Centrais Elétricas Brasileiras S.A

Avaliação econômico-financeira de Centrais Elétricas Brasileiras S.A., na data-base de 30 de junho de 2022

23 de novembro de 2022

EY

Building a better working world

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

Centrais Elétricas Brasileiras S.A – Eletrobras
Rua da Quitanda, nº 196, Centro
CEP: 20091-005
Rio de Janeiro – RJ - Brasil

Centrais Elétricas Brasileiras S.A **23 de novembro de 2022**

Conforme solicitação de V.Sa., a Ernst & Young Assessoria Empresarial Ltda. (doravante denominada "EY") apresenta o laudo de avaliação econômico-financeira ("Laudo") da Centrais Elétricas Brasileiras S.A (doravante denominada "Eletrobras" ou "Empresa"), na data-base de 30 de junho de 2022 ("data-base").

Entendemos que a administração da Eletrobras ("Administração") utilizará este Laudo como subsídio aos seus acionistas no contexto da aprovação da Proposta de Reorganização Societária, no tocante à incorporação, pela Eletrobras, de 100% das ações de emissão ("Incorporação de Ações") de suas empresas controladas, Furnas Centrais Elétricas S.A. ("Furnas"), Companhia Hidro Elétrica do São Francisco ("Chesf"), Companhia de Geração e Transmissão de Energia Elétrica do Sul do Brasil ("Eletrosul") e Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. ("Eletronorte"), em conjunto denominadas "Controladas".

Este Laudo será utilizado pela Administração para atender aos requerimentos dos Artigos n° 137, 252 e 264 da Lei 6.404/76 ("Lei das S.A."). Adicionalmente, os resultados aqui apresentados não serão utilizados para a definição das relações de troca entre as ações da Eletrobras e de suas Controladas, relação esta que será apresentada e justificada no Protocolo da Operação. Ressaltamos que este Laudo tem como único propósito o atendimento à legislação societária Brasileira, não devendo ser utilizado para qualquer outra finalidade.

Este Laudo contempla objetivo, escopo, procedimentos e metodologias utilizadas, bem como as premissas mercadológicas e operacionais que envolveram o cálculo da estimativa do valor justo da Empresa.

Ressaltamos que nosso trabalho não deve ser considerado como uma *fairness opinion*, ou como um conselho ou recomendação para realização de qualquer transação que envolva o capital da Eletrobras e de suas Controladas, ou sobre as condições que uma eventual transação venha a ocorrer, ou ainda utilizados para financiamento ou captação de recursos, ou para qualquer outra finalidade, exceto o cumprimento da Lei das S.A. Entendemos que a decisão final sobre a ocorrência e condições de uma eventual reestruturação societária é de responsabilidade exclusiva da Administração e dos acionistas da Eletrobras.

É importante destacar que não investigamos de forma independente, bem como não foi aplicado nenhum processo de auditoria nas informações fornecidas pela Administração. Conforme mencionado em nosso contrato, nossa análise está sujeita às limitações gerais descritas nesse Relatório. Assumimos que a Administração analisou de forma consistente os fatores que possam impactar as projeções e análises apresentadas, bem como não omitiu nenhuma informação relevante, a qual poderia impactar significativamente o resultado dos nossos trabalhos.

Agradecemos a oportunidade de colaborarmos com a Eletrobras e nos colocamos à disposição para quaisquer dúvidas ou necessidade de informações adicionais.

Carolina S. Rocha
Sócia – *Corporate Finance*

Rafael Max
Sócio – *Corporate Finance*

Índice

Seção	Descrição	Página
1	**Sumário Executivo**	**4**
1.1	Contexto	5
1.2	Estrutura Societária	7
1.3	Metodologia de Avaliação	8
1.4	Conclusão de Valor	9
1.5	Conclusão de Valor por classe de ações	10
2	**Análise do Mercado**	**11**
3	**Avaliação de Eletrobras | Controladora**	**17**
4	**Avaliação das Investidas**	**26**
4.1	Avaliação das Empresas Investidas por FCD	31
4.2	Avaliação das Empresas Investidas por Múltiplos de Mercado | Geração	43
4.3	Avaliação das Empresas Investidas por Múltiplos de Mercado | Transmissão	49
4.4	Avaliação das Empresas Investidas por Múltiplos de Mercado | Distribuição	54
4.5	Avaliação das Empresas Investidas por Múltiplos de Mercado | Misto	60
4.6	Avaliação das Empresas Investidas por *Market Cap*	64
6	**Conclusão de Valor**	**67**
7	**Itens de Governança**	**69**
8	**Apêndices**	**72**
9	**Anexos**	**78**

1 Sumário executivo

5 Contexto
7 Estrutura Societária
8 Metodologia de Avaliação
9 Conclusão de Valor

1.1 Contexto

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletrobras	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Incorporação de Ações

Como parte do processo de reorganização societária da Eletrobras após a privatização, a Administração planeja realizar a incorporação de ações de suas controladas Furnas, Chesf, Eletrosul e Eletronorte, e transformá-las em suas subsidiárias integrais.

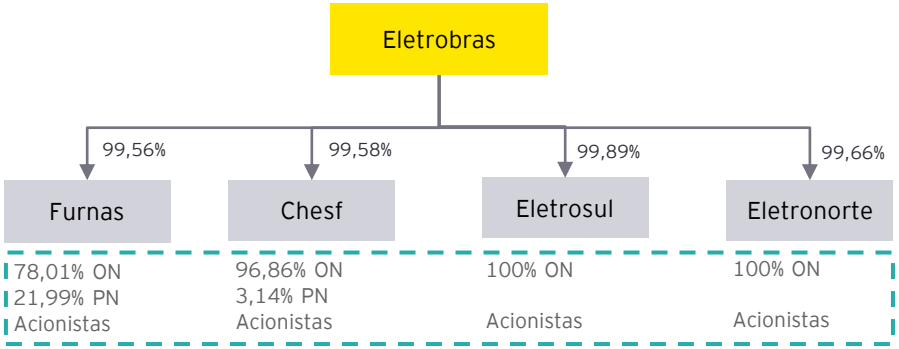
O processo de incorporação de ações deve seguir o determinado pelo art. 252 e 264 da Lei das S.A.

De acordo com o Art. 264 da Lei das S.A., "*na incorporação, pela controladora, de companhia controlada, a justificação, apresentada à assembleia geral da controlada, deverá conter, além das informações previstas nos arts. 224 e 225, o cálculo das relações de substituição das ações dos acionistas não controladores da controlada com base no valor do patrimônio líquido das ações da controladora e da controlada, avaliados os dois patrimônios segundo os mesmos critérios e na mesma data, a preços de mercado, ou com base em outro critério aceito pela Comissão de Valores Mobiliários, no caso de companhias abertas*".

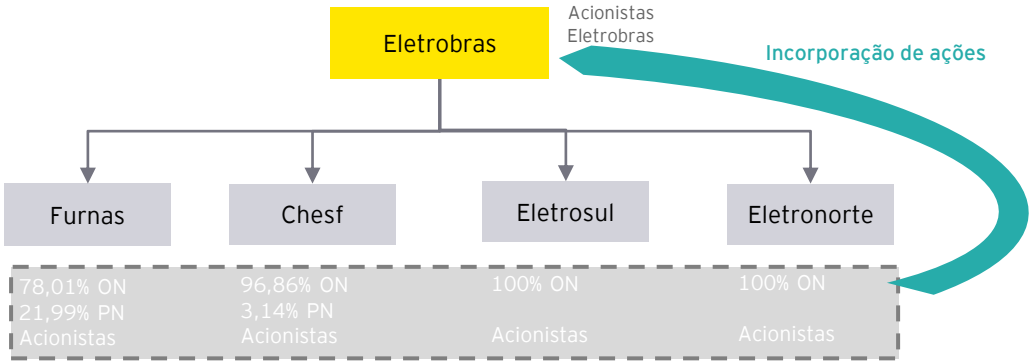
Para fins deste trabalho, considerou-se o valor justo, através da avaliação econômico-financeira (*Valuation*), como sendo o outro critério de avaliação do total do capital das Controladas e da Eletrobras.

Estrutura societária

Estrutura societária pré-reestruturação



Estrutura societária após a reestruturação



1.1 Contexto

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletrobras	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Descrição da Empresa

A Eletrobras é uma sociedade anônima de capital aberto, com sede no Rio de Janeiro (RJ), registrada na Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e na Securities and Exchange Commission (SEC), com ações negociadas nas bolsas de valores de São Paulo (B3), Madri (LATIBEX) e New York (NYSE).

A Eletrobras exerce a função de holding, gerindo investimentos em participações societárias, detendo o controle acionário direto e indireto em empresas de geração e transmissão de energia elétrica, além de participações diretas e indiretas em diversas Sociedades de Propósito Específico (SPEs).

A Eletrobras está presente em todo o território nacional, sendo responsável por 28% da capacidade geradora instalada no Brasil. Grande parte dessa capacidade (cerca de 97%) é baseada em fontes com baixas emissões de gases de efeito estufa (GEE): hídrica, eólica, solar e nuclear. Por isso, a Empresa contribui para que o país tenha uma das matrizes energéticas mais limpas do mundo. Apenas 3% da capacidade instalada vem de usinas termoelétricas movidas a carvão, gás natural ou óleo diesel. Na área de transmissão, a Eletrobras possui 74.088 quilômetros de linhas, dos quais 66.556 quilômetros se referem a empreendimentos corporativos e 7.532 à participação em Sociedades de Propósito Específico (SPEs).

No ano de 2021 ocorreu a aprovação, pelo Congresso Nacional, do projeto de capitalização da Eletrobras e no dia 17 de junho, a Eletrobras e suas controladas celebraram os novos contratos de concessão de geração de energia elétrica de 22 usinas hidrelétricas. Com isso, foram atendidas todas as condições para a conclusão do processo de desestatização da Eletrobras.

Já considerando o contexto de capitalização da Empresa, o Plano Diretor de Negócios e Gestão (PDNG) 2022-2026 prevê investimentos da ordem de R$ 48,3 bilhões para o período, um aumento de cerca de 17,5% em relação ao PDNG anterior (2021-2025), com foco em impulsionar o crescimento nos negócios de geração e transmissão.

Objetivo

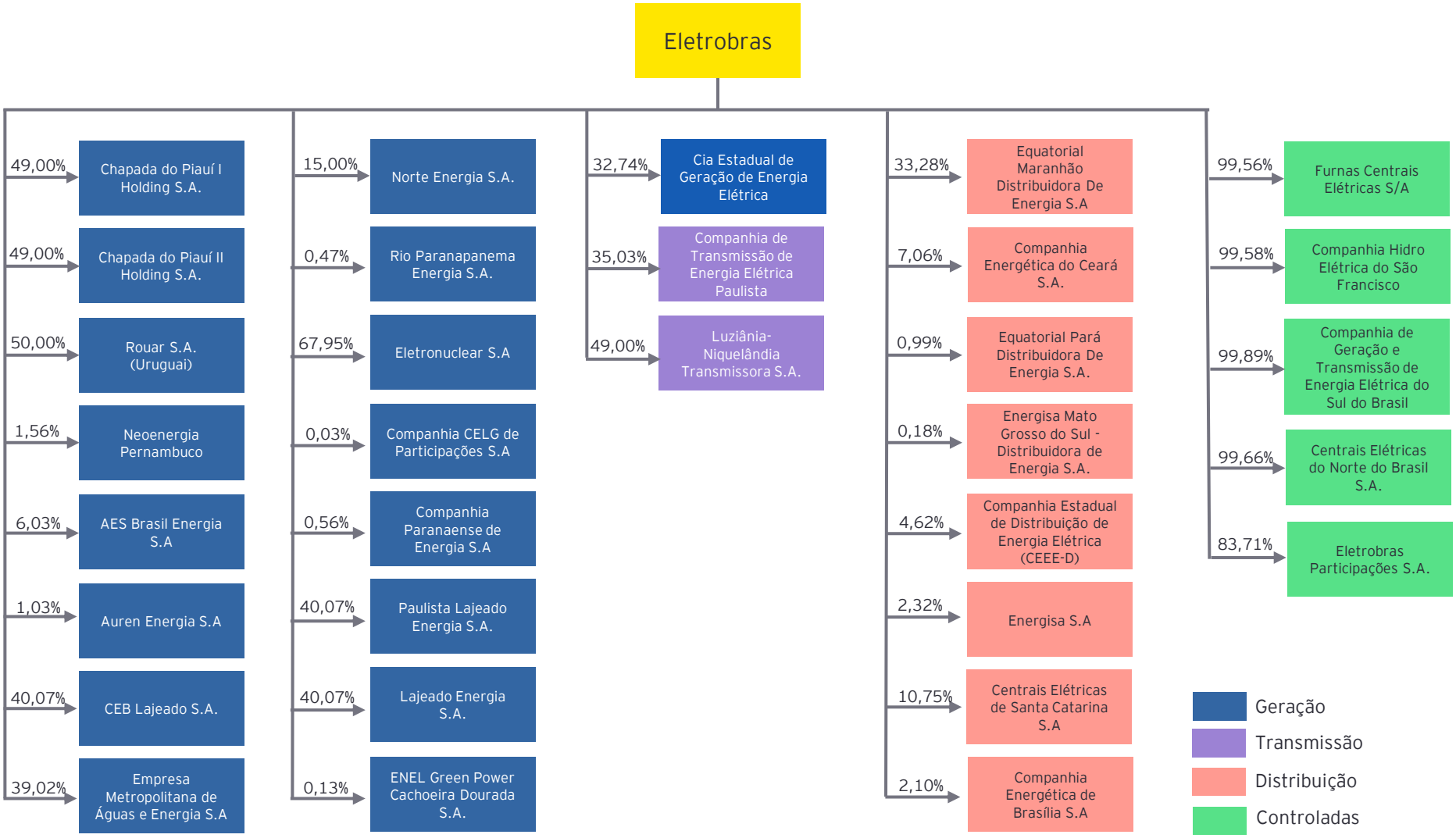
O Objetivo deste trabalho é apresentar a avaliação econômico-financeiro de Eletrobras, de suas Controladas e suas Empresas Investidas, na data-base, de modo a suportar a Administração e os acionistas no contexto do processo de reestruturação societária que envolverá o processo da Incorporação de Ações.

Escopo do Trabalho

- Discussão com executivos e funcionários da Eletrobras;
- Obtenção e análise de informações financeiras históricas e projetivas da Empresa, das Controladas e das Empresas Investidas;
- Análise do mercado de atuação em que a Eletrobras, suas Controladas e suas Empresas Investidas estão inseridas;
- Cálculo das taxas de desconto que refletem adequadamente os riscos inerentes ao setor, sendo estas taxas utilizadas para trazer os fluxos de caixa dos respectivos ativos a seu valor presente;
- Análise das companhias comparáveis para obter parâmetros operacionais e múltiplos de avaliação de mercado;
- Desenvolvimento do modelo de Fluxo de Caixa Descontado (FCD), Valor de Capitalização de Mercado (*Market Cap*), e Múltiplos de Mercado. A página 8 apresenta os detalhes sobre as metodologias utilizadas;
- Estimativa do Valor Justo da Empresa, das Controladas e de suas Empresas Investidas conforme descrito anteriormente;
- Preparação do relatório contendo a descrição das metodologias utilizadas, premissas adotadas e estimativas de valor.

1.2 Estrutura Societária

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletrobras	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos



1.3 Metodologia de Avaliação

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletrobras	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Metodologias de avaliação selecionadas

Na avaliação de uma empresa, três diferentes abordagens podem ser aplicadas: Abordagem de Renda, Abordagem de Mercado e Abordagem de Custo. Cada uma dessas abordagem pode ser considerada como uma metodologia de avaliação, mas a natureza e características da empresa vão indicar qual abordagem ou abordagens são as mais aplicáveis. Para o propósito deste trabalho, selecionamos, conforme aplicabilidade e materialidade, a Abordagem de Renda (Fluxo de Caixa Descontado) e a Abordagem de Mercado (*Market Cap*, Múltiplos ou Valor Transacionado) para estimar uma indicação de valor justo da Eletrobras e das Empresas Investidas.

De forma geral, a Abordagem de Custo não foi utilizada uma vez que não captura propriamente a natureza da Empresa e das Empresas Investidas e visão de continuidade de suas operações.

Para a aplicação das metodologias de avaliação, o padrão de valor adotado foi o Valor Justo. O Valor justo é definido pelo CPC 46 como o "preço que seria recebido pela venda de um ativo, ou que seria pago pela transferência de um passivo em uma transação não forçada entre participantes do mercado na data de mensuração."

Critérios para a aplicação das metodologias de avaliação

A Metodologia do FCD foi selecionada para a avaliação da Eletrobras e das Empresas Investidas de capital fechado cujo o valor do investimento, registrado contabilmente pela Empresa na data-base, fosse igual ou superior à R$ 278 milhões, conforme nível de materialidade contábil da Eletrobras, de acordo com a Lei Sarbanes-Oxley. Adicionalmente, outro critério para a aplicabilidade dessa metodologia foi o acesso à informações financeiras e operacionais projetadas detalhadas e confiáveis fornecidas pela Administração, para a Empresa e cada uma das Empresas Investidas.

Para as empresas de capital aberto, cujo o valor contábil do investimento na data-base fosse igual ou superior à R$ 278 milhões, foi aplicada a metodologia de *Market Cap*, desde que a ação atendesse aos seguintes critérios na data-base: (i) fazer parte de algum indicador de desempenho das ações negociadas na B3, ou obedecer aos dois critérios seguintes, de forma simultânea; (ii) apresentar volume diário negociado dentro do intervalo dos volumes negociados das ações integrantes de indicadores de desempenho da B3; e (iii) apresentar percentual de ações livres para negociação (free float) acima de 25%.

Para ativos que passaram por processo de privatização, outra transação ou estão em processo de venda, nos últimos 12 meses, o valor justo foi assumido como equivalente ao valor da transação ou valor da oferta de compra.

A metodologia de Múltiplos de Empresas Comparáveis foi utilizada para todas as empresas dentro do escopo de avaliação. Para as empresas já avaliadas por FCD, *Market Cap*, ou Valor Transacionado, esta metodologia foi utilizada como análise de razoabilidade para os valores estimados. Para as demais empresas, este método foi adotado como método primário de avaliação.

Vide Anexos 14 a 17 para detalhes da avaliação das Controladas.

Metodologia		Descrição
Renda	Fluxo de Caixa Descontado	Mensura o valor de um ativo ou negócio através do valor presente do benefício econômico líquido (recebimentos de caixa menos despesas de caixa) a ser recebido ao longo de sua vida útil.
Mercado	Múltiplos de Empresas Comparáveis	As metodologias da Abordagem de Mercado mensuram o valor de um ativo ou negócio com base no quanto outros compradores no mercado tem pago pelos ativos avaliados ou por ativos ou negócios que podem ser considerados razoavelmente similares àqueles sendo avaliados.
	Market Cap	

1.4 Conclusão de valor

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletrobras	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Composição de Valor (em milhões de BRL)	
Valor Operacional | Controladora	**(5.528)**
Ativos (passivos) não operacionais	21.248
Caixa líquido (Dívida líquida)	(19.387)
Valor da Empresa | Eletrobras Controladora	**(3.667)**
Valor das Empresas Investidas	**115.770**
Valor da Empresa | Consolidado	**112.102**

Empresas Investidas	% Participação	Valor justo
Controladas		**95.158**
Chesf	99,58%	24.478
Furnas	99,56%	42.652
Eletronorte	99,66%	19.235
Eletrosul	99,89%	8.792
Empresas Investidas		**20.612**
Eletrobras Participações S.A.	83,71%	222
Norte Energia S.A.	15,00%	1.682
Chapada do Piauí I Holding S.A.	49,00%	124
Chapada do Piauí II Holding S.A.	49,00%	165
Rouar S.A.	50,00%	98
Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A.	39,02%	463
AES Brasil Energia S.A.	6,13%	322
Auren Energia S.A.	1,03%	142
Rio Paranapanema Energia S.A.	0,47%	11
Eletronuclear S.A.	67,95%	7.004
Companhia CELG de Participações S.A.	0,03%	1
Companhia Paranaense de Energia S.A.	0,56%	109
Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica (CEEE-GT)	32,74%	459
Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica (CEEE-D)	4,62%	0
CEB Lajeado S.A.	40,07%	333
Paulista Lajeado Energia S.A.	40,07%	82
Lajeado Energia S.A.	40,07%	1.058
ENEL Green Power Cachoeira Dourada S.A.	0,13%	1
Luziânia-Niquelândia Transmissora S.A.	49,00%	88
Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista	35,03%	5.504
Equatorial Maranhao Distribuidora De Energia S.A	33,28%	1.680
Companhia Energética do Ceará S.A.	7,06%	278
Equatorial Pará Distribuidora De Energia S.A.	0,99%	112
Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S.A.	0,18%	5
Neoenergia Pernambuco	1,56%	49
Energisa S.A.	2,32%	339
Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.	10,75%	252
Companhia Energética de Brasília S.A.	2,10%	30
		115.770

O valor justo da Empresa, consolidado, representa o valor justo de Eletrobras Controladora somado ao valor justo de suas Controladas e Empresas Investidas, conforme descrito ao longo deste Relatório.

Essa estimativa de valor não considera possíveis contingências, insuficiências ou superveniências ativas ou passivas que não estejam registradas nas posições patrimoniais da Empresa e de suas Empresas Investidas, fornecidas pela Administração. Devido a isso, os resultados apresentados não consideram o seu efeito, caso existam.

A avaliação econômico-financeira das Controladas está apresentada nos Anexos de 14 a 17.

Conclusão

Com base nas informações analisadas e nas premissas e limitações descritas neste Relatório, nossa avaliação resultou em uma estimativa de valor de justo de R$ 112.102 milhões para 100% do capital da Eletrobras na data-base de 30 de junho de 2022.

1.5 Conclusão de valor por classe de ações

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletrobras	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Classe de ações

As ações da Eletrobras são divididas em ações ordinárias ("Ações ON"), preferenciais de classe A ('Ações PNA") e preferenciais de classe B ("Ações PNB"). As ações preferenciais possuem os seguintes direitos:

- Prioridade na distribuição de dividendos, incidentes à razão de 8% sobre o capital social para as ações PNA e 6% sobre o capital social para as ações PNB.
- Direito ao recebimento de dividendo, por cada ação, pelo menos 10% maior que o atribuído às ações ON.

Considerando as diferenças entre as classes de ações, estimamos o valor justo de cada classe de ação separadamente, considerando as razões abaixo apresentadas:

PNA:

- Conforme informado pela Administração, em função da alta concentração, baixa liquidez e pequeno número de ações, a Eletrobras irá realizar o resgate das ações PNA[1]. Esse resgate é compulsório, pelo valor de R$ 48,45, correspondente ao patrimônio líquido da Eletrobras em 30/09/2022.
- Considerando que esta é uma proposta firme e obrigatória, concluímos que este valor é representativo do valor justo dessas ações.

PNB:

- No contexto da consolidação da negociação das ações na B3 exclusivamente em ações ordinárias, a Administração estuda uma proposta de conversão das Ações PNB em Ações ON em uma razão de 1 Ação PNB para cada 1,1 de Ação ON ("Razão de Conversão")[1].
- Essa Razão de Conversão foi estimada pela Administração com base na análise dos direitos adicionais conferidos às ações PNB, conforme o Estatuto Social da Eletrobras, Art.11, §5º, onde assegura às ações preferenciais direito ao recebimento de dividendo, pelo menos 10% maior do que o atribuído a cada ação ordinária.
- Considerando que se trata de uma proposta da Administração para a conversão de ações, consideramos a mesma Razão de Conversão, para estimar o cálculo do valor justo das ações PNB em R$ 55,43 e das ações ON em R$ 50,39.

[1]Sujeito à aprovação do Conselho de Administração.

Valor por classe de ações

Valor por ação	Quantidade (mil)	Valor Unitário (R$/ação)
ON	1.916.518	50,39
PNA	147	48,45
PNB	279.941	55,43

Fonte: EY / Administração

Conclusão

Com base nas informações analisadas e nas premissas e limitações descritas neste Relatório, nossa avaliação resultou em uma estimativa de valor de justo de R$ 50,39 para as ações ON, R$ 48,45 para as ações PNA e R$ 55,43 para as ações PNB da Eletrobras na data-base de 30 de junho de 2022.

2 Análise do mercado

12 Visão geral da indústria

2.1 Visão geral da indústria

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletrobras	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

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%).

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, mesmo em outro ano recorde para as energias renováveis. Isto está levando ao aumento da produção das usinas a carvão para atender a demanda, especialmente na Ásia. Espera-se que a demanda de gás natural se recupere mais rapidamente, impulsionada principalmente por um aumento no uso industrial.

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%. 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, CTG, Copel, Cemig, CPFL, Enel e AES.

2.1 Visão geral da indústria

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletrobras	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

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 2020 no Brasil são, por relevância, o segmento industrial (36,3%), seguido pelo residencial (30,2%), comercial (17,4%) e outros (16,1%).

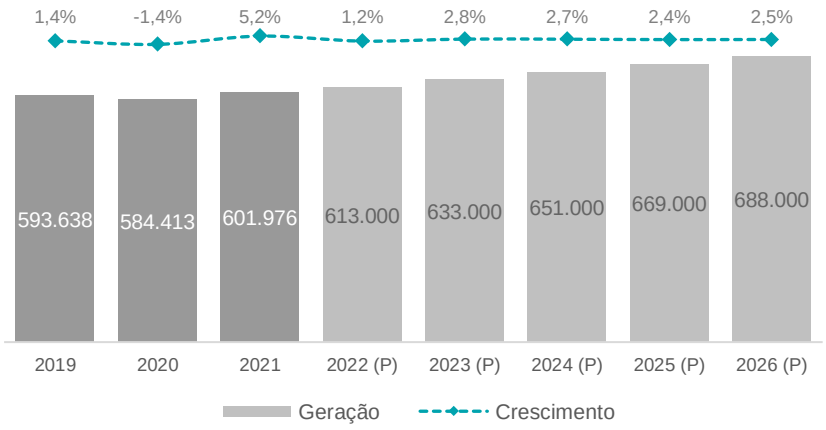
Segundo o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), a geração de energia elétrica no Sistema Integrado Nacional (SIN) em 2021 totalizou 602,0 mil GWh (incluindo energia hidráulica, térmica nuclear e convencional, eólica e solar), o que significou crescimento de 5,2% em relação ao mesmo período do ano anterior, devido principalmente ao forte crescimento da geração de energia eólica e hidráulica.

Em janeiro de 2022, a geração de energia elétrica no Sistema Integrado Nacional (SIN) totalizou 53,7 mil GWh, o que significou expansão de 1,0% em relação ao mesmo período de 2021. O segmento que apresentou maior retração no período foi o térmico, com -27,2%, seguido pelo eólico, com -18,7%. Já, os que apresentaram maior crescimento no período foram, respectivamente: solar 59,8% e hidráulico 10,9%.

Para 2022, a Lafis projeta expansão de 1,2% do consumo e 1,8% 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 2023 a 2025 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 2,8% da geração e de 2,5% do consumo de energia elétrica, alcançando em 2025 um patamar de 688 mil GWh e 560,5 mil GWh, respectivamente.

Geração total de energia no Brasil- EPE (GWh)



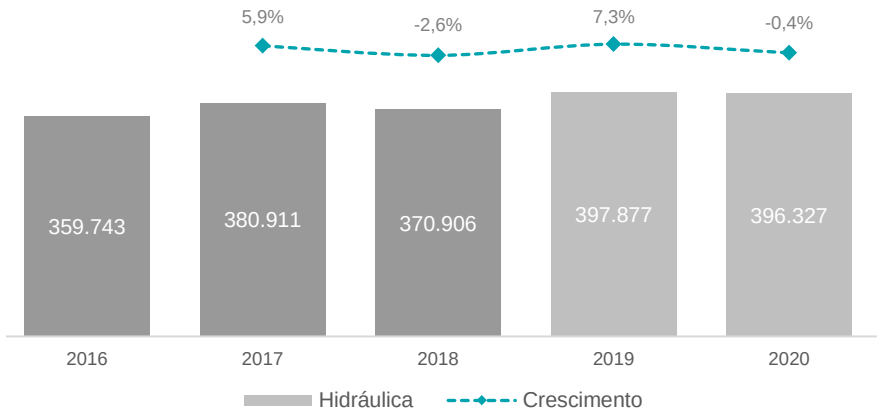
Fonte: Ministério de Minas e Energia/EPE/ONS/COMEX/ANEEL. Estimativa e projeções: Lafis/Abril 2022

2.1 Visão geral da indústria

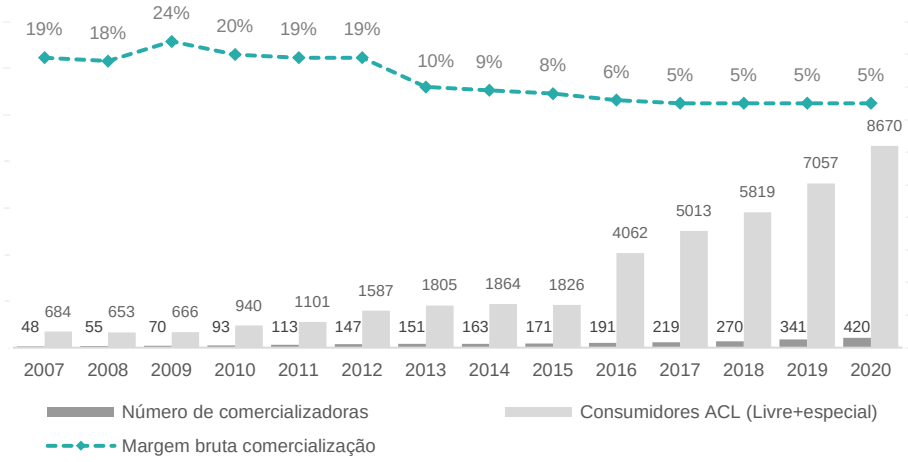
Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletrobras	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Geração e Comercialização

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



Número de Comercializadores e margem bruta – (%)



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.

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.

2.1 Visão geral da indústria

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletrobras	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

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 2020, o consumo de energia elétrica no Brasil apresentou uma retração frente ao ano de 2019 em todos os segmentos, exceto no segmento residencial. A queda do consumo está relacionada com os efeitos na atividade econômica provocados pela crise do Covid-19 que afetou severamente o consumo de energia, sobretudo no segundo trimestre do ano, considerando as políticas de distanciamento social de combate ao vírus, e com a menor utilização de ar condicionado em 2020, considerando que as temperaturas foram mais amenas no começo deste ano.

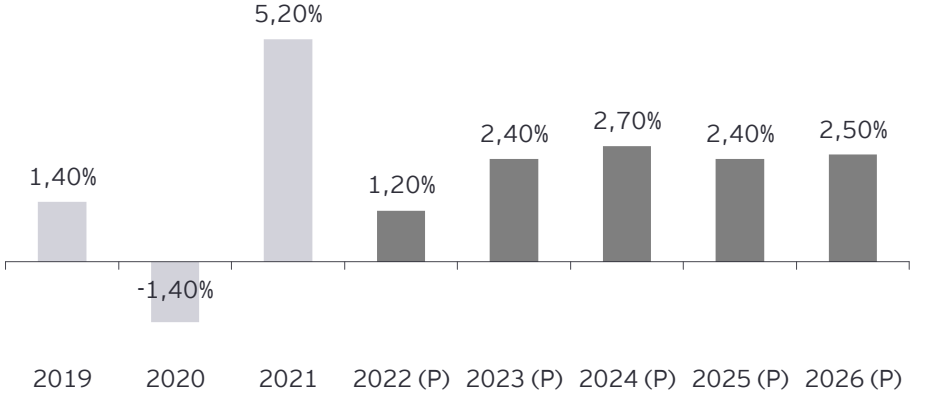
A Lafis considera em seu cenário econômico que o triênio de 2024 a 2026 será um período de continuidade da retomada do crescimento da economia interrompido pela crise do Covid-19. Considerando que haja uma retomada da confiança dos agentes econômicos, há um terreno fértil para a expansão setorial.

Segundo o Plano de Desenvolvimento da Distribuição (PDD), entre 2021 e 2023 serão investidos R$ 49,2 bilhões em distribuição de energia elétrica no Brasil, destes, R$ 32,64 bilhões serão destinados para expansão da rede, R$ 18,27 bilhões para melhoria e outros R$ 9,4 bilhões para renovação.

No triênio, considerando as categorias de consumo de energia elétrica, o que se espera é um crescimento generalizado, 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.

Assim, considerando o cenário descrito acima, a Lafis projetou um crescimento médio de 2,8% da geração de energia elétrica e 2,5% no consumo, atingindo um nível de 686 mil GWh e 558,5 mil GWh em 2026, respectivamente.

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

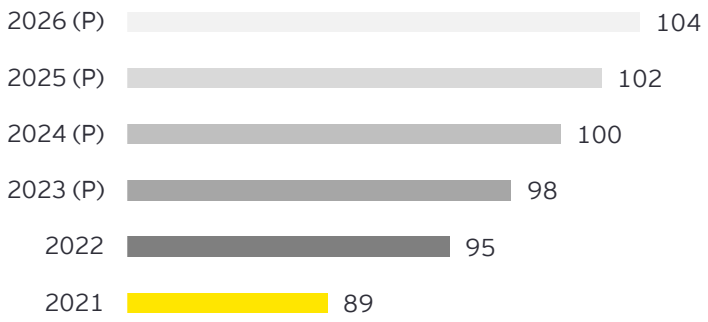


2.1 Visão geral da indústria

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletrobras	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

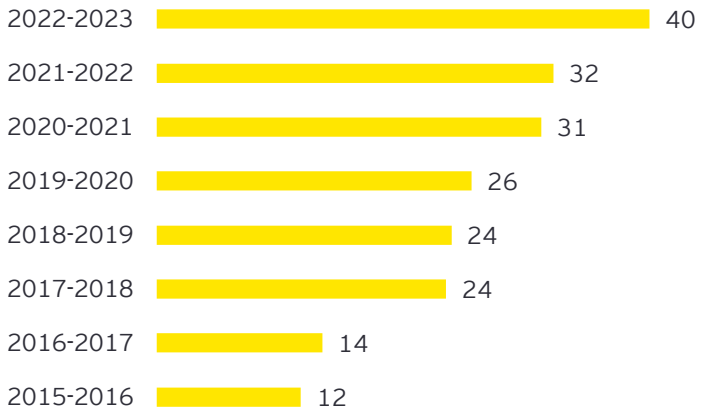
Transmissão

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 2022, a projeção é de aumento de 2,7%, considerando alta de 1,3% no Produto Interno Bruto – PIB.

Para o ano de 2022, o valor do mercado brasileiro no setor de transmissão energia elétrica foi estimado em US$ 95,0 bilhões, com progressão de 6,8% em relação ao ano anterior. O crescimento é justificado pela recuperação da geração e do consumo de energia elétrica após o período crítico da crise do Covid-19.

Já o crescimento esperado de BRL 7,85 bilhões na receita no ciclo 2022-2023 pode ser justificado 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.

3 Avaliação de Eletrobras | Controladora

18 Informações financeiras históricas
21 Informações financeiras projetadas
23 Taxa de desconto
24 Ajustes de valor
25 Conclusão de valor

3.1 Informações financeiras históricas

Início
1 Sumário executivo
2 Análise do mercado
3 Avaliação de Eletrobras
4 Avaliação das Investidas
5 Conclusão de valor
6 Itens de governança
7 Apêndices
8 Anexos

DRE Eletrobras Controladora (milhares de BRL)	dez/20	dez/21	jun/22
Receita bruta	268.353	1.637.666	143.428
Imposto sobre vendas	28.683	(271.841)	(42.014)
Receita líquida	297.036	1.365.825	101.414
Custos operacionais	(175.124)	(1.273.156)	(16.548)
Lucro bruto	121.912	92.669	84.866
Despesas gerais e administrativas	(4.540.037)	(13.150.822)	(1.885.654)
Depreciação e amortização	(12.813)	(11.852)	(5.628)
Resultado de equivalencia patrimonial	10.928.323	18.640.740	4.472.407
EBIT	6.497.385	5.570.735	3.510.035
Despesas financeiras	(2.772.175)	(2.873.551)	(1.166.759)
Receitas financeiras	2.613.478	1.738.203	1.310.832
Outras receitas e despesas operacionais	-	1.210.754	1.561.443
EBT	6.338.688	5.646.141	4.441.702
IR&CSLL	-	-	(335.819)
Lucro líquido	6.338.688	5.646.141	4.105.883

Sumário das informações financeiras históricas

A Administração forneceu as informações financeiras da Eletrobras entre 31 de dezembro de 2020 e a Data-base. Essas informações foram analisadas com o propósito de compreender as tendências dos indicadores operacionais da Empresa.

Demonstração do Resultado do Exercício ("DRE")

A receita operacional da Eletrobras é proveniente da exploração dos direitos comerciais de ativos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

A receita líquida em dezembro de 2021 apresentou um aumento de aproximadamente 360% em relação a 2020, principalmente devido à aumento na comercialização de energia no mercado de curto prazo da CCEE, à título de importação de energia. Para o período acumulado entre 1º de janeiro e 30 de junho de 2022, a receita líquida recuou para R$ 101 milhões devido à redução da receita de comercialização.

Em dezembro de 2021 os custos totais tiveram um aumento de aproximadamente 120%, em comparação ao ano anterior, em função da maior necessidade de compra de energia para revenda. Para junho/2022 ocorre uma redução em função de menor compra de energia.

Adicionalmente, a elevação das despesas entre dezembro 2020 e dezembro de 2021 decorre, em sua maior parte, da elevação no montante alocado para provisões com contingências de diversas naturezas (cível e trabalhistas, tributárias, etc.).

O aumento no resultado de equivalência patrimonial da empresa em 2021 é resultante de vendas em participações de algumas controladas neste ano, onde destaca-se a venda da CEEE-T para CPFL Comercialização de Energia Cone Sul Ltda.

Fonte: Demonstrações financeiras/ Administração

3.1 Informações financeiras históricas

Início
1 Sumário executivo
2 Análise do mercado
3 Avaliação de Eletrobras
4 Avaliação das Investidas
5 Conclusão de valor
6 Itens de governança
7 Apêndices
8 Anexos

Balanço patrimonial Eletrobras Controladora (milhares de BRL)	dez-20	dez-21	jun-22
Caixa e equivalentes de caixa	3.433.922	2.551.978	2.901.153
Contas a receber de clientes – CP	481.109	719.906	530.536
Estoque	305	293	269
Títulos e valores mobiliários - CP	7.740.051	6.026.365	6.776.942
Crédito de imposto – CP	519.200	456.725	456.770
Impostos e contribuições sociais diferidos - CP	829.569	640.191	833.034
Dividendos a Receber (Remuneração de participações societárias)	4.720.491	5.028.731	3.758.643
Contas a receber de operações de mútuo – CP	5.937.323	2.275.301	2.399.282
Outros ativos circulantes	1.972.628	1.715.906	2.246.030
Ativo circulante	**25.634.598**	**19.415.396**	**19.902.659**
Contas a receber de clientes – LP	-	-	1.243.927
Títulos e valores mobiliários – LP	322.884	398.280	407.485
Ativo contratual da concessão – LP	2.781	3.365	3.365
Ativo financeiro – LP	1.103.034	428.865	378.429
Imposto e contribuições sociais diferidos – LP	-	-	-
Depósitos judiciais	4.676.895	6.393.647	6.842.058
Contas a receber de operações de mútuo – LP	11.197.073	8.160.605	5.188.582
Outros ativos não circulantes - LP	9.713.793	13,561,904	25.389.249
Ativo não circulante	**27.016.460**	**28.946.666**	**39.453.095**
Investimentos	77.538.694	88.740.622	104.295.461
Imobilizado	244.673	235.453	231.983
Intangível	42.974	61.387	61.382
Ativos fixos	**77.826.341**	**89.037.462**	**104.588.826**
Total do ativo	130.477.399	137.399.524	163.944.580

Fonte: Demonstração financeira/ Administração

Balanço Patrimonial | Ativo

Em dezembro de 2021 é possível observar uma redução do saldo da conta "Caixa e equivalentes de caixa" em função da redução do caixa restrito de programas administrados pela Eletrobras, principalmente a comercialização de energia de Itaipu Binacional e do Proinfa.

Em Junho de 2022, em decorrência do processo de reestruturação societária resultante da privatização da Eletrobras, houve alocação para a conta Ajuste para Futuro Aumento de Capital – AFAC de aproximadamente R$ 21 bilhões, causando aumento substancial na conta Outros Ativos não circulantes – LP.

O saldo restante para esta conta corresponde em sua maior parte a direitos de ressarcimento da Conta de Consumo de Combustível relativos aos custos de geração elétrica nos sistemas isolados e às operações de comercialização de energia elétrica no âmbito do PROINFA, que juntos somam mais de R$ 5,5 bilhões em 2020, R$ 6,2 bilhões em 2021 e R$ 3,2 bilhões em 2022.

As alterações na conta Investimentos ao longo dos anos decorrem, em sua maior parte de equivalência patrimonial da Empresa em Controladas e Coligadas, sendo as principais Furnas, Chesf, Eletronorte e CGT Eletrosul.

Dentre as contas do ativo da Eletrobras, aquelas consideradas no capital de giro foram: Contas a receber de clientes e Crédito de imposto. As demais contas foram tratadas como não operacionais e, portanto, foram incluídas na análise como ajustes de valor e adicionadas ao valor presente dos fluxos de caixa.

3.1 Informações financeiras históricas

Início
1 Sumário executivo
2 Análise do mercado
3 Avaliação de Eletrobras
4 Avaliação das Investidas
5 Conclusão de valor
6 Itens de governança
7 Apêndices
8 Anexos

Balanço patrimonial Eletrobras Controladora (milhares de BRL)	dez-20	dez-21	jun-22
Empréstimos, financiamentos e debêntures - CP	9.031.303	6.526.513	4.972.218
Fornecedores	705.908	773.858	689.280
Salários e encargos a pagar	-	-	-
Impostos e contribuições a recolher	335.432	259.336	426.123
Dividendos e juros sobre capital próprio	1.530.718	1.381.111	1.453.301
Outros passivos circulantes - CP	1.827.577	2.021.406	2.170.650
Provisões - CP	2.873.779	3.257.961	4.233.221
Passivo circulante	**16.304.717**	**14.220.185**	**13.944.793**
Empréstimos, financiamentos e debêntures - LP	20.014.081	19.294.960	17.316.216
Impostos e contribuições sociais diferidos - LP Passivo	650.523	569.816	445.701
Provisões - LP	17.658.958	24.551.730	24.910.192
Outros passivos não circulantes - LP	2.370.813	2.641.629	615.293
Passivo não circulante	**40.694.375**	**47.058.135**	**43.287.402**
Capital social	39.057.271	39.057.271	65.319.183
Reservas de capital	13.867.170	13.867.170	6.194.354
Lucros/prejuizos acumulados	(8.354.188)	(7.693.402)	4.308.683
Reservas de lucros	28.908.054	30.890.165	30.890.165
Patrimônio Líquido	**73.478.307**	**76.121.204**	**106.712.385**
Total Passivo e Patrimônio Líquido	**130.477.399**	**137.399.524**	**163.944.580**

Balanço Patrimonial | Passivo e Patrimônio Líquido

As principais variações ocorridas no exercício de 2021 em comparação a 2020 referem-se à variação dos financiamentos, empréstimos e debêntures, ao aumento no saldo de provisões dentro do curto prazo, e à elevação do Capital Social da Empresa.

Em relação aos empréstimos e financiamentos, a redução dos saldos é resultante da amortização contratual. A maior parte do saldo é proveniente de contratos de debêntures com vencimento entre os anos de 2024 e 2031 e que correspondem a um saldo total de aproximadamente R$ 7 bilhões, com R$ 111 mil para liquidação dentro do curto prazo.

Em decorrência dos diversos ações em andamento no âmbito judiciário, a Empresa constitui provisões para contingências com montantes que considera suficientes para cobrir as perdas consideradas prováveis. Em junho de 2022, esse montante soma um valor superior à R$ 29 bilhões, sendo que cerca de R$ 23 bilhões são destinados para ações cíveis. O saldo restante divide-se, em sua maior parte, entre obrigações de ressarcimento relacionadas aos empréstimos compulsórios junto à ANEEL (R$ 1,7 bilhão) e a programas de incentivos para desligamento de pessoal (R$ 2,4 bilhões).

Em Junho de 2022, a Eletrobras concluiu o seu processo de Oferta Pública de Ações (Capitalização), que promoveu um aumento no Capital Social da Empresa de aproximadamente R$ 26 bilhões comparado ao valor registrado em Dezembro de 2021, indo de R$ 39 bilhões nessa data para R$ 65 bilhões na Data-base.

Dentre as contas do passivo da Eletrobras, aquelas consideradas no capital de giro foram: Fornecedores e Impostos e contribuições a recolher. As demais contas foram tratadas como não operacionais e, portanto, foram incluídas na análise como ajustes de valor e subtraídas do valor presente dos fluxos de caixa.

Fonte: Demonstração financeira/ Administração

3.2 Informações financeiras projetadas

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletrobras	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

A avaliação da Eletrobras foi realizada através da Abordagem de Renda, método do fluxo de caixa descontado.

As projeções foram baseadas em arquivos disponibilizados pela Administração.

Descrição

A Eletrobras exerce a função de holding, gerindo investimentos em participações societárias, detendo o controle acionário direto e indireto em empresas de geração e transmissão de energia elétrica e da Eletrobras Participações S.A. – Eletropar, além de participação direta na Rouar S.A. e participações diretas e indiretas em 76 Sociedades de Propósito Específico (SPE). A Eletrobras não possui ativos operacionais no seu nível corporativo, sendo seu resultado proveniente principalmente de equivalência patrimonial de seus investimentos.

Premissas Gerais

- Data-base: 30 de junho de 2022;
- Período de projeção: 01 de julho de 2022 a 31 de dezembro de 2040;
- Moeda: Reais ("BRL") em termos nominais;
- Taxa de desconto: 10,6% em Reais (BRL) em termos nominais, de acordo com a metodologia Weighted Average Cost of Capital ("WACC");
- Ajustes: ativos e passivos não operacionais, incluindo caixa e dívidas, não foram considerados nas projeções de fluxo de caixa. Quando observados, foram tratados à parte e adicionados/subtraídos do valor presente dos fluxos de caixa, impactando no valor do capital da Eletrobras.

Informações Financeiras Projetadas

Abaixo segue a descrição geral das principais contas projetadas para a projeção do fluxo de caixa descontado.

- **Receita Líquida:** a Eletrobras não possui ativos operacionais no seu nível corporativo, tendo apenas receitas relativas à comercialização com a CCEE e ao Repasse Itaipu no curto prazo (2022-2024).
- **Deduções:** sobre a receita bruta há incidência do PIS e COFINS, projetados conforme alíquotas aplicáveis ao regime tributário de Lucro Real.
- **Custos e Despesas:** os principais custos e despesas são compostos por pessoal, materiais, serviço de terceiros e outros, principalmente relacionados aos custos e despesas administrativos, visto que a Eletrobras exerce uma função de *holding*. As premissas de custos e despesas foram disponibilizadas pela Administração, sendo corrigidas anualmente pelo IPCA.
- **Margem EBITDA:** com base nas premissas de receita, custos e despesas, a margem EBITDA média anual projetada é negativa, considerando que se trata de uma holding sem operação relevante.
- **Depreciação:** foi considerada uma taxa de depreciação linear de 3,37% ao ano conforme valores históricos disponíveis na demonstração financeira da empresa.
- **Amortização:** foi considerada uma taxa de depreciação linear de 3,33% ao ano conforme valores históricos disponíveis na demonstração financeira da empresa.
- **Capex:** foram considerados os investimentos corporativos previstos nas projeções disponibilizados pela Administração, exceto aqueles relacionados a expansões, ampliações e implantações

3.2 Informações financeiras projetadas

Início
1 Sumário executivo
2 Análise do mercado
3 Avaliação de Eletrobras
4 Avaliação das Investidas
5 Conclusão de valor
6 Itens de governança
7 Apêndices
8 Anexos

Informações Financeiras Projetadas (cont.)

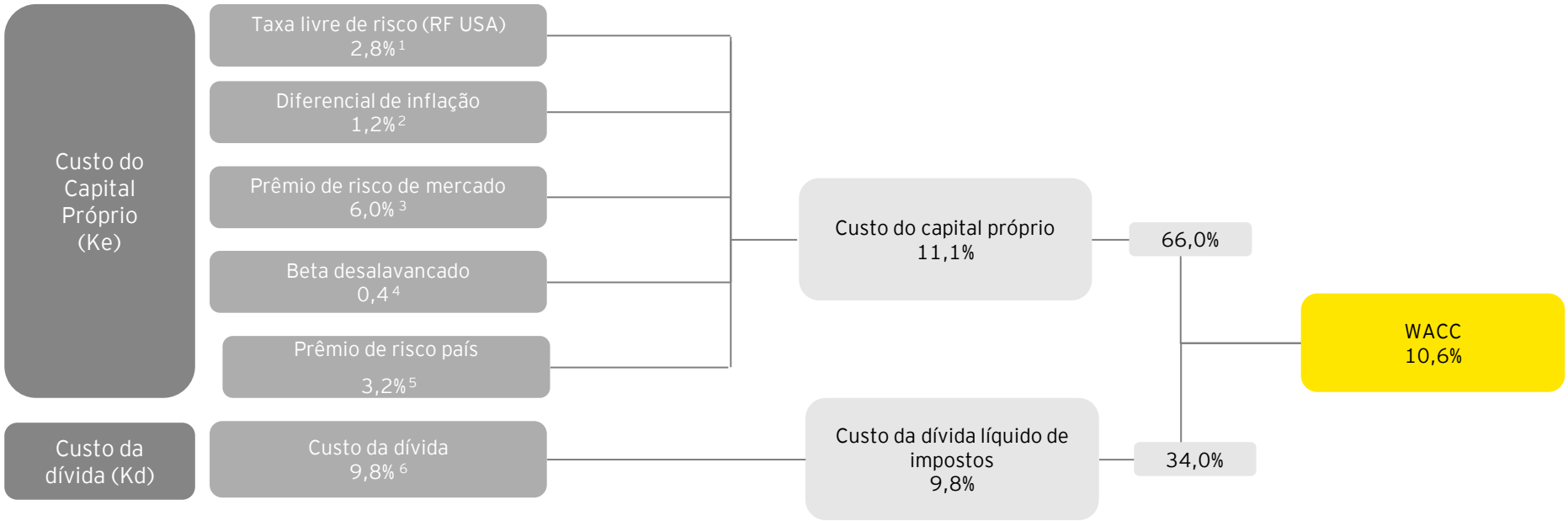
- **Impostos diretos:**
- a projeção dos impostos diretos foi baseada no regime de tributação do Lucro Real, no qual a Eletrobras está enquadrada. Os impostos diretos foram projetados de acordo com a legislação fiscal brasileira vigente, observando a alíquota de 34%. A avaliação considerou o aproveitamento do saldo de prejuízo fiscal existente na data-base, representado pelo imposto de renda diferido contabilizado no montante de R$ 836,4 milhões, sendo a compensação dos prejuízos limitada a 30% do lucro real, de acordo com a legislação brasileira.
- **Capital de giro:** o capital de giro estimado foi baseado nas demonstrações financeiras históricas de Eletrobras. As contas patrimoniais foram analisadas e classificadas como ativos e passivos operacionais ou não operacionais. Os *drivers* históricos de capital de giro foram calculados para os ativos e passivos operacionais baseados nas receitas, custos e despesas operacionais, conforme aplicável, a partir da média dos dias de capital de giro calculados para os últimos 3 períodos históricos.

Para detalhes da avaliação por FCD da Eletrobras controladora, consultar o Anexo 1.

3.3 Taxa de desconto

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletrobras	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Abaixo são apresentados os parâmetros que formam a taxa de desconto utilizada na análise. Para detalhes da metodologia da taxa de desconto consultar o Apêndice.



Notas:

[1] Fonte: Federal Reserve (média histórica de 6 meses dos T-bonds de 20 anos)

[2] Diferença entre as inflações projetas de longo prazo Norte Americana (fonte Federal Reserve) e Brasileira (fonte:BACEN)

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

[4] Com base na média das empresas comparáveis de geração e transmissão selecionadas. Fonte: Capital IQ

[5] Fonte: JP Morgan EMBI + (média histórica de 6 meses)

[6] Referente à média ponderada de todos os financiamentos da companhia na data-base

Demais informações são disponibilizadas no Apêndice.

3.4 Ajustes de valor

Início
1 Sumário executivo
2 Análise do mercado
3 Avaliação de Eletrobras
4 Avaliação das Investidas
5 Conclusão de valor
6 Itens de governança
7 Apêndices
8 Anexos

Ajuste de itens não operacionais

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, foram classificados como não operacionais ("NOP") porque não são recorrentes ou porque não estão ligados diretamente com as atividades operacionais de Eletrobras.

Ativos não operacionais (BRL milhares)	
Estoque	269
Títulos e valores mobiliários - CP	6.776.942
Dividendos a Receber (Remuneração de participações societárias)	3.758.643
Contas a receber de operações de mútuo - CP	2.399.282
Outros ativos circulantes - CP	2.246.030
Contas a receber de clientes - LP	1.243.927
Títulos e valores mobiliários - LP	407.485
Ativo financeiro - LP	378.429
Depósitos judiciais	6.842.058
Contas a receber de operações de mútuo - LP	5.188.582
Outros ativos não circulantes - LP	25.389.249
Direito de ressarcimento	2.453.773
Adiantamentos para futuro aumento de capital	20.965.127
Outros ativos não circulantes	1.970.349
Total	**54.630.896**

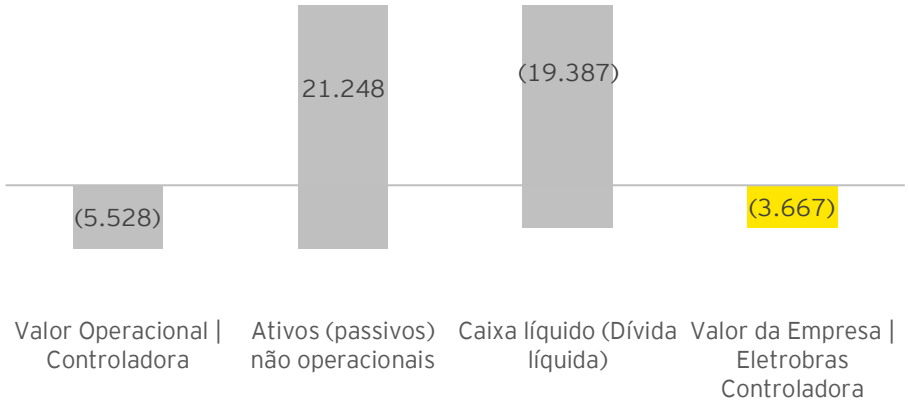
Passivos não operacionais (BRL milhares)	
Dividendos e juros sobre capital próprio	1.453.301
Outros passivos circulantes - CP	2.170.650
Provisões - CP	4.233.221
Outros passivos não circulantes - LP	615.293
Provisões - LP	24.910.192
Provisões para contingências	24.051.130
Benefício pós-emprego	859.062
Total	**33.382.657**
Ativos e passivos não operacionais líquido	**21.248.239**

Fonte: EY / Administração

3.5 Conclusão de valor

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletrobras	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Composição de Valor | Controladora (em milhões de BRL)



Fonte: EY / Administração

Composição de Valor | Controladora (BRL milhões)	
Valor Operacional | Controladora	**(5.528)**
Ativos (passivos) não operacionais	21.248
Caixa líquido (Dívida líquida)	(19.387)
Valor da Empresa | Eletrobras Controladora[1]	**(3.667)**

[1] Não inclui o valor dos Investimentos em Controladas e Coligadas

Os Anexos de 9 a 13 apresentam os detalhes sobre as empresas comparáveis selecionadas.

4 Avaliação das Investidas

27 Visão geral das Empresas Investidas
31 Avaliação das Empresas Investidas por FCD
43 Avaliação das Empresas Investidas por Múltiplos de Mercado | Geração
49 Avaliação das Empresas Investidas por Múltiplos de Mercado | Transmissão
54 Avaliação das Empresas Investidas por Múltiplos de Mercado | Distribuição
60 Avaliação das Empresas Investidas por Múltiplos de Mercado | Misto
64 Avaliação das Empresas Investidas por *Market Cap*

Visão geral das Empresas Investidas

Início
1 Sumário executivo
2 Análise do mercado
3 Avaliação de Eletrobras
4 Avaliação das Investidas
5 Conclusão de valor
6 Itens de governança
7 Apêndices
8 Anexos

A tabela abaixo lista as Empresas Controladas e Investidas avaliadas. As seções 4.1 a 4.6 detalham a avaliação econômico-financeira das Empresas Investidas. A avaliação das Controladas está apresentada nos Anexos 14 a 17.

Empresa	% Participação	Valor Justo do Capital (R$ milhões)	Principal Metodologia de Avaliação adotada	Segmento
Chesf	99,58%	24.478	DCF	Misto
Furnas	99,56%	42.652	DCF	Misto
Eletronorte	99,66%	19.235	DCF	Misto
Eletrosul	99,89%	8.792	DCF	Misto
Eletrobras Participações S.A.	83,71%	222	Múltiplos	Misto
Norte Energia S.A.	15,00%	1.682	DCF	Geração
Chapada do Piauí I Holding S.A.	49,00%	124	Valor Transação	Geração
Chapada do Piauí II Holding S.A.	49,00%	165	Valor Transação	Geração
Rouar S.A.	50,00%	98	Múltiplos	Geração
Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A.	39,02%	463	Múltiplos	Geração
AES Brasil Energia S.A.	6,13%	322	Market Cap	Geração
Auren Energia S.A.	1,03%	142	Múltiplos	Geração
Rio Paranapanema Energia S.A.	0,47%	11	Múltiplos	Geração
Eletronuclear S.A.	67,95%	7.004	DCF	Geração
Companhia CELG de Participações S.A.	0,03%	1	Múltiplos	Geração
Companhia Paranaense de Energia S.A.	0,56%	109	Múltiplos	Misto
Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica (CEEE-GT)	32,74%	459	Valor Transação	Geração
Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica (CEEE-D)	4,62%	0	Valor Transação	Distribuidora
CEB Lajeado S.A.	40,07%	333	Múltiplos	Geração
Paulista Lajeado Energia S.A.	40,07%	82	Múltiplos	Geração
Lajeado Energia S.A.	40,07%	1.058	Múltiplos	Geração
ENEL Green Power Cachoeira Dourada S.A.	0,13%	1	Múltiplos	Geração
Luziânia-Niquelândia Transmissora S.A.	49,00%	88	Múltiplos	Transmissora
Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista	35,03%	5.504	Market Cap	Transmissora
Equatorial Maranhao Distribuidora De Energia S.A	33,28%	1.680	DCF	Distribuidora
Companhia Energética do Ceará S.A.	7,06%	278	Múltiplos	Distribuidora
Equatorial Pará Distribuidora De Energia S.A.	0,99%	112	Múltiplos	Distribuidora
Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S.A.	0,18%	5	Múltiplos	Distribuidora
Neoenergia Pernambuco	1,56%	49	Valor Transação	Distribuidora
Energisa S.A.	2,32%	339	Market Cap	Distribuidora
Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.	10,75%	252	Múltiplos	Distribuidora
Companhia Energética de Brasília S.A.	2,10%	30	Múltiplos	Distribuidora

Visão geral das Empresas Investidas

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletrobras	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Para ativos que passaram por processo de privatização, outra transação ou estão em processo de venda, nos últimos 12 meses, o valor justo foi assumido como equivalente ao valor da transação ou valor da oferta de compra.

Ativos mantidos para venda

Chapada do Piauí I Holding S.A.

A Chapada do Piauí I Holding S.A. tem por objeto social a geração e comercialização de energia elétrica, de empreendimentos de energia elétrica por fonte eólica. A potência instalada é de 205,10 MW e garantia física de 114,3 MW médios.

Chapada do Piauí II Holding S.A.

A Chapada do Piauí II Holding S.A tem por objeto social relacionado a geração e comercialização de energia elétrica, de empreendimentos de energia elétrica por fonte eólica. A potência instalada é de 174,8 MW e garantia física de 87,1 MW médios.

De acordo com nota explicativa nas demonstrações financeiras de 30 de junho de 2022, em fevereiro de 2022, a Eletrobras e a ContourGlobal do Brasil Holding Ltda, sócias das companhias Chapadas do Piauí I e II, incluíram no acordo de acionistas a cláusula direito de preferência à aquisição de ações, títulos ou direitos e direito de venda conjunta (Tag Along), uma vez que esperam vender suas participações societárias nessas companhias ao longo do exercício de 2022.

Desta forma, a conclusão de valor para estas empresas foi baseada nos seus respectivos valores apresentados nas demonstrações financeiras da Eletrobras na data-base, conforme conta de Ativos Mantidos para Venda.

Transações recentes

Companhia Estadual de Geração de Energia Elétrica (CEEE-G)

A CEEE-G teve origem na cisão da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica (CEEE-GT), cujo controlador era o Estado, com 66,23% do capital. Possui cinco UHEs, oito PCHs e duas CGHs com potência outorgada de 920,64 MW. Outros 350,06 MW são oriundos de participação em projetos realizados através de SPEs, somando potência total de geração de 1.270,7 MW.

A Companhia Siderúrgica Nacional (CSN), por meio da Companhia Florestal do Brasil, foi a vencedora do leilão de privatização da CEEE-G realizado em 29 de julho de 2022, por um lance de R$ 928 milhões, por 66,23% de participação.

Desta forma, a conclusão de valor para esta empresa foi baseada no valor da Transação, proporcional à participação remanescente da Eletrobras, na data-base.

Neoenergia Pernambuco S.A.

Companhia Energética de Pernambuco S.A., tem como atividade construção e exploração dos sistemas de subtransmissão, transformação, distribuição e comercialização de energia, bem como a geração de energia elétrica em sistema isolado, e atividades associadas ao serviço de energia elétrica, podendo ainda realizar operações de exportação e importação.

A Eletrobras realizou a venda da totalidade de sua participação acionária, que corresponde a 1,56%, na Neoenergia Pernambuco. Decorrente da venda de ações, a Eletrobras recebeu o montante de R$ 49.034 mil. A referida operação de alienação está contemplada no Plano de Alienação de participações societárias minoritárias da Eletrobras e está no escopo da iniciativa de venda de participações nas empresas coligadas, nos termos do Plano Diretor de Negócios e Gestão (PDNG 2022-2026).

Fonte: Administração/website das Empresas

Visão geral das Empresas Investidas

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletrobras	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Empresas Investidas Avaliadas

AES Brasil Energia S.A.

Constituída em 20 de março de 2020 a AES Brasil Energia S.A. tem por objetivo social a produção, transmissão e comercialização de energia.

Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A.

A Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A. tem como atividades principais o planejamento, construção, operação e manutenção de sistemas de produção e a comercialização de energia elétrica.

Norte Energia S.A.

Constituída através do Consórcio Norte Energia, a Norte Energia S.A. opera e comercializa o potencial energético da Usina Hidrelétrica de Belo Monte, no estado do Pará. Com uma capacidade instalada de 11.233 MW e uma garantia física de 4.571 MW médios.

Auren Energia S.A

A Auren energia S.A tem por objetivo ser plataforma de investimentos relacionados à aquisição e desenvolvimento de novos ativos de geração de energia renovável no Brasil.

Eletronuclear S.A.

A Eletrobras Termonuclear S.A. – Eletronuclear, tem como atividade principal a construção e operação de usinas nucleares, Angra 1 e Angra 2, com potência nominal de 1.990 MW, e construção de Angra 3.

CEB Lajeado S.A.

Constituída em 22 de fevereiro de 2000, a empresa tem por objetivo a geração e comercialização de energia produzida pelo Aproveitamento Hidroelétrico Lajeado.

ENEL Green Power Cachoeira Dourada S.A.

Empresa geradora com 658 MW de capacidade instalada, subdividida em 10 unidades geradoras e possui 394 MWm de energia assegurada.

Rio Paranapanema Energia S.A.

A Rio Paranapanema Energia S.A. tem como atividades principais a geração e a comercialização de energia elétrica. Com capacidade instalada de 2.265,3 MW, composta por Usina Hidrelétrica (UHE) Capivara, UHE Chavantes, UHE Jurumirim, UHE Salto Grande, UHE Taquaruçu, UHE Rosana e 49,7% do Complexo Canoas, formado pelas UHEs Canoas I e II.

Rouar S.A.

A Rouar S.A é responsável pelo planejamento, constituição, compra, venda, administração, operação, manutenção e gestão comercial de usinas de geração de energia elétrica, produção de energia e de fontes renováveis.

Paulista Lajeado Energia S.A.

A Paulista Lajeado Energia S.A. Foi constituída com o objetivo principal de atuar na geração e comercialização de energia elétrica, de qualquer origem e natureza.

Lajeado Energia S.A.

A Lajeado Energia S.A. tem como objetivo social a geração e comercialização de energia elétrica de qualquer origem e natureza, preparação de estudos de vibialidade e projetos, promoção da construção, da operação e da manutenção de usinas de geração.

Companhia CELG de Participações S.A.

A Companhia Celg de Participações, foi constituída em 4 de dezembro de 2006, com o objetivo principal de atuar como holding, participando no capital de outras sociedades dedicadas às atividades de Distribuição, Transmissão, Geração e Comercialização de energia elétrica.

Fonte: Administração/website das Empresas

Visão geral das Empresas Investidas

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletrobras	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Empresas Investidas Avaliadas

Luziânia-Niquelândia Transmissora S.A.

A Luziânia Niquelândia Transmissora S.A. foi constituída em 29 de março de 2011, e tem por objeto social a exploração de concessões de Serviços Públicos de Transmissão de Energia, prestados mediante implantação, operação e manutenção de instalações de transmissão e demais serviços complementares necessários à transmissão de energia elétrica.

Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia S.A

Equatorial Maranhão Distribuidora De Energia S.A é uma concessionária do serviço

público de distribuição de energia elétrica que presta serviços técnicos de sua especialidade na área de concessão que abrange todo o Estado do Maranhão com 331.937 km².

Companhia Energética do Ceará S.A.

A Companhia Energética do Ceará – Coelce atua nos segmentos de distribuição, transmissão, geração e soluções de energia.

Equatorial Pará Distribuidora De Energia S.A.

A Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A. é uma concessionária do serviço público de distribuição, que presta serviços técnicos de sua especialidade em uma área de concessão que abrange todo o estado do Pará, com 1.245.871 km2.

Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S.A.

A Energisa MS atua na área de distribuição de energia elétrica, que inclui geração própria de energia, por meio de usina térmica, para o atendimento aos sistemas isolados em sua área de concessão que abrange todo o Estado de Mato Grosso com 903.207 km2, atendendo 1.578.035 consumidores em 141 municípios.

Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.

A Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. Foi fundada por meio do Decreto Estadual no 22, em 9 de dezembro de 1955, e têm como atividades preponderantes a Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica.

Companhia Energética de Brasília S.A.

A Companhia Energética de Brasília-CEB tem como atividade participar em outras sociedades que atuam na exploração direta ou indireta de serviços de energia elétrica, compreendendo os segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização. De forma secundária, a CEB presta serviços de manutenção e de expansão do sistema de iluminação pública do Distrito Federal.

Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista

A CTEEP tem como atividade principal a transmissão de energia elétrica, que requer o planejamento, implementação da infraestrutura e a operação e manutenção de sistemas subordinados a transmissão.

Fonte: Administração/Fonte: website da Empresa

4.1 Avaliação das Empresas Investidas por FCD

32 Informações financeiras projetadas
40 Taxa de desconto
41 Ativos e passivos não operacionais
42 Estimativa de valor

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletrobras	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Informações financeiras projetadas

Norte Energia S.A.

As projeções foram baseadas em arquivos disponibilizados pela Administração e/ou pela Empresa.

Premissas Gerais

- Data-base: 30 de junho de 2022;
- Período de projeção: projetado de acordo com o prazo de concessão da NESA;
- Moeda: Reais ("BRL") em termos nominais;
- Taxa de desconto: Calculada em Reais (BRL) em termos nominais, de acordo com a metodologia *Weighted Average Cost of Capital* ("WACC"). Vide página 40 para detalhes;
- Ajustes: Ativos e passivos não operacionais, incluindo caixa e endividamento, não foram considerados nas projeções de fluxo de caixa. Quando observados, foram tratados à parte e adicionados/subtraídos do valor presente dos fluxos de caixa, impactando no valor do capital das Empresas Investidas;

Descrição

Constituída em 2010, a Norte Energia S.A. opera e comercializa o potencial energético da Usina Hidrelétrica de Belo Monte, no estado do Pará. Com uma capacidade instalada de 11.233 MW e uma garantia física de 4.571 MW médios, a usina foi concedida à Norte Energia através de um contrato de concessão de 35 anos contados a partir de Agosto de 2010.

Receita

As receitas foram projetadas de acordo com o volume e preço dos contratos no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL) firmados pela Norte Energia. Os contratos no ACR representam 70% da garantia física e totalizam 3.200 MW. Este volume está contratado até 2045 a um preço médio de R$ 168/MWh na data-base, sendo este reajustado pela inflação incorrida em cada período. Esse contrato tem o preço reajustado anualmente pelo IPCA no mês de maio. Já os contratos do ACL representam 18% da garantia física, totalizando 672 MW, sendo que, deste total, 215 MW estão contratados até o fim de 2022 a um preço médio na data-base de R$ 236/MWh e 457 MW estão contratados até 2046 e cujo preço médio considerado foi o preço SPOT, de R$ 169/MWh, sendo ambos reajustados anualmente pelo IPCA no mês de janeiro.

A avaliação considerou um GSF médio de 80% em 2022, chegando a 89% em 2023, estabilizando-se em 90% de 2024 até o fim da projeção, conforme estimativa média de mercado. Foi considerada a venda da totalidade da energia descontratada no mercado SPOT à tarifa de R$ 169/MWh.

Destaca-se que a Norte Energia possui seguro de repactuação de risco hidrológico do tipo SP100 para 8.041 MW (com cobertura limitada a um GSF de 100%) com vigência até 2045.

Sobre a receita bruta há incidência do PIS e COFINS, projetados conforme alíquotas aplicáveis ao regime tributário de Lucro Real. Além disso são projetados encargos de P&D com alíquota de 1,0% sobre a receita líquida de PIS e COFINS CFURH e TFSEE.

Desta forma, a receita líquida projetada observou um crescimento anual médio de 3,5% ao longo da projeção.

Custos e Despesas

Os principais custos e despesas operacionais são compostos por encargos de uso e conexão, custos com compra de energia, seguros, O&M, pessoal, materiais, 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 um BETU de R$ 854,1/kW e uma alíquota de 0,4%, aplicável sobre a capacidade instalada. Já o cálculo da CFURH considerou uma TAR de R$ 83,8/kW e alíquota de 7%, aplicável sobre a energia assegurada líquida de perdas. Por fim a TUST foi calculada com base em uma tarifa de R$ 9,7/kW/mês na data-base.

É projetado um déficit de energia de 233 MW para o segundo semestre de 2022, fazendo com que a NESA tenha que comprar energia no mercado SPOT ao preço estimado de R$ 169/MWh.

Os demais custos e despesas englobam custo de manutenção, pessoal, materiais, terceiros, seguro de risco hidrológico, UBP, dentre outros, que foram projetados em linha com o histórico da companhia e corrigidos anualmente pelo IPCA.

Deste modo, a margem EBITDA média projetada para NESA foi de 63,0%.

Imposto de Renda

A projeção dos impostos diretos foi baseada no regime de tributação do Lucro Real, regime no qual Norte Energia está enquadrada. Os impostos diretos foram projetados de acordo com a legislação fiscal brasileira vigente, observando-se a alíquota de 34%.

Informações financeiras projetadas

Norte Energia S.A.

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletrobras	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

A avaliação considera o aproveitamento do saldo de prejuízo fiscal existente na data-base, representado pelo imposto de renda diferido contabilizado no montante de R$ 335,6 milhões, sendo a compensação dos prejuízos limitada a 30% do lucro real. Adicionalmente, foi considerado o benefício fiscal da SUDAM que permite uma redução de 75% da alíquota do IRPJ, válido até 2027.

Investimentos (CAPEX) e Depreciação

De acordo com as expectativas da administração, foi projetado um CAPEX de manutenção com o objetivo de manter o nível operacional e de manutenção do ativo, que totalizou R$ 1,3 bilhão (em termos reais) ao longo do período projetivo e representou, em média, 1,2% da ROL ao longo da projeção.

As despesas com depreciação relativas aos ativos existentes na data-base e aos novos investimentos foram projetadas de forma linear a uma taxa de 3,3% ao ano. É importante ressaltar que ao final da projeção é considerado um saldo residual de R$ 3,4 bilhões referente aos ativos que não foram integralmente depreciados ao longo da concessão, impactando o fluxo de caixa no último período projetivo.

Capital de giro

O capital de giro estimado foi baseado nas demonstrações financeiras históricas da Norte Energia. As contas patrimoniais foram analisadas e classificadas como ativos e passivos operacionais ou não operacionais. Os Drivers históricos de capital de giro foram calculados para os ativos e passivos operacionais baseados nas receitas, custos e despesas operacionais, conforme aplicável, e utilizados nas projeções.

Desta forma, o capital de giro líquido representou, em média, -4,8% da ROL ao longo da projeção.

Taxa de Desconto

O fluxo de caixa foi descontado a valor presente utilizando uma taxa de desconto (WACC) de 9,8%, cujo detalhamento é apresentado na página 40 deste Relatório.

Ajustes NOPs

As contas do ativo consideradas como NOP e adicionadas ao valor do capital da NESA foram: Títulos e Valores Mobiliários, Créditos de Impostos de Longo Prazo, Impostos Diferidos (oriundos de diferenças temporárias), Depósitos Judiciais e Outros Ativos Não circulantes. Já as contas do passivo classificadas como NOP e subtraídas do valor do capital da NESA foram: Provisões e Outros Passivos Não Circulantes.

Início
1 Sumário executivo
2 Análise do mercado
3 Avaliação de Eletrobras
4 Avaliação das Investidas
5 Conclusão de valor
6 Itens de governança
7 Apêndices
8 Anexos

Informações financeiras projetadas

Eletronuclear S.A. – Angra 1, 2 e 3

As projeções foram baseadas em arquivos disponibilizados pela Administração e/ou pela Empresa, bem como nas Notas Técnicas 291/2021 e 295/2021 da ANEEL, Despacho 61 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), Resolução Homologatória Aneel no. 3.002/2021 e demais documentos públicos.

Premissas Gerais

- Data-base: 30 de junho de 2022;
- Período de projeção: projetado de acordo com o prazo de concessão das usinas;
- Moeda: Reais ("BRL") em termos nominais;
- Taxa de desconto: Calculada em Reais (BRL) em termos nominais, de acordo com a metodologia *Weighted Average Cost of Capital* ("WACC"). Vide página 40 para detalhes;
- Ajustes: Ativos e passivos não operacionais, incluindo caixa e endividamento, não foram considerados nas projeções de fluxo de caixa. Quando observados, foram tratados à parte e adicionados/subtraídos do valor presente dos fluxos de caixa, impactando no valor do capital das Empresas Investidas;

Descrição

Angra 1 é a primeira usina nuclear brasileira e entrou em operação comercial em 1985. Opera com um reator de água pressurizada (PWR) e possui 640 megawatts de potência, enquanto Angra 2 é a segunda usina nuclear brasileira com potência de 1.350 megawatts, tendo iniciado sua operação comercial em 2001.

Angra 3 será a terceira usina da Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto (CNAAA), localizada na praia de Itaorna, em Angra dos Reis (RJ). Quando entrar em operação comercial, a nova unidade com potência de 1.405 megawatts será capaz de gerar mais de 12 milhões de MWh por ano.

A avaliação de Eletronuclear foi realizada de forma separada entre Angra 1 e 2, e Angra 3, em função do estágio operacional dos empreendimentos, conforme se segue:

- **Angra 1 e Angra 2:** método do fluxo de caixa descontado, considerando a receita definida para o ano de 2022 (vide seção "Receita" a seguir) e os respectivos custos, despesas e investimentos associados em função do modelo tarifário desses empreendimentos, baseado em Parcela A e Parcela B. Vale salientar que os ativos e passivos operacionais e não operacionais atribuídos a Angra 3 na data-base, quais sejam o saldo de imobilizado e parte do saldo de dívida, não foram considerados para avaliação de Angra 1 e 2;
- **Angra 3:** conforme Resolução nº 23, de 20 de outubro de 2021, do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), as diretrizes para a definição do preço da energia da usina nuclear Angra 3 serão resultantes dos estudos elaborados pelo BNDES, e considerará a viabilidade econômico-financeira do empreendimento no prazo do contrato de comercialização de energia da usina, tendo em vista o custo de capital próprio de 8,88% ao ano, em termos reais, os investimentos necessários para conclusão do empreendimento e o pagamento das dívidas novas e pré-existentes, conforme estabelecido na Resolução.

  Deste modo, considerando que a tarifa a ser definida para Angra 3 deve ser suficiente para remunerar o capital investido e a operação do empreendimento, preservando sua viabilidade econômico-financeira a um determinado custo de oportunidade, foi atribuído à Angra 3 o valor econômico adicionado zero. Com base na demonstração financeira da Eletronuclear da data-base, Angra 3 possuía uma dívida de R$ 6.730 milhões e um ativo imobilizado em curso de R$ 9.556 milhões, saldos estes que foram desconsiderados na avaliação de Angra 1 e 2, e considerados como sendo atribuíveis a Angra 3 para um cálculo teórico de tarifa suficiente para manter a viabilidade econômico-financeira do empreendimento.

Portanto, as seções a seguir dizem respeito às premissas utilizadas para a projeção do fluxo de caixa dos empreendimentos Angra 1 e Angra 2.

Receita

A receita foi projetada de acordo com a Resolução Homologatória Aneel nº 3.002/2021 que estabeleceu a receita fixa de R$ 4.672 milhões para o ano de 2022, relativas às Centrais de Geração Angra 1 e 2.

Com base na Nota Técnica nº 291/2021-STG/ANEEL, foi calculado o montante de 13.381.943 MWh, já deduzidas as perdas e consumo interno, resultando na tarifa de R$ 349,15/MWh para 2022. Para os demais anos, a projeção considerou os reajustes tarifários anuais, representados pela atualização inflacionária dos valores de cada período, conforme previsto nos procedimentos estabelecidos pela Aneel.

Informações financeiras projetadas

Eletronuclear S.A. – Angra 1, 2 e 3

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletrobras	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Na revisão tarifária periódica, a Receita Fixa das Centrais de Geração Angra 1 e 2 é obtida pela somatória da Parcela A e B, sendo que a Parcela A compreende os custos que independem da gestão da Eletronuclear, tais como atividades relacionadas à transmissão, combustível nuclear, fundo de descomissionamento e encargos setoriais, enquanto a Parcela B compreende os custos próprios de geração nucleoelétrica.

Com base nas premissas mencionadas, a Parcela A representou em média 40,5% das receitas fixas, enquanto a Parcela B representou em média 59,5%, sendo que as receitas líquidas projetadas apresentaram um CAGR de 2,1% no período de 2022 a 2060.

Custos e Despesas

Os custos operacionais são compostos por pessoal, material, serviços de terceiros, combustível, custo de parada, custo de transporte e encargos setoriais, enquanto as despesas operacionais são compostas por pessoal, serviços de terceiros e materiais.

Tanto os custos quanto as despesas relacionadas a pessoal, material e serviços de terceiros foram projetados considerando o histórico, ajustado por IPCA no caso de pessoal e material, e por IGP-DI para serviços de terceiros.

O custo de parada refere-se aos períodos de paralização de Angra 1 e Angra 2 devido a eventos de recarga que acontecem a cada 13 meses, sendo o tempo médio de paralização de 74 dias para Angra 1 e 39 dias para Angra 2.

O custo de combustível é um dos custos mais relevantes para a operação de Angra 1 e Angra 2 e é projetado com base na queima mensal de combustível de cada usina, levando em consideração que uma nova recarga é realizada a cada 13 meses e que o consumo leva em média 36 meses.

Os custos de transporte referem-se às tarifas de uso do sistema de transmissão (MUST) e tarifas de uso do sistema de distribuição (MUSD), projetados conforme divulgado na Nota Técnica nº 295/2021-STG/ANEEL para 2022 e ajustados por IPCA nos demais períodos projetivos.

Por fim, foram projetados os encargos setoriais que englobam: (i) TFSEE, calculada considerando 0,4% sobre a Parcela B; (ii) Reserva Global de Reversão – RGR projetada em R$ 95.192 mil para 2022 com base no despacho nº 2.437 de 12 agosto de 2021 e ajustada por inflação nos demais períodos; e (iii) contribuição ao ONS no valor de R$ 144,3 mil para 2022, ajustada por IPCA nos demais anos de projeção.

Deste modo, a margem EBITDA média anual projetada para Angra 1 e Angra 2 foi de 30,8% da ROL (desconsiderando os últimos 3 anos de projeção, que possuem margem negativa em função da execução dos custos de descomissionamento).

Imposto de Renda

A projeção dos impostos diretos foi baseada no regime de tributação do Lucro Real, no qual Eletronuclear está enquadrada, observando a alíquota de 34% conforme a legislação fiscal brasileira vigente.

A avaliação considera o aproveitamento do saldo de prejuízo fiscal existente na data-base, representado pelo imposto de renda diferido mencionado na demonstração financeira de junho de 2022 no montante de R$ 2.630 milhões, sendo a compensação dos prejuízos limitada a 30% do lucro real.

Investimentos (CAPEX) e Depreciação

De acordo com as expectativas da administração, foi projetado um CAPEX médio de 12,0% da ROL ao longo da projeção, que envolve investimentos adicionais esperados em Angra 2 e CAPEX de manutenção com o objetivo de manter o nível operacional e manutenção do ativo.

As despesas com depreciação relativas aos ativos existentes na data-base e aos novos investimentos foram projetadas de forma linear a uma taxa de 3,25% ao ano.

Vale mencionar que para cálculo da depreciação, considerou-se a base de ativos existentes na data-base somente de Angra 1 e Angra 2, com base na demonstração financeira da Eletronuclear, de modo que os ativos relacionados à Angra 3 não compõem a base de cálculo das usinas nucleares Angra 1 e Angra 2 (tampouco a composição da Parcela A da receita, como referido anteriormente).

Capital de giro

O capital de giro estimado foi baseado nas demonstrações financeiras históricas da Eletronuclear. As contas patrimoniais foram analisadas e classificadas como ativos e passivos operacionais ou não operacionais. Os Drivers históricos de capital de giro foram calculados para os ativos e passivos operacionais baseados nas receitas, custos, impostos e despesas operacionais, conforme aplicável, e utilizados nas projeções.

Informações financeiras projetadas

Eletronuclear S.A. – Angra 1, 2 e 3

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletrobras	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Taxa de Desconto

O fluxo de caixa foi descontado a valor presente utilizando uma taxa de desconto (WACC) de 9,1% em termos nominais, cujo detalhamento é apresentado na página 40 deste Relatório.

Ajustes NOPs

As contas do ativo consideradas como NOP e adicionadas ao valor do capital de Angra 1 e 2 foram: Títulos e Valores Mobiliários, Almoxarifado, Partes Relacionadas, Devedores Diversos, Provisões para Créditos de Liquidação Duvidosa (PCLD), Cauções e Depósitos e Outros Ativos Circulantes e Não circulantes.

Já as contas do passivo classificadas como NOP e subtraídas do valor do capital de Angra 1 e 2 foram: Remuneração aos Acionistas, Obrigação para Desmobilização, Provisões para Contingências, Benefício Pós-Emprego, Incentivo de Desligamento de Pessoal e Outros Passivos.

Vale salientar novamente que os ativos e passivos operacionais e não operacionais atribuídos a Angra 3 na data-base, quais sejam o saldo de imobilizado e parte do saldo de dívida, não foram considerados para avaliação de Angra 1 e 2, apenas para avaliação de Angra 3.

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletrobras	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Informações financeiras projetadas

Equatorial Maranhão Distribuidora De Energia S.A.

As projeções foram baseadas em arquivos disponibilizados pela Administração e/ou pela Empresa, bem como arquivos disponibilizados pela ANEEL referente à Revisão Tarifária Periódica (RTP) de 2021 da Equatorial MA.

Premissas Gerais

- Data-base: 30 de junho de 2022;
- Período de projeção: projetado de acordo com o prazo de concessão da Equatorial MA;
- Moeda: Reais ("BRL") em termos nominais;
- Taxa de desconto: Calculada em Reais (BRL) em termos nominais, de acordo com a metodologia *Weighted Average Cost of Capital* ("WACC"). Vide página 40 para detalhes;
- Ajustes: Ativos e passivos não operacionais, incluindo caixa e endividamento, não foram considerados nas projeções de fluxo de caixa. Quando observados, foram tratados à parte e adicionados/subtraídos do valor presente dos fluxos de caixa, impactando no valor do capital das Empresas Investidas;

Descrição

A Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia S.A. ("EQMA") é uma sociedade anônima de capital aberto, com sede na cidade São Luís, no Estado do Maranhão, controlada pela Equatorial Energia Distribuição S.A.. A Companhia detêm a concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica no Estado do Maranhão até agosto de 2030, com 331.937 km², atendendo 2,6 milhões de consumidores em 217 municípios.

Receita

A receita projetada da EQMA é segregada em quatro grupos: (i) receita de distribuição de energia; (ii) correção do ativo financeiro, (iii) receita de construção e (iv) Outras receitas.

A principal receita da empresa é a receita de distribuição de energia, calculada considerando o volume e a tarifa esperados. O volume foi projetado tendo como base o volume total de energia constante da RTP de agosto de 2021, de 6.970 GWh e o crescimento do PIB projetado conforme expectativas do Banco Central do Brasil, resultando em um CAGR de 1,7% entre 2022 e 2030.

As tarifas foram calculadas considerando os procedimentos de regulação tarifária da Aneel, sendo reajustadas anualmente pelo IGPM e revisadas a cada 4 anos durante o período da concessão, sendo o próximo reajuste considerado para o ano de 2025. As revisões e reajustes dividem as tarifas em duas partes, Parcela A e Parcela B.

A parcela A envolve os custos incorridos pela distribuidora, relacionados às atividades de geração e transmissão, além dos encargos setoriais esperados e compra de energia. Esse componente é calculado de acordo com a demanda de energia, perdas técnicas e de transmissão, além de custos de eletricidade.

O percentual de perdas técnicas e de transmissão considerados na análise foram aqueles constantes da RTP de 2021, de 10,8% e 2,7%, respectivamente. O custo médio de compra de energia foi estimado com base nos contratos atuais da EQMA, que resultou em R$ 210,6/MWh.

A parcela B representa custos específicos à distribuição de energia e diretamente gerenciáveis pela Companhia.

Para o período projetado, nos anos em que há RTP são considerados os parâmetros de cálculo da Parcela B do ano anterior. Nos demais anos, a Parcela B é inflacionada pelo IGP-M deduzido do Fator X regulatório, que na RTP de agosto de 2021 era de 0,5%, premissa que foi adotada nas projeções.

Para definição dos parâmetros de cálculo da revisão tarifária foi realizada a projeção da Base de Remuneração Regulatória, de acordo com a projeção de investimento para a Companhia, que serve como base para o cálculo da Quota de Remuneração Teórica e Quota de Reintegração Teórica.

Para o cálculo da Quota de Remuneração Teórica considerou-se o WACC regulatório da última RTP, de 10,6% e a Base de Remuneração Regulatória Líquida (BRR) da RTP de 2021, de R$ 4,6 bilhões, ajustada pelo IPCA e pela incorporação de novos investimentos até a data-base desta avaliação, que resultou em R$ 5,1 bilhões.

Já para o cálculo da Quota de Reintegração Teórica, foi considerada a taxa de depreciação também da última RTP, de 3,8%.

Os demais componentes da Parcela B são o Opex regulatório, o custo anual das instalações móveis e imóveis, as receitas irrecuperáveis e outras receitas, os quais foram estimados tendo como base os valores constantes da última RTP e o IGPM projetado. A estimativa do Opex regulatório, que teve como base o valor de R$ 825 milhões, pode ser maior ou menor do que os custos reais praticados pela companhia, sendo que tais ganhos de eficiência, quando existentes, são objeto de compartilhamento com o usuário por meio da aplicação do Fator X.

Considerando as Parcelas A e B, a tarifa média esperada para 2022 é de R$ 763/MWh, apresentando um CAGR de 3,7% ao longo da projeção.

Informações financeiras projetadas

Equatorial Maranhão Distribuidora De Energia S.A.

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletrobras	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Para a projeção de impostos indiretos, foi considerado o regime tributário da EQMA e as taxas regulatórias constantes da RTP de 2021: (i) PIS/COFINS – 4,3% da Receita Bruta; e (ii) ICMS – 20,6% da Receita Bruta. Dessa forma, a Receita Operacional Líquida (ROL) apresentou uma CAGR médio de 4,5% no período projetado.

Custos e Despesas

Os principais custos e despesas operacionais são compostos por custos com compra de energia, custos de transmissão, encargos regulatórios e despesas gerais e administrativas.

Os custos com energia elétrica referem-se aos custos incorridos pela distribuidora com compra de energia elétrica.

Eles são calculados pela multiplicação entre o volume distribuído por classe de consumidor, ajustado pelas perdas de transmissão, e a tarifa média de energia.

Os custos de transmissão referem-se a encargos pagos pelo uso da rede de transmissão de energia e foram projetados com base nos valores da RTP de 2021 e ajustados pela inflação.

Já os custos regulatórios são formados pelas taxas de CDE, PROINFA e P&D e foram calculados considerando os requisitos regulatórios atuais.

Por fim as despesas operacionais são formadas pelos custos de pessoal, materiais, serviços e demais custos, bem como provisões para devedores duvidosos e contingências, projetadas considerando os valores históricos e previsões de inflação.

