou para o indicador Dívida/PL valores de 519,6%, sendo influenciado pela conta de mútuos.
- **Contratos de concessão** - O contrato de concessão de exploração dos ativos da MGTE foi celebrado em setembro de 2018, com duração de 30 anos.
- A receita da MGTE é proveniente da Receita Anual Permitida ("RAP"), com valor de R\$ 10.145 mil na Data-base, de acordo com o contrato de concessão de transmissão N° 29/2018.
- Sobre a receita foi considerada uma parcela dedutiva de 0,75% anual referente à indisponibilidade, a qual se caracteriza por ser uma penalidade pecuniária aplicada pelo Poder Concedente em função de indisponibilidades ou restrições operativas das instalações integrantes da Rede Básica.
- **Capex projetado:** Foi projetado um Capex de reforço do ativo financeiro de R\$ 1,5 milhão em 2023.

Anexo 4.2.1: Mata Grande Transmissora de Energia Ltda. (MGTE) DRE (2020-2034)

Mata Grande Transmissora de Energia Ltda. - Em BRL milhões	Informação Financeira Histórica			Informação Financeira Projetada											
	dez/20	dez/21	dez/22	dez/23	dez/24	dez/25	dez/26	dez/27	dez/28	dez/29	dez/30	dez/31	dez/32	dez/33	dez/34
DRE (Em BRL milhões)															
Receita operacional bruta	14	66	39	13	12	12	12	12	13	13	13	13	13	13	13
Receita de construção	13	65	30	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Receita de O&M	-	-	2	4	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5	5
Remuneração do ativo financeiro	1	2	5	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Outras receitas	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deduções	(1)	(3)	(1)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Receita líquida	13	64	37	13	12	13	13	13	13						
Custo total	(12)	(62)	(29)	(5)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)
Encargos setoriais	-	-	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Custos operacionais	(1)	(1)	(2)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(5)	(5)	(5)	(5)
Custo de construção	(12)	(61)	(28)	(2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	1	2	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Depreciação e Amortização	-	-	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
EBIT	1	2	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Resultado financeiro	(0)	(3)	(9)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	0	(1)	(1)	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
IR e CSSL	(1)	(3)	(1)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Resultado líquido	(0)	(4)	(2)	7	7	7	7	8	8	8	7	7	7	7	7

Anexo 4.2.1: Mata Grande Transmissora de Energia Ltda. (MGTE) DRE (2035-2048)

Mata Grande Transmissora de Energia Ltda. - Em BRL milhões		Informação Financeira Projetada													
DRE (Em BRL milhões)	dez/35	dez/36	dez/37	dez/38	dez/39	dez/40	dez/41	dez/42	dez/43	dez/44	dez/45	dez/46	dez/47	dez/48	
Receita operacional bruta	13	13	13	13	13	13	13	12	12	12	11	11	10	0	
Receita de construção	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Receita de O&M	6	6	6	6	6	7	7	7	7	8	8	8	8	0	
Remuneração do ativo financeiro	8	7	7	7	7	6	6	5	5	4	3	3	2	(0)	
Outras receitas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Deduções	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	
Receita líquida	13	13	13	13	13	12	12	12	12	11	11	10	10	0	
Custo total	(5)	(6)	(6)	(6)	(6)	(6)	(7)	(7)	(7)	(7)	(8)	(8)	(8)	(0)	
Encargos setoriais	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	
Custos operacionais	(5)	(5)	(6)	(6)	(6)	(6)	(6)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(8)	-	
Custo de construção	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
EBITDA	7	7	7	7	6	6	6	5	5	4	3	2	2	(0)	
Depreciação e Amortização	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	-	-	-	-	-	-	
EBIT	7	7	7	7	6	6	6	5	5	4	3	2	2	(0)	
Resultado financeiro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
EBT	7	7	7	7	6	6	6	5	5	4	3	2	2	(0)	
IR e CSLL	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	
Resultado líquido	7	7	7	6	6	6	5	5	4	4	3	2	1	(0)	

Anexo 4.2.2: Mata Grande Transmissora de Energia Ltda. (MGTE)

Fluxo de Caixa Projetado (2023-2048)

Mata Grande Transmissora de Energia Ltda. - Em BRL milhões													Informação Financeira Projetada
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	dez/23	dez/24	dez/25	dez/26	dez/27	dez/28	dez/29	dez/30	dez/31	dez/32	dez/33	dez/34	
Fluxo de caixa operacional	9	6	7	7	7	7	8	8	8	8	9	9	
(+) Receita operacional bruta	10	11	11	12	12	12	13	13	14	14	15	15	
(-) Imposto indireto	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	
(-) Encargos do setor	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	
(-) Custos operacionais	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(5)	(5)	(5)	(5)	
(-) Despesas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
(-) Imposto direto FCLF	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	
(+/-) Variação de capital de giro	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Capex	(2)	-											
(+) Indenização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	8	6	7	7	7	7	8	8	8	8	9	9	

Mata Grande Transmissora de Energia Ltda. - Em BRL milhões													Informação Financeira Projetada	
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	dez/35	dez/36	dez/37	dez/38	dez/39	dez/40	dez/41	dez/42	dez/43	dez/44	dez/45	dez/46	dez/47	dez/48
Fluxo de caixa operacional	9	10	10	10	11	11	12	12	12	13	13	14	14	10
(+) Receita operacional bruta	16	16	17	17	18	19	19	20	21	21	22	23	24	18
(-) Imposto indireto	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(0)
(-) Encargos do setor	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
(-) Custos operacionais	(5)	(5)	(6)	(6)	(6)	(6)	(6)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(8)	-
(-) Despesas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Imposto direto FCLF	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
(+/-) Variação de capital de giro	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	(7)
Capex	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Indenização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	9	10	10	10	11	11	12	12	12	13	13	14	14	16

Anexo 4.3: EDP Transmissão SP-MG S.A.

A Empresa

A EDP Transmissão SP-MG S.A., com sede em São Paulo/SP, tem como objeto social a realização de estudos, projetos, construção, instalação, operação e exploração de linhas de transmissão de energia elétrica.