Deste modo, a margem EBITDA média anual projetada para EQMA foi de 31,3%, saindo de 28,7% no primeiro período projetado para 33,3% em 2030, último ano da concessão,

Imposto de Renda

A projeção dos impostos diretos foi baseada no regime de tributação do Lucro Real, regime no qual a EQMA está enquadrada. Os impostos diretos foram projetados de acordo com a legislação fiscal brasileira vigente, observando-se a alíquota de 34%.

A avaliação considera o aproveitamento do saldo de prejuízo fiscal existente na data-base, representado pelo imposto de renda diferido contabilizado no montante de R$ 26,1 milhões, sendo a compensação dos prejuízos limitada a 30% do lucro real. Adicionalmente, foi considerado o benefício fiscal da SUDENE que permite uma redução de 75% da alíquota do IRPJ, válido até 2027.

Investimentos (CAPEX) e Depreciação

Para a estimativa dos novos investimentos foi utilizado o Plano de Desenvolvimento da Distribuição da EQMA, o qual prevê R$ 3,8 bilhões em investimentos em expansão, melhoria e renovação da infraestrutura atual da EQMA até 2026. Para os demais anos da projeção foi considerada a relação média histórica entre consumo de energia e novos investimentos, de R$ 64,7 mil/GWh na data-base da avaliação. Tais investimentos representaram, em média, 12,1% da ROL ao longo da projeção.

As despesas com depreciação relativas aos ativos existentes na data-base e aos novos investimentos foram projetadas de forma linear a uma taxa de 3,8% ao ano. Destaca-se que a parcela dos investimentos depreciados dentro do período da concessão constituiu o ativo intangível da companhia enquanto a parcela não depreciada foi adicionada ao ativo financeiro contratual.

Para a avaliação foi considerado que ao final do período de concessão (2030), a Empresa receberá a BRR líquida, estimada em R$ 8,9 bilhões em termos nominais, e liquidará todos os seus recebíveis e contas a pagar em aberto. A BRR foi estimada durante o período da concessão com base no investimento em CAPEX e na depreciação regulatória.

Capital de giro

O capital de giro estimado foi baseado nas demonstrações financeiras históricas da EQMA. As contas patrimoniais foram analisadas e classificadas como ativos e passivos operacionais ou não operacionais. Os Drivers históricos de capital de giro foram calculados para os ativos e passivos operacionais baseados nas receitas, custos e despesas operacionais, conforme aplicável, e utilizados nas projeções.

As contas consideradas no capital de giro foram: Contas a receber, Valores a compensar da parcela A e outros itens financeiros, Impostos a Recolher, Fornecedores e Despesas a Pagar. As contas do ativo representaram, em média, 86 dias de receita operacional líquida ao longo da projeção, enquanto as contas do passivo representaram 62 dias. Deste modo, o capital de giro representou, em média, 4,0% da ROL ao longo da projeção.

Início
1 Sumário executivo
2 Análise do mercado
3 Avaliação de Eletrobras
4 Avaliação das Investidas
5 Conclusão de valor
6 Itens de governança
7 Apêndices
8 Anexos

Informações financeiras projetadas

Equatorial Maranhão Distribuidora De Energia S.A.

Taxa de Desconto

O fluxo de caixa foi descontado a valor presente utilizando uma taxa de desconto (WACC) de 11,7%, cujo detalhamento é apresentado na página 40 deste Relatório.

Ajustes NOPs

As contas do ativo consideradas como NOP e adicionadas ao valor do capital da EQMA foram: Títulos e Valores Mobiliários, Contas a Receber de Longo Prazo, Depósitos Judiciais, Benefícios Pós-Emprego e Outros Benefícios a Realizar, Investimentos e Outros Ativos Circulantes e Não Circulantes.

Já as contas do passivo classificadas como NOP e subtraídas do valor do capital da EQMA foram: Instrumentos Financeiros Derivativos a Pagar, Provisões, Fornecedores de Longo Prazo, Impostos e Contribuições a Recolher de Longo Prazo, Impostos Diferidos de Longo Prazo e Outros Passivos Circulantes e Não-Circulantes.

Taxa de Desconto

Início
1 Sumário executivo
2 Análise do mercado
3 Avaliação de Eletrobras
4 Avaliação das Investidas
5 Conclusão de valor
6 Itens de governança
7 Apêndices
8 Anexos

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 Investidas avaliadas por FCD, consultar o Anexo 13.

Parâmetros	Norte Energia S.A.	Eletronuclear S.A.	Equatorial Maranhão Distribuidora De Energia S.A
Beta desalavancado	0,54	0,54	0,46
Capital de terceiros/Capital próprio	62,7%	62,7%	96,8%
Taxa de IR&CSLL	29,5%	34,0%	20,0%
Beta realavancado	0,78	0,77	0,83
Prêmio de risco de mercado	6,0%	6,0%	6,0%
Taxa livre de risco	2,8%	2,8%	2,8%
Risco Brasil	3,2%	3,2%	3,2%
Diferencial de inflação	1,2%	1,2%	1,2%
CAPM nominal	**12,0%**	**12,0%**	**12,3%**
Custo da dívida real (post-tax)	**6,3%**	**4,6%**	**11,0%**
Capital de terceiros (D)	**38,5%**	**38,5%**	**49,2%**
Capital próprio (E)	**61,5%**	**61,5%**	**50,8%**
Taxa de desconto (WACC)	**9,8%**	**9,1%**	**11,7%**

Fonte: Administração/EY

Ativos e passivos não operacionais

Início
1 Sumário executivo
2 Análise do mercado
3 Avaliação de Eletrobras
4 Avaliação das Investidas
5 Conclusão de valor
6 Itens de governança
7 Apêndices
8 Anexos

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 Investidas.

Para detalhes dos ajustes de valor incluídos no cálculo do valor justo das Empresas Investidas, avaliadas por FCD, consultar os Anexos 6 a 8.

Componentes dos ajustes R$ milhões	Norte Energia S.A.	Eletronuclear S.A.	Equatorial Maranhão Distribuidora De Energia S.A
(+) ANOPs*	1.069	6.285	2.010
(-) PNOPs*	(307)	(4.697)	(1.616)
Ativos (Passivos) NOPs, líquidos	**762**	**1.588**	**395**
(+) Caixa & equivalentes**	919	7	203
(-) Dívida total	(29.409)	(7.177)	(2.699)
Caixa líquido / (Dívida Líquida)	**(28.490)**	**(7.170)**	**(2.496)**

*ANOPs e PNOPs são abreviações referentes respectivamente aos ativos não operacionais e passivos não operacionais. Vale mencionar que a conta de "Tributos Diferidos" foi dividida entre "Tributos Diferidos - Prejuízo Fiscal/Base Negativa" e "Tributos Diferidos - Diferenças Temporárias" de modo que, a primeira foi tratada como operacional nas projeções, enquanto a segunda, como NOP.

** Foi considerado apenas o saldo de caixa para deduzir da dívida bruta e obter a dívida líquida. O saldo de "Títulos e valores mobiliários", "Aplicações financeiras" e afins foi considerado na composição dos ativos não operacionais.

Fonte: Administração/EY

Estimativa de Valor

Início
1 Sumário executivo
2 Análise do mercado
3 Avaliação de Eletrobras
4 Avaliação das Investidas
5 Conclusão de valor
6 Itens de governança
7 Apêndices
8 Anexos

A tabela abaixo apresenta a composição do valor justo estimado para cada uma das empresas avaliadas por FCD.

Composição do valor (R$ milhões)	Norte Energia S.A.	Eletronuclear S.A.	Equatorial Maranhão Distribuidora De Energia S.A
Valor Operacional	38.939	15.891	7.150
Caixa líquido (dívida líquida)	(28.490)	(7.170)	(2.496)
NOPs, líquidos	762	1.588	395
Valor da empresa	**11.212**	**10.308**	**5.049**
% Participação Eletrobras	15,00%	67,95%	33,28%
Valor justo da participação de Eletrobras na empresa	**1.682**	**7.004**	**1.680**

4.2 Avaliação das Empresas Investidas por Múltiplos de Mercado | Geração

44 Avaliação por múltiplos de mercado
45 Múltiplos das comparáveis
46 Múltiplos selecionados
48 Estimativa de valor

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletrobras	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Avaliação por múltiplos de mercado

Geração

Na avaliação por múltiplos de mercado, os múltiplos de avaliação foram calculados com base em dados operacionais de empresas comparáveis de capital aberto ("Comparáveis"). Os múltiplos derivados de Comparáveis fornecem uma indicação de quanto um investidor no mercado estaria disposto a pagar por uma participação minoritária em uma determinada empresa. Esses múltiplos foram aplicados aos dados operacionais das empresas avaliadas para chegar a uma estimativa de valor operacional.

Para a seleção das Comparáveis, realizamos uma pesquisa no S&P Capital IQ utilizando os seguintes critérios:

1. Todas as empresas são negociadas publicamente;
2. Industria: Energia. Subsetor: Geração[1].
3. País: Brasil.

Nota:

1. Para as Empresas Investidas, o subsetor (foco de atuação) foi levado em consideração, sendo segregado entre Geração, Transmissão ou Distribuição. Nos casos em que a atuação de uma determinada empresa avaliada abrangia um ou mais subsetores, uma análise segregada de Receita Líquida e/ou EBITDA por subsetor foi realizada, baseada em informações disponíveis para a data-base.

Avaliação de Múltiplos

Na aplicação da metodologia, os múltiplos de avaliação foram derivados com base em demonstrações financeiras das Comparáveis.

Para eliminar os efeitos de diferentes estruturas de capital entre as Comparáveis, os múltiplos de avaliação foram derivados em uma base não-alavancada.

Assim, os múltiplos foram derivados com base no valor operacional (*enterprise value* – "EV"), sendo eles:

- EV / Receita Líquida LTM
- EV / Receita Líquida LFY
- EV / EBITDA LTM
- EV / EBITDA LFY

Os múltiplos são referentes ao último exercício fiscal (*last fiscal year* – "LFY") e aos últimos doze meses imediatamente anteriores a data-base (*last twelve months* – "LTM")

Comparação operacional e financeira

Após identificar empresas de capital aberto razoavelmente semelhantes e calcular múltiplos adequados, foi necessário analisar o desempenho operacional e financeiro das empresas avaliadas em relação às Comparáveis. Na avaliação e comparação das Empresas avaliadas, foram considerados os seguintes fatores:

- **Rentabilidade** – As margens EBITDA das empresas foram classificadas ao longo do intervalo das indicações de margens observado para as Comparáveis nos períodos analisados (LTM e LFY).
- **Crescimento** – As taxas de crescimento anual de Receita Líquida e de EBITDA das empresas avaliadas foram classificadas ao longo do intervalo das indicações das respectivas taxas de crescimento observadas para as Comparáveis nos períodos analisados (LTM e LFY).

Estimativa de valor

Os múltiplos selecionados foram aplicados às métricas financeiras correspondentes das empresas, o que resultou em uma série de valores operacionais.

Para o EBITDA, foram realizados ajustes sobre resultados não recorrentes e/ou que não possuem efeito caixa.

Os valores derivados de cada um dos múltiplos selecionados foram ponderados, de acordo com a relevância das métricas financeiras analisadas (Receita Líquida LTM, Receita Líquida LFY, EBITDA LTM e EBITDA LFY).

O valor operacional ponderado foi ajustado pelos saldos de caixa, dívida, ativos não operacionais e passivos não operacionais, resultando em uma estimativa de valor justo para cada uma das empresas avaliadas da data-base.

Consulte o Anexo 9 para os cálculos detalhados.

Início
1 Sumário executivo
2 Análise do mercado
3 Avaliação de Eletrobras
4 Avaliação das Investidas
5 Conclusão de valor
6 Itens de governança
7 Apêndices
8 Anexos

Múltiplos das comparáveis

Geração

A tabela abaixo apresenta os múltiplos das Comparáveis selecionadas do segmento de geração. Para detalhes sobre as informações financeiras das empresas comparáveis, consultar o Anexo 13.

Múltiplos das Comparáveis | Geração

Empresa	EV/ EBITDA LTM	EV/ ROL LTM	EV/ EBITDA LFY	EV/ ROL LFY
Alupar Investimento S.A.	5,0x	4,0x	4,1x	3,0x
CPFL Energia S.A.	5,9x	1,5x	5,5x	1,3x
Engie Brasil Energia S.A.	6,9x	4,1x	6,4x	3,5x
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás	4,7x	3,4x	3,6x	2,4x
Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A.	15,4x	1,7x	12,0x	5,1x
Rio Paranapanema Energia S.A.	6,7x	2,4x	3,3x	3,3x
Neoenergia S.A.	4,8x	1,2x	5,2x	1,2x
Minimo	4,7x	1,2x	3,3x	1,2 x
1o Quartil	4,9x	1,6x	3,8x	1,8 x
Média	7,1x	2,6x	5,7x	2,8 x
3o Quartil	6,8x	3,7x	6,0x	3,4 x
Máximo	15,4x	4,1x	12,0x	5,1 x
Mediana	5,9x	2,4x	5,2x	3,0 x

Fonte: Capital IQ

Início
1 Sumário executivo
2 Análise do mercado
3 Avaliação de Eletrobras
4 Avaliação das Investidas
5 Conclusão de valor
6 Itens de governança
7 Apêndices
8 Anexos

Múltiplos selecionados

Geração

A tabela abaixo apresenta os valores operacionais derivados da aplicação dos múltiplos, bem como a respectiva ponderação selecionada. Para detalhes sobre o cálculo de múltiplos das Empresas Investidas do segmento de Geração, consultar o Anexo 9.

Valores derivados da aplicação dos múltiplos de mercado e ponderação (peso)

Empresa	EV/ EBITDA LTM	Peso (%)	EV/ ROL LTM	Peso (%)	EV/ EBITDA LFY	Peso (%)	EV/ ROL LFY	Peso (%)
Norte Energia S.A.	15,4x	38%	3,7x	13%	12,0x	38%	3,4x	13%
Rouar S.A.	7,1x	60%	3,7x	40%	3,8x	0%	2,8x	0%
Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A.	7,1x	60%	2,6x	40%	12,0x	0%	5,1x	0%
AES Brasil Energia S.A.	15,4x	60%	3,7x	20%	n/a	0%	2,8x	20%
Auren Energia S.A.	15,4x	100%	3,7x	0%	3,8x	0%	2,8x	0%
Rio Paranapanema Energia S.A.	6,8x	30%	3,7x	20%	3,8x	30%	1,8x	20%
Eletronuclear S.A.	15,4x	60%	4,1x	40%	3,8x	0%	1,8x	0%
Companhia CELG de Participações S.A.	7,1x	75%	2,6x	25%	5,7x	0%	2,8x	0%
CEB Lajeado S.A.	7,1x	30%	2,6x	20%	5,7x	30%	2,8x	20%
Paulista Lajeado Energia S.A.	7,1x	0%	2,6x	0%	5,7x	60%	2,8x	40%
Lajeado Energia S.A.	7,1x	30%	2,6x	20%	5,7x	30%	2,8x	20%
ENEL Green Power Cachoeira Dourada S.A.	15,4x	0%	4,1x	0%	3,8x	100%	1,8x	0%

Múltiplos selecionados

Geração

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletrobras	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Comentários específicos em relação à avaliação por múltiplos

Ponderação entre os múltiplos selecionados

Para as empresas Rouar S.A, Rio Paranapanema Energia S.A., CEB Lajeado S.A. e Lajeado Energia S.A. a ponderação entre os múltiplos selecionados seguiu os seguintes critérios:

- **EV/EBITDA LTM** e **EV/EBITDA LFY:** Foi atribuído um peso equivalente a 30%, respectivamente, na ponderação entre os múltiplos.
- **EV/ROL LTM** e **EV/ROL LFY:** Foi atribuído um peso equivalente a 20%, respectivamente, na ponderação entre os múltiplos.

O racional adotado para a atribuição de pesos nas avaliações das demais empresas estão apresentados a seguir:

- **Norte Energia S.A:** Foi analisada a performance histórica recente da empresa e foi observado um crescimento do EBITDA significativamente acima do crescimento da Receita Líquida. Desta forma, foi atribuído um peso maior para a métrica EV/EBITDA.
- **Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A.:** Foi analisada a performance histórica recente da empresa e foi observado um crescimento de Receita Líquida de 2%, entre 30 de junho de 2021 e 30 de junho de 2022. Este crescimento está abaixo da média de crescimento de receita das Comparáveis. Adicionalmente, no mesmo período foi observada uma queda de EBITDA (após ajustes de resultados não recorrentes e não operacionais) de 18%. Desta forma, um peso maior para os múltiplos LTM foi dado, visando capturar a performance recente da empresa.
- **AES Brasil Energia S.A.:** Em vista das limitações de comparabilidade das informações e da performance histórica recente da empresa (não existem informações financeiras para o ano fiscal de 2020), somente foi atribuído peso para os múltiplos LTM.
- **Auren Energia S.A.:** Dado o crescimento significativo de EBITDA nos últimos 12 meses foi atribuído um peso maior para o múltiplo EV/EBITDA LTM.
- **Eletronuclear S.A.:** Foi analisada a performance histórica recente da empresa e foram observados crescimentos significativos de receita e margens nos últimos 12 meses. Desta forma, somente foi atribuído peso para os múltiplos LTM.
- **Companhia CELG de Participações S.A.:** Visto a reestruturação recente da empresa, foi atribuído um maior peso para os múltiplos LTM.
- **Paulista Lajeado Energia S.A.:** Não foram disponibilizadas as informações financeiras do período findo em 30 de junho de 2022. Dada as limitações de informações disponibilizadas, somente foi atribuído peso para os múltiplos LFY.
- **ENEL Green Power Cachoeira Dourada S.A.:** Foi observado um volume significativo de comercialização de energia em excesso ao gerado pela concessão da empresa. Dessa forma, foi atribuído foram um peso de 100% para o múltiplo EV/EBITDA LFY.

Início
1 Sumário executivo
2 Análise do mercado
3 Avaliação de Eletrobras
4 Avaliação das Investidas
5 Conclusão de valor
6 Itens de governança
7 Apêndices
8 Anexos

Estimativa de valor

Geração

A tabela abaixo apresenta a composição do valor justo estimado para cada uma das empresas avaliadas por múltiplos, do segmento de geração. Conforme detalhado abaixo, certos ativos e passivos foram considerados não operacionais ("NOPs") ou porque não são recorrentes ou porque não estão ligados diretamente com as atividades operacionais das Empresas Investidas.

Empresa (em BRL milhões)	Valor operacional[1]	Caixa (+)	Dívida (-)	Ativos NOPs (+)	Passivos NOPs (-)	Valor da empresa (=)	Participação (%)[2]	Valor Justo após participação
Norte Energia S.A.	**38.282**	919	(29.409)	1.069	(307)	**10.555**	15,00%	1.583
Rouar S.A.	**301**	67	(198)	41	(15)	**197**	50,00%	98
Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A.	**1.285**	369	0	47	(515)	**1.186**	39,02%	463
AES Brasil Energia S.A.	**10.884**	3.423	(8.154)	260	(692)	**5.722**	6,13%	351
Auren Energia S.A.	**18.601**	3.385	(10.900)	7.192	(4.586)	**13.692**	1,03%	142
Rio Paranapanema Energia S.A.	**3.241**	454	(1.260)	71	(188)	**2.317**	0,47%	11
Eletronuclear S.A.	**21.785**	7	(7.177)	6.285	(4.697)	**16.202**	67,95%	11.009
Companhia CELG de Participações S.A.	**577**	1.920	0	154	(29)	**2.622**	0,03%	0,76
CEB Lajeado S.A.	**763**	149	(76)	11	(17)	**830**	40,07%	333
Paulista Lajeado Energia S.A.	**196**	11	0	4	(8)	**204**	40,07%	82
Lajeado Energia S.A.	**3.088**	270	(664)	18	(71)	**2.640**	40,07%	1.058
ENEL Green Power Cachoeira Dourada S.A.	**1.301**	1.178	(315)	34	(1.278)	**919**	0,13%	1

Notas:
(1) Para detalhes sobre o cálculo de múltiplos das Empresas Investidas do segmento de Geração, consultar o Anexo 9.
(2) Conforme fornecido pela Administração.

Fonte: EY/Administração

4.3 Avaliação das Empresas Investidas por Múltiplos de Mercado | Transmissão

50 Avaliação por múltiplos de mercado
51 Múltiplos das comparáveis
52 Múltiplos selecionados
53 Estimativa de valor

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletrobras	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Avaliação por múltiplos de mercado

Transmissão

Na avaliação por múltiplos de mercado, os múltiplos de avaliação foram calculados com base em dados operacionais de empresas comparáveis de capital aberto ("Comparáveis"). Os múltiplos derivados de Comparáveis fornecem uma indicação de quanto um investidor no mercado estaria disposto a pagar por uma participação minoritária em uma determinada empresa. Esses múltiplos foram aplicados aos dados operacionais das empresas avaliadas para chegar a uma estimativa de valor operacional.

Para a seleção das Comparáveis, realizamos uma pesquisa no S&P Capital IQ utilizando os seguintes critérios:

1. Todas as empresas são negociadas publicamente;
2. Industria: Energia. Subsetor: Transmissão[1].
3. País: Brasil.

Nota:

1. Para as Empresas Investidas, o subsetor (foco de atuação) foi levado em consideração, sendo segregado entre Geração, Transmissão ou Distribuição. Nos casos em que a atuação de uma determinada empresa avaliada abrangia um ou mais subsetores, uma análise segregada de Receita Líquida e/ou EBITDA por subsetor foi realizada, baseada em informações disponíveis para a data-base.

Avaliação de Múltiplos

Na aplicação da metodologia, os múltiplos de avaliação foram derivados com base em demonstrações financeiras das Comparáveis.

Para eliminar os efeitos de diferentes estruturas de capital entre as Comparáveis, os múltiplos de avaliação foram derivados em uma base não-alavancada.

Assim, os múltiplos foram derivados com base no valor operacional (*enterprise value* – "EV"), sendo eles:

- EV / RAP LTM+1: Receita Anual Permitida para o ciclo 2022/2023
- EV / RAP LTM: Receita Anual Permitida para o ciclo 2021/2022
- EV / EBITDA LTM
- EV / EBITDA LFY

Os múltiplos de EBITDA são referentes ao último exercício fiscal (*last fiscal year* – "LFY") e aos últimos doze meses imediatamente anteriores a data-base (*last twelve months* – "LTM")

Comparação operacional e financeira

Após identificar empresas de capital aberto razoavelmente semelhantes e calcular múltiplos adequados, foi necessário analisar o desempenho operacional e financeiro das empresas avaliadas em relação às Comparáveis. Na avaliação e comparação das Empresas avaliadas, foram considerados os seguintes fatores:

- **Rentabilidade** – As margens EBITDA das empresas foram classificadas ao longo do intervalo das indicações de margens observado para as Comparáveis nos períodos analisados (LTM e LFY).
- **Crescimento** – As taxas de crescimento da RAP e de EBITDA das empresas avaliadas foram classificadas ao longo do intervalo das indicações das respectivas taxas de crescimento observado para as Comparáveis nos períodos analisados (LTM, LFY, para EBITDA e LTM + 1 para RAP).

Estimativa de valor

Os múltiplos selecionados foram aplicados às métricas financeiras correspondentes das empresas, o que resultou em uma série de valores operacionais.

Para o EBITDA, foram realizados ajustes sobre resultados não recorrentes e/ou que não possuem efeito caixa.

Os valores derivados de cada um dos múltiplos selecionados foram ponderados, de acordo com a relevância das métricas financeiras analisadas (RAP LTM, RAP LTM+1, EBITDA LTM e EBITDA LFY).

O valor operacional ponderado foi ajustado pelos saldos de caixa, dívida, ativos não operacionais e passivos não operacionais, resultando em uma estimativa de valor justo para cada uma das empresas avaliadas da data-base.

Consulte o Anexo 10 para os cálculos detalhados.

Múltiplos das Comparáveis

Transmissão

Início
1 Sumário executivo
2 Análise do mercado
3 Avaliação de Eletrobras
4 Avaliação das Investidas
5 Conclusão de valor
6 Itens de governança
7 Apêndices
8 Anexos

A tabela abaixo apresenta os múltiplos das Comparáveis selecionadas do segmento de Transmissão. Para detalhes sobre as informações financeiras das empresas comparáveis, consultar o Anexo 13.

Múltiplos das Comparáveis | Transmissão

Empresa	EV/ EBITDA LTM	EV/ RAP LTM	EV/ EBITDA LFY	EV/ RAP LFY
Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A.	5,6x	11,3x	4,8 x	10,7 x
CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista S.A.	5,3x	10,2x	5,1 x	7,9 x
Minimo	5,3 x	10,2 x	4,8 x	7,9 x
1o Quartil	5,4 x	10,5 x	4,9 x	8,6 x
Média	5,5 x	10,8 x	4,9 x	9,3 x
3o Quartil	5,5 x	11,0 x	5,0 x	10,0 x
Máximo	5,6 x	11,3 x	5,1 x	10,7 x
Mediana	5,5x	10,8x	4,9x	9,3x

Fonte: Capital IQ

Início
1 Sumário executivo
2 Análise do mercado
3 Avaliação de Eletrobras
4 Avaliação das Investidas
5 Conclusão de valor
6 Itens de governança
7 Apêndices
8 Anexos

Múltiplos selecionados

Transmissão

A tabela abaixo apresenta os valores operacionais derivados da aplicação dos múltiplos, bem como a respectiva ponderação selecionada. Para detalhes sobre o cálculo de múltiplos das Investidas do segmento de Transmissão, consultar o Anexo 10.

Valores derivados da aplicação dos múltiplos de mercado e ponderação (peso)

Empresa	EV/ EBITDA LTM	Peso (%)	EV/ RAP LTM + 1	Peso (%)	EV/ EBITDA LFY	Peso (%)	EV/ RAP LFY	Peso (%)
Luziânia-Niquelândia Transmissora S.A.	5,4x	16,0%	10,7x	64,0%	4,8x	4,0%	10,8x	16,0%
Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista	5,3x	16,0%	9,3x	64,0%	4,9x	4,0%	10,5x	16,0%

Comentários específicos em relação à avaliação por múltiplos

Ponderação entre os múltiplos selecionados

A ponderação entre os múltiplos selecionados seguiu os seguintes critérios:

- **EV/RAP LTM+1:** Foi atribuído o maior peso, equivalente a 64%, na ponderação entre os múltiplos. A receita das transmissoras, conhecida como RAP (Receita Anual Permitida), é definida por resoluções homologatórias da ANEEL, divulgadas anualmente na Revisão Tarifária Periódica, que estabelece a previsão da RAP para os próximos 12 meses, corrigida pela inflação. Desta forma, o maior peso atribuído a RAP para o próximo ciclo (2022-2023) visa capturar o crescimento esperado, já considerando a remuneração para os investimentos realizados.
- **EV/RAP LTM:** Foi atribuído um peso equivalente a 16%, na ponderação entre os múltiplos.
- **EV/EBITDA LTM:** Foi atribuído um peso equivalente a 16%, na ponderação entre os múltiplos.
- **EV/EBITDA LFY:** Foi atribuído um peso equivalente a 4%, na ponderação entre os múltiplos.

Apesar de um maior peso dado para o múltiplo EV/RAP LTM+1, a análise de múltiplos de mercado também capturou a performance histórica de cada empresa frente às Comparáveis.

Fonte: EY/Administração

Estimativa de valor

Transmissão

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletrobras	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

A tabela abaixo apresenta a composição do valor justo estimado para cada uma das empresas avaliadas por múltiplos, do segmento de transmissão. Conforme detalhado abaixo, certos ativos e passivos foram considerados não operacionais ("NOPs") ou porque não são recorrentes ou porque não estão ligados diretamente com as atividades operacionais das Empresas Investidas.

Empresa (em BRL milhões)	Valor operacional[1]	Caixa (+)	Dívida (-)	Ativos NOPs (+)	Passivos NOPs (-)	Valor da empresa (=)	Participação (%) [2]	Valor Justo após participação
Luziânia-Niquelândia Transmissora S.A.	194	3	(18)	0	(1)	179	49,00%	88
Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista	26.197	1.126	(7.939)	2.672	(915)	21.141	35,03%	7.405

Notas:
(1) Para detalhes sobre o cálculo de múltiplos das Empresas Investidas do segmento de Transmissão, consultar o Anexo 10.
(2) Conforme fornecido pela Administração.

Fonte: EY/Administração

4.4 Avaliação das Empresas Investidas por Múltiplos de Mercado | Distribuição

55 Avaliação por múltiplos de mercado
56 Múltiplos das comparáveis
57 Múltiplos selecionados
59 Estimativa de valor

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletrobras	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Avaliação por múltiplos de mercado

Distribuição

Na avaliação por múltiplos de mercado, os múltiplos de avaliação foram calculados com base em dados operacionais de empresas comparáveis de capital aberto ("Comparáveis"). Os múltiplos derivados de Comparáveis fornecem uma indicação de quanto um investidor no mercado estaria disposto a pagar por uma participação minoritária em uma determinada empresa. Esses múltiplos foram aplicados aos dados operacionais das empresas avaliadas para chegar a uma estimativa de valor operacional.

Para a seleção das Comparáveis, realizamos uma pesquisa no S&P Capital IQ utilizando os seguintes critérios:

1. Todas as empresas são negociadas publicamente;
2. Industria: Energia. Subsetor: Distribuição.
3. País: Brasil.

Nota:

1. Para as Empresas Investidas, o subsetor (foco de atuação) foi levado em consideração, sendo segregado entre Geração, Transmissão ou Distribuição. Nos casos em que a atuação de uma determinada empresa avaliada abrangia um ou mais subsetores, uma análise segregada de Receita Líquida e/ou EBITDA por subsetor foi realizada, baseada em informações disponíveis para a data-base.

Avaliação de Múltiplos

Na aplicação da metodologia, os múltiplos de avaliação foram derivados com base em demonstrações financeiras das Comparáveis.

Para eliminar os efeitos de diferentes estruturas de capital entre as Comparáveis, os múltiplos de avaliação foram derivados em uma base não-alavancada.

Assim, os múltiplos foram derivados com base no valor operacional (*enterprise value* – "EV"), sendo eles:

- EV / Receita Líquida LTM
- EV / Receita Líquida LFY
- EV / EBITDA LTM
- EV / EBITDA LFY

Os múltiplos são referentes ao último exercício fiscal (*last fiscal year* – "LFY") e aos últimos doze meses imediatamente anteriores a data-base (*last twelve months* – "LTM")

Comparação operacional e financeira

Após identificar empresas de capital aberto razoavelmente semelhantes e calcular múltiplos adequados, foi necessário analisar o desempenho operacional e financeiro das empresas avaliadas em relação às Comparáveis. Na avaliação e comparação das empresas avaliadas, foram considerados os seguintes fatores:

- **Rentabilidade** – As margens EBITDA das empresas foram classificadas ao longo do intervalo das indicações de margens observado para as Comparáveis nos períodos analisados (LTM e LFY).
- **Crescimento** – As taxas de crescimento anual de Receita Líquida e de EBITDA das empresas avaliadas foram classificadas ao longo do intervalo das indicações das respectivas taxas de crescimento observado para as Comparáveis nos períodos analisados (LTM e LFY).

Estimativa de valor

Os múltiplos selecionados foram aplicados às métricas financeiras correspondentes das empresas, o que resultou em uma série de valores operacionais.

Para o EBITDA, foram realizados ajustes sobre resultados não recorrentes e/ou que não possuem efeito caixa.

Os valores derivados de cada um dos múltiplos selecionados foram ponderados, de acordo com a relevância das métricas financeiras analisadas (Receita Líquida LTM, Receita Líquida LFY, EBITDA LTM e EBITDA LFY).

O valor operacional ponderado foi ajustado pelos saldos de caixa, dívida, ativos não operacionais e passivos não operacionais, resultando em uma estimativa de valor justo para cada uma das empresas avaliadas da data-base.

Consulte o Anexo 11 para os cálculos detalhados.

Início
1 Sumário executivo
2 Análise do mercado
3 Avaliação de Eletrobras
4 Avaliação das Investidas
5 Conclusão de valor
6 Itens de governança
7 Apêndices
8 Anexos

Múltiplos das comparáveis

Distribuição

A tabela abaixo apresenta os múltiplos das Comparáveis selecionadas do segmento de distribuição. Para detalhes sobre as informações financeiras das empresas comparáveis, consultar o Anexo 13.

Múltiplos das Comparáveis | Distribuição

Empresa	EV/ EBITDA LTM	EV/ ROL LTM	EV/ EBITDA LFY	EV/ ROL LFY
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA	4,9x	1,4x	5,2 x	1,3 x
Companhia Energética do Ceará – Coelce	5,3x	0,9x	6,0 x	0,9 x
Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN	5,4x	1,4x	5,0 x	1,2 x
Elektro Redes S.A.	4,3x	1,1x	5,7 x	1,1 x
Energisa S.A.	5,5x	1,3x	6,2 x	1,3 x
Equatorial Energia S.A.	7,4x	1,8x	6,2 x	1,5 x
Light S.A.	4,3x	0,7x	5,6 x	0,8 x
Minimo	4,3 x	0,7 x	5,0 x	0,8 x
1o Quartil	4,6 x	1,0 x	5,4 x	1,0 x
Média	5,3 x	1,2 x	5,7 x	1,2 x
3o Quartil	5,4 x	1,4 x	6,1 x	1,3 x
Máximo	7,4 x	1,8 x	6,2 x	1,5 x
Mediana	5,3 x	1,3 x	5,7 x	1,2 x

Fonte: Capital IQ

Múltiplos selecionados

Distribuição

Início
1 Sumário executivo
2 Análise do mercado
3 Avaliação de Eletrobras
4 Avaliação das Investidas
5 Conclusão de valor
6 Itens de governança
7 Apêndices
8 Anexos

A tabela abaixo apresenta os valores operacionais derivados da aplicação dos múltiplos, bem como a respectiva ponderação selecionada. Para detalhes sobre o cálculo de múltiplos das Empresas Investidas do segmento de Distribuição, consultar o Anexo 11.

Valores derivados da aplicação dos múltiplos de mercado e ponderação (peso)

Empresa	EV/ EBITDA LTM	Peso (%)	EV/ ROL LTM	Peso (%)	EV/ EBITDA LFY	Peso (%)	EV/ ROL LFY	Peso (%)
Equatorial Maranhão Distribuidora De Energia S.A	4,3x	36%	1,2x	24%	6,1x	24%	1,5x	16%
Companhia Energética do Ceará S.A.	4,6x	36%	1,2x	24%	6,2x	24%	1,3x	16%
Equatorial Pará Distribuidora De Energia S.A.	5,4x	36%	1,8x	24%	6,2x	24%	1,3x	16%
Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S.A.	5,3x	36%	1,4x	24%	6,2x	24%	1,5x	16%
Energisa S.A.	4,6x	36%	1,4x	24%	6,1x	24%	1,5x	16%
Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.	4,6x	60%	1,0x	0%	5,7x	40%	1,0x	0%
Companhia Energética de Brasília S.A.	7,4x	36%	1,8x	24%	6,2x	24%	1,5x	16%

Múltiplos selecionados

Distribuição

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletrobras	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Comentários específicos em relação à avaliação por múltiplos

Ponderação entre os múltiplos selecionados

De maneira geral, a ponderação entre os múltiplos selecionados seguiu os seguintes critérios:

- **EV/EBITDA LTM:** Foi atribuído o maior peso, equivalente a 36%, na ponderação entre os múltiplos.
- **EV/EBITDA LFY:** Foi atribuído um peso equivalente a 24%, na ponderação entre os múltiplos.
- **EV/ROL LTM:** Foi atribuído um peso equivalente a 24%, na ponderação entre os múltiplos.
- **EV/EBITDA LFY:** Foi atribuído um peso equivalente a 16%, na ponderação entre os múltiplos.

O maior peso dado para os múltiplos do período de LTM visou capturar a performance histórica mais recente de cada empresa frente às Comparáveis.

As exceções aos critérios de ponderação dos múltiplos estão descritas a seguir:

- **Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.:** Foi observado que a empresa vem apresentando melhoras de margem EBITDA ao longo do período histórico analisado – 8,6% em 2021 e 9,6% em 2022 (LTM). Porém, a empresa possui margens inferiores ao mínimo observado no intervalo das margens EBITDA das Comparáveis, 16,5% (LTM). Desta forma, foi atribuído peso somente aos múltiplos de EBITDA, de forma a refletir no valor da empresa sua performance operacional frente às Comparáveis.

Estimativa de valor

Distribuição

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletrobras	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

A tabela abaixo apresenta a composição do valor justo estimado para cada uma das empresas avaliadas por múltiplos, do segmento de distribuição. Conforme detalhado abaixo, certos ativos e passivos foram considerados não operacionais ("NOPs") ou porque não são recorrentes ou porque não estão ligados diretamente com as atividades operacionais das Empresas Investidas.

Empresa (em BRL milhões)	Valor operacional[1]	Caixa (+)	Dívida (-)	Ativos NOPs (+)	Passivos NOPs (-)	Valor da empresa (=)	Participação (%)[2]	Valor Justo após participação
Equatorial Maranhão Distribuidora De Energia S.A	7.356	203	(2.699)	2.010	(1.616)	5.254	33,28%	1.748
Companhia Energética do Ceará S.A.	8.651	269	(4.133)	924	(1.774)	3.937	7,06%	278
Equatorial Pará Distribuidora De Energia S.A.	14.284	2.312	(4.841)	1.410	(1.900)	11.265	0,99%	112
Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S.A.	6.975	852	(4.749)	2.774	(3.070)	2.782	0,18%	5
Energisa S.A.	36.655	5.941	(27.551)	11.847	(10.252)	16.640	2,32%	385
Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.	5.227	1.272	(2.564)	2.311	(3.903)	2.343	10,75%	252
Companhia Energética de Brasília S.A.	939	504	0	19	(31)	1.431	2,10%	30

Notas:
(1) Para detalhes sobre o cálculo de múltiplos das Empresas Investidas do segmento de Distribuição, consultar o Anexo 11.
(2) Conforme fornecido pela Administração.

Fonte: EY/Administração

4.5 Avaliação das Empresas Investidas por Múltiplos de Mercado | Misto

61 Avaliação por múltiplos de mercado
62 Múltiplos das comparáveis
63 Estimativa de valor

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletrobras	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Avaliação por múltiplos de mercado

Misto

Na avaliação por múltiplos de mercado, os múltiplos de avaliação foram calculados com base em dados operacionais de empresas comparáveis de capital aberto ("Comparáveis"). Os múltiplos derivados de Comparáveis fornecem uma indicação de quanto um investidor no mercado estaria disposto a pagar por uma participação minoritária em uma determinada empresa. Esses múltiplos foram aplicados aos dados operacionais das empresas avaliadas para chegar a uma estimativa de valor operacional.

Para a seleção das Comparáveis, realizamos uma pesquisa no S&P Capital IQ utilizando os seguintes critérios:

1. Todas as empresas são negociadas publicamente;
2. Industria: Energia. Subsetor: Misto.
3. País: Brasil.

Nota:

1. Para as Empresas Investidas, o subsetor (foco de atuação) foi levado em consideração, sendo segregado entre Geração, Transmissão ou Distribuição. Nos casos em que a atuação de uma determinada empresa avaliada abrangia um ou mais subsetores, uma análise segregada de Receita Líquida e/ou EBITDA por subsetor foi realizada, baseada em informações disponíveis para a data-base.

Avaliação de Múltiplos

Na aplicação da metodologia, os múltiplos de avaliação foram derivados com base em demonstrações financeiras das Comparáveis.

Para eliminar os efeitos de diferentes estruturas de capital entre as Comparáveis, os múltiplos de avaliação foram derivados em uma base não-alavancada.

Assim, os múltiplos foram derivados com base no valor operacional (*enterprise value* – "EV"), sendo eles:

- EV / Receita Líquida LTM
- EV / Receita Líquida LFY
- EV / EBITDA LTM
- EV / EBITDA LFY

Os múltiplos são referentes ao último exercício fiscal (*last fiscal year* – "LFY") e aos últimos doze meses imediatamente anteriores a data-base (*last twelve months* – "LTM")

Comparação operacional e financeira

Após identificar empresas de capital aberto razoavelmente semelhantes e calcular múltiplos adequados, foi necessário analisar o desempenho operacional e financeiro das empresas avaliadas em relação às Comparáveis. Na avaliação e comparação das empresas avaliadas, foram considerados os seguintes fatores:

- **Rentabilidade** – As margens EBITDA das empresas foram classificadas ao longo do intervalo das indicações de margens observado para as Comparáveis nos períodos analisados (LTM e LFY).
- **Crescimento** – As taxas de crescimento anual de Receita Líquida e de EBITDA das empresas avaliadas foram classificadas ao longo do intervalo das indicações das respectivas taxas de crescimento observado para as Comparáveis nos períodos analisados (LTM e LFY).

Estimativa de valor

Os múltiplos selecionados foram aplicados às métricas financeiras correspondentes das empresas, o que resultou em uma série de valores operacionais.

Para o EBITDA, foram realizados ajustes sobre resultados não recorrentes e/ou que não possuem efeito caixa.

Os valores derivados de cada um dos múltiplos selecionados foram ponderados, de acordo com a relevância das métricas financeiras analisadas (Receita Líquida LTM, Receita Líquida LFY, EBITDA LTM e EBITDA LFY).

O valor operacional ponderado foi ajustado pelos saldos de caixa, dívida, ativos não operacionais e passivos não operacionais, resultando em uma estimativa de valor justo para cada uma das empresas avaliadas da data-base.

Consulte o Anexo 12 para os cálculos detalhados.

Início
1 Sumário executivo
2 Análise do mercado
3 Avaliação de Eletrobras
4 Avaliação das Investidas
5 Conclusão de valor
6 Itens de governança
7 Apêndices
8 Anexos

Múltiplos das comparáveis

Misto

A tabela abaixo apresenta os múltiplos das Comparáveis selecionadas do segmento misto, que fazem tanto geração quanto distribuição de energia. Para detalhes sobre as informações financeiras das empresas comparáveis, consultar o Anexo 13.

Múltiplos das Comparáveis | Misto

Empresa	EV/ EBITDA LTM	EV/ ROL LTM	EV/ EBITDA LFY	EV/ ROL LFY
Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.	1,9 x	0,3 x	3,2 x	0,3 x
Companhia Energética de Minas Gerais	4,8 x	1,0 x	5,2 x	1,1 x
CPFL Energia S.A.	5,9 x	1,5 x	5,5 x	1,3 x
Companhia Paranaense de Energia – COPEL	4,0 x	1,1 x	3,4 x	1,0 x
EDP - Energias do Brasil S.A.	5,1 x	1,2 x	4,7 x	1,2 x
Minimo	1,9 x	0,3 x	3,2 x	0,3 x
1o Quartil	4,0 x	1,0 x	3,4 x	1,0 x
Média	4,3 x	1,0 x	4,4 x	1,0 x
3o Quartil	5,1 x	1,2 x	5,2 x	1,2 x
Máximo	5,9 x	1,5 x	5,5 x	1,3 x
Mediana	4,8 x	1,1 x	4,7 x	1,1 x

Fonte: Capital IQ

Início
1 Sumário executivo
2 Análise do mercado
3 Avaliação de Eletrobras
4 Avaliação das Investidas
5 Conclusão de valor
6 Itens de governança
7 Apêndices
8 Anexos

Estimativa de valor

Misto

A tabela abaixo apresenta os valores operacionais derivados da aplicação dos múltiplos, bem como a respectiva ponderação selecionada. Para detalhes sobre o cálculo de múltiplos das Empresas Investidas do segmento misto, consultar o Anexo 12.

Valores derivados da aplicação dos múltiplos de mercado e ponderação (peso)

Empresa	EV/ EBITDA LTM	Peso (%)	EV/ ROL LTM	Peso (%)	EV/ EBITDA LFY	Peso (%)	EV/ ROL LFY	Peso (%)
Companhia Paranaense de Energia S.A.	5,1x	36%	1,2x	24%	5,2x	24%	1,2x	16%

A ponderação entre os múltiplos selecionados seguiu os seguintes critérios:

- **EV/EBITDA LTM:** Foi atribuído o maior peso, equivalente a 36%, na ponderação entre os múltiplos.
- **EV/EBITDA LFY:** Foi atribuído um peso equivalente a 24%, na ponderação entre os múltiplos.
- **EV/ROL LTM:** Foi atribuído um peso equivalente a 24%, na ponderação entre os múltiplos.
- **EV/EBITDA LFY:** Foi atribuído um peso equivalente a 16%, na ponderação entre os múltiplos.

O maior peso dado para os múltiplos do período de LTM visou capturar a performance histórica mais recente de cada empresa frente às Comparáveis.

A tabela abaixo apresenta a composição do valor justo estimado para a COPEL através da metodologia de múltiplos de mercado, do segmento misto. Conforme detalhado abaixo, certos ativos e passivos foram considerados não operacionais ("NOPs") ou porque não são recorrentes ou porque não estão ligados diretamente com as atividades operacionais das Empresas Investidas.

Empresa (em BRL milhões)	Valor operacional[1]	Caixa (+)	Dívida (-)	Ativos NOPs (+)	Passivos NOPs (-)	Valor da empresa (=)	Participação (%)[2]	Valor Justo após participação
Companhia Paranaense de Energia S.A.	31.395	3.671	(12.905)	6.557	(9.146)	19.572	0,56%	109

Notas:
(1) Para detalhes sobre o cálculo de múltiplos das Empresas Investidas do segmento Misto, consultar o Anexo 12.
(2) Conforme fornecido pela Administração.

4.6 Avaliação das Empresas Investidas por *Market Cap*

65 Avaliação das Empresas Investidas por *Market Cap*: Visão Geral
66 Avaliação das Empresas Investidas por *Market Cap*: Estimativa de valores

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletrobras	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Avaliação das Empresas Investidas por *Market Cap*

Visão Geral

Na avaliação por *Market Cap*, possível para para as Empresas Investidas de capital aberto, foram obtidos os valores de mercado (*Market Cap*), resultantes da multiplicação entre a cotação das ações e o volume médio negociado das respectivas ações na bolsa de valores (B3), na data-base.

Contudo, nem todas as Empresas Investidas de capital aberto foram avaliadas por esta metodologia. A aplicabilidade da metodologia foi analisada conforme critérios descritos nesta seção.

Aplicabilidade da metodologia

Para avaliar a aplicabilidade da metodologia de *Market Cap*, considerou-se o seguintes os critérios:

- Valor contábil na data-base do investimento da Eletrobras nas Empresas Investidas de capital aberto fosse igual ou superior à R$ 278 milhões;

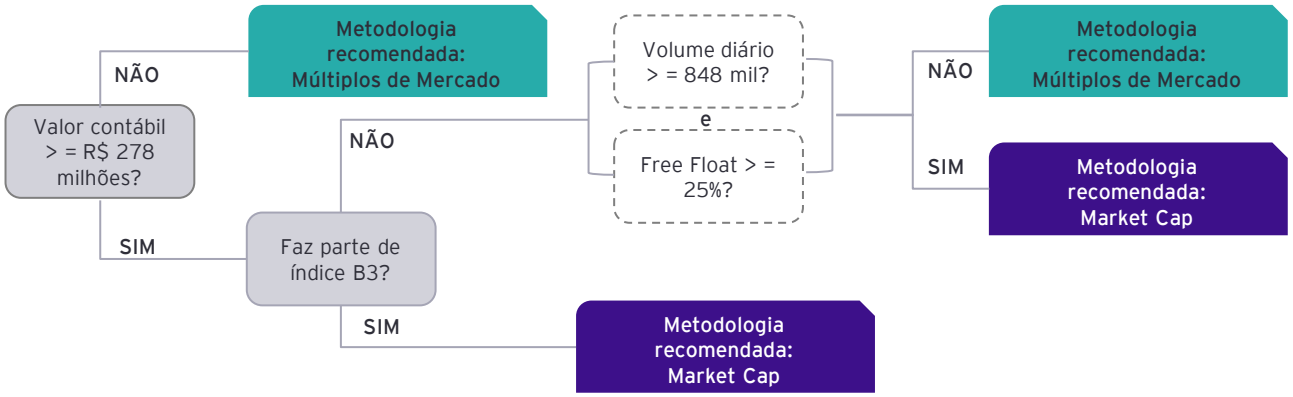
Caso a empresa atendesse ao critério acima, analisou-se o critério de liquidez descrito a seguir:

- Fazer parte de algum indicador de desempenho das ações negociadas na B3;

Ou obedecer aos dois critérios seguintes, de forma cumulativa:

- Apresentar volume diário negociado dentro do intervalo dos volumes[1] negociados das ações integrantes de indicadores de desempenho da B3. Dentre as ações integrantes de indicadores de desempenho da B3, o volume mínimo de negociações diárias encontrado (nos últimos 12 meses) foi de aproximadamente 848 mil. Desta forma, para atender aos critérios de aplicabilidade da metodologia de *Market Cap*, as Empresas Investidas de capital aberto devem apresentar volume diário de negociação maior ou igual a 848 mil; e
- Apresentar percentual de ações livre para negociação (*free float*) acima de 25%. Este indicador foi definido baseado em uma referência relacionada aos níveis de governança corporativa estabelecidos pela B3. Pelas regras do Novo Mercado, uma empresa deve ter 25% das ações em *free float* ou mais. O limite mínimo permitido é de 15%, mas somente se o volume médio de negociação das ações na bolsa supere R$ 25 milhões por dia.

O gráfico abaixo, ilustra o processo para seleção da metodologia apropriada:



Nota:
(1) O indicador de volume representa a média do volume diário de negociações de cada ativo, nos últimos doze meses antes da data base.
Fonte: S&P Capital IQ.

Início 1 Sumário executivo
2 Análise do mercado
3 Avaliação de Eletrobras
4 Avaliação das Investidas
5 Conclusão de valor
6 Itens de governança
7 Apêndices
8 Anexos

Avaliação das Empresas Investidas por *Market Cap*

Estimativa de Valores

Empresas Investidas de capital aberto avaliadas através da metodologia de *Market Cap*

Empresa	Estimativa de valor/*Market Cap*[1] (BRL 000)	Valor contábil[2] (BRL 000)	Compõe índice da B3	Volume diário LTM [1;3] (em 000')	Free float (%) [1]	Indicação de metodologia
CTEEP	17.398.100	4.750.740	Não	1.507	28,40%	*Market Cap*
Energisa S.A.	17.069.865	338.989	Sim	1.922	72,30%	*Market Cap*
AES Brasil Energia	5.245.855	321.564	Sim	1.404	39,10%	*Market Cap*

Empresas Investidas de capital aberto avaliadas por outras metodologias

Os valores destacados em vermelho na tabela abaixo apresentam os indicadores que fazem com que determinada empresa não se adeque, na data-base, a pelo menos um dos critérios necessários para a aplicação da metodologia de *Market Cap*. Nesse sentido, essas empresas foram avaliadas por outras metodologias, conforme descrito anteriormente neste relatório.

Empresa	*Market Cap*[1;4] (BRL 000)	Valor contábil[2] (BRL 000)	Compõe índice da B3	Volume diário LTM [1;3] (em 000)	Free float (%) [1]	Indicação de metodologia	Referência
Equatorial Maranhão	*6.240.630*	1.016.348	Não	1	1,3%	FCD	Vide Seção 4.2
EMAE[5]	*1.267.285*	299.794	Não	6	0,0%	Múltiplo	Vide Seção 4.3
Celesc	*2.221.772*	237.989	Não	6	38,9%	Múltiplo	Vide Seção 4.5
Coelce	*3.849.945*	214.269	Não	20	18,9%	Múltiplo	Vide Seção 4.5
Auren Energia	*13.620.000*	166.684	Não	848	62,3%	Múltiplo	Vide Seção 4.3
Equatorial Pará	*10.748.529*	112.592	Não	17	2,5%	Múltiplo	Vide Seção 4.5
Copel	*18.253.226*	97.510	Sim	12.936	44,4%	Múltiplo	Vide Seção 4.5
CELPE[6]	*1.873.507*	48.293	Não	1.402	n/a	Múltiplo	Vide Seção 4.5
Energisa Mato Grosso	*18.169.992*	33.196	Não	1	2,5%	Múltiplo	Vide Seção 4.5
CEB	*1.020.094*	19.419	Não	3	19,9%	Múltiplo	Vide Seção 4.5
Rio Paranapanema	*2.288.748*	11.259	Não	1	3,8%	Múltiplo	Vide Seção 4.5
CELGPAR	*3.039.209*	548	Não	0	0,1%	Múltiplo	Vide Seção 4.3

Notas:
(1) Fonte: Capital IQ.
(2) Fonte: Administração. Valor contábil do investimento registrado na Eletrobras.
(3) Média do volume diário negociado nos últimos doze meses contados após a data-base.
(4) Valores indicativos – estes valores de mercado não foram utilizados para a estimativa de valor justo das respectivas empresas. A coluna "Referência" indica a seção que contém a avaliação de cada uma destas empresas.
(5) Considerando o valor contábil do investimento da Eletrobras na EMAE, a metodologia do FCD poderia ser aplicável (Vide seção Sumário Executivo | Metodologia de avaliação). Contudo, não tivemos acesso à informações financeiras e operacionais projetadas desta empresa, necessárias para a elaboração de seu fluxo de caixa projetado.
(6) Informação de *free float* não encontrada.

5 Conclusão de valor

68 Conclusão de valores

5.1 Conclusão de valor

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletrobras	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Conforme apresentado na seção de metodologia, selecionamos a Metodologia do FCD para a conclusão de valor de Eletrobras Controladora, suas Controladas e suas Empresas Investidas de capital fechado cujo o valor do investimento, registrado contabilmente pela Empresa na data-base, fosse igual ou superior a R$ 278 milhões. A metodologia de Múltiplos de Empresas Comparáveis foi utilizada para todas as empresas dentro do escopo de avaliação. No entanto, para as empresas já avaliadas por FCD, *Market Cap*, ou Valor Transacionado, esta metodologia foi utilizada como análise de razoabilidade para os valores estimados e não para a conclusão de valor.

Dessa forma, de acordo com os parâmetros e premissas mencionados, nossa conclusão de Valor Justo para o total do capital da Empresa é apresentada abaixo:

Composição de Valor (em milhões de BRL)		
Valor Operacional | Controladora		**(5.528)**
Ativos (passivos) não operacionais		21.248
Caixa líquido (Dívida líquida)		(19.387)
Valor da Empresa | Eletrobras Controladora		**(3.667)**
Valor das Empresas Controladas[1] e Investidas		**115.770**
Valor da Empresa | Consolidado		**112.102**
Valor por ação	**Quantidade (mil)**	**Valor Unitário (R$/ação)**
ON	1.916.518	50,39
PNA	147	48,45
PNB	279.941	55,43

Fonte: EY / Administração

[1]A avaliação econômico-financeira das Controladas está apresentada nos Anexos de 14 a 17.

Conclusão

Com base nas informações analisadas e nas premissas e limitações descritas neste Relatório, nossa avaliação resultou em uma estimativa de valor de justo de R$ 112.102 milhões para 100% do capital de Eletrobras na data-base de 30 de junho de 2022.

Empresas Investidas	% Participação	Valor justo
Controladas		**95.158**
Chesf	99,58%	24.478
Furnas	99,56%	42.652
Eletronorte	99,66%	19.235
Eletrosul	99,89%	8.792
Empresas Investidas		**20.612**
Eletrobras Participações S.A.	83,71%	222
Norte Energia S.A.	15,00%	1.682
Chapada do Piauí I Holding S.A.	49,00%	124
Chapada do Piauí II Holding S.A.	49,00%	165
Rouar S.A.	50,00%	98
Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A.	39,02%	463
AES Brasil Energia S.A.	6,13%	322
Auren Energia S.A.	1,03%	142
Rio Paranapanema Energia S.A.	0,47%	11
Eletronuclear S.A.	67,95%	7.004
Companhia CELG de Participações S.A.	0,03%	1
Companhia Paranaense de Energia S.A.	0,56%	109
Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica (CEEE-GT)	32,74%	459
Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica (CEEE-D)	4,62%	0
CEB Lajeado S.A.	40,07%	333
Paulista Lajeado Energia S.A.	40,07%	82
Lajeado Energia S.A.	40,07%	1.058
ENEL Green Power Cachoeira Dourada S.A.	0,13%	1
Luziânia-Niquelândia Transmissora S.A.	49,00%	88
Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista	35,03%	5.504
Equatorial Maranhao Distribuidora De Energia S.A	33,28%	1.680
Companhia Energética do Ceará S.A.	7,06%	278
Equatorial Pará Distribuidora De Energia S.A.	0,99%	112
Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S.A.	0,18%	5
Neoenergia Pernambuco	1,56%	49
Energisa S.A.	2,32%	339
Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.	10,75%	252
Companhia Energética de Brasília S.A.	2,10%	30
		115.770

6 Itens de governança

70 Declaração de limitações gerais

6.1 Declaração de limitações gerais

Início 1 Sumário executivo
2 Análise do mercado
3 Avaliação de Eletrobras
4 Avaliação das Investidas
5 Conclusão de valor
6 Itens de governança
7 Apêndices
8 Anexos

Nossa análise é baseada em informações fornecidas pela administração da Eletrobras. De acordo com as práticas profissionais, a análise é derivada da aplicação da Abordagem da Renda utilizando a metodologia do Fluxo de Caixa Descontado.

Para atingir o objetivo do trabalho de Avaliação Econômico-Financeira, foram aplicados procedimentos sempre baseados em fatos históricos, econômicos e de mercado vigentes em 30 de junho 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.

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.

Nenhum dos sócios ou profissionais da EY que fizeram parte da equipe responsável por este trabalho possui participação financeira na Empresa e/ou Empresas Investidas, 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.

Este estudo foi realizado com base nas informações fornecidas pela Administração, 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 e projetadas utilizadas neste Relatório.

As projeções são baseadas nas informações reportadas nas demonstrações financeiras, fornecidas pela administração da Eletrobras, nas experiências adquiridas em reuniões e nas discussões mantidas com a administração da Eletrobras.

Fez parte do nosso trabalho obter informações com Eletrobras que julgamos confiáveis, sendo a responsabilidade pela sua veracidade exclusivamente da administração da Eletrobras.

Não foram efetuadas investigações sobre os títulos de propriedade da Empresa, nem verificações da existência de ônus ou gravames.

A EY não é responsável por atualizar este relatório para refletir eventos e circunstâncias que podem ocorrer após a data-base.

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.

Não foi considerado nenhum prêmio de controle na avaliação. Portanto, considerou-se que a estimativa de valor da Eletrobras representa 100% de suas ações.

Não tivemos a oportunidade de expor os negócios ou ativos da Empresa, individualmente ou em conjunto, ao mercado. Como consequência, não pudemos concluir se existem potenciais compradores que desejam pagar uma quantia pelo negócio que exceda a nossa estimativa alcançada.

Este relatório, as estimativas/expectativas, bem como as conclusões apresentadas, são para o uso exclusivo da Administração, no âmbito da deliberação da operação de Incorporação de Ações. Sendo assim, este documento não pode ser distribuído para outras partes, exceto se requisitado por autoridades locais e fiscais, auditores e advogados das partes, ou sob as seguintes condições:

- A EY deverá ser notificada a respeito de qualquer distribuição deste relatório, que, por sua vez, deverá ser previamente aprovada;
- Os receptores deverão se comprometer, por escrito, a não distribuir este relatório a nenhuma outra parte;
- Este relatório não deverá ser distribuído em partes;

6.1 Declaração de limitações gerais

Início 1 Sumário executivo
2 Análise do mercado
3 Avaliação de Eletrobras
4 Avaliação das Investidas
5 Conclusão de valor
6 Itens de governança
7 Apêndices
8 Anexos

- Qualquer usuário deste relatório deve estar ciente das condições que nortearam este trabalho, bem como das situações de mercado e econômicas do Brasil; e
- Caso necessário, a EY responderá às perguntas dos receptores relativas a este relatório, às custas da Eletrobras, somente se for acordado anteriormente com os receptores o escopo de tais perguntas e respostas.

Este relatório foi preparado para o propósito 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.

Certos dados financeiros usados em nossa avaliação foram derivados de demonstrações financeiras auditadas e/ou não auditadas e são de responsabilidade da administração da Eletrobras. 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.

Não assumimos qualquer responsabilidade por quaisquer decisões negociais, contábeis ou fiscais, que são de responsabilidade da administração da Eletrobras. Entendemos que a administração da Eletrobras 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.

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).

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.

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. O método do FCD não antecipa mudanças nos ambientes externo e interno em que a empresa está inserida, exceto aquelas apontadas neste relatório.

7 Apêndices

73 Metodologias de avaliação
74 Metodologia Taxa de Desconto
75 Análise macroeconômica
76 Empresas Comparáveis

7.1 Metodologias de avaliação

Início
1 Sumário executivo
2 Análise do mercado
3 Avaliação de Eletrobras
4 Avaliação das Investidas
5 Conclusão de valor
6 Itens de governança
7 Apêndices
8 Anexos

Na avaliação do valor patrimonial ou empresarial de uma empresa, três abordagens diferentes podem ser empregadas para estimar o Valor Justo de Mercado das partes interessadas: a Abordagem de Renda, a Abordagem de Mercado e a Abordagem de Custo. Embora cada uma destas abordagens seja inicialmente considerada na avaliação, a natureza e características da empresa indicarão qual abordagem, ou abordagens, é a mais aplicável.

Abordagem de renda

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

O fluxo de caixa disponível para distribuição é definido, para fins desta análise, como a quantidade de caixa que poderia ser distribuída sem prejudicar a lucratividade futura ou as operações da empresa. O fluxo de caixa disponível para distribuição e o valor terminal (o valor da empresa sujeita no final do período de estimativa) são então descontados para valor presente para se obter uma indicação do valor da empresa comercial para cada empresa. Para fins desta análise, os fluxos de caixa para todos os investidores são estimados, portanto, a dívida remunerada e a despesa com 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;
- Avaliado e ajustado 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 de custos

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.

7.2 Metodologia Taxa de Desconto

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletrobras	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Cálculo da WACC

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

Onde:

- = Capital próprio/capital de terceiro
- = Custo do capital próprio
- = Valor da dívida remunerada/valor da totalidade do capital
- = Custo do capital de terceiros

Custo de capital próprio

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

onde:

- = Taxa de retorno livre de risco
- = Risco sistemático do capital
- = Prêmio de risco de mercado

A metodologia do *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) mede a ponderação do custo de dívida e capital próprio pela porcentagem de cada um deles na estrutura de capital da empresa.

A magnitude da taxa de desconto está relacionada com o risco percebido do investimento. O conceito de risco envolve uma situação de investimento em que se conhece uma taxa de retorno sem risco e completa incerteza de retorno monetário. Quando um investidor analisa dois investimentos de mesmo retorno monetário, acaba optando por aquele que menor risco. Assim, quanto maior o risco, maior o retorno esperado.

Custo do capital próprio

Para estimar o custo de oportunidade do capital próprio, é utilizado o Capital asset pricing model (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 de mercado do risco (prêmio de risco de mercado).

Taxa livre de risco

O prêmio oferecido pelo US Treasury bond de 20 anos foi utilizado como retorno aproximado de uma taxa livre de risco. As taxas de títulos mais longos são geralmente consideradas como um resultado mais próximo de uma taxa livre de risco e, apesar de títulos de 30 anos existirem, as taxas dos títulos de 20 anos não refletem a demanda adicional por tais títulos mais longos, considerados como o maior prazo de segurança possível.

Beta

Beta foi selecionado com base na análise de betas de ações de empresas de capital aberto similares. Um coeficiente de beta de 1,0 implica que o retorno da companhia varia de acordo com o mercado em geral. Os betas das empresas comparáveis foram extraídos do S&P Capital IQ. Nosso beta desalavancado para a Empresa é equivalente a média dos betas das empresas comparáveis.

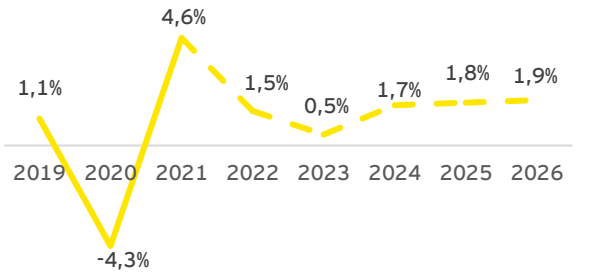
Prêmio de risco de mercado

EY utilizou um prêmio de risco de mercado de 6,0% em nossa estimativa de retorno de capital. Tal prêmio é estimado de acordo com o retorno de um investidor de longo prazo requer frente a demais retornos livres de risco segundo um portfolio diversificado de ações de companhias negociadas nos Estados Unidos. Nosso prêmio leva em consideração retornos históricos realizados tanto no curto quanto estimativas para o longo prazo, estudos acadêmicos publicados recentemente, e reflete o aumento da volatilidade de mercado e incertezas criadas pela pandemia do corona vírus.

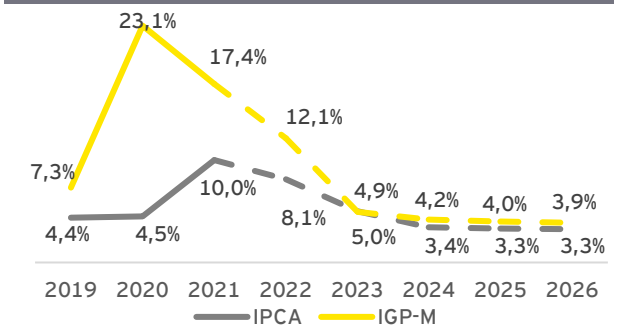
7.3 Análise macroeconômica

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletrobras	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

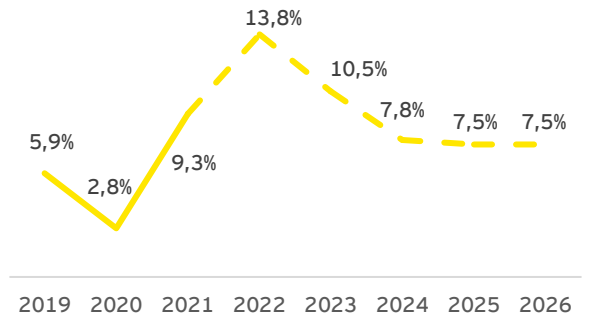
PIB anual (%)



Inflação anual (%)



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 2021 em 4,6%. Segundo expectativas do Bacen, até 30 de junho de 2022, é esperado um crescimento médio de 1,5% do PIB em 2022 e 0,5% em 2023.

Inflação

O índice de inflação oficial, IPCA (Índice de Preços ao Consumidor Amplo), foi de 10,0% em 2021. De acordo com as expectativas de mercado apresentadas pelo Bacen até 30 de junho de 2022, a variação do índice de inflação IPCA deve chegar a 8,1% em 2022 e 5,0% em 2023. Já o Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M), calculado pela FGV, fechou ano de 2021 em 17,4%. As expectativas dos analistas do Boletim Focus é de que esse índice fique em 12,1% em 2022 e 4,9% em 2023. O aumento da inflação impacta diretamente na tarifa de energia elétrica, a qual é reajustada anualmente com base na variação do IPCA registrada no período.

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, elevar a taxa básica de juros para 13,25% a.a., em reunião realizada em 15 de junho de 2022. O Comitê entende que essa decisão reflete seu cenário básico e balanço de riscos de variância maior do que a usual para a inflação prospectiva e é compatível com a convergência da inflação para a meta no horizonte relevante, que inclui o ano-calendário de 2022 e 2023.

A taxa de câmbio fechou o mês de março de 2022 em 5,24 BRL/USD. As expectativas de mercado apontam para taxas médias de 5,09 BRL/USD para 2022 e 5,10 BRL/USD para 2023.

Risco-Brasil[1]

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 março de 2022 em 294 pontos-base, o que indica uma diferença de 2,94 p.p. entre o desempenho dos títulos brasileiros e dos títulos norte-americanos. A média dos últimos 6 meses foi de 3,34 p.p. Fonte: Embi+, calculado pelo JP Morgan.

Início 1 Sumário executivo
2 Análise do mercado
3 Avaliação de Eletrobras
4 Avaliação das Investidas
5 Conclusão de valor
6 Itens de governança
7 Apêndices
8 Anexos

7.4 Empresas Comparáveis

Geração

Empresa	Descrição
CPFL Energia S.A.	A CPFL Energia S.A., por meio de suas subsidiárias, gera, transmite, distribui e comercializa energia elétrica para clientes residenciais, industriais e comerciais no Brasil. A empresa gera eletricidade por meio de usinas eólicas, de biomassa, solares e hidrelétricas. Em 31 de dezembro de 2021, a empresa distribuía eletricidade para 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 transformação 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 atua na geração, transformação, distribuição e comercialização de energia para clientes industriais, residenciais, comerciais, rurais entre outros, principalmente no Estado do Paraná, Brasil. A COPEL também está envolvida na distribuição de gás natural canalizado. Em 31 de dezembro de 2021, a empresa operava 20 usinas hidrelétricas, 30 eólicas e 1 termelétrica com capacidade instalada total 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., em conjunto com suas subsidiárias, gera e comercializa energia elétrica no Brasil. A empresa opera 68 usinas, incluindo 11 hidrelétricas, 4 usinas termelétricas, 49 usinas eólicas, 3 usinas de biomassa, 2 usinas solares fotovoltaicas, 1 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. atua como subsidiária da ENGIE Brasil Participações Ltda.
AES Brasil Energia S.A.	A AES Brasil Energia S.A., juntamente com suas subsidiárias, atua no negócio de geração de energia renovável no Brasil. Gera eletricidade por meio de fontes hidrelétricas, eólicas e solares. Seu portfólio de ativos tem uma capacidade total instalada de 4,5 GW, incluindo 2.658,4 megawatts hídricos, 1.532,8 megawatts eólicos e 295,1 megawatts solares. A empresa está sediada em São Paulo, Brasil.
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - A Eletrobras, por meio de suas subsidiárias, atua na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica no Brasil. A empresa gera eletricidade por meio de usinas hidrelétricas, térmicas, nucleares, eólicas e solares. Em 31 de dezembro de 2021, possuía e operava 32 usinas hidrelétricas com capacidade instalada total de 46.295,75 megawatts, 9 usinas térmicas, incluindo unidades de geração de energia a carvão, óleo e gás, com capacidade total instalada de 1.505 megawatts e 2 usinas nucleares compostas por Angra I com capacidade instalada de 640 megawatts e Angra II com 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.
Companhia Energética de Minas Gerais	A Companhia Energética de Minas Gerais, por meio de suas subsidiárias, 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 e com 545.706 km de linhas de distribuição e 7.160 km 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 tecnológicos e sistemas de gestão operacional de concessões de serviços públicos, prestação de serviços de telecomunicações, geração distribuída, serviços de contas, cogeração, eficiência energética e atividades de gestão de abastecimento e armazenamento. A empresa foi constituída em 1952 e está sediada em Belo Horizonte, Brasil.

Fonte: Capital IQ

Início
1 Sumário executivo
2 Análise do mercado
3 Avaliação de Eletrobras
4 Avaliação das Investidas
5 Conclusão de valor
6 Itens de governança
7 Apêndices
8 Anexos

7.4 Empresas Comparáveis

Transmissão

Empresa	Descrição
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 km de linhas de transmissão, que incluem 11.685 km de linhas de transmissão em operação e 2.329 km de linhas em construção, além de 100 subestações com tensão variando 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 instalada total de transformação de 71,7 mil MVA juntamente com 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.
Afluente Transmissão de Energia Elétrica S.A.	A Afluente Transmissão de Energia Elétrica S.A. opera linhas de transmissão e subestações na Bahia, Brasil. Opera as 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.

Fonte: Capital IQ

8 Anexos

Anexos

Índice		Página
Avaliação de Eletrobras | Controladora		
1	**Centrais Elétricas Brasileiras S.A**	
1.1	Centrais Elétricas Brasileiras S.A – DRE	82
1.2	Centrais Elétricas Brasileiras S.A – FC	84
Avaliação das Controladoras		
2	**Companhia Hidro Elétrica do São Francisco**	
2.1	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – DRE	85
2.2	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – FC	88
3	**Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A.**	
3.1	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. – DRE	89
3.2	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. – FC	92
4	**Companhia de Geração e Transmissão de Energia Elétrica Do Sul Do Brasil**	
4.1	Companhia de Geração e Transmissão de Energia Elétrica Do Sul Do Brasil – DRE	93
4.2	Companhia de Geração e Transmissão de Energia Elétrica Do Sul Do Brasil – FC	96
5	**Furnas Centrais Elétricas**	
5.1	Furnas Centrais Elétricas – DRE	97
5.2	Furnas Centrais Elétricas – FC	100
Avaliação das Investidas por FCD		
6	**Norte Energia S.A.**	
6.1	Norte Energia S.A. – DRE	101
6.2	Norte Energia S.A. – FC	103

Anexos

Índice		Página
7	**Eletronuclear S.A.**	
7.1	Eletronuclear S.A. – DRE	104
7.2	Eletronuclear S.A. – FC	107
8	**Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia S.A.**	
8.1	Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia S.A. – DRE	108
8.2	Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia S.A. – FC	109
Avaliação das Investidas por Múltiplo de Mercado		
9	**Avaliação por múltiplos de mercado - Geração**	
9.1	Informações financeiras selecionadas	110
9.2	Análise por múltiplos de mercado	111
10	**Avaliação por múltiplos de mercado - Transmissão**	
10.1	Informações financeiras selecionadas	112
10.2	Análise por múltiplos de mercado	113
11	**Avaliação por múltiplos de mercado - Distribuição**	
11.1	Informações financeiras selecionadas	114
11.2	Análise por múltiplos de mercado	115
12	**Avaliação por múltiplos de mercado - Misto**	
12.1	Informações financeiras selecionadas	116
12.2	Análise por múltiplos de mercado	117

Anexos

Índice		Página
Informações financeiras das empresas comparáveis		
13.1	Geração	118
13.2	Transmissão	120
13.3	Distribuição	122
13.4	Misto	124
Controladas		
14.	Avaliação econômico-financeira da Chesf	
15.	Avaliação econômico-financeira de Furnas	
16.	Avaliação econômico-financeira da Eletronorte	
17.	Avaliação econômico-financeira da Eletrosul	

Anexo 1.1: Centrais Elétricas Brasileiras S.A – DRE (2020-2033)

Eletrobras Visão Controladora – Em BRL milhões	*Informação Financeira Histórica*				*Informação Financeira Projetada*										
DRE (Em BRL milhões)	**dez/20**	**dez/21**	**jun/22**	**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	**268**	**1.638**	**135**	**235**	**(202)**	**61**	**43**	**34**	**34**	**35**	**36**	**36**	**36**	**-**	**-**
Geração	191	1.492	17	211	156	8	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Receita Anual Permitida	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras receitas operacionais	78	146	118	25	(359)	53	43	34	34	35	36	36	36	-	-
Deduções	29	(272)	(42)	(19)	(14)	(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Receita líquida	**297**	**1.366**	**93**	**216**	**(217)**	**60**	**43**	**34**	**34**	**35**	**36**	**36**	**36**	**-**	**-**
Custos e Despesas	**(4.715)**	**(14.424)**	**(1.902)**	**(577)**	**(1.045)**	**(1.033)**	**(1.002)**	**(1.032)**	**(232)**	**(236)**	**(242)**	**(251)**	**(260)**	**-**	**-**
Pessoal e Encargos	(657)	(551)	(173)	(189)	(386)	(401)	(417)	(433)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	-	-
Materiais e Produtos (Demais)	-	-	(0)	(2)	(3)	(3)	(3)	(3)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	-	-
Serviços de Terceiros	-	-	(123)	(282)	(434)	(414)	(360)	(356)	(145)	(150)	(154)	(159)	(163)	-	-
Outros Dispêndios Correntes	(3.883)	(12.599)	(1.589)	(95)	(208)	(214)	(222)	(239)	(85)	(84)	(86)	(89)	(94)	-	-
Energia Comprada	(175)	(1.273)	(17)	(8)	(11)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Encargos de transmissão	-	-	-	(2)	(2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Combustível	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Royalties	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	**(4.418)**	**(13.058)**	**(1.809)**	**(361)**	**(1.261)**	**(973)**	**(959)**	**(998)**	**(198)**	**(201)**	**(206)**	**(214)**	**(223)**	**-**	**-**
Depreciação e Amortização	(13)	(12)	(6)	(10)	(10)	(22)	(36)	(49)	(61)	(61)	(61)	(60)	(60)	(60)	(60)
EBIT	**(4.431)**	**(13.070)**	**(1.815)**	**(371)**	**(1.271)**	**(996)**	**(995)**	**(1.047)**	**(259)**	**(262)**	**(267)**	**(275)**	**(284)**	**(60)**	**(60)**
Receita Financeira	8.569	4.911	1.381	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa Financeira	(8.727)	(6.046)	(1.167)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Receitas e despesas de equivalência	10.928	18.641	4.472	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras receitas e despesas operacionais	-	1.211	1.561	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	**6.339**	**5.646**	**4.433**	**(371)**	**(1.271)**	**(996)**	**(995)**	**(1.047)**	**(259)**	**(262)**	**(267)**	**(275)**	**(284)**	**(60)**	**(60)**
IR e CSLL - corrente	-	-	(336)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
IR e CSLL - diferido	-	-	-	93	318	249	249	262	65	66	67	69	71	15	15
Incentivo Fiscal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro líquido	**6.339**	**5.646**	**4.097**	**(278)**	**(953)**	**(747)**	**(746)**	**(785)**	**(195)**	**(197)**	**(200)**	**(206)**	**(213)**	**(45)**	**(45)**

Fonte: Administração/EY

Anexo 1.1: Centrais Elétricas Brasileiras S.A – DRE (2034-2040)

Eletrobras Visão Controladora – Em BRL milhões	*Informação Financeira Projetada*						
DRE (Em BRL milhões)	**dez/34**	**dez/35**	**dez/36**	**dez/37**	**dez/38**	**dez/39**	**dez/40**
Receita Bruta	-	-	-	-	-	-	-
Geração	-	-	-	-	-	-	-
Receita Anual Permitida	-	-	-	-	-	-	-
Outras receitas operacionais	-	-	-	-	-	-	-
Deduções	-	-	-	-	-	-	-
Receita líquida	-	-	-	-	-	-	-
Custos e Despesas	-	-	-	-	-	-	-
Pessoal e Encargos	-	-	-	-	-	-	-
Materiais e Produtos (Demais)	-	-	-	-	-	-	-
Serviços de Terceiros	-	-	-	-	-	-	-
Outros Dispêndios Correntes	-	-	-	-	-	-	-
Energia Comprada	-	-	-	-	-	-	-
Encargos de transmissão	-	-	-	-	-	-	-
Combustível	-	-	-	-	-	-	-
Royalties	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	-	-	-	-	-	-	-
Depreciação e Amortização	(60)	(60)	(59)	(59)	(59)	(59)	(59)
EBIT	(60)	(60)	(59)	(59)	(59)	(59)	(59)
Receita Financeira	-	-	-	-	-	-	-
Despesa Financeira	-	-	-	-	-	-	-
Receitas e despesas de equivalência	-	-	-	-	-	-	-
Outras receitas e despesas operacionais	-	-	-	-	-	-	-
EBT	(60)	(60)	(59)	(59)	(59)	(59)	(59)
IR e CSLL - corrente	-	-	-	-	-	-	-
IR e CSLL - diferido	15	15	15	15	15	15	15
Incentivo Fiscal	-	-	-	-	-	-	-
Lucro líquido	(45)	(45)	(45)	(44)	(44)	(44)	(44)

Fonte: Administração/EY

Anexo 1.2: Centrais Elétricas Brasileiras S.A – FC

Eletrobras Visão Controladora – Em BRL milhões	*Informação Financeira Projetada*										
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	**dez/22**	**dez/23**	**dez/24**	**dez/25**	**dez/26**	**dez/27**	**dez/28**	**dez/29**	**dez/30**	**dez/31**	**dez/32**
Fluxo de caixa operacional	**(1.015)**	**(327)**	**(1.334)**	**(938)**	**(981)**	**(301)**	**(202)**	**(207)**	**(214)**	**(222)**	**17**
(+) EBITDA	(361)	(1.261)	(973)	(959)	(998)	(198)	(201)	(206)	(214)	(223)	-
(-) IR e CSLL – FCLF	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(+/-) Variação do capital de giro	(654)	934	(361)	21	17	(103)	(0)	(0)	0	1	17
Capex	-	**(391)**	**(403)**	**(410)**	**(372)**	-	-	-	-	-	-
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	**(1.015)**	**(718)**	**(1.737)**	**(1.348)**	**(1.352)**	**(301)**	**(202)**	**(207)**	**(214)**	**(222)**	**17**

Eletrobras Visão Controladora – Em BRL milhões	*Informação Financeira Projetada*							
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	**dez/33**	**dez/34**	**dez/35**	**dez/36**	**dez/37**	**dez/38**	**dez/39**	**dez/40**
Fluxo de caixa operacional	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) EBITDA	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) IR e CSLL - FCLF	-	-	-	-	-	-	-	-
(+/-) Variação do capital de giro	-	-	-	-	-	-	-	-
Capex	-	-	-	-	-	-	-	-
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	-	-	-	-	-	-	-	-

Fonte: Administração/EY

Anexo 2.1: Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – DRE (2020-2033)

Chesf Visão Controladora – Em BRL milhões	*Informação Financeira Histórica*			*Informação Financeira Projetada*											
DRE (Em BRL milhões)	**dez/20**	**dez/21**	**jun/22**	**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	**7.369**	**9.525**	**4.979**	**5.515**	**9.386**	**9.548**	**9.914**	**10.882**	**12.510**	**12.929**	**10.906**	**11.251**	**11.629**	**12.013**	**12.403**
Geração	3.968	4.050	1.939	671	4.588	4.927	5.364	6.339	7.817	8.081	8.350	8.611	8.902	9.196	9.493
Receita Anual Permitida	3.401	5.476	3.040	4.844	4.798	4.621	4.549	4.543	4.693	4.848	2.556	2.640	2.727	2.817	2.910
Deduções	(1.268)	(1.382)	(748)	(717)	(1.304)	(1.280)	(1.296)	(1.405)	(1.589)	(1.642)	(1.400)	(1.444)	(1.493)	(1.542)	(1.595)
Receita líquida	**6.101**	**8.143**	**4.231**	**4.798**	**8.081**	**8.268**	**8.617**	**9.477**	**10.921**	**11.286**	**9.506**	**9.807**	**10.137**	**10.470**	**10.808**
Custos e Despesas	**(4.374)**	**(5.105)**	**(2.897)**	**(3.370)**	**(2.539)**	**(2.790)**	**(3.072)**	**(3.382)**	**(3.738)**	**(3.861)**	**(3.561)**	**(3.678)**	**(3.799)**	**(3.925)**	**(4.054)**
Pessoal e Encargos	(1.056)	(1.184)	(588)	(77)	(286)	(293)	(303)	(313)	(323)	(334)	(345)	(356)	(368)	(380)	(393)
Materiais e Produtos (Demais)	(32)	(35)	(18)	(3)	(11)	(11)	(12)	(12)	(12)	(13)	(13)	(14)	(14)	(15)	(15)
Serviços de Terceiros	(261)	(296)	(124)	(192)	(103)	(110)	(114)	(117)	(121)	(125)	(129)	(134)	(138)	(143)	(147)
Outros Dispêndios Correntes	(1.336)	(1.447)	(1.269)	22	68	71	73	75	78	81	83	86	89	92	95
Energia Comprada	(352)	(476)	(107)	-	-	0	0	0	0	(0)	0	(0)	(0)	(0)	0
Encargos de transmissão	(808)	(869)	(440)	(329)	(1.155)	(1.195)	(1.235)	(1.275)	(1.317)	(1.360)	(1.405)	(1.451)	(1.499)	(1.549)	(1.600)
Combustível	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Royalties	-	-	-	(6)	(1)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)
Opex - Transmissoras	-	-	-	(845)	(837)	(806)	(793)	(792)	(818)	(845)	(446)	(460)	(476)	(491)	(508)
Obrigações CDE	-	-	-	(1.941)	(214)	(443)	(687)	(946)	(1.222)	(1.262)	(1.303)	(1.346)	(1.391)	(1.437)	(1.484)
Custo de construção	(528)	(798)	(351)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	**1.728**	**3.038**	**1.334**	**1.428**	**5.542**	**5.478**	**5.545**	**6.095**	**7.183**	**7.425**	**5.945**	**6.129**	**6.337**	**6.546**	**6.754**
Depreciação e Amortização	(104)	(122)	(69)	(180)	(463)	(727)	(973)	(1.199)	(1.426)	(1.453)	(1.481)	(1.510)	(1.539)	(1.570)	(1.602)
EBIT	**1.623**	**2.916**	**1.265**	**1.247**	**5.079**	**4.751**	**4.572**	**4.895**	**5.757**	**5.973**	**4.465**	**4.619**	**4.798**	**4.976**	**5.152**
Receita Financeira	456	511	202	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa Financeira	(181)	(273)	(195)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Receitas e despesas de equivalência	(1)	161	93	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras receitas e despesas operacionais	477	2.943	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	**2.375**	**6.258**	**1.366**	**1.247**	**5.079**	**4.751**	**4.572**	**4.895**	**5.757**	**5.973**	**4.465**	**4.619**	**4.798**	**4.976**	**5.152**
IR e CSLL - corrente	-	(0)	(25)	(486)	(807)	(792)	(802)	(891)	(1.064)	(2.261)	(1.944)	(2.011)	(2.104)	(2.180)	(2.256)
IR e CSLL - diferido	(267)	(790)	(214)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incentivo Fiscal	-	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro líquido	**2.108**	**5.468**	**1.126**	**761**	**4.272**	**3.959**	**3.770**	**4.005**	**4.693**	**3.712**	**2.521**	**2.608**	**2.694**	**2.796**	**2.896**

Fonte: Administração/EY

Anexo 2.1: Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – DRE (2034-2048)

Chesf Visão Controladora – 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	**12.788**	**13.219**	**13.582**	**14.009**	**14.396**	**14.846**	**15.202**	**15.461**	**15.729**	**16.160**	**13.658**	**14.108**	**14.573**	**15.054**	**15.550**
Geração	9.783	10.114	10.452	10.776	11.113	11.480	11.859	12.250	12.655	13.222	13.658	14.108	14.573	15.054	15.550
Receita Anual Permitida	3.006	3.105	3.130	3.233	3.283	3.366	3.342	3.211	3.074	2.938	-	-	-	-	-
Deduções	(1.643)	(1.696)	(1.739)	(1.794)	(1.844)	(1.902)	(1.949)	(1.984)	(2.020)	(2.073)	(1.775)	(1.833)	(1.894)	(1.956)	(2.020)
Receita líquida	**11.145**	**11.523**	**11.843**	**12.215**	**12.552**	**12.944**	**13.253**	**13.477**	**13.709**	**14.087**	**11.884**	**12.275**	**12.680**	**13.098**	**13.530**
Custos e Despesas	**(4.188)**	**(4.326)**	**(4.455)**	**(4.601)**	**(4.743)**	**(4.895)**	**(5.033)**	**(5.157)**	**(5.284)**	**(5.417)**	**(5.067)**	**(5.234)**	**(5.406)**	**(5.584)**	**(3.355)**
Pessoal e Encargos	(406)	(419)	(433)	(447)	(462)	(477)	(493)	(509)	(526)	(543)	(561)	(580)	(599)	(619)	(639)
Materiais e Produtos (Demais)	(16)	(16)	(17)	(17)	(18)	(18)	(19)	(20)	(20)	(21)	(22)	(22)	(23)	(24)	(24)
Serviços de Terceiros	(152)	(157)	(162)	(168)	(173)	(179)	(185)	(191)	(197)	(204)	(211)	(217)	(225)	(232)	(240)
Outros Dispêndios Correntes	98	101	104	108	111	115	119	123	127	131	135	140	144	149	154
Energia Comprada	-	0	(0)	0	0	0	(0)	0	0	-	-	-	-	-	-
Encargos de transmissão	(1.653)	(1.707)	(1.763)	(1.821)	(1.881)	(1.943)	(2.007)	(2.074)	(2.142)	(2.213)	(2.286)	(2.361)	(2.439)	(2.519)	(2.602)
Combustível	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Royalties	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)
Opex - Transmissoras	(524)	(542)	(546)	(564)	(573)	(587)	(583)	(560)	(536)	(512)	-	-	-	-	-
Obrigações CDE	(1.533)	(1.583)	(1.636)	(1.689)	(1.745)	(1.803)	(1.862)	(1.923)	(1.987)	(2.052)	(2.120)	(2.190)	(2.262)	(2.337)	-
Custo de construção	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	**6.958**	**7.197**	**7.388**	**7.613**	**7.808**	**8.049**	**8.220**	**8.320**	**8.424**	**8.670**	**6.817**	**7.042**	**7.274**	**7.514**	**10.175**
Depreciação e Amortização	(1.635)	(1.669)	(1.704)	(1.740)	(1.778)	(1.817)	(1.857)	(1.898)	(1.941)	(1.985)	(2.030)	(2.077)	(2.126)	(2.109)	(2.091)
EBIT	**5.323**	**5.528**	**5.684**	**5.873**	**6.030**	**6.232**	**6.363**	**6.422**	**6.484**	**6.685**	**4.787**	**4.965**	**5.148**	**5.405**	**8.084**
Receita Financeira	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa Financeira	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Receitas e despesas de equivalência	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras receitas e despesas operacionais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	**5.323**	**5.528**	**5.684**	**5.873**	**6.030**	**6.232**	**6.363**	**6.422**	**6.484**	**6.685**	**4.787**	**4.965**	**5.148**	**5.405**	**8.084**
IR e CSLL - corrente	(2.331)	(2.418)	(2.489)	(2.571)	(2.644)	(2.732)	(2.797)	(2.838)	(2.880)	(2.971)	(2.348)	(2.432)	(2.519)	(2.632)	(2.749)
IR e CSLL - diferido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incentivo Fiscal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro líquido	**2.992**	**3.110**	**3.196**	**3.302**	**3.387**	**3.500**	**3.567**	**3.585**	**3.604**	**3.715**	**2.439**	**2.532**	**2.629**	**2.773**	**5.335**

Fonte: Administração/EY

Anexo 2.1: Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – DRE (2049-2052)