Balanco Patrimonial (R\$ mil)	2020	2021	2022
Ativo Circulante	343.157	174.877	339.340
Caixa e equivalentes de caixa	341.772	168.324	57.114
Tributos a recuperar	969	6.172	4.205
Outros ativos circulantes	416	381	278.021
Ativo Não Circulante	1.627.988	2.313.012	2.396.834
Ativos da concessão - LP	1.589.842	2.274.812	2.364.065
Depósitos judiciais - LP	33.780	34.163	32.763
Outros ativos não circulantes	4.366	4.037	6
Ativos fixo	104	394	1.412
Total Ativo	1.971.249	2.488.283	2.737.586
Passivo Circulante	457.691	391.960	683.551
Empréstimos e Financiamentos e Debêntures	403.682	332.114	618.143
Provisões	24.760	15.518	16.161
Outros passivos circulantes	29.249	44.328	49.247
Passivo Não Circulante	1.321.773	1.805.120	1.654.716
Empréstimos e Financiamentos e Debêntures LP	1.054.183	1.405.556	1.144.139
Impostos diferidos - passivo CP e LP	231.307	357.383	506.701
Outros passivos não circulantes	36.283	42.181	3.876
Patrimônio Líquido	191.785	291.203	399.319
Total Passivo e Patrimônio Líquido	1.971.249	2.488.283	2.737.586

DRE (R\$ milhões)	2020	2021	2022
Receita Operacional Líquida (ROL)	459.261	621.669	501.765
Custos Operacionais	(307.250)	(410.322)	(79.878)
Lucro bruto	152.011	211.347	421.887
Despesas gerais e administrativas	(4.032)	(5.454)	(4.791)
EBITDA	147.979	205.893	417.096
Depreciação e Amortização	(137)	(63)	(135)
EBIT	147.842	205.830	416.961
Resultado financeiro	(5.241)	(6.770)	(202.689)
EBT	142.601	199.060	214.272
IR & CSLL	(48.610)	(64.666)	(66.157)
Resultado Líquido	93.991	134.394	148.115

DRE e Balanço históricos:

- Receita Líquida:** Nota-se que a receita líquida aumenta 35,4% no ano de 2021, devido ao aumento da receita de renumeração do ativo financeiro e receita de construção, já em 2022 houve uma queda de 19,3% impactada diretamente pela redução da receita de construção em 74,7%.
- Custos e Despesas:** A conta de custos operacionais cresceu 33,5% em 2021 e caiu 80,5% em 2022, devido à conta de custos de construção (edificações, obras civis e benfeitorias) que diminuíram de R\$ 203.089 mil para R\$ 58.156 mil, e a conta de juros capitalizados que apresentou um valor de R\$ 167.859 mil em 2021 e não apresentou valor em 2022. Enquanto a conta de despesas operacionais cresceu 35,3% em 2021 e caiu 12,2% em 2022.
- EBITDA:** Pelos comportamentos acima descritos, a margem EBITDA apresenta crescimento entre 2020 e 2021 de 39,1% e de 102,6% entre 2021 e 2022.
- Entre 2020 e 2022, a Companhia apresentou para o indicador Dívida/PL valores de 599,4% em média.
- Contratos de concessão** - O contrato de concessão de exploração dos ativos da EDP SP-MG foi celebrado em agosto de 2017, com duração de 30 anos.
- A receita da EDP SP-MG é proveniente da Receita Anual Permitida ("RAP"), com valor de R\$ 277.590 mil na Data-base, de acordo com o contrato de concessão de transmissão N° 36/2017.
- Sobre a receita foi considerada uma parcela dedutiva de 0,75% anual referente à indisponibilidade, a qual se caracteriza por ser uma penalidade pecuniária aplicada pelo Poder Concedente em função de indisponibilidades ou restrições operativas das instalações integrantes da Rede Básica.
- Capex projetado:** Foi projetado um Capex de manutenção de R\$ 14.7 milhões durante o período projetivo e um Capex de reforço do ativo financeiro de R\$ 3,1 milhões em 2023.

Anexo 4.3.1: EDP Transmissão SP-MG S.A. DRE (2020-2034)

EDP Transmissão SP-MG S.A. - Em BRL milhões	Informação Financeira Histórica			Informação Financeira Projetada											
	dez/20	dez/21	dez/22	dez/23	dez/24	dez/25	dez/26	dez/27	dez/28	dez/29	dez/30	dez/31	dez/32	dez/33	dez/34
DRE (Em BRL milhões)															
Receita operacional bruta	506	685	557	391	398	409	419	429	438	446	454	460	466	469	471
Receita de construção	369	473	120	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Receita de O&M	0	0	163	25	26	27	27	28	29	30	31	32	33	34	36
Remuneração do ativo financeiro	137	212	274	363	373	382	392	401	409	416	423	428	432	435	435
Outras receitas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deduções	(47)	(63)	(52)	(36)	(37)	(38)	(39)	(40)	(41)	(41)	(42)	(43)	(43)	(43)	(44)
Receita líquida	459	622	504	355	362	371	381	389	397	405	412	418	423	426	427
Custo total	(311)	(416)	(87)	(26)	(23)	(24)	(25)	(26)	(26)	(27)	(28)	(29)	(30)	(31)	(32)
Encargos setoriais	-	-	(3)	(4)	(4)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(6)	(6)	(6)	(6)
Custos operacionais	(4)	(5)	(10)	(18)	(19)	(20)	(20)	(21)	(21)	(22)	(23)	(24)	(24)	(25)	(26)
Custo de construção	(307)	(410)	(75)	(3)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	148	206	417	329	338	347	356	364	371	378	384	389	392	394	395
Depreciação e Amortização	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
EBIT	148	206	417	329	338	347	356	364	371	377	383	388	392	394	394
Resultado financeiro	(5)	(7)	(203)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	143	199	214	329	338	347	356	364	371	377	383	388	392	394	394
IR e CSLL	(49)	(65)	(66)	(78)	(98)	(118)	(121)	(124)	(126)	(128)	(130)	(132)	(133)	(134)	(134)
Resultado líquido	94	134	148	251	240	229	235	240	245	249	253	256	259	260	260

Anexo 4.3.1: EDP Transmissão SP-MG S.A. DRE (2035-2047)

EDP Transmissão SP-MG S.A. - Em BRL milhões	Informação Financeira Projetada												
	dez/35	dez/36	dez/37	dez/38	dez/39	dez/40	dez/41	dez/42	dez/43	dez/44	dez/45	dez/46	dez/47
DRE (Em BRL milhões)													
Receita operacional bruta	470	467	460	450	436	417	391	359	318	268	207	132	37
Receita de construção	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Receita de O&M	37	38	39	41	42	44	45	47	48	50	51	53	37
Remuneração do ativo financeiro	433	429	421	410	394	373	346	312	270	218	155	79	(0)
Outras receitas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deduções	(43)	(43)	(43)	(42)	(40)	(39)	(36)	(33)	(29)	(25)	(19)	(12)	(3)
Receita Líquida	426	424	418	409	396	378	355	326	289	243	188	120	33
Custo total	(33)	(35)	(36)	(37)	(38)	(40)	(41)	(42)	(44)	(45)	(47)	(48)	(33)
Encargos setoriais	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(8)	(8)	(8)	(9)	(9)	(9)	(9)	(7)
Custos operacionais	(27)	(28)	(29)	(30)	(31)	(32)	(33)	(34)	(35)	(36)	(38)	(39)	(27)
Custo de construção	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	393	389	382	372	358	339	314	284	245	198	141	72	(0)
Depreciação e Amortização	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(0)
EBIT	393	389	382	371	357	338	314	283	245	198	140	71	(0)
Resultado financeiro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	393	389	382	371	357	338	314	283	245	198	140	71	(0)
IR e CSLL	(133)	(132)	(130)	(126)	(121)	(115)	(107)	(96)	(83)	(67)	(48)	(24)	-
Resultado Líquido	259	257	252	245	236	223	207	187	162	130	93	47	(0)

Anexo 4.3.2: EDP Transmissão SP-MG S.A. Fluxo de Caixa Projetado (2023-2047)

EDP Transmissão SP-MG S.A. - Em BRL milhões												
Informação Financeira Projetada												
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	dez/23	dez/24	dez/25	dez/26	dez/27	dez/28	dez/29	dez/30	dez/31	dez/32	dez/33	dez/34
Fluxo de caixa operacional	199	194	201	207	217	226	234	242	250	260	271	280
(+) Receita operacional bruta	310	325	336	348	363	379	392	405	419	435	452	468
(-) Imposto indireto	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)	(28)	(29)	(30)	(31)	(32)	(33)	(34)
(-) Encargos do setor	(4)	(4)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(6)	(6)	(6)	(6)
(-) Custos operacionais	(18)	(19)	(20)	(20)	(21)	(21)	(22)	(23)	(24)	(24)	(25)	(26)
(-) Despesas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Imposto direto FCLF	(80)	(84)	(87)	(90)	(94)	(98)	(102)	(105)	(109)	(113)	(117)	(121)
(+/-) Variação de capital de giro	15	1	0	(0)	(0)	(0)	(0)	0	0	0	0	0
Capex	(3)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
(+) Indenização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	196	194	200	207	216	226	234	242	250	260	270	279

EDP Transmissão SP-MG S.A. - Em BRL milhões													
Informação Financeira Projetada													
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	dez/35	dez/36	dez/37	dez/38	dez/39	dez/40	dez/41	dez/42	dez/43	dez/44	dez/45	dez/46	dez/47
Fluxo de caixa operacional	289	299	310	320	331	343	355	367	380	393	407	421	275
(+) Receita operacional bruta	483	500	517	534	552	571	591	611	631	653	675	698	481
(-) Imposto indireto	(36)	(37)	(38)	(39)	(41)	(42)	(44)	(45)	(47)	(48)	(50)	(51)	(35)
(-) Encargos do setor	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(8)	(8)	(8)	(9)	(9)	(9)	(9)	(7)
(-) Custos operacionais	(27)	(28)	(29)	(30)	(31)	(32)	(33)	(34)	(35)	(36)	(38)	(39)	(27)
(-) Despesas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Imposto direto FCLF	(125)	(130)	(134)	(139)	(143)	(148)	(153)	(158)	(164)	(169)	(175)	(181)	(125)
(+/-) Variação de capital de giro	0	1	1	1	1	1	2	2	3	3	4	4	(12)
Capex	(1)												
(+) Indenização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	140
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	289	299	309	320	331	342	354	366	379	392	406	420	415

Anexo 4.4: EDP Transmissão Goiás S.A.

A Empresa

A EDP Transmissão Goiás S.A., com sede na cidade de Goiânia, estado de Goiás, é uma subsidiária da Companhia Celg de Participações e tem como principal objeto social a realização de estudos, elaboração de projeções, pesquisa, planejamento, construção e operação de instalações de transformação e transporte de energia elétrica.

Balanco Patrimonial (R\$ mil)	2020	2021	2022
Ativo Circulante	381.228	395.349	469.616
Caixa e equivalentes de caixa	144.117	196.090	215.892
Ativos da concessão	170.430	156.881	206.919
Outros ativos circulantes	66.681	42.378	46.805
Ativo Não Circulante	1.528.967	1.267.480	1.349.564
Depósitos judiciais - LP	1.248	3.344	12.258
Ativos da concessão - LP	1.218.630	1.197.172	1.283.954
Outros ativos não circulantes	309.089	66.964	53.352
Ativos fixos	16.266	3.995	9.216
Total Ativo	1.926.461	1.666.824	1.828.396
Passivo Circulante	93.393	73.106	140.181
Fornecedores	7.253	2.864	25.613
Obrigações Fiscais	26.836	11.969	18.327
Outros passivos circulantes	59.304	58.273	96.241
Passivo Não Circulante	483.288	491.896	516.305
Impostos diferidos - passivo CP e LP	369.772	394.761	429.584
Empréstimos e Financiamentos e Debêntures LP	95.747	85.144	74.303
Provisões LP	7.081	7.096	7.131
Outros passivos não circulantes	10.688	4.895	5.287
Patrimônio Líquido	1.349.780	1.101.822	1.171.910
Total Passivo e Patrimônio Líquido	1.926.461	1.666.824	1.828.396

DRE (R\$ milhões)	2020	2021	2022
Receita Operacional Líquida (ROL)	278.424	265.995	379.238
Custos Operacionais	(86.631)	(55.994)	(152.719)
Lucro bruto	191.793	210.001	226.519
Despesas gerais e administrativas	(37.911)	(32.634)	(14.373)
EBITDA	153.882	177.367	212.146
Depreciação e Amortização	(1.257)	(996)	(845)
EBIT	152.625	176.371	211.301
Resultado financeiro	(802)	(7.525)	11.991
Outros Resultados operacionais	92.943	44.978	-
EBT	244.766	213.824	223.292
IR & CSLL	(79.123)	(65.421)	(51.645)
Resultado Líquido	165.643	148.403	171.647

DRE e Balanço históricos:

- **Receita Líquida:** Nota-se que a receita líquida cai 4,5% no ano de 2021, devido à queda na receita de construção de infraestrutura da concessão, já em 2022 houve um crescimento de 42,6% causado principalmente pela conta de receita de construção e renumeração do ativo da concessão. Com isso, o crescimento médio da ROL entre 2020 e 2022 foi de 19,1%.
- **Custos e Despesas:** Os custos e despesas para o ano de 2021, diminuíram devido ao comportamento da receita deste ano, apresentando uma queda de 28,8%, já em 2022 houve um crescimento de 88,5% devido ao incremento de custo de material que aumentou de R\$ 7.525 mil para 52.700 mil, e custo com serviço de terceiros que cresceu de R\$ 10.963 mil para 47.889 mil na infraestrutura da concessão.
- **EBITDA:** O EBITDA apresentou uma margem de 55,3%, 66,7% e 55,9% no período apresentado. Desta forma, nota-se que houve um crescimento entre os períodos, de 15,3% em 2021 e 29,6% em 2022.
- Para os anos 2020, 2021 e 2022, a Companhia apresentou para o indicador Dívida/PL os valores de 7,9%, 8,8% e 7,3% respectivamente, se mantendo relativamente constante ao longo dos anos.
- **Contratos de concessão** - Os contratos de concessão de exploração dos ativos foram celebrados em julho de 1995, março de 2015 e janeiro de 2016, com uma duração de 47, 30 e 30 anos, respectivamente.
- A receita é proveniente da Receita Anual Permitida ("RAP"), com valor de: R\$ 223,698 mil na Data-base, de acordo com o contrato de concessão de transmissão N° 063/2001.
- R\$ 2.779 mil na Data-base, de acordo com o contrato de concessão de transmissão N° 003/2015.
- R\$ 28.182 mil na Data-base, de acordo com o contrato de concessão de transmissão N° 004/2016.
- Sobre a receita foi considerada uma parcela dedutiva de 1,32% anual até 2024 e 0,75% a partir de 2025, referente à indisponibilidade, a qual se caracteriza por ser uma penalidade pecuniária aplicada pelo Poder Concedente em função de indisponibilidades ou restrições operativas das instalações integrantes da Rede Básica.
- **Capex projetado:** Foi projetado um Capex de manutenção de R\$ 2,1 bilhões e um Capex de reforço de R\$ 1,3 bilhões para o período projetado.

Anexo 4.4.1: EDP Transmissão Goiás S.A. DRE (2020-2034)

EDP Transmissão Goiás S.A.	Informação Financeira Histórica			Informação Financeira Projetada											
	dez/20	dez/21	dez/22	dez/23	dez/24	dez/25	dez/26	dez/27	dez/28	dez/29	dez/30	dez/31	dez/32	dez/33	dez/34
DRE (Em BRL milhões)															
Receita líquida	278	266	379	422	456	479	437	477	446	489	504	490	480	526	537
Custo total	(125)	(89)	(167)	(159)	(172)	(178)	(132)	(166)	(137)	(170)	(172)	(152)	(140)	(178)	(180)
Encargos setoriais	-	-	-	(4)	(5)	(6)	(6)	(7)	(7)	(6)	(6)	(7)	(7)	(7)	(7)
Custos operacionais	(33)	(34)	(51)	(63)	(57)	(57)	(58)	(59)	(59)	(60)	(62)	(65)	(67)	(69)	(71)
Despesas operacionais	(38)	(33)	(15)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo de construção	(54)	(22)	(101)	(97)	(115)	(121)	(74)	(108)	(78)	(110)	(111)	(88)	(74)	(110)	(110)
Outros			-	5	6	6	6	6	7	7	7	7	8	8	8
EBITDA	154	177	212	263	283	301	305	310	309	318	332	339	340	348	357
Depreciação e Amortização	(1)	(1)	(1)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
EBIT	153	176	211	263	283	301	304	310	308	318	331	338	340	347	356
Resultado financeiro	92	37	12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	245	214	223	263	283	301	304	310	308	318	331	338	340	347	356
IR e CSLL	(79)	(65)	(52)	(73)	(80)	(86)	(87)	(89)	(88)	(92)	(96)	(99)	(99)	(102)	(105)
Resultado líquido	166	148	172	190	203	215	217	221	220	226	235	239	241	246	251

Anexo 4.4.1: EDP Transmissão Goiás S.A. DRE (2023-2047)

EDP Transmissão Goiás S.A.	Informação Financeira Projetada												
	DRE (Em BRL milhões)	dez/35	dez/36	dez/37	dez/38	dez/39	dez/40	dez/41	dez/42	dez/43	dez/44	dez/45	dez/46
Receita Líquida	537	555	560	545	623	628	457	180	22	13	2	0	0
Custo total	(175)	(189)	(194)	(185)	(256)	(256)	(115)	(141)	(2)	(1)	(1)	(0)	(0)
Encargos setoriais	(8)	(8)	(8)	(9)	(9)	(9)	(10)	(10)	(1)	(1)	(1)	(0)	-
Custos operacionais	(73)	(76)	(78)	(81)	(84)	(87)	(90)	(90)	(1)	(0)	(0)	(0)	(0)
Despesas operacionais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo de construção	(102)	(114)	(116)	(104)	(173)	(170)	(26)	(52)	-	-	-	-	-
Outros	8	9	9	9	9	10	10	10	-	-	-	-	-
EBITDA	362	366	366	360	368	373	341	38	21	12	1	(0)	-
Depreciação e Amortização	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	-	-	-	-	-
EBIT	362	366	365	360	367	372	341	38	21	12	1	(0)	-
Resultado financeiro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	362	366	365	360	367	372	341	38	21	12	1	(0)	-
IR e CSLL	(107)	(108)	(108)	(106)	(109)	(110)	(100)	-	(5)	(3)	(0)	-	-
Resultado líquido	255	258	257	254	259	262	241	38	16	9	1	(0)	-

Anexo 4.4.2: EDP Transmissão Goiás S.A. Fluxo de Caixa Projetado (2023-2047)