Chesf Visão Controladora – Em BRL milhões	*Informação Financeira Projetada*			
DRE (Em BRL milhões)	**dez/49**	**dez/50**	**dez/51**	**dez/52**
Receita Bruta	**16.000**	**16.266**	**16.802**	**16.353**
Geração	16.000	16.266	16.802	16.353
Receita Anual Permitida	-	-	-	-
Deduções	(2.080)	(2.118)	(2.188)	(1.984)
Receita líquida	**13.920**	**14.148**	**14.614**	**14.369**
Custos e Despesas	**(3.456)**	**(3.566)**	**(3.684)**	**(2.370)**
Pessoal e Encargos	(660)	(682)	(704)	(728)
Materiais e Produtos (Demais)	(25)	(26)	(27)	(28)
Serviços de Terceiros	(248)	(256)	(264)	(273)
Outros Dispêndios Correntes	154	155	160	19
Energia Comprada	-	-	-	-
Encargos de transmissão	(2.675)	(2.757)	(2.848)	(1.361)
Combustível	-	-	-	-
Royalties	(2)	(0)	(0)	(0)
Opex - Transmissoras	-	-	-	-
Obrigações CDE	-	-	-	-
Custo de construção	-	-	-	-
EBITDA	**10.464**	**10.582**	**10.931**	**11.999**
Depreciação e Amortização	(2.078)	(2.072)	(2.065)	(1.379)
EBIT	**8.387**	**8.509**	**8.866**	**10.620**
Receita Financeira	-	-	-	-
Despesa Financeira	-	-	-	-
Receitas e despesas de equivalência	-	-	-	-
Outras receitas e despesas operacionais	-	-	-	-
EBT	**8.387**	**8.509**	**8.866**	**10.620**
IR e CSLL - corrente	(2.851)	(2.893)	(3.014)	(3.611)
IR e CSLL - diferido	-	-	-	-
Incentivo Fiscal	-	-	-	-
Lucro líquido	**5.535**	**5.616**	**5.851**	**7.009**

Fonte: Administração/EY

Anexo 2.2: Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – FC

Chesf Visão Controladora – Em BRL milhões	*Informação Financeira Projetada*														
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	**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**	**dez/35**	**dez/36**
Fluxo de caixa operacional	**276**	**4.881**	**4.920**	**4.951**	**5.209**	**5.926**	**5.122**	**4.246**	**4.080**	**4.192**	**4.328**	**4.452**	**4.586**	**4.732**	**4.865**
(+) EBITDA	1.428	5.542	5.478	5.545	6.095	7.183	7.425	5.945	6.129	6.337	6.546	6.754	6.958	7.197	7.388
(-) IR e CSLL - FCLF	(340)	(565)	(555)	(561)	(779)	(1.064)	(2.261)	(1.944)	(2.011)	(2.104)	(2.180)	(2.256)	(2.331)	(2.418)	(2.489)
(+/-) Variação do capital de giro	(811)	(97)	(4)	(33)	(107)	(193)	(43)	245	(37)	(41)	(38)	(46)	(41)	(47)	(35)
Capex	**(971)**	**(1.682)**	**(1.541)**	**(1.613)**	**(1.511)**	**(677)**	**(699)**	**(722)**	**(746)**	**(771)**	**(796)**	**(822)**	**(850)**	**(878)**	**(906)**
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	**(695)**	**3.198**	**3.379**	**3.337**	**3.698**	**5.249**	**4.422**	**3.524**	**3.334**	**3.421**	**3.531**	**3.630**	**3.736**	**3.855**	**3.958**

Chesf Visão Controladora – 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**	**dez/50**	**dez/51**	**dez/52**
Fluxo de caixa operacional	**4.992**	**5.124**	**5.268**	**5.391**	**5.453**	**5.518**	**5.652**	**4.782**	**4.558**	**4.705**	**4.831**	**7.198**	**7.556**	**7.662**	**7.854**	**8.342**
(+) EBITDA	7.613	7.808	8.049	8.220	8.320	8.424	8.670	6.817	7.042	7.274	7.514	10.175	10.464	10.582	10.931	11.999
(-) IR e CSLL - FCLF	(2.571)	(2.644)	(2.732)	(2.797)	(2.838)	(2.880)	(2.971)	(2.348)	(2.432)	(2.519)	(2.632)	(2.749)	(2.851)	(2.893)	(3.014)	(3.611)
(+/-) Variação do capital de giro	(50)	(41)	(49)	(32)	(30)	(26)	(48)	313	(51)	(49)	(51)	(229)	(57)	(27)	(63)	(46)
Capex	**(936)**	**(967)**	**(999)**	**(1.032)**	**(1.066)**	**(1.101)**	**(1.137)**	**(1.175)**	**(1.214)**	**(1.254)**	**(1.295)**	**(1.338)**	**(1.382)**	**(1.427)**	**(1.474)**	**(1.523)**
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	**4.056**	**4.157**	**4.269**	**4.359**	**4.387**	**4.417**	**4.514**	**3.607**	**3.344**	**3.452**	**3.536**	**5.860**	**6.174**	**6.235**	**6.379**	**6.819**

Fonte: Administração/EY

Anexo 3.1: Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. – DRE (2020-2033)

Eletronorte Visão Controladora – Em BRL milhões	*Informação Financeira Histórica*			*Informação Financeira Projetada*											
DRE (Em BRL milhões)	**dez/20**	**dez/21**	**jun/22**	**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	**6.147**	**10.949**	**6.646**	**5.181**	**10.192**	**10.208**	**10.130**	**10.454**	**10.804**	**10.572**	**10.356**	**10.607**	**8.468**	**8.747**	**9.035**
Geração	3.931	7.877	5.041	3.805	8.813	8.830	8.747	9.069	9.373	9.094	9.417	9.637	7.466	7.712	7.966
Receita Anual Permitida	2.216	3.072	1.604	1.376	1.380	1.378	1.383	1.385	1.431	1.478	939	970	1.002	1.035	1.069
Deduções	(1.170)	(2.097)	(1.430)	(757)	(1.474)	(1.478)	(1.459)	(1.494)	(1.547)	(1.513)	(1.490)	(1.532)	(1.300)	(1.345)	(1.393)
Receita líquida	**4.977**	**8.853**	**5.215**	**4.424**	**8.718**	**8.730**	**8.670**	**8.960**	**9.256**	**9.060**	**8.866**	**9.075**	**7.168**	**7.402**	**7.642**
Custos e Despesas	**(2.577)**	**(6)**	**(3.345)**	**(2.411)**	**(2.451)**	**(2.716)**	**(2.993)**	**(3.153)**	**(3.531)**	**(3.644)**	**(3.646)**	**(3.900)**	**(3.275)**	**(3.383)**	**(3.494)**
Pessoal e Encargos	(1.019)	(1.257)	(622)	(120)	(500)	(517)	(534)	(552)	(574)	(544)	(562)	(695)	(428)	(442)	(457)
Materiais e Produtos (Demais)	(35)	(69)	(29)	(26)	(17)	(18)	(18)	(19)	(20)	(18)	(19)	(24)	(15)	(15)	(16)
Serviços de Terceiros	(261)	(250)	(137)	(54)	(227)	(235)	(242)	(250)	(260)	(247)	(255)	(315)	(194)	(201)	(207)
Outros Dispêndios Correntes	(215)	846	(2.432)	(41)	(242)	(248)	(252)	(124)	(199)	(280)	(274)	(260)	(2)	(3)	(3)
Energia Comprada	(313)	2.787	(99)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Encargos de transmissão	(650)	(748)	-	(247)	(1.039)	(1.074)	(1.109)	(1.146)	(1.170)	(1.203)	(1.243)	(1.270)	(1.256)	(1.297)	(1.340)
Combustível	(2)	(1.315)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Royalties	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Opex - Transmissoras	-	-	-	(240)	(241)	(240)	(241)	(242)	(250)	(258)	(164)	(169)	(175)	(181)	(186)
Obrigações CDE	-	-	-	(1.682)	(186)	(384)	(595)	(820)	(1.059)	(1.094)	(1.130)	(1.167)	(1.205)	(1.245)	(1.286)
Custo de construção	(83)	-	(26)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	**2.400**	**8.847**	**1.871**	**2.013**	**6.267**	**6.015**	**5.677**	**5.808**	**5.725**	**5.416**	**5.220**	**5.175**	**3.893**	**4.019**	**4.148**
Depreciação e Amortização	(423)	(651)	(610)	(624)	(1.114)	(1.156)	(1.190)	(1.223)	(1.268)	(1.277)	(1.287)	(1.297)	(1.307)	(1.318)	(1.329)
EBIT	**1.977**	**8.196**	**1.260**	**1.389**	**5.153**	**4.859**	**4.488**	**4.584**	**4.457**	**4.139**	**3.933**	**3.878**	**2.586**	**2.702**	**2.819**
Receita Financeira	568	1.553	500	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa Financeira	(613)	(917)	(1.176)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Receitas e despesas de equivalência	133	436	(15)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras receitas e despesas operacionais	971	313	1.619	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	**3.037**	**9.582**	**2.189**	**1.389**	**5.153**	**4.859**	**4.488**	**4.584**	**4.457**	**4.139**	**3.933**	**3.878**	**2.586**	**2.702**	**2.819**
IR e CSLL - corrente	(494)	(153)	(879)	(505)	(872)	(870)	(857)	(911)	(932)	(889)	(1.535)	(1.715)	(1.289)	(1.342)	(1.396)
IR e CSLL - diferido	(483)	(2.067)	137	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incentivo Fiscal	358	-	94	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro líquido	**2.418**	**7.362**	**1.542**	**884**	**4.281**	**3.989**	**3.631**	**3.673**	**3.525**	**3.249**	**2.398**	**2.163**	**1.297**	**1.360**	**1.423**

Fonte: Administração/EY

Anexo 3.1: Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. – DRE (2034-2048)

Eletronorte Visão Controladora – 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	**9.333**	**9.641**	**9.765**	**10.087**	**10.419**	**10.753**	**10.629**	**10.973**	**11.317**	**11.678**	**11.130**	**11.497**	**11.876**	**12.267**	**12.671**
Geração	8.229	8.500	8.586	8.870	9.162	9.464	9.776	10.098	10.431	10.775	11.130	11.497	11.876	12.267	12.671
Receita Anual Permitida	1.104	1.141	1.178	1.217	1.257	1.289	853	875	887	903	-	-	-	-	-
Deduções	(1.438)	(1.484)	(1.500)	(1.551)	(1.602)	(1.653)	(1.645)	(1.699)	(1.752)	(1.809)	(1.746)	(1.804)	(1.863)	(1.925)	(1.988)
Receita líquida	**7.896**	**8.157**	**8.265**	**8.536**	**8.817**	**9.099**	**8.984**	**9.274**	**9.565**	**9.869**	**9.384**	**9.693**	**10.012**	**10.343**	**10.683**
Custos e Despesas	**(3.610)**	**(3.708)**	**(3.755)**	**(3.879)**	**(4.007)**	**(4.137)**	**(4.190)**	**(4.327)**	**(4.466)**	**(4.611)**	**(4.601)**	**(4.752)**	**(4.909)**	**(5.071)**	**(3.146)**
Pessoal e Encargos	(472)	(493)	(480)	(496)	(513)	(530)	(547)	(565)	(584)	(603)	(623)	(643)	(665)	(686)	(709)
Materiais e Produtos (Demais)	(16)	(17)	(16)	(17)	(17)	(18)	(19)	(19)	(20)	(20)	(21)	(22)	(23)	(23)	(24)
Serviços de Terceiros	(214)	(224)	(218)	(225)	(232)	(240)	(248)	(256)	(265)	(273)	(282)	(292)	(301)	(311)	(322)
Outros Dispêndios Correntes	(3)	(8)	(2)	(2)	(2)	(2)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)
Energia Comprada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Encargos de transmissão	(1.384)	(1.395)	(1.415)	(1.461)	(1.510)	(1.559)	(1.611)	(1.664)	(1.719)	(1.775)	(1.834)	(1.894)	(1.957)	(2.021)	(2.088)
Combustível	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Royalties	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Opex - Transmissoras	(193)	(199)	(206)	(212)	(219)	(225)	(149)	(153)	(155)	(158)	-	-	-	-	-
Obrigações CDE	(1.329)	(1.372)	(1.418)	(1.464)	(1.513)	(1.563)	(1.614)	(1.667)	(1.722)	(1.779)	(1.838)	(1.898)	(1.961)	(2.025)	-
Custo de construção	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	**4.286**	**4.449**	**4.510**	**4.657**	**4.811**	**4.963**	**4.794**	**4.947**	**5.099**	**5.258**	**4.783**	**4.941**	**5.103**	**5.272**	**7.538**
Depreciação e Amortização	(1.340)	(1.351)	(1.363)	(1.376)	(1.389)	(1.402)	(1.415)	(1.429)	(1.444)	(1.459)	(1.475)	(1.491)	(1.507)	(1.524)	(1.542)
EBIT	**2.946**	**3.098**	**3.147**	**3.281**	**3.422**	**3.561**	**3.378**	**3.518**	**3.654**	**3.799**	**3.308**	**3.450**	**3.596**	**3.747**	**5.996**
Receita Financeira	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa Financeira	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Receitas e despesas de equivalência	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras receitas e despesas operacionais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	**2.946**	**3.098**	**3.147**	**3.281**	**3.422**	**3.561**	**3.378**	**3.518**	**3.654**	**3.799**	**3.308**	**3.450**	**3.596**	**3.747**	**5.996**
IR e CSLL - corrente	(1.453)	(1.520)	(1.552)	(1.614)	(1.678)	(1.742)	(1.697)	(1.763)	(1.828)	(1.896)	(1.750)	(1.818)	(1.889)	(1.963)	(2.038)
IR e CSLL - diferido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incentivo Fiscal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro líquido	**1.493**	**1.578**	**1.595**	**1.668**	**1.744**	**1.819**	**1.681**	**1.755**	**1.826**	**1.902**	**1.559**	**1.632**	**1.707**	**1.785**	**3.957**

Fonte: Administração/EY

Anexo 3.1: Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. – DRE (2049-2052)

Eletronorte Visão Controladora – Em BRL milhões	*Informação Financeira Projetada*			
DRE (Em BRL milhões)	**dez/49**	**dez/50**	**dez/51**	**dez/52**
Receita Bruta	**13.089**	**13.520**	**13.966**	**14.426**
Geração	13.089	13.520	13.966	14.426
Receita Anual Permitida	-	-	-	-
Deduções	(2.053)	(2.121)	(2.191)	(2.263)
Receita líquida	**11.036**	**11.399**	**11.775**	**12.163**
Custos e Despesas	**(3.250)**	**(3.357)**	**(3.467)**	**(3.002)**
Pessoal e Encargos	(732)	(757)	(782)	(1.090)
Materiais e Produtos (Demais)	(25)	(26)	(27)	(37)
Serviços de Terceiros	(332)	(343)	(354)	(494)
Outros Dispêndios Correntes	(3)	(4)	(4)	(192)
Energia Comprada	-	-	-	-
Encargos de transmissão	(2.157)	(2.228)	(2.301)	(1.189)
Combustível	-	-	-	-
Royalties	-	-	-	-
Opex - Transmissoras	-	-	-	-
Obrigações CDE	-	-	-	-
Custo de construção	-	-	-	-
EBITDA	**7.786**	**8.043**	**8.308**	**9.161**
Depreciação e Amortização	(1.560)	(1.579)	(1.599)	(1.115)
EBIT	**6.226**	**6.464**	**6.709**	**8.046**
Receita Financeira	-	-	-	-
Despesa Financeira	-	-	-	-
Receitas e despesas de equivalência	-	-	-	-
Outras receitas e despesas operacionais	-	-	-	-
EBT	**6.226**	**6.464**	**6.709**	**8.046**
IR e CSLL - corrente	(2.117)	(2.198)	(2.281)	(2.736)
IR e CSLL - diferido	-	-	-	-
Incentivo Fiscal	-	-	-	-
Lucro líquido	**4.109**	**4.266**	**4.428**	**5.311**

Fonte: Administração/EY

Anexo 3.2: Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. – FC

Eletronorte Visão Controladora – Em BRL milhões	*Informação Financeira Projetada*														
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	**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**	**dez/35**	**dez/36**
Fluxo de caixa operacional	**1.939**	**5.031**	**5.194**	**4.877**	**4.886**	**4.823**	**4.575**	**3.711**	**3.479**	**2.750**	**2.667**	**2.740**	**2.820**	**2.913**	**2.954**
(+) EBITDA	2.013	6.267	6.015	5.677	5.808	5.725	5.416	5.220	5.175	3.893	4.019	4.148	4.286	4.449	4.510
(-) IR e CSLL - FCLF	(354)	(815)	(870)	(857)	(911)	(932)	(889)	(1.535)	(1.715)	(1.289)	(1.342)	(1.396)	(1.453)	(1.520)	(1.552)
(+/-) Variação do capital de giro	279	(421)	49	57	(10)	30	48	26	19	146	(10)	(12)	(13)	(17)	(5)
Capex	**(361)**	**(1.316)**	**(1.062)**	**(1.022)**	**(1.371)**	**(296)**	**(305)**	**(315)**	**(326)**	**(337)**	**(348)**	**(359)**	**(371)**	**(383)**	**(396)**
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	**1.578**	**3.715**	**4.132**	**3.855**	**3.515**	**4.527**	**4.270**	**3.395**	**3.153**	**2.413**	**2.320**	**2.381**	**2.449**	**2.529**	**2.558**

Eletronorte Visão Controladora – 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**	**dez/50**	**dez/51**	**dez/52**
Fluxo de caixa operacional	**3.029**	**3.119**	**3.207**	**3.123**	**3.170**	**3.258**	**3.348**	**3.099**	**3.108**	**3.200**	**3.295**	**5.103**	**5.639**	**5.816**	**5.997**	**6.292**
(+) EBITDA	4.657	4.811	4.963	4.794	4.947	5.099	5.258	4.783	4.941	5.103	5.272	7.538	7.786	8.043	8.308	9.161
(-) IR e CSLL - FCLF	(1.614)	(1.678)	(1.742)	(1.697)	(1.763)	(1.828)	(1.896)	(1.750)	(1.818)	(1.889)	(1.963)	(2.038)	(2.117)	(2.198)	(2.281)	(2.736)
(+/-) Variação do capital de giro	(14)	(14)	(14)	27	(15)	(13)	(14)	65	(14)	(14)	(14)	(396)	(30)	(29)	(30)	(134)
Capex	**(409)**	**(422)**	**(436)**	**(451)**	**(466)**	**(481)**	**(497)**	**(513)**	**(530)**	**(547)**	**(566)**	**(584)**	**(603)**	**(623)**	**(644)**	**(665)**
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	**2.621**	**2.697**	**2.771**	**2.673**	**2.704**	**2.777**	**2.851**	**2.586**	**2.578**	**2.653**	**2.729**	**4.519**	**5.036**	**5.193**	**5.353**	**5.627**

Fonte: Administração/EY

Anexo 4.1: Companhia de Geração e Transmissão de Energia Elétrica Do Sul Do Brasil – DRE (2020-2033)

Eletrosul Visão Controladora – Em BRL milhões	*Informação Financeira Histórica*			*Informação Financeira Projetada*											
DRE (Em BRL milhões)	**dez/20**	**dez/21**	**jun/22**	**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	**2.988**	**3.660**	**2.154**	**2.238**	**2.800**	**2.807**	**2.256**	**2.273**	**2.348**	**2.426**	**2.041**	**2.108**	**2.178**	**2.226**	**2.276**
Geração	1.426	1.729	998	539	1.117	1.159	604	624	645	666	688	711	734	735	736
Receita Anual Permitida	1.563	1.931	1.156	1.699	1.683	1.648	1.651	1.649	1.703	1.760	1.353	1.398	1.444	1.491	1.540
Deduções	(342)	(354)	(205)	(256)	(335)	(337)	(272)	(275)	(284)	(293)	(254)	(262)	(271)	(277)	(284)
Receita líquida	**2.646**	**3.307**	**1.949**	**1.982**	**2.465**	**2.470**	**1.984**	**1.999**	**2.065**	**2.133**	**1.787**	**1.846**	**1.907**	**1.949**	**1.992**
Custos e Despesas	**(2.771)**	**(2.569)**	**(1.064)**	**(384)**	**(853)**	**(950)**	**(428)**	**(431)**	**(445)**	**(460)**	**(400)**	**(415)**	**(429)**	**(443)**	**(457)**
Pessoal e Encargos	(487)	(491)	(265)	(57)	(168)	(274)	(68)	(67)	(70)	(72)	(74)	(77)	(79)	(82)	(85)
Materiais e Produtos (Demais)	(78)	(94)	(40)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Serviços de Terceiros	(139)	(174)	(115)	(27)	(82)	(134)	(30)	(34)	(33)	(34)	(35)	(37)	(38)	(39)	(40)
Outros Dispêndios Correntes	(1.812)	(1.366)	(239)	(25)	(239)	(183)	(5)	(5)	(6)	(7)	(12)	(15)	(15)	(16)	(16)
Energia Comprada	-	-	(193)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Encargos de transmissão	(50)	(55)	(29)	(17)	(70)	(72)	(37)	(38)	(39)	(40)	(42)	(43)	(45)	(46)	(48)
Combustível	(60)	(186)	(66)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Royalties	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Opex - Transmissoras	-	-	-	(258)	(294)	(287)	(288)	(288)	(297)	(307)	(236)	(244)	(252)	(260)	(269)
Obrigações CDE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo de construção	(144)	(202)	(116)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	**(125)**	**738**	**886**	**1.598**	**1.612**	**1.520**	**1.556**	**1.567**	**1.619**	**1.672**	**1.388**	**1.431**	**1.479**	**1.506**	**1.535**
Depreciação e Amortização	(236)	(233)	(116)	(94)	(99)	(118)	(141)	(158)	(164)	(165)	(166)	(167)	(168)	(169)	(171)
EBIT	**(361)**	**505**	**770**	**1.504**	**1.514**	**1.402**	**1.415**	**1.409**	**1.455**	**1.508**	**1.222**	**1.264**	**1.310**	**1.337**	**1.365**
Receita Financeira	59	53	111	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa Financeira	(381)	(352)	(143)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Receitas e despesas de equivalência	(64)	(8)	(17)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras receitas e despesas operacionais	676	239	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	**(71)**	**437**	**721**	**1.504**	**1.514**	**1.402**	**1.415**	**1.409**	**1.455**	**1.508**	**1.222**	**1.264**	**1.310**	**1.337**	**1.365**
IR e CSLL - corrente	(88)	(45)	(65)	(511)	(515)	(477)	(481)	(479)	(495)	(513)	(415)	(430)	(445)	(455)	(464)
IR e CSLL - diferido	2.037	(100)	(161)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incentivo Fiscal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro líquido	**1.877**	**291**	**495**	**993**	**999**	**925**	**934**	**930**	**960**	**995**	**806**	**834**	**865**	**882**	**901**

Fonte: Administração/EY

Anexo 4.1: Companhia de Geração e Transmissão de Energia Elétrica Do Sul Do Brasil – DRE (2034-2048)

Eletrosul Visão Controladora – 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	**2.351**	**2.304**	**2.054**	**2.037**	**2.104**	**2.140**	**1.947**	**1.790**	**1.825**	**1.718**	**609**	**565**	**473**	**363**	**74**
Geração	760	785	804	830	857	865	641	496	513	530	547	565	473	363	74
Receita Anual Permitida	1.591	1.519	1.251	1.207	1.247	1.275	1.306	1.294	1.312	1.188	62	-	-	-	-
Deduções	(293)	(290)	(265)	(265)	(273)	(279)	(243)	(213)	(218)	(207)	(91)	(87)	(78)	(59)	(8)
Receita líquida	**2.058**	**2.014**	**1.789**	**1.772**	**1.831**	**1.861**	**1.704**	**1.577**	**1.608**	**1.511**	**518**	**478**	**395**	**304**	**66**
Custos e Despesas	**(472)**	**(466)**	**(426)**	**(425)**	**(438)**	**(455)**	**(422)**	**(420)**	**(430)**	**(415)**	**(225)**	**(241)**	**(184)**	**(147)**	**(28)**
Pessoal e Encargos	(87)	(90)	(93)	(96)	(101)	(109)	(88)	(91)	(94)	(97)	(100)	(117)	(89)	(80)	(14)
Materiais e Produtos (Demais)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Serviços de Terceiros	(42)	(43)	(44)	(46)	(48)	(52)	(42)	(43)	(45)	(46)	(48)	(56)	(43)	(38)	(7)
Outros Dispêndios Correntes	(17)	(17)	(18)	(18)	(17)	(18)	(13)	(7)	(8)	(8)	(8)	(10)	(7)	(8)	(1)
Energia Comprada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Encargos de transmissão	(49)	(51)	(52)	(54)	(55)	(55)	(51)	(53)	(55)	(57)	(59)	(57)	(44)	(20)	(6)
Combustível	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Royalties	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Opex - Transmissoras	(278)	(265)	(218)	(210)	(217)	(222)	(228)	(226)	(229)	(207)	(11)	-	-	-	-
Obrigações CDE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo de construção	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	**1.586**	**1.548**	**1.363**	**1.347**	**1.392**	**1.406**	**1.282**	**1.157**	**1.178**	**1.096**	**293**	**238**	**211**	**157**	**38**
Depreciação e Amortização	(172)	(173)	(174)	(176)	(177)	(179)	(180)	(182)	(183)	(185)	(187)	(189)	(190)	(183)	(107)
EBIT	**1.414**	**1.375**	**1.189**	**1.171**	**1.215**	**1.227**	**1.102**	**975**	**995**	**911**	**107**	**49**	**21**	**(26)**	**(68)**
Receita Financeira	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa Financeira	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Receitas e despesas de equivalência	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras receitas e despesas operacionais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	**1.414**	**1.375**	**1.189**	**1.171**	**1.215**	**1.227**	**1.102**	**975**	**995**	**911**	**107**	**49**	**21**	**(26)**	**(68)**
IR e CSLL - corrente	(481)	(467)	(404)	(398)	(413)	(417)	(375)	(332)	(338)	(310)	(36)	(17)	(7)	-	-
IR e CSLL - diferido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6	17
Incentivo Fiscal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro líquido	**933**	**907**	**785**	**773**	**802**	**810**	**727**	**644**	**656**	**601**	**70**	**32**	**14**	**(19)**	**(51)**

Fonte: Administração/EY

Anexo 4.1: Companhia de Geração e Transmissão de Energia Elétrica Do Sul Do Brasil - DRE (2049-2052)

Eletrosul Visão Controladora – Em BRL milhões	*Informação Financeira Projetada*			
DRE (Em BRL milhões)	**dez/49**	**dez/50**	**dez/51**	**dez/52**
Receita Bruta	**76**	**-**	**-**	**-**
Geração	76	-	-	-
Receita Anual Permitida	-	-	-	-
Deduções	(8)	-	-	-
Receita líquida	**68**	**-**	**-**	**-**
Custos e Despesas	**(33)**	**-**	**-**	**-**
Pessoal e Encargos	(19)	-	-	-
Materiais e Produtos (Demais)	-	-	-	-
Serviços de Terceiros	(9)	-	-	-
Outros Dispêndios Correntes	(2)	-	-	-
Energia Comprada	-	-	-	-
Encargos de transmissão	(3)	-	-	-
Combustível	-	-	-	-
Royalties	-	-	-	-
Opex - Transmissoras	-	-	-	-
Obrigações CDE	-	-	-	-
Custo de construção	-	-	-	-
EBITDA	**35**	**-**	**-**	**-**
Depreciação e Amortização	(104)	(87)	(66)	(44)
EBIT	**(69)**	**(87)**	**(66)**	**(44)**
Receita Financeira	-	-	-	-
Despesa Financeira	-	-	-	-
Receitas e despesas de equivalência	-	-	-	-
Outras receitas e despesas operacionais	-	-	-	-
EBT	**(69)**	**(87)**	**(66)**	**(44)**
IR e CSLL - corrente	-	-	-	-
IR e CSLL - diferido	17	22	16	11
Incentivo Fiscal	-	-	-	-
Lucro líquido	**(52)**	**(65)**	**(49)**	**(33)**

Fonte: Administração/EY

Anexo 4.2: Companhia de Geração e Transmissão de Energia Elétrica Do Sul Do Brasil – FC

Eletrosul Visão Controladora – Em BRL milhões	*Informação Financeira Projetada*														
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	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	dez/35	dez/36
Fluxo de caixa operacional	998	1.428	1.199	1.200	1.231	1.268	1.309	1.127	1.126	1.162	1.123	1.068	1.100	1.085	979
(+) EBITDA	1.598	1.612	1.520	1.556	1.567	1.619	1.672	1.388	1.431	1.479	1.506	1.535	1.586	1.548	1.363
(-) IR e CSLL - FCLF	(358)	(360)	(334)	(337)	(335)	(346)	(359)	(291)	(301)	(312)	(381)	(464)	(481)	(467)	(404)
(+/-) Variação do capital de giro	(242)	176	13	(19)	(1)	(5)	(5)	30	(4)	(5)	(2)	(3)	(5)	4	20
Capex	(124)	(491)	(615)	(446)	(143)	(27)	(28)	(29)	(29)	(30)	(31)	(32)	(34)	(35)	(36)
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	873	938	584	754	1.089	1.241	1.281	1.098	1.097	1.132	1.092	1.036	1.066	1.050	943

Eletrosul Visão Controladora – 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	dez/50	dez/51	dez/52
Fluxo de caixa operacional	950	975	988	919	838	838	795	342	228	206	161	46	35	3	-	-
(+) EBITDA	1.347	1.392	1.406	1.282	1.157	1.178	1.096	293	238	211	157	38	35	-	-	-
(-) IR e CSLL - FCLF	(398)	(413)	(417)	(375)	(332)	(338)	(310)	(36)	(17)	(7)	-	-	-	-	-	-
(+/-) Variação do capital de giro	2	(5)	(1)	12	12	(2)	9	85	7	2	4	8	1	3	-	-
Capex	(37)	(38)	(39)	(41)	(42)	(43)	(45)	(46)	(48)	(49)	(51)	(53)	(55)	(56)	(58)	(60)
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	914	937	949	878	796	794	750	295	180	156	110	(7)	(19)	(53)	(58)	(60)

Fonte: Administração/EY

Anexo 5.1: Furnas Centrais Elétricas – DRE (2020-2033)

Furnas Visão Controladora – Em BRL milhões	*Informação Financeira Histórica*			*Informação Financeira Projetada*											
DRE (Em BRL milhões)	**dez/20**	**dez/21**	**jun/22**	**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	**10.415**	**13.188**	**6.547**	**6.130**	**13.865**	**14.344**	**14.619**	**15.028**	**14.282**	**14.725**	**11.381**	**11.750**	**12.129**	**12.166**	**12.511**
Geração	5.506	6.095	3.069	3.157	7.928	8.457	8.750	9.094	8.152	8.393	8.670	8.949	9.236	9.510	9.767
Transmissão	4.910	7.093	3.477	2.972	5.936	5.887	5.869	5.934	6.130	6.332	2.711	2.801	2.893	2.656	2.744
Deduções	(1.788)	(1.810)	(872)	(871)	(1.974)	(1.975)	(1.968)	(1.972)	(1.985)	(1.830)	(1.386)	(1.430)	(1.475)	(1.477)	(1.522)
Receita líquida	**8.628**	**11.378**	**5.675**	**5.259**	**11.891**	**12.369**	**12.651**	**13.057**	**12.298**	**12.895**	**9.995**	**10.320**	**10.654**	**10.688**	**10.988**
Custos e Despesas	**(4.734)**	**(5.361)**	**(3.441)**	**(2.921)**	**(4.155)**	**(4.445)**	**(4.703)**	**(5.135)**	**(4.982)**	**(4.360)**	**(3.476)**	**(3.591)**	**(3.709)**	**(3.773)**	**(3.898)**
Pessoal e Encargos	(1.056)	(1.211)	(501)	(121)	(434)	(440)	(462)	(529)	(440)	(455)	(470)	(485)	(501)	(518)	(535)
Materiais e Produtos (Demais)	(21)	(36)	(17)	(3)	(9)	(10)	(10)	(11)	(9)	(10)	(10)	(10)	(11)	(11)	(11)
Serviços de Terceiros	(552)	(526)	(268)	(57)	(217)	(225)	(232)	(262)	(218)	(225)	(232)	(240)	(248)	(256)	(264)
Outros Dispêndios Correntes	(641)	(902)	(1.566)	(516)	(1.332)	(1.410)	(1.424)	(1.514)	(1.261)	(516)	(173)	(179)	(185)	(191)	(197)
Energia Comprada	(1.041)	(646)	(629)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Encargos de transmissão	(712)	(764)	-	(230)	(964)	(997)	(1.030)	(1.064)	(1.056)	(1.091)	(1.127)	(1.164)	(1.202)	(1.242)	(1.283)
Combustível	(419)	(937)	(394)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Royalties	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Opex - Transmissoras	-	-	-	(518)	(1.035)	(1.027)	(1.024)	(1.035)	(1.069)	(1.104)	(473)	(488)	(505)	(463)	(478)
Obrigações CDE	-	-	-	(1.476)	(163)	(337)	(522)	(720)	(929)	(960)	(991)	(1.024)	(1.058)	(1.093)	(1.129)
Custo de construção	(292)	(340)	(65)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	**3.894**	**6.017**	**2.234**	**2.338**	**7.736**	**7.924**	**7.947**	**7.922**	**7.316**	**8.536**	**6.519**	**6.729**	**6.945**	**6.915**	**7.091**
Depreciação e Amortização	(280)	(295)	(179)	(359)	(655)	(764)	(881)	(963)	(1.039)	(1.043)	(1.048)	(1.053)	(1.058)	(1.063)	(1.069)
EBIT	**3.614**	**5.723**	**2.054**	**1.978**	**7.081**	**7.160**	**7.067**	**6.959**	**6.277**	**7.492**	**5.471**	**5.676**	**5.887**	**5.851**	**6.022**
Receita Financeira	294	336	303	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa Financeira	(689)	(763)	(647)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Receitas e despesas de equivalência	(323)	(368)	244	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras receitas e despesas operacionais	1.008	994	(1.339)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	**3.904**	**5.923**	**616**	**1.978**	**7.081**	**7.160**	**7.067**	**6.959**	**6.277**	**7.492**	**5.471**	**5.676**	**5.887**	**5.851**	**6.022**
IR e CSLL - corrente	(1.287)	(1.102)	(132)	(1.175)	(2.463)	(2.549)	(2.580)	(2.611)	(2.450)	(2.874)	(2.197)	(2.278)	(2.361)	(2.361)	(2.431)
IR e CSLL - diferido	(48)	(788)	24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incentivo Fiscal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro líquido	**2.568**	**4.033**	**509**	**804**	**4.618**	**4.611**	**4.487**	**4.348**	**3.827**	**4.619**	**3.274**	**3.398**	**3.525**	**3.490**	**3.591**

Fonte: Administração/EY

Anexo 5.1: Furnas Centrais Elétricas – DRE (2034-2048)

Furnas Visão Controladora – 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	**12.928**	**13.319**	**13.740**	**14.108**	**14.325**	**14.998**	**16.091**	**14.827**	**15.150**	**15.610**	**11.758**	**12.145**	**12.546**	**11.106**	**11.472**
Geração	10.094	10.391	10.765	11.073	11.190	11.759	12.768	11.414	11.634	12.018	11.758	12.145	12.546	11.106	11.472
Transmissão	2.834	2.927	2.975	3.035	3.135	3.238	3.323	3.413	3.516	3.592	-	-	-	-	-
Deduções	(1.571)	(1.619)	(1.667)	(1.717)	(1.739)	(1.818)	(1.941)	(1.794)	(1.831)	(1.887)	(1.382)	(1.428)	(1.514)	(1.307)	(1.350)
Receita líquida	**11.357**	**11.700**	**12.073**	**12.391**	**12.586**	**13.180**	**14.149**	**13.033**	**13.319**	**13.723**	**10.375**	**10.717**	**11.031**	**9.799**	**10.122**
Custos e Despesas	**(4.026)**	**(4.132)**	**(4.256)**	**(4.408)**	**(4.438)**	**(4.604)**	**(4.790)**	**(4.828)**	**(4.985)**	**(5.254)**	**(4.466)**	**(4.613)**	**(4.657)**	**(4.469)**	**(2.780)**
Pessoal e Encargos	(552)	(571)	(589)	(623)	(601)	(620)	(641)	(662)	(684)	(766)	(638)	(659)	(698)	(601)	(621)
Materiais e Produtos (Demais)	(12)	(12)	(13)	(13)	(13)	(13)	(14)	(14)	(15)	(16)	(14)	(14)	(15)	(13)	(13)
Serviços de Terceiros	(273)	(282)	(291)	(308)	(297)	(307)	(317)	(327)	(338)	(378)	(315)	(326)	(345)	(297)	(307)
Outros Dispêndios Correntes	(204)	(183)	(187)	(200)	(190)	(217)	(262)	(154)	(159)	(191)	(123)	(127)	(154)	(116)	(120)
Energia Comprada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Encargos de transmissão	(1.325)	(1.368)	(1.414)	(1.449)	(1.463)	(1.511)	(1.561)	(1.612)	(1.665)	(1.715)	(1.764)	(1.822)	(1.724)	(1.665)	(1.720)
Combustível	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Royalties	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Opex - Transmissoras	(494)	(511)	(519)	(529)	(547)	(565)	(579)	(595)	(613)	(626)	-	-	-	-	-
Obrigações CDE	(1.166)	(1.204)	(1.244)	(1.285)	(1.327)	(1.371)	(1.416)	(1.463)	(1.511)	(1.561)	(1.613)	(1.666)	(1.721)	(1.777)	-
Custo de construção	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	**7.331**	**7.568**	**7.817**	**7.984**	**8.148**	**8.576**	**9.359**	**8.205**	**8.334**	**8.469**	**5.909**	**6.104**	**6.374**	**5.331**	**7.342**
Depreciação e Amortização	(1.074)	(1.080)	(1.086)	(1.092)	(1.100)	(1.106)	(1.111)	(1.122)	(1.130)	(1.137)	(1.147)	(1.155)	(1.163)	(1.178)	(1.186)
EBIT	**6.257**	**6.488**	**6.731**	**6.891**	**7.049**	**7.470**	**8.248**	**7.083**	**7.204**	**7.332**	**4.762**	**4.949**	**5.211**	**4.153**	**6.156**
Receita Financeira	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa Financeira	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Receitas e despesas de equivalência	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras receitas e despesas operacionais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	**6.257**	**6.488**	**6.731**	**6.891**	**7.049**	**7.470**	**8.248**	**7.083**	**7.204**	**7.332**	**4.762**	**4.949**	**5.211**	**4.153**	**6.156**
IR e CSLL - corrente	(2.524)	(2.615)	(2.711)	(2.780)	(2.848)	(3.006)	(3.286)	(2.905)	(2.963)	(3.024)	(2.167)	(2.249)	(2.357)	(2.016)	(2.093)
IR e CSLL - diferido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incentivo Fiscal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro líquido	**3.733**	**3.872**	**4.019**	**4.111**	**4.201**	**4.464**	**4.962**	**4.177**	**4.241**	**4.308**	**2.595**	**2.700**	**2.854**	**2.137**	**4.063**

Fonte: Administração/EY

Anexo 5.1: Furnas Centrais Elétricas – DRE (2049-2052)

Furnas Visão Controladora – Em BRL milhões	*Informação Financeira Projetada*			
DRE (Em BRL milhões)	**dez/49**	**dez/50**	**dez/51**	**dez/52**
Receita Bruta	**11.850**	**12.241**	**12.644**	**13.061**
Geração	11.850	12.241	12.644	13.061
Transmissão	-	-	-	-
Deduções	(1.394)	(1.440)	(1.488)	(1.537)
Receita líquida	**10.456**	**10.800**	**11.156**	**11.524**
Custos e Despesas	**(2.872)**	**(2.966)**	**(3.064)**	**(2.642)**
Pessoal e Encargos	(641)	(662)	(684)	(893)
Materiais e Produtos (Demais)	(14)	(14)	(15)	(19)
Serviços de Terceiros	(317)	(327)	(338)	(441)
Outros Dispêndios Correntes	(123)	(128)	(132)	(310)
Energia Comprada	-	-	-	-
Encargos de transmissão	(1.776)	(1.835)	(1.895)	(979)
Combustível	-	-	-	-
Royalties	-	-	-	-
Opex - Transmissoras	-	-	-	-
Obrigações CDE	-	-	-	-
Custo de construção	-	-	-	-
EBITDA	**7.584**	**7.834**	**8.092**	**8.882**
Depreciação e Amortização	(1.195)	(1.205)	(1.215)	(680)
EBIT	**6.389**	**6.629**	**6.878**	**8.202**
Receita Financeira	-	-	-	-
Despesa Financeira	-	-	-	-
Receitas e despesas de equivalência	-	-	-	-
Outras receitas e despesas operacionais	-	-	-	-
EBT	**6.389**	**6.629**	**6.878**	**8.202**
IR e CSLL - corrente	(2.172)	(2.254)	(2.338)	(2.789)
IR e CSLL - diferido	-	-	-	-
Incentivo Fiscal	-	-	-	-
Lucro líquido	**4.217**	**4.375**	**4.539**	**5.413**

Fonte: Administração/EY

Anexo 5.2: Furnas Centrais Elétricas – FC

Furnas Visão Controladora – Em BRL milhões	*Informação Financeira Projetada*														
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	**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**	**dez/35**	**dez/36**
Fluxo de caixa operacional	**1.690**	**5.184**	**5.359**	**5.364**	**5.317**	**4.929**	**5.526**	**4.507**	**4.432**	**4.564**	**4.559**	**4.642**	**4.785**	**4.931**	**5.084**
(+) EBITDA	2.338	7.736	7.924	7.947	7.922	7.316	8.536	6.519	6.729	6.945	6.915	7.091	7.331	7.568	7.817
(-) IR e CSLL - FCLF	(822)	(2.227)	(2.549)	(2.580)	(2.611)	(2.450)	(2.874)	(2.197)	(2.278)	(2.361)	(2.361)	(2.431)	(2.524)	(2.615)	(2.711)
(+/-) Variação do capital de giro	175	(324)	(16)	(3)	5	63	(136)	185	(20)	(20)	5	(18)	(22)	(22)	(21)
Capex	**(548)**	**(1.757)**	**(2.284)**	**(880)**	**(466)**	**(193)**	**(199)**	**(206)**	**(213)**	**(220)**	**(227)**	**(235)**	**(242)**	**(250)**	**(258)**
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	**1.142**	**3.428**	**3.075**	**4.484**	**4.851**	**4.736**	**5.327**	**4.301**	**4.219**	**4.344**	**4.332**	**4.408**	**4.543**	**4.680**	**4.826**

Furnas Visão Controladora – 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**	**dez/50**	**dez/51**	**dez/52**
Fluxo de caixa operacional	**5.187**	**5.284**	**5.529**	**6.000**	**5.412**	**5.360**	**5.436**	**3.986**	**3.836**	**3.993**	**3.414**	**5.032**	**5.387**	**5.556**	**5.729**	**6.012**
(+) EBITDA	7.984	8.148	8.576	9.359	8.205	8.334	8.469	5.909	6.104	6.374	5.331	7.342	7.584	7.834	8.092	8.882
(-) IR e CSLL - FCLF	(2.780)	(2.848)	(3.006)	(3.286)	(2.905)	(2.963)	(3.024)	(2.167)	(2.249)	(2.357)	(2.016)	(2.093)	(2.172)	(2.254)	(2.338)	(2.789)
(+/-) Variação do capital de giro	(16)	(16)	(40)	(73)	113	(11)	(10)	244	(19)	(25)	100	(217)	(25)	(24)	(24)	(81)
Capex	**(267)**	**(276)**	**(285)**	**(294)**	**(304)**	**(314)**	**(324)**	**(335)**	**(346)**	**(357)**	**(369)**	**(381)**	**(394)**	**(407)**	**(420)**	**(434)**
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	**4.920**	**5.008**	**5.244**	**5.705**	**5.108**	**5.046**	**5.111**	**3.651**	**3.490**	**3.636**	**3.045**	**4.650**	**4.993**	**5.150**	**5.309**	**5.578**

Fonte: Administração/EY

Anexo 6.1: Norte Energia S.A. – DRE (2020-2033)

Norte Energia S.A. - Em BRL milhões	*Informação Financeira Histórica*			*Informação Financeira Projetada*											
DRE (Em BRL milhões)	**dez/20**	**dez/21**	**jun/22**	**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	**5.138**	**5.619**	**3.194**	**3.277**	**6.975**	**7.315**	**7.539**	**7.788**	**8.045**	**8.333**	**8.584**	**8.867**	**9.159**	**9.487**	**9.773**
Receita ACR	634	4.713	2.438	2.372	5.038	5.277	5.440	5.620	5.805	6.013	6.194	6.398	6.609	6.845	7.052
Receita ACL	-	-	-	588	740	768	791	817	844	874	900	930	961	995	1.025
Receita SPOT	4.504	906	756	-	611	733	755	780	806	834	860	888	917	950	979
Receita com Reembolso Seguro GSF	-	-	-	316	586	537	554	572	591	612	630	651	672	696	717
Receita Acessória/ outras receitas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deduções	(735)	(783)	(521)	(331)	(705)	(740)	(762)	(787)	(813)	(842)	(868)	(896)	(926)	(959)	(988)
Receita líquida	**4.403**	**4.836**	**2.673**	**2.945**	**6.270**	**6.575**	**6.777**	**7.001**	**7.231**	**7.490**	**7.716**	**7.970**	**8.233**	**8.528**	**8.785**
Custo total	(1.757)	(1.520)	(1.043)	(1.267)	(2.342)	(2.424)	(2.501)	(2.583)	(2.667)	(2.756)	(2.844)	(2.937)	(3.032)	(3.134)	(3.233)
Encargos de transmissão, conexão e distribuição	(1.035)	(1.112)	(596)	(731)	(1.561)	(1.622)	(1.676)	(1.731)	(1.788)	(1.847)	(1.908)	(1.970)	(2.035)	(2.103)	(2.172)
Seguros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
O&M	(320)	(398)	(221)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo com compra de energia	(334)	(201)	(39)	(181)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros custos	(67)	192	(60)	(348)	(762)	(789)	(813)	(840)	(867)	(897)	(925)	(955)	(986)	(1.020)	(1.052)
UBP	-	-	(127)	(8)	(19)	(13)	(12)	(12)	(12)	(12)	(11)	(11)	(11)	(10)	(10)
Lucro Bruto	**2.646**	**3.316**	**1.630**	**1.678**	**3.928**	**4.151**	**4.276**	**4.418**	**4.564**	**4.734**	**4.872**	**5.034**	**5.201**	**5.394**	**5.551**
Despesas	(100)	(97)	(65)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesas com pessoal	(44)	(45)	(26)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesas com serviços de terceiros	(33)	(42)	(23)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesas com provisões e revisões	-	4	(3)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras despesas	(23)	(15)	(13)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	**2.546**	**3.219**	**1.565**	**1.678**	**3.928**	**4.151**	**4.276**	**4.418**	**4.564**	**4.734**	**4.872**	**5.034**	**5.201**	**5.394**	**5.551**
Depreciação e Amortização	(1.696)	(1.695)	(838)	(787)	(1.587)	(1.594)	(1.595)	(1.596)	(1.597)	(1.598)	(1.599)	(1.600)	(1.601)	(1.603)	(1.604)
EBIT	**850**	**1.524**	**728**	**891**	**2.341**	**2.557**	**2.681**	**2.822**	**2.968**	**3.136**	**3.273**	**3.434**	**3.599**	**3.791**	**3.947**
Receitas financeiras	159	89	99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa financeira	(2.025)	(2.098)	(1.235)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	**(1.016)**	**(486)**	**(408)**	**891**	**2.341**	**2.557**	**2.681**	**2.822**	**2.968**	**3.136**	**3.273**	**3.434**	**3.599**	**3.791**	**3.947**
IR e CSLL - corrente	-	-	-	(136)	(357)	(390)	(409)	(430)	(453)	(1.066)	(1.113)	(1.167)	(1.224)	(1.289)	(1.342)
IR e CSLL - diferido	156	53	63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro líquido	**(860)**	**(433)**	**(345)**	**755**	**1.984**	**2.167**	**2.272**	**2.392**	**2.515**	**2.070**	**2.160**	**2.266**	**2.376**	**2.502**	**2.605**

Fonte: Administração/EY

Anexo 6.1: Norte Energia S.A. – DRE (2034-2046)

Norte Energia S.A. - 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**
Receita Bruta	**10.095**	**10.428**	**10.801**	**11.126**	**11.493**	**11.872**	**12.297**	**12.667**	**13.085**	**13.516**	**14.000**	**14.422**	**8.162**
Receita ACR	7.284	7.524	7.794	8.028	8.293	8.566	8.873	9.140	9.442	9.753	10.102	10.406	-
Receita ACL	1.059	1.094	1.133	1.167	1.205	1.245	1.290	1.329	1.372	1.418	1.468	1.513	911
Receita SPOT	1.011	1.044	1.082	1.114	1.151	1.189	1.231	1.268	1.310	1.353	1.402	1.444	7.250
Receita com Reembolso Seguro GSF	741	766	793	817	844	872	903	930	961	992	1.028	1.059	-
Receita Acessória/ outras receitas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deduções	(1.021)	(1.054)	(1.092)	(1.125)	(1.162)	(1.200)	(1.243)	(1.281)	(1.323)	(1.367)	(1.415)	(1.458)	(825)
Receita líquida	**9.074**	**9.373**	**9.709**	**10.001**	**10.331**	**10.672**	**11.054**	**11.387**	**11.762**	**12.150**	**12.585**	**12.964**	**7.337**
Custo total	(3.339)	(3.448)	(3.563)	(3.676)	(3.796)	(3.920)	(4.051)	(4.179)	(4.314)	(4.454)	(4.599)	(4.754)	(2.481)
Encargos de transmissão, conexão e distribuição	(2.243)	(2.317)	(2.395)	(2.473)	(2.554)	(2.638)	(2.726)	(2.815)	(2.908)	(3.004)	(3.104)	(3.205)	(1.931)
Seguros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
O&M	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo com compra de energia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros custos	(1.086)	(1.122)	(1.160)	(1.196)	(1.235)	(1.275)	(1.319)	(1.359)	(1.403)	(1.447)	(1.493)	(1.548)	(550)
UBP	(9)	(9)	(8)	(8)	(7)	(6)	(5)	(5)	(4)	(3)	(2)	(1)	-
Lucro Bruto	**5.735**	**5.926**	**6.146**	**6.325**	**6.535**	**6.752**	**7.003**	**7.208**	**7.448**	**7.696**	**7.985**	**8.210**	**4.856**
Despesas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesas com pessoal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesas com serviços de terceiros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesas com provisões e revisões	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras despesas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	**5.735**	**5.926**	**6.146**	**6.325**	**6.535**	**6.752**	**7.003**	**7.208**	**7.448**	**7.696**	**7.985**	**8.210**	**4.856**
Depreciação e Amortização	(1.605)	(1.607)	(1.608)	(1.609)	(1.611)	(1.613)	(1.614)	(1.616)	(1.618)	(1.619)	(1.621)	(1.624)	(945)
EBIT	**4.130**	**4.319**	**4.538**	**4.716**	**4.924**	**5.139**	**5.388**	**5.592**	**5.830**	**6.076**	**6.364**	**6.586**	**3.911**
Receitas financeiras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa financeira	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	**4.130**	**4.319**	**4.538**	**4.716**	**4.924**	**5.139**	**5.388**	**5.592**	**5.830**	**6.076**	**6.364**	**6.586**	**3.911**
IR e CSLL - corrente	(1.404)	(1.468)	(1.543)	(1.603)	(1.674)	(1.747)	(1.832)	(1.901)	(1.982)	(2.066)	(2.164)	(2.239)	(1.330)
IR e CSLL - diferido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro líquido	**2.726**	**2.851**	**2.995**	**3.112**	**3.250**	**3.392**	**3.556**	**3.691**	**3.848**	**4.010**	**4.200**	**4.347**	**2.581**

Fonte: Administração/EY

Anexo 6.2: Norte Energia S.A. – FC

Norte Energia S.A. - Em BRL milhões	*Informação Financeira Projetada*											
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	**dez/22**	**dez/23**	**dez/24**	**dez/25**	**dez/26**	**dez/27**	**dez/28**	**dez/29**	**dez/30**	**dez/31**	**dez/32**	**dez/33**
Fluxo de caixa operacional	**1.950**	**3.514**	**3.870**	**3.943**	**3.990**	**4.114**	**3.666**	**3.763**	**3.867**	**3.977**	**4.100**	**4.211**
(+) EBITDA	1.678	3.928	4.151	4.276	4.418	4.564	4.734	4.872	5.034	5.201	5.394	5.551
(-) IR e CSLL - FCLF	(95)	(250)	(273)	(338)	(430)	(453)	(1.066)	(1.113)	(1.167)	(1.224)	(1.289)	(1.342)
(+/-) Variação do capital de giro	368	(165)	(3)	12	10	11	8	14	12	12	9	16
(-) UBP	(1)	1	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(15)
Capex	**(337)**	**(370)**	**(204)**	**(28)**	**(30)**	**(30)**	**(33)**	**(34)**	**(35)**	**(36)**	**(38)**	**(39)**
Indenização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	**1.613**	**3.145**	**3.666**	**3.915**	**3.961**	**4.084**	**3.633**	**3.729**	**3.831**	**3.940**	**4.063**	**4.172**

Norte Energia S.A. - Em BRL milhões	*Informação Financeira Projetada*												
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**
Fluxo de caixa operacional	**4.328**	**4.453**	**4.594**	**4.720**	**4.854**	**4.996**	**5.157**	**5.300**	**5.453**	**5.615**	**5.799**	**5.979**	**2.916**
(+) EBITDA	5.735	5.926	6.146	6.325	6.535	6.752	7.003	7.208	7.448	7.696	7.985	8.210	4.856
(-) IR e CSLL - FCLF	(1.404)	(1.468)	(1.543)	(1.603)	(1.674)	(1.747)	(1.832)	(1.901)	(1.982)	(2.066)	(2.164)	(2.239)	(1.330)
(+/-) Variação do capital de giro	13	14	10	18	15	15	11	20	16	17	11	28	(610)
(-) UBP	(16)	(17)	(19)	(20)	(22)	(24)	(25)	(27)	(29)	(31)	(33)	(20)	-
Capex	**(40)**	**(41)**	**(43)**	**(44)**	**(46)**	**(47)**	**(49)**	**(50)**	**(52)**	**(53)**	**(55)**	**(84)**	**-**
Indenização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.443
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	**4.288**	**4.412**	**4.551**	**4.676**	**4.808**	**4.949**	**5.108**	**5.250**	**5.401**	**5.562**	**5.744**	**5.895**	**6.359**

Fonte: Administração/EY

Anexo 7.1: Eletronuclear S.A. – DRE (2020-2033)

Eletronuclear S.A. - Em BRL milhões	*Informação Financeira Histórica*			*Informação Financeira Projetada*											
DRE (Em BRL milhões)	**dez/20**	**dez/21**	**jun/22**	**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	**2.246**	**3.425**	**1.749**	**1.749**	**5.304**	**5.480**	**5.726**	**5.969**	**5.452**	**6.151**	**6.404**	**6.710**	**6.966**	**6.682**	**7.074**
Tarifa Regulatória	2.246	3.425	1.749	1.749	5.304	5.480	5.726	5.969	5.452	6.151	6.404	6.710	6.966	6.682	7.074
Deduções	(208)	(317)	(216)	(216)	(491)	(507)	(530)	(552)	(504)	(569)	(592)	(621)	(644)	(618)	(654)
Receita líquida	**2.038**	**3.108**	**1.533**	**1.533**	**4.813**	**4.973**	**5.196**	**5.416**	**4.948**	**5.582**	**5.812**	**6.089**	**6.322**	**6.064**	**6.419**
Custo total	-	(1.964)	(1.193)	(1.193)	(2.306)	(2.363)	(2.489)	(2.621)	(2.605)	(2.867)	(3.001)	(3.111)	(3.245)	(3.256)	(3.541)
Pessoal	-	(387)	(232)	(232)	(503)	(528)	(546)	(564)	(582)	(601)	(621)	(642)	(663)	(685)	(707)
Materiais	-	(69)	(45)	(45)	(98)	(102)	(106)	(109)	(113)	(117)	(121)	(125)	(129)	(133)	(137)
Serviços de Terceiros	-	(212)	(95)	(95)	(206)	(217)	(224)	(231)	(239)	(247)	(255)	(263)	(272)	(281)	(290)
Custo de Parada	-	(239)	(130)	(130)	(282)	(296)	(306)	(316)	(136)	(337)	(348)	(360)	(372)	(224)	(397)
Combustível	-	(828)	(569)	(569)	(953)	(943)	(1.020)	(1.103)	(1.211)	(1.292)	(1.374)	(1.430)	(1.508)	(1.608)	(1.689)
Custos de Transporte	-	(164)	(94)	(94)	(203)	(213)	(220)	(228)	(235)	(200)	(207)	(214)	(221)	(228)	(236)
Contingencial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Encargos Setoriais	-	(113)	(52)	(52)	(116)	(122)	(126)	(130)	(134)	(138)	(142)	(147)	(152)	(157)	(161)
Crédito de PIS/Cofins	-	48	25	25	54	57	59	61	45	65	67	69	71	59	76
Lucro Bruto	**2.038**	**1.144**	**340**	**340**	**2.507**	**2.610**	**2.707**	**2.796**	**2.342**	**2.715**	**2.811**	**2.978**	**3.077**	**2.808**	**2.878**
Despesas	-	(444)	(215)	(215)	(466)	(489)	(506)	(523)	(540)	(558)	(576)	(595)	(615)	(635)	(656)
Despesas com pessoal	-	(208)	(131)	(131)	(283)	(297)	(307)	(317)	(327)	(338)	(349)	(361)	(373)	(385)	(398)
Despesas com material	-	(6)	(3)	(3)	(6)	(6)	(6)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(8)	(8)	(8)
Despesas com serviços de terceiros	-	(230)	(82)	(82)	(178)	(186)	(193)	(199)	(206)	(212)	(219)	(227)	(234)	(242)	(250)
EBITDA	**2.038**	**700**	**125**	**125**	**2.041**	**2.121**	**2.201**	**2.273**	**1.803**	**2.157**	**2.235**	**2.383**	**2.462**	**2.173**	**2.223**
Depreciação e Amortização	(607)	(638)	(288)	(222)	(480)	(510)	(538)	(557)	(572)	(585)	(599)	(613)	(628)	(645)	(661)
EBIT	**1.431**	**62**	**(163)**	**(98)**	**1.561**	**1.611**	**1.664**	**1.716**	**1.230**	**1.572**	**1.636**	**1.770**	**1.834**	**1.529**	**1.561**
Receita Financeira	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa financeira	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	**1.431**	**62**	**(163)**	**(98)**	**1.561**	**1.611**	**1.664**	**1.716**	**1.230**	**1.572**	**1.636**	**1.770**	**1.834**	**1.529**	**1.561**
IR e CSLL - corrente	-	-	-	-	(531)	(548)	(566)	(583)	(418)	(534)	(556)	(602)	(624)	(520)	(531)
IR e CSLL - diferido	-	-	-	-	159	164	170	175	125	134	-	-	-	-	-
Lucro líquido	**1.431**	**62**	**(163)**	**(98)**	**1.190**	**1.227**	**1.268**	**1.308**	**937**	**1.171**	**1.080**	**1.168**	**1.210**	**1.009**	**1.031**

Fonte: Administração/EY

Anexo 7.1: Eletronuclear S.A. – DRE (2034-2048)

Eletronuclear S.A. - 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	7.285	7.633	7.817	8.108	8.725	9.069	7.951	9.660	9.973	8.485	8.782	7.903	8.982	8.952	7.785
Tarifa Regulatória	7.285	7.633	7.817	8.108	8.725	9.069	7.951	9.660	9.973	8.485	8.782	7.903	8.982	8.952	7.785
Deduções	(674)	(706)	(723)	(750)	(807)	(839)	(736)	(894)	(922)	(785)	(812)	(731)	(831)	(828)	(720)
Receita líquida	6.611	6.927	7.094	7.358	7.918	8.230	7.216	8.766	9.050	7.700	7.970	7.172	8.152	8.124	7.065
Custo total	(3.682)	(3.803)	(3.943)	(4.093)	(4.255)	(4.423)	(4.381)	(4.824)	(5.013)	(5.156)	(5.338)	(3.837)	(4.011)	(4.195)	(4.367)
Pessoal	(731)	(755)	(780)	(805)	(832)	(859)	(888)	(917)	(947)	(978)	(991)	(804)	(830)	(858)	(886)
Materiais	(142)	(146)	(151)	(156)	(161)	(167)	(172)	(178)	(184)	(190)	(196)	(138)	(142)	(147)	(152)
Serviços de Terceiros	(300)	(310)	(320)	(331)	(341)	(353)	(364)	(376)	(389)	(402)	(415)	(292)	(301)	(311)	(321)
Custo de Parada	(410)	(423)	(437)	(452)	(467)	(482)	(208)	(514)	(531)	(549)	(567)	(341)	(352)	(364)	(376)
Combustível	(1.770)	(1.827)	(1.902)	(1.985)	(2.076)	(2.173)	(2.319)	(2.423)	(2.533)	(2.600)	(2.717)	(1.867)	(1.976)	(2.092)	(2.199)
Custos de Transporte	(243)	(251)	(260)	(268)	(277)	(286)	(296)	(305)	(315)	(326)	(337)	(235)	(243)	(251)	(259)
Contingencial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Encargos Setoriais	(166)	(171)	(177)	(183)	(190)	(196)	(203)	(209)	(216)	(218)	(225)	(232)	(240)	(247)	(252)
Crédito de PIS/Cofins	79	81	84	87	90	93	69	99	102	105	109	71	74	76	79
Lucro Bruto	2.929	3.124	3.151	3.264	3.663	3.807	2.835	3.942	4.037	2.544	2.632	3.335	4.140	3.930	2.698
Despesas	(677)	(700)	(723)	(747)	(771)	(797)	(823)	(850)	(878)	(907)	(937)	(745)	(769)	(795)	(821)
Despesas com pessoal	(411)	(424)	(438)	(453)	(468)	(483)	(499)	(515)	(532)	(550)	(568)	(486)	(502)	(518)	(535)
Despesas com material	(8)	(9)	(9)	(9)	(10)	(10)	(10)	(11)	(11)	(11)	(12)	(8)	(8)	(9)	(9)
Despesas com serviços de terceiros	(258)	(267)	(275)	(284)	(294)	(303)	(313)	(324)	(335)	(346)	(357)	(251)	(259)	(268)	(277)
EBITDA	2.251	2.425	2.428	2.518	2.892	3.010	2.013	3.092	3.159	1.637	1.695	2.591	3.371	3.135	1.877
Depreciação e Amortização	(679)	(704)	(741)	(864)	(968)	(1.031)	(1.089)	(1.128)	(1.156)	(1.179)	(1.203)	(1.216)	(831)	(798)	(776)
EBIT	1.573	1.720	1.687	1.653	1.923	1.980	924	1.964	2.003	458	492	1.375	2.540	2.337	1.101
Receita Financeira	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa financeira	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	1.573	1.720	1.687	1.653	1.923	1.980	924	1.964	2.003	458	492	1.375	2.540	2.337	1.101
IR e CSLL - corrente	(535)	(585)	(574)	(562)	(654)	(673)	(314)	(668)	(681)	(156)	(167)	(467)	(863)	(795)	(374)
IR e CSLL - diferido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro líquido	1.038	1.136	1.114	1.091	1.269	1.307	610	1.297	1.322	302	324	907	1.676	1.543	727

Fonte: Administração/EY

Anexo 7.1: Eletronuclear S.A. – DRE (2049-2060)

Eletronuclear S.A. - Em BRL milhões	*Informação Financeira Projetada*											
DRE (Em BRL milhões)	dez/49	dez/50	dez/51	dez/52	dez/53	dez/54	dez/55	dez/56	dez/57	dez/58	dez/59	dez/60
Receita Bruta	7.946	8.292	8.739	9.068	6.088	9.105	9.357	9.800	10.162	7.236	7.550	1.874
Tarifa Regulatória	7.946	8.292	8.739	9.068	6.088	9.105	9.357	9.800	10.162	7.236	7.550	1.874
Deduções	(735)	(767)	(808)	(839)	(563)	(842)	(866)	(906)	(940)	(669)	(698)	(173)
Receita líquida	7.211	7.525	7.931	8.229	5.525	8.263	8.492	8.893	9.222	6.567	6.852	1.701
Custo total	(4.541)	(4.723)	(4.913)	(5.106)	(4.989)	(5.593)	(5.804)	(5.932)	(6.151)	(6.390)	(6.664)	(3.125)
Pessoal	(915)	(945)	(976)	(1.009)	(1.042)	(1.076)	(1.112)	(1.148)	(1.186)	(1.225)	(1.266)	(654)
Materiais	(157)	(162)	(167)	(173)	(179)	(185)	(191)	(197)	(203)	(210)	(217)	(112)
Serviços de Terceiros	(332)	(343)	(354)	(366)	(378)	(390)	(403)	(417)	(430)	(444)	(459)	(237)
Custo de Parada	(388)	(401)	(414)	(428)	-	(457)	(472)	(487)	(503)	(520)	(537)	-
Combustível	(2.302)	(2.410)	(2.523)	(2.637)	(2.842)	(2.961)	(3.085)	(3.123)	(3.250)	(3.406)	(3.581)	(1.785)
Custos de Transporte	(268)	(277)	(286)	(295)	(305)	(315)	(325)	(336)	(347)	(359)	(370)	(191)
Contingencial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Encargos Setoriais	(261)	(269)	(278)	(287)	(295)	(305)	(315)	(325)	(336)	(335)	(346)	(179)
Crédito de PIS/Cofins	81	84	87	89	51	95	99	102	105	109	112	32
Lucro Bruto	2.670	2.802	3.018	3.123	536	2.670	2.688	2.962	3.071	177	188	(1.425)
Despesas	(848)	(876)	(905)	(935)	(965)	(997)	(1.030)	(1.064)	(1.099)	(1.135)	(1.173)	(606)
Despesas com pessoal	(553)	(571)	(590)	(609)	(629)	(650)	(672)	(694)	(717)	(740)	(765)	(395)
Despesas com material	(9)	(10)	(10)	(10)	(11)	(11)	(11)	(12)	(12)	(13)	(13)	(7)
Despesas com serviços de terceiros	(286)	(295)	(305)	(315)	(325)	(336)	(347)	(358)	(370)	(382)	(395)	(204)
EBITDA	1.822	1.926	2.113	2.189	(429)	1.673	1.658	1.898	1.972	(958)	(985)	(2.030)
Depreciação e Amortização	(760)	(747)	(742)	(742)	(744)	(746)	(748)	(748)	(748)	(748)	(748)	(731)
EBIT	1.062	1.179	1.371	1.447	(1.173)	927	910	1.149	1.224	(1.707)	(1.733)	(2.762)
Receita Financeira	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa financeira	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	1.062	1.179	1.371	1.447	(1.173)	927	910	1.149	1.224	(1.707)	(1.733)	(2.762)
IR e CSLL - corrente	(361)	(401)	(466)	(492)	-	(315)	(309)	(391)	(416)	-	-	-
IR e CSLL - diferido	-	-	-	-	-	95	93	117	94	-	-	-
Lucro líquido	701	778	905	955	(1.173)	706	693	876	902	(1.707)	(1.733)	(2.762)

Fonte: Administração/EY

Anexo 7.2: Eletronuclear S.A. – FC

Eletronuclear S.A. - Em BRL milhões	*Informação Financeira Projetada*											
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	**dez/22**	**dez/23**	**dez/24**	**dez/25**	**dez/26**	**dez/27**	**dez/28**	**dez/29**	**dez/30**	**dez/31**	**dez/32**	**dez/33**
Fluxo de caixa operacional	**1.421**	**519**	**1.689**	**1.767**	**1.836**	**1.789**	**1.581**	**1.650**	**1.700**	**1.804**	**1.825**	**1.701**
(+) EBITDA	125	2.041	2.121	2.201	2.273	1.803	2.157	2.235	2.383	2.462	2.173	2.223
(-) IR e CSLL - FCLF	-	(372)	(383)	(396)	(408)	(293)	(401)	(556)	(602)	(624)	(520)	(531)
(+/-) Variação do capital de giro	1.296	(1.151)	(48)	(39)	(29)	279	(176)	(29)	(81)	(34)	171	9
(-) UBP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Capex	**(721)**	**(1.084)**	**(907)**	**(854)**	**(602)**	**(463)**	**(398)**	**(412)**	**(427)**	**(482)**	**(499)**	**(514)**
Indenização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	**699**	**(565)**	**782**	**913**	**1.234**	**1.325**	**1.183**	**1.238**	**1.273**	**1.323**	**1.326**	**1.187**

Eletronuclear S.A. - Em BRL milhões	*Informação Financeira Projetada*														
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**	**dez/48**
Fluxo de caixa operacional	**1.714**	**1.744**	**1.869**	**1.911**	**2.024**	**2.281**	**2.290**	**1.827**	**2.457**	**2.426**	**1.511**	**1.399**	**2.055**	**2.507**	**2.296**
(+) EBITDA	2.251	2.425	2.428	2.518	2.892	3.010	2.013	3.092	3.159	1.637	1.695	2.591	3.371	3.135	1.877
(-) IR e CSLL - FCLF	(535)	(585)	(574)	(562)	(654)	(673)	(314)	(668)	(681)	(156)	(167)	(467)	(863)	(795)	(374)
(+/-) Variação do capital de giro	(3)	(96)	14	(45)	(214)	(56)	592	(597)	(21)	944	(16)	(724)	(453)	166	793
(-) UBP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Capex	**(531)**	**(782)**	**(1.136)**	**(3.780)**	**(3.187)**	**(1.919)**	**(1.772)**	**(1.196)**	**(871)**	**(711)**	**(736)**	**(391)**	**(403)**	**(412)**	**(421)**
Indenização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	**1.183**	**962**	**733**	**(1.869)**	**(1.164)**	**362**	**518**	**631**	**1.586**	**1.715**	**775**	**1.009**	**1.651**	**2.095**	**1.874**

Eletronuclear S.A. - Em BRL milhões	*Informação Financeira Projetada*												
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	**dez/49**	**dez/50**	**dez/51**	**dez/52**	**dez/53**	**dez/54**	**dez/55**	**dez/56**	**dez/57**	**dez/58**	**dez/59**	**dez/60**	**dez/61**
Fluxo de caixa operacional	**1.511**	**1.481**	**1.552**	**1.673**	**1.156**	**234**	**1.472**	**1.483**	**1.626**	**898**	**(937)**	**(1.735)**	**(1.537)**
(+) EBITDA	1.822	1.926	2.113	2.189	(429)	1.673	1.658	1.898	1.972	(958)	(985)	(2.030)	-
(-) IR e CSLL - FCLF	(361)	(401)	(466)	(492)	-	(221)	(217)	(274)	(322)	-	-	-	-
(+/-) Variação do capital de giro	50	(44)	(95)	(24)	1.585	(1.218)	31	(141)	(24)	1.857	48	296	(1.537)
(-) UBP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Capex	**(429)**	**(438)**	**(447)**	**(457)**	**(465)**	**(475)**	**(484)**	**(496)**	**(504)**	**(515)**	**(525)**	**(267)**	**-**
Indenização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	**1.082**	**1.043**	**1.106**	**1.216**	**691**	**(240)**	**988**	**987**	**1.122**	**384**	**(1.462)**	**(2.002)**	**(1.537)**

Fonte: Administração/EY

Anexo 8.1: Equatorial Maranhão Distribuidora De Energia S.A – DRE (2020-2030)

Equatorial Maranhão Distribuidora De Energia S.A. - Em BRL milhões	*Informação Financeira Histórica*			*Informação Financeira Projetada*								
DRE (Em BRL milhões)	**dez/20**	**dez/21**	**jun/22**	**dez/22**	**dez/23**	**dez/24**	**dez/25**	**dez/26**	**dez/27**	**dez/28**	**dez/29**	**dez/30**
Receita Bruta	**5.466**	**7.083**	**3.132**	**3.334**	**6.765**	**7.210**	**7.398**	**7.870**	**7.986**	**8.333**	**8.838**	**6.148**
Fornecimento do uso de energia	4.651	5.794	2.419	2.680	5.623	5.869	6.555	6.829	7.115	7.413	7.864	5.462
Capex - construção	561	544	383	515	867	1.063	536	719	522	549	579	406
Correção do ativo financeiro	66	406	138	88	166	166	190	201	223	240	259	185
Outras receitas	188	338	192	51	108	112	117	121	126	131	136	94
Deduções	(1.205)	(1.451)	(760)	(668)	(1.401)	(1.462)	(1.633)	(1.702)	(1.773)	(1.847)	(1.959)	(1.361)
Receita líquida	**4.261**	**5.631**	**2.372**	**2.667**	**5.364**	**5.748**	**5.765**	**6.168**	**6.213**	**6.486**	**6.878**	**4.787**
Custo total	(2.521)	(3.526)	(1.532)	(1.680)	(3.319)	(3.634)	(3.230)	(3.542)	(3.481)	(3.652)	(3.831)	(2.679)
Custos com energia elétrica	(1.419)	(1.916)	(594)	(769)	(1.621)	(1.706)	(1.794)	(1.889)	(1.989)	(2.094)	(2.205)	(1.548)
Custos de construção	(561)	(544)	(383)	(515)	(867)	(1.063)	(536)	(719)	(522)	(549)	(579)	(406)
Custos de operação	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Encargos do sistema	(541)	(1.066)	(555)	(396)	(830)	(865)	(900)	(934)	(971)	(1.008)	(1.047)	(725)
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro Bruto	**1.740**	**2.105**	**840**	**987**	**2.044**	**2.114**	**2.535**	**2.626**	**2.732**	**2.835**	**3.048**	**2.108**
Despesas gerais e administrativas	(654)	(639)	(418)	(369)	(775)	(801)	(828)	(855)	(883)	(912)	(942)	(649)
EBITDA	**1.086**	**1.466**	**422**	**618**	**1.270**	**1.313**	**1.707**	**1.771**	**1.849**	**1.923**	**2.105**	**1.459**
Depreciação e Amortização	(190)	(223)	(112)	(94)	(234)	(274)	(294)	(322)	(341)	(362)	(384)	(266)
EBIT	**895**	**1.243**	**310**	**524**	**1.036**	**1.039**	**1.413**	**1.450**	**1.507**	**1.560**	**1.721**	**1.193**
Resultado não operacional	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	802
Receitas financeiras	152	204	185	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesas financeiras	(194)	(291)	(334)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	**853**	**1.156**	**160**	**524**	**1.036**	**1.039**	**1.413**	**1.450**	**1.507**	**1.560**	**1.721**	**1.994**
IR e CSLL - corrente	(147)	(113)	7	(80)	(158)	(158)	(215)	(221)	(230)	(530)	(585)	(406)
IR e CSLL - diferido	(6)	(100)	(4)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro líquido	**700**	**943**	**163**	**444**	**878**	**881**	**1.197**	**1.228**	**1.277**	**1.030**	**1.136**	**1.589**

Fonte: Administração/EY

Anexo 8.2: Equatorial Maranhão Distribuidora De Energia S.A – FC

Equatorial Maranhão Distribuidora De Energia S.A. - Em BRL milhões	*Informação Financeira Projetada*								
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	**dez/22**	**dez/23**	**dez/24**	**dez/25**	**dez/26**	**dez/27**	**dez/28**	**dez/29**	**dez/30**
Fluxo de caixa operacional	**744**	**1.125**	**1.177**	**1.433**	**1.568**	**1.598**	**1.377**	**1.483**	**1.538**
(+) EBITDA	618	1.270	1.313	1.707	1.771	1.849	1.923	2.105	1.459
(-) IR e CSLL - FCLF	(56)	(156)	(158)	(215)	(221)	(230)	(530)	(585)	(406)
(+/-) Variação do capital de giro	22	(17)	(6)	(87)	(11)	(21)	(15)	(37)	484
(-) Impostos indiretos - custos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Crédito de imposto	160	28	28	28	28	-	-	-	-
Capex	**(515)**	**(867)**	**(1.063)**	**(536)**	**(719)**	**(522)**	**(549)**	**(579)**	**(406)**
Indenização	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**8.416**
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	**229**	**258**	**114**	**897**	**849**	**1.076**	**828**	**905**	**9.548**

Fonte: Administração/EY

Anexo 9.1: Avaliação por múltiplos de mercado

Geração - Informações financeiras selecionadas

Informações financeiras selecionadas	Receita líquida (ROL)				EBITDA			
	12 meses findos em		6 meses findos em		12 meses findos em		6 meses findos em	
Empresa	**dez/20**	**dez/21**	**jun/21**	**jun/22**	**dez/20**	**dez/21**	**jun/21**	**jun/22**
Norte Energia S.A.	4.402.647	4.836.435	2.330.918	2.673.007	2.546.014	3.219.206	1.421.063	1.565.306
Rouar S.A.	67.213	60.592	28.587	29.168	57.227	51.131	24.682	23.110
Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A.	447.131	529.024	240.324	245.426	149.113	61.877	30.771	962
AES Brasil Energia S.A.	-	1.955.011	561.421	1.297.714	-	562.238	258.403	540.355
Auren Energia S.A.	2.624.114	2.307.057	1.240.607	2.491.913	1.891.718	1.473.100	747.751	594.138
Rio Paranapanema Energia S.A.	1.451.174	1.346.811	597.586	648.731	1.611.801	489.168	328.389	397.514
Eletronuclear S.A.	3.035.846	3.004.947	1.289.714	2.050.414	1.351.467	842.822	353.298	948.721
Companhia CELG de Participações S.A.	278.424	270.852	159.501	9.911	220.766	202.643	103.689	(5.051)
CEB Lajeado S.A.	166.716	240.925	95.817	107.304	86.177	119.490	61.841	120.419
Paulista Lajeado Energia S.A.	40.301	59.079	-	-	18.577	50.477	-	-
Lajeado Energia S.A.	696.979	757.362	352.791	377.134	536.834	701.447	267.696	301.534
ENEL Green Power Cachoeira Dourada S.A.	1.748.801	1.016.475	-	-	693.795	338.678	-	-

Anexo 9.2: Avaliação por múltiplos de mercado

Geração - Análise por múltiplos de mercado

Análise por múltiplos de mercado	EV/ROL			EV/ROL			EV/EBITDA			EV/EBITDA			EV Estimado
	LFY			LTM			LFY			LTM			
Empresa	Múltiplo	ROL	Peso	Múltiplo	ROL	Peso	Múltiplo	EBITDA	Peso	Múltiplo	EBITDA	Peso	BRL mil
Norte Energia S.A.	3,4x	4.836.435	13%	3,7x	5.178.524	13%	12,0x	3.219.206	38%	15,4x	3.363.449	38%	**38.281.879**
Rouar S.A.	2,8x	60.592	0%	3,7x	61.174	40%	3,8x	51.131	0%	7,1x	49.559	60%	**301.054**
Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A.	5,1x	529.024	0%	2,6x	534.126	40%	12,0x	182.435	0%	7,1x	171.123	60%	**1.284.672**
AES Brasil Energia S.A.	2,8x	1.955.011	20%	3,7x	2.691.304	20%	n/a	562.238	0%	15,4x	844.190	60%	**10.883.978**
Auren Energia S.A.	2,8x	2.307.057	0%	3,7x	3.558.363	0%	3,8x	1.020.005	0%	15,4x	1.210.005	100%	**18.601.286**
Rio Paranapanema Energia S.A.	1,8x	1.346.811	20%	3,7x	1.397.956	20%	3,8x	489.168	30%	6,8x	558.293	30%	**3.240.904**
Eletronuclear S.A.	1,8x	3.004.947	0%	4,1x	3.765.647	40%	3,8x	1.095.176	0%	15,4x	1.690.599	60%	**21.784.731**
Companhia CELG de Participações S.A.	2,8x	270.852	0%	2,6x	121.262	25%	5,7x	202.643	0%	7,1x	93.903	75%	**577.118**
CEB Lajeado S.A.	2,8x	240.925	20%	2,6x	252.412	20%	5,7x	124.494	30%	7,1x	132.761	30%	**762.859**
Paulista Lajeado Energia S.A.	2,8x	59.079	40%	2,6x	n/a	0%	5,7x	37.712	60%	7,1x	n/a	0%	**195.979**
Lajeado Energia S.A.	2,8x	757.362	20%	2,6x	781.705	20%	5,7x	565.952	30%	7,1x	604.363	30%	**3.088.499**
ENEL Green Power Cachoeira Dourada S.A.	1,8x	1.016.475	0%	4,1x	n/a	0%	3,8x	338.678	100%	15,4x	n/a	0%	**1.300.899**

Anexo 10.1: Avaliação por múltiplos de mercado

Transmissão - Informações financeiras selecionadas

Informações financeiras selecionadas	RAP			EBITDA			
	ciclo de 12 meses			12 meses findos em		6 meses findos em	
Empresa	2020-2021	2021-2022	2022-2023	dez/20	dez/21	jun/21	jun/22
Luziânia-Niquelândia Transmissora S.A.	16.619	17.958	21.660	13.961	14.141	7.452	7.570
Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista	2.898.881	2.363.375	3.047.437	3.804.337	3.975.244	1.956.101	1.875.993

Anexo 10.2: Avaliação por múltiplos de mercado

Transmissão - Análise por múltiplos de mercado

Avaliação por múltiplos de mercado	EV/RAP LTM			EV/RAP LTM + 1			EV/EBITDA LFY			EV/EBITDA LTM			EV Estimado BRL mil
Empresa	Múltiplo	RAP	Peso	Múltiplo	RAP	Peso	Múltiplo	ROL	Peso	Múltiplo	ROL	Peso	
Luziânia-Niquelândia Transmissora S.A.	10,8 x	17.958	16%	10,7 x	21.660	64%	4,8 x	14.141	4%	5,4 x	14.259	16%	**193.843**
Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista	10,5 x	2.363.375	16%	9,3 x	3.047.437	64%	4,9 x	3.975.244	4%	5,3 x	3.895.136	16%	**26.197.099**

Anexo 11.1: Avaliação por múltiplos de mercado

Distribuição - Informações financeiras selecionadas

Demonstração financeira | Informações selecionadas	Receita líquida (ROL)				EBITDA			
	12 meses findos em		6 meses findos em		12 meses findos em		6 meses findos em	
Empresa	dez/20	dez/21	jun/21	jun/22	dez/20	dez/21	jun/21	jun/22
Equatorial Maranhão Distribuidora De Energia S.A	4.106.994	5.389.645	2.101.978	2.171.973	1.134.010	1.534.794	650.488	556.979
Companhia Energética do Ceará S.A.	5.993.064	8.109.507	3.435.606	4.143.094	832.252	1.260.263	684.203	921.507
Equatorial Pará Distribuidora De Energia S.A.	5.874.849	8.119.519	3.100.329	4.012.506	1.693.006	2.173.745	836.129	1.437.320
Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S.A.	2.922.119	4.183.037	3.098.404	3.650.123	646.517	1.113.881	904.807	1.224.318
Energisa S.A.	20.330.208	26.797.969	11.566.178	12.798.748	3.931.148	6.192.035	2.598.175	3.523.006
Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.	8.858.700	11.341.550	4.934.811	5.042.828	865.976	970.392	516.561	645.056
Companhia Energética de Brasília S.A.	255.178	343.088	144.881	213.317	91.488	123.470	62.731	125.616

Anexo 11.2: Avaliação por múltiplos de mercado

Distribuição - Análise por múltiplos de mercado

Avaliação por múltiplos de mercado	EV/ROL			EV/ROL			EV/EBITDA			EV/EBITDA			EV Estimado BRL mil
	LFY			LTM			LFY			LTM			
Empresa	Múltiplo	ROL	Peso	Múltiplo	ROL	Peso	Múltiplo	ROL	Peso	Múltiplo	ROL	Peso	
Equatorial Maranhão Distribuidora De Energia S.A	1,5x	5.389.645	16%	1,2x	5.459.640	24%	6,1x	1.534.794	24%	4,3x	1.441.285	36%	7.355.646
Companhia Energética do Ceará S.A.	1,3x	8.109.507	16%	1,2x	8.816.995	24%	6,2x	1.260.263	24%	4,6x	1.497.567	36%	8.651.034
Equatorial Pará Distribuidora De Energia S.A.	1,3x	8.119.519	16%	1,8x	9.031.696	24%	6,2x	2.173.745	24%	5,4x	2.774.936	36%	14.283.863
Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S.A.	1,5x	4.183.037	16%	1,4x	4.734.756	24%	6,2x	1.113.881	24%	5,3x	1.433.392	36%	6.975.450
Energisa S.A.	1,5x	26.797.969	16%	1,4x	28.030.539	24%	6,1x	6.192.035	24%	4,6x	7.116.866	36%	36.654.848
Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.	1,0x	11.341.550	0%	1,0x	11.449.567	0%	5,7x	970.392	40%	4,6x	1.098.887	60%	5.226.917
Companhia Energética de Brasília S.A.	1,5x	343.088	16%	1,8x	411.524	24%	6,2x	123.470	24%	7,4x	186.355	36%	938.799

Anexo 12.1: Avaliação por múltiplos de mercado

Misto - Informações financeiras selecionadas

Demonstração financeira | Informações selecionadas	Receita líquida (ROL)				EBITDA			
	12 meses findos em		6 meses findos em		12 meses findos em		6 meses findos em	
Empresa	dez/20	dez/21	jun/21	jun/22	dez/20	dez/21	jun/21	jun/22
Companhia Paranaense de Energia S.A.	18.633.249	25.664.887	10.412.812	10.846.315	5.069.631	6.162.263	2.664.458	2.689.619

Anexo 12.2: Avaliação por múltiplos de mercado

Misto - Análise por múltiplos de mercado

Múltiplos	EV/ROL LFY			EV/ROL LTM			EV/EBITDA LFY			EV/EBITDA LTM			EV Estimado
Empresa	Múltiplo	ROL	Peso	Múltiplo	ROL	Peso	Múltiplo	ROL	Peso	Múltiplo	ROL	Peso	
Companhia Paranaense de Energia S.A.	1,2x	25.664.887	16%	1,2x	26.098.390	24%	5,2x	6.162.263	24%	5,1x	6.187.424	36%	31.395.138

Anexo 13.1: Informações financeiras das empresas comparáveis

Geração

Informações financeiras das empresas comparáveis	Crescimento da ROL		Crescimento do EBITDA		Margem EBITDA	
Empresas comparáveis	LFY	LTM	LFY	LTM	LFY	LTM
Alupar Investimento S.A.	-14,76%	-23,69%	12,97%	1,64%	74,64%	77,37%
CPFL Energia S.A.	26,90%	26,03%	34,42%	38,51%	22,43%	25,02%
Engie Brasil Energia S.A.	2,30%	-4,35%	8,52%	4,97%	52,45%	57,76%
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás	29,35%	29,99%	84,36%	57,83%	69,48%	63,83%
Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A.	18,32%	17,49%	-52,68%	-66,96%	14,82%	8,19%
Rio Paranapanema Energia S.A.	-7,19%	4,83%	-71,50%	-66,46%	33,10%	36,77%
Neoenergia S.A.	34,94%	31,26%	55,82%	52,24%	23,90%	26,90%

Anexo 13.1: Informações financeiras das empresas comparáveis

Geração

Empresas Comparáveis	Identificador	Beta	Cap. de Terc./ Cap. Próprio	Tributos	Beta Desalavancado
CPFL Energia S.A.	BOVESPA:CPFE3	0,76	66,55%	24,68%	0,51
Companhia Paranaense de Energia - COPEL	BOVESPA:CPLE6	0,85	59,09%	24,86%	0,59
Engie Brasil Energia S.A.	BOVESPA:EGIE3	0,60	57,75%	19,06%	0,41
AES Brasil Energia S.A.	BOVESPA:AESB3	0,73	50,50%	40,00%	0,56
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás	BOVESPA:ELET6	0,88	86,25%	28,08%	0,54
Companhia Energética de Minas Gerais	BOVESPA:CMIG4	0,93	56,06%	22,37%	0,65
Média		**0,79**	**62,70%**	**26,51%**	**0,54**
Mediana		**0,80**	**58,42%**	**24,77%**	**0,55**

Fonte: EY com base em dados do S&P Capital IQ, 2 anos série semanal

Anexo 13.2: Informações financeiras das empresas comparáveis

Transmissão

Informações financeiras das empresas comparáveis	Crescimento da ROL		Crescimento do EBITDA		Margem EBITDA	
Empresas comparáveis	LFY	LTM	LFY	LTM	LFY	LTM
Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A.	-2,51%	-11,16%	12,61%	3,02%	12,41%	2,79%
CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista S.A.	49,72%	47,65%	3,55%	1,40%	2,96%	0,64%
Afluente Transmissão de Energia Elétrica S.A.	234,87%	250,26%	435,21%	--	438,47%	439,26%

Anexo 13.2: Informações financeiras das empresas comparáveis

Transmissão

Empresas Comparáveis	Identificador	Beta	Cap. de Terc./ Cap. Próprio	Tributos	Beta Desalavancado
Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A.	BOVESPA:TAEE11	0,57	54,72%	16,23%	0,39
CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista S.A.	BOVESPA:TRPL4	0,58	32,44%	20,00%	0,46
Afluente Transmissão de Energia Elétrica S.A.	BOVESPA:AFLT3	0,60	0,11%	40,00%	0,60
Média		**0,58**	**29,1%**	**25,4%**	**0,49**
Mediana		**0,58**	**32,4%**	**20,0%**	**0,46**

Fonte: EY com base em dados do S&P Capital IQ, 2 anos série semanal

Anexo 13.3: Informações financeiras das empresas comparáveis

Distribuição

Informações financeiras das empresas comparáveis	Crescimento da ROL		Crescimento do EBITDA		Margem EBITDA	
Empresas comparáveis	LFY	LTM	LFY	LTM	LFY	LTM
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA	26,41%	24,54%	46,51%	56,08%	24,87%	28,47%
Companhia Energética do Ceará - Coelce	35,31%	40,37%	49,51%	66,15%	15,64%	16,73%
Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN	29,42%	28,38%	47,86%	53,29%	23,84%	26,29%
Elektro Redes S.A.	24,47%	21,84%	36,33%	42,93%	20,12%	25,13%
Energisa S.A.	31,81%	32,52%	50,50%	52,00%	21,90%	24,23%
Equatorial Energia S.A.	35,50%	45,56%	6,91%	21,11%	24,46%	24,72%
Light S.A.	13,96%	7,48%	-24,12%	-17,98%	13,89%	16,48%

Anexo 13.3: Informações financeiras das empresas comparáveis

Distribuição

Empresas Comparáveis	Identificador	Beta	Cap. de Terc./ Cap. Próprio	Tributos	Beta Desalavancado
Companhia Energética do Ceará - COELCE	BOVESPA:COCE5	0,60	68,49%	26,46%	0,40
Energisa S.A.	BOVESPA:ENGI3	0,82	104,00%	23,68%	0,45
Equatorial Energia S.A.	BOVESPA:EQTL3	0,72	88,38%	20,89%	0,43
Light S.A.	BOVESPA:LIGT3	1,03	194,34%	33,95%	0,45
Neoenergia S.A.	BOVESPA:NEOE3	0,75	158,91%	25,88%	0,35
Companhia Energética de Minas Gerais	BOVESPA:CMIG4	0,93	56,06%	22,37%	0,65
Companhia Paranaense de Energia - COPEL	BOVESPA:CPLE6	0,85	59,09%	24,86%	0,59
CPFL Energia S.A.	BOVESPA:CPFE3	0,73	66,55%	24,68%	0,49
EDP - Energias do Brasil S.A.	BOVESPA:ENBR3	0,61	75,31%	24,46%	0,39
Média		**0,78**	**96,79%**	**25,25%**	**0,46**
Mediana		**0,75**	**75,31%**	**24,68%**	**0,45**

Fonte: EY com base em dados do S&P Capital IQ, 2 anos série semanal

Anexo 13.4: Informações financeiras das empresas comparáveis

Misto

Informações financeiras das empresas comparáveis	Crescimento da ROL		Crescimento do EBITDA		Margem EBITDA	
Empresas comparáveis	LFY	LTM	LFY	LTM	LFY	LTM
Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.	27,89%	32,27%	9,76%	112,40%	8,30%	9,26%
Companhia Energética de Minas Gerais	33,37%	30,75%	27,72%	21,58%	19,89%	14,60%
CPFL Energia S.A.	26,90%	26,03%	34,42%	38,51%	22,43%	25,02%
Companhia Paranaense de Energia - COPEL	28,72%	25,75%	21,81%	21,32%	25,49%	21,70%
EDP - Energias do Brasil S.A.	25,96%	23,36%	15,71%	11,35%	21,16%	23,77%

EY
Building a better
working world

Centrais Elétricas Brasileiras S.A

Avaliação econômico-financeira da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco, na data-base de 30 de junho de 2022

23 de novembro de 2022

EY

Building a better working world

Centrais Elétricas Brasileiras S.A – Eletrobras
Rua da Quitanda, nº 196, Centro
CEP: 20091-005
Rio de Janeiro – RJ - Brasil

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

Centrais Elétricas Brasileiras S.A ("Eletrobras") **23 de novembro de 2022**

Conforme solicitação de V.Sa., a Ernst & Young Assessoria Empresarial Ltda. (doravante denominada "EY") apresenta o laudo de avaliação econômico-financeira ("Laudo") da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco S.A. (doravante denominada "Chesf" ou "Empresa"), controlada da Eletrobras, na data-base de 30 de junho de 2022 ("data-base").

Entendemos que a administração da Eletrobras ("Administração") utilizará este Laudo como subsídio aos acionistas da Eletrobras e da Chesf no contexto da aprovação da Proposta de Reorganização Societária, no tocante à Incorporação, pela Eletrobras, de 100% das ações de emissão da Chesf ("Incorporação de Ações Chesf"), atendendo aos requerimentos dos Artigos n° 137, 252 e 264 da Lei 6.404/76 ("Lei das S.A."). Adicionalmente, os resultados aqui apresentados não serão utilizados para a definição das relações de troca entre as ações da Eletrobras e da Chesf, relação esta que será apresentada e justificada no Protocolo da Operação. Ressaltamos que este Laudo tem como único propósito o atendimento à legislação societária Brasileira, não devendo ser utilizado para qualquer outra finalidade.

Este Laudo contempla objetivo, escopo, procedimentos e metodologias utilizadas, bem como as premissas mercadológicas e operacionais que envolveram o cálculo da estimativa do valor justo da Empresa.

Ressaltamos que nosso trabalho não deve ser considerado como uma *fairness opinion*, ou como um conselho ou recomendação para realização de qualquer transação que envolva o capital da Chesf ou da Eletrobras, ou sobre as condições que uma eventual transação venha a ocorrer, ou ainda utilizados para financiamento ou captação de recursos, ou para qualquer outra finalidade, exceto o cumprimento da Lei das S.A. Entendemos que a decisão final sobre a ocorrência e condições de uma eventual reestruturação societária da Empresa é de responsabilidade exclusiva das administrações e dos acionistas da Chesf e da Eletrobras.

É importante destacar que não investigamos de forma independente, bem como não foi aplicado nenhum processo de auditoria nas informações fornecidas pela Administração. Conforme mencionado em nosso contrato, nossa análise está sujeita às limitações gerais descritas nesse Relatório. Assumimos que a Administração analisou de forma consistente os fatores que possam impactar as projeções e análises apresentadas, bem como não omitiu nenhuma informação relevante, a qual poderia impactar significativamente o resultado dos nossos trabalhos.

Agradecemos a oportunidade de colaborarmos com a Eletrobras e nos colocamos à disposição para quaisquer dúvidas ou necessidade de informações adicionais.

Carolina S. Rocha
Sócia – *Corporate Finance*

Rafael Max
Sócio – *Corporate Finance*

Índice

Seção	Descrição	Página
1	**Sumário Executivo**	**4**
1.1	Contexto	5
1.2	Estrutura Societária	7
1.3	Metodologia de Avaliação	8
1.4	Conclusão de Valor	9
2	**Análise do Mercado**	**10**
3	**Avaliação da Chesf | Controladora**	**16**
4	**Avaliação das Investidas**	**27**
4.1	Avaliação das Empresas Investidas por FCD | Geração	31
4.2	Avaliação das Empresas Investidas por FCD | Transmissão	37
4.3	Avaliação das Empresas Investidas por Múltiplos | Geração	43
4.4	Avaliação das Empresas Investidas por Múltiplos | Transmissão	49
5	**Conclusão de Valor**	**55**
6	**Itens de Governança**	**57**
7	**Apêndices**	**60**
8	**Anexos**	**66**

1 Sumário executivo

5 Contexto
7 Estrutura societária
8 Metodologia de avaliação
9 Conclusão de valor

1.1 Contexto

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da Chesf	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Incorporação de Ações

Como parte do processo de reorganização societária da Eletrobras após a privatização, a Administração planeja realizar a incorporação de ações de suas controladas diretas Furnas, Chesf, Eletrosul e Eletronorte (em conjunto denominadas "Controladas"), e transformá-las em suas subsidiárias integrais.

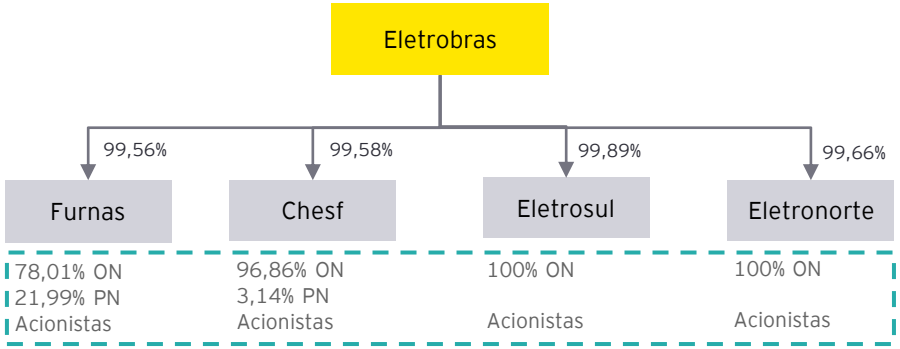
O processo de incorporação de ações deve seguir o determinado pelo art. 252 e 264 da Lei das S.A.

De acordo com o Art. 264 da Lei das S.A., "*na incorporação, pela controladora, de companhia controlada, a justificação, apresentada à assembleia geral da controlada, deverá conter, além das informações previstas nos arts. 224 e 225, o cálculo das relações de substituição das ações dos acionistas não controladores da controlada com base no valor do patrimônio líquido das ações da controladora e da controlada, avaliados os dois patrimônios segundo os mesmos critérios e na mesma data, a preços de mercado, ou com base em outro critério aceito pela Comissão de Valores Mobiliários, no caso de companhias abertas.*"

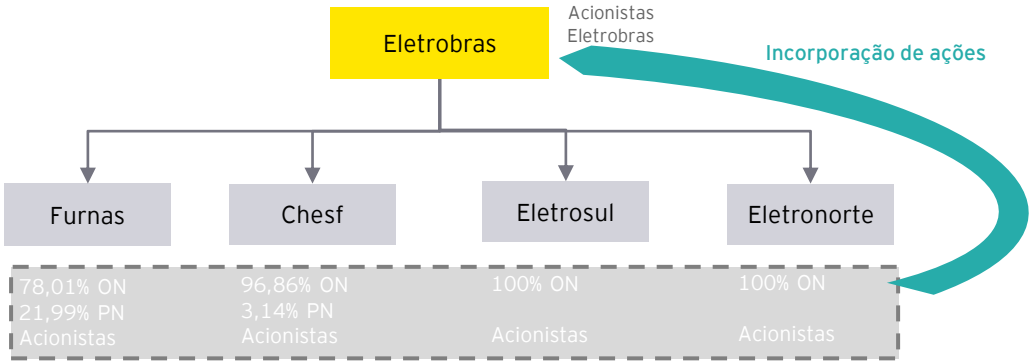
Para fins deste trabalho, considerou-se o valor justo, através da avaliação econômico-financeira (Valuation), como sendo o outro critério de avaliação do total do capital das Controladas e Eletrobras.

Estrutura societária

Estrutura societária pré-reestruturação



Estrutura societária após a reestruturação



1.1 Contexto

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da Chesf	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Descrição da Empresa

A Chesf é uma concessionária de serviço público de energia elétrica controlada pela Eletrobras, que possui como atividades principais a geração e a transmissão de energia elétrica, atuando em todo o território nacional. Concessionária de um dos maiores sistemas de geração e transmissão de energia elétrica do Brasil, as operações da Chesf se concentram nas atividades de geração hidráulica e eólica, com predominância de usinas hidrelétricas. Este parque gerador tem 10.457 MW de potência instalada, sendo composto por 12 usinas hidrelétricas, supridas por 09 reservatórios com capacidade de armazenamento máximo de 57 bilhões de metros cúbicos de água e 14 usinas eólicas. Vide páginas 17 e 18 para detalhes dos ativos.

Além dos ativos de concessão da própria Chesf, a Empresa possui ainda participações em investimentos de usinas hidrelétricas, eólicas e transmissoras. Vide página 7 para detalhes do organograma societário.

Objetivo

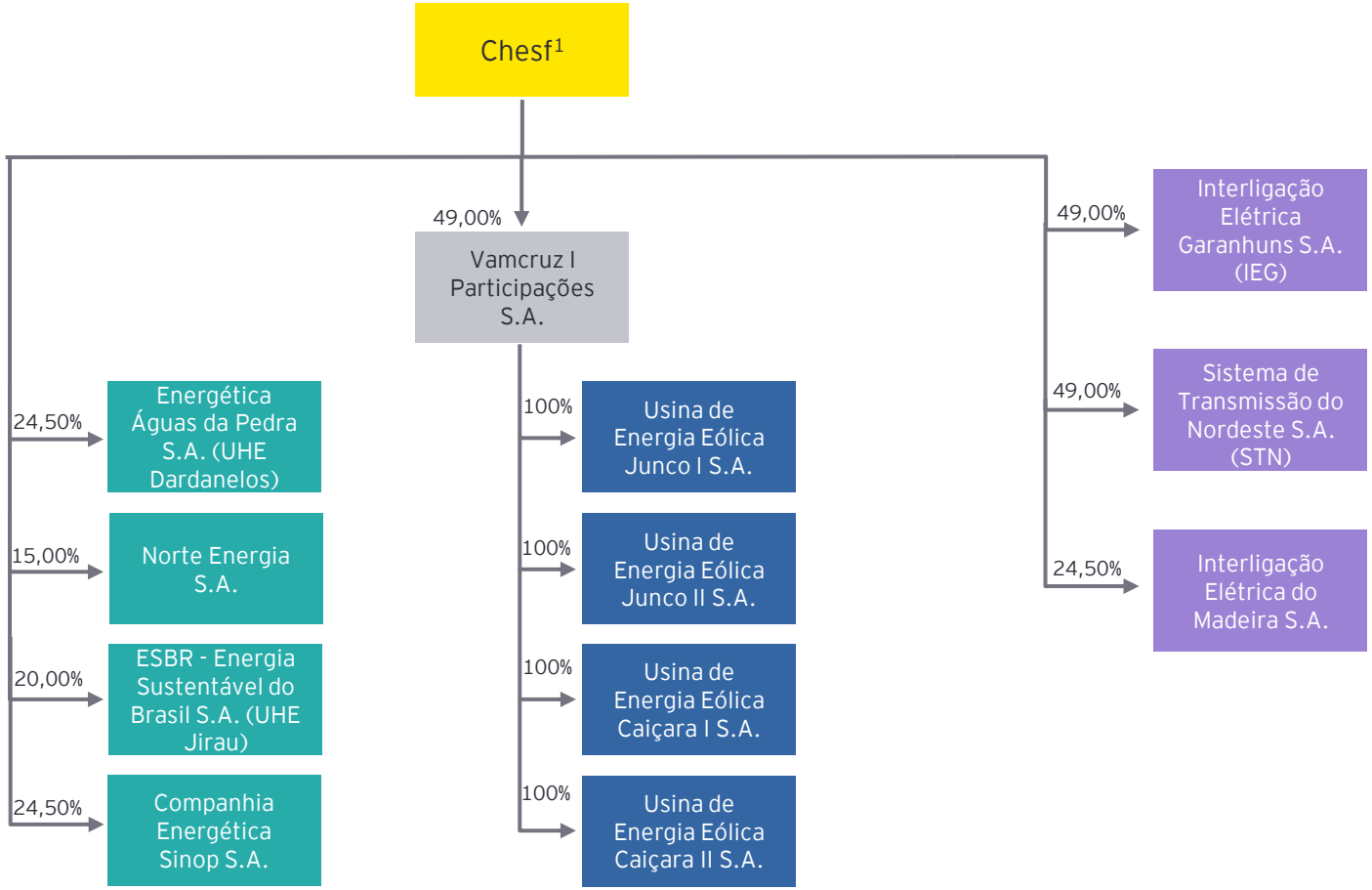
O Objetivo deste trabalho é apresentar a avaliação econômico-financeira da Chesf e suas Empresas Investidas, na data-base, de modo a suportar a Administração e os acionistas no contexto do processo de reestruturação societária que envolverá a incorporação das ações de emissão da Chesf pela Eletrobras.

Escopo do Trabalho

- Discussão com executivos e funcionários da Eletrobras;
- Obtenção e análise de informações financeiras históricas e projetivas da Empresa e das Empresas Investidas;
- Análise do mercado de atuação em que Chesf e suas Empresas Investidas estão inseridas;
- Cálculo das taxas de desconto que refletem adequadamente os riscos inerentes ao setor, sendo estas taxas utilizadas para trazer os fluxos de caixa dos respectivos ativos a seu valor presente;
- Análise das companhias comparáveis para obter parâmetros operacionais e múltiplos de avaliação de mercado;
- Desenvolvimento do modelo de Fluxo de Caixa Descontado (FCD) e Múltiplos de Mercado. A página 8 apresenta os detalhes sobre as metodologias utilizadas;
- Estimativa do Valor Justo da Empresa e de suas Empresas Investidas conforme descrito anteriormente;
- Preparação do relatório contendo a descrição das metodologias utilizadas, premissas adotadas e estimativas de valor.

1.2 Estrutura societária

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da Chesf	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos



Usinas Hidrelétricas
Usinas de Geração Eólica
Transmissoras

[1] Inclui os contratos de concessão detidos diretamente por Chesf, ao nível da Controladora. Para detalhes dos ativos, vide páginas 17 e 18.

1.3 Metodologia de avaliação

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da Chesf	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Metodologias de avaliação selecionadas

Na avaliação de uma empresa, três diferentes abordagens podem ser aplicadas: Abordagem de Renda, Abordagem de Mercado e Abordagem de Custo. Cada uma dessas abordagem pode ser considerada como uma metodologia de avaliação, mas a natureza e características da empresa vão indicar qual abordagem ou abordagens são as mais aplicáveis. Para o propósito deste trabalho, selecionamos, conforme aplicabilidade e materialidade, a Abordagem de Renda (Fluxo de Caixa Descontado) e a Abordagem de Mercado (*Market Cap*, Múltiplos ou Valor Transacionado) para estimar uma indicação de valor justo da Chesf e das Empresas Investidas.

De forma geral, a Abordagem de Custo não foi utilizada uma vez que não captura propriamente a natureza da Empresa e das Empresas Investidas e visão de continuidade de suas operações.

Para a aplicação das metodologias de avaliação, o padrão de valor adotado foi o Valor Justo. O Valor justo é definido pelo CPC 46 como o "preço que seria recebido pela venda de um ativo, ou que seria pago pela transferência de um passivo em uma transação não forçada entre participantes do mercado na data de mensuração."

Critérios para a aplicação das metodologias de avaliação

A Metodologia do FCD foi selecionada para a avaliação da Chesf (Controladora) e das Empresas Investidas de capital fechado cujo o valor do investimento, registrado contabilmente pela Empresa na data-base, fosse igual ou superior à R$ 278 milhões, conforme nível de materialidade contábil da Eletrobras, de acordo com a Lei Sarbanes-Oxley. Adicionalmente, outro critério para a aplicabilidade dessa metodologia foi o acesso à informações financeiras e operacionais projetadas detalhadas e confiáveis fornecidas pela Administração, para a Empresa e cada uma das Empresas Investidas.

Para as empresas de capital aberto, cujo o valor contábil do investimento na data-base fosse igual ou superior à R$ 278 milhões, foi aplicada a metodologia de *Market Cap*, desde que a ação atendesse aos seguintes critérios na data-base: (i) fazer parte de algum indicador de desempenho das ações negociadas na B3, ou obedecer aos dois critérios seguintes, de forma simultânea; (ii) apresentar volume diário negociado dentro do intervalo dos volumes negociados das ações integrantes de indicadores de desempenho da B3; e (iii) apresentar percentual de ações livres para negociação (free float) acima de 25%.

Para ativos que passaram por processo de privatização, outra transação ou estão em processo de venda, nos últimos 12 meses, o valor justo foi assumido como equivalente ao valor da transação ou valor da oferta de compra.

A metodologia de Múltiplos de Empresas Comparáveis foi utilizada para todas as empresas dentro do escopo de avaliação. Para as empresas já avaliadas por FCD, Market Cap, ou Valor Transacionado, esta metodologia foi utilizada como análise de razoabilidade para os valores estimados. Para as demais empresas, este método foi adotado como método primário de avaliação.

Metodologia		Descrição
Renda	Fluxo de Caixa Descontado	Mensura o valor de um ativo ou negócio através do valor presente do benefício econômico líquido (recebimentos de caixa menos despesas de caixa) a ser recebido ao longo de sua vida útil.
Mercado	Múltiplos de Empresas Comparáveis	As metodologias da Abordagem de Mercado mensuram o valor de um ativo ou negócio com base no quanto outros compradores no mercado tem pago pelos ativos avaliados ou por ativos ou negócios que podem ser considerados razoavelmente similares àqueles sendo avaliados.
	Market Cap	

1.4 Conclusão de valor

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da Chesf	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Composição de Valor (em milhões de BRL)	
Valor Operacional | Controladora	**37.497**
Ativos (passivos) não operacionais	(19.259)
Caixa líquido (Dívida líquida)	857
Valor da Empresa | Chesf Controladora	**19.095**
Valor das Empresas Investidas	**5.487**
Valor da Empresa | Consolidado	**24.582**

Valor por ação	Quantidade (mil)	Valor Unitário (R$/ação)
ON	54.151	R$ 439,70
PN	1.754	R$ 439,70

Fonte: EY / Administração

Empresas Investidas (em milhões de BRL)	% Participação	Valor justo
Norte Energia S.A.	15,00%	1.682
Energia Sustentável do Brasil S.A. (UHE Jirau)	20,00%	1.495
Companhia Energética Sinop S.A.	24,50%	241
Energética Águas da Pedra S.A. (UHE Dardanelos)	24,50%	297
Vamcruz I Participações S.A.	49,00%	39
Sistema de Transmissão Nordeste S.A. (STN)	49,00%	574
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	24,50%	750
Interligação Elétrica Garanhuns S.A. (IEG)	49,00%	409
Total		**5.487**

Com base na análise dos direitos e benefícios de cada uma das classes de ações e do histórico de pagamento de dividendos por classe de ação, concluiu-se que não há diferenciação econômica para as ações ON e PN da Chesf.

O valor justo da Empresa, consolidado, representa o valor justo da Chesf Controladora somado ao valor justo de suas Empresas Investidas, conforme descrito ao longo deste Relatório.

Essa estimativa de valor não considera possíveis contingências, insuficiências ou superveniências ativas ou passivas que não estejam registradas nas posições patrimoniais da Empresa e de suas Empresas Investidas, 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 de justo de R$ 24.582 milhões para 100% do capital da Chesf na data-base de 30 de junho de 2022.

2 Análise do mercado

11 Visão geral da indústria

2.1 Visão geral da indústria

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da Chesf	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

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%).

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, mesmo em outro ano recorde para as energias renováveis. Isto está levando ao aumento da produção das usinas a carvão para atender a demanda, especialmente na Ásia. Espera-se que a demanda de gás natural se recupere mais rapidamente, impulsionada principalmente por um aumento no uso industrial.

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%. 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, CTG, Copel, Cemig, CPFL, Enel e AES.

2.1 Visão geral da indústria

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da Chesf	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

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 2020 no Brasil são, por relevância, o segmento industrial (36,3%), seguido pelo residencial (30,2%), comercial (17,4%) e outros (16,1%).

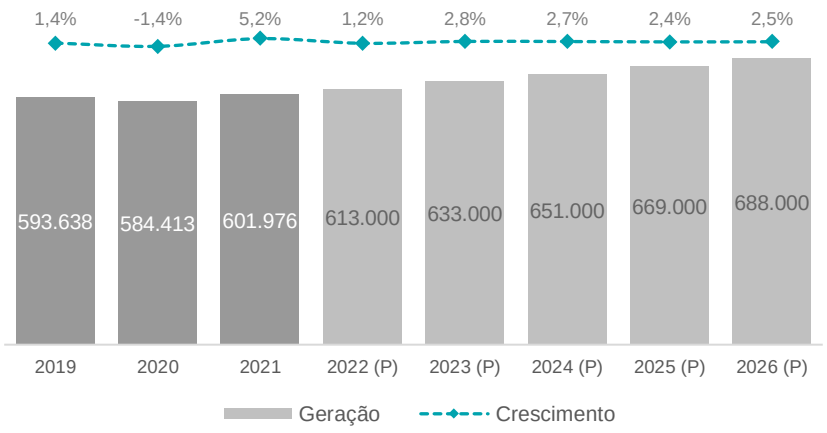
Segundo o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), a geração de energia elétrica no Sistema Integrado Nacional (SIN) em 2021 totalizou 602,0 mil GWh (incluindo energia hidráulica, térmica nuclear e convencional, eólica e solar), o que significou crescimento de 5,2% em relação ao mesmo período do ano anterior, devido principalmente ao forte crescimento da geração de energia eólica e hidráulica.

Em janeiro de 2022, a geração de energia elétrica no Sistema Integrado Nacional (SIN) totalizou 53,7 mil GWh, o que significou expansão de 1,0% em relação ao mesmo período de 2021. O segmento que apresentou maior retração no período foi o térmico, com -27,2%, seguido pelo eólico, com -18,7%. Já os que apresentaram maior crescimento no período foram, respectivamente: solar 59,8% e hidráulico 10,9%.

Para 2022, a Lafis projeta expansão de 1,2% do consumo e 1,8% 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 2023 a 2025 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 2,8% da geração e de 2,5% do consumo de energia elétrica, alcançando em 2025 um patamar de 688 mil GWh e 560,5 mil GWh, respectivamente.

Geração total de energia no Brasil- EPE (GWh)



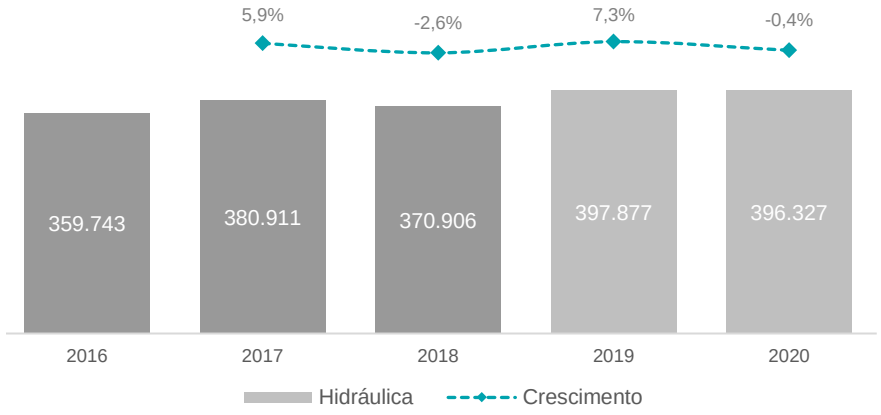
Fonte: Ministério de Minas e Energia/EPE/ONS/COMEX/ANEEL. Estimativa e projeções: Lafis/Abril 2022

2.1 Visão geral da indústria

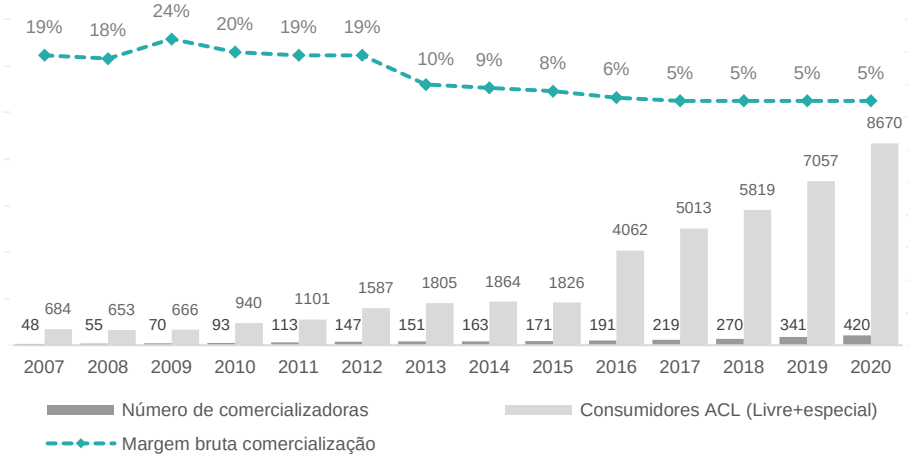
Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da Chesf	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Geração e Comercialização

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



Número de Comercializadores e margem bruta – (%)



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.

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.

2.1 Visão geral da indústria

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da Chesf	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

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 2020, o consumo de energia elétrica no Brasil apresentou uma retração frente ao ano de 2019 em todos os segmentos, exceto no segmento residencial. A queda do consumo está relacionada com os efeitos na atividade econômica provocados pela crise do Covid-19 que afetou severamente o consumo de energia, sobretudo no segundo trimestre do ano, considerando as políticas de distanciamento social de combate ao vírus, e com a menor utilização de ar condicionado em 2020, considerando que as temperaturas foram mais amenas no começo deste ano.

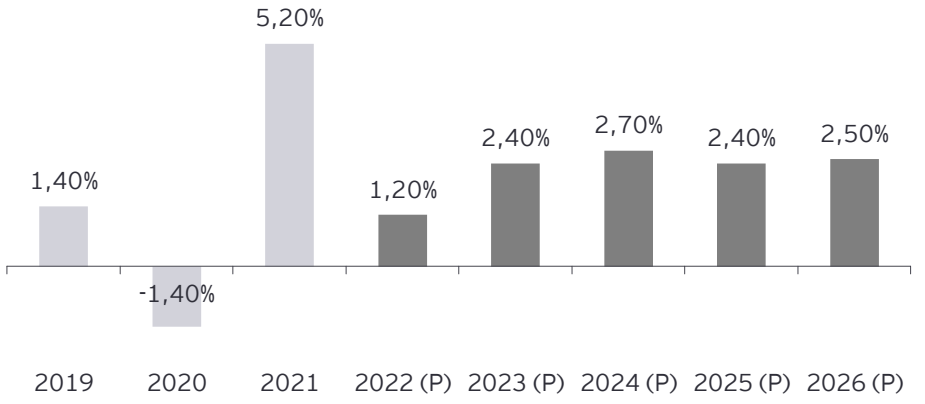
A Lafis considera em seu cenário econômico que o triênio de 2024 a 2026 será um período de continuidade da retomada do crescimento da economia interrompido pela crise do Covid-19. Considerando que haja uma retomada da confiança dos agentes econômicos, há um terreno fértil para a expansão setorial.

Segundo o Plano de Desenvolvimento da Distribuição (PDD), entre 2021 e 2023 serão investidos R$ 49,2 bilhões em distribuição de energia elétrica no Brasil, destes, R$ 32,64 bilhões serão destinados para expansão da rede, R$ 18,27 bilhões para melhoria e outros R$ 9,4 bilhões para renovação.

No triênio, considerando as categorias de consumo de energia elétrica, o que se espera é um crescimento generalizado, 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.

Assim, considerando o cenário descrito acima, a Lafis projetou um crescimento médio de 2,8% da geração de energia elétrica e 2,5% no consumo, atingindo um nível de 686 mil GWh e 558,5 mil GWh em 2026, respectivamente.

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

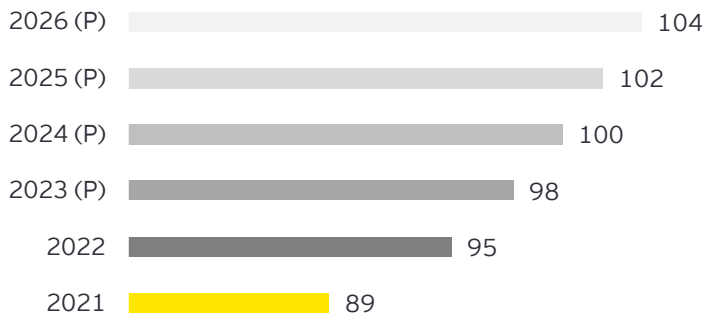


Visão geral da indústria

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da Chesf	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

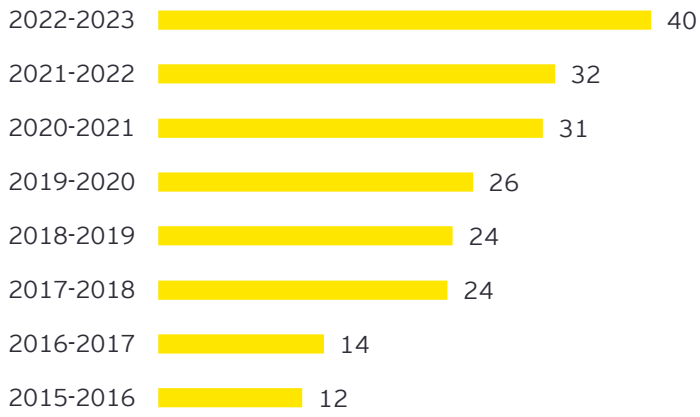
Transmissão

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 2022, a projeção é de aumento de 2,7%, considerando alta de 1,3% no Produto Interno Bruto – PIB.

Para o ano de 2022, o valor do mercado brasileiro no setor de transmissão energia elétrica foi estimado em US$ 95,0 bilhões, com progressão de 6,8% em relação ao ano anterior. O crescimento é justificado pela recuperação da geração e do consumo de energia elétrica após o período crítico da crise do Covid-19.

Já o crescimento esperado de BRL 7,85 bilhões na receita no ciclo 2022-2023 pode ser justificado 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.

3 Avaliação da Chesf | Controladora

17 Visão geral da Empresa avaliada
19 Informações financeiras históricas
22 Informações financeiras projetadas
24 Taxa de desconto
25 Ajustes de valor
26 Conclusão de valor

3.1 Visão geral da Empresa avaliada

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da Chesf	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Chesf | Controladora

R$ 4,23 bi

Receita Operacional Líquida em 30 de junho de 2022

R$ 1,27 bi

Resultado Operacional antes do Resultado Financeiro em 30 de junho de 2022

R$ 21,78 bi

Patrimônio Líquido em 30 de junho de 2022

10.457 MW

Capacidade instalada de geração – Usinas em operação

Ativos registrados – Geração | Nível Controladora

A empresa possui 8 usinas hidrelétricas e 6 complexos eólicos (que englobam 14 usinas eólicas) em operação, cujas concessões são 100% detidas pela Chesf (nível controladora). A relação dos ativos de geração considerados no nível corporativo está apresentada a seguir:

Empreendimento	Potência instalada (MW)	Garantia Física (MW médio)	Término da Concessão
Hidrelétricas			
Sobradinho	1.050	457,8	jun/52
Luiz Gonzaga (Itaparica)	1.480	727,0	jun/52
Paulo Afonso/Moxotó	4.280	1.658,8	jun/52
Xingó	3.162	1.729,8	jun/52
Funil	30	4,8	jun/52
Pedra	20	1,7	jun/52
Boa Esperança	237	136,2	jun/52
Curemas	4	1,0	fev/26
Eólicas			
UEE Casa Nova A	24	-	jun/54
UEE Casa Nova II	33	9,4	mai/49
UEE Casa Nova III	28	9,4	mai/49
Pindaí I	68	33,2	abr/49
Pindaí II	26	12,3	mai/49
Pindaí III	16	7,4	jun/49

Fonte: Demonstrações financeiras/ Administração

Com base em informações disponibilizadas pela Administração, não foram considerados novos projetos de expansão de capacidade ao longo do período projetivo.

3.1 Visão geral da Empresa avaliada

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da Chesf	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Chesf | Controladora

25 contratos

Contratos de concessão de transmissão detidos integralmente por Chesf

21,8 mil km

Extensão da rede de transmissão própria

Com base em informações disponibilizadas pela Administração, não foram considerados novos projetos de expansão de capacidade ao longo do período projetivo, nem renovações de concessões que não estivessem contratadas.

Ativos registrados – Transmissão | Nível Controladora

Chesf possui 21.801 km de linhas de transmissão. Os contratos de concessão de transmissão da Chesf (nível controladora) encontram-se discriminados a seguir:

Contrato	Empreendimento	UF	Prazo da Concessão
019/2012	LT Igaporã II - Igaporã III C1, CS, 230 kV; LT Igaporã II - Igaporã III C2, CS, 230 kV; LT Igaporã III - Pindaí II, CS, 230 kV; SE Igaporã III, em 500/230 kV, (6+1) x 250 MVA; e SE Pindaí II, 230 kV.	BA	30 anos
018/2012	LT Mossoró II - Mossoró IV, CS, em 230 kV; LT Ceará-Mirim II - Touros, CS, em 230 kV; LT Russas - Banabuiu C2, CS, em 230 kV; SE Touros, 230 kV; e SE Mossoró IV, 230 kV.	RN	30 anos
017/2012	SE Mirueira II, em 230/69 kV, 2 x 150 MVA; SE Jaboatão II, em 230/69 kV, 2 x 150 MVA	PE	30 anos
005/2012	LT Jardim - Nossa Senhora do Socorro, CD, 230 kV, LT Messias - Maceió II, CD, 230 kV, SE Nossa Senhora do Socorro 2, 230/69 kV x 150 MVA, SE Maceió II, 230/69 kV, 2x200 MVA, SE Poções II, 230/138kV, 2x100 MVA	SE/AL/BA	30 anos
017/2011	LT Teresina II - Teresina III, CD, em 230 kV eSE Teresina III em 230/69 kV	PI	30 anos
010/2011	Instalações de Rede Básica: LT Paraíso – Lagoa Nova, CS, em 230 kV; Subestação lagoa Nova, 230 kV; e Subestação Ibiapina 230 kV. ICG: Transformadores 230/69 kV 2x150 MVA na SE Lagoa Nova, Transformadores 230/69 kV 2x100 MVA na SE Ibiapina; SE Lagoa Nova 69 kV; SE Ibiapina 69 kV.	RN/CE	30 anos
009/2011	Instalações de Rede Básica: LT Morro do Chapéu – Irecê, CS, 230 kV e Subestação Morro do Chapéu 230 kV. ICG: Transformador 230/69 kV, 150 MVA na SE Morro do Chapéu; SE Morro do Chapéu 69 kV.	BA	30 anos
008/2011	Instalações de Rede Básica: LT Ceará-Mirim - João Câmara II, CS, em 500 kV; LT Ceará-Mirim - Campina Grande III, CS, em 500 kV; LT Ceará-Mirim - Extremoz II, CS, em 230 kV; LT Campina Grande III – Campina Grande II, CS, em 230 kV; Subestação João Câmara II, 500 kV; Subestação Campina Grande III 500/230 kV; Subestação Ceará-Mirim 500/230 kV. ICG: Banco de Transformadores 500/138kV na SE João Câmara II e SE João Câmara II 138 kV	RN/PB	30 anos
021/2010	LT Sobral III - Acaraú II, CS 230 kV e SE Acaraú II 230 kV	CE	30 anos
020/2010	LT Igaporã - Bom Jesus da Lapa II, CS, em 230 kV e SE Igaporã 230 kV	BA	30 anos
019/2010	LT Paraíso - Açu II, 3º CS, em 230 kV, LT Açu II – Mossoró II 2º CS, em 230 kV, LT Extremoz II – João Câmara CS, em 230 kV, SE Extremoz II, 230 kV, SE João Câmara, 230 kV	RN	30 anos
014/2010	SE Pólo	BA	30 anos
013/2010	SE Arapiraca III	AL	30 anos
007/2010	SE Camaçari IV - 500/230 kV	BA	30 anos
004/2010	LT São Luiz II - São Luiz III 230 kV - C2, SE Pecém II - 500/230 kV, SE Aquiraz II - 230/69 kV	MA/CE	30 anos
018/2009	LT Eunápolis - Teixeira de Freitas II C2 - 230 kV	BA	30 anos
017/2009	LT Pau Ferro - Santa Rita II - 230kV, LT Paulo Afonso III - Zebu - 230kV, SE Santa Rita II - 230/69kV, SE Zebu - 230/69kV, SE Natal III - 230/69kV	PE, PB, AL, RN	30 anos
006/2009	SE Suape II - 500/230 kV (600 MVA), SE Suape III - 230/69 kV (200 MVA)	PE	30 anos
014/2008	LT 230 kV Eunápolis - Teixeira de Freitas II C1, SE Teixeira de Freitas II e instalações associadas na SE Eunápolis.	BA	30 anos
005/2008	LT Jardim - Penedo 230kV SE Penedo 230/69kV	SE, AL	30 anos
012/2007	LT Picos - Tauá - 230 kV e LT Paraíso ? Açu II - 230 kV	PI, CE, RN	30 anos
010/2007	LT Ibicoara - Brumado II - 230 KV	BA	30 anos
008/2005	LT Milagres - Coremas C2	CE, PB	30 anos
007/2005	LT Milagres - Tauá	CE	30 anos
061/2001	Diversos Empreendimentos	PE, CE, SE, BA, AL, PI, MA, PB, RN	30 anos

3.2 Informações financeiras históricas

Início		
	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da Chesf	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

DRE Chesf Controladora (milhares de BRL)	dez-20	dez-21	jun-22
Receita bruta	7.369.047	9.525.273	4.979.414
Imposto sobre vendas	(1.267.772)	(1.382.312)	(748.266)
Receita líquida	6.101.275	8.142.961	4.231.148
Custos operacionais	(2.342.804)	(2.910.004)	(1.331.395)
Lucro bruto	3.758.471	5.232.957	2.899.753
Despesas gerais e administrativas	(2.134.994)	(2.316.766)	(1.015.063)
Outras (receitas) despesas	476.529	2.942.521	(619.230)
EBIT	2.100.006	5.858.712	1.265.460
Resultado de equivalencia patrimonial	(850)	160.966	92.625
Despesas financeiras	-	-	(194.880)
Receitas financeiras	275.596	238.246	202.425
EBT	2.374.752	6.257.924	1.365.630
IR&CSLL	(266.978)	(789.520)	(239.686)
Lucro líquido	2.107.774	5.468.404	1.125.944

Indicadores Financeiros	dez/20	dez/21	jun/22
Crescimento da ROL	n/a	33,5%	3,9%
Margem EBIT	34,4%	71,9%	29,9%
Margem EBT	38,9%	76,9%	32,3%

Fonte: Demonstrações financeiras/ Administração

Sumário das informações financeiras históricas

A Administração forneceu as informações financeiras da Chesf na data-base da avaliação, as quais foram analisadas com o propósito de compreender as tendências dos indicadores operacionais da Empresa.

Demonstração do Resultado do Exercício ("DRE")

A receita líquida em dezembro de 2021 apresentou um aumento de 33,5% em relação a 2020, notadamente em função do crescimento das receitas com fornecimento, suprimento e operação e manutenção de usinas, além do incremento observado nas receitas de operação e manutenção das transmissoras em função da variação de indicadores de inflação (IPCA e IGP-M) utilizados para atualização das receitas societárias relacionadas a esses ativos.

Nesse mesmo período os custos tiveram um incremento de 16,7%, reflexo do aumento de (i) 51,2% dos custos de construção, (ii) 13,2% dos custos com serviços de terceiros, (iii) 12,1% dos custos com pessoal e (iv) 8,3% de outros dispêndios correntes. Além disso, houve um aumento de R$ 2,5 bilhões na rubrica de Remunerações Regulatórias vinculadas à contratos de transmissão, classificadas como "Outras Receitas" na DRE ao lado.

Portanto, o aumento das receitas superior a elevação dos custos, além do aumento na rubrica de remensurações regulatórias, resultou em um ganho de margem EBIT no período de 34,4% em 2020 para 71,9% em 2021.

Já a receita operacional líquida anualizada do primeiro semestre de 2022 apresentou um crescimento de 3,9% em relação ao ano anterior, resultado do aumento de (i) 18,3% da receita financeira contratual das transmissoras (ii) 18,3% com o fornecimento de energia elétrica e (iii) 9,3% das receitas de operação e manutenção das linhas de transmissão. Neste mesmo período, os custos e despesas da Empresa apresentaram um crescimento de 13,5% em relação ao ano anterior, influenciados pelo aumento de 75,4% de outros dispêndios correntes, que acabou mais do que compensando a redução de 15,9% dos custos com serviços de terceiros e de 12,1% com os custos de construção. Além disso, houve uma queda de R$ 3,5 bilhões na rubrica de Remensurações Regulatórias vinculadas à contratos de Transmissão classificadas como "Outras Receitas", o que contribuiu para queda da margem EBIT, que se reduziu para 29,9% no primeiro semestre de 2022.

3.2 Informações financeiras históricas

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da Chesf	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Balanço patrimonial Chesf Controladora (milhares de BRL)	dez-20	dez-21	jun-22
Caixa e equivalentes de caixa	9.256	9.762	1.977.293
Contas a receber de clientes – CP	1.944.527	845.468	815.869
Estoque	85.065	79.383	107.475
Títulos e valores mobiliários - CP	2.079.294	2.558.187	827.257
Crédito de imposto – CP	63.879	70.705	110.917
Ativo contratual da concessão - CP	3.108.499	2.237.989	2.227.296
Impostos e contribuições sociais diferidos - CP Ativo	195.190	569.938	769.704
Dividendos a Receber (Remuneração de participações societárias)	-	-	63.272
Contas a receber de operações de mútuo – CP	27.108	74.693	-
Outros ativos circulantes	606.088	654.420	730.979
Ativo circulante	**8.118.906**	**7.100.545**	**7.630.062**
Contas a receber de clientes – LP	487.822	487.822	-
Títulos e valores mobiliários – LP	210	219	224.038
Crédito de imposto – LP	201.189	204.383	-
Ativo contratual da concessão – LP	11.610.045	16.119.592	16.724.222
Imposto e contribuições sociais diferidos – LP Ativo	145.987	-	208.692
Ativo Diferido - LP	-	-	1.782.833
Depósitos judiciais	488.241	322.601	586.398
Contas a receber de operações de mútuo – LP	-	-	-
Outros ativos não circulantes – LP	108.215	53.509	56.628
Ativo não circulante	**13.041.709**	**17.188.126**	**19.582.811**
Investimentos	6.117.611	5.409.581	5.473.921
Imobilizado	1.237.612	2.277.593	2.472.725
Intangível	116.831	456.549	28.748.569
Ativos fixos	**7.472.054**	**8.143.723**	**36.695.215**
Total do ativo	28.632.669	32.432.394	63.908.088

Fonte: Demonstração financeira/ Administração

Balanço Patrimonial ("BP") - Ativo

Do ponto de vista das contas patrimoniais do ativo da Empresa, em 2021 pode-se observar um aumento nos ativos relacionados à concessão (ativos contratuais financeiros) em relação a 2020, passando de R$ 14,7 bilhões para R$ 18,4 bilhões, em função basicamente da atualização monetária e de ajustes nas premissas de rentabilidade dos ativos da concessão.

O ativo contratual de transmissão aumentou de forma relevante, principalmente em função da remensuração do ativo da concessão referente à RBSE a qual, por sua vez, envolveu o reperfilamento do componente financeiro da RBSE, o reconhecimento complementar do Ke e a finalização da fiscalização do laudo de avaliação da Base de Remuneração Regulatória – BRR do Contrato nº 061/2001. Com isso, foram homologados os valores definitivos da Receita Anual Permitida – RAP referentes à Revisão Tarifária Periódica (RTP) do ciclo 2018/2023.

No primeiro semestre de 2022 o ativo total da Companhia aumentou em R$ 31,4 bilhões em relação a dez/21, alcançando R$ 63,9 bilhões em junho de 2022, principalmente em função da celebração de novos contratos de concessão de geração de energia elétrica em substituição aos contratos de concessão vigentes para oito usinas hidrelétricas contempladas pela Lei 14.182/2021. Tal lei condicionou à desestatização da Eletrobras a celebração de novos contratos de concessão de geração de energia elétrica, por trinta anos, além da revisão da garantia física desses empreendimentos.

Os novos contratos geraram aumento no ativo intangível da Chesf no valor de R$ 28,3 bilhões, originado pelo direito de regular a exploração dos potenciais de energia hidráulica através de usinas hidrelétricas, bem como as instalações de transmissão de interesse restrito dessas usinas. Os novos contratos de concessão de geração de energia elétrica foram celebrados para as usinas de Xingó, Luiz Gonzaga (Itaparica), Sobradinho, Apolônio Sales (Moxotó), Boa Esperança, Funil, Pedra, Paulo Afonso I, II III e IV.

Dentre as contas do ativo da Chesf, aquelas consideradas no capital de giro foram: Contas a receber de clientes e Crédito de imposto. As demais contas foram tratadas como não operacionais e, portanto, foram incluídas na análise como ajustes de valor e adicionadas ao valor presente dos fluxos de caixa.

3.2 Informações financeiras históricas

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da Chesf	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Balanço patrimonial Chesf Controladora (milhares de BRL)	dez-20	dez-21	jun-22
Empréstimos e financiamentos - CP	228.033	185.006	210.438
Debêntures - CP	11.224	14.474	-
Fornecedores	340.824	394.846	326.812
Salários e encargos a pagar	4.815	36.741	31.824
Impostos e contribuições a recolher	149.398	155.839	131.102
Dividendos e juros sobre capital próprio	1.807.003	1.298.929	860.638
Obrigações Lei 14.128/2021 - CP	-	-	2.208.744
Taxas regulamentares - CP	73.516	36.123	292.915
Outros passivos circulantes - CP	93.373	35.371	363.274
Provisões - CP	496.489	485.030	540.848
Passivo circulante	**3.204.675**	**2.642.359**	**4.966.595**
Empréstimos e financiamentos - LP	875.548	848.721	910.105
Debêntures - LP	137.991	141.445	-
Obrigações Lei 14.128/2021 - LP	-	-	11.715.372
Taxas regulamentares - LP	489.939	459.416	231.453
Impostos e contribuições sociais diferidos - LP Passivo	-	670.192	2.667.292
Provisões – LP	7.228.284	6.513.261	6.941.200
Outros passivos não circulantes - LP	377.205	507.699	14.700.826
Passivo não circulante	**9.108.967**	**9.140.734**	**37.166.248**
Capital social	9.753.953	9.753.953	9.753.953
Reservas de capital	4.916.199	4.916.199	1.322.341
Lucros/prejuizos acumulados	(3.754.472)	(3.593.858)	1.125.944
Reservas de lucros	5.403.347	9.573.007	9.573.007
Patrimônio Líquido	**16.319.027**	**20.649.301**	**21.775.245**
Total Passivo e Patrimônio Líquido	**28.632.669**	**32.432.394**	**63.908.088**

Fonte: Demonstração financeira/ Administração

Balanço Patrimonial ("BP") - Passivo

Analisando o comportamento histórico do passivo da Chesf, nota-se que o aumento de 13,3% em 2021 foi ocasionado, principalmente, pelo aumento da reserva de lucros em função do lucro líquido gerado em 2021, fazendo com que tal conta se elevasse de R$ 5,4 bilhões em 2020 para R$ 9,6 bilhões em 2021, além do reconhecimento de R$ 670 milhões de impostos diferidos.

No primeiro semestre de 2022, o passivo da Chesf aumentou em R$ 31,4 bilhões. No período a Chesf possuía no passivo circulante valores correspondentes a um Adiantamento para Futuro Aumento de Capital (AFAC) no montante de R$ 11,7 bilhões. Adicionalmente, a Lei nº 14.182/2021 estabeleceu determinadas obrigações de fazer das concessões detidas no nível corporativo da Chesf como contrapartida para a obtenção das novas outorgas de concessão de geração de energia elétrica, relacionadas ao pagamento à CDE e à implementação do Programa de Revitalização dos Recursos Hídricos das Bacias do Rio São Francisco e do Rio Parnaíba, totalizando R$ 14 bilhões.

A dívida bruta da Empresa, dada pela soma dos empréstimos/financiamentos e debêntures, apresentou uma tendência de ligeira queda entre dez/20 e jun/22, de cerca de 5,5% ao ano, reduzindo de R$ 1,252 bilhão em 2020 para R$ 1,120 bilhão em jun/22.

Analisando a relação dívida/patrimônio líquido da Empresa, é possível observar uma redução do grau de endividamento entre 2020 e o primeiro semestre de 2022. Em 2020 a relação dívida/PL era de 7,1% e se reduziu para 5,8% em 2021 e depois para 5,1% em junho de 2022.

Dentre as contas do passivo da Chesf, aquelas consideradas no capital de giro foram: Fornecedores, Salários e encargos a pagar, Impostos e contribuições a recolher e Taxas regulamentares. As demais contas foram tratadas como não operacionais e, portanto, foram incluídas na análise como ajustes de valor e subtraídas ao valor presente dos fluxos de caixa.

3.3 Informações financeiras projetadas

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da Chesf	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

A avaliação da Chesf foi realizada através da Abordagem de Renda, método do fluxo de caixa descontado.

As projeções foram baseadas em arquivos disponibilizados pela Administração e/ou pela Empresa.

Descrição

Constituída em 15 de março de 1948, a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf é uma concessionária de serviço público de energia elétrica controlada pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras), responsável pelas atividades de geração, transmissão e comercialização de energia elétrica. As operações da Chesf se concentram na geração de energia hidráulica e eólica. Atualmente a Empresa possui 6 parques eólicos (que englobam 14 usinas eólicas), 8 usinas hidrelétricas e 25 contratos de transmissão.

Premissas Gerais

- Data-base: 30 de junho de 2022;
- Período de projeção: 01 de julho de 2022 a 31 de dezembro de 2052;
- Moeda: Reais ("BRL") em termos nominais;
- Taxa de desconto: 9,5% em termos nominais, de acordo com a metodologia Weighted Average Cost of Capital ("WACC");
- Ajustes: ativos e passivos não operacionais, incluindo caixa e dívidas, não foram considerados nas projeções de fluxo de caixa. Quando observados, foram tratados à parte e adicionados/subtraídos do valor presente dos fluxos de caixa, impactando no valor do capital da Chesf.

Informações Financeiras Projetadas

Abaixo segue a descrição geral das principais contas projetadas para a projeção do fluxo de caixa descontado.

- **Receita Líquida - Geração:** foram consideradas projeções para as usinas hidrelétricas de Complexo Paulo Afonso/Moxotó, Xingó, Boa Esperança, Luiz Gonzaga (Itaparica), Sobradinho, para as pequenas centrais hidrelétricas de Funil, Pedra e Curemas, e para os complexos eólicos de Casa Nova A, Casa Nova II, Casa Nova III, Pindai I, Pindai II e Pindai III.
- As receitas foram projetadas considerando as seguintes aberturas: Receita Anual de Geração (RAG), contratos ACR, contratos ACL e venda de energia no mercado SPOT. Como desdobramento da Lei 14.182/2021, que dispõe sobre a desestatização da Eletrobras, as usinas Complexo Paulo Afonso/Moxotó, Xingó, Boa Esperança, Itaparica, Funil e Pedra deixam de fazer parte do regime de cotas de garantia física, descontratando 20% da energia ao ano entre 2023 e 2026, ficando portanto totalmente descotizadas em 2027. Assim, esse saldo de energia descontratada passa a ser negociado no mercado livre em substituição à Receita Anual de Geração (RAG) obtida no regime de cotas. Os contratos no ACR representam 1% do volume comercializado entre 2022 e 2052, totalizando 1.039 MWmed nesse período, a um preço médio de R$ 218/MWh na data-base, o qual é reajustado anualmente pelo IPCA. Já os contratos do ACL representam 99% do volume total comercializando nesse período, totalizando 128.335 MWmed até 2052 a um preço médio na data-base de R$ 164/MWh, sendo igualmente reajustado anualmente pelo IPCA. Entre 2022 e 2052, foi considerada a compra de 7.103 MWmed no mercado SPOT a um preço médio de R$ 169/MWh na data-base e corrigido anualmente por IPCA. Os montantes de energia descritos acima se alteram entre os segmentos de venda (ACR, ACL e SPOT) e os anos conforme os contratos vigentes na data-base e a estratégia de comercialização da Empresa. Especificamente para UHE Sobradinho foi considerada a projeção de uma contrato de venda de energia no ACL no montante de 85 Mwmed, durante 20 anos (2023 a 2042), a um preço de R$ 80/MWh. A avaliação considerou um GSF médio de 80% em 2022, chegando a 89% em 2023 e estabilizando-se em 90% de 2024 até o fim da projeção, conforme estimativa média de mercado, implicando em necessidade de compra de energia em alguns empreendimentos e excedente de energia em outros.
- **Receita Líquida - Transmissão:** a receita de transmissão é proveniente da Receita Anual Permitida ("RAP") dos 25 contratos que a Chesf possui. A RAP é aprovada pela ANEEL e divulgada anualmente (normalmente no mês de junho) na Revisão Tarifária Periódica. Foram considerados os valores de RAP para os ciclos futuros, inclusive os valores de reforço desde que homologados pela ANEEL na data-base, com correções por IPCA.

3.3 Informações financeiras projetadas

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da Chesf	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Informações Financeiras Projetadas (cont.)

- **Deduções:** sobre a receita bruta de geração e transmissão há incidência do PIS e COFINS, projetados conforme alíquotas aplicáveis ao regime tributário de Lucro Real. Outras deduções incidentes sobre a receita líquida são: RGR (Reserva Global de Redução), TFSEE (Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica), CFURH (Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos) e P&D.
- **Custos e despesas:** os principais custos e despesas operacionais são compostos por encargos de uso e conexão, seguros, O&M, pessoal, materiais, serviço de terceiros e outros. As premissas de custos e despesas foram disponibilizadas pela Administração, sendo corrigidas anualmente pelo IPCA.
- **Margem EBITDA:** com base nas premissas de receita, custos e despesas, a margem EBITDA média anual projetada foi de 63,6%.
- **Depreciação:** foi considerada uma taxa de depreciação linear de 3,95% ao ano conforme valores históricos disponíveis na demonstração financeira da empresa.
- **Amortização:** a Lei 14.182/2021 condicionou a desestatização da Eletrobras à celebração de novos contatos de concessão de geração elétrica, por trinta anos, em substituição aos contratos vigentes. Esses novos contratos possibilitaram a alteração do regime de exploração para a produção independente das usinas cotizadas (descotização). A amortização do Ativo Intangível relativo às novas outorgas decorrentes da Capitalização da Eletrobras foi calculada de forma proporcional à descotização entre 2023 e 2026, e de forma linear de 2027 até 2052, exceto para UHE Sobradinho que seguiu uma amortização linear até 2052.
- **Capex:** foram considerados os investimentos corporativos previstos nas projeções disponibilizados pela Administração, exceto aqueles relacionados a expansões, ampliações e implantações.
- **Impostos diretos:** a projeção dos impostos diretos foi baseada no regime de tributação do Lucro Real, no qual Chesf está enquadrada. Os impostos diretos foram projetados de acordo com a legislação fiscal brasileira vigente, observando a alíquota de 34%. A avaliação considerou o aproveitamento do saldo de prejuízo fiscal existente na data-base, representado pelo imposto de renda diferido contabilizado no montante de R$ 978,4 milhões, sendo a compensação dos prejuízos limitada a 30% do lucro real de acordo com a legislação brasileira. Adicionalmente, foi considerado o benefício fiscal da SUDAM que permite uma redução de 75% da alíquota do IRPJ. Para fins de projeção, foi calculada uma média ponderada do benefício com base nas usinas da Chesf. Com isso, estimou-se que haverá o benefício até 2031.
- **Capital de giro:** o capital de giro estimado foi baseado nas demonstrações financeiras históricas da Chesf. As contas patrimoniais foram analisadas e classificadas como ativos e passivos operacionais ou não operacionais. Os *drivers* históricos de capital de giro foram calculados para os ativos e passivos operacionais baseados nas receitas, custos e despesas operacionais, conforme aplicável, a partir da média dos dias de capital de giro calculados para os últimos 3 períodos históricos.

Para detalhes da avaliação por FCD da Chesf, consultar o Anexo 1.

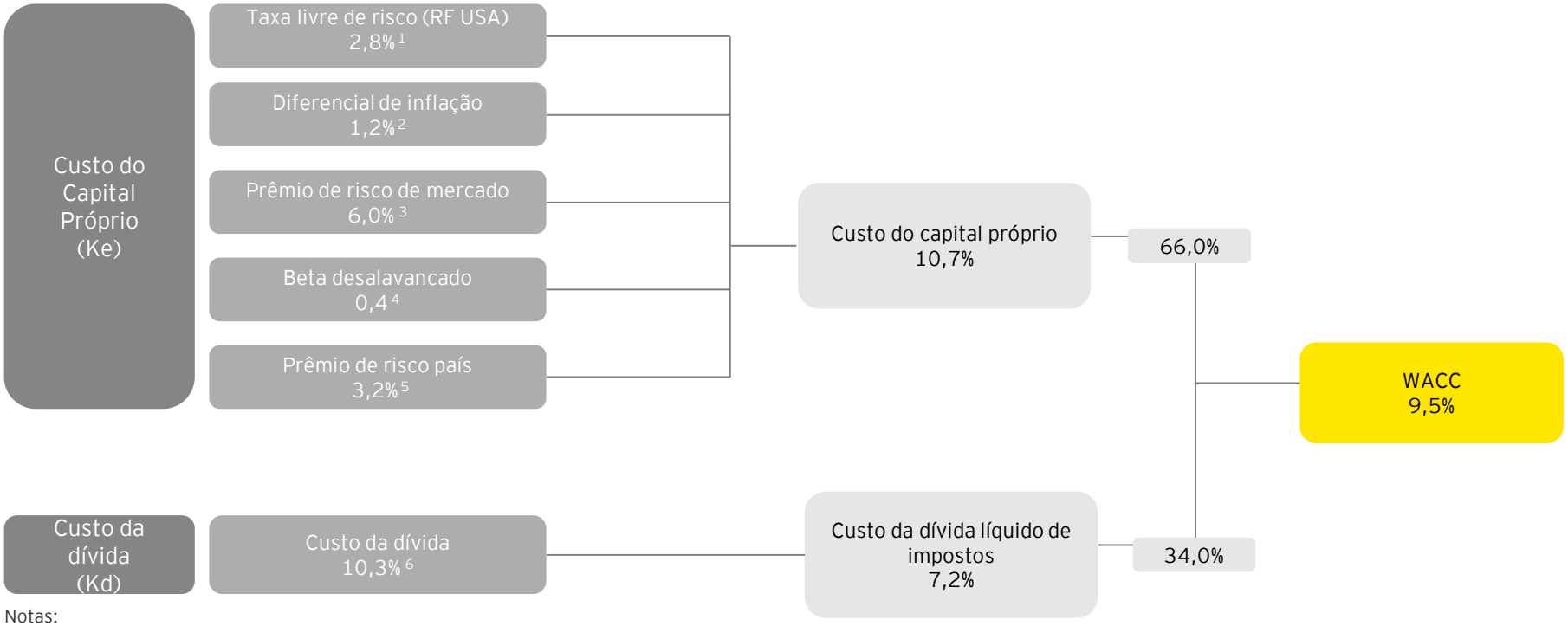
Principais Premissas Operacionais	Chesf
Período de concessão (anos)	30
Prazo da concessão*	dez/52
Capacidade instalada (MW)	10.457
Garantia física (MW)	4.789
Volume vendido ACR (MW)	1.039
Volume vendido ACL (MW)	128.335
Volume vendido SPOT (MW)	(7.103)
Preço médio de venda no ACR (R$/MWh)	217,8
Preço médio de venda no ACL (R$/MWh)	163,9
Preço de venda SPOT (R$/MWh)	169,0
Benefícios SUDAM/SUDENE	2031

* Para as receitas de geração e transmissão considerou-se o prazo de cada contrato, reduzindo ao longo da projeção.

3.4 Taxa de desconto

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da Chesf	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Abaixo são apresentados os parâmetros que formam a taxa de desconto utilizada na análise. Para detalhes da metodologia da taxa de desconto consultar o Apêndice.



Notas:

[1] Fonte: Federal Reserve (média histórica de 6 meses dos T-bonds de 20 anos)

[2] Diferença entre as inflações projetas de longo prazo Norte Americana (fonte Federal Reserve) e Brasileira (fonte:BACEN)

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

[4] Com base na média das empresas comparáveis de geração e transmissão selecionadas. Fonte: Capital IQ

[5] Fonte: JP Morgan EMBI + (média histórica de 6 meses)

[6] Referente à média ponderada de todos os financiamentos da companhia na data-base

Demais informações são disponibilizadas no Apêndice.

3.5 Ajustes de valor

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da Chesf	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Ajuste de itens não operacionais

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 e perpetuidade.

Os ativos e passivos detalhados, foram classificados como não operacionais ("NOP") porque não são recorrentes ou porque não estão ligados diretamente com as atividades operacionais de Chesf.

Ativos não operacionais (BRL milhares)	
Estoque	107.475
Títulos e valores mobiliários - CP	827.257
Dividendos a Receber (Remuneração de participações societárias)	63.272
Outros ativos circulantes - CP	730.979
Títulos e valores mobiliários - LP	224.038
Ativo diferido - LP Ativo	1.782.833
Depósitos judiciais	586.398
Outros ativos não circulantes - LP	56.628
Total	**4.378.880**

Passivos não operacionais (BRL milhares)	
Dividendos e juros sobre capital próprio	860.638
Outros passivos circulantes - CP	363.274
Provisões - CP	540.848
Taxas regulamentares - LP	231.453
Provisões - LP	6.941.200
Adiantamento para futuro aumento de capital - AFAC	11.766.222
Outros passivos não circulantes - LP	2.934.604
Total	**23.638.239**
Ativos e passivos não operacionais líquido	**(19.259.359)**

3.6 Conclusão de valor

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da Chesf	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Composição de Valor | Controladora (em milhões de BRL)

Fonte: EY / Administração

Composição de Valor | Controladora (BRL milhões)	
Valor Operacional | Controladora	**37.497**
Ativos (passivos) não operacionais	(19.259)
Caixa líquido (Dívida líquida)	857
Valor da Empresa | Chesf Controladora[1]	19.095
Múltiplo Implícito	
EV/EBITDA	13,6x
EV/ROL	4,2x

[1]Não inclui o valor dos Investimentos em Controladas e Coligadas

Os Anexos 7 e 8 apresentam os detalhes sobre as empresas comparáveis selecionadas.

4 Avaliação das Investidas

28 Visão geral das Empresas Investidas
31 Avaliação das Empresas Investidas por FCD | Geração
37 Avaliação das Empresas Investidas por FCD | Transmissão
43 Avaliação das Empresas Investidas por Múltiplos | Geração
49 Avaliação das Empresas Investidas por Múltiplos | Transmissão

Visão geral das Empresas Investidas

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da Chesf	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

A tabela abaixo lista as Empresas Investidas avaliadas. As seções de 4.1 a 4.4 detalham a avaliação econômico-financeira das Empresas Investidas.

Empresa	% Participação	Valor Justo do Capital (R$ milhões)	Principal Metodologia de Avaliação adotada	Segmento
Norte Energia S.A.	15,00%	1.682	FCD	Geração
Energia Sustentável do Brasil S.A. (UHE Jirau)	20,00%	1.495	FCD	Geração
Companhia Energética Sinop S.A.	24,50%	241	FCD	Geração
Energética Águas da Pedra S.A. (UHE Dardanellos)	24,50%	297	Múltiplos	Geração
Vamcruz I Participações S.A.	49,00%	39	Múltiplos	Geração
Sistema de Transmissão Nordeste S.A. (STN)	49,00%	574	Múltiplos	Transmissora
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	24,50%	750	FCD	Transmissora
Interligação Elétrica Garanhuns S.A. (IEG)	49,00%	409	FCD	Transmissora

Fonte: Administração/EY

Visão geral das Empresas Investidas

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da Chesf	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Norte Energia S.A.

Constituída através do Consórcio Norte Energia, vencedor do Leilão 006/2009 da ANEEL, a Norte Energia S.A. opera e comercializa o potencial energético da Usina Hidrelétrica de Belo Monte, no estado do Pará. Com uma capacidade instalada de 11.233 MW e uma garantia física de 4.571 MW médios, a usina está entre as maiores unidades geradoras do país e foi concedida à Norte Energia através de um contrato de concessão de 35 anos contados a partir de Agosto de 2010.

Energia Sustentável do Brasil S.A. (UHE Jirau)

Através de um contrato de concessão de 35 anos firmado em Agosto de 2008, a Energia Sustentável do Brasil S.A. foi constituída com a finalidade de explorar e comercializar o potencial de energia hidráulica da Usina Hidrelétrica Jirau, no município de Porto Velho, capital do estado de Rondônia.

Companhia Energética Sinop S.A.

Através do Leilão 006/2013, promovido pela ANEEL, a Companhia Energética Sinop S.A. foi constituída para gestão, operação e comercialização da energia gerada pela UHE Sinop, localizada no Rio Teles Pires, entre os municípios de Cláudio e Itaúba, no estado do Mato Grosso. O contrato de concessão foi firmado em 2014 e tem período de vigência de 35 anos.

Energética Águas da Pedra S.A. (UHE Dardanelos)

Constituída em Abril de 2007, a Energética Águas da Pedra S.A. é a empresa responsável pela exploração do potencial hidrelétrico da Usina Hidrelétrica Dardanelos, no Rio Arapuanã, ao norte do estado de Mato Grosso. Com uma capacidade instalada de 261 MW, a usina opera sob um contrato de concessão de 35 anos firmado em Julho de 2007.

Vamcruz | Participações S.A.

Constituída em Julho de 2014, a Vamcruz | Participações S.A. é uma holding que atua na gestão de ativos de geração de energia eólica, tendo em seu portfólio 4 SPEs localizadas no município de Serra do Mel, no estado do Rio Grande de Norte, sendo elas a Usina de Energia Eólica Junco I S.A., a Usina de Energia Eólica Junco II S.A., a Usina de Energia Eólica Caiçara I S.A e a Usina de Energia Eólica Caiçara II S.A. Todos estes os empreendimentos juntos possuem uma capacidade instalada de 93 MW.

Sistema de Transmissão Nordeste S.A. (STN)

Constituída em Outubro de 2023, a STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A. tem como objetivo realizar a construção, montagem e operação e manutenção da linha de transmissão que liga Teresina, no Piauí, a Fortaleza, no Ceará, passando ainda pelo município de Sobral, no Ceará. Ao todo a linha possui aproximadamente 550 quilômetros de extensão e teve sua operação comercial iniciada em 2006 através de um contrato de concessão de 30 anos firmado em Fevereiro de 2004.

Interligação Elétrica do Madeira S.A.

Foi constituída em Dezembro de 2008 com o objetivo de construir e operar as instalações que abrangem a Linha de Transmissão LT – Coletora Porto Velho (RO) – Araraquara 2 (SP), com extensão de 2.375 quilômetros, além de uma Estação Retificadora e uma Estação Inversora. A Linha Transmissora opera sob um contrato de concessão de 30 anos contados a partir da data de assinatura, em Fevereiro de 2009.

Fonte: Administração/Fonte: website da Empresa

Visão geral das Empresas Investidas

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da Chesf	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Interligação Elétrica Garanhuns S.A. (IEG)

A Interligação Elétrica Garanhuns S.A. é uma SPE constituída em 2015 com o objetivo de realizar a construção, montagem e operação e manutenção das instalações de energia elétrica das linhas de transmissão Gonzaga - Garanhuns, Garanhuns - Campina Grande, Garanhuns – Pau Ferro e Garanhuns – Angelim I, que juntas somam mais de 600 quilômetros de linhas, além de outras duas subestações em Garanhuns e Pau Ferro através de um contrato de concessão com prazo de 30 anos após o início das operações, em 2015.

Fonte: Administração/Fonte: website da Empresa

4.1 Avaliação das Empresas Investidas por FCD | Geração

32 Informações financeiras projetadas
33 Principais premissas operacionais
34 Taxa de desconto
35 Ativos e passivos não operacionais
36 Estimativa de valor

Informações financeiras projetadas

Geradoras

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da Chesf	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

As projeções foram baseadas em arquivos disponibilizados pela Administração e/ou pela Empresa.

Premissas Gerais

- Data-base: 30 de junho de 2022;
- Período de projeção: Em conformidade com os respectivos prazos dos contratos de concessão das Empresas Investidas;
- Moeda: Reais ("BRL") em termos nominais;
- Taxa de desconto: Calculada em Reais (BRL) em termos nominais, de acordo com a metodologia *Weighted Average Cost of Capital* ("WACC"). Vide página 34 para detalhes; e
- Ajustes: Ativos e passivos não operacionais, incluindo caixa e endividamento, não foram considerados nas projeções de fluxo de caixa. Quando observados, foram tratados à parte e adicionados/subtraídos do valor presente dos fluxos de caixa, impactando no valor do capital das Empresas Investidas.

Informações Financeiras Projetadas

Abaixo segue a descrição geral das principais contas da projeção de fluxo de caixa descontado das Empresas Investidas do segmento de geração.

- **Receita líquida**: As receitas foram projetadas de acordo com o volume e preço dos contratos de ACR e ACL firmados pelas Empresas Investidas. 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 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 um GSF médio de 80% em 2022, chegando a 89% em 2023, estabilizando-se em 90% de 2024 até o fim da projeção, conforme estimativa média de mercado. Adicionalmente, foi considerada a venda da totalidade da energia descontratada no mercado SPOT à tarifa de R$ 169/MWh. Destaca-se que algumas Empresas Investidas 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, pessoal, materiais, 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 vigente na data-base aplicável às geradoras avaliadas e uma alíquota de 0,4% sobre a capacidade instalada. Já o cálculo da CFURH considerou a TAR vigente na data-base aplicável às geradoras avaliadas, e alíquota de 7% sobre a energia assegurada líquida de perdas. Por fim a TUST foi calculada com base nas tarifas mensais aplicáveis a cada uma das Empresas Investidas. A avaliação também considerou a compra de energia no mercado SPOT à tarifa de R$ 169/MWh para fazer frente a eventuais déficits de energia projetados. 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 de 3% a 4% ao ano, a depender da empresa avaliada. 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 novos 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 aplicável, 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 FCD das Empresas Investidas do segmento de geração, consultar os Anexos de 2 a 4. Os detalhes das premissas operacionais estão apresentados a seguir.

Início 1 Sumário executivo
2 Análise do mercado
3 Avaliação da Chesf
4 Avaliação das Investidas
5 Conclusão de valor
6 Itens de governança
7 Apêndices
8 Anexos

Principais premissas operacionais

Geração

A tabela a seguir apresenta as principais premissas operacionais utilizadas para cada uma das respectivas empresas na avaliação por FCD. Para detalhes das informações financeiras projetadas destas empresas, consultar os Anexos 2 a 4.

Empresas Avaliadas / Principais Premissas Operacionais	Norte Energia S.A.	Energia Sustentável do Brasil S.A. (UHE Jirau)	Companhia Energética Sinop S.A.
Período de concessão (anos)	27	37	31
Prazo da concessão	07/2046	09/2045	01/2050
Período remanescente da concessão (anos)	24 anos e 1 mês	23 anos e 3 meses	27 anos e 7 meses
Data fim do ACR	2045	2043	2047
Capacidade instalada (MW)	11.233	3.750	402
Garantia física (MW)	4.571	2.212	243
Volume vendido ACR (MW)*	3.200	1.565	216
Volume vendido ACL (MW)*	672	552	6
Preço médio de venda (R$/MWh)*	173,4	177,0	184,8
Seguro GSF	SP100	S92 e S90	SP95
Benefício SUDAM	2027	2033	2029

*Em 30/06/2022

Fonte: Administração/EY

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da Chesf	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Taxa de desconto

Geração

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 Investidas do segmento de Geração avaliadas por FCD, consultar o Anexo 9.

Parâmetros	Norte Energia S.A.	Energia Sustentável do Brasil S.A. (UHE Jirau)	Companhia Energética Sinop S.A.
Beta desalavancado	0,54	0,54	0,54
Capital de terceiros/Capital próprio	62,7%	62,7%	62,7%
Taxa de IR&CSLL[1]	29,5%	24,6%	28,8%
Beta realavancado	0,78	0,80	0,79
Prêmio de risco de mercado	6,0%	6,0%	6,0%
Taxa livre de risco	2,8%	2,8%	2,8%
Risco Brasil	3,2%	3,2%	3,2%
Diferencial de inflação	1,2%	1,2%	1,2%
CAPM nominal	**12,0%**	**12,1%**	**12,1%**
Custo da dívida real (post-tax)	**6,3%**	**7,0%**	**7,6%**
Capital de terceiros (D)	**38,5%**	**38,5%**	**38,5%**
Capital próprio (E)	**61,5%**	**61,5%**	**61,5%**
Taxa de desconto (WACC)	**9,8%**	**10,2%**	**10,3%**

[1] Alíquota média considerada ao longo da projeção.

Fonte: Administração/EY

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da Chesf	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Ativos e passivos não operacionais

Geração

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 Investidas.

Para detalhes dos ajustes de valor incluídos no cálculo do valor justo das Empresas Investidas do segmento de Geração, avaliadas por FCD, consultar os Anexos 2 a 4.

Componentes dos ajustes R$ milhões	Norte Energia S.A.	Energia Sustentável do Brasil S.A. (UHE Jirau)	Companhia Energética Sinop S.A.
(+) ANOPs*	1.069	(370)	339
(-) PNOPs*	(307)	(629)	(76)
Ativos (Passivos) NOPs, líquidos	**762**	**(1.000)**	**263**
(+) Caixa & equivalentes**	919	633	192
(-) Dívida total	(29.409)	(10.699)	(1.469)
Caixa líquido / (Dívida Líquida)	**(28.490)**	**(10.066)**	**(1.277)**

*ANOPs e PNOPs são abreviações referentes respectivamente aos ativos não operacionais e passivos não operacionais. Vale mencionar que a conta de "Tributos Diferidos" foi dividida entre "Tributos Diferidos - Prejuízo Fiscal/Base Negativa" e "Tributos Diferidos - Diferenças Temporárias" de modo que, a primeira foi tratada como operacional nas projeções, enquanto a segunda, como NOP. No caso da UHE Jirau este tratamento resultou em um saldo de Tributos Diferidos decorrente de diferenças temporárias negativo uma vez que o saldo de Prejuízo Fiscal/ Base Negativa era superior à totalidade da conta de Tributos Diferidos tendo em vista os passivos fiscais diferidos decorrentes de diferenças temporárias que são reconhecidos nessa rubrica uma vez que o saldo apresentado no balanço considera é o líquido de ativos e passivos fiscais diferidos.

** Foi considerado apenas o saldo de caixa para deduzir da dívida bruta e obter a dívida líquida. O saldo de "Títulos e valores mobiliários", "Aplicações financeiras" e afins foi considerado na composição dos ativos não operacionais.

Fonte: Administração/EY

Estimativa de valor

Geração

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da Chesf	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

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

Composição do valor R$ milhões	Norte Energia S.A.	Energia Sustentável do Brasil S.A. (UHE Jirau)	Companhia Energética Sinop S.A.
Valor Operacional	38.939	18.543	1.998
Caixa líquido (dívida líquida)	(28.490)	(10.066)	(1.277)
NOPs, líquidos	762	(1.000)	263
Valor da empresa	**11.212**	**7.477**	**984**
% Participação Chesf	15,00%	20,00%	24,50%
Valor justo da participação da Chesf na empresa	**1.682**	**1.495**	**241**

4.2 Avaliação das Empresas Investidas por FCD | Transmissão

38 Informações financeiras projetadas
39 Principais premissas operacionais
40 Taxa de desconto
41 Ativos e passivos não operacionais
42 Estimativa de valor

Informações financeiras projetadas

Transmissão

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da Chesf	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

As projeções foram baseadas em arquivos disponibilizados pela Administração e/ou pela Empresa.

Premissas Gerais

- **Data-base:** 30 de junho de 2022;
- **Período de projeção:** foram projetados os anos remanescentes para o término do contrato de concessão a partir da data-base.
- **Moeda:** Reais ("BRL") em termos nominais;
- **Taxa de desconto:** Calculada em Reais (BRL) em termos nominais, de acordo com a metodologia *Weighted Average Cost of Capital* ("WACC"). Vide página 40 para detalhes;
- **Ajustes:** Ativos e passivos não operacionais, incluindo caixa e endividamento, não foram considerados nas projeções de fluxo de caixa. Quando observados, foram tratados à parte e adicionados/subtraídos do valor presente dos fluxos de caixa, impactando no valor das empresas avaliadas;

Informações Financeiras Projetadas

- **Receita:** As Receitas das Transmissoras são provenientes das 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 da interpretação técnica CPC 47 (Reconhecimento de Receita de Contrato com Clientes), 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.
- **Custos e despesas operacionais:** 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. Dessa forma, a margem EBITDA projetada para análise das Empresas Investidas se manteve estável ao longo do período projetivo.
- **Capex:** Novos 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 Empresas Investidas 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:** As Transmissoras operam sob o regime de Lucro Real com as alíquotas IR e CSLL totalizando 34%, conforme a legislação vigente.
- **Capital de giro:** O capital de giro necessário à operação de cada uns dos ativos foi projetado observando o comportamento histórico das contas operacionais das empresas que encontram-se em operação comercial.

Para detalhes da avaliação por FCD das Empresas Investidas do segmento de Transmissão, consultar os Anexos 5 e 6.

Os detalhes das premissas operacionais estão apresentados na página 39.

Início 1 Sumário executivo
2 Análise do mercado
3 Avaliação da Chesf
4 Avaliação das Investidas
5 Conclusão de valor
6 Itens de governança
7 Apêndices
8 Anexos

Principais premissas operacionais

Transmissão

A tabela a seguir apresenta as principais premissas operacionais utilizadas para cada uma das respectivas empresas na avaliação por FCD. Para detalhes das informações financeiras projetadas destas empresas, consultar os Anexos 5 e 6.

Empresas Avaliadas / Principais Premissas Operacionais	Interligação Elétrica do Madeira S.A.	Interligação Elétrica Garanhuns
Período de concessão (anos)	30	30
Fim da operação	fevereiro/2039	dezembro/2041
Período remanescente da concessão	16 anos e 8 meses	19 anos e 6 meses
RAP – Ciclo 22/23 (R$ mil)	667.060	127.189
Indisponibilidade (% RAP)	2,7%	0,5%
TFSEE (% ROB)	0,4%	0,4%
RGR (% ROB)	2,6%	2,6%
P&D (% ROL menos TFSEE e RGR)	1,0%	1,0%

Início 1 Sumário executivo
2 Análise do mercado
3 Avaliação da Chesf
4 Avaliação das Investidas
5 Conclusão de valor
6 Itens de governança
7 Apêndices
8 Anexos

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 avaliadas. Para detalhes das empresas comparáveis utilizadas no cálculo da taxa de desconto para as Empresas Investidas do segmento de Transmissão avaliadas por FCD, consultar o Anexo 9.

Parâmetros	Interligação Elétrica do Madeira S.A.	Interligação Elétrica Garanhuns
Beta desalavancado	0,49	0,49
Capital de terceiros/Capital próprio	29,1%	29,1%
Taxa de IR&CSLL	32,0%	32,0%
Beta realavancado	0,58	0,58
Prêmio de risco de mercado	6,0%	6,0%
Taxa livre de risco	2,8%	2,8%
Risco Brasil	3,2%	3,2%
Diferencial de inflação	1,2%	1,2%
CAPM nominal	10,8%	10,8%
Custo da dívida (post-tax)	5,8%	4,9%
Capital de terceiros (D)	22,53%	22,53%
Capital próprio (E)	77,47%	77,47%
Taxa de desconto (WACC)	9,7%	9,5%

Fonte: Administração/EY

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da Chesf	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

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 Investidas.

Para detalhes dos ajustes de valor incluídos no cálculo do valor justo das Empresas Investidas do segmento de Transmissão, avaliadas por FCD, consultar os Anexos 5 e 6.

Componentes dos ajustes R$ milhões	Interligação Elétrica do Madeira S.A.	Interligação Elétrica Garanhuns S.A. (IEG)
(+) ANOPs*	119	15
(-) PNOPs**	(447)	(41)
Ativos (Passivos) NOPs, líquidos	**(328)**	**(27)**
(+) Caixa & equivalentes	381	36
(-) Dívida total	(1.512)	(138)
Caixa líquido / (Dívida Líquida)	**(1.131)**	**(101)**

*ANOPs e PNOPs são abreviações referentes respectivamente aos ativos não operacionais e passivos não operacionais.

Estimativa de valor

Transmissão

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da Chesf	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

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

Composição do valor R$ milhões	Interligação Elétrica do Madeira S.A.	Interligação Elétrica Garanhuns S.A. (IEG)
Valor Operacional	4.520	964
Caixa líquido (dívida líquida)	(1.131)	(101)
NOPs, líquidos	(328)	(27)
Valor da empresa	**3.060**	**836**
% Participação Chesf	**24,50%**	**49,00%**
Valor justo da participação da Chesf na empresa	**750**	**409**

4.3 Avaliação das Empresas Investidas por Múltiplos de Mercado | Geração

44 Avaliação por múltiplos de mercado
45 Múltiplos das comparáveis
46 Múltiplos selecionados
48 Estimativa de valor

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da Chesf	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Avaliação por múltiplos de mercado

Geração

Na avaliação por múltiplos de mercado, os múltiplos de avaliação foram calculados com base em dados operacionais de empresas comparáveis de capital aberto ("Comparáveis"). Os múltiplos derivados de Comparáveis fornecem uma indicação de quanto um investidor no mercado estaria disposto a pagar por uma participação minoritária em uma determinada empresa. Esses múltiplos foram aplicados aos dados operacionais das empresas avaliadas para chegar a uma estimativa de valor operacional.

Para a seleção das Comparáveis, realizamos uma pesquisa no S&P Capital IQ utilizando os seguintes critérios:

1. Todas as empresas são negociadas publicamente;
2. Industria: Energia. Subsetor: Geração[1].
3. País: Brasil.

Nota:

1. Para as Empresas Investidas, o subsetor (foco de atuação) foi levado em consideração, sendo segregado entre Geração, Transmissão ou Distribuição. Nos casos em que a atuação de uma determinada empresa avaliada abrangia um ou mais subsetores, uma análise segregada de Receita Líquida e/ou EBITDA por subsetor foi realizada, baseada em informações disponíveis para a data-base.

Avaliação de Múltiplos

Na aplicação da metodologia, os múltiplos de avaliação foram derivados com base em demonstrações financeiras das Comparáveis.

Para eliminar os efeitos de diferentes estruturas de capital entre as Comparáveis, os múltiplos de avaliação foram derivados em uma base não-alavancada.

Assim, os múltiplos foram derivados com base no valor operacional (*enterprise value* – "EV"), sendo eles:

- EV / Receita Líquida LTM
- EV / Receita Líquida LFY
- EV / EBITDA LTM
- EV / EBITDA LFY

Os múltiplos são referentes ao último exercício fiscal (*last fiscal year* – "LFY") e aos últimos doze meses imediatamente anteriores a data-base (*last twelve months* – "LTM")

Comparação operacional e financeira

Após identificar empresas de capital aberto razoavelmente semelhantes e calcular múltiplos adequados, foi necessário analisar o desempenho operacional e financeiro das empresas avaliadas em relação às Comparáveis. Na avaliação e comparação das empresas avaliadas, foram considerados os seguintes fatores:

- **Rentabilidade** – As margens EBITDA das empresas foram classificadas ao longo do intervalo das indicações de margens observado para as Comparáveis nos períodos analisados (LTM e LFY).
- **Crescimento** – As taxas de crescimento anual de Receita Líquida e de EBITDA das empresas avaliadas foram classificadas ao longo do intervalo das indicações das respectivas taxas de crescimento observado para as Comparáveis nos períodos analisados (LTM e LFY).

Estimativa de valor

Os múltiplos selecionados foram aplicados às métricas financeiras correspondentes das empresas, o que resultou em uma série de valores operacionais.

Para o EBITDA, foram realizados ajustes sobre resultados não recorrentes e/ou que não possuem efeito caixa.

Os valores derivados de cada um dos múltiplos selecionados foram ponderados, de acordo com a relevância das métricas financeiras analisadas (Receita Líquida LTM, Receita Líquida LFY, EBITDA LTM e EBITDA LFY).

O valor operacional ponderado foi ajustado pelos saldos de caixa, dívida, ativos não operacionais e passivos não operacionais, resultando em uma estimativa de valor justo para cada uma das empresas avaliadas da data-base.

Consulte o Anexo 7 para os cálculos detalhados.

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da Chesf	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Múltiplos das comparáveis

Geração

A tabela abaixo apresenta os múltiplos das Comparáveis selecionadas do segmento de geração. Para detalhes sobre as informações financeiras das empresas comparáveis, consultar o Anexo 7.

Múltiplos das Comparáveis | Geração

Empresa	EV/ EBITDA LTM	EV/ ROL LTM	EV/ EBITDA LFY	EV/ ROL LFY
Alupar Investimento S.A.	5,0x	4,0 x	4,1 x	3,0 x
CPFL Energia S.A.	5,9x	1,5 x	5,5 x	1,3 x
Engie Brasil Energia S.A.	6,9x	4,1 x	6,4 x	3,5 x
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras	4,7x	3,4 x	3,6 x	2,4 x
Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A.	15,4x	1,7 x	12,0 x	5,1 x
Rio Paranapanema Energia S.A.	6,7x	2,4 x	3,3 x	3,3 x
Neoenergia S.A.	4,8x	1,2 x	5,2 x	1,2 x
Minimo	4,7 x	1,2 x	3,3 x	1,2 x
1o Quartil	4,9 x	1,6 x	3,8 x	1,8 x
Média	7,1 x	2,6 x	5,7 x	2,8 x
3o Quartil	6,8 x	3,7 x	6,0 x	3,4 x
Máximo	15,4 x	4,1 x	12,0 x	5,1 x
Mediana	5,9x	2,4 x	5,2 x	3,0 x

Fonte: Capital IQ

Início
1 Sumário executivo
2 Análise do mercado
3 Avaliação da Chesf
4 Avaliação das Investidas
5 Conclusão de valor
6 Itens de governança
7 Apêndices
8 Anexos

Múltiplos selecionados

Geração

A tabela abaixo apresenta os valores operacionais derivados da aplicação dos múltiplos, bem como a respectiva ponderação selecionada. Para detalhes sobre o cálculo de múltiplos das Empresas Investidas do segmento de Geração, consultar o Anexo 7.