EDP Transmissão Goiás S.A.												
Informação Financeira Projetada												
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	dez/23	dez/24	dez/25	dez/26	dez/27	dez/28	dez/29	dez/30	dez/31	dez/32	dez/33	dez/34
Fluxo de caixa operacional	186	221	258	290	310	321	298	296	314	328	332	337
(+) Receita operacional bruta	313	374	418	457	493	502	478	473	497	520	532	538
(-) Imposto indireto	(25)	(30)	(34)	(37)	(40)	(41)	(39)	(39)	(40)	(42)	(43)	(44)
(-) Encargos do setor	(4)	(5)	(6)	(6)	(7)	(7)	(6)	(6)	(7)	(7)	(7)	(7)
(-) Custos operacionais	(63)	(57)	(57)	(58)	(59)	(59)	(60)	(62)	(65)	(67)	(69)	(71)
(-) Despesas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Outras Receitas	5	6	6	6	6	7	7	7	7	8	8	8
(-) Imposto direto FCLF	(58)	(69)	(77)	(84)	(91)	(93)	(88)	(87)	(92)	(96)	(98)	(99)
(+) Indenização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(+/-) Variação de capital de giro	11	(4)	(0)	4	(2)	3	(2)	1	3	2	(2)	1
(+) Reversão de custos de serviços compartilhados	7	8	8	8	9	9	9	10	10	10	11	11
Capex	(97)	(115)	(121)	(74)	(108)	(78)	(110)	(111)	(88)	(74)	(110)	(110)
(+) Indenização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	89	106	136	217	202	243	188	186	226	254	222	227

EDP Transmissão Goiás S.A.													
Informação Financeira Projetada													
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	dez/35	dez/36	dez/37	dez/38	dez/39	dez/40	dez/41	dez/42	dez/43	dez/44	dez/45	dez/46	dez/47
Fluxo de caixa operacional	350	369	391	403	396	417	454	1.487	13	52	51	4	(0)
(+) Receita operacional bruta	557	589	621	638	641	664	703	736	71	73	70	6	-
(-) Imposto indireto	(45)	(48)	(50)	(52)	(52)	(54)	(57)	(173)	(6)	(6)	(6)	(0)	-
(-) Encargos do setor	(8)	(8)	(8)	(9)	(9)	(9)	(10)	(10)	(1)	(1)	(1)	(0)	-
(-) Custos operacionais	(73)	(76)	(78)	(81)	(84)	(87)	(90)	(90)	(1)	(0)	(0)	(0)	(0)
(-) Despesas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Outras Receitas	8	9	9	9	9	10	10	10	-	-	-	-	-
(-) Imposto direto FCLF	(103)	(109)	(114)	(118)	(118)	(122)	(130)	(393)	(13)	(13)	(13)	(1)	-
(+) Indenização	-	-	-	-	-	-	-	1.396	-	-	-	-	-
(+/-) Variação de capital de giro	2	0	1	2	(4)	2	13	(3)	(38)	(0)	0	0	-
(+) Reversão de custos de serviços compartilhados	11	12	12	13	13	14	14	14	-	-	-	-	-
Capex	(102)	(114)	(116)	(104)	(173)	(170)	(26)	(52)	-	-	-	-	-
(+) Indenização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	247	255	275	299	224	247	428	1.435	13	52	51	4	(0)

Anexo 4.5: EDP Transmissão Litoral Sul S.A. A Empresa

A EDP Transmissão Litoral Sul S.A., com sede na cidade de São Paulo, tem como principal objeto social estudos, planejamentos, projetos, constituição e exploração das linhas de transmissão de energia elétrica, a prática de atos de comércio em geral relacionados a atividade.

Ativo (R\$ mil)	2020	2021	2022
Ativo Circulante	5.697	44.300	48.939
Caixa e equivalentes de caixa	4.647	12.219	4.950
Ativos da concessão	262	29.614	37.969
Outros ativos circulantes	788	2.467	6.020
Ativo Não Circulante	137.200	262.936	344.810
Ativos da concessão - LP	126.236	254.777	335.815
Depósitos judiciais - LP	678	8.157	8.993
Outros ativos não circulantes	10.286	2	2
Ativos fixo	374	55	854
Total Ativo	143.271	307.291	394.603
Passivo Circulante	49.878	42.315	27.324
Fornecedores	41.404	35.354	7.980
Provisões	7.350	4.685	3.449
Outros passivo circulantes	1.124	2.276	15.895
Passivo Não Circulante	38.531	161.490	58.770
Outros a pagar LP	12.882	134.144	32.798
Obrigações Fiscais LP	11.714	19.140	25.156
Outros passivo não circulantes	13.935	8.206	816
Patrimônio Líquido	54.862	103.486	308.509
Total Passivo e Patrimônio Líquido	143.271	307.291	394.603

DRE (R\$ milhões)	2020	2021	2022
Receita Operacional Líquida (ROL)	76.098	168.104	117.326
Custos Operacionais	(91.031)	(152.523)	(89.167)
Lucro bruto	(14.933)	15.581	28.159
Despesas gerais e administrativas	(867)	279	(2.171)
EBITDA	(15.800)	15.860	25.988
Depreciação e Amortização	(161)	(75)	(64)
EBIT	(15.961)	15.785	25.924
Resultado financeiro	30	(356)	60
EBT	(15.931)	15.429	25.984
IR & CSLL	5.358	(19.560)	(3.961)
Resultado Líquido	(10.573)	(4.131)	22.023

DRE e Balanço históricos:

- **Receita Líquida:** Nota-se que a receita líquida aumenta 120,9% no ano de 2021, devido ao aumento das receitas de construção da infraestrutura da concessão, já em 2022 houve uma queda de 30,2% em função da diminuição da receita de construção em 49,6%. Com isso, o crescimento médio da ROL entre 2020 e 2022 foi de 90,7%.
- **Custos e Despesas:** Os custos e despesas para o ano de 2021, cresceram devido ao comportamento da receita deste ano, apresentando um acréscimo de 67,6%, tendo um decréscimo de 41,5% para o ano de 2022. Já as despesas seguiram um comportamento contrário para o não de 2022, apresentando um valor de R\$ 2.171 milhões devido ao acréscimo da conta de despesas gerais e administrativas.
- **EBITDA:** O EBITDA apresentou uma margem de 9,4% e 22,2% para os anos de 2021 e 2022. O aumento de 63,9% do EBITDA no último ano se deve a diminuição expressiva dos custos operacionais.
- Para os anos 2020, 2021 e 2022, a Companhia apresentou para o indicador Dívida/PL os valores de 13,3%, 7,5% e 2,9% respectivamente.
- **Contratos de concessão** - O contrato de concessão de exploração dos ativos foi celebrado em junho de 2016, com duração de 30 anos.
- A receita é proveniente da Receita Anual Permitida ("RAP"), com valor de R\$ 57.485 mil na Data-base, de acordo com o contrato de concessão de transmissão N° 18/2016. Além disso a empresa possui uma RAP de reforço que será integrada a concessão em dezembro de 2023, de acordo com a REA 9975/2021, no valor atualizado de R\$ 3.296 mil de acordo com a REH 3097/2022.
- Sobre a receita foi considerada uma parcela dedutiva de 0,75% anual referente à indisponibilidade, a qual se caracteriza por ser uma penalidade pecuniária aplicada pelo Poder Concedente em função de indisponibilidades ou restrições operativas das instalações integrantes da Rede Básica.
- **Capex projetado:** Foi projetado um Capex de reforço de R\$ 6,1 milhões para o ano de 2023.

Anexo 4.5.1: EDP Transmissão Litoral Sul S.A. DRE (2020-2034)

EDP Transmissão Litoral Sul S.A. - Em BRL milhões	Informação Financeira Histórica			Informação Financeira Projetada											
	dez/20	dez/21	dez/22	dez/23	dez/24	dez/25	dez/26	dez/27	dez/28	dez/29	dez/30	dez/31	dez/32	dez/33	dez/34
DRE (Em BRL milhões)															
Receita operacional bruta	84	167	122	83	78	80	83	85	88	90	92	95	96	97	98
Receita de construção	76	113	57	7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Receita de O&M	-	10	14	8	9	9	9	9	10	10	10	11	11	12	12
Remuneração do ativo financeiro	8	23	43	68	70	71	73	76	78	80	82	84	85	86	86
Outras receitas	-	20	8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deduções	(8)	1	(4)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(4)	(4)	(4)
Receita líquida	76	168	118	80	75	78	80	82	84	87	89	91	93	94	95
Custo total	(93)	(155)	(92)	(15)	(8)	(9)	(9)	(9)	(9)	(10)	(10)	(10)	(11)	(11)	(12)
Encargos setoriais	-	(0)	(0)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
Custos operacionais	(2)	(4)	(4)	(7)	(8)	(8)	(8)	(8)	(8)	(9)	(9)	(9)	(10)	(10)	(10)
Custo de construção	(91)	(151)	(85)	(7)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa total	(1)	0	(2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	(17)	13	26	65	67	69	71	73	75	77	79	81	82	83	83
Depreciação e Amortização	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
EBIT	(17)	13	26	65	67	69	71	73	75	77	79	81	82	83	83
Resultado financeiro	0	(0)	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	(17)	13	26	65	67	69	71	73	75	77	79	81	82	83	83
IR e CSLL	5	(20)	(4)	(3)	(2)	(2)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)
Resultado líquido	(12)	(7)	22	63	65	66	68	70	72	74	76	78	79	80	80

Anexo 4.5.1: EDP Transmissão Litoral Sul S.A. DRE (2035-2046)

EDP Transmissão Litoral Sul S.A. - Em BRL milhões	Informação Financeira Projetada											
	dez/35	dez/36	dez/37	dez/38	dez/39	dez/40	dez/41	dez/42	dez/43	dez/44	dez/45	dez/46
DRE (Em BRL milhões)												
Receita operacional bruta	99	99	98	96	94	89	84	76	66	53	36	9
Receita de construção	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Receita de O&M	12	13	13	14	14	15	15	16	16	17	17	9
Remuneração do ativo financeiro	86	86	85	83	79	75	69	60	50	36	19	(0)
Outras receitas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deduções	(4)	(4)	(4)	(4)	(3)	(3)	(3)	(3)	(2)	(2)	(1)	(0)
Receita líquida	95	95	94	93	90	86	81	73	63	51	35	9
Custo total	(12)	(12)	(13)	(13)	(14)	(14)	(15)	(15)	(16)	(16)	(17)	(9)
Encargos setoriais	(1)	(1)	(1)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(1)
Custos operacionais	(11)	(11)	(11)	(12)	(12)	(13)	(13)	(13)	(14)	(14)	(15)	(8)
Custo de construção	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa total	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	83	83	82	80	76	72	66	58	48	35	18	(0)
Depreciação e Amortização	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
EBIT	83	83	81	79	76	72	66	58	47	34	17	(0)
Resultado financeiro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	83	83	81	79	76	72	66	58	47	34	17	(0)
IR e CSLL	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(2)	(2)	(2)	(1)	(0)
Resultado líquido	80	80	78	76	73	69	63	55	45	33	16	(0)

Anexo 4.5.2: EDP Transmissão Litoral Sul S.A. Fluxo de Caixa Projetado (2023-2046)

EDP Transmissão Litoral Sul S.A. - Em BRL milhões												
Informação Financeira Projetada												
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	dez/23	dez/24	dez/25	dez/26	dez/27	dez/28	dez/29	dez/30	dez/31	dez/32	dez/33	dez/34
Fluxo de caixa operacional	52	55	57	58	60	62	64	66	70	74	76	79
(+) Receita operacional bruta	61	67	69	71	73	75	78	80	85	89	92	95
(-) Imposto indireto	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)
(-) Encargos do setor	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
(-) Custos operacionais	(7)	(8)	(8)	(8)	(8)	(8)	(9)	(9)	(9)	(10)	(10)	(10)
(-) Despesas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Imposto direto FCLF	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)
(+/-) Variação de capital de giro	3	1	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1
Capex	(7)	(0)										
(+) Indenização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	46	55	57	58	59	61	63	66	69	73	76	78

EDP Transmissão Litoral Sul S.A. - Em BRL milhões												
Informação Financeira Projetada												
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	dez/35	dez/36	dez/37	dez/38	dez/39	dez/40	dez/41	dez/42	dez/43	dez/44	dez/45	dez/46
Fluxo de caixa operacional	82	84	87	90	93	96	100	103	107	111	115	29
(+) Receita operacional bruta	98	102	105	109	112	116	120	124	129	133	137	71
(-) Imposto indireto	(3)	(3)	(3)	(3)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(2)
(-) Encargos do setor	(1)	(1)	(1)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(1)
(-) Custos operacionais	(11)	(11)	(11)	(12)	(12)	(13)	(13)	(13)	(14)	(14)	(15)	(8)
(-) Despesas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Imposto direto FCLF	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(4)	(2)
(+/-) Variação de capital de giro	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	(29)
Capex	(0)	(1)	(0)									
(+) Indenização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	46
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	81	84	87	90	93	96	99	103	106	110	114	75

Anexo 4.6: EDP Transmissão Norte S.A. A Empresa

A EDP Transmissão Norte S.A, com sede em Linhares, no Espírito Santo, tem como objeto social a realização de estudos, projetos, construção, instalação, operação e exploração de linhas de transmissão e subestação de energia elétrica, a prática de atos de comércio em geral, relacionados a essa atividade e, a participação em outras sociedades, empreendimentos e consórcios, como acionista, sócia ou consorciada.