Valores derivados da aplicação dos múltiplos de mercado e ponderação (peso)

Empresa	EV/ EBITDA LTM	Peso (%)	EV/ ROL LTM	Peso (%)	EV/ EBITDA LFY	Peso (%)	EV/ ROL LFY	Peso (%)
Norte Energia S.A.	15,4x	38%	3,7x	13%	12,0x	38%	3,4x	13%
Energia Sustentável do Brasil S.A. (UHE Jirau)	15,4x	100%	4,1x	0%	12,0x	0%	5,1x	0%
Companhia Energética Sinop S.A.	15,4x	60%	4,1x	40%	12,0x	0%	5,1x	0%
Energética Águas da Pedra S.A. (UHE Dardanelos)	6,8x	30%	3,7x	20%	6,0x	30%	3,4x	20%
Vamcruz I Participações S.A.	4,9x	30%	2,6x	20%	6,0x	30%	3,4x	20%

Múltiplos selecionados

Geração

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da Chesf	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Comentários específicos em relação à avaliação por múltiplos

Ponderação entre os múltiplos selecionados

De maneira geral, a ponderação entre os múltiplos selecionados seguiu os seguintes critérios:

- **EV/EBITDA LTM** Foi atribuído um peso equivalente a 30%, na ponderação entre os múltiplos.
- **EV/EBITDA LFY** Foi atribuído um peso equivalente a 30%, na ponderação entre os múltiplos.
- **EV/ROL LTM** Foi atribuído um peso equivalente a 20%, na ponderação entre os múltiplos.
- **EV/ROL LFY** Foi atribuído um peso equivalente a 20%, na ponderação entre os múltiplos.

As exceções aos critérios de ponderação dos múltiplos estão descritas a seguir:

- **Norte Energia S.A:** Foi analisado a performance histórica recente da empresa e foi observado um crescimento do EBITDA acima e mais que proporcional que o crescimento da Receita Operacional Líquida. Desta forma, entendemos que essa nova realidade é mais fidedigna a atual situação da operação e, por isso, atribuímos um peso 25% para a métrica EV/ROL e de 75% para a métrica EV/EBITDA.
- **Energia Sustentável do Brasil S.A. (UHE Jirau):** Foi analisado a performance histórica recente da empresa e observado um novo patamar de performance operacional via EBITDA e Margem EBITDA. Desta forma, entendemos que o período recente representa de forma mais fidedigna a realidade da operação da empresa e, por isso, atribuímos um peso de 100% para a métrica EV/EBITDA dos últimos dose meses (LTM).
- **Companhia Energética Sinop S.A.:** Foi analisado a performance histórica recente da empresa e foi observado um novo patamar de performance operacional tanto via Receita Operacional Líquida quanto de EBITDA e Margem EBITDA. Desta forma, entendemos que o período recente representa de forma mais fidedigna a realidade da operação da empresa e, por isso, atribuímos um peso de 100% para as métricas EV/ROL e EV/EBITDA dos últimos dose meses (LTM).

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da Chesf	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Estimativa de valor

Geração

A tabela abaixo apresenta a composição do valor justo estimado para cada uma das empresas avaliadas por múltiplos, do segmento de geração. Conforme detalhado abaixo, certos ativos e passivos foram considerados não operacionais ("NOPs") ou porque não são recorrentes ou porque não estão ligados diretamente com as atividades operacionais das Empresas Investidas.

Empresa	Valor operacional[1]	Caixa (+)	Dívida (-)	Ativos NOPs (+)	Passivos NOPs (-)	Valor da empresa (=)	Participação (%)[2]	Valor Justo após participação
Norte Energia S.A.	**38.282**	919	(29.409)	1.069	(307)	**10.555**	15,00%	1.583
Energia Sustentável do Brasil S.A. (UHE Jirau)	**17.078**	633	(10.699)	(370)	(629)	**6.012**	20,00%	1.202
Companhia Energética Sinop S.A.	**1.791**	192	(1.469)	339	(76)	**777**	24,50%	190
Energética Águas da Pedra S.A. (UHE Dardanelos)	**1.227**	164	(160)	15	(36)	**1.211**	24,50%	297
Vamcruz I Participações S.A.	**218**	3	(167)	104	(79)	**79**	49,00%	39

Notas:
(1) Para detalhes sobre o cálculo de múltiplos das Investidas do segmento de Geração, consultar o Anexo 7.
(2) Conforme fornecido pela Administração.

4.4 Avaliação das Empresas Investidas por Múltiplos de Mercado | Transmissão

50 Avaliação por múltiplos de mercado
51 Múltiplos das comparáveis
52 Múltiplos selecionados
54 Estimativa de valor

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da Chesf	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Avaliação por múltiplos de mercado

Transmissão

Na avaliação por múltiplos de mercado, os múltiplos de avaliação foram calculados com base em dados operacionais de empresas comparáveis de capital aberto ("Comparáveis"). Os múltiplos derivados de Comparáveis fornecem uma indicação de quanto um investidor no mercado estaria disposto a pagar por uma participação minoritária em uma determinada empresa. Esses múltiplos foram aplicados aos dados operacionais das empresas avaliadas para chegar a uma estimativa de valor operacional.

Para a seleção das Comparáveis, realizamos uma pesquisa no S&P Capital IQ utilizando os seguintes critérios:

1. Todas as empresas são negociadas publicamente;
2. Industria: Energia. Subsetor: Transmissão[1].
3. País: Brasil.

Nota:

1. Para as Empresas Investidas, o subsetor (foco de atuação) foi levado em consideração, sendo segregado entre Geração, Transmissão ou Distribuição. Nos casos em que a atuação de uma determinada empresa avaliada abrangia um ou mais subsetores, uma análise segregada de Receita Líquida e/ou EBITDA por subsetor foi realizada, baseada em informações disponíveis para a data-base.

Avaliação de Múltiplos

Na aplicação da metodologia, os múltiplos de avaliação foram derivados com base em demonstrações financeiras das Comparáveis.

Para eliminar os efeitos de diferentes estruturas de capital entre as Comparáveis, os múltiplos de avaliação foram derivados em uma base não-alavancada.

Assim, os múltiplos foram derivados com base no valor operacional (*enterprise value* – "EV"), sendo eles:

- EV / RAP LTM+1: Receita Anual Permitida para o ciclo 2022/2023
- EV / RAP LTM: Receita Anual Permitida para o ciclo 2021/2022
- EV / EBITDA LTM
- EV / EBITDA LFY

Os múltiplos de EBITDA são referentes ao último exercício fiscal (*last fiscal year* – "LFY") e aos últimos doze meses imediatamente anteriores a data-base (*last twelve months* – "LTM")

Comparação operacional e financeira

Após identificar empresas de capital aberto razoavelmente semelhantes e calcular múltiplos adequados, foi necessário analisar o desempenho operacional e financeiro das empresas avaliadas em relação às Comparáveis. Na avaliação e comparação das Empresas avaliadas, foram considerados os seguintes fatores:

- **Rentabilidade** – As margens EBITDA das empresas foram classificadas ao longo do intervalo das indicações de margens observado para as Comparáveis nos períodos analisados (LTM e LFY).
- **Crescimento** – As taxas de crescimento da RAP e de EBITDA das empresas avaliadas foram classificadas ao longo do intervalo das indicações das respectivas taxas de crescimento observado para as Comparáveis nos períodos analisados (LTM, LFY, para EBITDA e LTM + 1 para RAP).

Estimativa de valor

Os múltiplos selecionados foram aplicados às métricas financeiros correspondentes das empresas, o que resultou em uma série de valores operacionais.

Para o EBITDA, foram realizados ajustes sobre resultados não recorrentes e/ou que não possuem efeito caixa.

Os valores derivados de cada um dos múltiplos selecionados foram ponderados, de acordo com a relevância das métricas financeiras analisadas (RAP LTM, RAP LTM+1, EBITDA LTM e EBITDA LFY).

O valor operacional ponderado foi ajustado pelos saldos de caixa, dívida, ativos não operacionais e passivos não operacionais, resultando em uma estimativa de valor justo para cada uma das empresas avaliadas da data-base.

Consulte o Anexo 8 para os cálculos detalhados.

Múltiplos das comparáveis

Transmissão

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da Chesf	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

A tabela abaixo apresenta os múltiplos das Comparáveis selecionadas do segmento de Transmissão. Para detalhes sobre as informações financeiras das empresas comparáveis, consultar o Anexo 8.

Múltiplos das Comparáveis | Transmissão

Empresa	EV/ EBITDA LTM	EV/ RAP LTM	EV/ EBITDA LFY	EV/ RAP LFY
Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A.	5,6x	11,3x	4,8 x	10,7 x
CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista S.A.	5,3x	10,2x	5,1 x	7,9 x
Minimo	5,3 x	10,2 x	4,8 x	7,9 x
1o Quartil	5,4 x	10,5 x	4,9 x	8,6 x
Média	5,5 x	10,8 x	4,9 x	9,3 x
3o Quartil	5,5 x	11,0 x	5,0 x	10,0 x
Máximo	5,6 x	11,3 x	5,1 x	10,7 x
Mediana	5,5x	10,8x	4,9x	9,3x

Múltiplos selecionados

Transmissão

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da Chesf	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

A tabela abaixo apresenta os valores operacionais derivados da aplicação dos múltiplos, bem como a respectiva ponderação selecionada. Para detalhes sobre o cálculo de múltiplos das Investidas do segmento de Transmissão, consultar o Anexo 8.

Valores derivados da aplicação dos múltiplos de mercado e ponderação (peso)

Empresa	EV/ EBITDA LTM	Peso (%)	EV/RAP LTM + 1	Peso (%)	EV/ EBITDA LFY	Peso (%)	EV/ RAP LTM	Peso (%)
Sistema de Transmissão Nordeste S.A. (STN)	-	-	7,9x	64,0%	4,8x	20,0%	10,2x	16,0%
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	5,6x	16,0%	9,3x	64,0%	5,1x	4,0%	10,8x	16,0%
Interligação Elétrica Garanhuns S.A. (IEG)	5,6x	16,0%	10,7x	64,0%	5,1x	4,0%	10,8x	16,0%

Fonte: EY/Administração

Múltiplos selecionados

Transmissão

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da Chesf	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Comentários específicos em relação à avaliação por múltiplos

Ponderação entre os múltiplos selecionados

De maneira geral, a ponderação entre os múltiplos selecionados seguiu os seguintes critérios:

- **EV/RAP LTM+1:** Foi atribuído o maior peso, equivalente a 64%, na ponderação entre os múltiplos. A receita das transmissoras, conhecida como RAP (Receita Anual Permitida), é definida por resoluções homologatórias da ANEEL, divulgadas anualmente na Revisão Tarifária Periódica, que estabelece a previsão da RAP para os próximos 12 meses, corrigida pela inflação. Desta forma, o maior peso atribuído a RAP para o próximo ciclo (2022-2023) visa capturar o crescimento esperado, já considerando a remuneração para os investimentos realizados.
- **EV/RAP LTM:** Foi atribuído um peso equivalente a 16%, na ponderação entre os múltiplos.
- **EV/EBITDA LTM:** Foi atribuído um peso equivalente a 16%, na ponderação entre os múltiplos.
- **EV/EBITDA LFY:** Foi atribuído um peso equivalente a 4%, na ponderação entre os múltiplos.

Apesar de um maior peso dado para o múltiplo EV/RAP LTM+1, a análise de múltiplos de mercado também capturou a performance histórica de cada empresa frente às Comparáveis.

As exceções aos critérios de ponderação dos múltiplos estão descritas a seguir:

- **Sistema de Transmissão Nordeste S.A. (STN):** Não tivemos acesso as demonstrações financeiras históricas findas em 30 de junho de 2022. Desta forma, nossas análises se basearam nas informações financeiras findas em 31 de dezembro de 2021.

Estimativa de valor

Transmissão

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da Chesf	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

A tabela abaixo apresenta a composição do valor justo estimado para cada uma das empresas avaliadas por múltiplos, do segmento de transmissão. Conforme detalhado abaixo, certos ativos e passivos foram considerados não operacionais ("NOPs") ou porque não são recorrentes ou porque não estão ligados diretamente com as atividades operacionais das Empresas Investidas.

Empresa (em R$ milhões)	Valor operacional[1]	Caixa (+)	Dívida (-)	Ativos NOPs (+)	Passivos NOPs (-)	Valor da empresa (=)	Participação (%)[2]	Valor Justo após participação
Sistema de Transmissão Nordeste S.A. (STN)	1.163	35	(37)	36	(26)	1.172	49,00%	574
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	6.014	381	(1.512)	119	(447)	4.554	24,50%	1.116
Interligação Elétrica Garanhuns S.A. (IEG)	1.237	36	(138)	15	(41)	1.109	49,00%	544

Notas:
(1) Para detalhes sobre o cálculo de múltiplos das Investidas do segmento de Transmissão, consultar o Anexo 8.
(2) Conforme fornecido pela Administração.

5 Conclusão de Valor

56 Conclusão de valor

Conclusão de valor

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da Chesf	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Conforme apresentado na seção de metodologia, selecionamos a Metodologia do FCD para a conclusão de valor da Chesf Controladora e suas Empresas Investidas de capital fechado cujo o valor do investimento, registrado contabilmente pela Empresa na data-base, fosse igual ou superior à R$ 278 milhões. A metodologia de Múltiplos de Empresas Comparáveis foi utilizada para todas as empresas dentro do escopo de avaliação. No entanto, para as empresas já avaliadas por FCD, Market Cap, ou Valor Transacionado, esta metodologia foi utilizada como análise de razoabilidade para os valores estimados e não para a conclusão de valor.

Dessa forma, de acordo com os parâmetros e premissas mencionados, nossa conclusão de Valor Justo para o total do capital da Empresa é apresentada abaixo:

Composição de Valor (em milhões de BRL)	
Valor Operacional | Controladora	**37.497**
Ativos (passivos) não operacionais	(19.259)
Caixa líquido (Dívida líquida)	857
Valor da Empresa | Chesf Controladora	**19.095**
Valor das Empresas Investidas	**5.487**
Valor da Empresa | Consolidado	**24.582**

Valor por ação	Quantidade (mil)	Valor Unitário (R$/ação)
ON	54.151	R$ 439,70
PN	1.754	R$ 439,70

Empresas Investidas (em milhões de BRL)	% Participação	Valor justo
Norte Energia S.A.	15,00%	1.682
Energia Sustentável do Brasil S.A. (UHE Jirau)	20,00%	1.495
Companhia Energética Sinop S.A.	24,50%	241
Energética Águas da Pedra S.A. (UHE Dardanelos)	24,50%	297
Vamcruz I Participações S.A.	49,00%	39
Sistema de Transmissão Nordeste S.A. (STN)	49,00%	574
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	24,50%	750
Interligação Elétrica Garanhuns S.A. (IEG)	49,00%	409
Total		**5.487**

Fonte: EY / Administração

Com base na análise dos direitos e benefícios de cada uma das classes de ações e do histórico de pagamento de dividendos por classe de ação, concluiu-se que não há diferenciação econômica para as ações ON e PN da Chesf.

O valor justo da Empresa, consolidado, representa o valor justo da Chesf Controladora somado ao valor justo de suas Empresas Investidas.

Essa estimativa de valor não considera possíveis contingências, insuficiências ou superveniências ativas ou passivas que não estejam registradas nas posições patrimoniais da Empresa e de suas Empresas Investidas, 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 de justo de R$ 24.582 milhões para 100% do capital da Chesf na data-base de 30 de junho de 2022.

6 Itens de Governança

58 Declaração de limitações gerais

6.1 Declaração de limitações gerais

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da Chesf	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Nossa análise é baseada em informações fornecidas pela administração da Empresa. De acordo com as práticas profissionais, a análise é derivada da aplicação da Abordagem da Renda utilizando a metodologia do Fluxo de Caixa Descontado.

Para atingir o objetivo do trabalho de Avaliação Econômico-Financeira, foram aplicados procedimentos sempre baseados em fatos históricos, econômicos e de mercado vigentes em 30 de junho 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.

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.

Nenhum dos sócios ou profissionais da EY que fizeram parte da equipe responsável por este trabalho possui participação financeira na Empresa e/ou Empresas Investidas, 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.

Este estudo foi realizado com base nas informações fornecidas pela Administração, 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 e projetadas utilizadas neste Relatório.

As projeções são baseadas nas informações reportadas nas demonstrações financeiras, fornecidas pela Administração da Eletrobras, nas experiências adquiridas em reuniões e nas discussões mantidas com a Administração da Eletrobras.

Fez parte do nosso trabalho obter informações com Chesf e Eletrobras que julgamos confiáveis, sendo a responsabilidade pela sua veracidade exclusivamente da Administração da Eletrobras.

Não foram efetuadas investigações sobre os títulos de propriedade da Empresa, nem verificações da existência de ônus ou gravames.

A EY não é responsável por atualizar este relatório para refletir eventos e circunstâncias que podem ocorrer após a data-base.

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.

Não foi considerado nenhum prêmio de controle na avaliação. Portanto, considerou-se que a estimativa de valor da Chesf representa 100% de suas ações.

Não tivemos a oportunidade de expor os negócios ou ativos da Empresa, individualmente ou em conjunto, ao mercado. Como consequência, não pudemos concluir se existem potenciais compradores que desejam pagar uma quantia pelo negócio que exceda a nossa estimativa alcançada.

Este relatório, as estimativas/expectativas, bem como as conclusões apresentadas, são para o uso exclusivo da Administração e dos acionistas da Chesf e da Eletrobras, no âmbito da deliberação da operação de Incorporação de Ações. Sendo assim, este documento não pode ser distribuído para outras partes, exceto se requisitado por autoridades locais e fiscais, auditores e advogados das partes, ou sob as seguintes condições:

- A EY deverá ser notificada a respeito de qualquer distribuição deste relatório, que, por sua vez, deverá ser previamente aprovada;
- Os receptores deverão se comprometer, por escrito, a não distribuir este relatório a nenhuma outra parte;
- Este relatório não deverá ser distribuído em partes;

6.1 Declaração de limitações gerais

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da Chesf	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

- Qualquer usuário deste relatório deve estar ciente das condições que nortearam este trabalho, bem como das situações de mercado e econômicas do Brasil; e
- Caso necessário, a EY responderá às perguntas dos receptores relativas a este relatório, às custas da Chesf, somente se for acordado anteriormente com os receptores o escopo de tais perguntas e respostas.

Este relatório foi preparado para o propósito 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.

Certos dados financeiros usados em nossa avaliação foram derivados de demonstrações financeiras auditadas e/ou não auditadas e são de responsabilidade da Administração da Eletrobras. 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.

Não assumimos qualquer responsabilidade por quaisquer decisões negociais, contábeis ou fiscais, que são de responsabilidade da Administração da Eletrobras. Entendemos que a Administração da Eletrobras 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.

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).

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.

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. O método do FCD não antecipa mudanças nos ambientes externo e interno em que a empresa está inserida, exceto aquelas apontadas neste relatório.

7 Apêndices

61 Metodologias de avaliação
62 Metodologia taxa de desconto
63 Análise macroeconômica
64 Empresas comparáveis

7.1 Metodologias de avaliação

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da Chesf	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Na avaliação do valor patrimonial ou empresarial de uma empresa, três abordagens diferentes podem ser empregadas para estimar o Valor Justo de Mercado das partes interessadas: a Abordagem de Renda, a Abordagem de Mercado e a Abordagem de Custo. Embora cada uma destas abordagens seja inicialmente considerada na avaliação, a natureza e características da empresa indicarão qual abordagem, ou abordagens, é a mais aplicável.

Abordagem de renda

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

O fluxo de caixa disponível para distribuição é definido, para fins desta análise, como a quantidade de caixa que poderia ser distribuída sem prejudicar a lucratividade futura ou as operações da empresa. O fluxo de caixa disponível para distribuição e o valor terminal (o valor da empresa sujeita no final do período de estimativa) são então descontados para valor presente para se obter uma indicação do valor da empresa comercial para cada empresa. Para fins desta análise, os fluxos de caixa para todos os investidores são estimados, portanto, a dívida remunerada e a despesa com 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;
- Avaliado e ajustado 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 de custos

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.

7.2 Metodologia taxa de desconto

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da Chesf	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Cálculo da WACC

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

Onde:

- = Capital próprio/capital de terceiro
- = Custo do capital próprio
- = Valor da dívida remunerada/valor da totalidade do capital
- = Custo do capital de terceiros

Custo de capital próprio

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

onde:

- = Taxa de retorno livre de risco
- = Risco sistemático do capital
- = Prêmio de risco de mercado

A metodologia do *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) mede a ponderação do custo de dívida e capital próprio pela porcentagem de cada um deles na estrutura de capital da empresa.

A magnitude da taxa de desconto está relacionada com o risco percebido do investimento. O conceito de risco envolve uma situação de investimento em que se conhece uma taxa de retorno sem risco e completa incerteza de retorno monetário. Quando um investidor analisa dois investimentos de mesmo retorno monetário, acaba optando por aquele que menor risco. Assim, quanto maior o risco, maior o retorno esperado.

Custo do capital próprio

Para estimar o custo de oportunidade do capital próprio, é utilizado o *Capital Asset Pricing Model* (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 de mercado do risco (prêmio de risco de mercado).

Taxa livre de risco

O prêmio oferecido pelo *US Treasury bond* de 20 anos foi utilizado como retorno aproximado de uma taxa livre de risco. As taxas de títulos mais longos são geralmente consideradas como um resultado mais próximo de uma taxa livre de risco e, apesar de títulos de 30 anos existirem, as taxas dos títulos de 20 anos não refletem a demanda adicional por tais títulos mais longos, considerados como o maior prazo de segurança possível.

Beta

Beta foi selecionado com base na análise de betas de ações de empresas de capital aberto similares. Um coeficiente de beta de 1,0 implica que o retorno da companhia varia de acordo com o mercado em geral. Os betas das empresas comparáveis foram extraídos do S&P Capital IQ. Nosso beta desalavancado para a Empresa é equivalente a média dos betas das empresas comparáveis.

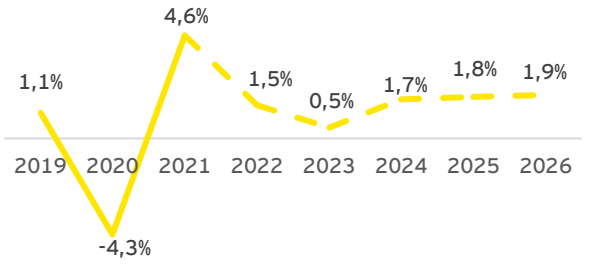
Prêmio de risco de mercado

EY utilizou um prêmio de risco de mercado de 6,0% em nossa estimativa de retorno de capital. Tal prêmio é estimado de acordo com o retorno de um investidor de longo prazo requer frente a demais retornos livres de risco segundo um portfolio diversificado de ações de companhias negociadas nos Estados Unidos. Nosso prêmio leva em consideração retornos históricos realizados tanto no curto quanto estimativas para o longo prazo, estudos acadêmicos publicados recentemente, e reflete o aumento da volatilidade de mercado e incertezas criadas pela pandemia do corona vírus.

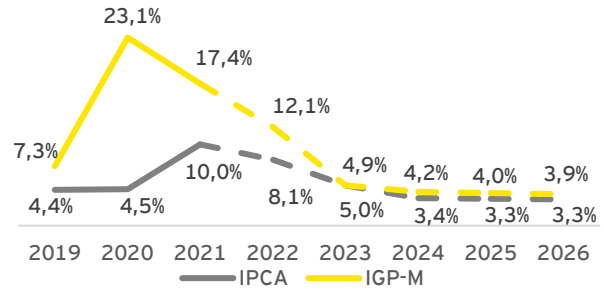
7.3 Análise macroeconômica

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da Chesf	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

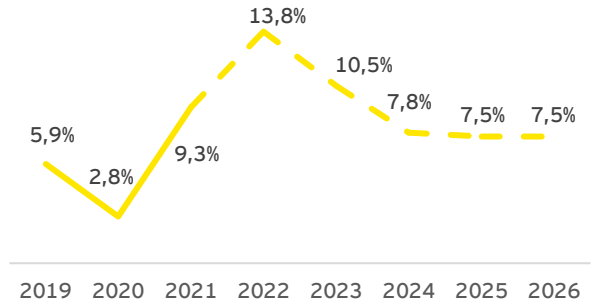
PIB anual (%)



Inflação anual (%)



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 2021 em 4,6%. Segundo expectativas do Bacen, até 30 de junho de 2022, é esperado um crescimento médio de 1,5% do PIB em 2022 e 0,5% em 2023.

Inflação

O índice de inflação oficial, IPCA (Índice de Preços ao Consumidor Amplo), foi de 10,0% em 2021. De acordo com as expectativas de mercado apresentadas pelo Bacen até 30 de junho de 2022, a variação do índice de inflação IPCA deve chegar a 8,1% em 2022 e 5,0% em 2023. Já o Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M), calculado pela FGV, fechou ano de 2021 em 17,4%. As expectativas dos analistas do Boletim Focus é de que esse índice fique em 12,1% em 2022 e 4,9% em 2023. O aumento da inflação impacta diretamente na tarifa de energia elétrica, a qual é reajustada anualmente com base na variação do IPCA registrada no período.

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, elevar a taxa básica de juros para 13,25% a.a., em reunião realizada em 15 de junho de 2022. O Comitê entende que essa decisão reflete seu cenário básico e balanço de riscos de variância maior do que a usual para a inflação prospectiva e é compatível com a convergência da inflação para a meta no horizonte relevante, que inclui o ano-calendário de 2022 e 2023.

A taxa de câmbio fechou o mês de março de 2022 em 5,24 BRL/USD. As expectativas de mercado apontam para taxas médias de 5,09 BRL/USD para 2022 e 5,10 BRL/USD para 2023.

Risco-Brasil[1]

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 março de 2022 em 294 pontos-base, o que indica uma diferença de 2,94 p.p. entre o desempenho dos títulos brasileiros e dos títulos norte-americanos. A média dos últimos 6 meses foi de 3,34 p.p. Fonte: Embi+, calculado pelo JP Morgan.

7.4 Empresas comparáveis

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da Chesf	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Empresa	Descrição
CPFL Energia S.A.	A CPFL Energia S.A., por meio de suas subsidiárias, gera, transmite, distribui e comercializa energia elétrica para clientes residenciais, industriais e comerciais no Brasil. A empresa gera eletricidade por meio de usinas eólicas, de biomassa, solares e hidrelétricas. Em 31 de dezembro de 2021, a empresa distribuía eletricidade para 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 transformação 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 atua na geração, transformação, distribuição e comercialização de energia para clientes industriais, residenciais, comerciais, rurais entre outros, principalmente no Estado do Paraná, Brasil. A COPEL também está envolvida na distribuição de gás natural canalizado. Em 31 de dezembro de 2021, a empresa operava 20 usinas hidrelétricas, 30 eólicas e 1 termelétrica com capacidade instalada total 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., em conjunto com suas subsidiárias, gera e comercializa energia elétrica no Brasil. A empresa opera 68 usinas, incluindo 11 hidrelétricas, 4 usinas termelétricas, 49 usinas eólicas, 3 usinas de biomassa, 2 usinas solares fotovoltaicas, 1 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. atua como subsidiária da ENGIE Brasil Participações Ltda.
AES Brasil Energia S.A.	A AES Brasil Energia S.A., juntamente com suas subsidiárias, atua no negócio de geração de energia renovável no Brasil. Gera eletricidade por meio de fontes hidrelétricas, eólicas e solares. Seu portfólio de ativos tem uma capacidade total instalada de 4,5 GW, incluindo 2.658,4 megawatts hídricos, 1.532,8 megawatts eólicos e 295,1 megawatts solares. A empresa está sediada em São Paulo, Brasil.
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - A Eletrobras, por meio de suas subsidiárias, atua na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica no Brasil. A empresa gera eletricidade por meio de usinas hidrelétricas, térmicas, nucleares, eólicas e solares. Em 31 de dezembro de 2021, possuía e operava 32 usinas hidrelétricas com capacidade instalada total de 46.295,75 megawatts, 9 usinas térmicas, incluindo unidades de geração de energia a carvão, óleo e gás, com capacidade total instalada de 1.505 megawatts e 2 usinas nucleares compostas por Angra I com capacidade instalada de 640 megawatts e Angra II com 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.
Companhia Energética de Minas Gerais	A Companhia Energética de Minas Gerais, por meio de suas subsidiárias, 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 e com 545.706 km de linhas de distribuição e 7.160 km 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 tecnológicos e sistemas de gestão operacional de concessões de serviços públicos, prestação de serviços de telecomunicações, geração distribuída, serviços de contas, cogeração, eficiência energética e atividades de gestão de abastecimento e armazenamento. A empresa foi constituída em 1952 e está sediada em Belo Horizonte, Brasil.

Fonte: Capital IQ

7.4 Empresas comparáveis

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da Chesf	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Empresa	Descrição
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 km de linhas de transmissão, que incluem 11.685 km de linhas de transmissão em operação e 2.329 km de linhas em construção, além de 100 subestações com tensão variando 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 instalada total de transformação de 71,7 mil MVA juntamente com 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.
Afluente Transmissão de Energia Elétrica S.A.	A Afluente Transmissão de Energia Elétrica S.A. opera linhas de transmissão e subestações na Bahia, Brasil. Opera as 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.

Fonte: Capital IQ

8 Anexos

Anexos

Índice		Página
Avaliação da Chesf | Controladora		
1	**Companhia Hidro Elétrica do São Francisco**	
1.1	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – DRE	69
1.2	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – FC	72
Avaliação das Investidas por FCD | Geração		
2	**Norte Energia S.A.**	
2.1	Norte Energia S.A. – Principais Premissas	73
2.2	Norte Energia S.A. – DRE	74
2.3	Norte Energia S.A. – FC	76
3	**Energia Sustentável do Brasil S.A. (UHE Jirau)**	
3.1	Energia Sustentável do Brasil S.A. (UHE Jirau) – Principais Premissas	77
3.2	Energia Sustentável do Brasil S.A. (UHE Jirau) – DRE	78
3.3	Energia Sustentável do Brasil S.A. (UHE Jirau) – FC	80
4	**Companhia Energética Sinop S.A.**	
4.1	Companhia Energética Sinop S.A. – Principais Premissas	81
4.2	Companhia Energética Sinop S.A. – DRE	82
4.3	Companhia Energética Sinop S.A. – FC	85
Avaliação das Investidas por FCD | Transmissão		
5	**Interligação Elétrica do Madeira S.A.**	
5.1	Interligação Elétrica do Madeira S.A. – Principais Premissas	86
5.2	Interligação Elétrica do Madeira S.A. – DRE	87
5.3	Interligação Elétrica do Madeira S.A. – FC	89

Anexos

Índice		Página
6	**Interligação Elétrica Garanhuns S.A. (IEG)**	
6.1	Interligação Elétrica Garanhuns S.A. (IEG) – Principais Premissas	90
6.2	Interligação Elétrica Garanhuns S.A. (IEG) – DRE	91
6.3	Interligação Elétrica Garanhuns S.A. (IEG) – FC	93
Avaliação das Investidas por Múltiplo de Mercado		
7	**Avaliação por múltiplo de mercado- Geração**	
7.1	Informações financeiras selecionadas	94
7.2	Análise por múltiplos de mercado	95
8	**Avaliação por múltiplo de mercado- Transmissão**	
8.1	Informações financeiras selecionadas	96
8.2	Análise por múltiplos de mercado	97
Informações financeiras das empresas comparáveis		
9.1	Geração	98
9.2	Transmissão	100

Anexo 1.1: Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – DRE (2020-2033)

Chesf Visão Controladora – Em BRL milhões	*Informação Financeira Histórica*			*Informação Financeira Projetada*											
DRE (Em BRL milhões)	**dez/20**	**dez/21**	**jun/22**	**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	**7.369**	**9.525**	**4.979**	**5.515**	**9.386**	**9.548**	**9.914**	**10.882**	**12.510**	**12.929**	**10.906**	**11.251**	**11.629**	**12.013**	**12.403**
Geração	3.968	4.050	1.939	671	4.588	4.927	5.364	6.339	7.817	8.081	8.350	8.611	8.902	9.196	9.493
Receita Anual Permitida	3.401	5.476	3.040	4.844	4.798	4.621	4.549	4.543	4.693	4.848	2.556	2.640	2.727	2.817	2.910
Deduções	(1.268)	(1.382)	(748)	(717)	(1.304)	(1.280)	(1.296)	(1.405)	(1.589)	(1.642)	(1.400)	(1.444)	(1.493)	(1.542)	(1.595)
Receita líquida	**6.101**	**8.143**	**4.231**	**4.798**	**8.081**	**8.268**	**8.617**	**9.477**	**10.921**	**11.286**	**9.506**	**9.807**	**10.137**	**10.470**	**10.808**
Custos e Despesas	**(4.374)**	**(5.105)**	**(2.897)**	**(3.370)**	**(2.539)**	**(2.790)**	**(3.072)**	**(3.382)**	**(3.738)**	**(3.861)**	**(3.561)**	**(3.678)**	**(3.799)**	**(3.925)**	**(4.054)**
Pessoal e Encargos	(1.056)	(1.184)	(588)	(77)	(286)	(293)	(303)	(313)	(323)	(334)	(345)	(356)	(368)	(380)	(393)
Materiais e Produtos (Demais)	(32)	(35)	(18)	(3)	(11)	(11)	(12)	(12)	(12)	(13)	(13)	(14)	(14)	(15)	(15)
Serviços de Terceiros	(261)	(296)	(124)	(192)	(103)	(110)	(114)	(117)	(121)	(125)	(129)	(134)	(138)	(143)	(147)
Outros Dispêndios Correntes	(1.336)	(1.447)	(1.269)	22	68	71	73	75	78	81	83	86	89	92	95
Energia Comprada	(352)	(476)	(107)	-	-	0	0	0	0	(0)	0	(0)	(0)	(0)	0
Encargos de transmissão	(808)	(869)	(440)	(329)	(1.155)	(1.195)	(1.235)	(1.275)	(1.317)	(1.360)	(1.405)	(1.451)	(1.499)	(1.549)	(1.600)
Combustível	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Royalties	-	-	-	(6)	(1)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)
Opex - Transmissoras	-	-	-	(845)	(837)	(806)	(793)	(792)	(818)	(845)	(446)	(460)	(476)	(491)	(508)
Obrigações CDE	-	-	-	(1.941)	(214)	(443)	(687)	(946)	(1.222)	(1.262)	(1.303)	(1.346)	(1.391)	(1.437)	(1.484)
Custo de construção	(528)	(798)	(351)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	**1.728**	**3.038**	**1.334**	**1.428**	**5.542**	**5.478**	**5.545**	**6.095**	**7.183**	**7.425**	**5.945**	**6.129**	**6.337**	**6.546**	**6.754**
Depreciação e Amortização	(104)	(122)	(69)	(180)	(463)	(727)	(973)	(1.199)	(1.426)	(1.453)	(1.481)	(1.510)	(1.539)	(1.570)	(1.602)
EBIT	**1.623**	**2.916**	**1.265**	**1.247**	**5.079**	**4.751**	**4.572**	**4.895**	**5.757**	**5.973**	**4.465**	**4.619**	**4.798**	**4.976**	**5.152**
Receita Financeira	456	511	202	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa Financeira	(181)	(273)	(195)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Receitas e despesas de equivalência	(1)	161	93	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras receitas e despesas operacionais	477	2.943	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	**2.375**	**6.258**	**1.366**	**1.247**	**5.079**	**4.751**	**4.572**	**4.895**	**5.757**	**5.973**	**4.465**	**4.619**	**4.798**	**4.976**	**5.152**
IR e CSLL - corrente	-	(0)	(25)	(486)	(807)	(792)	(802)	(891)	(1.064)	(2.261)	(1.944)	(2.011)	(2.104)	(2.180)	(2.256)
IR e CSLL - diferido	(267)	(790)	(214)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incentivo Fiscal	-	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro líquido	**2.108**	**5.468**	**1.126**	**761**	**4.272**	**3.959**	**3.770**	**4.005**	**4.693**	**3.712**	**2.521**	**2.608**	**2.694**	**2.796**	**2.896**

Fonte: Administração/EY

Anexo 1.1: Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – DRE (2034-2048)

Chesf Visão Controladora – 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	**12.788**	**13.219**	**13.582**	**14.009**	**14.396**	**14.846**	**15.202**	**15.461**	**15.729**	**16.160**	**13.658**	**14.108**	**14.573**	**15.054**	**15.550**
Geração	9.783	10.114	10.452	10.776	11.113	11.480	11.859	12.250	12.655	13.222	13.658	14.108	14.573	15.054	15.550
Receita Anual Permitida	3.006	3.105	3.130	3.233	3.283	3.366	3.342	3.211	3.074	2.938	-	-	-	-	-
Deduções	(1.643)	(1.696)	(1.739)	(1.794)	(1.844)	(1.902)	(1.949)	(1.984)	(2.020)	(2.073)	(1.775)	(1.833)	(1.894)	(1.956)	(2.020)
Receita líquida	**11.145**	**11.523**	**11.843**	**12.215**	**12.552**	**12.944**	**13.253**	**13.477**	**13.709**	**14.087**	**11.884**	**12.275**	**12.680**	**13.098**	**13.530**
Custos e Despesas	**(4.188)**	**(4.326)**	**(4.455)**	**(4.601)**	**(4.743)**	**(4.895)**	**(5.033)**	**(5.157)**	**(5.284)**	**(5.417)**	**(5.067)**	**(5.234)**	**(5.406)**	**(5.584)**	**(3.355)**
Pessoal e Encargos	(406)	(419)	(433)	(447)	(462)	(477)	(493)	(509)	(526)	(543)	(561)	(580)	(599)	(619)	(639)
Materiais e Produtos (Demais)	(16)	(16)	(17)	(17)	(18)	(18)	(19)	(20)	(20)	(21)	(22)	(22)	(23)	(24)	(24)
Serviços de Terceiros	(152)	(157)	(162)	(168)	(173)	(179)	(185)	(191)	(197)	(204)	(211)	(217)	(225)	(232)	(240)
Outros Dispêndios Correntes	98	101	104	108	111	115	119	123	127	131	135	140	144	149	154
Energia Comprada	-	0	(0)	0	0	0	(0)	0	0	-	-	-	-	-	-
Encargos de transmissão	(1.653)	(1.707)	(1.763)	(1.821)	(1.881)	(1.943)	(2.007)	(2.074)	(2.142)	(2.213)	(2.286)	(2.361)	(2.439)	(2.519)	(2.602)
Combustível	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Royalties	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)
Opex - Transmissoras	(524)	(542)	(546)	(564)	(573)	(587)	(583)	(560)	(536)	(512)	-	-	-	-	-
Obrigações CDE	(1.533)	(1.583)	(1.636)	(1.689)	(1.745)	(1.803)	(1.862)	(1.923)	(1.987)	(2.052)	(2.120)	(2.190)	(2.262)	(2.337)	-
Custo de construção	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	**6.958**	**7.197**	**7.388**	**7.613**	**7.808**	**8.049**	**8.220**	**8.320**	**8.424**	**8.670**	**6.817**	**7.042**	**7.274**	**7.514**	**10.175**
Depreciação e Amortização	(1.635)	(1.669)	(1.704)	(1.740)	(1.778)	(1.817)	(1.857)	(1.898)	(1.941)	(1.985)	(2.030)	(2.077)	(2.126)	(2.109)	(2.091)
EBIT	**5.323**	**5.528**	**5.684**	**5.873**	**6.030**	**6.232**	**6.363**	**6.422**	**6.484**	**6.685**	**4.787**	**4.965**	**5.148**	**5.405**	**8.084**
Receita Financeira	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa Financeira	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Receitas e despesas de equivalência	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras receitas e despesas operacionais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	**5.323**	**5.528**	**5.684**	**5.873**	**6.030**	**6.232**	**6.363**	**6.422**	**6.484**	**6.685**	**4.787**	**4.965**	**5.148**	**5.405**	**8.084**
IR e CSLL - corrente	(2.331)	(2.418)	(2.489)	(2.571)	(2.644)	(2.732)	(2.797)	(2.838)	(2.880)	(2.971)	(2.348)	(2.432)	(2.519)	(2.632)	(2.749)
IR e CSLL - diferido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incentivo Fiscal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro líquido	**2.992**	**3.110**	**3.196**	**3.302**	**3.387**	**3.500**	**3.567**	**3.585**	**3.604**	**3.715**	**2.439**	**2.532**	**2.629**	**2.773**	**5.335**

Fonte: Administração/EY

Anexo 1.1: Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – DRE (2049-2052)

Chesf Visão Controladora – Em BRL milhões	*Informação Financeira Projetada*			
DRE (Em BRL milhões)	**dez/49**	**dez/50**	**dez/51**	**dez/52**
Receita Bruta	**16.000**	**16.266**	**16.802**	**16.353**
Geração	16.000	16.266	16.802	16.353
Receita Anual Permitida	-	-	-	-
Deduções	(2.080)	(2.118)	(2.188)	(1.984)
Receita líquida	**13.920**	**14.148**	**14.614**	**14.369**
Custos e Despesas	**(3.456)**	**(3.566)**	**(3.684)**	**(2.370)**
Pessoal e Encargos	(660)	(682)	(704)	(728)
Materiais e Produtos (Demais)	(25)	(26)	(27)	(28)
Serviços de Terceiros	(248)	(256)	(264)	(273)
Outros Dispêndios Correntes	154	155	160	19
Energia Comprada	-	-	-	-
Encargos de transmissão	(2.675)	(2.757)	(2.848)	(1.361)
Combustível	-	-	-	-
Royalties	(2)	(0)	(0)	(0)
Opex - Transmissoras	-	-	-	-
Obrigações CDE	-	-	-	-
Custo de construção	-	-	-	-
EBITDA	**10.464**	**10.582**	**10.931**	**11.999**
Depreciação e Amortização	(2.078)	(2.072)	(2.065)	(1.379)
EBIT	**8.387**	**8.509**	**8.866**	**10.620**
Receita Financeira	-	-	-	-
Despesa Financeira	-	-	-	-
Receitas e despesas de equivalência	-	-	-	-
Outras receitas e despesas operacionais	-	-	-	-
EBT	**8.387**	**8.509**	**8.866**	**10.620**
IR e CSLL - corrente	(2.851)	(2.893)	(3.014)	(3.611)
IR e CSLL - diferido	-	-	-	-
Incentivo Fiscal	-	-	-	-
Lucro líquido	**5.535**	**5.616**	**5.851**	**7.009**

Fonte: Administração/EY

Anexo 1.2: Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – FC

Chesf Visão Controladora – Em BRL milhões	*Informação Financeira Projetada*														
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	**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**	**dez/35**	**dez/36**
Fluxo de caixa operacional	**276**	**4.881**	**4.920**	**4.951**	**5.209**	**5.926**	**5.122**	**4.246**	**4.080**	**4.192**	**4.328**	**4.452**	**4.586**	**4.732**	**4.865**
(+) EBITDA	1.428	5.542	5.478	5.545	6.095	7.183	7.425	5.945	6.129	6.337	6.546	6.754	6.958	7.197	7.388
(-) IR e CSLL - FCLF	(340)	(565)	(555)	(561)	(779)	(1.064)	(2.261)	(1.944)	(2.011)	(2.104)	(2.180)	(2.256)	(2.331)	(2.418)	(2.489)
(+/-) Variação do capital de giro	(811)	(97)	(4)	(33)	(107)	(193)	(43)	245	(37)	(41)	(38)	(46)	(41)	(47)	(35)
Capex	**(971)**	**(1.682)**	**(1.541)**	**(1.613)**	**(1.511)**	**(677)**	**(699)**	**(722)**	**(746)**	**(771)**	**(796)**	**(822)**	**(850)**	**(878)**	**(906)**
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	**(695)**	**3.198**	**3.379**	**3.337**	**3.698**	**5.249**	**4.422**	**3.524**	**3.334**	**3.421**	**3.531**	**3.630**	**3.736**	**3.855**	**3.958**

Chesf Visão Controladora – 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**	**dez/50**	**dez/51**	**dez/52**
Fluxo de caixa operacional	**4.992**	**5.124**	**5.268**	**5.391**	**5.453**	**5.518**	**5.652**	**4.782**	**4.558**	**4.705**	**4.831**	**7.198**	**7.556**	**7.662**	**7.854**	**8.342**
(+) EBITDA	7.613	7.808	8.049	8.220	8.320	8.424	8.670	6.817	7.042	7.274	7.514	10.175	10.464	10.582	10.931	11.999
(-) IR e CSLL - FCLF	(2.571)	(2.644)	(2.732)	(2.797)	(2.838)	(2.880)	(2.971)	(2.348)	(2.432)	(2.519)	(2.632)	(2.749)	(2.851)	(2.893)	(3.014)	(3.611)
(+/-) Variação do capital de giro	(50)	(41)	(49)	(32)	(30)	(26)	(48)	313	(51)	(49)	(51)	(229)	(57)	(27)	(63)	(46)
Capex	**(936)**	**(967)**	**(999)**	**(1.032)**	**(1.066)**	**(1.101)**	**(1.137)**	**(1.175)**	**(1.214)**	**(1.254)**	**(1.295)**	**(1.338)**	**(1.382)**	**(1.427)**	**(1.474)**	**(1.523)**
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	**4.056**	**4.157**	**4.269**	**4.359**	**4.387**	**4.417**	**4.514**	**3.607**	**3.344**	**3.452**	**3.536**	**5.860**	**6.174**	**6.235**	**6.379**	**6.819**

Fonte: Administração/EY

Anexo 2.1: Norte Energia S.A. – Principais Premissas

Descrição

Constituída em 2010, a Norte Energia S.A. ("NESA") opera e comercializa o potencial energético da Usina Hidrelétrica de Belo Monte, no estado do Pará. Com uma capacidade instalada de 11.233 MW e uma garantia física de 4.571 MW médios, a usina foi concedida à Norte Energia através de um contrato de concessão de 35 anos contados a partir de Agosto de 2010.

Receita

As receitas foram projetadas de acordo com o volume e preço dos contratos no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL) firmados pela Norte Energia. Os contratos no ACR representam 70% da garantia física e totalizam 3.200 MW. Este volume está contratado até 2045 a um preço médio de R$ 168/MWh na data-base, sendo este reajustado pela inflação incorrida em cada período. Esse contrato tem o preço reajustado anualmente pelo IPCA no mês de maio. Já os contratos do ACL representam 18% da garantia física, totalizando 672 MW, sendo que, deste total, 215 MW estão contratados até o fim de 2022 a um preço médio na data-base de R$ 236/MWh e 457 MW estão contratados até 2046 e cujo preço médio considerado foi o preço SPOT, de R$ 169/MWh, sendo ambos reajustados anualmente pelo IPCA no mês de janeiro.

A avaliação considerou um GSF médio de 80% em 2022, chegando a 89% em 2023, estabilizando-se em 90% de 2024 até o fim da projeção, conforme estimativa média de mercado. Foi considerada a venda da totalidade da energia descontratada no mercado SPOT à tarifa de R$ 169/MWh.

Destaca-se que a Norte Energia possui seguro de repactuação de risco hidrológico do tipo SP100 para 8.041 MW (com cobertura limitada a um GSF de 100%) com vigência até 2045.

Sobre a receita bruta há incidência do PIS e COFINS, projetados conforme alíquotas aplicáveis ao regime tributário de Lucro Real. Além disso são projetados encargos de P&D com alíquota de 1,0% sobre a receita líquida de PIS e COFINS CFURH e TFSEE. Desta forma, a receita líquida projetada observou um crescimento anual médio de 3,5% ao longo da projeção.

Custos e Despesas

Os principais custos e despesas operacionais são compostos por encargos de uso e conexão, custos com compra de energia, seguros, O&M, pessoal, materiais, 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 um BETU de R$ 854,1/kW e uma alíquota de 0,4%, aplicável sobre a capacidade instalada. Já o cálculo da CFURH considerou uma TAR de R$ 83,8/kW e alíquota de 7%, aplicável sobre a energia assegurada líquida de perdas. Por fim a TUST foi calculada com base em uma tarifa de R$ 9,7/kW/mês na data-base.

É projetado um déficit de energia de 233 MW para o segundo semestre de 2022, fazendo com que a NESA tenha que comprar energia no mercado SPOT ao preço estimado de R$ 169/MWh.

Os demais custos e despesas englobam custo de manutenção, pessoal, materiais, terceiros, seguro de risco hidrológico, UBP, dentre outros, que foram projetados em linha com o histórico da companhia e corrigidos anualmente pelo IPCA.

Deste modo, a margem EBITDA média anual projetada para NESA foi de 63,0%.

Imposto de Renda

A projeção dos impostos diretos foi baseada no regime de tributação do Lucro Real, regime no qual Norte Energia está enquadrada. Os impostos diretos foram projetados de acordo com a legislação fiscal brasileira vigente, observando-se a alíquota de 34%.

A avaliação considera o aproveitamento do saldo de prejuízo fiscal existente na data-base, representado pelo imposto de renda diferido contabilizado no montante de R$ 335,6 milhões, sendo a compensação dos prejuízos limitada a 30% do lucro real. Adicionalmente, foi considerado o benefício fiscal da SUDAM que permite uma redução de 75% da alíquota do IRPJ, válido até 2027.

Investimentos (CAPEX) e Depreciação

De acordo com as expectativas da administração, foi projetado um CAPEX de manutenção com o objetivo de manter o nível operacional e de manutenção do ativo, que totalizou R$ 1,3 bilhão (em termos reais) ao longo do período projetivo e representou, em média, 1,2% da ROL ao longo da projeção.

As despesas com depreciação relativas aos ativos existentes na data-base e aos novos investimentos foram projetadas de forma linear a uma taxa de 3,3% ao ano. É importante ressaltar que ao final da projeção é considerado um saldo residual de R$ 3,4 bilhões referente aos ativos que não foram integralmente depreciados ao longo da concessão, impactando o fluxo de caixa no último período projetivo.

Capital de giro

O capital de giro estimado foi baseado nas demonstrações financeiras históricas da Norte Energia. As contas patrimoniais foram analisadas e classificadas como ativos e passivos operacionais ou não operacionais. Os Drivers históricos de capital de giro foram calculados para os ativos e passivos operacionais baseados nas receitas, custos e despesas operacionais, conforme aplicável, e utilizados nas projeções.

Desta forma, o capital de giro líquido representou, em média, -4,8% da ROL ao longo da projeção.

Taxa de Desconto

O fluxo de caixa foi descontado a valor presente utilizando uma taxa de desconto (WACC) de 9,8%, cujo detalhamento é apresentado na página 34 deste Relatório.

Ajustes NOPs

As contas do ativo consideradas como NOP e adicionadas ao valor do capital da NESA foram: Títulos e Valores Mobiliários, Créditos de Impostos de Longo Prazo, Impostos Diferidos (oriundos de diferenças temporárias), Depósitos Judiciais e Outros Ativos Não circulantes. Já as contas do passivo classificadas como NOP e subtraídas do valor do capital da NESA foram: Provisões e Outros Passivos Não Circulantes.

Anexo 2.2: Norte Energia S.A. – DRE (2020-2033)

Norte Energia S.A. - Em BRL milhões	*Informação Financeira Histórica*			*Informação Financeira Projetada*											
DRE (Em BRL milhões)	**dez/20**	**dez/21**	**jun/22**	**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	**5.138**	**5.619**	**3.194**	**3.277**	**6.975**	**7.315**	**7.539**	**7.788**	**8.045**	**8.333**	**8.584**	**8.867**	**9.159**	**9.487**	**9.773**
Receita ACR	634	4.713	2.438	2.372	5.038	5.277	5.440	5.620	5.805	6.013	6.194	6.398	6.609	6.845	7.052
Receita ACL	-	-	-	588	740	768	791	817	844	874	900	930	961	995	1.025
Receita SPOT	4.504	906	756	-	611	733	755	780	806	834	860	888	917	950	979
Receita com Reembolso Seguro GSF	-	-	-	316	586	537	554	572	591	612	630	651	672	696	717
Receita Acessória/ outras receitas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deduções	(735)	(783)	(521)	(331)	(705)	(740)	(762)	(787)	(813)	(842)	(868)	(896)	(926)	(959)	(988)
Receita líquida	**4.403**	**4.836**	**2.673**	**2.945**	**6.270**	**6.575**	**6.777**	**7.001**	**7.231**	**7.490**	**7.716**	**7.970**	**8.233**	**8.528**	**8.785**
Custo total	(1.757)	(1.520)	(1.043)	(1.267)	(2.342)	(2.424)	(2.501)	(2.583)	(2.667)	(2.756)	(2.844)	(2.937)	(3.032)	(3.134)	(3.233)
Encargos de transmissão, conexão e distribuição	(1.035)	(1.112)	(596)	(731)	(1.561)	(1.622)	(1.676)	(1.731)	(1.788)	(1.847)	(1.908)	(1.970)	(2.035)	(2.103)	(2.172)
Seguros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
O&M	(320)	(398)	(221)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo com compra de energia	(334)	(201)	(39)	(181)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros custos	(67)	192	(60)	(348)	(762)	(789)	(813)	(840)	(867)	(897)	(925)	(955)	(986)	(1.020)	(1.052)
UBP	-	-	(127)	(8)	(19)	(13)	(12)	(12)	(12)	(12)	(11)	(11)	(11)	(10)	(10)
Lucro Bruto	**2.646**	**3.316**	**1.630**	**1.678**	**3.928**	**4.151**	**4.276**	**4.418**	**4.564**	**4.734**	**4.872**	**5.034**	**5.201**	**5.394**	**5.551**
Despesas	(100)	(97)	(65)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesas com pessoal	(44)	(45)	(26)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesas com serviços de terceiros	(33)	(42)	(23)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesas com provisões e revisões	-	4	(3)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras despesas	(23)	(15)	(13)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	**2.546**	**3.219**	**1.565**	**1.678**	**3.928**	**4.151**	**4.276**	**4.418**	**4.564**	**4.734**	**4.872**	**5.034**	**5.201**	**5.394**	**5.551**
Depreciação e Amortização	(1.696)	(1.695)	(838)	(787)	(1.587)	(1.594)	(1.595)	(1.596)	(1.597)	(1.598)	(1.599)	(1.600)	(1.601)	(1.603)	(1.604)
EBIT	**850**	**1.524**	**728**	**891**	**2.341**	**2.557**	**2.681**	**2.822**	**2.968**	**3.136**	**3.273**	**3.434**	**3.599**	**3.791**	**3.947**
Receitas financeiras	159	89	99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa financeira	(2.025)	(2.098)	(1.235)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	**(1.016)**	**(486)**	**(408)**	**891**	**2.341**	**2.557**	**2.681**	**2.822**	**2.968**	**3.136**	**3.273**	**3.434**	**3.599**	**3.791**	**3.947**
IR e CSLL - corrente	-	-	-	(136)	(357)	(390)	(409)	(430)	(453)	(1.066)	(1.113)	(1.167)	(1.224)	(1.289)	(1.342)
IR e CSLL - diferido	156	53	63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro líquido	**(860)**	**(433)**	**(345)**	**755**	**1.984**	**2.167**	**2.272**	**2.392**	**2.515**	**2.070**	**2.160**	**2.266**	**2.376**	**2.502**	**2.605**

Fonte: Administração/EY

Anexo 2.2: Norte Energia S.A. – DRE (2034-2046)

Norte Energia S.A. - 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**
Receita Bruta	**10.095**	**10.428**	**10.801**	**11.126**	**11.493**	**11.872**	**12.297**	**12.667**	**13.085**	**13.516**	**14.000**	**14.422**	**8.162**
Receita ACR	7.284	7.524	7.794	8.028	8.293	8.566	8.873	9.140	9.442	9.753	10.102	10.406	-
Receita ACL	1.059	1.094	1.133	1.167	1.205	1.245	1.290	1.329	1.372	1.418	1.468	1.513	911
Receita SPOT	1.011	1.044	1.082	1.114	1.151	1.189	1.231	1.268	1.310	1.353	1.402	1.444	7.250
Receita com Reembolso Seguro GSF	741	766	793	817	844	872	903	930	961	992	1.028	1.059	-
Receita Acessória/ outras receitas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deduções	(1.021)	(1.054)	(1.092)	(1.125)	(1.162)	(1.200)	(1.243)	(1.281)	(1.323)	(1.367)	(1.415)	(1.458)	(825)
Receita líquida	**9.074**	**9.373**	**9.709**	**10.001**	**10.331**	**10.672**	**11.054**	**11.387**	**11.762**	**12.150**	**12.585**	**12.964**	**7.337**
Custo total	(3.339)	(3.448)	(3.563)	(3.676)	(3.796)	(3.920)	(4.051)	(4.179)	(4.314)	(4.454)	(4.599)	(4.754)	(2.481)
Encargos de transmissão, conexão e distribuição	(2.243)	(2.317)	(2.395)	(2.473)	(2.554)	(2.638)	(2.726)	(2.815)	(2.908)	(3.004)	(3.104)	(3.205)	(1.931)
Seguros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
O&M	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo com compra de energia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros custos	(1.086)	(1.122)	(1.160)	(1.196)	(1.235)	(1.275)	(1.319)	(1.359)	(1.403)	(1.447)	(1.493)	(1.548)	(550)
UBP	(9)	(9)	(8)	(8)	(7)	(6)	(5)	(5)	(4)	(3)	(2)	(1)	-
Lucro Bruto	**5.735**	**5.926**	**6.146**	**6.325**	**6.535**	**6.752**	**7.003**	**7.208**	**7.448**	**7.696**	**7.985**	**8.210**	**4.856**
Despesas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesas com pessoal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesas com serviços de terceiros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesas com provisões e revisões	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras despesas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	**5.735**	**5.926**	**6.146**	**6.325**	**6.535**	**6.752**	**7.003**	**7.208**	**7.448**	**7.696**	**7.985**	**8.210**	**4.856**
Depreciação e Amortização	(1.605)	(1.607)	(1.608)	(1.609)	(1.611)	(1.613)	(1.614)	(1.616)	(1.618)	(1.619)	(1.621)	(1.624)	(945)
EBIT	**4.130**	**4.319**	**4.538**	**4.716**	**4.924**	**5.139**	**5.388**	**5.592**	**5.830**	**6.076**	**6.364**	**6.586**	**3.911**
Receitas financeiras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa financeira	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	**4.130**	**4.319**	**4.538**	**4.716**	**4.924**	**5.139**	**5.388**	**5.592**	**5.830**	**6.076**	**6.364**	**6.586**	**3.911**
IR e CSLL - corrente	(1.404)	(1.468)	(1.543)	(1.603)	(1.674)	(1.747)	(1.832)	(1.901)	(1.982)	(2.066)	(2.164)	(2.239)	(1.330)
IR e CSLL - diferido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro líquido	**2.726**	**2.851**	**2.995**	**3.112**	**3.250**	**3.392**	**3.556**	**3.691**	**3.848**	**4.010**	**4.200**	**4.347**	**2.581**

Fonte: Administração/EY

Anexo 2.3: Norte Energia S.A. – FC

Norte Energia S.A. - Em BRL milhões	*Informação Financeira Projetada*											
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	**dez/22**	**dez/23**	**dez/24**	**dez/25**	**dez/26**	**dez/27**	**dez/28**	**dez/29**	**dez/30**	**dez/31**	**dez/32**	**dez/33**
Fluxo de caixa operacional	**1.950**	**3.514**	**3.870**	**3.943**	**3.990**	**4.114**	**3.666**	**3.763**	**3.867**	**3.977**	**4.100**	**4.211**
(+) EBITDA	1.678	3.928	4.151	4.276	4.418	4.564	4.734	4.872	5.034	5.201	5.394	5.551
(-) IR e CSLL - FCLF	(95)	(250)	(273)	(338)	(430)	(453)	(1.066)	(1.113)	(1.167)	(1.224)	(1.289)	(1.342)
(+/-) Variação do capital de giro	368	(165)	(3)	12	10	11	8	14	12	12	9	16
(-) UBP	(1)	1	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(15)
Capex	**(337)**	**(370)**	**(204)**	**(28)**	**(30)**	**(30)**	**(33)**	**(34)**	**(35)**	**(36)**	**(38)**	**(39)**
Indenização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	**1.613**	**3.145**	**3.666**	**3.915**	**3.961**	**4.084**	**3.633**	**3.729**	**3.831**	**3.940**	**4.063**	**4.172**

Norte Energia S.A. - Em BRL milhões	*Informação Financeira Projetada*												
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**
Fluxo de caixa operacional	**4.328**	**4.453**	**4.594**	**4.720**	**4.854**	**4.996**	**5.157**	**5.300**	**5.453**	**5.615**	**5.799**	**5.979**	**2.916**
(+) EBITDA	5.735	5.926	6.146	6.325	6.535	6.752	7.003	7.208	7.448	7.696	7.985	8.210	4.856
(-) IR e CSLL - FCLF	(1.404)	(1.468)	(1.543)	(1.603)	(1.674)	(1.747)	(1.832)	(1.901)	(1.982)	(2.066)	(2.164)	(2.239)	(1.330)
(+/-) Variação do capital de giro	13	14	10	18	15	15	11	20	16	17	11	28	(610)
(-) UBP	(16)	(17)	(19)	(20)	(22)	(24)	(25)	(27)	(29)	(31)	(33)	(20)	-
Capex	**(40)**	**(41)**	**(43)**	**(44)**	**(46)**	**(47)**	**(49)**	**(50)**	**(52)**	**(53)**	**(55)**	**(84)**	**-**
Indenização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.443
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	**4.288**	**4.412**	**4.551**	**4.676**	**4.808**	**4.949**	**5.108**	**5.250**	**5.401**	**5.562**	**5.744**	**5.895**	**6.359**

Fonte: Administração/EY

Anexo 3.1: Energia Sustentável do Brasil S.A. (UHE Jirau) – Principais Premissas

Descrição

Constituída em 2007, Energia Sustentável do Brasil S.A. (UHE Jirau) é a empresa responsável pela operação e comercialização do potencial energético da Usina Hidrelétrica Jirau. Celebrado em agosto de 2008, o contrato de concessão teria inicialmente duração de 35 anos, entretanto, através do Despacho 921/2022 da ANEEL, o prazo foi estendido em até setembro de 2045. A UHE Jirau possui uma capacidade instalada de 3.750 MW.

Receita

As receitas foram projetadas de acordo com o volume e preço dos contratos no ACR e ACL firmados pela SPE. Os contratos no ACR representam 73,5% da garantia física e totalizam 1565 MW. Deste total, 1.356 MW estão contratados até 2042 a um preço médio de R$ 153/MWh na data-base e os outros 209 MW estão contratados até 2043 a um preço médio de R$ 177/MWh. Tais contratos têm o preço reajustado anualmente pelo IPCA nos meses de julho e janeiro, respectivamente. Já os contratos do ACL representam 26,5% da garantia física, totalizando 552 MW, e estão contratados até 2042 a um preço médio de R$ 238/MWh, sendo reajustados anualmente pelo IPCA no mês de janeiro.

A avaliação considerou um GSF médio de 80% em 2022, chegando a 89% em 2023, estabilizando-se em 90% de 2024 até o fim da projeção, conforme estimativa média de mercado. Foi considerada a venda da totalidade da energia descontratada no mercado SPOT sob uma tarifa de R$ 169/MWh. Faz-se importante mencionar que a UHE Jirau possui seguro de repactuação de risco hidrológico para 1.312 MW (com cobertura limitada a um GSF de 92%) e do tipo SP90 para 193MW (com cobertura limitada a um GSF de 90%) com vigência até 2027 e 2029, respectivamente.

Sobre a receita bruta há incidência de PIS e COFINS, projetados conforme alíquotas aplicáveis ao regime tributário de Lucro Real. Além disso são projetados encargos de P&D com alíquota de 1,0% sobre a receita líquida de PIS/Cofins, CFURH e TFSEE. Desta forma, a receita líquida projetada observou um crescimento anual médio de 2,8% ao longo da projeção.

Custos e Despesas

Os principais custos e despesas operacionais são compostos por encargos de uso e conexão, custos com compra de energia, seguros, O&M, pessoal, materiais, 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 um BETU de R$ 854,1/kW e uma alíquota de 0,4%, aplicável sobre a capacidade instalada. Já o cálculo da CFURH considerou uma TAR de R$ 83,8/kW e alíquota de 7%, aplicável sobre a energia assegurada líquida de perdas. Por fim, a TUST foi calculada com base em uma tarifa de R$ 24/kW/mês em 2022, chegando a R$ 18,9/kW/mês em 2024, estabilizando-se neste patamar até o fim da projeção (tal redução é prevista em função de alterações de âmbito regulatório e de novas perspectivas do setor, conforme informado pela Administração).

A UHE Jirau possui contratos de compra de energia até 2025 que totalizam 181 MW e possuem preço médio de R$ 145/MWh. Além destes contratos, foi considerada a compra de energia no mercado SPOT à tarifa de R$ 169/MWh para fazer frente a eventuais déficits de energia projetados.

Os demais custos e despesas englobam gastos com pessoal, materiais, serviços de terceiros, pagamento de UBP, dentre outros, que foram projetados em linha com o histórico da companhia e corrigidos anualmente pelo IPCA. Deste modo, a margem EBITDA média anual projetada para UHE Jirau foi de 55,9%.

Imposto de Renda

A projeção dos impostos diretos foi baseada no regime de tributação do Lucro Real, o qual a SPE está enquadrada.

Os impostos diretos foram projetados de acordo com a legislação fiscal brasileira vigente, observando-se a alíquota de 34%.

A avaliação considera o aproveitamento do saldo de prejuízo fiscal existente na data-base, representado pelo imposto de renda diferido contabilizado no montante de R$ 2,2 bilhões, sendo a compensação dos prejuízos limitada a 30% do lucro real. Adicionalmente, foi considerado o benefício fiscal da SUDAM que permite uma redução de 75% da alíquota do IRPJ, válido até 2033.

Investimentos (CAPEX) e Depreciação

De acordo com as expectativas da administração, foi projetado um CAPEX de manutenção com o objetivo de manter o nível operacional e de manutenção do ativo, que totalizou R$ 680 milhões (em termos reais) ao longo do período projetivo e representou, em média, 1,0% da ROL ao longo da projeção.

As despesas com depreciação relativas aos ativos existentes na data-base e aos novos investimentos foram projetadas de forma linear a uma taxa de 3,8% ao ano. É importante ressaltar que ao final da projeção é considerado um saldo residual de R$ 305 milhões referente aos ativos que não foram integralmente depreciados ao longo da concessão, impactando o fluxo de caixa no último período projetivo.

Capital de giro

O capital de giro estimado foi baseado nas demonstrações financeiras históricas da UHE Jirau. As contas patrimoniais foram analisadas e classificadas como ativos e passivos operacionais ou não operacionais. Os Drivers históricos de capital de giro foram calculados para os ativos e passivos operacionais baseados nas receitas, custos e despesas operacionais, conforme aplicável, e utilizados nas projeções. Desta forma, o capital de giro representou, em média, 4,4% da ROL ao longo da projeção.

Taxa de Desconto

O fluxo de caixa foi descontado a valor presente utilizando uma taxa de desconto (WACC) de 10,2%, cujo detalhamento é apresentado na página 34 deste Relatório.

Ajustes NOPs

As contas do ativo consideradas como NOP e adicionadas ao valor do capital da Jirau foram: Créditos de Impostos de Longo Prazo, Impostos Diferidos (oriundos de diferenças temporárias), Despesas Antecipadas de Longo Prazo, Depósitos Judiciais e Outros Ativos Não circulantes. Já as contas do passivo classificadas como NOP e subtraídas do valor do capital da Jirau foram: Provisões e Outros Passivos Não Circulantes.

Anexo 3.2: Energia Sustentável do Brasil S.A. (UHE Jirau) – DRE (2020-2033)

Energia Sustentável do Brasil S.A. (UHE Jirau) - Em BRL milhões	*Informação Financeira Histórica*			*Informação Financeira Projetada*											
DRE (Em BRL milhões)	**dez/20**	**dez/21**	**jun/22**	**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	**2.979**	**3.097**	**1.706**	**1.752**	**3.807**	**3.919**	**4.028**	**4.161**	**4.298**	**4.452**	**4.586**	**4.738**	**4.894**	**5.069**	**5.222**
Fornecimento de Energia - ACR	1.899	1.987	1.058	1.134	2.401	2.511	2.589	2.674	2.762	2.861	2.947	3.044	3.145	3.257	3.355
Fornecimento de Energia - ACL	1.062	1.107	525	618	1.326	1.396	1.440	1.487	1.536	1.591	1.639	1.693	1.749	1.812	1.866
Fornecimento de Energia - Curto Prazo	-	-	-	-	80	12	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras Receitas	17	3	124	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deduções	(301)	(313)	(164)	(177)	(385)	(397)	(408)	(421)	(435)	(450)	(464)	(479)	(495)	(513)	(528)
Receita líquida	**2.678**	**2.784**	**1.542**	**1.575**	**3.422**	**3.523**	**3.621**	**3.740**	**3.864**	**4.002**	**4.122**	**4.258**	**4.399**	**4.556**	**4.693**
Custo total	(1.469)	(1.374)	(825)	(810)	(1.331)	(1.172)	(1.190)	(1.270)	(1.335)	(1.404)	(1.452)	(1.502)	(1.551)	(1.603)	(1.655)
Encargos de transmissão, conexão e distribuição	(1.024)	(707)	(609)	(560)	(1.075)	(998)	(1.030)	(1.064)	(1.099)	(1.136)	(1.173)	(1.212)	(1.252)	(1.293)	(1.335)
Serviços de operação e manutenção	(23)	(31)	(27)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo de compra de energia	(74)	(237)	(145)	(244)	(249)	(170)	(154)	(201)	(231)	(263)	(275)	(286)	(295)	(306)	(315)
UBP	-	-	-	(6)	(8)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(4)	(4)	(4)	(4)
Outros custos e despesas	(348)	(399)	(45)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro Bruto	**1.209**	**1.410**	**717**	**765**	**2.091**	**2.350**	**2.431**	**2.470**	**2.528**	**2.598**	**2.670**	**2.757**	**2.848**	**2.953**	**3.039**
Despesas	(71)	(93)	(35)	(143)	(295)	(327)	(272)	(279)	(289)	(299)	(316)	(312)	(321)	(332)	(345)
Pessoal	(32)	(29)	(15)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Serviços de Terceiros	(23)	(29)	(13)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Seguros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras Despesas	(16)	(35)	(7)	(143)	(295)	(327)	(272)	(279)	(289)	(299)	(316)	(312)	(321)	(332)	(345)
EBITDA	**1.138**	**1.316**	**683**	**622**	**1.796**	**2.023**	**2.160**	**2.191**	**2.240**	**2.299**	**2.354**	**2.444**	**2.527**	**2.621**	**2.694**
Depreciação	(819)	(805)	(382)	(435)	(873)	(876)	(880)	(884)	(884)	(884)	(884)	(887)	(889)	(892)	(894)
Amortização	-	-	-	(13)	(26)	(26)	(26)	(26)	(25)	(22)	(22)	(22)	(22)	(22)	(22)
EBIT	**319**	**511**	**301**	**174**	**896**	**1.121**	**1.254**	**1.281**	**1.331**	**1.392**	**1.448**	**1.535**	**1.616**	**1.707**	**1.778**
Receita/Despesa Financeira	(783)	(802)	(428)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa financeira do pagamento da outorga	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	**(464)**	**(291)**	**(128)**	**174**	**896**	**1.121**	**1.254**	**1.281**	**1.331**	**1.392**	**1.448**	**1.535**	**1.616**	**1.707**	**1.778**
IR e CSLL - corrente	-	-	-	(26)	(137)	(171)	(191)	(195)	(203)	(212)	(221)	(234)	(246)	(260)	(271)
IR e CSLL - diferido	155	97	43	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortização do ágio e reversão PMIPL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro líquido	**(309)**	**(194)**	**(85)**	**147**	**760**	**950**	**1.062**	**1.085**	**1.128**	**1.180**	**1.227**	**1.301**	**1.369**	**1.446**	**1.507**

Fonte: Administração/EY

Anexo 3.2: Energia Sustentável do Brasil S.A. (UHE Jirau) – DRE (2034-2045)

Energia Sustentável do Brasil S.A. (UHE Jirau) - 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**
Receita Bruta	**5.394**	**4.658**	**4.767**	**4.910**	**5.072**	**5.239**	**5.427**	**5.590**	**5.775**	**6.260**	**6.403**	**4.947**
Fornecimento de Energia - ACR	3.466	3.580	3.708	3.820	3.946	4.076	4.222	4.349	4.493	727	-	-
Fornecimento de Energia - ACL	1.928	195	32	33	34	35	37	38	39	-	-	-
Fornecimento de Energia - Curto Prazo	-	883	1.026	1.057	1.092	1.128	1.168	1.203	1.243	5.532	6.403	4.947
Outras Receitas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deduções	(546)	(471)	(482)	(496)	(513)	(530)	(549)	(565)	(584)	(633)	(647)	(500)
Receita líquida	**4.848**	**4.187**	**4.285**	**4.414**	**4.559**	**4.710**	**4.878**	**5.025**	**5.191**	**5.627**	**5.755**	**4.447**
Custo total	(1.709)	(1.496)	(1.546)	(1.596)	(1.649)	(1.703)	(1.760)	(1.817)	(1.877)	(1.939)	(1.909)	(1.478)
Encargos de transmissão, conexão e distribuição	(1.379)	(1.425)	(1.472)	(1.520)	(1.571)	(1.622)	(1.676)	(1.731)	(1.788)	(1.847)	(1.908)	(1.478)
Serviços de operação e manutenção	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo de compra de energia	(326)	(68)	(70)	(73)	(76)	(78)	(81)	(85)	(88)	(91)	-	-
UBP	(4)	(3)	(3)	(3)	(3)	(2)	(2)	(2)	(1)	(1)	(0)	-
Outros custos e despesas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro Bruto	**3.139**	**2.691**	**2.739**	**2.818**	**2.911**	**3.007**	**3.118**	**3.208**	**3.314**	**3.688**	**3.846**	**2.968**
Despesas	(357)	(370)	(384)	(395)	(409)	(435)	(440)	(456)	(473)	(491)	(412)	(319)
Pessoal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Serviços de Terceiros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Seguros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras Despesas	(357)	(370)	(384)	(395)	(409)	(435)	(440)	(456)	(473)	(491)	(412)	(319)
EBITDA	**2.782**	**2.321**	**2.355**	**2.423**	**2.501**	**2.571**	**2.678**	**2.752**	**2.840**	**3.197**	**3.434**	**2.649**
Depreciação	(894)	(895)	(896)	(896)	(896)	(896)	(898)	(899)	(351)	(33)	(33)	(25)
Amortização	(22)	(22)	(22)	(22)	(22)	(22)	(22)	(22)	(22)	(22)	(22)	(11)
EBIT	**1.865**	**1.404**	**1.437**	**1.504**	**1.583**	**1.652**	**1.758**	**1.831**	**2.467**	**3.142**	**3.379**	**2.613**
Receita/Despesa Financeira	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa financeira do pagamento da outorga	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	**1.865**	**1.404**	**1.437**	**1.504**	**1.583**	**1.652**	**1.758**	**1.831**	**2.467**	**3.142**	**3.379**	**2.613**
IR e CSLL - corrente	(634)	(477)	(488)	(511)	(538)	(562)	(598)	(622)	(839)	(1.068)	(1.149)	(888)
IR e CSLL - diferido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortização do ágio e reversão PMIPL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro líquido	**1.231**	**926**	**948**	**993**	**1.045**	**1.091**	**1.160**	**1.208**	**1.628**	**2.074**	**2.230**	**1.725**

Fonte: Administração/EY

Anexo 3.3: Energia Sustentável do Brasil S.A. (UHE Jirau) – FC

Energia Sustentável do Brasil S.A. (UHE Jirau) - Em BRL milhões	*Informação Financeira Projetada*											
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	**dez/22**	**dez/23**	**dez/24**	**dez/25**	**dez/26**	**dez/27**	**dez/28**	**dez/29**	**dez/30**	**dez/31**	**dez/32**	**dez/33**
Fluxo de caixa operacional	**749**	**1.609**	**1.867**	**1.995**	**2.052**	**2.092**	**2.144**	**2.192**	**2.265**	**2.341**	**2.425**	**2.492**
(+) EBITDA	622	1.796	2.023	2.160	2.191	2.240	2.299	2.354	2.444	2.527	2.621	2.694
(-) IR e CSLL - FCLF	(19)	(96)	(120)	(134)	(137)	(142)	(149)	(155)	(164)	(172)	(182)	(190)
(+/-) Variação do capital de giro	143	(91)	(34)	(28)	1	(1)	(2)	(3)	(11)	(7)	(8)	(6)
(-) UBP	3	0	(2)	(3)	(3)	(4)	(4)	(5)	(5)	(5)	(6)	(6)
Capex	**(55)**	**(125)**	**(69)**	**(110)**	**(119)**	**(0)**	**(0)**	**(1)**	**(70)**	**(50)**	**(77)**	**(48)**
Indenização	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	**694**	**1.484**	**1.798**	**1.884**	**1.933**	**2.092**	**2.144**	**2.191**	**2.195**	**2.291**	**2.348**	**2.443**

Energia Sustentável do Brasil S.A. (UHE Jirau) - Em BRL milhões	*Informação Financeira Projetada*											
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**
Fluxo de caixa operacional	**2.364**	**2.024**	**2.007**	**2.052**	**2.111**	**2.167**	**2.241**	**2.301**	**2.133**	**2.092**	**2.232**	**1.993**
(+) EBITDA	2.782	2.321	2.355	2.423	2.501	2.571	2.678	2.752	2.840	3.197	3.434	2.649
(-) IR e CSLL - FCLF	(444)	(334)	(342)	(358)	(377)	(393)	(418)	(436)	(712)	(1.068)	(1.149)	(888)
(+/-) Variação do capital de giro	33	45	1	(4)	(4)	(1)	(8)	(3)	17	(23)	(42)	232
(-) UBP	(7)	(8)	(8)	(9)	(10)	(10)	(11)	(12)	(13)	(13)	(11)	-
Capex	**(16)**	**(24)**	**(31)**	**(0)**	**(0)**	**(2)**	**(52)**	**(7)**	**(15)**	**(2)**	**-**	**-**
Indenização	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**305**
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	**2.348**	**2.000**	**1.976**	**2.052**	**2.111**	**2.165**	**2.189**	**2.294**	**2.118**	**2.091**	**2.232**	**2.298**

Fonte: Administração/EY

Anexo 4.1: Companhia Energética Sinop S.A. – Principais Premissas

Descrição

Constituída em 2013, a Companhia Energética Sinop S.A. ("Sinop Energia") é uma SPE responsável pelas atividades de construção, manutenção, operação e comercialização da energia gerada pela Usina Hidrelétrica Sinop. O contrato foi celebrado em fevereiro de 2014, com duração de 35 anos, entretanto, através de um Aditivo ao Contrato de Concessão, o prazo foi prolongado até final de Janeiro de 2050. A Usina Hidrelétrica Sinop possui uma capacidade instalada de 402 MW e garantia física de 243 MW. Considerando o percentual de 3,0% de perdas, a energia assegurada é de 236 MW.

Receita

As receitas foram projetadas de acordo com o volume e preço dos contratos no ACR e ACL firmados pela Sinop Energia. Os contratos no ACR representam 89% da garantia física e totalizam 216 MW. Este volume está contratado até 2047 a um preço médio de R$ 183/MWh na data-base. Esse contrato tem o preço reajustado anualmente pelo IPCA no mês de janeiro. Já os contratos do ACL representam 2% da garantia física, totalizando 6 MW, e estão contratados até 2048 a um preço médio na data-base de R$ 233/MWh, sendo reajustados anualmente pelo IPCA no mês de janeiro.

A avaliação considerou um GSF médio de 80% em 2022, chegando a 89% em 2023, estabilizando-se em 90% de 2024 até o fim da projeção, conforme estimativa média de mercado. Foi considerada a venda da totalidade da energia descontratada no mercado SPOT à tarifa de R$ 169/MWh, quando aplicável.

Destaca-se que a Sinop Energia possui seguro de repactuação de risco hidrológico do tipo SP95 para o seu contrato do ACR de 216 MW (portanto, com cobertura limitada a um GSF de 95%) com vigência até 2047.

Sobre a receita bruta há incidência do PIS e COFINS, projetados conforme alíquotas aplicáveis ao regime tributário de Lucro Real. Além disso são projetados encargos de P&D com alíquota de 1,0% sobre a receita líquida de PIS e COFINS CFURH e TFSEE. Desta forma, a receita líquida projetada observou um crescimento anual médio de 3,0% ao longo da projeção.

Custos e Despesas

Os principais custos e despesas operacionais são compostos por encargos de uso e conexão, custo com compra de energia, seguros, O&M, pessoal, materiais, 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 um BETU de R$ 854,1/kW e uma alíquota de 0,4%, aplicável sobre a capacidade instalada. Já o cálculo da CFURH considerou uma TAR de R$ 83,8/kW e alíquota de 7%, aplicável sobre a energia assegurada líquida de perdas. Por fim a TUST foi calculada com base em uma tarifa de R$ 10,1/kW/mês em 2022.

Foi considerada a compra de energia no mercado SPOT à tarifa de R$ 169/MWh para fazer frente ao déficit de energia médio projetado de 11 MW até 2047 e de 210 MW entre 2047 e 2050.

Os demais custos e despesas englobam custo de manutenção, pessoal, materiais, terceiros, seguro de risco hidrológico, UBP, dentre outros, que foram projetados em linha com o histórico da companhia e corrigidos anualmente pelo IPCA.

Deste modo, a margem EBITDA média anual projetada para Sinop Energia foi de 58,2%.

Imposto de Renda

A projeção dos impostos diretos foi baseada no regime de tributação do Lucro Real, no qual Sinop Energia está enquadrada. Os impostos diretos foram projetados de acordo com a legislação fiscal brasileira vigente, observando a alíquota de 34%.

A avaliação considera o aproveitamento do saldo de prejuízo fiscal existente na data-base, representado pelo imposto de renda diferido contabilizado no montante de R$ 171,1 milhões, sendo a compensação dos prejuízos limitada a 30% do lucro real. Adicionalmente, foi considerado o benefício fiscal da SUDAM que permite uma redução de 75% da alíquota do IRPJ, válido até 2029.

Investimentos (CAPEX) e Depreciação

De acordo com as expectativas da administração, não foram projetados novos investimentos para o período remanescente da concessão tendo em vista que já estão sendo previstos custos e despesas de operação e manutenção com o objetivo de manter o nível operacional e de manutenção do ativo existente.

A despesa com depreciação relativa aos ativos existentes na data-base foi projetada de forma linear a uma taxa de 2,5% ao ano.

Capital de giro

O capital de giro estimado foi baseado nas demonstrações financeiras históricas da Sinop Energia. As contas patrimoniais foram analisadas e classificadas como ativos e passivos operacionais ou não operacionais. Os Drivers históricos de capital de giro foram calculados para os ativos e passivos operacionais baseados nas receitas, custos e despesas operacionais, conforme aplicável, e utilizados nas projeções.

Desta forma, o capital de giro líquido representou, em média, 13,9% da ROL ao longo da projeção.

Taxa de Desconto

O fluxo de caixa foi descontado a valor presente utilizando uma taxa de desconto (WACC) de 10,3%, cujo detalhamento é apresentado na página 34 deste Relatório.

Ajustes NOPs

As contas do ativo consideradas como NOP e adicionadas ao valor do capital da Sinop Energia foram: Títulos e Valores Mobiliários, Créditos de Impostos de Longo Prazo, Impostos Diferidos (oriundos de diferenças temporárias), Depósitos Judiciais e Outros Ativos Não circulantes. Já as contas do passivo classificadas como NOP e subtraídas do valor do capital da Sinop Energia foram: Taxas Regulamentares e Provisões.

Anexo 4.2: Companhia Energética Sinop S.A. – DRE (2020-2033)

Companhia Energética Sinop S.A. - Em BRL milhões	*Informação Financeira Histórica*			*Informação Financeira Projetada*											
DRE (Em BRL milhões)	**dez/20**	**dez/21**	**jun/22**	**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	**306**	**320**	**177**	**180**	**388**	**409**	**422**	**435**	**450**	**466**	**480**	**496**	**512**	**530**	**546**
Receita ACR	296	309	172	174	374	393	406	419	433	448	462	477	493	511	526
Receita ACL	-	-	5	6	13	13	14	14	15	15	16	16	17	17	18
Receita SPOT	10	12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Receita com Reembolso Seguro GSF	-	-	-	-	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3
Receita Acessória/ outras receitas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deduções	(36)	(41)	(25)	(18)	(39)	(41)	(43)	(44)	(45)	(47)	(49)	(50)	(52)	(54)	(55)
Receita líquida	**270**	**279**	**152**	**162**	**349**	**367**	**379**	**391**	**404**	**419**	**431**	**446**	**460**	**477**	**491**
Custo total	(126)	(160)	(81)	(112)	(201)	(202)	(177)	(160)	(165)	(171)	(176)	(182)	(187)	(194)	(200)
Encargos de transmissão, conexão e distribuição	(40)	(44)	(23)	(29)	(63)	(66)	(68)	(70)	(73)	(75)	(77)	(80)	(83)	(85)	(88)
Seguros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
O&M	(2)	(3)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo de compra de energia	(71)	(92)	(38)	(26)	(20)	(16)	(17)	(17)	(18)	(18)	(19)	(19)	(20)	(21)	(21)
Outros custos e despesas	(13)	(22)	(20)	(56)	(115)	(119)	(91)	(72)	(74)	(76)	(79)	(81)	(84)	(86)	(89)
UBP	-	-	-	(1)	(2)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
Lucro Bruto	**144**	**119**	**71**	**50**	**148**	**166**	**202**	**231**	**239**	**248**	**255**	**264**	**273**	**283**	**292**
Despesas	230	(103)	(7)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesas com pessoal	(6)	(6)	(6)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesas com serviços de terceiros	(6)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesas com provisões e revisões	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras despesas	243	(97)	(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	**373**	**16**	**64**	**50**	**148**	**166**	**202**	**231**	**239**	**248**	**255**	**264**	**273**	**283**	**292**
Depreciação e Amortização	(97)	(92)	(29)	(41)	(83)	(83)	(83)	(83)	(83)	(83)	(83)	(83)	(83)	(83)	(83)
EBIT	**277**	**(76)**	**35**	**8**	**65**	**83**	**119**	**148**	**156**	**165**	**173**	**181**	**190**	**200**	**209**
Receitas financeiras	6	8	15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa financeira	(123)	(139)	(96)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	**160**	**(207)**	**(46)**	**8**	**65**	**83**	**119**	**148**	**156**	**165**	**173**	**181**	**190**	**200**	**209**
IR e CSLL - corrente	-	-	-	(1)	(10)	(13)	(18)	(23)	(24)	(25)	(26)	(62)	(65)	(68)	(71)
IR e CSLL - diferido	(55)	64	16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro líquido	**106**	**(143)**	**(30)**	**7**	**55**	**70**	**101**	**126**	**132**	**140**	**146**	**120**	**126**	**132**	**138**

Fonte: Administração/EY

Anexo 4.2: Companhia Energética Sinop S.A. – DRE (2034-2048)

Companhia Energética Sinop S.A. - 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	**564**	**583**	**604**	**622**	**643**	**664**	**688**	**708**	**732**	**756**	**783**	**806**	**833**	**860**	**783**
Receita ACR	543	561	581	599	618	639	662	682	704	727	753	776	802	828	-
Receita ACL	18	19	20	20	21	22	22	23	24	25	25	26	27	28	29
Receita SPOT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	754
Receita com Reembolso Seguro GSF	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	-
Receita Acessória/ outras receitas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deduções	(57)	(59)	(61)	(63)	(65)	(67)	(70)	(72)	(74)	(76)	(79)	(82)	(84)	(87)	(79)
Receita líquida	**507**	**524**	**543**	**559**	**578**	**597**	**618**	**637**	**658**	**679**	**704**	**725**	**749**	**773**	**704**
Custo total	(206)	(212)	(219)	(226)	(233)	(241)	(249)	(257)	(265)	(273)	(282)	(291)	(300)	(310)	(280)
Encargos de transmissão, conexão e distribuição	(91)	(94)	(97)	(100)	(104)	(107)	(111)	(114)	(118)	(122)	(126)	(130)	(134)	(139)	(143)
Seguros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
O&M	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo de compra de energia	(22)	(23)	(24)	(24)	(25)	(26)	(27)	(28)	(29)	(30)	(31)	(32)	(33)	(34)	-
Outros custos e despesas	(92)	(95)	(98)	(101)	(104)	(107)	(111)	(114)	(117)	(121)	(125)	(129)	(133)	(137)	(136)
UBP	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Lucro Bruto	**301**	**312**	**323**	**333**	**344**	**356**	**369**	**380**	**393**	**406**	**421**	**434**	**449**	**464**	**424**
Despesas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesas com pessoal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesas com serviços de terceiros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesas com provisões e revisões	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras despesas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	**301**	**312**	**323**	**333**	**344**	**356**	**369**	**380**	**393**	**406**	**421**	**434**	**449**	**464**	**424**
Depreciação e Amortização	(83)	(83)	(83)	(83)	(83)	(83)	(83)	(83)	(83)	(83)	(83)	(83)	(83)	(83)	(83)
EBIT	**219**	**229**	**241**	**250**	**261**	**273**	**286**	**297**	**310**	**323**	**339**	**351**	**366**	**381**	**342**
Receitas financeiras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa financeira	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	**219**	**229**	**241**	**250**	**261**	**273**	**286**	**297**	**310**	**323**	**339**	**351**	**366**	**381**	**342**
IR e CSLL - corrente	(74)	(78)	(82)	(85)	(89)	(93)	(97)	(101)	(105)	(110)	(115)	(119)	(124)	(129)	(116)
IR e CSLL - diferido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro líquido	**144**	**151**	**159**	**165**	**173**	**180**	**189**	**196**	**205**	**213**	**223**	**232**	**241**	**251**	**225**

Fonte: Administração/EY

Anexo 4.2: Companhia Energética Sinop S.A. – DRE (2049-2050)

Companhia Energética Sinop S.A. - Em BRL milhões	*Informação Financeira Projetada*	
DRE (Em BRL milhões)	**dez/49**	**dez/50**
Receita Bruta	**799**	**69**
Receita ACR	-	-
Receita ACL	-	-
Receita SPOT	799	69
Receita com Reembolso Seguro GSF	-	-
Receita Acessória/ outras receitas	-	-
Deduções	(81)	(7)
Receita líquida	**718**	**62**
Custo total	(232)	(13)
Encargos de transmissão, conexão e distribuição	(148)	(13)
Seguros	-	-
O&M	-	-
Custo de compra de energia	-	-
Outros custos e despesas	(84)	(0)
UBP	(0)	-
Lucro Bruto	**486**	**49**
Despesas	-	-
Despesas com pessoal	-	-
Despesas com serviços de terceiros	-	-
Despesas com provisões e revisões	-	-
Outras despesas	-	-
EBITDA	**486**	**49**
Depreciação e Amortização	(83)	(1)
EBIT	**403**	**48**
Receitas financeiras	-	-
Despesa financeira	-	-
EBT	**403**	**48**
IR e CSLL - corrente	(137)	(16)
IR e CSLL - diferido	-	-
Lucro líquido	**266**	**32**

Fonte: Administração/EY

Anexo 4.3: Companhia Energética Sinop S.A. – FC

Companhia Energética Sinop S.A. - Em BRL milhões	*Informação Financeira Projetada*											
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	dez/22	dez/23	dez/24	dez/25	dez/26	dez/27	dez/28	dez/29	dez/30	dez/31	dez/32	dez/33
Fluxo de caixa operacional	33	131	153	181	209	220	228	234	218	225	232	239
(+) EBITDA	50	148	166	202	231	239	248	255	264	273	283	292
(-) IR e CSLL - FCLF	(1)	(7)	(9)	(13)	(16)	(17)	(18)	(18)	(43)	(45)	(48)	(50)
(+/-) Variação do capital de giro	(16)	(11)	(4)	(8)	(6)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)
(-) UBP	0	0	(0)	(0)	(0)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
Capex	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Indenização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	33	131	153	181	209	220	228	234	218	225	232	239

Companhia Energética Sinop S.A. - Em BRL milhões	*Informação Financeira Projetada*																
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	dez/48	dez/49	dez/50
Fluxo de caixa operacional	246	254	242	244	251	258	267	274	282	291	300	309	318	327	315	335	146
(+) EBITDA	301	312	323	333	344	356	369	380	393	406	421	434	449	464	424	486	49
(-) IR e CSLL - FCLF	(52)	(54)	(78)	(85)	(89)	(93)	(97)	(101)	(105)	(110)	(115)	(119)	(124)	(129)	(116)	(137)	(16)
(+/-) Variação do capital de giro	(2)	(2)	(3)	(2)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(4)	10	(13)	113
(-) UBP	(1)	(1)	(1)	(1)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(0)	-
Capex	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Indenização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	246	254	242	244	251	258	267	274	282	291	300	309	318	327	315	335	146

Fonte: Administração/EY

Anexo 5.1: Interligação Elétrica Madeira S.A. – Principais Premissas

Descrição

A Interligação Elétrica do Madeira S.A. ("IE Madeira") foi constituída em 18 de dezembro de 2008, sendo responsável pela construção, operação e manutenção de instalações de transmissão pelo prazo de 30 anos, contados da data de assinatura dos Contratos de Concessão 013/2009 e 015/2009.