Balanco Patrimonial (R\$ mil)	2021	2022
Ativo Circulante	6.003	2.230
Caixa e equivalentes de caixa	5.992	2.056
Tributos a Recuperar	11	130
Outros créditos	-	44
Ativo Não Circulante	8.427	149.988
Ativos da concessão - LP	8.419	146.821
Outros créditos - LP	-	3.164
Outros ativos não circulantes	8	3
Ativos fixo	-	107
Total Ativo	14.430	152.325
Passivo Circulante	2.249	10.337
Fornecedores	2.174	9.191
Obrigações Fiscais	75	611
Outros passivos não circulantes	-	535
Passivo Não Circulante	1.348	123.226
Outros a pagar LP	-	9.898
Obrigações Sociais e Trabalhistas LP	781	113.328
Impostos diferidos - passivo CP e LP	567	-
Patrimônio Líquido	10.833	18.762
Total Passivo e Patrimônio Líquido	14.430	152.325

DRE (R\$ milhões)	2021	2022
Receita Operacional Líquida (ROL)	8.112	133.350
Custos Operacionais	(8.049)	(130.570)
Lucro bruto	63	2.780
Despesas gerais e administrativas	(17)	(1.077)
EBITDA	46	1.704
Depreciação e Amortização	-	(27)
EBIT	46	1.676
Resultado financeiro	135	705
EBT	181	2.381
IR & CSLL - Diferido	(299)	(4.452)
Resultado Líquido	(118)	(2.071)

DRE e Balanço históricos:

- Receita Líquida:** Nota-se que a receita líquida aumenta no ano de 2022, devido ao aumento significativo das receitas de construção da infraestrutura da concessão e da remuneração do ativo financeiro. Com isso, ao final de dezembro de 2022, a transmissora apresenta uma ROL de R\$ 133,4 milhões.
- Custos e Despesas:** Acompanhando a variação da receita líquida, os custos e despesas também apresentam um comportamento crescente entre 2021 e 2022. Na medida em que a transmissora inicia a operar de maneira plena, tanto os custos operacionais (serviços, materiais e pessoal) quanto as despesas operacionais, alcançam outro patamar, estando alinhado com a receita de 2022.
- EBITDA:** Pelos comportamentos acima descritos, a margem EBITDA foram de 0,57% e de 1,28% nos anos de 2021 e 2022, com um crescimento de margem EBITDA no último ano de 125,3%.
- A Transmissora Norte não apresentou dívida no seu balanço histórico.
- Contratos de concessão** - O contrato de concessão de exploração dos ativos da Transmissora Norte foi celebrado em setembro de 2021, com duração de 30 anos.
- A receita da Transmissora Norte é proveniente da Receita Anual Permitida ("RAP"), com valor de R\$ 45.142 mil na Data-base, de acordo com o contrato de concessão de transmissão N° 11/2021.
- Sobre a receita foi considerada uma parcela dedutiva de 0,75% anual referente à indisponibilidade, a qual se caracteriza por ser uma penalidade pecuniária aplicada pelo Poder Concedente em função de indisponibilidades ou restrições operativas das instalações integrantes da Rede Básica.
- Capex projetado:** Foi projetado um Capex de reforço do ativo financeiro de R\$ 247,4 milhões e 58,4 milhões em 2023 e 2024 respectivamente.

Anexo 4.6.1: EDP Transmissão Norte S.A. DRE (2020-2034)

EDP Transmissão Norte S.A. - Em BRL milhões	Informação Financeira Histórica			Informação Financeira Projetada												
	dez/20	dez/21	dez/22	dez/23	dez/24	dez/25	dez/26	dez/27	dez/28	dez/29	dez/30	dez/31	dez/32	dez/33	dez/34	
DRE (Em BRL milhões)																
Receita operacional bruta	-	8	138	328	132	66	67	69	70	71	73	74	75	76	76	
Receita de construção	-	8	136	275	68	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Receita de O&M	-	-	-	3	4	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5	
Remuneração do ativo financeiro	-	0	2	50	60	62	63	64	66	67	68	69	70	71	71	
Outras receitas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Deduções	-	(0)	(5)	(12)	(5)	(2)	(2)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	
Receita líquida	-	8	133	316	127	63	65	66	67	69	70	71	72	73	74	
Custo total	-	(8)	(132)	(268)	(69)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(5)	(5)	(5)	(5)	
Encargos setoriais	-	-	-	-	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	
Custos operacionais	-	(0)	(1)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	
Custo de construção	-	(8)	(131)	(265)	(66)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
EBITDA	-	0	2	48	58	59	61	62	63	65	66	67	67	68	68	
Depreciação e Amortização	-	-	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	
EBIT	-	0	2	48	58	59	61	62	63	65	66	67	67	68	68	
Resultado financeiro	-	0	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
EBT	-	0	2	48	58	59	61	62	63	65	66	67	67	68	68	
IR e CSLL	-	(0)	(4)	(10)	(4)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	
Resultado líquido	-	(0)	(2)	38	54	57	59	60	61	62	63	64	65	66	66	

Anexo 4.6.1: EDP Transmissão Norte S.A. DRE (2035-2051)

- 2 Informações do Avaliador
- 3 Análise do mercado
- 4 Visão geral da Empresa
- 5 Avaliação da EDP Brasil
- 6 Apêndices

EDP Transmissão Norte S.A. - Em BRL milhões	Informação Financeira Projetada																
	dez/35	dez/36	dez/37	dez/38	dez/39	dez/40	dez/41	dez/42	dez/43	dez/44	dez/45	dez/46	dez/47	dez/48	dez/49	dez/50	dez/51
DRE (Em BRL milhões)																	
Receita operacional bruta	77	77	77	77	76	75	73	71	68	64	60	55	49	34	24	12	1
Receita de construção	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Receita de O&M	5	6	6	6	6	6	7	7	7	7	8	8	8	2	2	2	1
Remuneração do ativo financeiro	71	71	71	71	70	68	66	64	61	57	53	47	41	32	22	10	0
Outras receitas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deduções	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(1)	(1)	(0)	(0)
Receita líquida	74	74	74	74	73	72	70	68	66	62	58	53	47	32	23	12	1
Custo total	(5)	(5)	(6)	(6)	(6)	(6)	(6)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(8)	(2)	(2)	(2)	(1)
Encargos setoriais	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(1)
Custos operacionais	(4)	(4)	(4)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(6)	(6)	(6)	(6)	-	-	-	-
Custo de construção	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	69	69	69	68	67	66	64	62	59	55	51	45	39	31	21	10	0
Depreciação e Amortização	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	-
EBIT	69	69	69	68	67	66	64	62	59	55	51	45	39	31	21	10	0
Resultado financeiro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	69	69	69	68	67	66	64	62	59	55	51	45	39	31	21	10	0
IR e CSLL	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(1)	(1)	(1)	(0)	(0)
Resultado líquido	66	66	66	66	65	64	62	60	57	53	49	44	38	30	21	10	(0)

Anexo 4.6.2: EDP Transmissão Norte S.A. Fluxo de Caixa Projetado (2023-2051)

EDP Transmissão Norte S.A. - Em BRL milhões		Informação Financeira Projetada													
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	dez/23	dez/24	dez/25	dez/26	dez/27	dez/28	dez/29	dez/30	dez/31	dez/32	dez/33	dez/34	dez/35	dez/36	dez/37
Fluxo de caixa operacional	(10)	22	47	46	48	50	51	53	56	58	60	62	64	66	68
(+) Receita operacional bruta	-	37	51	54	56	58	60	62	64	67	69	71	74	76	79
(-) Imposto indireto	-	(1)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(3)	(3)	(3)
(-) Encargos do setor	-	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
(-) Custos operacionais	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)
(-) Despesas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Imposto direto FCLF	-	(1)	(1)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)
(+/-) Variação de capital de giro	(7)	(9)	2	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	0	0
Capex	(265)	(66)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Indenização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	(275)	(43)	47	46	48	50	51	53	56	58	60	62	64	66	68

EDP Transmissão Norte S.A. - Em BRL milhões		Informação Financeira Projetada													
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	dez/38	dez/39	dez/40	dez/41	dez/42	dez/43	dez/44	dez/45	dez/46	dez/47	dez/48	dez/49	dez/50	dez/51	
Fluxo de caixa operacional	71	73	76	78	81	84	87	90	93	96	106	110	113	88	
(+) Receita operacional bruta	82	84	87	90	93	96	100	103	107	110	114	118	122	94	
(-) Imposto indireto	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(3)	
(-) Encargos do setor	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(1)	
(-) Custos operacionais	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(6)	(6)	(6)	(6)	-	-	-	-	
(-) Despesas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
(-) Imposto direto FCLF	(2)	(2)	(2)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	
(+/-) Variação de capital de giro	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	
Capex	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
(+) Indenização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5	
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	71	73	76	78	81	84	87	90	93	96	106	110	113	93	

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
AFAC	Adiantamento para futuro aumento de capital
AIE	<i>Internacional Energy Agency</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANOP	Ativo Não Operacional
BACEN	Banco Central do Brasil
BAR	Base de Anuidade Regulatória
BETU	Benefício Econômico Típico Unitário Anual
BRR	Base de Remuneração Bruta
CAA	Custo Anual dos Ativos
CAGR	<i>Compound Annual Growth Rate</i>
CAIMI	Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis
CAOM	Custo de Administração, Operação e Manutenção
CAPEX	<i>Capital expenditures</i>
CAPM	<i>Capital Asset Pricing Model</i>
CCEAR	Contrato de Compra de Energia no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CFURH	Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos
CGH	Central geradora hidrelétrica
CIPP	Complexo Industrial e Portuário do Pecém
CO	Custos Operacionais
COMEX	Comércio exterior
Copom	Comitê de Política Monetária
CP	Curto prazo
CSLL	Contribuição social sobre o lucro líquido
CVM	Comissão de Valores Mobiliários
CVU	Custo variável unitário
DL	Dívida Líquida

Glossário

DRE	Demonstração do resultado do exercício
EBIT	<i>Earnings before interests and taxes</i>
EBITDA	<i>Earnings before interests, taxes, depreciation and amortization</i>
EBT	<i>Earnings before taxes</i>
EER	Encargo de Energia de Reserva
EPE	Empresa de Planejamento Energético
ES	Espírito Santo
ESG	Environmental, Social and Governance
ESS	Encargos de Serviço do Sistema
EV	Enterprise Value
FCDF	Fluxo de Caixa Descontado para a Firma
FGV	Fundação Getúlio Vargas
FR	Fronteira
GF	Garantia Física
GPMC	<i>Guideline Public Company Method</i>
GSF	<i>Generation Scaling Factor</i>
GTM	<i>Guideline Transactions Method</i>
GW	Gigawatts
IGPM	Índice Geral de Preços - Mercado
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
IR	Imposto de renda
LP	Longo prazo
MM	Múltiplos de Mercado
MW	Megawatts
NOP	Não Operacional
O&M	Operação e Manutenção
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OPA	Oferta pública de aquisição
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PAR	Plano de Ampliação e Reforços da Rede Básica
PCH	Pequena central hidrelétrica

Glossário

PDD	Plano de Desenvolvimento da Distribuição
PET	Programa de Expansão da Transmissão de Energia Elétrica
PIB	Produto Interno Bruto
PL	Patrimônio Líquido
PLD	Preço de liquidação das diferenças
PNOP	Passivo Não Operacional
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia
QRR	Quota de Reintegração Regulatória
RAP	Receita Anual Permitida
RB	Rede Básica
RC	Remuneração do Capital
RF	Receita Fixa
RI	Receitas Irrecuperáveis
ROL	Receita Operacional Líquida
RTP	Revisão tarifária periódica
RV	Receita Variável
SaT	<i>Strategy and Transactions</i>
SIN	Sistema Integrado Nacional
SP	São Paulo
SUDAM	Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia
SUDENE	Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste
TAR	Tarifa Atualizada de Referência
TFSEE	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica
TMUT	Terminal de Múltiplas Utilidades
TUST	Tarifa de uso do sistema transmissão de energia elétrica
UBP	Uso do Bem Público
UHE	Usina hidrelétrica
UTE	Usina termelétrica
WACC	<i>Weighted Average Cost of Capital</i>



EY

Building a better
working world