Receita

A receita da IE Madeira é proveniente da Receita Anual Permitida ("RAP"), com valor de R$ 667.060 mil na data-base, de acordo com a Resolução Homologatória nº 3.097 de 12 de julho de 2022.

A RAP é referente aos serviços prestados na Rede Básica, estabelecido via contrato de concessão com a ANEEL, onde são previstos dois tipos de correções:

- Pelo IPCA em julho de cada ano; e
- Revisão Tarifária quinquenal da operação da Rede Básica considerando perspectivas macroeconômicas e os parâmetros previstos no contrato de concessão. Vale mencionar que não consideramos as revisões tarifárias nas projeções da IE Madeira.

Sobre a receita foi considerada uma parcela dedutiva de 2,69% 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.

Para fins de contabilização da Interpretação Técnica CPC 47 (Reconhecimento de Receita de Contrato com Clientes) ao qual a IE Madeira está sujeita, a Receita Operacional Bruta ("ROB") é representada pelos eventos decorrentes da concessão, sendo composta por:

- Receita de Operação: Reconhecimento de receita proveniente da Operação das linhas de transmissão do ativo de concessão;
- Remuneração dos Ativos de Concessão: Reconhecimento de receita proveniente da remuneração do ativo financeiro da concessão; e
- Receita de Construção: Reconhecimento de receita proveniente dos investimentos do ativo financeiro da concessão (contrapartida do Custo de Construção).

Sobre a ROB há incidência do PIS e COFINS, projetados conforme alíquotas aplicáveis ao regime tributário de Lucro Real.

Custos e despesas

Os principais custos e despesas operacionais são compostos por encargos setoriais, custo pessoal, serviços, O&M e outros.

Os encargos setoriais se referem a Pesquisa & Desenvolvimento ("P&D"), calculado como 1% do resultado da ROL menos a RGR e a TFSEE; a Reserva Global de Reversão ("RGR"), calculada como 2,6% da ROB; e a Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica ("TFSEE"), calculada como 0,4% da ROB.

As premissas de custos e despesas foram definidas com base em valores fornecidos pela Administração, as quais, durante a projeção, foram reajustadas anualmente pelo IPCA.

Em decorrência das premissas utilizadas para projeção de custos e despesas operacionais, a margem EBITDA apresentou uma média de 70,5% ao longo da projeção.

Imposto de Renda

A projeção dos impostos diretos foi baseada no regime de tributação do Lucro Real, no qual a IE Madeira está enquadrada. Os impostos diretos foram projetados de acordo com a legislação fiscal brasileira vigente, observando a alíquota de 34%.

Adicionalmente, foi considerado o benefício fiscal da SUDAM, sendo calculada uma redução de 45% da alíquota do IRPJ, válido até 2024, pois parte da linha está em área de benefício e parte não está.

Diante da existência de diferimento dos impostos, o efetivo pagamento destes na projeção é proporcional ao recebimento da RAP do período.

CAPEX

Novos investimentos (CAPEX) foram previstos pela Administração considerando a natureza das operações da IE Madeira e a manutenção de sua rede de transmissão, apresentando um valor total de R$ 386 milhões entre Junho de 2022 e o ano de 2036.

Valor Residual

Para a avaliação, consideramos que ao final do período da concessão, a IE Madeira receberá 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.

Capital de giro

O capital de giro estimado foi baseado nas demonstrações financeiras históricas da IE Madeira. As contas patrimoniais foram analisadas e classificadas como ativos e passivos operacionais ou não operacionais. Os Drivers históricos de capital de giro foram calculados para os ativos e passivos operacionais baseados nas receitas, custos e despesas operacionais, conforme aplicável, e utilizados nas projeções.

Taxa de Desconto

O fluxo de caixa foi descontado a valor presente utilizando uma taxa de desconto (WACC) de 9,7%, cujo detalhamento é apresentado na página 40 deste Relatório.

Ajustes NOPs

As contas do ativo consideradas como NOP e adicionadas ao valor do capital da IE Madeira foram: Impostos e Contribuições a Recuperar de Longo Prazo, e Outros Ativos Circulantes e Não Circulantes. Já as contas do passivo classificadas como NOP e subtraídas do valor do capital da IE Madeira foram: Dividendos a Pagar e Outros Passivos Circulantes e Não Circulantes.

Anexo 5.2: Interligação Elétrica do Madeira S.A. – DRE (2020-2033)

IE Madeira - Em BRL milhões	*Informação Financeira Histórica*				*Informação Financeira Projetada*										
DRE (Em BRL milhões)	**dez/20**	**dez/21**	**jun/22**	**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 operacional bruta	**696**	**1.043**	**597**	**421**	**771**	**735**	**723**	**717**	**706**	**693**	**675**	**652**	**625**	**592**	**552**
Receita de construção	-	-	-	63	62	26	19	20	20	21	22	22	23	24	25
Receita de O&M	96	65	31	46	95	99	102	106	109	113	117	120	124	129	133
Remuneração do ativo financeiro	600	977	565	313	614	610	602	591	577	559	537	510	477	439	395
Outras receitas	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deduções	(64)	(96)	(55)	(39)	(71)	(68)	(67)	(66)	(65)	(64)	(62)	(60)	(58)	(55)	(51)
Receita líquida	**632**	**946**	**542**	**382**	**700**	**667**	**657**	**650**	**641**	**629**	**612**	**592**	**567**	**537**	**501**
Custo total	(245)	(72)	(35)	(99)	(142)	(114)	(110)	(114)	(118)	(122)	(125)	(130)	(134)	(138)	(143)
Encargos setoriais	(36)	(25)	(11)	(14)	(29)	(30)	(32)	(33)	(34)	(35)	(36)	(37)	(38)	(40)	(41)
Custos operacionais	(87)	(42)	(23)	(28)	(57)	(59)	(61)	(63)	(65)	(68)	(70)	(72)	(74)	(77)	(79)
Custo de construção	(123)	(4)	(1)	(57)	(56)	(24)	(17)	(18)	(18)	(19)	(20)	(20)	(21)	(22)	(22)
EBITDA	**386**	**875**	**507**	**284**	**557**	**553**	**546**	**536**	**524**	**507**	**487**	**463**	**433**	**399**	**358**
Depreciação e Amortização	(8)	(5)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
EBIT	**379**	**869**	**506**	**283**	**556**	**552**	**545**	**535**	**523**	**506**	**486**	**462**	**432**	**398**	**357**
Resultado financeiro	(330)	(160)	(73)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	**49**	**709**	**433**	**283**	**556**	**552**	**545**	**535**	**523**	**506**	**486**	**462**	**432**	**398**	**357**
IR e CSLL	0	(162)	(104)	(64)	(127)	(126)	(185)	(182)	(178)	(172)	(165)	(157)	(147)	(135)	(121)
Lucro líquido	**49**	**547**	**328**	**219**	**430**	**427**	**360**	**353**	**345**	**334**	**321**	**305**	**285**	**263**	**236**

Fonte: Administração/EY

Anexo 5.2: Interligação Elétrica do Madeira S.A. – DRE (2034-2039)

IE Madeira - Em BRL milhões	*Informação Financeira Projetada*					
DRE (Em BRL milhões)	**dez/34**	**dez/35**	**dez/36**	**dez/37**	**dez/38**	**dez/39**
Receita operacional bruta	**506**	**451**	**388**	**284**	**196**	**99**
Receita de construção	26	26	27	-	-	-
Receita de O&M	137	142	146	151	156	99
Remuneração do ativo financeiro	343	283	215	133	40	0
Outras receitas	-	-	-	-	-	-
Deduções	(47)	(42)	(36)	(26)	(18)	(9)
Receita líquida	**459**	**409**	**352**	**258**	**178**	**89**
Custo total	(148)	(152)	(158)	(137)	(142)	(89)
Encargos setoriais	(42)	(44)	(45)	(47)	(48)	(8)
Custos operacionais	(82)	(85)	(88)	(90)	(93)	(81)
Custo de construção	(23)	(24)	(25)	-	-	-
EBITDA	**311**	**257**	**195**	**121**	**37**	**0**
Depreciação e Amortização	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(0)
EBIT	**310**	**256**	**194**	**120**	**36**	**(0)**
Resultado financeiro	-	-	-	-	-	-
EBT	**310**	**256**	**194**	**120**	**36**	**(0)**
IR e CSLL	(106)	(87)	(66)	(41)	(12)	-
Lucro líquido	**205**	**169**	**128**	**79**	**23**	**(0)**

Fonte: Administração/EY

Anexo 5.3: Interligação Elétrica do Madeira S.A. – FC

IE Madeira - Em BRL milhões	*Informação Financeira Projetada*											
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	**dez/22**	**dez/23**	**dez/24**	**dez/25**	**dez/26**	**dez/27**	**dez/28**	**dez/29**	**dez/30**	**dez/31**	**dez/32**	**dez/33**
Fluxo de caixa operacional	**201**	**453**	**478**	**502**	**513**	**530**	**547**	**565**	**584**	**603**	**622**	**642**
(+) Receita operacional bruta	358	741	782	811	838	866	894	924	954	986	1.017	1.051
(-) Imposto indireto	(20)	(41)	(44)	(45)	(47)	(48)	(50)	(52)	(53)	(55)	(57)	(59)
(-) Encargos do setor	(14)	(29)	(30)	(32)	(33)	(34)	(35)	(36)	(37)	(38)	(40)	(41)
(-) Custos operacionais	(28)	(57)	(59)	(61)	(63)	(65)	(68)	(70)	(72)	(74)	(77)	(79)
(-) Despesas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Imposto direto FCLF	(78)	(162)	(170)	(177)	(183)	(189)	(195)	(202)	(208)	(215)	(222)	(229)
(+/-) Variação de capital de giro	(18)	1	1	5	0	0	0	0	0	(0)	(0)	(0)
Capex	**(57)**	**(56)**	**(24)**	**(17)**	**(18)**	**(18)**	**(19)**	**(20)**	**(20)**	**(21)**	**(22)**	**(22)**
(+) Indenização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	**144**	**397**	**455**	**484**	**495**	**511**	**528**	**546**	**563**	**582**	**600**	**620**

IE Madeira - Em BRL milhões	*Informação Financeira Projetada*					
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	**dez/34**	**dez/35**	**dez/36**	**dez/37**	**dez/38**	**dez/39**
Fluxo de caixa operacional	**664**	**685**	**708**	**731**	**755**	**63**
(+) Receita operacional bruta	1.085	1.121	1.158	1.196	1.236	213
(-) Imposto indireto	(61)	(63)	(65)	(67)	(69)	(12)
(-) Encargos do setor	(42)	(44)	(45)	(47)	(48)	(8)
(-) Custos operacionais	(82)	(85)	(88)	(90)	(93)	(81)
(-) Despesas	-	-	-	-	-	-
(-) Imposto direto FCLF	(237)	(245)	(253)	(261)	(269)	(46)
(+/-) Variação de capital de giro	(0)	(0)	(0)	(0)	(1)	(2)
Capex	**(23)**	**(24)**	**(25)**	**-**	**-**	**-**
(+) Indenização	-	-	-	-	-	**336**
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	**640**	**661**	**683**	**731**	**755**	**399**

Fonte: Administração/EY

Anexo 6.1: Interligação Elétrica Garanhuns S.A. (IEG) – Principais Premissas

Descrição

A Interligação Elétrica Garanhuns S.A. (IEG) ("IE Garanhuns") foi constituída em Setembro de 2011, sendo responsável pela implantação, operação e manutenção das instalações de transmissão de energia elétrica pelo período de 30 anos, contados da data de assinatura do Contrato de Concessão 22/2011.

Receita

A receita da SPE é proveniente da RAP, com valor de R$ 127.189 mil/ano na data-base, de acordo com a Resolução Homologatória nº 3.097, de julho de 2022.

A RAP é referente aos serviços prestados na Rede Básica, estabelecida via contrato de concessão, onde são previstos dois tipos de correções:

- Pelo IPCA em julho de cada ano; e
- Revisão Tarifária quinquenal da operação da Rede Básica considerando perspectivas macroeconômicas e os parâmetros previstos no contrato de concessão. Vale mencionar que não consideramos as revisões tarifárias nas projeções.

Ainda foi considerada uma RAP de reforço no valor de R$ 10.405 mil a partir de Dezembro de 2023, de acordo com a REA 9.978 de 11 de maio de 2021.

Sobre a receita foi considerada uma parcela dedutiva de 0,5% 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.

Para fins de contabilização da Interpretação Técnica CPC 47 (Reconhecimento de Receita de Contrato com Clientes) ao qual a IE Garanhuns está sujeita, a ROB é representada pelos eventos decorrentes da concessão, sendo composta por:

- Receita de Operação: Reconhecimento de receita proveniente da Operação das linhas de transmissão do ativo de concessão;
- Remuneração dos Ativos de Concessão: Reconhecimento de receita proveniente da remuneração do ativo financeiro da concessão; e
- Receita de Construção: Reconhecimento de receita proveniente dos investimentos do ativo financeiro da concessão (contrapartida do Custo de Construção).

Sobre a ROB há incidência de PIS e COFINS, projetados conforme alíquotas aplicáveis ao regime tributário de Lucro Real.

Custos e despesas

Os principais custos e despesas operacionais são compostos por encargos setoriais, custo pessoal, serviços, O&M e outros.

Os encargos setoriais se referem a Pesquisa & Desenvolvimento ("P&D"), calculado como 1% do resultado da ROL menos a RGR e a TFSEE; a Reserva Global de Reversão ("RGR"), calculada como 2,6% da ROB; e a Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica ("TFSEE"), calculada como 0,4% da ROB.

As premissas de custos e despesas foram definidas com base em valores fornecidos pela Administração, as quais, durante a projeção, foram reajustadas anualmente pelo IPCA. A partir de 2024 foi considerado um custo de O&M adicional relacionado à REA 9.978.

Em decorrência das premissas utilizadas para projeção de custos e despesas operacionais, a margem EBITDA apresentou uma média de 75,1% ao longo da projeção.

Imposto de Renda

A projeção dos impostos diretos foi baseada no regime de tributação do Lucro Real. Os impostos diretos foram projetados de acordo com a legislação fiscal brasileira vigente, observando a alíquota de 34%.

Adicionalmente, foi considerado o benefício fiscal da SUDAM, sendo calculada uma redução de 75% da alíquota do IRPJ, válido até 2023.

Diante da existência de diferimento dos impostos, o efetivo pagamento destes na projeção é proporcional ao recebimento da RAP do período.

CAPEX

Novos investimentos foram previstos pela Administração considerando a natureza das operações da IE Garanhuns e a manutenção de sua rede de transmissão, apresentando um valor total de R$ 169 milhões entre junho de 2022 e o ano de 2038.

Valor Residual

Para a avaliação, consideramos que ao final do período da concessão, a IE Garanhuns receberá 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.

Capital de giro

O capital de giro estimado foi baseado nas demonstrações financeiras históricas da IE Garanhuns. As contas patrimoniais foram analisadas e classificadas como ativos e passivos operacionais ou não operacionais. Os Drivers históricos de capital de giro foram calculados para os ativos e passivos operacionais baseados nas receitas, custos e despesas operacionais, conforme aplicável, e utilizados nas projeções.

Taxa de Desconto

O fluxo de caixa foi descontado a valor presente utilizando uma taxa de desconto (WACC) de 9,5%, cujo detalhamento é apresentado na página 40 deste Relatório.

Ajustes NOPs

As contas do ativo consideradas como NOP e adicionadas ao valor do capital da Garanhuns foram: Outros Ativos Circulantes e Não Circulantes. Já as contas do passivo classificadas como NOP e subtraídas do valor do capital da Garanhuns foram: Dividendos a Pagar e Outros Passivos Circulantes e Não Circulantes.

Anexo 6.2: Interligação Elétrica Garanhuns S.A. (IEG) – DRE (2020-2033)

Interligação Elétrica Garanhuns S.A. (IEG) - Em BRL milhões	*Informação Financeira Histórica*				*Informação Financeira Projetada*										
DRE (Em BRL milhões)	**dez/20**	**dez/21**	**jun/22**	**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 operacional bruta	**130.510**	**208.811**	**115.541**	**112.683**	**239.229**	**182.167**	**184.644**	**186.785**	**188.511**	**189.819**	**190.434**	**190.448**	**189.696**	**188.136**	**185.414**
Receita de construção	1.949	7.623	6.884	30.263	67.265	4.873	5.009	5.149	5.293	5.441	5.593	5.750	5.911	6.076	6.246
Receita de O&M	14.575	15.232	9.029	10.921	22.732	26.149	26.994	27.886	28.805	29.814	30.735	31.748	32.795	33.944	34.992
Remuneração do ativo financeiro	113.986	185.956	99.628	71.498	149.233	151.146	152.641	153.750	154.413	154.564	154.105	152.950	150.991	148.117	144.176
Outras receitas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deduções	(12.147)	(19.464)	(10.629)	(10.423)	(22.129)	(16.850)	(17.080)	(17.278)	(17.437)	(17.558)	(17.615)	(17.616)	(17.547)	(17.403)	(17.151)
Receita líquida	**118.363**	**189.347**	**104.912**	**102.260**	**217.101**	**165.317**	**167.564**	**169.507**	**171.074**	**172.261**	**172.819**	**172.832**	**172.149**	**170.734**	**168.264**
Custo total	(17.994)	(28.310)	(15.002)	(37.375)	(81.672)	(28.152)	(29.042)	(29.979)	(30.944)	(31.994)	(32.968)	(34.030)	(35.125)	(36.318)	(37.424)
Encargos setoriais	(4.019)	(4.321)	(2.185)	(2.707)	(5.627)	(6.276)	(6.517)	(6.734)	(6.956)	(7.185)	(7.422)	(7.667)	(7.919)	(8.180)	(8.450)
Custos operacionais	(11.880)	(17.071)	(6.570)	(7.204)	(15.002)	(17.454)	(17.980)	(18.572)	(19.185)	(19.871)	(20.470)	(21.145)	(21.842)	(22.624)	(23.305)
Custo de construção	(2.095)	(6.918)	(6.247)	(27.464)	(61.043)	(4.422)	(4.546)	(4.673)	(4.804)	(4.938)	(5.076)	(5.218)	(5.364)	(5.514)	(5.668)
EBITDA	**100.369**	**161.037**	**89.910**	**64.885**	**135.429**	**137.165**	**138.522**	**139.528**	**140.130**	**140.267**	**139.851**	**138.802**	**137.024**	**134.416**	**130.840**
Depreciação e Amortização	(387)	(289)	(297)	(167)	(334)	(334)	(334)	(334)	(334)	(334)	(334)	(334)	(334)	(334)	(334)
EBIT	**99.982**	**160.748**	**89.613**	**64.718**	**135.095**	**136.831**	**138.188**	**139.195**	**139.796**	**139.933**	**139.517**	**138.468**	**136.691**	**134.082**	**130.506**
Resultado financeiro	(11.096)	(9.332)	(3.129)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	**88.886**	**151.416**	**86.484**	**64.718**	**135.095**	**136.831**	**138.188**	**139.195**	**139.796**	**139.933**	**139.517**	**138.468**	**136.691**	**134.082**	**130.506**
IR e CSLL	(13.555)	(19.388)	(12.377)	(9.867)	(20.596)	(46.499)	(46.960)	(47.302)	(47.507)	(47.553)	(47.412)	(47.055)	(46.451)	(45.564)	(44.348)
Lucro líquido	**75.331**	**132.028**	**74.107**	**54.852**	**114.499**	**90.333**	**91.228**	**91.892**	**92.290**	**92.380**	**92.105**	**91.413**	**90.240**	**88.518**	**86.158**

Fonte: Administração/EY

Anexo 6.2: Interligação Elétrica Garanhuns S.A. (IEG) – DRE (2034-2041)

IE Garanhuns - 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**
Receita operacional bruta	**181.590**	**176.425**	**169.814**	**161.288**	**150.175**	**129.777**	**113.328**	**12.160**
Receita de construção	6.421	6.600	6.785	6.975	6.574	-	-	-
Receita de O&M	36.146	37.337	38.645	39.839	41.152	42.508	43.998	12.160
Remuneração do ativo financeiro	139.024	132.488	124.384	114.474	102.449	87.268	69.330	(0)
Outras receitas	-	-	-	-	-	-	-	-
Deduções	(16.797)	(16.319)	(15.708)	(14.919)	(13.891)	(12.004)	(10.483)	(1.125)
Receita líquida	**164.793**	**160.106**	**154.106**	**146.369**	**136.284**	**117.772**	**102.845**	**11.036**
Custo total	(38.629)	(39.873)	(41.228)	(42.483)	(43.311)	(38.576)	(39.928)	(11.036)
Encargos setoriais	(8.729)	(9.016)	(9.313)	(9.620)	(9.937)	(10.265)	(10.603)	(10.953)
Custos operacionais	(24.074)	(24.867)	(25.757)	(26.533)	(27.408)	(28.311)	(29.325)	(83)
Custo de construção	(5.827)	(5.990)	(6.157)	(6.329)	(5.965)	-	-	-
EBITDA	**126.164**	**120.233**	**112.878**	**103.885**	**92.973**	**79.196**	**62.917**	**(0)**
Depreciação e Amortização	(334)	(334)	(334)	(334)	(334)	(334)	(334)	(334)
EBIT	**125.831**	**119.899**	**112.545**	**103.552**	**92.639**	**78.862**	**62.584**	**(334)**
Resultado financeiro	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	**125.831**	**119.899**	**112.545**	**103.552**	**92.639**	**78.862**	**62.584**	**(334)**
IR e CSLL	(42.758)	(40.742)	(38.241)	(35.184)	(31.473)	(26.789)	(21.254)	-
Lucro líquido	**83.072**	**79.158**	**74.303**	**68.368**	**61.166**	**52.073**	**41.329**	**(334)**

Fonte: Administração/EY

Anexo 6.3: Interligação Elétrica Garanhuns S.A. (IEG) – FC

Interligação Elétrica Garanhuns S.A. (IEG) - Em BRL milhões	*Informação Financeira Projetada*											
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	**dez/22**	**dez/23**	**dez/24**	**dez/25**	**dez/26**	**dez/27**	**dez/28**	**dez/29**	**dez/30**	**dez/31**	**dez/32**	**dez/33**
Fluxo de caixa operacional	**43.838**	**81.427**	**97.843**	**96.183**	**99.427**	**102.722**	**106.089**	**109.630**	**113.286**	**117.047**	**120.891**	**124.940**
(+) Receita operacional bruta	69.726	145.177	164.600	170.909	176.600	182.422	188.434	194.645	201.061	207.688	214.534	221.605
(-) Imposto indireto	(5.109)	(10.637)	(12.060)	(12.523)	(12.940)	(13.366)	(13.807)	(14.262)	(14.732)	(15.218)	(15.719)	(16.237)
(-) Encargos do setor	(2.707)	(5.627)	(6.276)	(6.517)	(6.734)	(6.956)	(7.185)	(7.422)	(7.667)	(7.919)	(8.180)	(8.450)
(-) Custos operacionais	(4.876)	(10.154)	(12.426)	(12.801)	(13.223)	(13.658)	(14.147)	(14.574)	(15.054)	(15.550)	(16.107)	(16.592)
(-) Despesas	(2.328)	(4.848)	(5.028)	(5.179)	(5.350)	(5.526)	(5.724)	(5.897)	(6.091)	(6.292)	(6.517)	(6.713)
(-) Imposto direto FCLF	(15.507)	(32.287)	(36.607)	(38.010)	(39.276)	(40.570)	(41.908)	(43.289)	(44.716)	(46.190)	(47.712)	(49.285)
(+/-) Variação de capital de giro	4.639	(197)	5.641	304	348	377	426	428	484	527	592	613
Capex	**(27.464)**	**(61.043)**	**(4.422)**	**(4.546)**	**(4.673)**	**(4.804)**	**(4.938)**	**(5.076)**	**(5.218)**	**(5.364)**	**(5.514)**	**(5.668)**
(+) Indenização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	**16.375**	**20.384**	**93.421**	**91.637**	**94.754**	**97.918**	**101.152**	**104.554**	**108.068**	**111.683**	**115.377**	**119.272**

Interligação Elétrica Garanhuns S.A. (IEG) - Em BRL milhões	*Informação Financeira Projetada*							
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	**dez/34**	**dez/35**	**dez/36**	**dez/37**	**dez/38**	**dez/39**	**dez/40**	**dez/41**
Fluxo de caixa operacional	**129.115**	**133.414**	**137.805**	**142.445**	**147.249**	**152.502**	**157.207**	**173.748**
(+) Receita operacional bruta	228.909	236.455	244.248	252.299	260.615	269.205	278.078	287.244
(-) Imposto indireto	(16.773)	(17.325)	(17.896)	(18.486)	(19.096)	(19.725)	(20.375)	(21.047)
(-) Encargos do setor	(8.729)	(9.016)	(9.313)	(9.620)	(9.937)	(10.265)	(10.603)	(10.953)
(-) Custos operacionais	(17.139)	(17.704)	(18.338)	(18.890)	(19.513)	(20.156)	(20.877)	(59)
(-) Despesas	(6.935)	(7.163)	(7.420)	(7.643)	(7.895)	(8.155)	(8.447)	(24)
(-) Imposto direto FCLF	(50.909)	(52.587)	(54.320)	(56.111)	(57.960)	(59.871)	(61.844)	(63.883)
(+/-) Variação de capital de giro	689	756	844	898	1.036	1.469	1.277	(17.531)
Capex	**(5.827)**	**(5.990)**	**(6.157)**	**(6.329)**	**(5.965)**	-	-	-
(+) Indenização	-	-	-	-	-	-	-	**361.671**
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	**123.288**	**127.425**	**131.647**	**136.116**	**141.284**	**152.502**	**157.207**	**535.418**

Fonte: Administração/EY

Anexo 7.1: Avaliação por múltiplos de mercado

Geração - Informações financeiras selecionadas

Informações financeiras selecionadas	Receita líquida (ROL)				EBITDA			
	12 meses findos em		6 meses findos em		12 meses findos em		6 meses findos em	
Empresa	**dez/20**	**dez/21**	**jun/21**	**jun/22**	**dez/20**	**dez/21**	**jun/21**	**jun/22**
Norte Energia S.A.	4.402.647	4.836.435	2.330.918	2.673.007	2.546.014	3.219.206	1.421.063	1.565.306
Energia Sustentável do Brasil S.A. (UHE Jirau)	2.676.045	2.783.506	1.342.855	1.510.818	1.136.262	1.323.485	587.991	651.044
Companhia Energética Sinop S.A.	269.647	279.338	136.184	152.006	373.493	15.813	71.185	64.053
Energética Águas da Pedra S.A. (UHE Dardanelos)	265.599	285.804	135.911	146.230	188.494	281.059	103.094	105.407
Vamcruz I Participações S.A.	58.342	69.188	26.333	21.404	42.570	44.866	14.539	8.871

Fonte: Administração

Anexo 7.2: Avaliação por múltiplos de mercado

Geração - Análise por múltiplos de mercado

Análise por múltiplos de mercado	EV/ROL			EV/ROL			EV/EBITDA			EV/EBITDA			EV Ponderado
	LFY			LTM			LFY			LTM			
Empresa	Múltiplo	ROL	Peso	Múltiplo	ROL	Peso	Múltiplo	EBITDA	Peso	Múltiplo	EBITDA	Peso	BRL mil
Norte Energia S.A.	3,4x	4.836.435	13%	3,7x	5.178.524	13%	12,0x	3.219.206	38%	15,4x	3.363.449	38%	**38.281.879**
Energia Sustentável do Brasil S.A. (UHE Jirau)	5,1x	2.783.506	0%	4,1x	2.951.469	0%	12,0x	1.091.579	0%	15,4x	1.110.888	100%	**17.077.570**
Companhia Energética Sinop S.A.	5,1x	279.338	0%	4,1x	295.160	40%	12,0x	136.675	0%	15,4x	141.533	60%	**1.790.735**
Energética Águas da Pedra S.A. (UHE Dardanelos)	3,4x	285.804	20%	3,7x	296.123	20%	6,0x	211.068	30%	6,8x	213.381	30%	**1.226.848**
Vamcruz I Participações S.A.	3,4x	69.188	20%	2,6x	64.259	20%	6,0x	44.866	30%	4,9x	39.198	30%	**218.261**

Nota:

(1) Para fins de avaliação de múltiplos foram utilizados EBITDA's Ajustados. Os ajustes realizados levaram em consideração resultados não recorrentes e que não possuem efeito caixa, assim como, resultados de *Impairment*.

Fonte: Capital IQ/ Gestão/ Análise EY

Anexo 8.1: Avaliação por múltiplos de mercado

Transmissão - Informações financeiras selecionadas

Informações financeiras selecionadas	RAP			EBITDA			
	ciclo de 12 meses			12 meses findos em		6 meses findos em	
Empresa	2020-2021	2021-2022	2022-2023	dez/20	dez/21	jun/21	jun/22
Sistema de Transmissão Nordeste S.A. (STN)	159.458	149.910	157.519	167.510	122.519	-	86.729
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	552.512	597.022	667.060	386.484	856.814	431.187	506.654
Interligação Elétrica Garanhuns S.A. (IEG)	96.007	103.742	127.189	100.647	161.336	76.946	89.910

Fonte: Administração

Anexo 8.2: Avaliação por múltiplos de mercado

Transmissão - Análise por múltiplos de mercado

Avaliação por múltiplos de mercado - ROL	EV/RAP			EV/RAP			EV/EBITDA			EV/EBITDA			EV Ponderado BRL mil
	LTM			LTM + 1			LFY			LTM			
Empresa	Múltiplo	RAP	Peso	Múltiplo	RAP	Peso	Múltiplo	ROL	Peso	Múltiplo	ROL	Peso	
Sistema de Transmissão Nordeste S.A. (STN)	10,2x	149.910	16%	7,9x	157.519	64%	4,8x	122.519	20%	0,0x	209.248	0%	**1.163.291**
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	10,8x	597.022	16%	9,3x	667.060	64%	5,1x	856.814	4%	5,6x	932.281	16%	**6.013.624**
Interligação Elétrica Garanhuns S.A. (IEG)	10,8x	103.742	16%	10,7x	127.189	64%	5,1x	161.336	4%	5,6x	174.300	16%	**1.237.053**

Fonte: Capital IQ/ Administração/ Análise EY

Anexo 9.1: Informações financeiras das empresas comparáveis

Geração

Informações financeiras das empresas comparáveis	Crescimento da ROL		Crescimento do EBITDA		Margem EBITDA	
Empresas comparáveis	LFY	LTM	LFY	LTM	LFY	LTM
Alupar Investimento S.A.	-14,76%	-23,69%	12,97%	1,64%	74,64%	77,37%
CPFL Energia S.A.	26,90%	26,03%	34,42%	38,51%	22,43%	25,02%
Engie Brasil Energia S.A.	2,30%	-4,35%	8,52%	4,97%	52,45%	57,76%
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras	29,35%	29,99%	84,36%	57,83%	69,48%	63,83%
Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A.	18,32%	17,49%	-52,68%	-66,96%	14,82%	8,19%
Rio Paranapanema Energia S.A.	-7,19%	4,83%	-71,50%	-66,46%	33,10%	36,77%
Neoenergia S.A.	34,94%	31,26%	55,82%	52,24%	23,90%	26,90%

Fonte: Capital IQ

Anexo 9.1: Informações financeiras das empresas comparáveis

Geração

Empresas Comparáveis	Identificador	Beta	Cap. de Terc./ Cap. Próprio	Tributos	Beta Desalavancado
CPFL Energia S.A.	BOVESPA:CPFE3	0,76	66,55%	24,68%	0,51
Companhia Paranaense de Energia - COPEL	BOVESPA:CPLE6	0,85	59,09%	24,86%	0,59
Engie Brasil Energia S.A.	BOVESPA:EGIE3	0,60	57,75%	19,06%	0,41
AES Brasil Energia S.A.	BOVESPA:AESB3	0,73	50,50%	40,00%	0,56
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras	BOVESPA:ELET6	0,88	86,25%	28,08%	0,54
Companhia Energética de Minas Gerais	BOVESPA:CMIG4	0,93	56,06%	22,37%	0,65
Média		**0,79**	**62,70%**	**26,51%**	**0,54**
Mediana		**0,80**	**58,42%**	**24,77%**	**0,55**

Fonte: EY com base em dados do S&P Capital IQ, 2 anos série semanal

Anexo 9.2: Informações financeiras das empresas comparáveis

Transmissão

Informações financeiras das empresas comparáveis	Crescimento da ROL		Crescimento do EBITDA		Margem EBITDA	
Empresas comparáveis	LFY	LTM	LFY	LTM	LFY	LTM
Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A.	-2,51%	-11,16%	12,61%	3,02%	76,84%	80,22%
CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista S.A.	49,72%	47,65%	3,55%	1,40%	71,48%	65,01%

Fonte: Capital IQ

Anexo 9.2: Informações financeiras das empresas comparáveis

Transmissão

Empresas Comparáveis	Identificador	Beta	Cap. de Terc./ Cap. Próprio	Tributos	Beta Desalavancado
Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A.	BOVESPA:TAEE11	0,57	54,72%	16,23%	0,39
CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista S.A.	BOVESPA:TRPL4	0,58	32,44%	20,00%	0,46
Afluente Transmissão de Energia Elétrica S.A.	BOVESPA:AFLT3	0,60	0,11%	40,00%	0,60
Média		**0,58**	**29,1%**	**25,4%**	**0,49**
Mediana		**0,58**	**32,4%**	**20,0%**	**0,46**

Fonte: EY com base em dados do S&P Capital IQ, 2 anos série semanal

EY
Building a better
working world

Centrais Elétricas Brasileiras S.A

Avaliação econômico-financeira de Furnas Centrais Elétricas S.A., na data-base de 30 de junho de 2022

23 de novembro de 2022

EY

Building a better working world

Centrais Elétricas Brasileiras S.A – Eletrobras
Rua da Quitanda, nº 196, Centro
CEP: 20091-005
Rio de Janeiro – RJ - Brasil

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

Centrais Elétricas Brasileiras S.A ("Eletrobras") **23 de novembro de 2022**

Conforme solicitação de V.Sa., a Ernst & Young Assessoria Empresarial Ltda. (doravante denominada "EY") apresenta o laudo de avaliação econômico-financeira ("Laudo") de Furnas Centrais Elétricas S.A. (doravante denominada "Furnas" ou "Empresa"), controlada da Eletrobras, na data-base de 30 de junho de 2022 ("data-base").

Entendemos que a administração da Eletrobras ("Administração") utilizará este Laudo como subsídio aos acionistas da Eletrobras e de Furnas no contexto da aprovação da Proposta de Reorganização Societária, no tocante à Incorporação, pela Eletrobras, de 100% das ações de emissão de Furnas ("Incorporação de Ações Furnas"), atendendo aos requerimentos dos Artigos n° 137, 252 e 264 da Lei 6.404/76 ("Lei das S.A."). Adicionalmente, os resultados aqui apresentados não serão utilizados para a definição das relações de troca entre as ações da Eletrobras e de Furnas, relação esta que será apresentada e justificada no Protocolo da Operação. Ressaltamos que este Laudo tem como único propósito o atendimento à legislação societária Brasileira, não devendo ser utilizado para qualquer outra finalidade.

Este Laudo contempla objetivo, escopo, procedimentos e metodologias utilizadas, bem como as premissas mercadológicas e operacionais que envolveram o cálculo da estimativa do valor justo da Empresa.

Ressaltamos que nosso trabalho não deve ser considerado como uma *fairness opinion*, ou como um conselho ou recomendação para realização de qualquer transação que envolva o capital de Furnas ou da Eletrobras, ou sobre as condições que uma eventual transação venha a ocorrer, ou ainda utilizados para financiamento ou captação de recursos, ou para qualquer outra finalidade, exceto o cumprimento da Lei das S.A. Entendemos que a decisão final sobre a ocorrência e condições de uma eventual reestruturação societária da Empresa é de responsabilidade exclusiva das administrações e dos acionistas de Furnas e da Eletrobras.

É importante destacar que não investigamos de forma independente, bem como não foi aplicado nenhum processo de auditoria nas informações fornecidas pela Administração. Conforme mencionado em nosso contrato, nossa análise está sujeita às limitações gerais descritas nesse Relatório. Assumimos que a Administração analisou de forma consistente os fatores que possam impactar as projeções e análises apresentadas, bem como não omitiu nenhuma informação relevante, a qual poderia impactar significativamente o resultado dos nossos trabalhos.

Agradecemos a oportunidade de colaborarmos com a Eletrobras e nos colocamos à disposição para quaisquer dúvidas ou necessidade de informações adicionais.

Carolina S. Rocha
Sócia – Corporate Finance

Rafael Max
sócio – Corporate Finance

Índice

Seção	Descrição	Página
1	**Sumário Executivo**	**4**
1.1	Contexto	5
1.2	Estrutura Societária	7
1.3	Metodologia de Avaliação	8
1.4	Conclusão de Valor	9
2	**Análise do Mercado**	**10**
3	**Avaliação de Furnas | Controladora**	**16**
4	**Avaliação das Investidas**	**27**
4.1	Avaliação das Empresas Investidas por FCD | Geração	31
4.2	Avaliação das Empresas Investidas por FCD | Transmissão	37
4.3	Avaliação das Empresas Investidas por Múltiplos | Geração	43
4.4	Avaliação das Empresas Investidas por Múltiplos | Transmissão	49
5	**Conclusão de Valor**	**55**
6	**Itens de Governança**	**57**
7	**Apêndices**	**60**
8	**Anexos**	**66**

1 Sumário executivo

5 Contexto
7 Estrutura societária
8 Metodologia de avaliação
9 Conclusão de valor

Contexto

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Furnas	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Incorporação de Ações

Como parte do processo de reorganização societária da Eletrobras após a privatização, a Administração planeja realizar a incorporação de ações de suas controladas diretas Furnas, Chesf, Eletrosul e Eletronorte (em conjunto denominadas "Controladas"), e transformá-las em suas subsidiárias integrais.

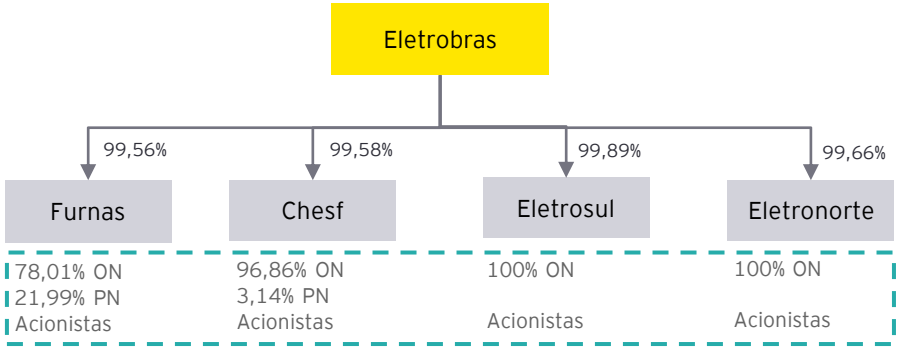
O processo de incorporação de ações deve seguir o determinado pelo art. 252 e 264 da Lei das S.A.

De acordo com o Art. 264 da Lei das S.A., "*na incorporação, pela controladora, de companhia controlada, a justificação, apresentada à assembleia geral da controlada, deverá conter, além das informações previstas nos arts. 224 e 225, o cálculo das relações de substituição das ações dos acionistas não controladores da controlada com base no valor do patrimônio líquido das ações da controladora e da controlada, avaliados os dois patrimônios segundo os mesmos critérios e na mesma data, a preços de mercado, ou com base em outro critério aceito pela Comissão de Valores Mobiliários, no caso de companhias abertas*".

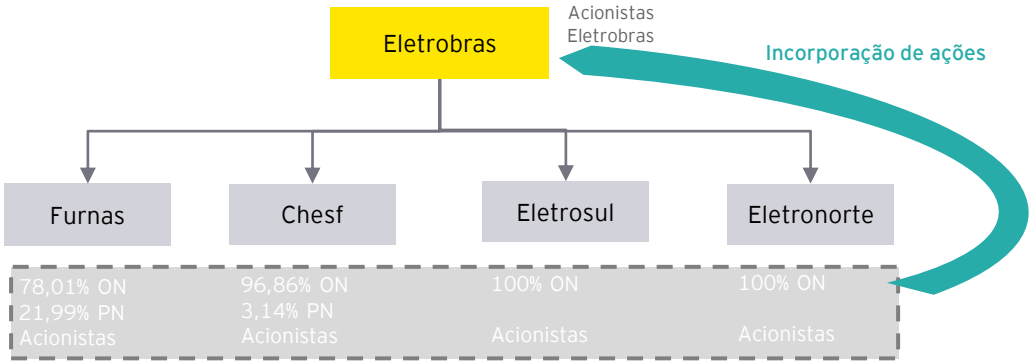
Para fins deste trabalho, considerou-se o valor justo, através da avaliação econômico-financeira (*Valuation*), como sendo o outro critério de avaliação do total do capital das Controladas e Eletrobras.

Estrutura societária

Estrutura societária pré-reestruturação



Estrutura societária após a reestruturação



Contexto

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Furnas	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Descrição da Empresa

Furnas é uma sociedade anônima de capital fechado, com sede no Rio de Janeiro. Atua na geração, transmissão e comercialização de energia elétrica na região abrangida pelo Distrito Federal e pelos estados de São Paulo, Minas Gerais, Rio de Janeiro, Espírito Santo, Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná, Goiás, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Pará, Tocantins, Rondônia, Ceará e Bahia. A comercialização de energia é exercida com empresas distribuidoras de energia, comercializadores e consumidores livres de todo o território nacional. Furnas detém diversas concessões de serviço público de energia elétrica, nos segmentos de geração e transmissão.

O parque gerador de Furnas conta com 28 usinas em operação, cujas concessões são 100% de Furnas, em parceria com empresas privadas, em regime de participação em Sociedades de Propósito Específico (SPEs), ou em concessão temporária. Estes empreendimentos somam mais de 18 mil MW de potência instalada, dos quais Furnas detém cerca de 12 mil MW.

Furnas possui ainda, mais de 35 mil Km de linhas de transmissão, dos quais 21,7 mil Km são de sua exclusiva concessão e 13,5 mil Km através de SPEs. Vide páginas 17 e 18 para detalhes dos ativos.

Além dos ativos registrados em nível corporativo, Furnas possui participações em investimentos de usinas hidrelétricas, termelétricas e eólicas, totalizando 25 empresas nas quais ela possui participação. Vide página 7 para detalhes do organograma societário.

Objetivo

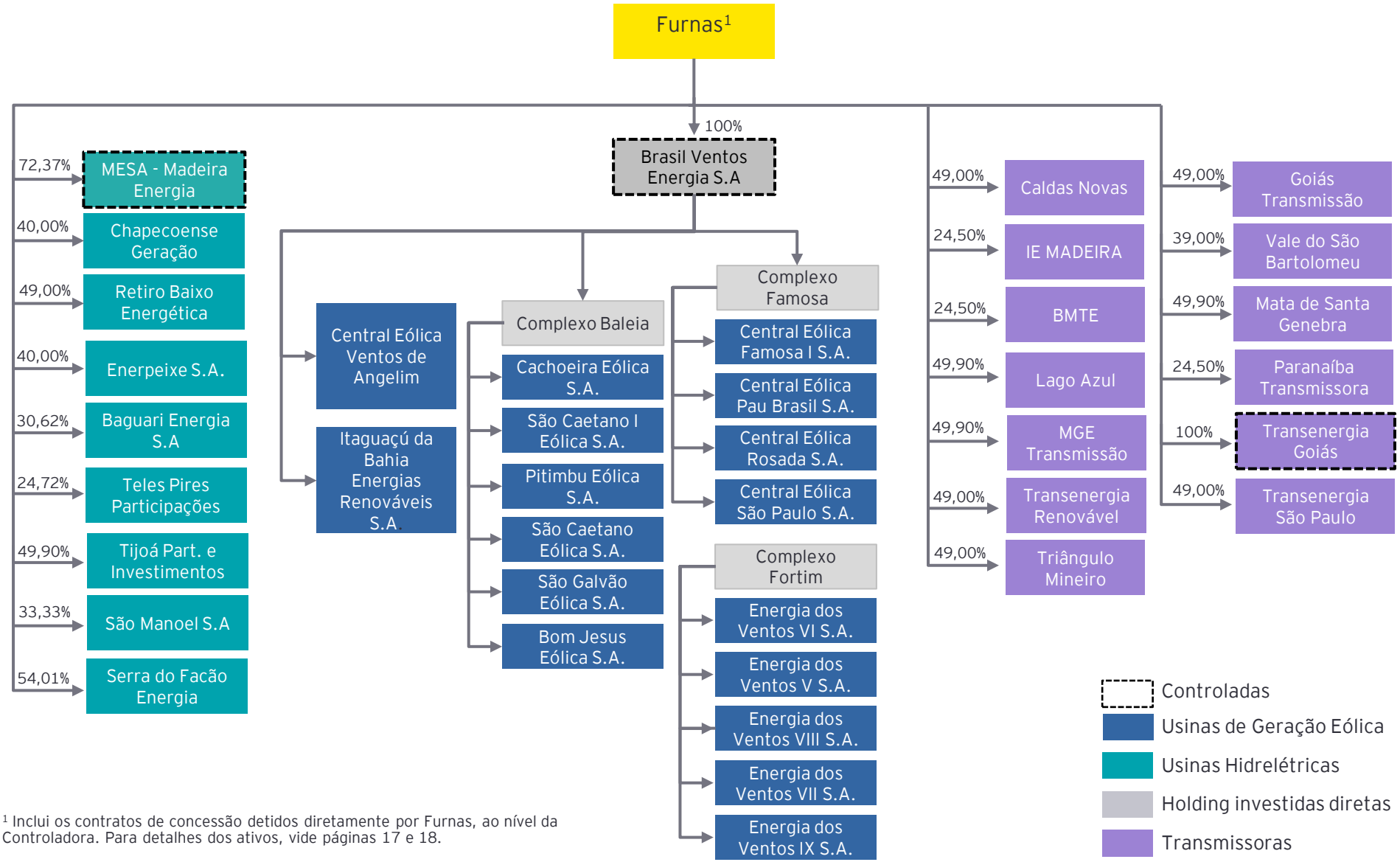
O Objetivo deste trabalho é apresentar a avaliação econômico-financeira de Furnas e suas Empresas Investidas, na data-base, de modo a suportar a Administração e os acionistas no contexto do processo de reestruturação societária que envolverá a incorporação das ações de emissão de Furnas pela Eletrobras.

Escopo do Trabalho

- Discussão com executivos e funcionários da Eletrobras.
- Obtenção e análise de informações financeiras históricas e projetivas da Empresa e das Empresas Investidas;
- Análise do mercado de atuação em que Furnas e suas Empresas Investidas estão inseridas;
- Cálculo das taxas de desconto que refletem adequadamente os riscos inerentes ao setor, sendo estas taxas utilizadas para trazer os fluxos de caixa dos respectivos ativos a seu valor presente;
- Análise das companhias comparáveis para obter parâmetros operacionais e múltiplos de avaliação de mercado;
- Desenvolvimento do modelo de Fluxo de Caixa Descontado (FCD) e Múltiplos de Mercado. A página 8 apresenta os detalhes sobre as metodologias utilizadas;
- Estimativa do Valor Justo da Empresa e de suas Empresas Investidas conforme descrito anteriormente;
- Preparação do relatório contendo a descrição das metodologias utilizadas, premissas adotadas e estimativas de valor.

Estrutura societária

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Furnas	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos



[1] Inclui os contratos de concessão detidos diretamente por Furnas, ao nível da Controladora. Para detalhes dos ativos, vide páginas 17 e 18.

Metodologia de avaliação

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Furnas	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Metodologias de avaliação selecionadas

Na avaliação de uma empresa, três diferentes abordagens podem ser aplicadas: Abordagem de Renda, Abordagem de Mercado e Abordagem de Custo. Cada uma dessas abordagem pode ser considerada como uma metodologia de avaliação, mas a natureza e características da empresa vão indicar qual abordagem ou abordagens são as mais aplicáveis. Para o propósito deste trabalho, selecionamos, conforme aplicabilidade e materialidade, a Abordagem de Renda (Fluxo de Caixa Descontado) e a Abordagem de Mercado (*Market Cap*, Múltiplos ou Valor Transacionado) para estimar uma indicação de valor justo de Furnas e das Empresas Investidas.

De forma geral, a Abordagem de Custo não foi utilizada uma vez que não captura propriamente a natureza da Empresa e das Empresas Investidas e visão de continuidade de suas operações.

Para a aplicação das metodologias de avaliação, o padrão de valor adotado foi o Valor Justo. O Valor justo é definido pelo CPC 46 como o "preço que seria recebido pela venda de um ativo, ou que seria pago pela transferência de um passivo em uma transação não forçada entre participantes do mercado na data de mensuração."

Critérios para a aplicação das metodologias de avaliação

A Metodologia do FCD foi selecionada para a avaliação de Furnas (Controladora) e das Empresas Investidas de capital fechado cujo o valor do investimento, registrado contabilmente pela Empresa na data-base, fosse igual ou superior à R$ 278 milhões, conforme nível de materialidade contábil da Eletrobras, de acordo com a Lei Sarbanes-Oxley. Adicionalmente, outro critério para a aplicabilidade dessa metodologia foi o acesso à informações financeiras e operacionais projetadas detalhadas e confiáveis fornecidas pela Administração, para a Empresa e cada uma das Empresas Investidas.

Para as empresas de capital aberto, cujo o valor contábil do investimento na data-base fosse igual ou superior à R$ 278 milhões, foi aplicada a metodologia de *Market Cap*, desde que a ação atendesse aos seguintes critérios na data-base: (i) fazer parte de algum indicador de desempenho das ações negociadas na B3, ou obedecer aos dois critérios seguintes, de forma simultânea; (ii) apresentar volume diário negociado dentro do intervalo dos volumes negociados das ações integrantes de indicadores de desempenho da B3; e (iii) apresentar percentual de ações livres para negociação (free float) acima de 25%.

Para ativos que passaram por processo de privatização, outra transação ou estão em processo de venda, nos últimos 12 meses, o valor justo foi assumido como equivalente ao valor da transação ou valor da oferta de compra.

A metodologia de Múltiplos de Empresas Comparáveis foi utilizada para todas as empresas dentro do escopo de avaliação. Para as empresas já avaliadas por FCD, Market Cap, ou Valor Transacionado, esta metodologia foi utilizada como análise de razoabilidade para os valores estimados. Para as demais empresas, este método foi adotado como método primário de avaliação.

Metodologia		Descrição
Renda	Fluxo de Caixa Descontado	Mensura o valor de um ativo ou negócio através do valor presente do benefício econômico líquido (recebimentos de caixa menos despesas de caixa) a ser recebido ao longo de sua vida útil.
Mercado	Múltiplos de Empresas Comparáveis	As metodologias da Abordagem de Mercado mensuram o valor de um ativo ou negócio com base no quanto outros compradores no mercado tem pago pelos ativos avaliados ou por ativos ou negócios que podem ser considerados razoavelmente similares àqueles sendo avaliados.
	Market Cap	

Conclusão de valor

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Furnas	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Composição de Valor (em milhões de BRL)	
Valor Operacional | Controladora	**42.217**
Ativos (passivos) não operacionais	(775)
Caixa líquido (Dívida líquida)	(8.583)
Valor da Empresa | Furnas Controladora	**32.859**
Valor das Empresas Investidas	**9.982**
Valor da Empresa | Consolidado	**42.841**

Valor por ação*	Quantidade (mil)	Valor Unitário (R$/ação)
ON	52.739.026	R$ 0,634
PN	14.864.685	R$ 0,634

Fonte: EY / Administração

Com base na análise dos direitos e benefícios de cada uma das classes de ações e do histórico de pagamento de dividendos por classe de ação, concluiu-se que não há diferenciação econômica para as ações ON e PN de Furnas.

O valor justo da Empresa, consolidado, representa o valor justo de Furnas Controladora somado ao valor justo de suas Empresas Investidas, conforme descrito ao longo deste Relatório. Essa estimativa de valor não considera possíveis contingências, insuficiências ou superveniências ativas ou passivas que não estejam registradas nas posições patrimoniais da Empresa e de suas Empresas Investidas, 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 de justo de R$ 42.841 milhões para 100% do capital de Furnas na data-base de 30 de junho de 2022.

Empresas Investidas	% Participação	Valor justo
Madeira Energia S.A.	72,37%	1.000
Chapecoense Geração S.A.	40,00%	1.917
Empresa de Energia São Manoel S.A.	33,33%	562
Teles Pires Participações S.A.	24,72%	384
Tijoá Participações e Investimentos S.A.	49,90%	381
Enerpeixe S.A.	40,00%	294
Serra do Facão Energia S.A.	54,01%	1.248
Retiro Baixo Energética S.A.	49,00%	228
Baguari Energia S.A.	30,62%	86
Brasil Ventos Energia S.A.	100,00%	135
Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A.	24,50%	863
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	24,50%	750
Mata de Santa Genebra Transmissão S.A.	49,90%	559
Parnaíba Transmissora de Energia S.A.	24,50%	241
Triângulo Mineiro Transmissora S.A.	49,00%	198
Goiás Transmissão S.A.	49,00%	221
Transenergia Renovável S.A.	49,00%	265
MGE Transmissão S.A.	49,90%	248
Transenergia São Paulo S.A.	24,50%	35
Caldas Novas Transmissão S.A.	49,90%	29
Lago Azul Transmissão S.A.	49,90%	24
Vale do São Bartolomeu Transmissora de Energia S.A.	39,00%	143
Transenergia Goiás S.A.	100,00%	171
Total		**9.982**

* Valor por ação não reconcilia com o valor da empresa devido a arredondamentos.

2 Análise do mercado

11 Visão geral da indústria

Visão geral da indústria

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Furnas	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

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%).

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, mesmo em outro ano recorde para as energias renováveis. Isto está levando ao aumento da produção das usinas a carvão para atender a demanda, especialmente na Ásia. Espera-se que a demanda de gás natural se recupere mais rapidamente, impulsionada principalmente por um aumento no uso industrial.

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%. 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, CTG, Copel, Cemig, CPFL, Enel e AES.

Visão geral da indústria

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Furnas	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

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 2020 no Brasil são, por relevância, o segmento industrial (36,3%), seguido pelo residencial (30,2%), comercial (17,4%) e outros (16,1%).

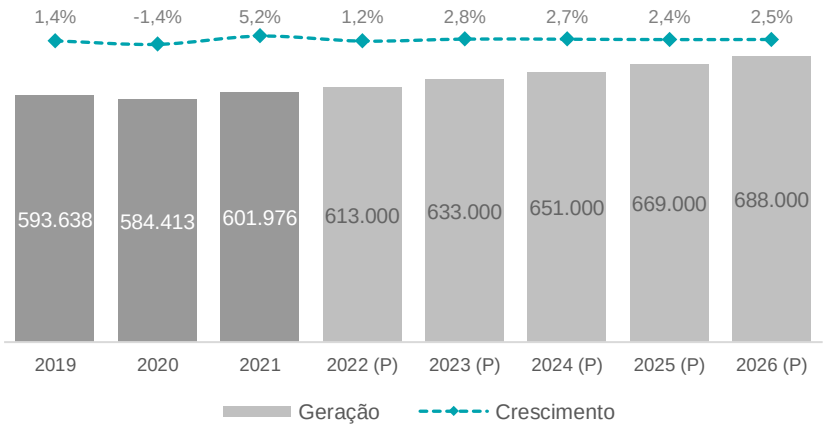
Segundo o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), a geração de energia elétrica no Sistema Integrado Nacional (SIN) em 2021 totalizou 602,0 mil GWh (incluindo energia hidráulica, térmica nuclear e convencional, eólica e solar), o que significou crescimento de 5,2% em relação ao mesmo período do ano anterior, devido principalmente ao forte crescimento da geração de energia eólica e hidráulica.

Em janeiro de 2022, a geração de energia elétrica no Sistema Integrado Nacional (SIN) totalizou 53,7 mil GWh, o que significou expansão de 1,0% em relação ao mesmo período de 2021. O segmento que apresentou maior retração no período foi o térmico, com -27,2%, seguido pelo eólico, com -18,7%. Já, os que apresentaram maior crescimento no período foram, respectivamente: solar 59,8% e hidráulico 10,9%.

Para 2022, a Lafis projeta expansão de 1,2% do consumo e 1,8% 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 2023 a 2025 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 2,8% da geração e de 2,5% do consumo de energia elétrica, alcançando em 2025 um patamar de 688 mil GWh e 560,5 mil GWh, respectivamente.

Geração total de energia no Brasil- EPE (GWh)



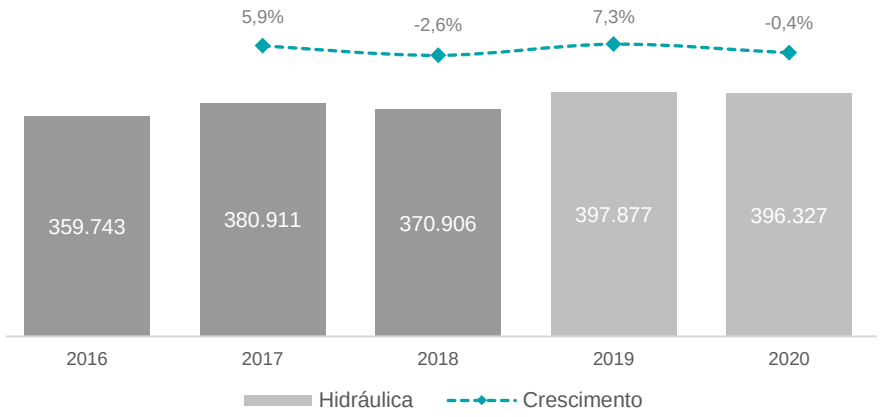
Fonte: Ministério de Minas e Energia/EPE/ONS/COMEX/ANEEL. Estimativa e projeções: Lafis/Abril 2022

Visão geral da indústria

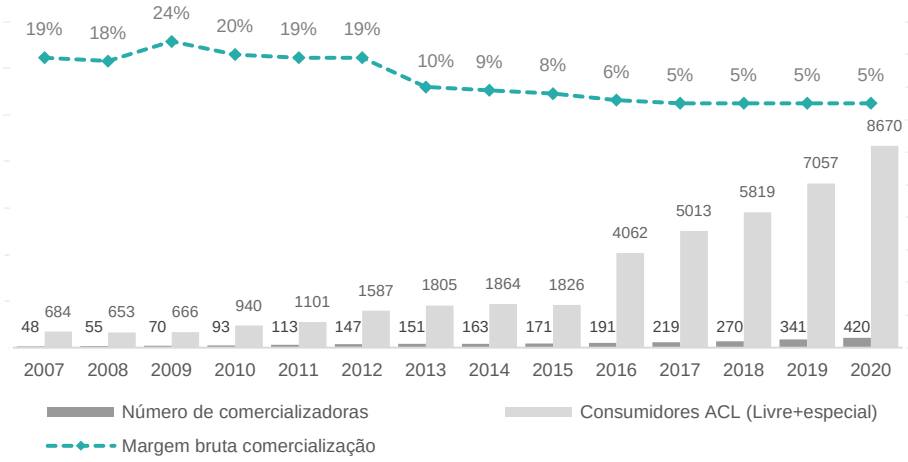
Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Furnas	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Geração e Comercialização

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



Número de Comercializadores e margem bruta – (%)



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.

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

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Furnas	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

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 2020, o consumo de energia elétrica no Brasil apresentou uma retração frente ao ano de 2019 em todos os segmentos, exceto no segmento residencial. A queda do consumo está relacionada com os efeitos na atividade econômica provocados pela crise do Covid-19 que afetou severamente o consumo de energia, sobretudo no segundo trimestre do ano, considerando as políticas de distanciamento social de combate ao vírus, e com a menor utilização de ar condicionado em 2020, considerando que as temperaturas foram mais amenas no começo deste ano.

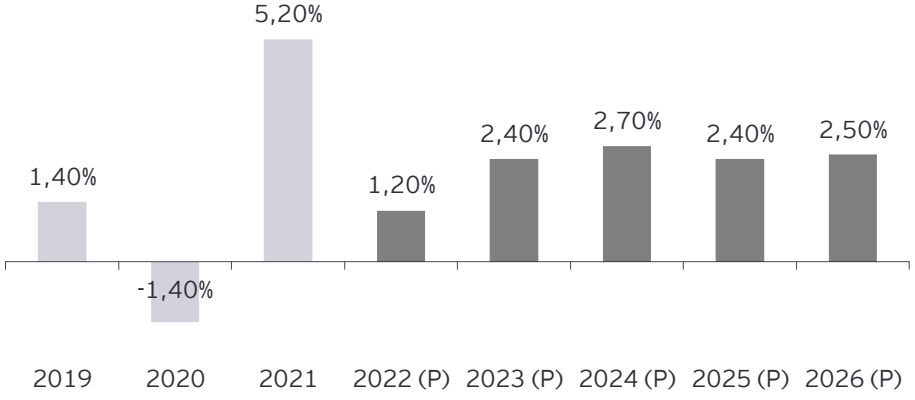
A Lafis considera em seu cenário econômico que o triênio de 2024 a 2026 será um período de continuidade da retomada do crescimento da economia interrompido pela crise do Covid-19. Considerando que haja uma retomada da confiança dos agentes econômicos, há um terreno fértil para a expansão setorial.

Segundo o Plano de Desenvolvimento da Distribuição (PDD), entre 2021 e 2023 serão investidos R$ 49,2 bilhões em distribuição de energia elétrica no Brasil, destes, R$ 32,64 bilhões serão destinados para expansão da rede, R$ 18,27 bilhões para melhoria e outros R$ 9,4 bilhões para renovação.

No triênio, considerando as categorias de consumo de energia elétrica, o que se espera é um crescimento generalizado, 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.

Assim, considerando o cenário descrito acima, a Lafis projetou um crescimento médio de 2,8% da geração de energia elétrica e 2,5% no consumo, atingindo um nível de 686 mil GWh e 558,5 mil GWh em 2026, respectivamente.

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

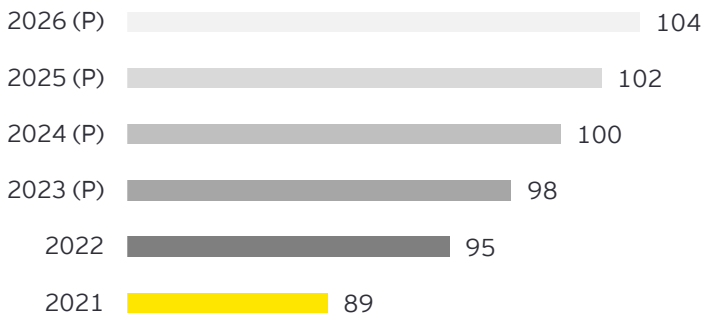


Visão geral da indústria

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Furnas	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

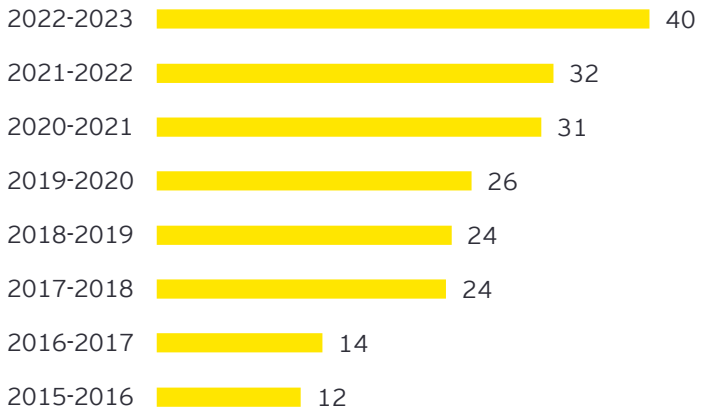
Transmissão

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 2022, a projeção é de aumento de 2,7%, considerando alta de 1,3% no Produto Interno Bruto – PIB.

Para o ano de 2022, o valor do mercado brasileiro no setor de transmissão energia elétrica foi estimado em US$ 95,0 bilhões, com progressão de 6,8% em relação ao ano anterior. O crescimento é justificado pela recuperação da geração e do consumo de energia elétrica após o período crítico da crise do Covid-19.

Já o crescimento esperado de BRL 7,85 bilhões na receita no ciclo 2022-2023 pode ser justificado 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.

3 Avaliação de Furnas | Controladora

17 Visão geral da Empresa avaliada
19 Informações financeiras históricas
22 Informações financeiras projetadas
24 Taxa de desconto
25 Ajustes de valor
26 Estimativa de valor

Visão geral da Empresa avaliada

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Furnas	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Furnas | Controladora

R$ 5,67 bi

Receita Operacional Líquida em 30 de junho de 2022

R$ 2,05 bi

Resultado Operacional antes do Resultado Financeiro em 30 de junho de 2022

R$ 36,08 bi

Patrimônio Líquido em 30 de junho de 2022

9.716 MW

Capacidade instalada de geração – Usinas em operação própria + parceria

Ativos registrados – Geração | Nível Controladora

Furnas detêm 10 usinas hidrelétricas e 1 usina termelétrica em operação, cujas concessões são 100% de Furnas (nível controladora), além de 2 usinas hidrelétricas compartilhadas. A relação dos ativos de geração considerados no nível da controladora está apresentada a seguir:

Empreendimento	Potência Instalada (MW)	Garantia Física (MW médio)	Término da Concessão
Hidrelétricas			
Batalha	49	46,7	abr/43
Corumbá	375	219,5	jun/52
Funil	216	102,4	jun/52
Furnas	1.216	625,0	jun/52
Itumbiara	2.082	948,9	jun/52
Luiz Carlos Barreto de Carvalho	1.050	497,2	jun/52
Marimbondo	1.440	688,7	jun/52
Mascarenhas de Moraes	476	299,8	jun/52
Porto Colômbia	320	205,4	jun/52
Simplício/Anta	322	185,8	dez/43
Hidrelétricas Compartilhadas (Parceria)			
Manso	203	83,3	set/37
Serra da Mesa	1.275	596,1	mai/46
Termelétricas			
Campos (fora de operação)	25	20,9	-
São Gonçalo (fora de operação)	-	-	Prorrogação negada
Santa Cruz	691	691,0	dez/26

Fonte: Demonstrações financeiras/ Administração

Com base em informações disponibilizadas pela Administração, não foram considerados novos projetos de expansão de capacidade ao longo do período projetivo, nem renovações de concessões que não estivessem contratadas.

Visão geral da Empresa avaliada

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Furnas	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Furnas | Controladora

8 contratos

Contratos de concessão de transmissão detidos integralmente por Furnas.

21,7 mil km

Extensão da rede de transmissão própria

Ativos registrados – Transmissão | Nível Controladora

Furnas possui 35.201 km de linhas de transmissão, dos quais 21.702 km são de sua exclusiva concessão. Os contratos de concessão de transmissão de Furnas (nível controladora) encontram-se discriminados a seguir:

Contrato	Empreendimento	UF	Prazo da Concessão
016/2012	SE Zona Oeste, 500/138 kV (3+1 res.) x 300 MVA	RJ	30 anos
014/2011	LT Xavantes – Pirineus, CS, em 230 kV	GO	30 anos
006/2010	LT Mascarenhas - Linhares 230 kV - CS SE Linhares - 230/138 kV	ES	30 anos
003/2009	LT Bom Despacho 3 - Ouro Preto 2 - 500 kV	MG	30 anos
007/2006	LT Tijuco Preto - Itapeti - Nordeste 345 kV	SP	30 anos
006/2005	LT Macaé - Campos C3	RJ	30 anos
062/2001	Diversos Empreendimentos	RJ, SP, PR, MG, GO, TO, DF, ES, MT	30 anos
034/2001	Expansão da Interligação Sul - Sudeste	PR, SP	30 anos

Fonte: Demonstrações financeiras/ Administração

Com base em informações disponibilizadas pela Administração, não foram considerados novos projetos de expansão de capacidade ao longo do período projetivo, nem renovações de concessões que não estivessem contratadas.

Informações financeiras históricas
Avaliação de Furnas | Controladora

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Furnas	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

DRE Furnas Controladora (milhares de BRL)	dez-20	dez-21	jun-22
Receita bruta	10.415.203	13.188.390	6.546.660
Imposto sobre vendas	(1.787.519)	(1.810.474)	(872.136)
Receita líquida	8.627.684	11.377.916	5.674.524
Custos operacionais	(3.628.182)	(3.984.763)	(2.182.004)
Lucro bruto	4.999.502	7.393.153	3.492.520
Despesas gerais e administrativas	(2.482.167)	(2.040.703)	(1.438.130)
Outras (receitas) despesas	2.104.182	1.364.564	-
EBIT	4.621.517	6.717.014	2.054.390
Resultado de equivalência patrimonial	(322.766)	(367.570)	244.108
Despesas financeiras	(394.765)	(426.779)	(343.673)
Resultados não operacionais	-	-	(1.338.982)
EBT	3.903.986	5.922.665	615.843
IR&CSLL	(1.335.529)	(1.889.728)	(107.309)
Lucro líquido	2.568.457	4.032.937	508.534

Indicadores Financeiros	dez-20	dez-21	jun-22
Crescimento da ROL	n/a	31,9%	-0,3%
Margem EBIT	53,6%	59,0%	36,2%
Margem EBT	45,2%	52,1%	10,9%

Fonte: Demonstrações financeiras/ Administração

Sumário das informações financeiras históricas

A Administração forneceu as informações de Furnas na Data-base da avaliação, as quais foram analisadas com o propósito de compreender as tendências dos indicadores operacionais da Empresa.

Demonstração do Resultado do Exercício ("DRE")

A receita operacional de Furnas é proveniente da geração, comercialização e transmissão de energia elétrica.

A receita líquida de Furnas em 2021 apresentou um crescimento de 31,9% em relação a 2020, passando de R$ 8,6 bilhões para R$ 11,4 bilhões sendo essa variação atribuída basicamente aos seguintes fatores: (i) reajuste de preço dos contratos vigentes; (ii) aumento do montante comercializado de forma livre por Furnas; e (iii) novos contratos de curto prazo firmados.

Nesse mesmo período os custos e despesas operacionais sofreram um aumento de 16,2%, impactados negativamente pelo aumento de 123,9% dos custos com combustíveis para produção de energia elétrica, que foram parcialmente compensados pela entrada do montante de R$ 860 milhões referente à repactuação do GSF. Ainda assim, dado que o aumento das receitas foi superior ao aumento dos custos e despesas houve um incremento da margem EBIT de 2021 em relação a 2020, de 53,6% para 59,0%.

Já a receita operacional líquida anualizada do primeiro semestre de 2022 apresentou estabilidade em relação ao ano anterior assim como em relação ao primeiro semestre de 2021. Para os seis primeiros meses acumulados até 30 de junho de 2022, a receita líquida totalizou R$ 5,7 bilhões, ante R$ 5,0 bilhões em 30 de junho de 2021.

Por outro lado os custos e as despesas cresceram 34,3% no primeiro semestre de 2022 em termos anualizados, em função, principalmente, do reconhecimento de uma provisão para perda com investimento na SPE Madeira Energia S.A., de R$ 1,6 bilhões, o que contribuiu para a queda da margem EBIT no período, para 36,2%, patamar inferior ao observado historicamente.

Informações financeiras históricas

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Furnas	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Balanço patrimonial Furnas Controladora (milhares de BRL)	dez-20	dez-21	jun-22
Caixa e equivalentes de caixa	170.120	14.404	6.926
Contas a receber de clientes – CP	1.407.982	1.123.071	1.231.589
Títulos e valores mobiliários - CP	961.965	2.762.181	1.763.045
Ativo contratual da concessão - CP	4.554.703	3.111.428	3.298.466
Impostos e contribuições sociais diferidos - CP Ativo	248.850	168.254	588.472
Dividendos a Receber (Remuneração de participações societárias)	-	-	74.264
Contas a receber de operações de mútuo – CP	71.278	117.586	-
Outros ativos circulantes	360.632	290.363	248.923
Ativo circulante	**7.775.530**	**7.587.287**	**7.211.685**
Contas a receber de clientes – LP	-	-	257.677
Títulos e valores mobiliários – LP	272.583	263.295	728.946
Ativo contratual da concessão – LP	17.372.758	21.253.224	21.942.563
Ativo diferido - LP	-	-	2.136.579
Depósitos judiciais	901.131	937.689	1.009.941
Outros ativos não circulantes - LP	1.494.195	1.582.247	130.668
Ativo não circulante	**20.040.667**	**24.036.455**	**26.206.374**
Investimentos	6.067.230	5.526.875	5.584.140
Imobilizado	6.087.357	6.530.644	6.609.603
Intangível	147.950	979.276	21.335.428
Ativos fixos	**12.302.537**	13.036.795	33.529.171
Total do ativo	40.118.734	44.660.537	66.947.230

Fonte: Demonstração financeira/ Administração

Balanço Patrimonial ("BP") - Ativo

Analisando o comportamento histórico das contas patrimoniais de Furnas, observa-se que houve uma variação de 11% no ativo total da Companhia entre 2020 e 2021, saindo de R$ 40,1 bilhões para R$ 44,7 bilhões, seguida por uma variação de 50% no primeiro semestre de 2022, chegando a R$ 66,9 bilhões.

Em dezembro de 2021 é possível observar uma redução do saldo da conta "Caixa e equivalentes de caixa" como resultado de um convênio de cooperação técnica e financeira entre Furnas e Itaipu Binacional, cujo objeto é a revitalização do sistema de corrente contínua de Furnas dedicado à Usina Hidrelétrica de Itaipu. Em contrapartida, o saldo da conta "Títulos e valores mobiliários – CP" aumentou em R$ 1.800 milhão, refletindo basicamente as aplicações em fundos de investimentos, conforme estabelecido pela Resolução nº 3.284/05. Além disso, neste ano, o ativo contratual de transmissão aumentou de forma relevante, em 11,1%, em razão, principalmente, do acréscimo da receita financeira, impulsionado pela elevação dos índices de inflação, do acréscimo da receita de construção no período, e da remensuração do ativo da concessão referente à RBSE.

Já em 2022, houve um aumento expressivo no ativo intangível da Companhia, de R$ 970 milhões para R$ 21,3 bilhões uma vez que foram celebrados, em conjunto com a Eletrobras, novos contratos de concessão de geração de energia elétrica, que confere à Empresa o direito de regular a exploração dos potenciais de energia hidráulica por meio de 8 usinas hidrelétricas contempladas pela Lei 14.182/2021, o que gerou a contabilização de um novo ativo intangível para a Empresa, financiado tanto por empréstimos quanto pelo Adiantamento para Futuro Aumento de Capital (AFAC) efetuado pela Eletrobras.

Dentre as contas do ativo de Furnas, aquelas consideradas no capital de giro foram: : Contas a receber de clientes e Crédito de imposto. As demais contas foram tratadas como não operacionais e, portanto, foram incluídas na análise como ajustes de valor e adicionadas ao valor presente dos fluxos de caixa.

Informações financeiras históricas

Início		
	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Furnas	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Balanço patrimonial Furnas Controladora (milhares de BRL)	dez-20	dez-21	jun-22
Empréstimos e financiamentos - CP	1.499.136	1.453.750	1.363.498
Debêntures - CP	3.022	97.947	-
Fornecedores	682.362	667.040	441.918
Impostos e contribuições a recolher	163.175	236.444	134.392
Dividendos e juros sobre capital próprio	510.719	894.133	1.147.109
Penalidades Contratuais - CP	-	-	175.493
Taxas regulamentares - CP	81.892	82.509	101.150
Concessão do serviço público (Uso do Bem Público) - CP	1.778	1.860	1.958
Outros passivos circulantes - CP	72.081	40.666	429.059
Provisões - CP	290.589	423.222	175.814
Passivo circulante	**3.304.754**	**3.897.571**	**3.970.391**
Empréstimos e financiamentos - LP	4.382.041	4.068.656	7.226.255
Debêntures - LP	1.258.446	1.257.225	-
Penalidades Contratuais - LP	-	-	8.057.052
Taxas regulamentares - LP	254.456	189.887	197.065
Impostos e contribuições sociais diferidos - LP Passivo	3.218.773	4.286.825	6.242.926
Provisões - LP	3.097.147	3.288.436	2.860.834
Concessão do serviço público (Uso do Bem Público) - LP	33.558	37.202	37.889
Outros passivos não circulantes - LP	742.997	812.908	2.275.510
Passivo não circulante	**12.987.418**	**13.941.139**	**26.897.531**
Capital social	6.531.154	6.531.154	6.531.154
Reservas de capital	5.053.045	5.053.045	3.058.823
Lucros/prejuizos acumulados	(2.583.283)	(1.994.222)	509.720
Reservas de lucros	14.119.110	17.071.392	17.071.392
Proposta de distribuição de dividendos adicionais	706.536	160.458-	
Adiantamentos para futuro aumento de capital	--		8.908.219
Patrimônio Líquido	**23.826.562**	**26.821.827**	**36.079.308**
Total Passivo e Patrimônio Líquido	**40.118.734**	**44.660.537**	**66.947.230**

Fonte: Demonstração financeira/ Administração

Balanço Patrimonial ("BP") - Passivo

Analisando o comportamento histórico do passivo de Furnas, nota-se que a variação de 11% em 2021 foi resultado, principalmente, do aumento de 33,2% dos impostos e contribuições sociais diferidos, enquanto o aumento de 50% do passivo em junho de 2022 é explicado, em grande parte, pelo aumento de 24,9% dos empréstimos e financiamentos, resultado de novas captações, e pelo reconhecimento das obrigações da Lei 14.182/2021.

O aumento da conta de impostos e contribuições sociais diferidos em dezembro de 2021 se deu em função do reconhecimento de passivos fiscais diferidos originados de diferenças temporárias relacionados ao ativo de contrato, de R$ 2,5 bilhões, e ao montante de repactuação do risco hidrológico – GSF, de R$ 845 milhões.

Já o aumento do passivo em junho de 2022, se deu, principalmente, em função do reconhecimento das obrigações da Lei 14.182/2021, que determinou as condições para a obtenção das novas outorgas de concessão de geração de energia elétrica, estabelecendo obrigações de (i) pagamento à CDE e (ii) implementação de programa de revitalização dos recursos hídricos das bacias hidrográficas na área de influência dos reservatórios das Usinas Hidrelétricas de Furnas. No âmbito deste processo, a Deliberação DEL-079/2022 aprovou a concessão de Adiantamento para Futuro Aumento de Capital (AFAC) com recursos ordinários da Eletrobras, no valor de R$ 8,9 bilhões em favor de Furnas para pagamento do bônus de outorga.

Analisando a relação dívida/patrimônio líquido da Companhia entre dezembro de 2020 e junho de 2022, é possível observar que a Companhia vêm diminuindo o seu grau de endividamento ao longo dos anos. Em 2020 essa relação era de 30,0% e se reduziu para 25,6% em 2021 e depois para 23,8% em junho de 2022. Embora o saldo de empréstimos e financiamentos tenha aumentado no primeiro semestre de 2022, houve um aumento mais do que proporcional na reserva de lucros da Companhia, o que contribuiu para a queda do seu grau de endividamento medido pela relação dívida/PL.

Dentre as contas do passivo de Furnas, aquelas consideradas no capital de giro foram: Fornecedores, Salários e encargos a pagar, Impostos e contribuições a recolher e Taxas regulamentares. As demais contas foram tratadas como não operacionais e, portanto, foram incluídas na análise como ajustes de valor e subtraídas ao valor presente dos fluxos de caixa.

Informações financeiras projetadas

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Furnas	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

A avaliação de Furnas foi realizada através da Abordagem de Renda, método do fluxo de caixa descontado.

As projeções foram baseadas em arquivos disponibilizados pela Administração e/ou pela Empresa.

Descrição

Furnas Centrais Elétricas S.A. é uma sociedade anônima de capital fechado controlada pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras) que atua na geração, transmissão e comercialização de energia elétrica em 14 estados e no Distrito Federal, operando 12 usinas hidrelétricas, 1 usina termelétrica e 8 contratos de transmissão.

Premissas Gerais

- Data-base: 30 de junho de 2022;
- Período de projeção: 01 de julho de 2022 a 31 de dezembro de 2052;
- Moeda: Reais ("BRL") em termos nominais;
- Taxa de desconto: 10,1% em Reais (BRL) em termos nominais, de acordo com a metodologia Weighted Average Cost of Capital ("WACC");
- Ajustes: ativos e passivos não operacionais, incluindo caixa e dívidas, não foram considerados nas projeções de fluxo de caixa. Quando observados, foram tratados à parte e adicionados/subtraídos do valor presente dos fluxos de caixa, impactando no valor do capital de Furnas.

Informações Financeiras Projetadas

Abaixo segue a descrição geral das principais contas projetadas para a projeção do fluxo de caixa descontado.

- **Receita Líquida - Geração:** foram consideradas projeções para as usinas hidrelétricas de Batalha, Simplício, Serra da Mesa, Manso, Marimbondo, Funil, Porto Colômbia, Furnas, Luiz Carlos Bareto de Carvalho, Corumbá, Itumbiara, Mascarenhas de Morais e para a usina termelétrica Santa Cruz. As receitas foram projetadas considerando as seguintes aberturas: Receita Anual de Geração (RAG), contratos ACR, contratos ACL e venda de energia no mercado SPOT. Os contratos no ACR representam 5,4% do volume comercializado entre 2022 e 2052, totalizando 7.658 MW nesse período, a um preço médio de R$ 264/MWh na data-base o qual é reajustado anualmente pelo IPCA. Já os contratos do ACL representam 79,9% do volume total, totalizando 111.988 MWmed até 2052 a um preço médio na data-base de R$ 181/MWh, sendo igualmente reajustados anualmente pelo IPCA. Entre 2022 e 2052, foi considerada a venda de 20.973 MWmed no mercado SPOT a um preço médio de R$ 169/MWh na data-base e corrigido anualmente por IPCA. Os montantes de energia descritos acima se alteram entre os segmentos de venda (ACR, ACL e SPOT) e os anos conforme os contratos vigentes na data-base e na estratégia de comercialização da companhia. A avaliação considerou um GSF médio de 80% em 2022, chegando a 89% em 2023 e estabilizando-se em 90% de 2024 até o fim da projeção, conforme estimativa média de mercado, implicando em necessidade de compra de energia em alguns empreendimentos e excedente de energia em outros.
- **Receita Líquida - Transmissão:** a receita de transmissão é proveniente da Receita Anual Permitida ("RAP") dos 8 contratos que Furnas possui. A RAP é aprovada pela ANEEL e divulgada anualmente (normalmente no mês de junho) na Revisão Tarifária Periódica. Foram considerados os valores de RAP para os ciclos futuros, inclusive os valores de reforço desde que homologados pela ANEEL na data-base, com correções por IPCA.
- **Deduções:** sobre a receita bruta de geração e transmissão há incidência do PIS e COFINS, projetados conforme alíquotas aplicáveis ao regime tributário de Lucro Real. Outras deduções incidentes sobre a receita líquida são: RGR (Reserva Global de Redução), TFSEE (Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica), CFURH (Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos) e P&D.
- **Custos e Despesas:** os principais custos e despesas operacionais são compostos por encargos de uso e conexão, seguros, O&M, pessoal, materiais, serviço de terceiros e outros. As premissas de custos e despesas foram disponibilizadas pela Administração, sendo corrigidas anualmente pelo IPCA.

Informações financeiras projetadas

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Furnas	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Informações Financeiras Projetadas (cont.)

- **Margem EBITDA:** com base nas premissas de receita, custos e despesas, a margem EBITDA média anual projetada foi de 64%.
- **Depreciação:** foi considerada uma taxa de depreciação linear de 2,38% ao ano conforme valores históricos disponíveis na demonstração financeira da empresa.
- **Amortização:** a Lei 14.182/2021 condicionou a desestatização da Eletrobras à celebração de novos contatos de concessão de geração elétrica, por trinta anos, em substituição aos contratos vigentes. Esses novos contratos possibilitaram a alteração do regime de exploração para a produção independente das usinas cotizadas (descotização). A amortização do Ativo Intangível relativo às novas outorgas decorrentes da Capitalização da Eletrobras foi calculada de forma proporcional à descotização entre 2023 e 2026, e de forma linear de 2027 até 2052, exceto para UHE Itumbiara e UHE Mascarenhas que seguiram uma amortização linear até 2052.
- **Capex:** foram considerados os investimentos corporativos previstos nas projeções disponibilizados pela Administração, exceto aqueles relacionados a expansões, ampliações e implantações.
- **Impostos diretos:** a projeção dos impostos diretos foi baseada no regime de tributação do Lucro Real, no qual Furnas está enquadrada. Os impostos diretos foram projetados de acordo com a legislação fiscal brasileira vigente, observando a alíquota de 34%.

  A avaliação considerou o aproveitamento do saldo de prejuízo fiscal existente na data-base, representado pelo imposto de renda diferido contabilizado no montante de R$ 588,5 milhões, sendo a compensação dos prejuízos limitada a 30% do lucro real de acordo com a legislação brasileira.
- **Capital de giro:** o capital de giro estimado foi baseado nas demonstrações financeiras históricas de Furnas. As contas patrimoniais foram analisadas e classificadas como ativos e passivos operacionais ou não operacionais. Os *drivers* históricos de capital de giro foram calculados para os ativos e passivos operacionais baseados nas receitas, custos e despesas operacionais, conforme aplicável, a partir da média dos dias de capital de giro calculados para os últimos 3 períodos históricos.

Para detalhes da avaliação por FCD de Furnas, consultar o Anexo 1.

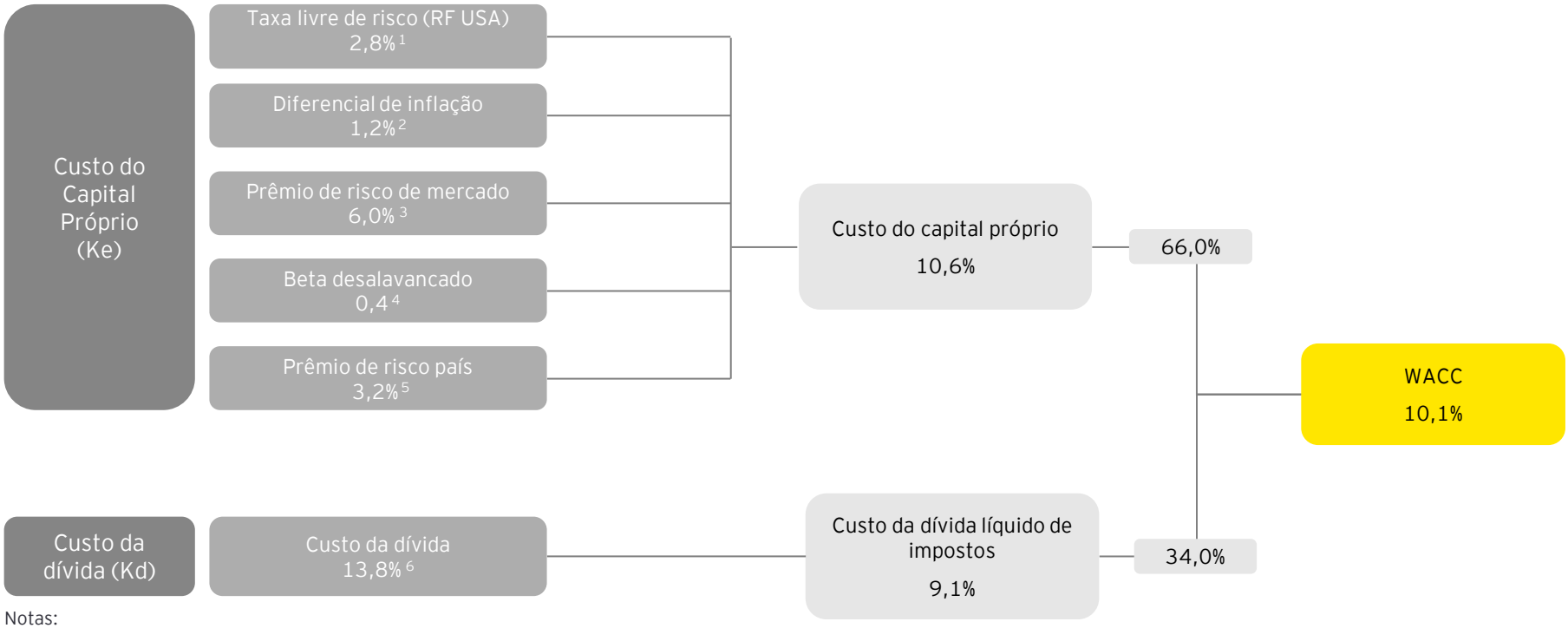
Principais Premissas Operacionais	Furnas
Período de concessão (anos)	30
Término da concessão*	dez/52
Capacidade instalada (MW)	9.716
Garantia física (MW)	5.190
Volume vendido ACR (MWmed)	7.658
Volume vendido ACL (MWmed)	111.988
Volume vendido/comprado SPOT (MWmed)	20.973
Preço médio de venda no ACR (R$/MWh)	264,5
Preço médio de venda no ACL (R$/MWh)	180,7
Preço de venda SPOT (R$/MWh)	169,0
Benefícios SUDAM/SUDENE	N/A

* Para as receitas de geração e transmissão considerou-se o prazo de cada contrato, reduzindo ao longo da projeção.

Taxa de desconto

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Furnas	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Abaixo são apresentados os parâmetros que formam a taxa de desconto utilizada na análise. Para detalhes da metodologia da taxa de desconto consultar o Apêndice.



Notas:

[1] Fonte: Federal Reserve (média histórica de 6 meses dos T-bonds de 20 anos)

[2] Diferença entre as inflações projetas de longo prazo Norte Americana (fonte Federal Reserve) e Brasileira (fonte:BACEN)

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

[4] Com base na média das empresas comparáveis de geração e transmissão selecionadas. Fonte: Capital IQ

[5] Fonte: JP Morgan EMBI + (média histórica de 6 meses)

[6] Referente à média ponderada de todos os financiamentos da companhia na data-base

Demais informações são disponibilizadas no Apêndice.

Ajustes de valor

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Furnas	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Ajuste de itens não operacionais

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 e perpetuidade.

Os ativos e passivos detalhados, foram classificados como não operacionais ("NOP") porque não são recorrentes ou porque não estão ligados diretamente com as atividades operacionais de Furnas.

Ativos não operacionais (BRL milhares)	
Títulos e valores mobiliários - CP	1.763.045
Dividendos a Receber (Remuneração de participações societárias)	74.264
Outros ativos circulantes - CP	248.923
Contas a receber de clientes - LP	257.677
Títulos e valores mobiliários - LP	728.946
Ativo diferido - LP Ativo	2.136.579
Depósitos judiciais	1.009.941
Outros ativos não circulantes - LP	130.668
Total	**6.350.043**

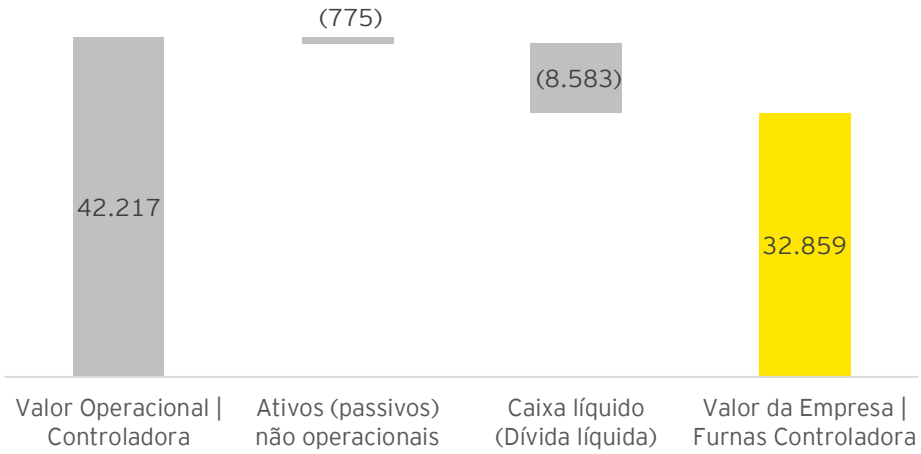
Passivos não operacionais (BRL milhares)	
Dividendos e juros sobre capital próprio	1.147.109
Concessão do serviço público (Uso do Bem Público) - CP	1.958
Outros passivos circulantes - CP	429.059
Provisões - CP	175.814
Taxas regulamentares - LP	197.065
Provisões - LP	2.860.834
Concessão do serviço público (Uso do Bem Público) - LP	37.889
Outros passivos não circulantes - LP	2.275.510
Total	**7.125.238**
Ativos e passivos não operacionais líquido	**(775.195)**

Fonte: EY / Administração

Estimativa de valor

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Furnas	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Composição de Valor | Controladora (em milhões de BRL)



Fonte: EY / Administração

Composição de Valor | Controladora (BRL milhões)	
Valor Operacional | Controladora	**42.217**
Ativos (passivos) não operacionais	(775)
Caixa líquido (Dívida líquida)	(8.583)
Valor da Empresa | Furnas Controladora[1]	32.859
Múltiplo Implícito	
EV/EBITDA	9,2x
EV/ROL	3,9x

[1] Não inclui o valor dos Investimentos em Controladas e Coligadas

Os Anexos 10 e 11 apresentam os detalhes sobre as empresas comparáveis selecionadas.

4 Avaliação das Investidas

28 Visão geral das Empresas Investidas
31 Avaliação das Empresas Investidas por FCD | Geração
37 Avaliação das Empresas Investidas por FCD | Transmissão
43 Avaliação das Empresas Investidas por Múltiplos | Geração
49 Avaliação das Empresas Investidas por Múltiplos | Transmissão

Visão geral das Empresas Investidas

Início
1 Sumário executivo
2 Análise do mercado
3 Avaliação de Furnas
4 Avaliação das Investidas
5 Conclusão de valor
6 Itens de governança
7 Apêndices
8 Anexos

A tabela abaixo lista as Empresas Investidas avaliadas. As seções de 4.1 a 4.4 detalham a avaliação econômico-financeira das Empresas Investidas.

Empresa	% Participação	Valor Justo do Capital (R$ milhões)	Principal Metodologia de Avaliação adotada	Segmento
Madeira Energia S.A.	72,37%	1.000	FCD	Geração
Chapecoense Geração S.A.	40,00%	1.917	FCD	Geração
Empresa de Energia São Manoel S.A.	33,33%	562	FCD	Geração
Teles Pires Participações S.A.	24,72%	384	FCD	Geração
Tijoá Participações e Investimentos S.A.	49,90%	381	Múltiplos	Geração
Enerpeixe S.A.	40,00%	294	Múltiplos	Geração
Serra do Facão Energia S.A.	54,01%	1.248	Múltiplos	Geração
Retiro Baixo Energética S.A.	49,00%	228	Múltiplos	Geração
Baguari Energia S.A.	30,62%	86	Múltiplos	Geração
Brasil Ventos Energia S.A.	100,00%	135	Múltiplos	Geração
Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A.	24,50%	863	FCD	Transmisssão
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	24,50%	750	FCD	Transmisssão
Mata de Santa Genebra Transmissão S.A.	49,90%	559	FCD	Transmisssão
Parnaíba Transmissora de Energia S.A.	24,50%	241	Múltiplos	Transmisssão
Triângulo Mineiro Transmissora S.A.	49,00%	198	Múltiplos	Transmisssão
Goiás Transmissão S.A.	49,00%	221	Múltiplos	Transmisssão
Transenergia Renovável S.A.	49,00%	265	Múltiplos	Transmisssão
MGE Transmissão S.A.	49,90%	248	Múltiplos	Transmisssão
Transenergia São Paulo S.A.	49,00%	35	Múltiplos	Transmisssão
Caldas Novas Transmissão S.A.	49,00%	29	Múltiplos	Transmisssão
Lago Azul Transmissão S.A.	49,90%	24	Múltiplos	Transmisssão
Vale do São Bartolomeu Transmissora de Energia S.A.	39,00%	143	Múltiplos	Transmisssão
Transenergia Goiás S.A.	100,00%	171	Múltiplos	Transmisssão

Fonte: Administração/EY

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Furnas	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Visão geral das Empresas Investidas

Geração

Madeira Energia

A Madeira Energia S.A. – MESA., é a controladora da Santo Antônio Energia S.A., que tem por objetivo a operação e manutenção da Usina Hidrelétrica Santo Antônio e de seu sistema de transmissão, em trecho do Rio Madeira, município de Porto Velho, estado de Rondônia.

Chapecoense Geração

A Chapecoense Geração S.A., é a controladora da Foz do Chapecó Energia S.A., que tem como objetivo construir e explorar o aproveitamento Hidrelétrico Foz do Chapecó detido por meio de concessão por 35 anos, contados a partir de 2001. A potência instalada prevista no contrato de concessão é de 855 MW.

São Manoel

A Empresa de Energia São Manoel S.A, tem como objeto social planejar, construir, operar, manter e explorar as instalações da Usina Hidrelétrica São Manoel (UHE São Manoel), no rio Teles Pires, localizada entre os estados do Mato Grosso e do Pará e executar outras atividades correlatas ao seu objeto social.

Teles Pires

A Teles Pires Participações S.A., tem como objeto social participar, estudar, planejar, investir e operar direta ou indiretamente na implantação do projeto, construção, operação e gestão da Usina Hidrelétrica Teles Pires, localizada entre o estado do Pará e Mato Grosso, com potência instalada de 1.820 MW médio.

Tijoá Participações

A Tijoá Participações e Investimentos S.A. tem por objeto a exploração de potenciais hidráulicos para fins de geração de energia elétrica na usina Três Irmãos e de atividades correlatas e auxiliares à exploração desses aproveitamentos e respectivas instalações.

Enerpeixe

A Enerpeixe S.A., tem como objeto social estudar, planejar, projetar, construir, operar, manter e explorar os sistemas de produção, transmissão, transformação e comércio de energia elétrica, em relação ao Aproveitamento Hidrelétrico Peixe Angical (UHE Peixe Angical) localizado no Rio Tocantins.

Serra do Facão

A Serra do Facão Energia S.A., tem por objetivo a exploração do potencial de energia hidráulica do Rio São Marcos, nos municípios de Catalão, Davinópolis, Campo Alegre de Goiás, Ipameri e Cristalina, estado de Goiás, e Paracatu no estado de Minas Gerais, denominado Usina Hidroelétrica Serra do Facão.

Transenergia São Paulo S.A. - TSP

A Retiro Baixo Energética S.A., tem por objetivo a exploração do potencial de energia hidráulica localizado no Rio Paraopeba, das respectivas instalações de transmissão de interesse restrito à central geradora e das áreas marginais ao reservatório e respectivas ilhas.

Baguari Energia

A SPE Baguarti Energia S.A, tem como objeto social produzir e comercializar energia elétrica em regime de produção independente, e a participação em outras sociedades ou consórcios que tenham por finalidade a produção e a comercialização de energia elétrica, em especial no Consórcio UHE Baguari.

BVE Holding

A Brasil Ventos Energia S.A., tem como objeto principal a participação em sociedades de geração de energia de fonte renovável, tais como eólica, solar e biomassa.

Fonte: Administração/Fonte: website da Empresa

Visão geral das Empresas Investidas

Transmissão

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Furnas	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

BMTE

A Belo Monte Transmissora de Energia S.A., é uma SPE constituída para construir, operar e manter a LT 800 kV CC Xingu/Estreito e Instalações Associadas.

Interligação Elétrica Madeira

A Interligação Elétrica do Madeira S.A., foi criada pelo consórcio Madeira Transmissão, é concessionária de Serviço Público de Energia Elétrica, atuando no setor de transmissão de energia elétrica, que requer o planejamento, a implementação da infraestrutura e a operação e manutenção de seus ativos de transmissão.

MSG TransmissãO S.A. - MSG

A MSG Transmissão S.A é responsável pela construção, implantação, operação e manutenção das instalações de Transmissão integradas à Rede Básica do Sistema Interligado Nacional – SIN.

Parnaíba Transmissora de Energia S.A. – PTE

A Parnaíba Transmissora de Energia S.A., tem como objeto social a exploração de concessão de serviços públicos de transmissão de energia, prestados mediante

implantação, operação e manutenção de instalações de transmissão e demais serviços complementares necessáriostransmissão de energia elétrica.

Transenergia Renovável S.A. - TER

A Transenergia Renovável S.A é é responsável pela construção, pela operação e pela manutenção de linhas de transmissão e subestações localizadas nos Estados de Goiás, Mato Grosso e Mato Grosso do Sul, com o objetivo de escoar a energia excedente dos processos de cogeração de sete usinas de açúcar e álcool presentes na região.

Transenergia São Paulo S.A. – TSP

A Transenergia São Paulo S.A., foi criada pelo consórcio Transenergia, atualmente formado por Furnas Centrais Elétricas S.A. e Gebbras Participações Ltda, atuando no setor de transmissão de energia elétrica. A Companhia é responsável pela construção, pela operação e pela manutenção das instalações de transmissão localizadas no Estado de São Paulo.

Triângulo Mineiro Transmissora S.A. - TMT

A Triângulo Mineiro Transmissora S.A tem como objeto social a implantação e exploração de concessão de serviços públicos de transmissão de energia, prestados mediante implantação, operação e manutenção de instalações de transmissão e demais serviços complementares necessários à transmissão de energia elétrica.

MGE Transmissão S.A.

A MGE Transmissão S.A., é responsável pela construção, operação e manutenção de linhas de transmissão localizados nos Estados de Minas Gerais e do Espírito Santo.

Goiás Transmissão S.A. – GOT

A Goiás Transmissão S.A., é responsável pela construção, operação e manutenção de linhas de transmissão localizadas no Estado de Goiás.

Caldas Novas Transmissão S.A. - CNT

A Caldas Novas Transmissão S.A. – CNT atua no setor de transmissão de energia elétrica. A companhia é responsavel pela implementação, pela operação e pela manutenção das instalações de transmissão compostas pela subestação Corumbá, em 345/139 KV-140 MVA.

Lago Azul Transmissão S.A. – LAZ

A ago Azul Transmissão S.A., tem como objetivo social a exploração de concessões de Serviços Públicos deTransmissão de Energia, prestados mediante implantação e exploração de instalações detransmissão e demais serviços complementares necessários à transmissão de energia elétrica

VSB Transmissora de Energia S.A. - VSB

A VSB Transmissora de Energia S.A., tem como objetivo social implantação e exploração de empreendimento composto de instalações de transmissão de energia elétrica no Estado de Goiás e no Distrito Federal.

Transenergia Goiás S.A. - TGO

A Transenergia Goiás S.A, tem como objetivo social a exploração de concessões de Serviços Públicos de Transmissão de Energia, prestados mediante implantação, operação e manutenção de instalações de transmissão e demais serviços complementares necessários à transmissão de energia elétrica.

Fonte: Administração/Fonte: website da Empresa

4.1 Avaliação das Empresas Investidas por FCD | Geração

32 Informações financeiras projetadas
33 Principais premissas operacionais
34 Taxa de desconto
35 Ativos e passivos não operacionais
36 Estimativa de valor

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Furnas	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Informações financeiras projetadas

Geração

As projeções foram baseadas em arquivos disponibilizados pela Administração, dentro do contexto do Plano Diretor de Negócios e Gestão (PDNG), estruturado para o quinquênio 2022-2026, além de outros documentos internos.

Premissas Gerais

- Datas-bases: 30 de junho de 2022;
- Período de projeção: foram projetados de acordo com os respectivos prazos dos contratos de concessão das Empresas Investidas;
- 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"). Vide página 34 para detalhes;
- Ajustes: Ativos e passivos não operacionais, incluindo caixa e endividamento, não foram considerados nas projeções de fluxo de caixa. Quando observados, foram tratados à parte e adicionados/subtraídos do valor presente dos fluxos de caixa, impactando no valor do capital das empresas;

Informações Financeiras Projetadas

- **Receita líquida**: As receitas foram projetadas de acordo com o volume e preço dos contratos de ACR e ACL firmados pelas Empresas Investidas. 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 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 um GSF médio de 80% em 2022, chegando a 89% em 2023, estabilizando-se em 90% de 2024 até o fim da projeção, conforme estimativa média de mercado. Adicionalmente, foi considerada a venda da totalidade da energia descontratada no mercado SPOT à tarifa de R$ 169/MWh. Destaca-se que algumas Empresas Investidas 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, 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$ 854,1/kW e uma alíquota de 0,4%, aplicável sobre a capacidade instalada. Já o cálculo da CFURH considerou uma TAR de R$ 83,8/kW 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 Investidas. A avaliação considerou a compra de energia no mercado SPOT à tarifa de R$ 169/MWh para fazer frente a eventuais déficits de energia projetados.

  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 nas datas-bases e novos investimentos foram projetadas de forma linear a uma taxa de 3,0% a 4,0% ao ano, a depender da empresa. 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 novos 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 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 FCD das Empresas Investidas do segmento de geração, consultar os Anexos de 2 a 5.

Os detalhes das premissas operacionais estão apresentados a seguir.

Início 1 Sumário executivo
2 Análise do mercado
3 Avaliação de Furnas
4 Avaliação das Investidas
5 Conclusão de valor
6 Itens de governança
7 Apêndices
8 Anexos

Principais premissas operacionais

Geração

A tabela a seguir apresenta as principais premissas operacionais utilizadas para cada uma das respectivas empresas na avaliação por FCD. Para detalhes das informações financeiras projetadas destas empresas, consultar os Anexos 2 a 5.

Empresas Avaliadas / Principais Premissas Operacionais	Companhia Hidrelétrica Teles Pires (CHTP), subsidiária integral de Teles Pires Participações S.A. (TPP)	Santo Antônio Energia S.A. (SAESA), subsidiária integral da Madeira Energia S.A. (MESA)	Foz do Chapecó Energia S.A., subsidiária integral da Chapecoense Geração S.A.	Empresa de Energia São Manoel S.A.
Período de concessão (anos)	36	25	38	35
Prazo da concessão	01/2047	08/2047	08/2039	12/1049
Período remanescente da concessão (anos)	24 anos e 7 meses	25 anos e 2 meses	17 anos e 2 meses	27 anos e 6 meses
Data fim do ACR	2047	2047	2039	2047
Capacidade instalada (MW)	1.807	3.568	855	736
Garantia física (MW)	939	2.424	432	430
Volume vendido ACR (MW)*	576	1.686	432	290
Volume vendido ACL (MW)*	307	737	0	90
Preço médio de venda (R$/MWh)*	125,7	217,2	293,4	151,3
Seguro GSF	S92	SP93 e SP100	SP100	SP92
Benefício SUDAM	2026	2028	-	2028

[1]Em 30/06/2022.

Fonte: Administração/EY

Início 1 Sumário executivo
2 Análise do mercado
3 Avaliação de Furnas
4 Avaliação das Investidas
5 Conclusão de valor
6 Itens de governança
7 Apêndices
8 Anexos

Taxa de desconto

Geração

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 Investidas do segmento de Geração avaliadas por FCD, consultar o Anexo 11.

Parâmetros	Companhia Hidrelétrica Teles Pires (CHTP), subsidiária integral de Teles Pires Participações S.A. (TPP)	Santo Antônio Energia S.A. (SAESA), subsidiária integral da Madeira Energia S.A. (MESA)	Foz do Chapecó Energia S.A., subsidiária integral da Chapecoense Geração S.A.	Empresa de Energia São Manoel S.A.
Beta desalavancado	0,54	0,59	0,54	0,54
Capital de terceiros/Capital próprio	62,7%	39,7%	62,7%	62,7%
Taxa de IR&CSLL[1]	30,4%	11,0%	34,0%	29,3%
Beta realavancado	0,78	0,93	0,77	0,78
Prêmio de risco de mercado	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%
Taxa livre de risco	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%
Risco Brasil	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%
Diferencial de inflação	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%
CAPM nominal	**12,0%**	**12,9%**	**12,0%**	**12,1%**
Custo da dívida real (post-tax)	**6,1%**	**10,9%**	**7,8%**	**7,5%**
Capital de terceiros (D)	**38,5%**	**28,4%**	**38,5%**	**38,5%**
Capital próprio (E)	**61,5%**	**71,6%**	**61,5%**	**61,5%**
Taxa de desconto (WACC)	**9,7%**	**11,8%**	**10,3%**	**10,3%**

[1]Alíquota média considerada ao longo da projeção.

Fonte: Administração/EY

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Furnas	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Ativos e passivos não operacionais

Geração

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 Investidas.

Para detalhes dos ajustes de valor incluídos no cálculo do valor justo das Empresas Investidas do segmento de Geração, avaliadas por FCD, consultar os Anexos 2 a 5.

Componentes dos ajustes R$ milhões	Teles Pires Participações S.A. (TPP)	Madeira Energia S.A.	Chapecoense Geração S.A.	Empresa de Energia São Manoel S.A.
(+) ANOPs*	175	135	65	251
(-) PNOPs*	(133)	(283)	(106)	(21)
Ativos (Passivos) NOPs, líquidos	**42**	**(149)**	**(41)**	**230**
(+) Caixa & equivalentes **	225	1.762	702	200
(-) Dívida total	(2.894)	(19.979)	(1.178)	(1.927)
Caixa líquido / (Dívida líquida)	**(2.669)**	**(18.217)**	**(477)**	**(1.727)**

*ANOPs e PNOPs são abreviações referentes respectivamente aos ativos não operacionais e passivos não operacionais. Vale mencionar que a conta de "Tributos Diferidos" foi dividida entre "Tributos Diferidos - Prejuízo Fiscal/Base Negativa" e "Tributos Diferidos - Diferenças Temporárias" de modo que, a primeira foi tratada como operacional nas projeções, enquanto a segunda, como NOP.

** Foi considerado apenas o saldo de caixa para deduzir da dívida bruta e obter a dívida líquida. O saldo de "Títulos e valores mobiliários", "Aplicações financeiras" e afins foi considerado na composição dos ativos não operacionais.

Fonte: Administração/EY

Estimativa de valor

Geração

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Furnas	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

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

Composição do valor R$ milhões	Teles Pires Participações S.A. (TPP)[1]	Madeira Energia S.A.[2]	Chapecoense Geração S.A. [3]	Empresa de Energia São Manoel S.A.
Valor operacional	4.180	19.747	5.311	3.184
Caixa líquido (dívida líquida)	(2.669)	(18.217)	(477)	(1.727)
NOPs, líquidos	42	(149)	(41)	230
Valor da empresa	**1.553**	1.381	**4.793**	**1.686**
% Participação Furnas	24,72%	72,37%	40,00%	33,33%
Valor justo da participação de Furnas na empresa	**384**	**1.000**	**1.917**	**562**

[1] Representa o valor justo do capital de CHTP, subsidiária integral de TPP, calculado por fluxo de caixa descontado e ajustado pela participação de TPP em CHTP, mais o valor de ativos e passivos não operacionais de TPP.

[2] Representa o valor justo do capital de SAESA, subsidiária integral de MESA, calculado por fluxo de caixa descontado e ajustado pela participação de MESA em SAESA, mais o valor de ativos e passivos não operacionais de MESA.

[3] Representa o valor justo do capital de Foz do Chapecó Energia S.A., subsidiária integral da Chapecoense Geração S.A., calculado por fluxo de caixa descontado e ajustado pela participação da Chapecoense Geração S.A. em Foz do Chapecó Energia S.A., mais o valor de ativos e passivos não operacionais de Chapecoense Geração S.A..

Fonte: Administração/EY

4.2 Avaliação das Empresas Investidas por FCD | Transmissão

38 Informações financeiras projetadas
39 Principais premissas operacionais
40 Taxa de desconto
41 Ativos e passivos não operacionais
42 Estimativa de valor

Informações financeiras projetadas

Transmissão

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Furnas	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

As projeções foram baseadas em arquivos disponibilizados pela Administração, dentro do contexto do Plano Diretor de Negócios e Gestão (PDNG), estruturado para o quinquênio 2022-2026, além de outros documentos internos.

Premissas Gerais

- **Data-base:** 30 de junho de 2022;
- **Período de projeção:** foram projetados os anos remanescentes para o término do contrato de concessão a partir da data-base.
- **Moeda:** Reais ("BRL") em termos nominais;
- **Taxa de desconto:** Calculada em Reais (BRL) em termos nominais, de acordo com a metodologia *Weighted Average Cost of Capital* ("WACC"). Vide página 40 para detalhes;
- **Ajustes:** Ativos e passivos não operacionais, incluindo caixa e endividamento, não foram considerados nas projeções de fluxo de caixa. Quando observados, foram tratados à parte e adicionados/subtraídos do valor presente dos fluxos de caixa, impactando no valor do capital das empresas avaliadas;

Informações Financeiras Projetadas

- **Receita:** As Receitas das Transmissoras é proveniente da Receita Anual Permitida ("RAP"), referente aos serviços prestados na Rede Básica e estabelecidas via contrato de concessão com a ANEEL. Para fins de contabilização da interpretação técnica CPC 47 (Reconhecimento de Receita de Contrato com Clientes), 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.
- **Custos e despesas operacionais:** 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. Dessa forma, a margem EBITDA projetada para análise das Empresas Investidas se manteve estável ao longo do período projetivo.
- **Capex:** Novos 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 Empresas Investidas 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:** As Transmissoras operam sob o regime de Lucro Real com as alíquotas IR e CSLL totalizando 34%, conforme a legislação vigente.
- **Capital de giro:** O capital de giro necessário à operação de cada uns dos ativos foi projetado observando o comportamento histórico das contas operacionais das empresas que encontram-se em operação comercial.

Para detalhes da avaliação por FCD das Empresas Investidas do segmento de Transmissão, consultar os Anexos de 6 a 8.

Os detalhes das premissas operacionais estão apresentados na página 39.

Início 1 Sumário executivo
2 Análise do mercado
3 Avaliação de Furnas
4 Avaliação das Investidas
5 Conclusão de valor
6 Itens de governança
7 Apêndices
8 Anexos

Principais premissas operacionais

Transmissão

A tabela a seguir apresenta as principais premissas operacionais utilizadas para cada uma das respectivas empresas na avaliação por FCD. Para detalhes das informações financeiras projetadas destas empresas, consultar os Anexos 6 a 8.

Empresas Avaliadas / Principais Premissas Operacionais	Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A.	Interligação Elétrica do Madeira S.A.	Mata de Santa Genebra Transmissão S.A.
Período de concessão (anos)	30	30	30
Fim da operação	06/2044	02/2039	04/2044
Período remanescente da concessão	22 anos	16 anos e 8 meses	21 anos e 10 meses
RAP – Ciclo 22/23 (R$ mil)	760.584	667.060	300.257
Indisponibilidade (% RAP)	1,6%	2,7%	0,6%
TFSEE (% ROB)	0,4%	0,4%	0,4%
RGR (% ROB)	0,0%	2,6%	0,0%
P&D (% ROL menos TFSEE e RGR)	1,0%	1,0%	1,0%

Fonte: Administração/Fonte: website da Empresa

Taxa de desconto

Transmissão

Início		
	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Furnas	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

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 Investidas do segmento de Transmissão avaliadas por FCD, consultar o Anexo 11.

Parâmetros	Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A.	Interligação Elétrica do Madeira S.A.	Mata de Santa Genebra Transmissão S.A.
Beta desalavancado	0,49	0,49	0,49
Capital de terceiros/Capital próprio	29,1%	29,1%	29,1%
Taxa de IR&CSLL	28,0%	32,0%	34,0%
Beta realavancado	0,59	0,58	0,58
Prêmio de risco de mercado	6,0%	6,0%	6,0%
Taxa livre de risco	2,8%	2,8%	2,8%
Risco Brasil	3,2%	3,2%	3,2%
Diferencial de inflação	1,2%	1,2%	1,2%
CAPM nominal	10,8%	10,8%	10,8%
Custo da dívida real (post-tax)	4,6%	5,8%	4,2%
Capital de terceiros (D)	22,5%	22,5%	22,5%
Capital próprio (E)	77,5%	77,5%	77,5%
Taxa de desconto (WACC)	9,4%	9,7%	9,3%

Para detalhes das taxas de desconto calculadas para as Empresas Investidas do segmento de Transmissão, avaliadas por FCD, consultar o Apêndice.

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Furnas	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

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 Investidas.

Para detalhes dos ajustes de valor incluídos no cálculo do valor justo das Empresas Investidas do segmento de Transmissão, avaliadas por FCD, consultar os Anexos 6 a 8.

Componentes dos ajustes R$ milhões	Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A.	Interligação Elétrica do Madeira S.A.	Mata de Santa Genebra Transmissão S.A.
(+) ANOPs*	168	119	310
(-) PNOPs**	(31)	(447)	(5)
Ativos (Passivos) NOPs, líquidos	**137**	**(328)**	**305**
(+) Caixa & equivalentes	174	381	34
(-) Dívida total	(3.076)	(1.512)	(1.815)
Caixa líquido / (Dívida Líquida)	**(2.902)**	**(1.131)**	**(1.781)**

*ANOPs e PNOPs são abreviações referentes respectivamente aos ativos não operacionais e passivos não operacionais.

Estimativa de valor

Transmissão

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Furnas	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

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

Composição do valor R$ milhões	Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A.	Interligação Elétrica do Madeira S.A.	Mata de Santa Genebra Transmissão S.A.
Valor Operacional	6.287	4.520	2.596
Caixa líquido (dívida líquida)	(2.902)	(1.131)	(1.781)
NOPs, líquidos	137	(328)	305
Valor da empresa	**3.522**	**3.060**	**1.121**
% Participação Furnas	**24,5%**	**24,5%**	**49,9%**
Valor justo da participação de Furnas na empresa	**863**	**750**	**559**

4.3 Avaliação das Empresas Investidas por Múltiplos de Mercado | Geração

44 Avaliação por múltiplos de mercado
45 Múltiplos das Comparáveis
46 Múltiplos selecionados
48 Estimativa de valor

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Furnas	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Avaliação por múltiplos de mercado

Geração

Na avaliação por múltiplos de mercado, os múltiplos de avaliação foram calculados com base em dados operacionais de empresas comparáveis de capital aberto ("Comparáveis"). Os múltiplos derivados de Comparáveis fornecem uma indicação de quanto um investidor no mercado estaria disposto a pagar por uma participação minoritária em uma determinada empresa. Esses múltiplos foram aplicados aos dados operacionais das empresas avaliadas para chegar a uma estimativa de valor operacional.

Para a seleção das Comparáveis, realizamos uma pesquisa no S&P Capital IQ utilizando os seguintes critérios:

1. Todas as empresas são negociadas publicamente;
2. Industria: Energia. Subsetor: Geração[1].
3. País: Brasil.

Nota:

1. Para as Empresas Investidas, o subsetor (foco de atuação) foi levado em consideração, sendo segregado entre Geração, Transmissão ou Distribuição. Nos casos em que a atuação de uma determinada empresa avaliada abrangia um ou mais subsetores, uma análise segregada de Receita Líquida e/ou EBITDA por subsetor foi realizada, baseada em informações disponíveis para a data-base.

Avaliação de Múltiplos

Na aplicação da metodologia, os múltiplos de avaliação foram derivados com base em demonstrações financeiras das Comparáveis.

Para eliminar os efeitos de diferentes estruturas de capital entre as Comparáveis, os múltiplos de avaliação foram derivados em uma base não-alavancada.

Assim, os múltiplos foram derivados com base no valor operacional (*enterprise value* – "EV"), sendo eles:

- EV / Receita Líquida LTM
- EV / Receita Líquida LFY
- EV / EBITDA LTM
- EV / EBITDA LFY

Os múltiplos são referentes ao último exercício fiscal (*last fiscal year* – "LFY") e aos últimos doze meses imediatamente anteriores a data-base (*last twelve months* – "LTM")

Comparação operacional e financeira

Após identificar empresas de capital aberto razoavelmente semelhantes e calcular múltiplos adequados, foi necessário analisar o desempenho operacional e financeiro das empresas avaliadas em relação às Comparáveis. Na avaliação e comparação das empresas avaliadas, foram considerados os seguintes fatores:

- **Rentabilidade** – As margens EBITDA das empresas foram classificadas ao longo do intervalo das indicações de margens observado para as Comparáveis nos períodos analisados (LTM e LFY).
- **Crescimento** – As taxas de crescimento anual de Receita Líquida e de EBITDA das empresas avaliadas foram classificadas ao longo do intervalo das indicações das respectivas taxas de crescimento observadas para as Comparáveis nos períodos analisados (LTM e LFY).

Estimativa de valor

Os múltiplos selecionados foram aplicados às métricas financeiros correspondentes das empresas, o que resultou em uma série de valores operacionais.

Para o EBITDA, foram realizados ajustes sobre resultados não recorrentes e/ou que não possuem efeito caixa.

Os valores derivados de cada um dos múltiplos selecionados foram ponderados, de acordo com a relevância das métricas financeiras analisadas (Receita Líquida LTM, Receita Líquida LFY, EBITDA LTM e EBITDA LFY).

O valor operacional ponderado foi ajustado pelos saldos de caixa, dívida, ativos não operacionais e passivos não operacionais, resultando em uma estimativa de valor justo para cada uma das empresas avaliadas da data-base.

Consulte o Anexo 9 para os cálculos detalhados.

Início 1 Sumário executivo
2 Análise do mercado
3 Avaliação de Furnas
4 Avaliação das Investidas
5 Conclusão de valor
6 Itens de governança
7 Apêndices
8 Anexos

Múltiplos das Comparáveis

Geração

A tabela abaixo apresenta os múltiplos das Comparáveis selecionadas do segmento de geração. Para detalhes sobre as informações financeiras das empresas comparáveis, consultar o Anexo 11.

Múltiplos das Comparáveis | Geração

Empresa	EV/ EBITDA LTM	EV/ ROL LTM	EV/ EBITDA LFY	EV/ ROL LFY
Alupar Investimento S.A.	5,0x	4,0 x	4,1 x	3,0 x
CPFL Energia S.A.	5,9x	1,5 x	5,5 x	1,3 x
Engie Brasil Energia S.A.	6,9x	4,1 x	6,4 x	3,5 x
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras	4,7x	3,4 x	3,6 x	2,4 x
Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A.	15,4x	1,7 x	12,0 x	5,1 x
Rio Paranapanema Energia S.A.	6,7x	2,4 x	3,3 x	3,3 x
Neoenergia S.A.	4,8x	1,2 x	5,2 x	1,2 x
Mínimo	4,7 x	1,2 x	3,3 x	1,2 x
1o Quartil	4,9 x	1,6 x	3,8 x	1,8 x
Média	7,1 x	2,6 x	5,7 x	2,8 x
3o Quartil	6,8 x	3,7 x	6,0 x	3,4 x
Máximo	15,4 x	4,1 x	12,0 x	5,1 x
Mediana	5,9x	2,4 x	5,2 x	3,0 x

Fonte: Capital IQ

Início 1 Sumário executivo
2 Análise do mercado
3 Avaliação de Furnas
4 Avaliação das Investidas
5 Conclusão de valor
6 Itens de governança
7 Apêndices
8 Anexos

Múltiplos selecionados

Geração

A tabela abaixo apresenta os valores operacionais derivados da aplicação dos múltiplos, bem como a respectiva ponderação selecionada. Para detalhes sobre o cálculo de múltiplos das Empresas Investidas do segmento de Geração, consultar o Anexo 9.

Valores derivados da aplicação dos múltiplos de mercado e ponderação (peso)

Empresa	EV/ EBITDA LTM	Peso (%)	EV/ ROL LTM	Peso (%)	EV/ EBITDA LFY	Peso (%)	EV/ ROL LFY	Peso (%)
Madeira Energia S.A.	11,1x	36%	3,7x	24%	9,0x	24%	3,4x	16%
Chapecoense Geração S.A.	6,8x	30%	3,7x	20%	6,0x	30%	3,4x	20%
Empresa de Energia São Manoel S.A.	15,4x	100%	4,1x	0%	12,0x	0%	5,1x	0%
Teles Pires Participações S.A.	15,4x	30%	4,1x	20%	12,0x	30%	5,1x	20%
Tijoá Participações e Investimentos S.A.	6,8x	30%	3,7x	20%	6,0x	30%	3,4x	20%
Enerpeixe S.A.	7,1x	30%	2,6x	20%	5,7x	30%	3,4x	20%
Serra do Facão Energia S.A.	6,8x	30%	3,7x	20%	6,0x	30%	3,4x	20%
Retiro Baixo Energética S.A.	6,8x	30%	3,7x	20%	12,0x	30%	5,1x	20%
Baguari Energia S.A.	0,0x	0%	0,0x	0%	6,0x	60%	3,4x	40%
Brasil Ventos Holding	15,4x	30%	4,1x	20%	12,0x	30%	5,1x	20%

Múltiplos selecionados

Geração

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Furnas	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Comentários específicos em relação à avaliação por múltiplos

Ponderação entre os múltiplos selecionados

De maneira geral, a ponderação entre os múltiplos selecionados seguiu os seguintes critérios:

- **EV/EBITDA Ajustado[1] LTM** Foi atribuído um peso equivalente a 30%, na ponderação entre os múltiplos.
- **EV/EBITDA Ajustado[1] LFY** Foi atribuído um peso equivalente a 30%, na ponderação entre os múltiplos.
- **EV/ROL LTM** Foi atribuído um peso equivalente a 20%, na ponderação entre os múltiplos.
- **EV/ROL LFY** Foi atribuído um peso equivalente a 20%, na ponderação entre os múltiplos.

As exceções aos critérios de ponderação dos múltiplos estão descritas a seguir:

- **Madeira Energia S.A:** Foi observado um crescimento de EBITDA significativo entre 30 dezembro de 2021 (LFY) e 30 de junho de 2022 (LTM), correspondente a 48%. Desta forma, um menor peso, de 40%, foi atribuído às métricas correspondentes ao LFY, de maneira a capturar a melhora operacional recente da empresa.
- **Empresa de Energia São Manoel S.A.:** Foi observado um ganho de margem EBITDA significativo entre 30 dezembro de 2021 (LFY) e 30 de junho de 2022 (LTM), de 50,6% a 56,8% e que a métrica EBITDA e margem EBITDA reflete a condição atual da operação da empresa. Desta forma, não atribuímos peso às métricas correspondentes ao LFY e nem para a métrica EV/ROL, de maneira a capturar a melhora operacional recente da empresa.
- **Baguari Energia S.A.:** Não tivemos acesso as demonstrações financeiras históricas findas em 30 de junho de 2022. Desta forma, nossas análises se basearam nas informações financeiras findas em 31 de dezembro de 2021.

Nota:

(1) Para fins de avaliação de múltiplos foram utilizados EBITDA's Ajustados. Os ajustes realizados levaram em consideração resultados não recorrentes e que não possuem efeito caixa, assim como, resultados de *Impairment*.

Início
1 Sumário executivo
2 Análise do mercado
3 Avaliação de Furnas
4 Avaliação das Investidas
5 Conclusão de valor
6 Itens de governança
7 Apêndices
8 Anexos

Estimativa de valor

Geração

A tabela abaixo apresenta a composição do valor justo estimado para cada uma das empresas avaliadas por múltiplos, do segmento de geração. Conforme detalhado anteriormente, os valores operacionais obtidos pela aplicação dos múltiplos foram ajustados pelos itens não operacionais de cada empresa, resultando no valor estimado para a totalidade do capital destas empresas.

Empresa	Valor operacional[1]	Caixa (+)	Dívida (-)	Ativos NOPs (+)	Passivos NOPs (-)	Valor da empresa (=)	Participação (%)[2]	Valor Justo após participação
Madeira Energia S.A.	**20.924**	1.762	(19.979)	135	(283)	**2.559**	72,37%	1.852
Chapecoense Geração S.A.	**4.936**	702	(1.178)	65	(106)	**4.419**	40,00%	1.767
Empresa de Energia São Manoel S.A.	**2.897**	200	(1.927)	251	(21)	**1.400**	33,33%	466
Teles Pires Participações S.A.	**4.039**	225	(2.894)	175	(133)	**1.412**	24,72%	349
Tijoá Participações e Investimentos S.A.	**769**	35	0	0	(40)	**763**	49,90%	381
Enerpeixe S.A.	**1.252**	37	(597)	99	(56)	**735**	40,00%	294
Serra do Facão Energia S.A.	**2.059**	268	0	21	(37)	**2.311**	54,01%	1.248
Retiro Baixo Energética S.A.	**416**	113	(62)	9	(9)	**466**	49,00%	228
Baguari Energia S.A.	**384**	2	0	0	(105)	**281**	30,62%	86
Brasil Ventos Holding	**621**	65	(499)	39	(92)	**135**	100,00%	135

Notas:
(1) Para detalhes sobre o cálculo de múltiplos das Empresas Investidas do segmento de Geração, consultar o Anexo 9.
(2) Conforme fornecido pela Administração.

Fonte: EY/Administração

4.4 Avaliação das Empresas Investidas por Múltiplos de Mercado | Transmissão

50 Avaliação por múltiplos de mercado
51 Múltiplos das comparáveis
52 Múltiplos selecionados
54 Estimativa de valor

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Furnas	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Avaliação por múltiplos de mercado

Transmissão

Na avaliação por múltiplos de mercado, os múltiplos de avaliação foram calculados com base em dados operacionais de empresas comparáveis de capital aberto ("Comparáveis"). Os múltiplos derivados de Comparáveis fornecem uma indicação de quanto um investidor no mercado estaria disposto a pagar por uma participação minoritária em uma determinada empresa. Esses múltiplos foram aplicados aos dados operacionais das empresas avaliadas para chegar a uma estimativa de valor operacional.

Para a seleção das Comparáveis, realizamos uma pesquisa no S&P Capital IQ utilizando os seguintes critérios:

1. Todas as empresas são negociadas publicamente;
2. Industria: Energia. Subsetor: Transmissão[1].
3. País: Brasil.

Nota:

1. Para as Empresas Investidas, o subsetor (foco de atuação) foi levado em consideração, sendo segregado entre Geração, Transmissão ou Distribuição. Nos casos em que a atuação de uma determinada empresa avaliada abrangia um ou mais subsetores, uma análise segregada de Receita Líquida e/ou EBITDA por subsetor foi realizada, baseada em informações disponíveis para a data-base.

Avaliação de Múltiplos

Na aplicação da metodologia, os múltiplos de avaliação foram derivados com base em demonstrações financeiras das Comparáveis.

Para eliminar os efeitos de diferentes estruturas de capital entre as Comparáveis, os múltiplos de avaliação foram derivados em uma base não-alavancada.

Assim, os múltiplos foram derivados com base no valor operacional (*enterprise value* – "EV"), sendo eles:

- EV / RAP LTM+1: Receita Anual Permitida para o ciclo 2022/2023
- EV / RAP LTM: Receita Anual Permitida para o ciclo 2021/2022
- EV / EBITDA LTM
- EV / EBITDA LFY

Os múltiplos de EBITDA são referentes ao último exercício fiscal (*last fiscal year* – "LFY") e aos últimos doze meses imediatamente anteriores a data-base (*last twelve months* – "LTM")

Comparação operacional e financeira

Após identificar empresas de capital aberto razoavelmente semelhantes e calcular múltiplos adequados, foi necessário analisar o desempenho operacional e financeiro das empresas avaliadas em relação às Comparáveis. Na avaliação e comparação das empresas avaliadas, foram considerados os seguintes fatores:

- **Rentabilidade** – As margens EBITDA das empresas foram classificadas ao longo do intervalo das indicações de margens observado para as Comparáveis nos períodos analisados (LTM e LFY).
- **Crescimento** – As taxas de crescimento da RAP e de EBITDA das empresas avaliadas foram classificadas ao longo do intervalo das indicações das respectivas taxas de crescimento observadas para as Comparáveis nos períodos analisados (LTM, LFY, para EBITDA e LTM + 1, para RAP).

Estimativa de valor

Os múltiplos selecionados foram aplicados às métricas financeiras correspondentes das empresas, o que resultou em uma série de valores operacionais.

Para o EBITDA, foram realizados ajustes sobre resultados não recorrentes e/ou que não possuem efeito caixa.

Os valores derivados de cada um dos múltiplos selecionados foram ponderados, de acordo com a relevância das métricas financeiras analisadas (RAP LTM, RAP LTM+1, EBITDA LTM e EBITDA LFY).

O valor operacional ponderado foi ajustado pelos saldos de caixa, dívida, ativos não operacionais e passivos não operacionais, resultando em uma estimativa de valor justo para cada uma das empresas avaliadas da data-base.

Consulte o Anexo 10 para os cálculos detalhados.

Múltiplos das comparáveis

Transmissão

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Furnas	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

A tabela abaixo apresenta os múltiplos das Comparáveis selecionadas do segmento de Transmissão. Para detalhes sobre as informações financeiras das empresas comparáveis, consultar o Anexo 11.

Múltiplos das Comparáveis | Transmissão

Empresa	EV/ EBITDA LTM	EV/ RAP LTM	EV/ EBITDA LFY	EV/ RAP LFY
Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A.	5,6x	11,3x	4,8 x	10,7 x
CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista S.A.	5,3x	10,2x	5,1 x	7,9 x
Minimo	5,3 x	10,2 x	4,8 x	7,9 x
1o Quartil	5,4 x	10,5 x	4,9 x	8,6 x
Média	5,5 x	10,8 x	4,9 x	9,3 x
3o Quartil	5,5 x	11,0 x	5,0 x	10,0 x
Máximo	5,6 x	11,3 x	5,1 x	10,7 x
Mediana	5,5x	10,8x	4,9x	9,3x

Fonte: Capital IQ

Início 1 Sumário executivo
2 Análise do mercado
3 Avaliação de Furnas
4 Avaliação das Investidas
5 Conclusão de valor
6 Itens de governança
7 Apêndices
8 Anexos

Múltiplos selecionados

Transmissão

A tabela abaixo apresenta os valores operacionais derivados da aplicação dos múltiplos, bem como a respectiva ponderação selecionada. Para detalhes sobre o cálculo de múltiplos das Investidas do segmento de Transmissão, consultar o Anexo 10.

Valores derivados da aplicação dos múltiplos de mercado e ponderação (peso)

Empresa (em R$ milhões)	EV/ EBITDA LTM	Peso (%)	EV/ RAP LTM + 1	Peso (%)	EV/ EBITDA LFY	Peso (%)	EV/ RAP LTM	Peso (%)
Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A.	5,3 x	16,0%	9,7 x	64,0%	5,0 x	4,0%	10,8 x	16,0%
Interligação Elétrica Madeira S.A.	5,6 x	16,0%	9,3 x	64,0%	5,1 x	4,0%	10,8 x	16,0%
Mata de Santa Genebra Transmissão S.A. - (MSG)	5,6 x	20,0%	9,3 x	64,0%	5,1 x	0,0%	11,0 x	16,0%
Parnaíba Transmissora de Energia S.A. - PTE	5,6 x	16,0%	9,3 x	64,0%	4,8 x	4,0%	10,8 x	16,0%
Triângulo Mineiro Transmissora S.A. - TMT	5,3 x	16,0%	9,3 x	64,0%	4,9 x	4,0%	10,8 x	16,0%
Goiás Transmissão S.A. - GOT	5,6 x	16,0%	9,3 x	64,0%	5,1 x	4,0%	11,0 x	16,0%
Transenergia Renovável S.A. - TER	5,3 x	16,0%	9,3 x	64,0%	5,1 x	4,0%	10,8 x	16,0%
MGE Transmissão S.A.	5,3 x	16,0%	10,7 x	64,0%	5,1 x	4,0%	11,0 x	16,0%
Transenergia São Paulo S.A. - TSP	5,6 x	16,0%	9,3 x	64,0%	5,1 x	4,0%	11,0 x	16,0%
Caldas Novas Transmissão S.A. - CNT	5,6 x	20,0%	9,3 x	64,0%	5,1 x	0,0%	11,0 x	16,0%
Lago Azul Transmissão S.A. - LAZ	5,6 x	16,0%	9,3 x	64,0%	5,1 x	4,0%	10,8 x	16,0%
Vale do São Bartolomeu Transmissora de Energia S.A. - VSB	5,6 x	16,0%	9,3 x	64,0%	5,1 x	4,0%	10,8 x	16,0%
Transenergia Goiás S.A. - TGO	5,6 x	16,0%	9,3 x	64,0%	5,1 x	4,0%	10,8 x	16,0%

Fonte: EY/Administração

Múltiplos selecionados

Transmissão

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Furnas	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Comentários específicos em relação à avaliação por múltiplos

Ponderação entre os múltiplos selecionados

De maneira geral, a ponderação entre os múltiplos selecionados seguiu os seguintes critérios:

- **EV/RAP LTM+1:** Foi atribuído o maior peso, equivalente a 64%, na ponderação entre os múltiplos. A receita das transmissoras, conhecida como RAP (Receita Anual Permitida), é definida por resoluções homologatórias da ANEEL, divulgadas anualmente na Revisão Tarifária Periódica, que estabelece a previsão da RAP para os próximos 12 meses, corrigida pela inflação. Desta forma, o maior peso atribuído a RAP para o próximo ciclo (2022-2023) visa capturar o crescimento esperado, já considerando a remuneração para os investimentos realizados.
- **EV/RAP LTM:** Foi atribuído um peso equivalente a 16%, na ponderação entre os múltiplos.
- **EV/EBITDA LTM:** Foi atribuído um peso equivalente a 16%, na ponderação entre os múltiplos.
- **EV/EBITDA LFY:** Foi atribuído um peso equivalente a 4%, na ponderação entre os múltiplos.

Apesar de um maior peso dado para o múltiplo EV/RAP LTM+1, a análise de múltiplos de mercado também capturou a performance histórica de cada empresa frente às Comparáveis.

As exceções aos critérios de ponderação dos múltiplos estão descritas a seguir:

- **Mata de Santa Genebra:** Conforme divulgado em nota explicativa nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2021, ao longo de 2021 ocorreram eventos que impactaram as operações da empresa, como o desligamento da linha, em função da queda de torres. Desta forma, o EBITDA referente ao LFY não reflete adequadamente a performance operacional recorrente da empresa. Por isso, o múltiplo EV/EBITDA LFY não foi incluído na análise e um peso de 20% foi atribuído ao EV/EBITDA LTM.

Fonte: EY/Administração

Início
1 Sumário executivo
2 Análise do mercado
3 Avaliação de Furnas
4 Avaliação das Investidas
5 Conclusão de valor
6 Itens de governança
7 Apêndices
8 Anexos

Estimativa de valor

Transmissão

A tabela abaixo apresenta a composição do valor justo estimado para cada uma das empresas avaliadas por múltiplos, do segmento de transmissão. Conforme detalhado anteriormente, os valores operacionais obtidos pela aplicação dos múltiplos foram ajustados pelos itens não operacionais de cada empresa, resultando no valor estimado para a totalidade do capital destas empresas.

Empresa (em R$ milhões)	Valor operacional[1]	Caixa (+)	Dívida (-)	Ativos NOPs (+)	Passivos NOPs (-)	Valor da empresa (=)	Participação (%)[2]	Valor Justo após participação
Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A.	6.717	174	(3.076)	168	(31)	3.952	24,50%	968
Interligação Elétrica Madeira S.A.	6.014	381	(1.512)	119	(447)	4.554	24,50%	1.116
Mata de Santa Genebra Transmissão S.A. - (MSG)	2.727	34	(1.815)	310	(5)	1.252	49,90%	625
Parnaíba Transmissora de Energia S.A. - PTE	1.509	69	(566)	2	(31)	983	24,50%	241
Triângulo Mineiro Transmissora S.A. - TMT	437	10	(42)	8	(8)	405	49,00%	198
Goiás Transmissão S.A. - GOT	768	39	(354)	1	(3)	451	49,00%	221
Transenergia Renovável S.A. - TER	632	34	(124)	0	(3)	540	49,00%	265
MGE Transmissão S.A.	594	19	(114)	1	(2)	497	49,90%	248
Transenergia São Paulo S.A. - TSP	247	17	(120)	1	(4)	141	24,50%	35
Caldas Novas Transmissão S.A. – CNT	64	1	(6)	0	(1)	58	49,90%	29
Lago Azul Transmissão S.A. - LAZ	48	2	0	0	(1)	49	49,90%	24
Vale do São Bartolomeu Transmissora de Energia S.A. - VSB	398	12	(37)	0	(7)	366	39,00%	143
Transenergia Goiás S.A. - TGO	147	26	0	0	(2)	171	100,00%	171

Notas:
(1) Para detalhes sobre o cálculo de múltiplos das Empresas Investidas do segmento de Transmissão, consultar o Anexo 10.
(2) Conforme fornecido pela Administração.

Fonte: EY/Administração

5 Conclusão de valor

56 Conclusão de valor

Conclusão de valor

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Furnas	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Conforme apresentado na seção de metodologia, selecionamos a Metodologia do FCD para a conclusão de valor de Furnas Controladora e suas Empresas Investidas de capital fechado cujo o valor do investimento, registrado contabilmente pela Empresa na data-base, fosse igual ou superior à R$ 278 milhões. A metodologia de Múltiplos de Empresas Comparáveis foi utilizada para todas as empresas dentro do escopo de avaliação. No entanto, para as empresas já avaliadas por FCD, Market Cap, ou Valor Transacionado, esta metodologia foi utilizada como análise de razoabilidade para os valores estimados e não para a conclusão de valor.

Dessa forma, de acordo com os parâmetros e premissas mencionados, nossa conclusão de Valor Justo para o total do capital da Empresa é apresentada abaixo:

Composição de Valor (em milhões de BRL)		
Valor Operacional | Furnas		**42.217**
Ativos (passivos) não operacionais		(775)
Caixa líquido (Dívida líquida)		(8.583)
Valor da Empresa | Furnas		**32.859**
Valor das Empresas Investidas		**9.982**
Valor da Empresa | Consolidado		**42.841**
Valor por ação*	**Quantidade (mil)**	**Valor Unitário (R$/ação)**
ON	52.739.026	R$ 0,634
PN	14.864.685	R$ 0,634

Fonte: EY / Administração

Empresas Investidas	% Participação	Valor justo
Madeira Energia S.A.	72,37%	1.000
Chapecoense Geração S.A.	40,00%	1.917
Empresa de Energia São Manoel S.A.	33,33%	562
Teles Pires Participações S.A.	24,72%	384
Tijoá Participações e Investimentos S.A.	49,90%	381
Enerpeixe S.A.	40,00%	294
Serra do Facão Energia S.A.	54,01%	1.248
Retiro Baixo Energética S.A.	49,00%	228
Baguari Energia S.A.	30,62%	86
Brasil Ventos Energia S.A.	100,00%	135
Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A.	24,50%	863
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	24,50%	750
Mata de Santa Genebra Transmissão S.A.	49,90%	559
Parnaíba Transmissora de Energia S.A.	24,50%	241
Triângulo Mineiro Transmissora S.A.	49,00%	198
Goiás Transmissão S.A.	49,00%	221
Transenergia Renovável S.A.	49,00%	265
MGE Transmissão S.A.	49,90%	248
Transenergia São Paulo S.A.	24,50%	35
Caldas Novas Transmissão S.A.	49,90%	29
Lago Azul Transmissão S.A.	49,90%	24
Vale do São Bartolomeu Transmissora de Energia S.A.	39,00%	143
Transenergia Goiás S.A.	100,00%	171
Total		9.982

Com base na análise dos direitos e benefícios de cada uma das classes de ações e do histórico de pagamento de dividendos por classe de ação, concluiu-se que não há diferenciação econômica para as ações ON e PN de Furnas.

O valor justo da Empresa, consolidado, representa o valor justo de Furnas Controladora somado ao valor justo de suas Empresas Investidas.

Essa estimativa de valor não considera possíveis contingências, insuficiências ou superveniências ativas ou passivas que não estejam registradas nas posições patrimoniais da Empresa e de suas Empresas Investidas, 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 de justo de R$ 42.841 milhões para 100% do capital de Furnas na data-base de 30 de junho de 2022.

* Valor por ação não reconcilia com o valor da empresa devido a arredondamentos.

6 Itens de governança

58 Declaração de limitações gerais

Declaração de limitações gerais

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Furnas	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Nossa análise é baseada em informações fornecidas pela administração da Eletrobras. De acordo com as práticas profissionais, a análise é derivada da aplicação da Abordagem da Renda utilizando a metodologia do Fluxo de Caixa Descontado.

Para atingir o objetivo do trabalho de Avaliação Econômico-Financeira, foram aplicados procedimentos sempre baseados em fatos históricos, econômicos e de mercado vigentes em 30 de junho 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.

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.

Nenhum dos sócios ou profissionais da EY que fizeram parte da equipe responsável por este trabalho possui participação financeira na Empresa e/ou Empresas Investidas, 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.

Este estudo foi realizado com base nas informações fornecidas pela Administração, 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 e projetadas utilizadas neste Relatório.

As projeções são baseadas nas informações reportadas nas demonstrações financeiras, fornecidas pela administração da Eletrobras, nas experiências adquiridas em reuniões e nas discussões mantidas com a administração da Eletrobras.

Fez parte do nosso trabalho obter informações com Furnas e Eletrobras que julgamos confiáveis, sendo a responsabilidade pela sua veracidade exclusivamente da administração da Eletrobras.

Não foram efetuadas investigações sobre os títulos de propriedade da Empresa, nem verificações da existência de ônus ou gravames.

A EY não é responsável por atualizar este relatório para refletir eventos e circunstâncias que podem ocorrer após a data-base.

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.

Não foi considerado nenhum prêmio de controle na avaliação. Portanto, considerou-se que a estimativa de valor de Furnas representa 100% de suas ações.

Não tivemos a oportunidade de expor os negócios ou ativos da Empresa, individualmente ou em conjunto, ao mercado. Como consequência, não pudemos concluir se existem potenciais compradores que desejam pagar uma quantia pelo negócio que exceda a nossa estimativa alcançada.

Este relatório, as estimativas/expectativas, bem como as conclusões apresentadas, são para o uso exclusivo da Administração e dos acionistas de Furnas e da Eletrobras, no âmbito da deliberação da operação de Incorporação de Ações. Sendo assim, este documento não pode ser distribuído para outras partes, exceto se requisitado por autoridades locais e fiscais, auditores e advogados das partes, ou sob as seguintes condições:

- A EY deverá ser notificada a respeito de qualquer distribuição deste relatório, que, por sua vez, deverá ser previamente aprovada;
- Os receptores deverão se comprometer, por escrito, a não distribuir este relatório a nenhuma outra parte;
- Este relatório não deverá ser distribuído em partes;

Declaração de limitações gerais

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Furnas	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

- Qualquer usuário deste relatório deve estar ciente das condições que nortearam este trabalho, bem como das situações de mercado e econômicas do Brasil; e
- Caso necessário, a EY responderá às perguntas dos receptores relativas a este relatório, às custas de Furnas, somente se for acordado anteriormente com os receptores o escopo de tais perguntas e respostas.

Este relatório foi preparado para o propósito 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.

Certos dados financeiros usados em nossa avaliação foram derivados de demonstrações financeiras auditadas e/ou não auditadas e são de responsabilidade da administração da Eletrobras. 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.

Não assumimos qualquer responsabilidade por quaisquer decisões negociais, contábeis ou fiscais, que são de responsabilidade da administração da Eletrobras. Entendemos que a administração da Eletrobras 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.

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).

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.

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. O método do FCD não antecipa mudanças nos ambientes externo e interno em que a empresa está inserida, exceto aquelas apontadas neste relatório.

7 Apêndices

61 Metodologias de avaliação
62 Metodologia taxa de desconto
63 Análise macroeconômica
64 Empresa comparáveis

Metodologias de avaliação

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Furnas	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Na avaliação do valor patrimonial ou empresarial de uma empresa, três abordagens diferentes podem ser empregadas para estimar o Valor Justo de Mercado das partes interessadas: a Abordagem de Renda, a Abordagem de Mercado e a Abordagem de Custo. Embora cada uma destas abordagens seja inicialmente considerada na avaliação, a natureza e características da empresa indicarão qual abordagem, ou abordagens, é a mais aplicável.

Abordagem de renda

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

O fluxo de caixa disponível para distribuição é definido, para fins desta análise, como a quantidade de caixa que poderia ser distribuída sem prejudicar a lucratividade futura ou as operações da empresa. O fluxo de caixa disponível para distribuição e o valor terminal (o valor da empresa sujeita no final do período de estimativa) são então descontados para valor presente para se obter uma indicação do valor da empresa comercial para cada empresa. Para fins desta análise, os fluxos de caixa para todos os investidores são estimados, portanto, a dívida remunerada e a despesa com 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;
- Avaliado e ajustado 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 de custos

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.

Metodologia taxa de desconto

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Furnas	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Cálculo da WACC

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

Onde:

- = Capital próprio/capital de terceiro
- = Custo do capital próprio
- = Valor da dívida remunerada/valor da totalidade do capital
- = Custo do capital de terceiros

Custo de capital próprio

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

onde:

- = Taxa de retorno livre de risco
- = Risco sistemático do capital
- = Prêmio de risco de mercado

A metodologia do *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) mede a ponderação do custo de dívida e capital próprio pela porcentagem de cada um deles na estrutura de capital da empresa.

A magnitude da taxa de desconto está relacionada com o risco percebido do investimento. O conceito de risco envolve uma situação de investimento em que se conhece uma taxa de retorno sem risco e completa incerteza de retorno monetário. Quando um investidor analisa dois investimentos de mesmo retorno monetário, acaba optando por aquele que menor risco. Assim, quanto maior o risco, maior o retorno esperado.

Custo do capital próprio

Para estimar o custo de oportunidade do capital próprio, é utilizado o *Capital Asset Pricing model* (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 de mercado do risco (prêmio de risco de mercado).

Taxa livre de risco

O prêmio oferecido pelo *US Treasury bond* de 20 anos foi utilizado como retorno aproximado de uma taxa livre de risco. As taxas de títulos mais longos são geralmente consideradas como um resultado mais próximo de uma taxa livre de risco e, apesar de títulos de 30 anos existirem, as taxas dos títulos de 20 anos não refletem a demanda adicional por tais títulos mais longos, considerados como o maior prazo de segurança possível.

Beta

Beta foi selecionado com base na análise de betas de ações de empresas de capital aberto similares. Um coeficiente de beta de 1,0 implica que o retorno da companhia varia de acordo com o mercado em geral. Os betas das empresas comparáveis foram extraídos do S&P Capital IQ. Nosso beta desalavancado para a Empresa é equivalente a média dos betas das empresas comparáveis.

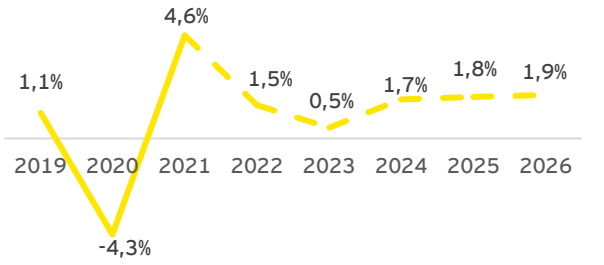
Prêmio de risco de mercado

EY utilizou um prêmio de risco de mercado de 6,0% em nossa estimativa de retorno de capital. Tal prêmio é estimado de acordo com o retorno de um investidor de longo prazo requer frente a demais retornos livres de risco segundo um portfolio diversificado de ações de companhias negociadas nos Estados Unidos. Nosso prêmio leva em consideração retornos históricos realizados tanto no curto quanto estimativas para o longo prazo, estudos acadêmicos publicados recentemente, e reflete o aumento da volatilidade de mercado e incertezas criadas pela pandemia do corona vírus.

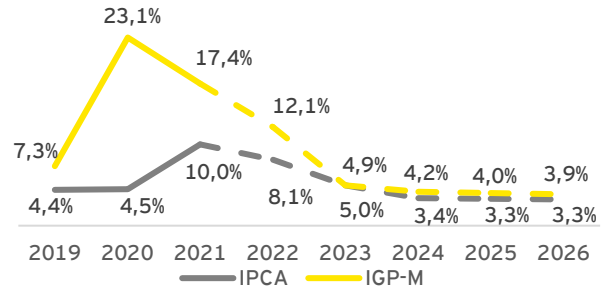
Análise macroeconômica

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Furnas	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

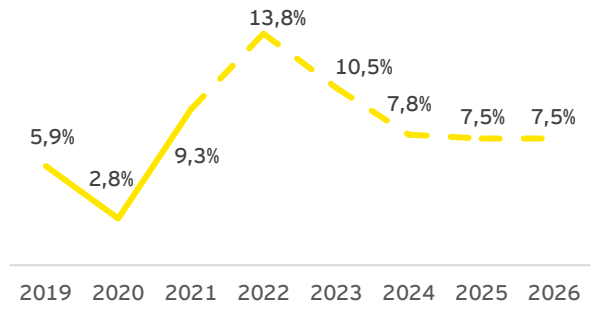
PIB anual (%)



Inflação anual (%)



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 2021 em 4,6%. Segundo expectativas do Bacen, até 30 de junho de 2022, é esperado um crescimento médio de 1,5% do PIB em 2022 e 0,5% em 2023.

Inflação

O índice de inflação oficial, IPCA (Índice de Preços ao Consumidor Amplo), foi de 10,0% em 2021. De acordo com as expectativas de mercado apresentadas pelo Bacen até 30 de junho de 2022, a variação do índice de inflação IPCA deve chegar a 8,1% em 2022 e 5,0% em 2023. Já o Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M), calculado pela FGV, fechou ano de 2021 em 17,4%. As expectativas dos analistas do Boletim Focus é de que esse índice fique em 12,1% em 2022 e 4,9% em 2023. O aumento da inflação impacta diretamente na tarifa de energia elétrica, a qual é reajustada anualmente com base na variação do IPCA registrada no período.

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, elevar a taxa básica de juros para 13,25% a.a., em reunião realizada em 15 de junho de 2022. O Comitê entende que essa decisão reflete seu cenário básico e balanço de riscos de variância maior do que a usual para a inflação prospectiva e é compatível com a convergência da inflação para a meta no horizonte relevante, que inclui o ano-calendário de 2022 e 2023.

A taxa de câmbio fechou o mês de março de 2022 em 5,24 BRL/USD. As expectativas de mercado apontam para taxas médias de 5,09 BRL/USD para 2022 e 5,10 BRL/USD para 2023.

Risco-Brasil[1]

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 março de 2022 em 294 pontos-base, o que indica uma diferença de 2,94 p.p. entre o desempenho dos títulos brasileiros e dos títulos norte-americanos. A média dos últimos 6 meses foi de 3,34 p.p. Fonte: Embi+, calculado pelo JP Morgan.

Início 1 Sumário executivo
2 Análise do mercado
3 Avaliação de Furnas
4 Avaliação das Investidas
5 Conclusão de valor
6 Itens de governança
7 Apêndices
8 Anexos

Empresas comparáveis

Geração

Empresa	Descrição
CPFL Energia S.A.	A CPFL Energia S.A., por meio de suas subsidiárias, gera, transmite, distribui e comercializa energia elétrica para clientes residenciais, industriais e comerciais no Brasil. A empresa gera eletricidade por meio de usinas eólicas, de biomassa, solares e hidrelétricas. Em 31 de dezembro de 2021, a empresa distribuía eletricidade para 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 transformação 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 atua na geração, transformação, distribuição e comercialização de energia para clientes industriais, residenciais, comerciais, rurais entre outros, principalmente no Estado do Paraná, Brasil. A COPEL também está envolvida na distribuição de gás natural canalizado. Em 31 de dezembro de 2021, a empresa operava 20 usinas hidrelétricas, 30 eólicas e 1 termelétrica com capacidade instalada total 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., em conjunto com suas subsidiárias, gera e comercializa energia elétrica no Brasil. A empresa opera 68 usinas, incluindo 11 hidrelétricas, 4 usinas termelétricas, 49 usinas eólicas, 3 usinas de biomassa, 2 usinas solares fotovoltaicas, 1 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. atua como subsidiária da ENGIE Brasil Participações Ltda.
AES Brasil Energia S.A.	A AES Brasil Energia S.A., juntamente com suas subsidiárias, atua no negócio de geração de energia renovável no Brasil. Gera eletricidade por meio de fontes hidrelétricas, eólicas e solares. Seu portfólio de ativos tem uma capacidade total instalada de 4,5 GW, incluindo 2.658,4 megawatts hídricos, 1.532,8 megawatts eólicos e 295,1 megawatts solares. A empresa está sediada em São Paulo, Brasil.
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - A Eletrobras, por meio de suas subsidiárias, atua na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica no Brasil. A empresa gera eletricidade por meio de usinas hidrelétricas, térmicas, nucleares, eólicas e solares. Em 31 de dezembro de 2021, possuía e operava 32 usinas hidrelétricas com capacidade instalada total de 46.295,75 megawatts, 9 usinas térmicas, incluindo unidades de geração de energia a carvão, óleo e gás, com capacidade total instalada de 1.505 megawatts e 2 usinas nucleares compostas por Angra I com capacidade instalada de 640 megawatts e Angra II com 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.
Companhia Energética de Minas Gerais	A Companhia Energética de Minas Gerais, por meio de suas subsidiárias, 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 e com 545.706 km de linhas de distribuição e 7.160 km 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 tecnológicos e sistemas de gestão operacional de concessões de serviços públicos, prestação de serviços de telecomunicações, geração distribuída, serviços de contas, cogeração, eficiência energética e atividades de gestão de abastecimento e armazenamento. A empresa foi constituída em 1952 e está sediada em Belo Horizonte, Brasil.

Fonte: Capital IQ

Empresas comparáveis

Transmissão

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Furnas	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Empresa	Descrição
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 km de linhas de transmissão, que incluem 11.685 km de linhas de transmissão em operação e 2.329 km de linhas em construção, além de 100 subestações com tensão variando 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 instalada total de transformação de 71,7 mil MVA juntamente com 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.
Afluente Transmissão de Energia Elétrica S.A.	A Afluente Transmissão de Energia Elétrica S.A. opera linhas de transmissão e subestações na Bahia, Brasil. Opera as 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.

Fonte: Capital IQ

8 Anexos

Anexos

Índice		Página
Avaliação de Furnas | Controladora		
1	**Furnas Centrais Elétricas**	
1.2	Furnas Centrais Elétricas – DRE	70
1.3	Furnas Centrais Elétricas – FC	73
Avaliação das Investidas por FCD | Geração		
2	**Santo Antônio Energia S.A.**	
2.1	Santo Antônio Energia S.A. – Principais Premissas	74
2.2	Santo Antônio Energia S.A. – DRE	75
2.3	Santo Antônio Energia S.A. – FC	77
3	**Foz do Chapecó Energia S.A.**	
3.1	Foz do Chapecó Energia S.A. – Principais Premissas	78
3.2	Foz do Chapecó Energia S.A. – DRE	79
3.3	Foz do Chapecó Energia S.A. – FC	81
4	**Empresa de Energia São Manoel S.A.**	
4.1	Empresa de Energia São Manoel S.A. – Principais Premissas	82
4.2	Empresa de Energia São Manoel S.A. – DRE	83
4.3	Empresa de Energia São Manoel S.A. – FC	85
5	**Companhia Hidrelétrica Teles Pires (CHTP)**	
5.1	Companhia Hidrelétrica Teles Pires (CHTP) – Principais Premissas	86
5.2	Companhia Hidrelétrica Teles Pires (CHTP) – DRE	87
5.3	Companhia Hidrelétrica Teles Pires (CHTP) – FC	89

Anexos

Índice		Página
Avaliação das Investidas por FCD | Transmissão		
6	**Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. (BMTE)**	
6.1	Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. (BMTE) – Principais Premissas	90
6.2	Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. (BMTE) – DRE	91
6.3	Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. (BMTE) – FC	93
7	**Interligação Elétrica Madeira S.A.**	
7.1	Interligação Elétrica Madeira S.A. – Principais Premissas	94
7.2	Interligação Elétrica Madeira S.A. – DRE	95
7.3	Interligação Elétrica Madeira S.A. – FC	97
8	**Mata de Santa Genebra Transmissão S.A. (MSG)**	
8.1	Mata de Santa Genebra Transmissão S.A. (MSG) – Principais Premissas	98
8.2	Mata de Santa Genebra Transmissão S.A. (MSG) – DRE	99
8.3	Mata de Santa Genebra Transmissão S.A. (MSG) – FC	101

Anexos

Índice		Página
Avaliação das Investidas por Múltiplo de Mercado		
9	**Avaliação por múltiplos de mercado - Geração**	
9.1	Informações financeiras selecionadas	102
9.2	Análise por múltiplos de mercado	103
10	**Avaliação por múltiplos de mercado - Transmissão**	
10.1	Informações financeiras selecionadas	104
10.2	Análise por múltiplos de mercado	105
Informações Financeiras das Empresas Comparáveis		
11.1	Geração	106
11.2	Transmissão	108

Anexo 1.1: Furnas Centrais Elétricas – DRE (2020-2033)

Furnas Visão Controladora – Em BRL milhões	*Informação Financeira Histórica*						*Informação Financeira Projetada*								
DRE (Em BRL milhões)	**dez/20**	**dez/21**	**jun/22**	**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	**10.415**	**13.188**	**6.547**	**6.130**	**13.865**	**14.344**	**14.619**	**15.028**	**14.282**	**14.725**	**11.381**	**11.750**	**12.129**	**12.166**	**12.511**
Geração	5.506	6.095	3.069	3.157	7.928	8.457	8.750	9.094	8.152	8.393	8.670	8.949	9.236	9.510	9.767
Transmissão	4.910	7.093	3.477	2.972	5.936	5.887	5.869	5.934	6.130	6.332	2.711	2.801	2.893	2.656	2.744
Deduções	(1.788)	(1.810)	(872)	(871)	(1.974)	(1.975)	(1.968)	(1.972)	(1.985)	(1.830)	(1.386)	(1.430)	(1.475)	(1.477)	(1.522)
Receita líquida	**8.628**	**11.378**	**5.675**	**5.259**	**11.891**	**12.369**	**12.651**	**13.057**	**12.298**	**12.895**	**9.995**	**10.320**	**10.654**	**10.688**	**10.988**
Custos e Despesas	**(4.734)**	**(5.361)**	**(3.441)**	**(2.921)**	**(4.155)**	**(4.445)**	**(4.703)**	**(5.135)**	**(4.982)**	**(4.360)**	**(3.476)**	**(3.591)**	**(3.709)**	**(3.773)**	**(3.898)**
Pessoal e Encargos	(1.056)	(1.211)	(501)	(121)	(434)	(440)	(462)	(529)	(440)	(455)	(470)	(485)	(501)	(518)	(535)
Materiais e Produtos (Demais)	(21)	(36)	(17)	(3)	(9)	(10)	(10)	(11)	(9)	(10)	(10)	(10)	(11)	(11)	(11)
Serviços de Terceiros	(552)	(526)	(268)	(57)	(217)	(225)	(232)	(262)	(218)	(225)	(232)	(240)	(248)	(256)	(264)
Outros Dispêndios Correntes	(641)	(902)	(1.566)	(516)	(1.332)	(1.410)	(1.424)	(1.514)	(1.261)	(516)	(173)	(179)	(185)	(191)	(197)
Energia Comprada	(1.041)	(646)	(629)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Encargos de transmissão	(712)	(764)	-	(230)	(964)	(997)	(1.030)	(1.064)	(1.056)	(1.091)	(1.127)	(1.164)	(1.202)	(1.242)	(1.283)
Combustível	(419)	(937)	(394)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Royalties	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Opex - Transmissoras	-	-	-	(518)	(1.035)	(1.027)	(1.024)	(1.035)	(1.069)	(1.104)	(473)	(488)	(505)	(463)	(478)
Obrigações CDE	-	-	-	(1.476)	(163)	(337)	(522)	(720)	(929)	(960)	(991)	(1.024)	(1.058)	(1.093)	(1.129)
Custo de construção	(292)	(340)	(65)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	**3.894**	**6.017**	**2.234**	**2.338**	**7.736**	**7.924**	**7.947**	**7.922**	**7.316**	**8.536**	**6.519**	**6.729**	**6.945**	**6.915**	**7.091**
Depreciação e Amortização	(280)	(295)	(179)	(359)	(655)	(764)	(881)	(963)	(1.039)	(1.043)	(1.048)	(1.053)	(1.058)	(1.063)	(1.069)
EBIT	**3.614**	**5.723**	**2.054**	**1.978**	**7.081**	**7.160**	**7.067**	**6.959**	**6.277**	**7.492**	**5.471**	**5.676**	**5.887**	**5.851**	**6.022**
Receita Financeira	294	336	303	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa Financeira	(689)	(763)	(647)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Receitas e despesas de equivalência	(323)	(368)	244	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras receitas e despesas operacionais	1.008	994	(1.339)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	**3.904**	**5.923**	**616**	**1.978**	**7.081**	**7.160**	**7.067**	**6.959**	**6.277**	**7.492**	**5.471**	**5.676**	**5.887**	**5.851**	**6.022**
IR e CSLL - corrente	(1.287)	(1.102)	(132)	(1.175)	(2.463)	(2.549)	(2.580)	(2.611)	(2.450)	(2.874)	(2.197)	(2.278)	(2.361)	(2.361)	(2.431)
IR e CSLL - diferido	(48)	(788)	24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incentivo Fiscal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro líquido	**2.568**	**4.033**	**509**	**804**	**4.618**	**4.611**	**4.487**	**4.348**	**3.827**	**4.619**	**3.274**	**3.398**	**3.525**	**3.490**	**3.591**

Anexo 1.1: Furnas Centrais Elétricas – DRE (2034-2048)

Furnas Visão Controladora – 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	**12.928**	**13.319**	**13.740**	**14.108**	**14.325**	**14.998**	**16.091**	**14.827**	**15.150**	**15.610**	**11.758**	**12.145**	**12.546**	**11.106**	**11.472**
Geração	10.094	10.391	10.765	11.073	11.190	11.759	12.768	11.414	11.634	12.018	11.758	12.145	12.546	11.106	11.472
Transmissão	2.834	2.927	2.975	3.035	3.135	3.238	3.323	3.413	3.516	3.592	-	-	-	-	-
Deduções	(1.571)	(1.619)	(1.667)	(1.717)	(1.739)	(1.818)	(1.941)	(1.794)	(1.831)	(1.887)	(1.382)	(1.428)	(1.514)	(1.307)	(1.350)
Receita líquida	**11.357**	**11.700**	**12.073**	**12.391**	**12.586**	**13.180**	**14.149**	**13.033**	**13.319**	**13.723**	**10.375**	**10.717**	**11.031**	**9.799**	**10.122**
Custos e Despesas	**(4.026)**	**(4.132)**	**(4.256)**	**(4.408)**	**(4.438)**	**(4.604)**	**(4.790)**	**(4.828)**	**(4.985)**	**(5.254)**	**(4.466)**	**(4.613)**	**(4.657)**	**(4.469)**	**(2.780)**
Pessoal e Encargos	(552)	(571)	(589)	(623)	(601)	(620)	(641)	(662)	(684)	(766)	(638)	(659)	(698)	(601)	(621)
Materiais e Produtos (Demais)	(12)	(12)	(13)	(13)	(13)	(13)	(14)	(14)	(15)	(16)	(14)	(14)	(15)	(13)	(13)
Serviços de Terceiros	(273)	(282)	(291)	(308)	(297)	(307)	(317)	(327)	(338)	(378)	(315)	(326)	(345)	(297)	(307)
Outros Dispêndios Correntes	(204)	(183)	(187)	(200)	(190)	(217)	(262)	(154)	(159)	(191)	(123)	(127)	(154)	(116)	(120)
Energia Comprada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Encargos de transmissão	(1.325)	(1.368)	(1.414)	(1.449)	(1.463)	(1.511)	(1.561)	(1.612)	(1.665)	(1.715)	(1.764)	(1.822)	(1.724)	(1.665)	(1.720)
Combustível	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Royalties	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Opex - Transmissoras	(494)	(511)	(519)	(529)	(547)	(565)	(579)	(595)	(613)	(626)	-	-	-	-	-
Obrigações CDE	(1.166)	(1.204)	(1.244)	(1.285)	(1.327)	(1.371)	(1.416)	(1.463)	(1.511)	(1.561)	(1.613)	(1.666)	(1.721)	(1.777)	-
Custo de construção	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	**7.331**	**7.568**	**7.817**	**7.984**	**8.148**	**8.576**	**9.359**	**8.205**	**8.334**	**8.469**	**5.909**	**6.104**	**6.374**	**5.331**	**7.342**
Depreciação e Amortização	(1.074)	(1.080)	(1.086)	(1.092)	(1.100)	(1.106)	(1.111)	(1.122)	(1.130)	(1.137)	(1.147)	(1.155)	(1.163)	(1.178)	(1.186)
EBIT	**6.257**	**6.488**	**6.731**	**6.891**	**7.049**	**7.470**	**8.248**	**7.083**	**7.204**	**7.332**	**4.762**	**4.949**	**5.211**	**4.153**	**6.156**
Receita Financeira	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa Financeira	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Receitas e despesas de equivalência	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras receitas e despesas operacionais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	**6.257**	**6.488**	**6.731**	**6.891**	**7.049**	**7.470**	**8.248**	**7.083**	**7.204**	**7.332**	**4.762**	**4.949**	**5.211**	**4.153**	**6.156**
IR e CSLL - corrente	(2.524)	(2.615)	(2.711)	(2.780)	(2.848)	(3.006)	(3.286)	(2.905)	(2.963)	(3.024)	(2.167)	(2.249)	(2.357)	(2.016)	(2.093)
IR e CSLL - diferido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incentivo Fiscal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro líquido	**3.733**	**3.872**	**4.019**	**4.111**	**4.201**	**4.464**	**4.962**	**4.177**	**4.241**	**4.308**	**2.595**	**2.700**	**2.854**	**2.137**	**4.063**

Anexo 1.1: Furnas Centrais Elétricas – DRE (2049-2052)

Furnas Visão Controladora – Em BRL milhões	*Informação Financeira Projetada*			
DRE (Em BRL milhões)	**dez/49**	**dez/50**	**dez/51**	**dez/52**
Receita Bruta	**11.850**	**12.241**	**12.644**	**13.061**
Geração	11.850	12.241	12.644	13.061
Transmissão	-	-	-	-
Deduções	(1.394)	(1.440)	(1.488)	(1.537)
Receita líquida	**10.456**	**10.800**	**11.156**	**11.524**
Custos e Despesas	**(2.872)**	**(2.966)**	**(3.064)**	**(2.642)**
Pessoal e Encargos	(641)	(662)	(684)	(893)
Materiais e Produtos (Demais)	(14)	(14)	(15)	(19)
Serviços de Terceiros	(317)	(327)	(338)	(441)
Outros Dispêndios Correntes	(123)	(128)	(132)	(310)
Energia Comprada	-	-	-	-
Encargos de transmissão	(1.776)	(1.835)	(1.895)	(979)
Combustível	-	-	-	-
Royalties	-	-	-	-
Opex - Transmissoras	-	-	-	-
Obrigações CDE	-	-	-	-
Custo de construção	-	-	-	-
EBITDA	**7.584**	**7.834**	**8.092**	**8.882**
Depreciação e Amortização	(1.195)	(1.205)	(1.215)	(680)
EBIT	**6.389**	**6.629**	**6.878**	**8.202**
Receita Financeira	-	-	-	-
Despesa Financeira	-	-	-	-
Receitas e despesas de equivalência	-	-	-	-
Outras receitas e despesas operacionais	-	-	-	-
EBT	**6.389**	**6.629**	**6.878**	**8.202**
IR e CSLL - corrente	(2.172)	(2.254)	(2.338)	(2.789)
IR e CSLL - diferido	-	-	-	-
Incentivo Fiscal	-	-	-	-
Lucro líquido	**4.217**	**4.375**	**4.539**	**5.413**

Anexo 1.2: Furnas Centrais Elétricas – FC

Furnas Visão Controladora – Em BRL milhões	*Informação Financeira Projetada*														
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	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	dez/35	dez/36
Fluxo de caixa operacional	1.690	5.184	5.359	5.364	5.317	4.929	5.526	4.507	4.432	4.564	4.559	4.642	4.785	4.931	5.084
(+) EBITDA	2.338	7.736	7.924	7.947	7.922	7.316	8.536	6.519	6.729	6.945	6.915	7.091	7.331	7.568	7.817
(-) IR e CSLL - FCLF	(822)	(2.227)	(2.549)	(2.580)	(2.611)	(2.450)	(2.874)	(2.197)	(2.278)	(2.361)	(2.361)	(2.431)	(2.524)	(2.615)	(2.711)
(+/-) Variação do capital de giro	175	(324)	(16)	(3)	5	63	(136)	185	(20)	(20)	5	(18)	(22)	(22)	(21)
Capex	(548)	(1.757)	(2.284)	(880)	(466)	(193)	(199)	(206)	(213)	(220)	(227)	(235)	(242)	(250)	(258)
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	1.142	3.428	3.075	4.484	4.851	4.736	5.327	4.301	4.219	4.344	4.332	4.408	4.543	4.680	4.826

Furnas Visão Controladora – 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	dez/50	dez/51	dez/52
Fluxo de caixa operacional	5.187	5.284	5.529	6.000	5.412	5.360	5.436	3.986	3.836	3.993	3.414	5.032	5.387	5.556	5.729	6.012
(+) EBITDA	7.984	8.148	8.576	9.359	8.205	8.334	8.469	5.909	6.104	6.374	5.331	7.342	7.584	7.834	8.092	8.882
(-) IR e CSLL - FCLF	(2.780)	(2.848)	(3.006)	(3.286)	(2.905)	(2.963)	(3.024)	(2.167)	(2.249)	(2.357)	(2.016)	(2.093)	(2.172)	(2.254)	(2.338)	(2.789)
(+/-) Variação do capital de giro	(16)	(16)	(40)	(73)	113	(11)	(10)	244	(19)	(25)	100	(217)	(25)	(24)	(24)	(81)
Capex	(267)	(276)	(285)	(294)	(304)	(314)	(324)	(335)	(346)	(357)	(369)	(381)	(394)	(407)	(420)	(434)
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	4.920	5.008	5.244	5.705	5.108	5.046	5.111	3.651	3.490	3.636	3.045	4.650	4.993	5.150	5.309	5.578

2.1: Santo Antônio Energia S.A. – Principais Premissas

As premissas descritas abaixo referem-se às projeções de SAESA, subsidiária integral de MESA. O valor de ativos e passivos não operacionais de MESA foi adicionado ao valor justo do capital da SAESA, obtido por FCD e ajustado pela participação de MESA em SAESA.

Descrição

Constituída em 2007, a SAESA é a SPE responsável pelas atividades de construção, manutenção, operação e comercialização da energia gerada da Usina Hidrelétrica SAESA. O contrato de concessão foi celebrado em junho de 2008, com duração de 35 anos. Conforme Lei nº 14.052/20 o prazo da concessão foi prolongado por 4 anos e 4 meses, até agosto de 2047. A UHE SAESA possui uma capacidade instalada de 3.568 MW e garantia física de 2.424 MW. Considerando o percentual de 3,7% de perdas, a energia assegurada é de 2.336 MW.

Receita

As receitas foram projetadas de acordo com o volume e preço dos contratos no ACR e ACL firmados pela SAESA. Os contratos no ACR representam em média 69,6% da garantia física e totalizam em média 1.686 MW contratados até 2047. Desse total 1.553 MW são contratados a R$ 175/MWh e 134 MW a um preço de R$ 187/MWh na data-base. Tais contratos tem o preço reajustado anualmente pelo IPCA nos meses de dezembro e janeiro, respectivamente. Já os contratos do ACL representam em média 30,4% da garantia física, totalizando em média 737 MW. Dessa total 400 MW são contratados a R$ 309/MWh até 2027, 250 MW são contratados a R$ 304/MWh até 2027, 15 MW são contratados a R$ 315/MWh até 2027 e 72 MW são contratados a R$ 169/MWh, sendo reajustados anualmente pelo IPCA em maio (737 e 400 MWs), março e janeiro respectivamente até 2027.

A avaliação considerou um GSF médio de 89,2%. Foi considerada a venda da totalidade da energia descontratada no mercado SPOT, quando aplicável. Destaca-se que a SAESA possui seguro de repactuação de risco hidrológico do tipo SP93 para 1.553 MW (com cobertura limitada a um GSF de

93%) e do tipo SP100 para 134MW (com cobertura integral do risco hidrológico) com vigências até o término da operação.

Sobre a receita bruta há incidência do PIS e COFINS, projetados conforme alíquotas aplicáveis ao regime tributário de Lucro Real. Além disso são projetados encargos de P&D com alíquota de 1,0% sobre a receita líquida de PIS e COFINS, CFURH e TFSEE. Desta forma, a receita líquida projetada observou um crescimento anual médio de 3,7% ao longo da projeção.

Custos e Despesas

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, 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 um BETU de R$ 854,1/kW e uma alíquota de 0,4%, aplicável sobre a capacidade instalada. Já o cálculo da CFURH considerou uma TAR de R$ 83,8/kW e alíquota de 7%, aplicável sobre a energia assegurada líquida de perdas. Por fim a TUST foi calculada com base em uma tarifa de R$ 19,3/kW/mês na data-base.

A SAESA possui um portfólio de contratos de compra de energia que totalizam 648 MW em 2022, 410 MW em 2023, 417 MW entre 2024 e 2026, 336 MW em 2027 e 150 MW de 2028 até o fim da concessão, os quais possuem preço médio de R$ 201/MWh na data-base. Além destes contratos, foi considerada a compra de energia no mercado SPOT para fazer frente a eventuais déficits de energia projetados, quando aplicável.

Os demais custos e despesas englobam gastos com UBP, O&M, pessoal, materiais, serviços de terceiros entre outros, que foram projetados em linha com o histórico da companhia e corrigidos anualmente pelo IPCA.

Vale mencionar que a avaliação levou em conta pagamentos referente a um excludente de responsabilidade por atraso de obras que totalizaram R$ 1,7 bilhões.

Deste modo, a margem EBITDA média anual projetada para SAESA foi de 60,8%.

Imposto de Renda

A projeção dos impostos diretos foi baseada no regime de tributação do Lucro Real, no qual a SAESA está enquadrada.

Os impostos diretos foram projetados de acordo com a legislação fiscal brasileira vigente, observando a alíquota de 34%. A avaliação considera o aproveitamento do saldo de prejuízo fiscal existente na data-base, representado pelo imposto de renda diferido contabilizado no montante de R$ 3,6 bilhões, sendo a compensação dos prejuízos limitada a 30% do lucro real. Adicionalmente, foi considerado o benefício fiscal da SUDAM que permite uma redução de 75% da alíquota do IRPJ, válido até 2028. Há uma expectativa de alongar esse benefício por mais 10 anos, vencendo em 2038.

Investimentos (CAPEX) e Depreciação

De acordo com as expectativas da administração, foi projetado um CAPEX de manutenção com o objetivo de manter o nível operacional e de manutenção do ativo, que totalizou R$ 4,3 bilhões (em termos reais) ao longo do período projetivo e representou, em média, 4,9% da ROL ao longo da projeção.

As despesas com depreciação relativas aos ativos existentes na data-base foram projetadas de forma linear a uma taxa de 3,1% ao ano. Para os novos investimentos previstos ao longo do período projetivo, foi utilizado o período de concessão remanescente como base para determinação da taxa de depreciação. Dessa forma, ao final do período projetivo (agosto/2047), os novos investimentos terão sido depreciados integralmente. É importante ressaltar que ao final da projeção é considerado um saldo residual de R$ 47,2 milhões referente aos ativos que não foram integralmente depreciados ao longo da concessão, impactando o fluxo de caixa no último período.

Capital de giro

O capital de giro estimado foi baseado nas demonstrações financeiras históricas da SAESA. As contas patrimoniais foram analisadas e classificadas como ativos e passivos operacionais ou não operacionais. Os Drivers históricos de capital de giro foram calculados para os ativos e passivos operacionais baseados nas receitas, custos e despesas operacionais, conforme aplicável, e utilizados nas projeções. Desta forma, o capital de giro líquido representou, em média, -0,5% da ROL ao longo da projeção.

Ajustes NOPs

As contas do ativo consideradas como NOP e adicionadas ao valor do capital da SAESA foram: Estoques e Outros Ativos Circulantes e Não circulantes. Já as contas do passivo classificadas como NOP e subtraídas do valor do capital da SAESA foram: Obrigações Vinculadas à Concessão e Provisões para Contingências. Além disso, todos os ativos e passivos de MESA registrados no nível da controladora foram considerados como NOP e adicionados/subtraídos ao valor do capital de SAESA.

Anexo 2.2: Santo Antônio Energia S.A. – DRE (2020-2033)

Santo Antônio Energia S.A. – Em BRL milhões	*Informação Financeira Histórica*					*Informação Financeira Projetada*									
DRE (Em BRL milhões)	**dez/20**	**dez/21**	**jun/22**	**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	**3.572**	**4.195**	**2.105**	**2.459**	**4.888**	**5.081**	**5.259**	**5.439**	**5.202**	**4.770**	**4.914**	**5.140**	**5.310**	**5.500**	**5.666**
Fornecimento de Energia - ACR	3.572	4.195	2.105	2.375	4.775	5.029	5.207	5.387	5.202	4.770	4.914	5.140	5.310	5.500	5.666
Fornecimento de Energia - ACL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fornecimento de Energia - Curto Prazo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras Receitas	-	-	-	84	113	52	52	52	-	-	-	-	-	-	-
Deduções	(372)	(437)	(218)	(250)	(607)	(516)	(534)	(552)	(528)	(484)	(499)	(522)	(539)	(558)	(575)
Receita líquida	**3.200**	**3.758**	**1.887**	**2.210**	**4.281**	**4.565**	**4.725**	**4.887**	**4.674**	**4.286**	**4.415**	**4.618**	**4.771**	**4.942**	**5.091**
Custo total	(1.732)	(1.309)	(1.553)	(1.123)	(301)	(1.890)	(2.006)	(2.043)	(1.833)	(1.601)	(1.650)	(1.746)	(1.801)	(1.859)	(1.912)
Encargos de transmissão, conexão e distribuição	(988)	(994)	(234)	(460)	(1.002)	(1.057)	(1.096)	(1.134)	(1.155)	(1.194)	(1.234)	(1.276)	(1.320)	(1.365)	(1.410)
Serviços de operação e manutenção	(160)	(163)	(333)	(153)	(267)	(260)	(257)	(257)	(217)	(227)	(229)	(235)	(243)	(252)	(256)
Custo de compra de energia	(584)	(152)	(986)	(509)	968	(573)	(652)	(652)	(461)	(180)	(186)	(234)	(238)	(243)	(245)
UBP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros custos e despesas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro Bruto	**1.468**	**2.449**	**334**	**1.087**	**3.980**	**2.675**	**2.719**	**2.844**	**2.841**	**2.685**	**2.765**	**2.873**	**2.970**	**3.082**	**3.179**
Despesas	(200)	(194)	(129)	(63)	(84)	(85)	(86)	(86)	(84)	(87)	(90)	(93)	(96)	(100)	(103)
Pessoal	(32)	(32)	(16)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Serviços de Terceiros	(38)	(38)	(32)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Seguros	(3)	(0)	(0)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras Despesas	(127)	(123)	(18)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	**1.268**	**2.255**	**205**	**1.024**	**3.896**	**2.590**	**2.633**	**2.758**	**2.758**	**2.598**	**2.675**	**2.780**	**2.874**	**2.983**	**3.076**
Depreciação e Amortização	(841)	(842)	(394)	(396)	(798)	(803)	(805)	(807)	(809)	(856)	(907)	(934)	(940)	(946)	(952)
EBIT	**427**	**1.413**	**(189)**	**628**	**3.098**	**1.787**	**1.828**	**1.951**	**1.949**	**1.742**	**1.768**	**1.845**	**1.934**	**2.037**	**2.124**
Receita/Despesa Financeira	(1.853)	(3.210)	(2.542)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	**(1.426)**	**(1.796)**	**(2.730)**	**628**	**3.098**	**1.787**	**1.828**	**1.951**	**1.949**	**1.742**	**1.768**	**1.845**	**1.934**	**2.037**	**2.124**
IR e CSLL - corrente	(0)	1.803	(231)	(2)	(91)	(1)	(1)	(12)	(25)	(10)	(29)	(60)	(102)	(152)	(206)
IR e CSLL - diferido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro líquido	**(1.426)**	**7**	**(2.961)**	**627**	**3.007**	**1.786**	**1.827**	**1.939**	**1.924**	**1.732**	**1.739**	**1.785**	**1.832**	**1.885**	**1.918**

Fonte: Administração/ EY

Anexo 2.2: Santo Antônio Energia S.A. – DRE (2034-2047)

Santo Antônio Energia S.A. – 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**
Receita Bruta	**5.853**	**6.045**	**6.262**	**6.451**	**6.663**	**6.883**	**7.129**	**7.344**	**7.586**	**7.839**	**8.121**	**8.366**	**8.642**	**5.918**
Fornecimento de Energia - ACR	5.853	6.045	6.262	6.451	6.663	6.883	7.129	7.344	7.586	7.839	8.121	8.366	8.642	5.918
Fornecimento de Energia - ACL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fornecimento de Energia - Curto Prazo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras Receitas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deduções	(594)	(614)	(635)	(655)	(676)	(698)	(723)	(745)	(770)	(796)	(824)	(849)	(877)	(601)
Receita líquida	**5.259**	**5.432**	**5.626**	**5.796**	**5.987**	**6.184**	**6.405**	**6.599**	**6.816**	**7.043**	**7.297**	**7.517**	**7.765**	**5.318**
Custo total	(1.966)	(2.036)	(2.093)	(2.164)	(2.238)	(2.328)	(2.396)	(2.471)	(2.563)	(2.590)	(2.631)	(2.714)	(2.804)	(1.896)
Encargos de transmissão, conexão e distribuição	(1.458)	(1.507)	(1.559)	(1.611)	(1.665)	(1.721)	(1.780)	(1.840)	(1.902)	(1.896)	(1.910)	(1.974)	(2.041)	(1.396)
Serviços de operação e manutenção	(260)	(278)	(285)	(299)	(312)	(320)	(327)	(335)	(357)	(373)	(382)	(394)	(406)	(255)
Custo de compra de energia	(248)	(251)	(250)	(254)	(261)	(286)	(289)	(296)	(304)	(321)	(338)	(347)	(357)	(245)
UBP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros custos e despesas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro Bruto	**3.293**	**3.395**	**3.533**	**3.632**	**3.749**	**3.857**	**4.010**	**4.128**	**4.253**	**4.453**	**4.666**	**4.803**	**4.961**	**3.422**
Despesas	(107)	(110)	(114)	(118)	(123)	(127)	(132)	(136)	(141)	(146)	(151)	(157)	(162)	(138)
Pessoal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Serviços de Terceiros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Seguros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras Despesas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	**3.186**	**3.285**	**3.418**	**3.514**	**3.627**	**3.730**	**3.878**	**3.992**	**4.112**	**4.307**	**4.515**	**4.646**	**4.799**	**3.285**
Depreciação e Amortização	(959)	(967)	(977)	(987)	(999)	(1.012)	(1.028)	(1.046)	(1.069)	(1.097)	(1.135)	(1.184)	(752)	(527)
EBIT	**2.226**	**2.317**	**2.442**	**2.527**	**2.628**	**2.717**	**2.851**	**2.946**	**3.043**	**3.210**	**3.380**	**3.462**	**4.047**	**2.757**
Receita/Despesa Financeira	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	**2.226**	**2.317**	**2.442**	**2.527**	**2.628**	**2.717**	**2.851**	**2.946**	**3.043**	**3.210**	**3.380**	**3.462**	**4.047**	**2.757**
IR e CSLL - corrente	(267)	(309)	(337)	(362)	(397)	(922)	(892)	(703)	(729)	(771)	(812)	(832)	(972)	(662)
IR e CSLL - diferido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro líquido	**1.959**	**2.008**	**2.104**	**2.165**	**2.231**	**1.795**	**1.958**	**2.242**	**2.314**	**2.439**	**2.568**	**2.630**	**3.075**	**2.095**

Fonte: Administração/ EY

Anexo 2.3: Santo Antônio Energia S.A. – FC

Santo Antônio Energia S.A. – Em BRL milhões	*Informação Financeira Projetada*											
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	**dez/22**	**dez/23**	**dez/24**	**dez/25**	**dez/26**	**dez/27**	**dez/28**	**dez/29**	**dez/30**	**dez/31**	**dez/32**	**dez/33**
Fluxo de caixa operacional	**56**	**3.815**	**3.855**	**2.424**	**2.530**	**2.566**	**2.485**	**2.541**	**2.677**	**2.724**	**2.822**	**2.906**
(+) EBITDA	1.024	3.896	2.590	2.633	2.758	2.758	2.598	2.675	2.780	2.874	2.983	3.076
(-) IR e CSLL - FCLF	(29)	(110)	(244)	(133)	(141)	(143)	(130)	(129)	(133)	(141)	(148)	(154)
(+/-) Variação do capital de giro	(39)	29	(179)	(76)	(86)	(49)	17	(5)	30	(9)	(13)	(16)
(-) Eventos não recorrentes	(901)	-	1.689	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Capex	**(313)**	**(330)**	**(152)**	**(118)**	**(89)**	**(903)**	**(933)**	**(963)**	**(88)**	**(91)**	**(94)**	**(97)**
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	**(257)**	**3.485**	**3.704**	**2.306**	**2.441**	**1.663**	**1.553**	**1.578**	**2.588**	**2.633**	**2.728**	**2.809**

Santo Antônio Energia S.A. – Em BRL milhões	*Informação Financeira Projetada*													
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	**3.005**	**3.104**	**3.218**	**3.304**	**3.405**	**2.944**	**2.869**	**2.945**	**3.025**	**3.177**	**3.362**	**3.464**	**3.436**	**2.376**
(+) EBITDA	3.186	3.285	3.418	3.514	3.627	3.730	3.878	3.992	4.112	4.307	4.515	4.646	4.799	3.285
(-) IR e CSLL - FCLF	(162)	(169)	(178)	(184)	(191)	(760)	(966)	(999)	(1.032)	(1.085)	(1.146)	(1.175)	(1.355)	(936)
(+/-) Variação do capital de giro	(19)	(12)	(23)	(26)	(31)	(26)	(43)	(49)	(55)	(45)	(7)	(7)	(8)	27
(-) Eventos não recorrentes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Capex	**(101)**	**(104)**	**(107)**	**(111)**	**(115)**	**(118)**	**(122)**	**(126)**	**(130)**	**(135)**	**(139)**	**(144)**	**(149)**	**(55)**
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	**2.904**	**3.000**	**3.111**	**3.193**	**3.290**	**2.825**	**2.747**	**2.818**	**2.895**	**3.043**	**3.223**	**3.320**	**3.287**	**2.321**

Fonte: Administração/ EY

Anexo 3.1: Foz do Chapecó Energia S.A. – Principais Premissas

As premissas descritas abaixo referem-se às projeções de Foz do Chapecó Energia S.A. (FCE), subsidiária integral da Chapecoense Geração S.A.. O valor de ativos e passivos não operacionais de Chapecoense Geração S.A. foi adicionado ao valor justo do capital da FCE, obtido por FCD e ajustado pela participação da Chapecoense Geração S.A. em FCE.

Descrição

Constituída em 2006, a Foz do Chapecó Energia S.A. é a SPE responsável pelas atividades de construção e exploração da energia gerada da Usina Hidrelétrica Foz do Chapecó.

O contrato foi celebrado em novembro de 2001, com duração de 35 anos. Em 14 de setembro de 2021, a Aneel emitiu a resolução homologatória nº 2.932, com extensão de prazo da outorga das usinas participantes no MRE, que resultou em um aumento de 1.011 dias no prazo da concessão, até agosto de 2039.

A Chapecoense possui uma capacidade instalada de 855 MW e garantia física de 432 MW. Considerando o percentual de 1,1% de perdas, a energia assegurada é de 427 MW.

Receita

As receitas foram projetadas de acordo com o volume e preço dos contratos de ACR e ACL firmados pela Chapecoense. Os contratos de ACR tem duração até 2039, representam 100% da garantia física e totalizam 432 MW, a um preço médio de R$ 335/MWh (preço na data base), sendo reajustados pelo IPCA variando entre fevereiro e novembro. Com a descontratação de dois contratos do ACR entre 2027 e 2028 totalizando 168 MW, é prevista a contratação de novos contratos no ACL de mesmo montante a um preço médio de R$ 169/MWh. Tais contratos serão reajustados anualmente pelo IPCA no mês de novembro.

A avaliação considerou um GSF médio de 80% em 2022, chegando a 89% em 2023, estabilizando-se em 90% de 2024 até o fim da projeção, conforme estimativa média de mercado. Foi considerada a venda da totalidade da energia

descontratada no mercado SPOT à tarifa de R$ 169/MWh. Destaca-se que a Chapecoense possui seguro de repactuação de risco hidrológico do tipo SP100 para 419 MW (com cobertura integral do risco hidrológico).

Sobre a receita bruta há incidência do PIS e COFINS, projetados conforme alíquotas aplicáveis ao regime tributário de Lucro Real. Além disso são projetados encargos de P&D com alíquota de 1,0% sobre a receita líquida de PIS e COFINS CFURH e TFSEE.

Desta forma, as receitas líquidas projetadas observaram um crescimento anual médio de 1,6% ao longo da projeção.

Custos e Despesas

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

Os encargos de uso e conexão se referem aos encargos setoriais de TFSEE, CFURH e TUST. Esses custos são obrigações decorrentes do contrato firmado com o ONS e as concessionárias geradoras de energia.

A TFSEE foi calculada considerando um BETU de R$ 854,1/kW e uma alíquota de 0,4%, aplicável sobre a capacidade instalada. Já o cálculo da CFURH considerou uma TAR de R$ 83,8/kW e alíquota de 7%, aplicável sobre a energia assegurada líquida de perdas. Por fim a TUST foi calculada com base em uma tarifa de R$ 11,2/kW/mês em 2022.

Foi considerada a compra de energia no mercado SPOT à tarifa de R$ 169/MWh para fazer frente a eventuais déficits de energia projetados.

Para o cálculo das despesas com seguros de repactuação do GSF foi utilizado o prêmio de R$ 13,5/MWh e o montante de 419 MW, resultando em uma despesa de, aproximadamente, R$ 50 milhões ao ano em termos reais.

Os demais custos e despesas englobam gastos com pessoal, materiais, serviços de terceiros, pagamento de UBP, dentre outros, os quais foram projetados em linha com o histórico da companhia e corrigidos anualmente pelo IPCA.

Deste modo, a margem EBITDA média anual projetada para Chapecoense foi de 73%.

Imposto de Renda

A projeção dos impostos diretos foi baseada no regime de tributação do Lucro Real, no qual a Chapecoense está enquadrada. Os impostos diretos foram projetados de acordo com a legislação fiscal brasileira vigente, observando a alíquota de 34%.

Investimentos (CAPEX) e Depreciação

De acordo com as expectativas da administração, foi projetado um CAPEX de manutenção até 2026 com o objetivo de manter o nível operacional e de manutenção do ativo, que totalizou R$ 47 milhões (em termos reais) ao longo do período projetivo e representando, em média, 0,6% da ROL.

As despesas com depreciação relativas aos ativos existentes na data-base e aos novos investimentos foram projetadas de acordo com o prazo remanescente da concessão de modo que todos os ativos fossem integralmente depreciados dentro da concessão, não restando saldo residual ao final da mesma.

Capital de giro

O capital de giro estimado foi baseado nas demonstrações financeiras históricas da Chapecoense. As contas patrimoniais foram analisadas e classificadas como ativos e passivos operacionais ou não operacionais. Os Drivers históricos de capital de giro foram calculados para os ativos e passivos operacionais baseados nas receitas, custos e despesas operacionais, conforme aplicável, e utilizados nas projeções.

Desta forma, o capital de giro líquido representou, em média, -1,1% da ROL ao longo da projeção.

Taxa de Desconto

O fluxo de caixa foi descontado a valor presente utilizando uma taxa de desconto (WACC) de 10,3%, cujo detalhamento é apresentado na página 34 deste Relatório.

Ajustes NOPs

As contas do ativo consideradas como NOP e adicionadas ao valor do capital da FCE foram: Despesas Antecipadas, Créditos de Impostos de Longo Prazo e Outros Ativos Não circulantes. Já as contas do passivo classificadas como NOP e subtraídas do valor do capital da FCE foram: Dividendos e Juros sobre Capital Próprio, Taxas Regulamentares, Provisões e Outros Passivos Não Circulantes. Além disso, todos os ativos e passivos da Chapecoense Geração S.A. registrados no nível da controladora foram considerados como NOP e adicionados/subtraídos ao valor do capital da FCE.

Anexo 3.2: Foz do Chapecó Energia S.A. – DRE (2020-2029)

Foz do Chapecó Energia S.A. – Em BRL milhões	*Informação Financeira Histórica*				*Informação Financeira Projetada*						
DRE (Em BRL milhões)	**dez/20**	**dez/21**	**jun/22**	**dez/22**	**dez/23**	**dez/24**	**dez/25**	**dez/26**	**dez/27**	**dez/28**	**dez/29**
Receita Bruta	**1.059**	**1.205**	**650**	**668**	**1.465**	**1.531**	**1.581**	**1.636**	**1.644**	**1.225**	**1.262**
Fornecimento de Energia - ACR	1.043	1.172	643	668	1.433	1.502	1.553	1.610	1.620	887	914
Fornecimento de Energia - ACL	-	-	-	-	-	-	-	-	19	338	348
Fornecimento de Energia - Curto Prazo	16	33	7	-	31	30	28	27	5	-	-
Outras Receitas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deduções	(123)	(137)	(74)	(68)	(148)	(155)	(160)	(166)	(166)	(124)	(128)
Receita líquida	**936**	**1.068**	**576**	**600**	**1.317**	**1.376**	**1.421**	**1.470**	**1.477**	**1.101**	**1.134**
Custo total	(214)	(6)	(121)	(162)	(318)	(309)	(311)	(316)	(301)	(294)	(300)
Encargos de transmissão, conexão e distribuição	(81)	(90)	(49)	(67)	(140)	(146)	(150)	(155)	(160)	(166)	(171)
Serviços de operação e manutenção	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo de compra de energia	(72)	131	(28)	(28)	(94)	(95)	(95)	(96)	(76)	(65)	(67)
UBP	-	-	-	(56)	(59)	(44)	(41)	(38)	(37)	(35)	(33)
Outros custos e despesas	(61)	(47)	(44)	(11)	(24)	(25)	(26)	(26)	(27)	(28)	(29)
Lucro Bruto	**722**	**1.062**	**455**	**438**	**999**	**1.068**	**1.110**	**1.154**	**1.176**	**807**	**834**
Despesas	(7)	(21)	(6)	(12)	(25)	(26)	(27)	(28)	(29)	(30)	(31)
Pessoal	(4)	(4)	(2)	-	-	-	-	-	-	-	-
Serviços de Terceiros	(3)	(3)	(4)	-	-	-	-	-	-	-	-
Seguros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras Despesas	1	(14)	(0)	(12)	(25)	(26)	(27)	(28)	(29)	(30)	(31)
EBITDA	**715**	**1.041**	**448**	**426**	**973**	**1.042**	**1.083**	**1.127**	**1.148**	**777**	**803**
Depreciação e Amortização	(87)	(162)	(73)	(69)	(158)	(158)	(159)	(160)	(160)	(160)	(160)
EBIT	**629**	**878**	**375**	**358**	**816**	**883**	**924**	**967**	**988**	**618**	**644**
Receitas financeiras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa financeira	(198)	(221)	(116)	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	**431**	**657**	**259**	**358**	**816**	**883**	**924**	**967**	**988**	**618**	**644**
IR e CSLL - corrente	(132)	(168)	(91)	(122)	(277)	(300)	(314)	(329)	(336)	(210)	(219)
IR e CSLL - diferido	(18)	(53)	3	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro líquido	**280**	**436**	**171**	**236**	**538**	**583**	**610**	**638**	**652**	**408**	**425**

Fonte: Administração/ EY

Anexo 3.2: Foz do Chapecó Energia S.A. – DRE (2030-2039)

Foz do Chapecó Energia S.A. – Em BRL milhões	*Informação Financeira Projetada*									
DRE (Em BRL milhões)	**dez/30**	**dez/31**	**dez/32**	**dez/33**	**dez/34**	**dez/35**	**dez/36**	**dez/37**	**dez/38**	**dez/39**
Receita Bruta	**1.303**	**1.346**	**1.395**	**1.437**	**1.484**	**1.533**	**1.588**	**1.636**	**1.690**	**1.065**
Fornecimento de Energia - ACR	944	975	1.010	1.040	1.075	1.110	1.150	1.184	1.223	630
Fornecimento de Energia - ACL	360	371	385	396	409	423	438	451	466	240
Fornecimento de Energia - Curto Prazo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	194
Outras Receitas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deduções	(132)	(136)	(141)	(145)	(150)	(155)	(161)	(166)	(171)	(108)
Receita líquida	**1.172**	**1.210**	**1.253**	**1.291**	**1.334**	**1.378**	**1.427**	**1.470**	**1.519**	**957**
Custo total	(307)	(313)	(320)	(326)	(333)	(340)	(347)	(354)	(361)	(246)
Encargos de transmissão, conexão e distribuição	(177)	(183)	(189)	(195)	(201)	(208)	(215)	(222)	(229)	(158)
Serviços de operação e manutenção	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo de compra de energia	(69)	(72)	(74)	(76)	(79)	(82)	(85)	(87)	(90)	(61)
UBP	(30)	(28)	(25)	(22)	(19)	(15)	(11)	(7)	(3)	-
Outros custos e despesas	(30)	(31)	(32)	(33)	(34)	(35)	(37)	(38)	(39)	(27)
Lucro Bruto	**865**	**897**	**933**	**965**	**1.000**	**1.038**	**1.080**	**1.116**	**1.157**	**711**
Despesas	(32)	(33)	(34)	(35)	(36)	(37)	(38)	(40)	(41)	(28)
Pessoal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Serviços de Terceiros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Seguros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras Despesas	(32)	(33)	(34)	(35)	(36)	(37)	(38)	(40)	(41)	(28)
EBITDA	**833**	**864**	**900**	**930**	**964**	**1.000**	**1.041**	**1.076**	**1.116**	**683**
Depreciação e Amortização	(160)	(160)	(160)	(160)	(160)	(160)	(160)	(160)	(160)	(100)
EBIT	**674**	**705**	**740**	**770**	**805**	**841**	**881**	**916**	**956**	**583**
Receitas financeiras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa financeira	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	**674**	**705**	**740**	**770**	**805**	**841**	**881**	**916**	**956**	**583**
IR e CSLL - corrente	(229)	(240)	(252)	(262)	(274)	(286)	(300)	(312)	(325)	(198)
IR e CSLL - diferido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro líquido	**445**	**465**	**488**	**508**	**531**	**555**	**582**	**605**	**631**	**385**

Fonte: Administração/ EY

Anexo 3.3: Foz do Chapecó Energia S.A. – FC

Foz do Chapecó Energia S.A. – Em BRL milhões	*Informação Financeira Projetada*								
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	**dez/22**	**dez/23**	**dez/24**	**dez/25**	**dez/26**	**dez/27**	**dez/28**	**dez/29**	**dez/30**
Fluxo de caixa operacional	**356**	**669**	**697**	**722**	**746**	**753**	**523**	**518**	**532**
(+) EBITDA	426	973	1.042	1.083	1.127	1.148	777	803	833
(-) IR e CSLL - FCLF	(122)	(277)	(300)	(314)	(329)	(336)	(210)	(219)	(229)
(+/-) Variação do capital de giro	32	(6)	(4)	(1)	(1)	(3)	17	0	(0)
(-) UBP	19	(21)	(39)	(45)	(51)	(56)	(61)	(66)	(72)
Capex	**(5)**	**(5)**	**(4)**	**(12)**	**(12)**	**-**	**-**	**-**	**-**
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	**351**	**664**	**693**	**710**	**734**	**753**	**523**	**518**	**532**

Foz do Chapecó Energia S.A. – Em BRL milhões	*Informação Financeira Projetada*								
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	**dez/31**	**dez/32**	**dez/33**	**dez/34**	**dez/35**	**dez/36**	**dez/37**	**dez/38**	**dez/39**
Fluxo de caixa operacional	**546**	**563**	**576**	**592**	**608**	**626**	**641**	**704**	**470**
(+) EBITDA	864	900	930	964	1.000	1.041	1.076	1.116	683
(-) IR e CSLL - FCLF	(240)	(252)	(262)	(274)	(286)	(300)	(312)	(325)	(198)
(+/-) Variação do capital de giro	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(15)
(-) UBP	(78)	(85)	(92)	(99)	(106)	(115)	(123)	(87)	-
Capex	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	**546**	**563**	**576**	**592**	**608**	**626**	**641**	**704**	**470**

Fonte: Administração/ EY

Anexo 4.1: Empresa de Energia São Manoel S.A. – Principais Premissas

Descrição

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.

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 736 MW e garantia física de 430 MW. Considerando o percentual de 2,9% de perdas, a energia assegurada é de 418 MW.

Receita

As receitas foram projetadas de acordo com o volume e preço dos contratos no ACR e ACL firmados pela São Manoel. Os contratos no ACR representam 67,3% da garantia física e totalizam 290 MW contratados até 2047 a um preço médio de R$ 149/MWh na data-base. Tais contratos tem o preço reajustado anualmente pelo IPCA no mês de janeiro. Já os contratos do ACL representam 20,9% da garantia física, totalizando 90 MW e estão contratados até 2038 a um preço médio de R$ 153/MWh, sendo reajustados anualmente pelo IPCA no mês de maio.

A avaliação considerou um GSF médio de 80% em 2022, chegando a 89% em 2023, estabilizando-se em 90% de 2024 até o fim da projeção, conforme estimativa média de mercado. É prevista a contratação de 17 MW no ACL em 2026, de mais 90 MW em 2039 e de mais 290 MW em 2048 até o fim da concessão a um preço médio de R$ 169/MWh, sendo reajustados anualmente pelo IPCA no mês de maio.

Destaca-se que a São Manoel possui seguro de repactuação de risco hidrológico do tipo SP92 para 290 MW (com cobertura limitada a um GSF de 92%) com vigência até 2047.

Sobre a receita bruta há incidência do PIS e COFINS, projetados conforme alíquotas aplicáveis ao regime tributário de Lucro Real. Além disso são projetados encargos de P&D com alíquota de 1,0% sobre a receita líquida de PIS e COFINS CFURH e TFSEE.

Desta forma, a receita líquida projetada observou um crescimento anual médio de 4,2% ao longo da projeção.

Custos e Despesas

Os principais custos e despesas operacionais são compostos por encargos de uso e conexão, custo com compra de energia, seguros, UBP, pessoal, materiais, serviços 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 um BETU de R$ 854,1/kW e uma alíquota de 0,4%, aplicável sobre a capacidade instalada. Já o cálculo da CFURH considerou uma TAR de R$ 83,8/kW e alíquota de 7,0%, aplicável sobre a energia assegurada líquida de perdas. Por fim a TUST foi calculada com base em uma tarifa de R$ 12,3/kW/mês em 2022. Foi considerada a compra de energia no mercado SPOT à tarifa de R$ 169/MWh para fazer frente a eventuais déficits de energia projetados.

Os demais custos e despesas englobam gastos com UBP, pessoal, materiais, serviços de terceiros dentre outros, que foram projetados em linha com o histórico da companhia e corrigidos anualmente pelo IPCA.

Deste modo, a margem EBITDA média anual projetada para São Manoel foi de 60,2%.

Imposto de Renda

A projeção dos impostos diretos foi baseada no regime de tributação do Lucro Real, no qual a São Manoel está enquadrada. Os impostos diretos foram projetados de acordo com a legislação fiscal brasileira vigente, observando a alíquota de 34%.

A avaliação considera o aproveitamento do saldo de prejuízo fiscal existente na data-base, representado pelo imposto de renda diferido contabilizado no montante de R$ 151,8 milhões, sendo a compensação dos prejuízos limitada a 30% do lucro real. Adicionalmente, foi considerado o benefício fiscal da SUDAM que permite uma redução de 75% da alíquota do IRPJ, válido até 2028.

Investimentos (CAPEX) e Depreciação

De acordo com as expectativas da administração, foi projetado um CAPEX de manutenção com o objetivo de manter o nível operacional e de manutenção do ativo, que totalizou R$ 372,6 milhões (em termos reais) ao longo do período projetivo e representou, em média, 2,7% da ROL ao longo da projeção. Vale mencionar que em 2025 é prevista uma reversão de investimentos dados em garantia pela Constran, conforme informado pela Administração, o que resultou em um fluxo positivo de R$ 28 milhões.

As despesas com depreciação relativas aos ativos existentes na data-base e aos novos investimentos foram projetadas de forma linear a uma taxa de 3,3% ao ano. É importante ressaltar que ao final da projeção é considerado um saldo residual de R$ 471 milhões referente aos ativos que não foram integralmente depreciados ao longo da concessão, impactando o fluxo de caixa no último período projetivo.

Capital de giro

O capital de giro estimado foi baseado nas demonstrações financeiras históricas da São Manoel. As contas patrimoniais foram analisadas e classificadas como ativos e passivos operacionais ou não operacionais. Os Drivers históricos de capital de giro foram calculados para os ativos e passivos operacionais baseados nas receitas, custos e despesas operacionais, conforme aplicável, e utilizados nas projeções. Desta forma, o capital de giro líquido representou, em média, 16,8% da ROL ao longo da projeção.

Taxa de Desconto

O fluxo de caixa foi descontado a valor presente utilizando uma taxa de desconto (WACC) de 10,3%, cujo detalhamento é apresentado na página 34 deste Relatório.

Ajustes NOPs

As contas do ativo consideradas como NOP e adicionadas ao valor do capital da São Manoel foram: Impostos Diferidos (oriundos de diferenças temporárias), Depósitos Judiciais e Outros Ativos Não circulantes. Já as contas do passivo classificadas como NOP e subtraídas do valor do capital da São Manoel foram: Provisões e Outros Passivos Não Circulantes.

Anexo 4.2: Empresa de Energia São Manoel S.A. – DRE (2020-2034)

Empresa de Energia São Manoel S.A. - Em BRL milhões	*Informação Financeira Histórica*			*Informação Financeira Projetada*												
DRE (Em BRL milhões)	**dez/20**	**dez/21**	**jun/22**	**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**
Receita Bruta	**422**	**440**	**239**	**269**	**575**	**604**	**622**	**673**	**695**	**720**	**742**	**766**	**791**	**820**	**844**	**872**
Receita ACR	411	428	223	190	408	429	443	457	472	489	504	520	538	557	574	593
Receita ACL	-	-	-	61	129	135	140	174	180	186	192	198	205	212	219	226
Receita SPOT	11	12	16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Receita com Reembolso Seguro GSF	-	-	-	18	38	39	40	41	43	44	46	47	49	50	52	54
Receita Acessória/ outras receitas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deduções	(61)	(65)	(39)	(27)	(58)	(61)	(63)	(68)	(70)	(73)	(75)	(77)	(80)	(83)	(85)	(88)
Receita líquida	**361**	**375**	**199**	**242**	**516**	**543**	**559**	**605**	**625**	**647**	**667**	**689**	**711**	**737**	**759**	**784**
Custo total	(142)	(147)	(71)	(104)	(206)	(204)	(211)	(248)	(256)	(264)	(273)	(281)	(291)	(300)	(310)	(320)
Encargos de transmissão, conexão e distribuição	(76)	(82)	(43)	(61)	(131)	(136)	(140)	(145)	(150)	(155)	(160)	(165)	(171)	(176)	(182)	(188)
Seguros	-	-	-	(4)	(17)	(17)	(18)	(18)	(19)	(20)	(20)	(21)	(22)	(22)	(23)	(24)
O&M	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo com compra de energia	(67)	(65)	(28)	(18)	(14)	(6)	(6)	(36)	(37)	(39)	(40)	(41)	(43)	(44)	(45)	(47)
Outros custos	-	-	-	(18)	(38)	(39)	(40)	(42)	(43)	(45)	(46)	(48)	(49)	(51)	(52)	(54)
UBP	-	-	-	(3)	(7)	(6)	(6)	(6)	(6)	(6)	(6)	(6)	(7)	(7)	(7)	(7)
Lucro Bruto	**218**	**228**	**129**	**138**	**310**	**338**	**349**	**357**	**369**	**383**	**394**	**407**	**421**	**437**	**449**	**464**
Despesas	(31)	(33)	(15)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesas com pessoal	(10)	(10)	(5)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesas com serviços de terceiros	(14)	(14)	(6)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesas com provisões e revisões	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras despesas	(7)	(9)	(5)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	**187**	**196**	**113**	**138**	**310**	**338**	**349**	**357**	**369**	**383**	**394**	**407**	**421**	**437**	**449**	**464**
Depreciação e Amortização	(135)	(130)	(60)	(60)	(120)	(120)	(120)	(120)	(120)	(120)	(121)	(121)	(122)	(122)	(123)	(123)
EBIT	**52**	**65**	**53**	**78**	**190**	**218**	**229**	**237**	**249**	**262**	**273**	**286**	**299**	**314**	**327**	**341**
Receita Financeira	(174)	(186)	(98)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa financeira	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	**(122)**	**(121)**	**(45)**	**78**	**190**	**218**	**229**	**237**	**249**	**262**	**273**	**286**	**299**	**314**	**327**	**341**
IR e CSLL - corrente	-	-	-	(12)	(29)	(33)	(35)	(36)	(38)	(40)	(93)	(97)	(102)	(107)	(111)	(116)
IR e CSLL - diferido	41	41	15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro líquido	**(80)**	**(80)**	**(30)**	**66**	**161**	**185**	**194**	**201**	**211**	**222**	**180**	**189**	**197**	**208**	**216**	**225**

Fonte: Administração/ EY

Anexo 4.2: Empresa de Energia São Manoel S.A. – DRE (2035-2049)

Empresa de Energia São Manoel 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**	**dez/48**	**dez/49**
Receita Bruta	**901**	**933**	**961**	**993**	**1.049**	**1.086**	**1.119**	**1.156**	**1.194**	**1.237**	**1.274**	**1.316**	**1.359**	**1.437**	**1.481**
Receita ACR	612	634	653	675	697	722	744	768	793	822	847	874	903	-	-
Receita ACL	233	242	249	257	289	299	308	318	329	341	351	362	374	1.437	1.481
Receita SPOT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Receita com Reembolso Seguro GSF	55	57	59	61	63	65	67	70	72	74	77	79	82	-	-
Receita Acessória/ outras receitas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deduções	(91)	(94)	(97)	(100)	(106)	(110)	(113)	(117)	(121)	(125)	(129)	(133)	(137)	(145)	(150)
Receita líquida	**810**	**839**	**864**	**893**	**943**	**976**	**1.006**	**1.039**	**1.073**	**1.112**	**1.145**	**1.183**	**1.222**	**1.292**	**1.331**
Custo total	(330)	(341)	(351)	(362)	(374)	(386)	(398)	(411)	(424)	(438)	(451)	(465)	(480)	(457)	(471)
Encargos de transmissão, conexão e distribuição	(194)	(201)	(207)	(214)	(221)	(229)	(236)	(244)	(252)	(260)	(269)	(278)	(287)	(296)	(306)
Seguros	(25)	(26)	(26)	(27)	(28)	(29)	(30)	(31)	(32)	(33)	(34)	(35)	(36)	-	-
O&M	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo com compra de energia	(48)	(50)	(52)	(53)	(55)	(57)	(59)	(61)	(63)	(65)	(67)	(69)	(72)	(74)	(76)
Outros custos	(56)	(58)	(60)	(62)	(64)	(66)	(68)	(70)	(73)	(75)	(77)	(80)	(83)	(85)	(88)
UBP	(6)	(6)	(6)	(6)	(6)	(6)	(5)	(5)	(5)	(4)	(4)	(3)	(2)	(2)	(1)
Lucro Bruto	**480**	**498**	**513**	**530**	**569**	**590**	**608**	**628**	**649**	**674**	**694**	**718**	**742**	**835**	**860**
Despesas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesas com pessoal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesas com serviços de terceiros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesas com provisões e revisões	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras despesas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	**480**	**498**	**513**	**530**	**569**	**590**	**608**	**628**	**649**	**674**	**694**	**718**	**742**	**835**	**860**
Depreciação e Amortização	(124)	(125)	(125)	(126)	(127)	(128)	(129)	(130)	(131)	(132)	(133)	(135)	(136)	(106)	(23)
EBIT	**356**	**374**	**388**	**404**	**442**	**462**	**479**	**498**	**519**	**542**	**561**	**583**	**606**	**729**	**836**
Receita Financeira	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa financeira	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	**356**	**374**	**388**	**404**	**442**	**462**	**479**	**498**	**519**	**542**	**561**	**583**	**606**	**729**	**836**
IR e CSLL - corrente	(121)	(127)	(132)	(137)	(150)	(157)	(163)	(169)	(176)	(184)	(191)	(198)	(206)	(248)	(284)
IR e CSLL - diferido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro líquido	**235**	**247**	**256**	**267**	**292**	**305**	**316**	**329**	**342**	**358**	**370**	**385**	**400**	**481**	**552**

Fonte: Administração/ EY

Anexo 4.3: Empresa de Energia São Manoel S.A. – FC

Empresa de Energia São Manoel S.A. - Em BRL milhões	*Informação Financeira Projetada*													
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	**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**	**dez/35**
Fluxo de caixa operacional	**130**	**281**	**308**	**322**	**331**	**340**	**352**	**326**	**336**	**343**	**326**	**334**	**344**	**354**
(+) EBITDA	138	310	338	349	357	369	383	394	407	421	437	449	464	480
(-) IR e CSLL - FCLF	(8)	(20)	(23)	(24)	(25)	(27)	(28)	(65)	(68)	(74)	(107)	(111)	(116)	(121)
(+/-) Variação do capital de giro	0	(11)	(8)	(3)	(2)	(3)	(4)	(3)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)
(-) UBP	1	2	1	1	1	1	1	0	0	0	(0)	(0)	(0)	(1)
Capex	**(23)**	**(20)**	**(16)**	**28**	**(9)**	**(10)**	**(11)**	**(12)**	**(13)**	**(14)**	**(15)**	**(16)**	**(17)**	**(18)**
Indenização	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	**108**	**261**	**292**	**350**	**322**	**330**	**341**	**315**	**323**	**330**	**311**	**318**	**327**	**335**

Empresa de Energia São Manoel S.A. - Em BRL milhões	*Informação Financeira Projetada*													
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**	**dez/48**	**dez/49**
Fluxo de caixa operacional	**365**	**375**	**386**	**405**	**425**	**436**	**449**	**463**	**478**	**491**	**506**	**521**	**551**	**799**
(+) EBITDA	498	513	530	569	590	608	628	649	674	694	718	742	835	860
(-) IR e CSLL - FCLF	(127)	(132)	(137)	(150)	(157)	(163)	(169)	(176)	(184)	(191)	(198)	(206)	(248)	(284)
(+/-) Variação do capital de giro	(5)	(4)	(5)	(11)	(6)	(5)	(6)	(6)	(6)	(6)	(7)	(7)	(27)	234
(-) UBP	(1)	(1)	(2)	(2)	(3)	(3)	(4)	(5)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(11)
Capex	**(20)**	**(22)**	**(23)**	**(25)**	**(27)**	**(29)**	**(32)**	**(34)**	**(37)**	**(40)**	**(43)**	**(47)**	**(51)**	**(86)**
Indenização	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**471**
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	**345**	**354**	**363**	**380**	**397**	**407**	**417**	**428**	**441**	**451**	**462**	**474**	**500**	**1.184**

Fonte: Administração/ EY

Anexo 5.1: Companhia Hidrelétrica Teles Pires (CHTP) – Principais Premissas

As premissas descritas abaixo referem-se às projeções de CHTP, subsidiária integral de TPP. O valor de ativos e passivos não operacionais de TPP foi adicionado ao valor justo do capital da CHTP, obtido por fluxo de caixa descontado e ajustado pela participação de TPP em CHTP.

Descrição

Constituída em 2010, a CHTP é a SPE responsável pelas atividades de construção, manutenção, operação e comercialização da energia gerada da Usina Hidrelétrica Teles Pires. O contrato foi celebrado em junho de 2011, com duração de 35 anos. Conforme o 2° Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, o prazo foi prolongado até final de janeiro de 2047.

A Usina Hidrelétrica Teles Pires possui uma capacidade instalada de 1.807 MW e garantia física de 939 MW. Considerando o percentual de 2,39% de perdas, a energia assegurada é de 917 MW.

Receita

As receitas foram projetadas de acordo com o volume e preço dos contratos de ACR e ACL firmados pela Teles Pires. Os contratos de ACR tem duração até 2047, representam 61% da garantia física e totalizam 576 MW, a um preço médio de R$ 114/MWh (preço na data base). Os contratos ACR tem o preço reajustado pelo IPCA no mês de abril. Os contratos do ACL representam 33% da garantia física e totalizam 307 MW sendo que, deste total, 131 MW estão contratados até 2047, a um preço médio de R$ 179/MWh e 176 MW estão contratados até 2036, a um preço médio de R$ 169/MWh. Tais contratos tem o preço reajustado anualmente pelo IPCA no mês de janeiro.

A avaliação considerou um GSF médio de 80% em 2022, chegando a 89% em 2023, estabilizando-se em 90% de 2024 até o fim da projeção, conforme estimativa média de mercado. Foi considerada a venda da totalidade da energia descontratada no mercado SPOT à tarifa de R$ 169/MWh. Destaca-se que Teles Pires possui seguro de repactuação de risco hidrológico do tipo SP92 para 778 MW (com cobertura limitada a um GSF de 92%).

Sobre a receita bruta há incidência do PIS e COFINS, projetados conforme alíquotas aplicáveis ao regime tributário de Lucro Real. Além disso são projetados encargos de P&D com alíquota de 1,0% sobre a receita líquida de PIS e COFINS CFURH e TFSEE. Desta forma, as receitas líquidas projetadas observaram um crescimento anual médio de 2,5% ao longo da projeção.

Custos e Despesas

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

Os encargos de uso e conexão se referem aos encargos setoriais de TFSEE, CFURH e TUST. Esses custos são obrigações decorrentes do contrato firmado com o ONS e as concessionárias geradoras de energia.

A TFSEE foi calculada considerando um BETU de R$ 854,1/kW e uma alíquota de 0,4%, aplicável sobre a capacidade instalada. Já o cálculo da CFURH considerou uma TAR de R$ 83,8/kW e alíquota de 7%, aplicável sobre a energia assegurada líquida de perdas. Por fim a TUST foi calculada com base em uma tarifa de R$ 16,7/kW/mês em 2022, chegando a R$ 11,7/kW/mês em 2024, estabilizando-se neste patamar até o fim da projeção (tal redução é prevista em função de alterações de âmbito regulatório e de novas perspectivas do setor, conforme informado pela Administração).

Foi considerada a compra de energia no mercado SPOT à tarifa de R$ 169/MWh para fazer frente a eventuais déficits de energia projetados.

Os demais custos e despesas englobam gastos com pessoal, materiais, serviços de terceiros, pagamento de UBP, dentre outros, os quais foram projetados em linha com o histórico da companhia e corrigidos anualmente pelo IPCA.

Deste modo, a margem EBITDA média anual projetada para Teles Pires foi de 48,7%.

Imposto de Renda

A projeção dos impostos diretos foi baseada no regime de

tributação do Lucro Real, no qual a Jirau está enquadrada. Os impostos diretos foram projetados de acordo com a legislação fiscal brasileira vigente, observando a alíquota de 34%. A avaliação considera o aproveitamento do saldo de prejuízo fiscal existente na data-base, representado pelo imposto de renda diferido contabilizado no montante de R$ 257 milhões, sendo a compensação dos prejuízos limitada a 30% do lucro real. Adicionalmente, foi considerado o benefício fiscal da SUDAM que permite uma redução de 75% da alíquota do IRPJ, válido até 2026.

Investimentos (CAPEX) e Depreciação

De acordo com as expectativas da administração, foi projetado um CAPEX de manutenção com o objetivo de manter o nível operacional e de manutenção do ativo, que totalizou R$ 315 milhões (em termos reais) ao longo do período projetivo e representou, em média, 1,2% da ROL ao longo da projeção.

As despesas com depreciação relativas aos ativos existentes na data-base e aos novos investimentos foram projetadas de forma linear a uma taxa de 3,1% ao ano. É importante ressaltar que ao final da projeção é considerado um saldo residual de R$ 208 milhões referente aos ativos que não foram integralmente depreciados ao longo da concessão, impactando o fluxo de caixa no último período projetivo.

Capital de giro

O capital de giro estimado foi baseado nas demonstrações financeiras históricas de Teles Pires. As contas patrimoniais foram analisadas e classificadas como ativos e passivos operacionais ou não operacionais. Os Drivers históricos de capital de giro foram calculados para os ativos e passivos operacionais baseados nas receitas, custos e despesas operacionais, conforme aplicável, e utilizados nas projeções.

Desta forma, o capital de giro líquido representou, em média, -1,1% da ROL ao longo da projeção.

Taxa de Desconto

O fluxo de caixa foi descontado a valor presente utilizando uma taxa de desconto (WACC) de 9,7%, cujo detalhamento é apresentado na página 34 deste Relatório.

Ajustes NOPs

As contas do ativo consideradas como NOP e adicionadas ao valor do capital da CHTP foram: Títulos e Valores Mobiliários, Impostos Diferidos (oriundos de diferenças temporárias), Depósitos Judiciais e Outros Ativos Não circulantes. Já as contas do passivo classificadas como NOP e subtraídas do valor do capital da CHTP foram: Provisões e Outros Passivos Não Circulantes. Além disso, todos os ativos e passivos da TPP registrados no nível da controladora foram considerados como NOP e adicionados/subtraídos ao valor do capital de CHTP ajustado pela participação de TPP.

Anexo 5.2: Companhia Hidrelétrica Teles Pires (CHTP) – DRE (2020-2033)

Companhia Hidrelétrica Teles Pires (CHTP) – Em BRL milhões	*Informação Financeira Histórica*			*Informação Financeira Projetada*											
DRE (Em BRL milhões)	**dez/20**	**dez/21**	**jun/22**	**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	**950**	**990**	**525**	**525**	**1.084**	**1.102**	**1.116**	**1.174**	**1.173**	**1.176**	**1.213**	**1.253**	**1.294**	**1.341**	**1.381**
Fornecimento de Energia - ACR	503	522	278	290	617	647	667	689	712	738	760	785	811	840	865
Fornecimento de Energia - ACL	444	464	231	235	467	446	440	476	452	429	443	458	473	490	505
Fornecimento de Energia - Curto Prazo	-	-	-	-	-	8	9	9	9	10	10	10	10	11	11
Outras Receitas	2	5	15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deduções	(157)	(157)	(97)	(53)	(109)	(111)	(113)	(119)	(118)	(119)	(122)	(126)	(131)	(135)	(139)
Receita líquida	**793**	**833**	**428**	**472**	**974**	**991**	**1.003**	**1.056**	**1.055**	**1.057**	**1.091**	**1.126**	**1.164**	**1.205**	**1.242**
Custo total	(487)	(462)	(271)	(305)	(605)	(431)	(442)	(454)	(467)	(482)	(496)	(509)	(457)	(471)	(486)
Encargos de transmissão, conexão e distribuição	(293)	(316)	(165)	(193)	(410)	(315)	(325)	(336)	(347)	(358)	(370)	(382)	(395)	(408)	(421)
Serviços de operação e manutenção	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo de compra de energia	(163)	(111)	(89)	(80)	(38)	(27)	(28)	(29)	(30)	(31)	(32)	(33)	(34)	(36)	(37)
UBP	-	-	-	(8)	(10)	(7)	(6)	(6)	(6)	(6)	(6)	(6)	(5)	(5)	(5)
Outros custos e despesas	(31)	(35)	(17)	(25)	(148)	(82)	(82)	(83)	(84)	(86)	(88)	(88)	(22)	(23)	(23)
Lucro Bruto	**306**	**371**	**157**	**166**	**370**	**560**	**561**	**601**	**587**	**575**	**595**	**618**	**707**	**734**	**756**
Despesas	(13)	(17)	(7)	(29)	(56)	(55)	(56)	(58)	(60)	(65)	(71)	(73)	(76)	(78)	(81)
Pessoal	(4)	(4)	(3)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Serviços de Terceiros	(9)	(12)	(3)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Seguros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras Despesas	(0)	(1)	(1)	(29)	(56)	(55)	(56)	(58)	(60)	(65)	(71)	(73)	(76)	(78)	(81)
EBITDA	**292**	**354**	**150**	**137**	**314**	**504**	**505**	**543**	**527**	**510**	**524**	**544**	**631**	**656**	**675**
Depreciação	(180)	(163)	(88)	(79)	(159)	(160)	(160)	(161)	(162)	(163)	(164)	(164)	(164)	(164)	(164)
Amortização	-	-	-	(3)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)
EBIT	**112**	**191**	**62**	**55**	**149**	**338**	**338**	**376**	**358**	**340**	**354**	**374**	**460**	**485**	**504**
Receita/Despesa Financeira	(180)	(120)	(105)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa financeira do pagamento da outorga	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	**(67)**	**70**	**(43)**	**55**	**149**	**338**	**338**	**376**	**358**	**340**	**354**	**374**	**460**	**485**	**504**
IR e CSLL - corrente	-	-	-	(8)	(23)	(52)	(52)	(57)	(122)	(116)	(120)	(127)	(157)	(165)	(172)
IR e CSLL - diferido	21	(27)	14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortização do ágio e reversão PMIPL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro líquido	**(46)**	**44**	**(29)**	**47**	**126**	**287**	**287**	**318**	**236**	**225**	**234**	**247**	**304**	**320**	**333**

Fonte: Administração/ EY

Anexo 5.2: Companhia Hidrelétrica Teles Pires (CHTP) – DRE (2034-2047)

Companhia Hidrelétrica Teles Pires (CHTP) – 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**
Receita Bruta	**1.427**	**1.474**	**1.522**	**1.445**	**1.493**	**1.542**	**1.597**	**1.645**	**1.700**	**1.756**	**1.819**	**1.873**	**1.935**	**167**
Fornecimento de Energia - ACR	894	923	956	1.327	1.371	1.416	1.466	1.511	1.560	1.612	1.670	1.720	1.777	153
Fornecimento de Energia - ACL	521	539	554	118	122	126	131	135	139	144	149	154	159	14
Fornecimento de Energia - Curto Prazo	12	12	12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras Receitas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deduções	(144)	(149)	(154)	(146)	(151)	(156)	(161)	(166)	(172)	(177)	(184)	(189)	(195)	(17)
Receita líquida	**1.283**	**1.325**	**1.369**	**1.299**	**1.342**	**1.387**	**1.436**	**1.479**	**1.528**	**1.579**	**1.635**	**1.684**	**1.740**	**150**
Custo total	(500)	(516)	(532)	(602)	(622)	(643)	(665)	(687)	(653)	(675)	(699)	(722)	(746)	(64)
Encargos de transmissão, conexão e distribuição	(435)	(449)	(464)	(480)	(495)	(512)	(529)	(546)	(564)	(583)	(602)	(622)	(642)	(55)
Serviços de operação e manutenção	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo de compra de energia	(38)	(39)	(40)	(90)	(93)	(96)	(100)	(103)	(106)	(110)	(114)	(117)	(121)	(10)
UBP	(5)	(5)	(4)	(4)	(4)	(3)	(3)	(3)	(2)	(2)	(1)	(1)	(0)	-
Outros custos e despesas	(23)	(23)	(23)	(28)	(30)	(32)	(34)	(36)	19	19	18	17	17	1
Lucro Bruto	**782**	**809**	**837**	**697**	**720**	**743**	**771**	**792**	**875**	**903**	**936**	**962**	**993**	**86**
Despesas	(84)	(86)	(89)	(92)	(95)	(98)	(102)	(105)	(108)	(112)	(116)	(120)	(123)	(69)
Pessoal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Serviços de Terceiros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Seguros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras Despesas	(84)	(86)	(89)	(92)	(95)	(98)	(102)	(105)	(108)	(112)	(116)	(120)	(123)	(69)
EBITDA	**698**	**722**	**747**	**605**	**625**	**645**	**669**	**687**	**767**	**791**	**821**	**843**	**870**	**17**
Depreciação	(164)	(164)	(164)	(165)	(165)	(165)	(165)	(165)	(165)	(165)	(166)	(166)	(125)	(1)
Amortização	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(3)
EBIT	**528**	**552**	**576**	**434**	**453**	**473**	**497**	**515**	**595**	**619**	**648**	**670**	**738**	**13**
Receita/Despesa Financeira	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa financeira do pagamento da outorga	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	**528**	**552**	**576**	**434**	**453**	**473**	**497**	**515**	**595**	**619**	**648**	**670**	**738**	**13**
IR e CSLL - corrente	(179)	(188)	(196)	(148)	(154)	(161)	(169)	(175)	(202)	(210)	(220)	(228)	(251)	(4)
IR e CSLL - diferido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortização do ágio e reversão PMIPL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro líquido	**348**	**364**	**380**	**286**	**299**	**312**	**328**	**340**	**392**	**409**	**428**	**442**	**487**	**9**

Fonte: Administração/ EY

Anexo 5.3: Companhia Hidrelétrica Teles Pires (CHTP) – FC

Companhia Hidrelétrica Teles Pires (CHTP) – Em BRL milhões	*Informação Financeira Projetada*											
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	**dez/22**	**dez/23**	**dez/24**	**dez/25**	**dez/26**	**dez/27**	**dez/28**	**dez/29**	**dez/30**	**dez/31**	**dez/32**	**dez/33**
Fluxo de caixa operacional	**157**	**294**	**429**	**467**	**498**	**448**	**429**	**436**	**450**	**504**	**491**	**497**
(+) EBITDA	137	314	504	505	543	527	510	524	544	631	656	675
(-) IR e CSLL - FCLF	(6)	(16)	(36)	(36)	(40)	(85)	(81)	(84)	(89)	(110)	(158)	(172)
(+/-) Variação do capital de giro	22	(5)	(36)	1	(2)	11	4	1	0	(12)	(0)	0
(-) UBP	3	1	(2)	(3)	(3)	(4)	(4)	(5)	(5)	(6)	(6)	(7)
Capex	**(30)**	**(27)**	**(28)**	**(23)**	**(25)**	**(37)**	**(37)**	**(7)**	**(3)**	**(3)**	**(3)**	**(3)**
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	**127**	**267**	**401**	**444**	**473**	**412**	**392**	**430**	**447**	**501**	**488**	**494**

Companhia Hidrelétrica Teles Pires (CHTP) – Em BRL milhões	*Informação Financeira Projetada*													
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	**511**	**527**	**543**	**467**	**461**	**474**	**489**	**500**	**541**	**567**	**585**	**599**	**620**	**(12)**
(+) EBITDA	698	722	747	605	625	645	669	687	767	791	821	843	870	17
(-) IR e CSLL - FCLF	(179)	(188)	(196)	(148)	(154)	(161)	(169)	(175)	(202)	(210)	(220)	(228)	(251)	(4)
(+/-) Variação do capital de giro	0	0	0	19	1	1	1	1	(9)	1	1	1	3	(24)
(-) UBP	(8)	(8)	(9)	(10)	(11)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(1)	-
Capex	**(8)**	**(3)**	**(3)**	**(4)**	**(4)**	**(10)**	**(4)**	**(4)**	**(4)**	**(4)**	**(11)**	**(5)**	**(5)**	**208**
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	**503**	**523**	**539**	**463**	**457**	**464**	**485**	**496**	**537**	**562**	**574**	**594**	**615**	**196**

Fonte: Administração/ EY

Anexo 6.1: Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. (BMTE) – Principais Premissas

Descrição

A Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A (BMTE) foi constituída em 20.03.2014, sendo responsável pela construção, operação e manutenção de instalações de transmissão destinadas a escoar a energia gerada pelo complexo hidrelétrico de Belo Monte pelo período de 30 anos, contados da data de assinatura do Contrato de Concessão 11/2013.

Receita

A receita da BMTE é proveniente da Receita Anual Permitida ("RAP"), com valor de R$ 744.244 mil na data-base, de acordo com a Resolução Homologatória nº 3.097 de 12 de julho de 2022.

A RAP é referente aos serviços prestados na Rede Básica, estabelecido via contrato de concessão com a ANEEL, onde são previstos dois tipos de correções:

- Pelo IPCA em julho de cada ano;
- Revisão Tarifária quinquenal da operação da Rede Básica considerando perspectivas macroeconômicas e os parâmetros previstos no contrato de concessão. Vale mencionar que não consideramos as revisões tarifárias nas projeções da BMTE.

Ainda foi considerada uma RAP de reforço na data-base no valor de R$ 16.340 mil.

Sobre a receita foi considerada uma parcela dedutiva de 1,6% 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.

Para fins de contabilização da Interpretação Técnica CPC 47 (Reconhecimento de Receita de Contrato com Clientes) ao qual a BMTE está sujeita, a Receita Operacional Bruta ("ROB") é representada pelos eventos decorrentes da concessão, sendo composta por:

- Receita de Operação: Reconhecimento de receita proveniente da Operação das linhas de transmissão do ativo de concessão;
- Remuneração dos Ativos de Concessão: Reconhecimento de receita proveniente da remuneração do ativo financeiro da concessão;
- Receita de Construção: Reconhecimento de receita proveniente dos investimentos do ativo financeiro da concessão (contrapartida do Custo de Construção).

Sobre a ROB há incidência do PIS e COFINS, projetados conforme alíquotas aplicáveis ao regime tributário de Lucro Real.

Custos e Despesas

Os principais custos e despesas operacionais são compostos por encargos setoriais, custo pessoal, serviços, O&M e outros.

Os encargos setoriais se referem a Pesquisa & Desenvolvimento ("P&D"), calculado como 1,00% do resultado da ROL menos a RGR e a TFSEE e a Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica ("TFSEE"), calculada como 0,40% da ROB.

As premissas de custos e despesas foram definidas com base em valores fornecidos pela Administração, as quais, durante a projeção, foram reajustadas anualmente pelo IPCA.

Em decorrência das premissas utilizadas para projeção de custos e despesas operacionais, a margem EBITDA apresentou uma média de 75,5% ao longo da projeção.

Imposto de Renda

A projeção dos impostos diretos foi baseada no regime de tributação do Lucro Real, no qual a BMTE está enquadrada. Os impostos diretos foram projetados de acordo com a legislação fiscal brasileira vigente, observando-se a alíquota de 34%.

Adicionalmente, foi considerado o benefício fiscal da SUDAM, sendo calculada uma redução de 75% da alíquota do IRPJ, válido até 2028.

Diante da existência de diferimento dos impostos, o efetivo pagamento destes na projeção é proporcional ao recebimento da RAP do período.

CAPEX

Novos investimentos (CAPEX) foram previstos pela Administração considerando a natureza das operações da BMTE e a manutenção de sua rede de transmissão, apresentando um valor total de R$ 242 milhões entre Junho de 2022 e o ano de 2041.

Valor Residual

Para a avaliação, consideramos que ao final do período da concessão, a BMTE receberá 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.

Capital de giro

O capital de giro estimado foi baseado nas demonstrações financeiras históricas da BMTE. As contas patrimoniais foram analisadas e classificadas como ativos e passivos operacionais ou não operacionais. Os Drivers históricos de capital de giro foram calculados para os ativos e passivos operacionais baseados nas receitas, custos e despesas operacionais, conforme aplicável, e utilizados nas projeções.

Taxa de Desconto

O fluxo de caixa foi descontado a valor presente utilizando uma taxa de desconto (WACC) de 9,4%, cujo detalhamento é apresentado na página 40 deste Relatório.

Ajustes NOPs

As contas do ativo consideradas como NOP e adicionadas ao valor do capital da BMTE foram: Impostos e Contribuições a Recuperar, e Outros Ativos Circulantes e Não Circulantes. Já as contas do passivo classificadas como NOP e subtraídas do valor do capital da BMTE foram: Outros Passivos Circulantes e Não Circulantes.

Anexo 6.2: Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. (BMTE) – DRE (2020-2033)

BMTE - Em BRL milhões	*Informação Financeira Histórica*				*Informação Financeira Projetada*										
DRE (Em BRL milhões)	**dez/20**	**dez/21**	**jun/22**	**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 operacional bruta	**929**	**1.000**	**515**	**583**	**985**	**996**	**1.011**	**1.022**	**1.053**	**1.034**	**1.044**	**1.042**	**1.033**	**1.044**	**1.012**
Receita de construção	-	-	-	35	6	2	6	7	27	3	10	8	4	23	5
Receita de O&M	68	71	41	121	133	138	142	147	152	157	162	167	173	179	185
Remuneração do ativo financeiro	860	927	474	427	846	856	863	869	874	874	872	866	856	843	823
Outras receitas	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deduções	(86)	(93)	(48)	(54)	(91)	(92)	(94)	(95)	(97)	(96)	(97)	(96)	(96)	(97)	(94)
Receita líquida	**843**	**907**	**467**	**529**	**894**	**903**	**917**	**928**	**956**	**939**	**948**	**945**	**937**	**948**	**919**
Custo total	(108)	(108)	(63)	(141)	(126)	(127)	(134)	(140)	(162)	(145)	(157)	(159)	(161)	(183)	(172)
Encargos setoriais	(9)	(10)	(5)	(5)	(11)	(12)	(12)	(13)	(13)	(13)	(14)	(14)	(15)	(15)	(16)
Custos operacionais	(65)	(76)	(38)	(104)	(110)	(113)	(117)	(121)	(125)	(129)	(133)	(138)	(142)	(147)	(152)
Custo de construção	(34)	(21)	(20)	(31)	(5)	(2)	(5)	(6)	(25)	(3)	(9)	(8)	(4)	(21)	(5)
EBITDA	**735**	**799**	**404**	**388**	**768**	**776**	**783**	**788**	**793**	**793**	**791**	**786**	**777**	**765**	**746**
Depreciação e Amortização	(0)	(1)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
EBIT	**734**	**799**	**403**	**388**	**768**	**776**	**783**	**788**	**793**	**793**	**791**	**786**	**776**	**764**	**746**
Resultado financeiro	(286)	(308)	(166)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	**448**	**490**	**238**	**388**	**768**	**776**	**783**	**788**	**793**	**793**	**791**	**786**	**776**	**764**	**746**
IR e CSLL	(154)	(164)	(80)	(59)	(117)	(118)	(119)	(120)	(121)	(121)	(269)	(267)	(264)	(260)	(254)
Lucro líquido	**294**	**326**	**158**	**329**	**651**	**658**	**664**	**668**	**672**	**672**	**522**	**519**	**512**	**505**	**492**

Fonte: Administração/ EY

Anexo 6.2: Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. (BMTE) – DRE (2034-2044)

BMTE - 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**
Receita operacional bruta	**992**	**975**	**935**	**944**	**856**	**785**	**729**	**625**	**517**	**397**	**251**
Receita de construção	5	14	8	54	16	6	22	5	-	-	-
Receita de O&M	191	197	203	210	217	224	232	239	247	255	251
Remuneração do ativo financeiro	796	764	724	680	623	554	475	380	270	142	0
Outras receitas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deduções	(92)	(90)	(86)	(87)	(79)	(73)	(67)	(58)	(48)	(37)	(23)
Receita líquida	**900**	**885**	**849**	**857**	**777**	**712**	**662**	**567**	**469**	**360**	**228**
Custo total	(177)	(191)	(191)	(239)	(211)	(209)	(230)	(222)	(224)	(232)	(228)
Encargos setoriais	(16)	(17)	(17)	(18)	(19)	(19)	(20)	(21)	(21)	(22)	(11)
Custos operacionais	(157)	(162)	(167)	(173)	(178)	(184)	(190)	(197)	(203)	(210)	(217)
Custo de construção	(4)	(13)	(7)	(49)	(14)	(6)	(20)	(5)	-	-	-
EBITDA	**723**	**694**	**657**	**617**	**566**	**503**	**431**	**345**	**245**	**128**	**0**
Depreciação e Amortização	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
EBIT	**722**	**693**	**657**	**617**	**565**	**503**	**431**	**345**	**244**	**128**	**(0)**
Resultado financeiro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	**722**	**693**	**657**	**617**	**565**	**503**	**431**	**345**	**244**	**128**	**(0)**
IR e CSLL	(246)	(236)	(223)	(210)	(192)	(171)	(146)	(117)	(83)	(44)	-
Lucro líquido	**477**	**458**	**434**	**407**	**373**	**332**	**284**	**228**	**161**	**85**	**(0)**

Fonte: Administração/ EY

Anexo 6.3: Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. (BMTE) – FC

BMTE - Em BRL milhões	*Informação Financeira Projetada*											
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	**dez/22**	**dez/23**	**dez/24**	**dez/25**	**dez/26**	**dez/27**	**dez/28**	**dez/29**	**dez/30**	**dez/31**	**dez/32**	**dez/33**
Fluxo de caixa operacional	**200**	**519**	**541**	**562**	**581**	**599**	**622**	**650**	**663**	**685**	**706**	**732**
(+) Receita operacional bruta	413	854	901	936	967	999	1.032	1.066	1.101	1.137	1.175	1.214
(-) Imposto indireto	(28)	(58)	(61)	(63)	(65)	(67)	(70)	(72)	(74)	(77)	(79)	(82)
(-) Encargos do setor	(5)	(11)	(12)	(12)	(13)	(13)	(13)	(14)	(14)	(15)	(15)	(16)
(-) Custos operacionais	(104)	(110)	(113)	(117)	(121)	(125)	(129)	(133)	(138)	(142)	(147)	(152)
(-) Despesas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Imposto direto FCLF	(80)	(165)	(174)	(181)	(187)	(193)	(199)	(206)	(213)	(220)	(227)	(234)
(+/-) Variação de capital de giro	4	8	(0)	(1)	(1)	(2)	2	8	0	1	(1)	2
Capex	**(31)**	**(5)**	**(2)**	**(5)**	**(6)**	**(25)**	**(3)**	**(9)**	**(8)**	**(4)**	**(21)**	**(5)**
(+) Indenização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	**168**	**513**	**539**	**557**	**575**	**574**	**619**	**640**	**655**	**681**	**685**	**727**

BMTE - Em BRL milhões	*Informação Financeira Projetada*										
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**
Fluxo de caixa operacional	**755**	**780**	**807**	**830**	**864**	**891**	**919**	**952**	**983**	**1.016**	**421**
(+) Receita operacional bruta	1.254	1.295	1.338	1.382	1.427	1.474	1.523	1.573	1.625	1.678	867
(-) Imposto indireto	(85)	(87)	(90)	(93)	(96)	(99)	(103)	(106)	(110)	(113)	(58)
(-) Encargos do setor	(16)	(17)	(17)	(18)	(19)	(19)	(20)	(21)	(21)	(22)	(11)
(-) Custos operacionais	(157)	(162)	(167)	(173)	(178)	(184)	(190)	(197)	(203)	(210)	(217)
(-) Despesas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Imposto direto FCLF	(242)	(250)	(258)	(267)	(276)	(285)	(294)	(304)	(314)	(324)	(167)
(+/-) Variação de capital de giro	1	1	2	(1)	5	4	3	6	6	6	8
Capex	**(4)**	**(13)**	**(7)**	**(49)**	**(14)**	**(6)**	**(20)**	**(5)**	**-**	**-**	**-**
(+) Indenização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**801**
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	**751**	**767**	**800**	**781**	**850**	**885**	**898**	**947**	**983**	**1.016**	**1.221**

Fonte: Administração/ EY

Anexo 7.1: Interligação Elétrica Madeira S.A. – Principais Premissas

Descrição

A Interligação Elétrica do Madeira S.A. ("IE Madeira") foi constituída em 18 de dezembro de 2008, sendo responsável pela construção, operação e manutenção de instalações de transmissão pelo prazo de 30 anos, contados da data de assinatura dos Contratos de Concessão 013/2009 e 015/2009.

Receita

A receita da IE Madeira é proveniente da Receita Anual Permitida ("RAP"), com valor de R$ 667.060 mil na data-base, de acordo com a Resolução Homologatória nº 3.097 de 12 de julho de 2022.

A RAP é referente aos serviços prestados na Rede Básica, estabelecido via contrato de concessão com a ANEEL, onde são previstos dois tipos de correções:

- Pelo IPCA em julho de cada ano; e
- Revisão Tarifária quinquenal da operação da Rede Básica considerando perspectivas macroeconômicas e os parâmetros previstos no contrato de concessão. Vale mencionar que não consideramos as revisões tarifárias nas projeções da IE Madeira.

Sobre a receita foi considerada uma parcela dedutiva de 2,69% 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.

Para fins de contabilização da Interpretação Técnica CPC 47 (Reconhecimento de Receita de Contrato com Clientes) ao qual a IE Madeira está sujeita, a Receita Operacional Bruta ("ROB") é representada pelos eventos decorrentes da concessão, sendo composta por:

- Receita de Operação: Reconhecimento de receita proveniente da Operação das linhas de transmissão do ativo de concessão;
- Remuneração dos Ativos de Concessão: Reconhecimento de receita proveniente da remuneração do ativo financeiro da concessão; e
- Receita de Construção: Reconhecimento de receita proveniente dos investimentos do ativo financeiro da concessão (contrapartida do Custo de Construção).

Sobre a ROB há incidência do PIS e COFINS, projetados conforme alíquotas aplicáveis ao regime tributário de Lucro Real.

Custos e despesas

Os principais custos e despesas operacionais são compostos por encargos setoriais, custo pessoal, serviços, O&M e outros.

Os encargos setoriais se referem a Pesquisa & Desenvolvimento ("P&D"), calculado como 1% do resultado da ROL menos a RGR e a TFSEE; a Reserva Global de Reversão ("RGR"), calculada como 2,6% da ROB; e a Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica ("TFSEE"), calculada como 0,4% da ROB.

As premissas de custos e despesas foram definidas com base em valores fornecidos pela Administração, as quais, durante a projeção, foram reajustadas anualmente pelo IPCA.

Em decorrência das premissas utilizadas para projeção de custos e despesas operacionais, a margem EBITDA apresentou uma média de 70,5% ao longo da projeção.

Imposto de Renda

A projeção dos impostos diretos foi baseada no regime de tributação do Lucro Real, no qual a IE Madeira está enquadrada. Os impostos diretos foram projetados de acordo com a legislação fiscal brasileira vigente, observando a alíquota de 34%.

Adicionalmente, foi considerado o benefício fiscal da SUDAM, sendo calculada uma redução de 45% da alíquota do IRPJ, válido até 2024, pois parte da linha está em área de benefício e parte não está.

Diante da existência de diferimento dos impostos, o efetivo pagamento destes na projeção é proporcional ao recebimento da RAP do período.

CAPEX

Novos investimentos (CAPEX) foram previstos pela Administração considerando a natureza das operações da IE Madeira e a manutenção de sua rede de transmissão, apresentando um valor total de R$ 386 milhões entre Junho de 2022 e o ano de 2036.

Valor Residual

Para a avaliação, consideramos que ao final do período da concessão, a IE Madeira receberá 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.

Capital de giro

O capital de giro estimado foi baseado nas demonstrações financeiras históricas da IE Madeira. As contas patrimoniais foram analisadas e classificadas como ativos e passivos operacionais ou não operacionais. Os Drivers históricos de capital de giro foram calculados para os ativos e passivos operacionais baseados nas receitas, custos e despesas operacionais, conforme aplicável, e utilizados nas projeções.

Taxa de Desconto

O fluxo de caixa foi descontado a valor presente utilizando uma taxa de desconto (WACC) de 9,7%, cujo detalhamento é apresentado na página 40 deste Relatório.

Ajustes NOPs

As contas do ativo consideradas como NOP e adicionadas ao valor do capital da IE Madeira foram: Impostos e Contribuições a Recuperar de Longo Prazo, e Outros Ativos Circulantes e Não Circulantes. Já as contas do passivo classificadas como NOP e subtraídas do valor do capital da IE Madeira foram: Dividendos a Pagar e Outros Passivos Circulantes e Não Circulantes.

Anexo 7.2 Interligação Elétrica Madeira S.A. – DRE (2020-2033)

IE Madeira - Em BRL milhões	*Informação Financeira Histórica*				*Informação Financeira Projetada*										
DRE (Em BRL milhões)	**dez/20**	**dez/21**	**jun/22**	**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 operacional bruta	**696**	**1.043**	**597**	**421**	**771**	**735**	**723**	**717**	**706**	**693**	**675**	**652**	**625**	**592**	**552**
Receita de construção	-	-	-	63	62	26	19	20	20	21	22	22	23	24	25
Receita de O&M	96	65	31	46	95	99	102	106	109	113	117	120	124	129	133
Remuneração do ativo financeiro	600	977	565	313	614	610	602	591	577	559	537	510	477	439	395
Outras receitas	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deduções	(64)	(96)	(55)	(39)	(71)	(68)	(67)	(66)	(65)	(64)	(62)	(60)	(58)	(55)	(51)
Receita líquida	**632**	**946**	**542**	**382**	**700**	**667**	**657**	**650**	**641**	**629**	**612**	**592**	**567**	**537**	**501**
Custo total	(245)	(72)	(35)	(99)	(142)	(114)	(110)	(114)	(118)	(122)	(125)	(130)	(134)	(138)	(143)
Encargos setoriais	(36)	(25)	(11)	(14)	(29)	(30)	(32)	(33)	(34)	(35)	(36)	(37)	(38)	(40)	(41)
Custos operacionais	(87)	(42)	(23)	(28)	(57)	(59)	(61)	(63)	(65)	(68)	(70)	(72)	(74)	(77)	(79)
Custo de construção	(123)	(4)	(1)	(57)	(56)	(24)	(17)	(18)	(18)	(19)	(20)	(20)	(21)	(22)	(22)
EBITDA	**386**	**875**	**507**	**284**	**557**	**553**	**546**	**536**	**524**	**507**	**487**	**463**	**433**	**399**	**358**
Depreciação e Amortização	(8)	(5)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
EBIT	**379**	**869**	**506**	**283**	**556**	**552**	**545**	**535**	**523**	**506**	**486**	**462**	**432**	**398**	**357**
Resultado financeiro	(330)	(160)	(73)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	**49**	**709**	**433**	**283**	**556**	**552**	**545**	**535**	**523**	**506**	**486**	**462**	**432**	**398**	**357**
IR e CSLL	0	(162)	(104)	(64)	(127)	(126)	(185)	(182)	(178)	(172)	(165)	(157)	(147)	(135)	(121)
Lucro líquido	**49**	**547**	**328**	**219**	**430**	**427**	**360**	**353**	**345**	**334**	**321**	**305**	**285**	**263**	**236**

Fonte: Administração/ EY

Anexo 7.2: Interligação Elétrica Madeira S.A. – DRE (2034-2039)

IE Madeira - Em BRL milhões	*Informação Financeira Projetada*					
DRE (Em BRL milhões)	**dez/34**	**dez/35**	**dez/36**	**dez/37**	**dez/38**	**dez/39**
Receita operacional bruta	**506**	**451**	**388**	**284**	**196**	**99**
Receita de construção	26	26	27	-	-	-
Receita de O&M	137	142	146	151	156	99
Remuneração do ativo financeiro	343	283	215	133	40	0
Outras receitas	-	-	-	-	-	-
Deduções	(47)	(42)	(36)	(26)	(18)	(9)
Receita líquida	**459**	**409**	**352**	**258**	**178**	**89**
Custo total	(148)	(152)	(158)	(137)	(142)	(89)
Encargos setoriais	(42)	(44)	(45)	(47)	(48)	(8)
Custos operacionais	(82)	(85)	(88)	(90)	(93)	(81)
Custo de construção	(23)	(24)	(25)	-	-	-
EBITDA	**311**	**257**	**195**	**121**	**37**	**0**
Depreciação e Amortização	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(0)
EBIT	**310**	**256**	**194**	**120**	**36**	**(0)**
Resultado financeiro	-	-	-	-	-	-
EBT	**310**	**256**	**194**	**120**	**36**	**(0)**
IR e CSLL	(106)	(87)	(66)	(41)	(12)	-
Lucro líquido	**205**	**169**	**128**	**79**	**23**	**(0)**

Fonte: Administração/ EY

Anexo 7.3: Interligação Elétrica Madeira S.A. – FC

IE Madeira - Em BRL milhões	*Informação Financeira Projetada*											
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	**dez/22**	**dez/23**	**dez/24**	**dez/25**	**dez/26**	**dez/27**	**dez/28**	**dez/29**	**dez/30**	**dez/31**	**dez/32**	**dez/33**
Fluxo de caixa operacional	**201**	**453**	**478**	**502**	**513**	**530**	**547**	**565**	**584**	**603**	**622**	**642**
(+) Receita operacional bruta	358	741	782	811	838	866	894	924	954	986	1.017	1.051
(-) Imposto indireto	(20)	(41)	(44)	(45)	(47)	(48)	(50)	(52)	(53)	(55)	(57)	(59)
(-) Encargos do setor	(14)	(29)	(30)	(32)	(33)	(34)	(35)	(36)	(37)	(38)	(40)	(41)
(-) Custos operacionais	(28)	(57)	(59)	(61)	(63)	(65)	(68)	(70)	(72)	(74)	(77)	(79)
(-) Despesas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Imposto direto FCLF	(78)	(162)	(170)	(177)	(183)	(189)	(195)	(202)	(208)	(215)	(222)	(229)
(+/-) Variação de capital de giro	(18)	1	1	5	0	0	0	0	0	(0)	(0)	(0)
Capex	**(57)**	**(56)**	**(24)**	**(17)**	**(18)**	**(18)**	**(19)**	**(20)**	**(20)**	**(21)**	**(22)**	**(22)**
(+) Indenização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	**144**	**397**	**455**	**484**	**495**	**511**	**528**	**546**	**563**	**582**	**600**	**620**

IE Madeira - Em BRL milhões	*Informação Financeira Projetada*					
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	**dez/34**	**dez/35**	**dez/36**	**dez/37**	**dez/38**	**dez/39**
Fluxo de caixa operacional	**664**	**685**	**708**	**731**	**755**	**63**
(+) Receita operacional bruta	1.085	1.121	1.158	1.196	1.236	213
(-) Imposto indireto	(61)	(63)	(65)	(67)	(69)	(12)
(-) Encargos do setor	(42)	(44)	(45)	(47)	(48)	(8)
(-) Custos operacionais	(82)	(85)	(88)	(90)	(93)	(81)
(-) Despesas	-	-	-	-	-	-
(-) Imposto direto FCLF	(237)	(245)	(253)	(261)	(269)	(46)
(+/-) Variação de capital de giro	(0)	(0)	(0)	(0)	(1)	(2)
Capex	**(23)**	**(24)**	**(25)**	**-**	**-**	**-**
(+) Indenização	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**336**
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	**640**	**661**	**683**	**731**	**755**	**399**

Fonte: Administração/ EY

Anexo 8.1: Mata de Santa Genebra Transmissão S.A. (MSG) – Principais Premissas

Descrição

A Mata de Santa Genebra Transmissão S.A ("MSG") foi constituída em 11.12.2013, sendo responsável pela construção, implantação, operação e manutenção das instalações de Transmissão integradas à Rede Básica do Sistema Interligado Nacional – SIN pelo período de 30 anos, contados da data de assinatura do Contrato de Concessão 01/2014.

Receita

A receita da MSG é proveniente da Receita Anual Permitida ("RAP"), com valor de R$ 300.257 mil na data-base, de acordo com a Resolução Homologatória nº 3.097 de 12 de julho de 2022.

A RAP é referente aos serviços prestados na Rede Básica, estabelecido via contrato de concessão com a ANEEL, onde são previstos dois tipos de correções:

- Pelo IPCA em julho de cada ano; e
- Revisão Tarifária quinquenal da operação da Rede Básica considerando perspectivas macroeconômicas e os parâmetros previstos no contrato de concessão. Vale mencionar que não consideramos as revisões tarifárias nas projeções da MSG.

Sobre a receita foi considerada uma parcela dedutiva de 0,6% 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.

Para fins de contabilização da Interpretação Técnica CPC 47 (Reconhecimento de Receita de Contrato com Clientes) ao qual a MSG está sujeita, a Receita Operacional Bruta ("ROB") é representada pelos eventos decorrentes da concessão, sendo composta por:

- Receita de Operação: Reconhecimento de receita proveniente da Operação das linhas de transmissão do ativo de concessão;
- Remuneração dos Ativos de Concessão: Reconhecimento de receita proveniente da remuneração do ativo financeiro da concessão; e
- Receita de Construção: Reconhecimento de receita proveniente dos investimentos do ativo financeiro da concessão (contrapartida do Custo de Construção).

Sobre a ROB há incidência do PIS e COFINS, projetados conforme alíquotas aplicáveis ao regime tributário de Lucro Real.

Custos e despesas

Os principais custos e despesas operacionais são compostos por encargos setoriais, custo pessoal, serviços, O&M e outros.

Os encargos setoriais se referem a Pesquisa & Desenvolvimento ("P&D"), calculado como 1% do resultado da ROL menos a RGR e a TFSEE e a Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica ("TFSEE"), calculada como 0,4% da ROB.

As premissas de custos e despesas foram definidas com base em valores fornecidos pela Administração, as quais, durante a projeção, foram reajustadas anualmente pelo IPCA.

Em decorrência das premissas utilizadas para projeção de custos e despesas operacionais, a margem EBITDA apresentou uma média de 81,6% ao longo da projeção.

Imposto de Renda

A projeção dos impostos diretos foi baseada no regime de tributação do Lucro Real, no qual a MSG está enquadrada. Os impostos diretos foram projetados de acordo com a legislação fiscal brasileira vigente, observando a alíquota de 34%.

Diante da existência de diferimento dos impostos, o efetivo pagamento destes na projeção é proporcional ao recebimento da RAP do período.

CAPEX

Novos investimentos (CAPEX) foram previstos pela Administração considerando a natureza das operações da MSG, apresentando um valor total de R$ 66 milhões entre Junho de 2022 e o ano de 2025.

Valor Residual

Para a avaliação, consideramos que ao final do período da concessão a MSG receberá 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.

Capital de giro

O capital de giro estimado foi baseado nas demonstrações financeiras históricas da MSG. As contas patrimoniais foram analisadas e classificadas como ativos e passivos operacionais ou não operacionais. Os Drivers históricos de capital de giro foram calculados para os ativos e passivos operacionais baseados nas receitas, custos e despesas operacionais, conforme aplicável, e utilizados nas projeções.

Taxa de Desconto

O fluxo de caixa foi descontado a valor presente utilizando uma taxa de desconto (WACC) de 9,3%, cujo detalhamento é apresentado na página 40 deste Relatório.

Ajustes NOPs

As contas do ativo consideradas como NOP e adicionadas ao valor do capital da MSG foram: Impostos e Contribuições a Recuperar de Longo Prazo, e Outros Ativos Circulantes e Não Circulantes. Já as contas do passivo classificadas como NOP e subtraídas do valor do capital da MSG foram: Outros Passivos Circulantes e Não Circulantes.

Fonte: Administração/ EY

Anexo 8.2: Mata de Santa Genebra Transmissão S.A. (MSG) – DRE (2020-2033)

MGE Transmissão S.A. - Em BRL milhões	*Informação Financeira Histórica*				*Informação Financeira Projetada*										
DRE (Em BRL milhões)	**dez/20**	**dez/21**	**jun/22**	**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 operacional bruta	**399**	**468**	**298**	**225**	**428**	**437**	**439**	**432**	**436**	**440**	**443**	**444**	**444**	**441**	**437**
Receita de construção	107	24	7	21	19	19	13	-	-	-	-	-	-	-	-
Receita de O&M	14	23	37	21	44	45	47	49	50	52	54	55	57	59	61
Remuneração do ativo financeiro	334	504	253	183	365	373	379	383	386	388	389	389	387	382	376
Outras receitas	(56)	(82)	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deduções	(33)	(39)	(24)	(21)	(40)	(40)	(41)	(40)	(40)	(41)	(41)	(41)	(41)	(41)	(40)
Receita líquida	**366**	**430**	**275**	**204**	**389**	**396**	**398**	**392**	**396**	**400**	**402**	**403**	**403**	**401**	**397**
Custo total	(128)	(76)	(35)	(38)	(57)	(58)	(55)	(44)	(46)	(47)	(49)	(50)	(52)	(54)	(55)
Encargos setoriais	(2)	(3)	(1)	(2)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(6)	(6)	(6)	(6)	(6)
Custos operacionais	(25)	(45)	(22)	(17)	(35)	(36)	(38)	(39)	(40)	(42)	(43)	(44)	(46)	(47)	(49)
Custo de construção	(100)	(28)	(12)	(19)	(18)	(17)	(12)	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	**239**	**354**	**240**	**166**	**331**	**338**	**344**	**348**	**351**	**353**	**353**	**353**	**351**	**347**	**341**
Depreciação e Amortização	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
EBIT	**239**	**354**	**239**	**166**	**331**	**338**	**344**	**348**	**351**	**352**	**353**	**353**	**351**	**347**	**341**
Resultado financeiro	(92)	(162)	(138)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	**147**	**191**	**101**	**166**	**331**	**338**	**344**	**348**	**351**	**352**	**353**	**353**	**351**	**347**	**341**
IR e CSLL	(50)	(65)	(35)	(57)	(113)	(115)	(117)	(118)	(119)	(120)	(120)	(120)	(119)	(118)	(116)
Lucro líquido	**97**	**126**	**67**	**110**	**219**	**223**	**227**	**229**	**231**	**233**	**233**	**233**	**232**	**229**	**225**

Fonte: Administração/ EY

Anexo 8.2: Mata de Santa Genebra Transmissão S.A. (MSG) – DRE (2034-2044)

MGE Transmissão S.A. - 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**
Receita operacional bruta	**430**	**420**	**407**	**390**	**369**	**342**	**310**	**272**	**226**	**172**	**29**
Receita de construção	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Receita de O&M	63	65	67	69	72	74	76	79	82	84	29
Remuneração do ativo financeiro	367	355	340	320	297	268	234	193	145	88	(0)
Outras receitas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deduções	(40)	(39)	(38)	(36)	(34)	(32)	(29)	(25)	(21)	(16)	(3)
Receita líquida	**390**	**381**	**369**	**354**	**334**	**311**	**282**	**247**	**205**	**156**	**26**
Custo total	(57)	(59)	(61)	(63)	(65)	(67)	(69)	(72)	(74)	(76)	(26)
Encargos setoriais	(7)	(7)	(7)	(7)	(8)	(8)	(8)	(8)	(9)	(9)	(3)
Custos operacionais	(50)	(52)	(54)	(56)	(57)	(59)	(61)	(63)	(65)	(68)	(23)
Custo de construção	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	**333**	**322**	**308**	**291**	**269**	**243**	**212**	**175**	**131**	**80**	**(0)**
Depreciação e Amortização	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
EBIT	**333**	**322**	**308**	**291**	**269**	**243**	**212**	**175**	**131**	**80**	**(0)**
Resultado financeiro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	**333**	**322**	**308**	**291**	**269**	**243**	**212**	**175**	**131**	**80**	**(0)**
IR e CSLL	(113)	(110)	(105)	(99)	(92)	(83)	(72)	(60)	(45)	(27)	-
Lucro líquido	**220**	**213**	**203**	**192**	**178**	**161**	**140**	**116**	**87**	**53**	**(0)**

Fonte: Administração/ EY

Anexo 8.3: Mata de Santa Genebra Transmissão S.A. (MSG) – FC

MGE Transmissão S.A. - Em BRL milhões	*Informação Financeira Projetada*											
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	**dez/22**	**dez/23**	**dez/24**	**dez/25**	**dez/26**	**dez/27**	**dez/28**	**dez/29**	**dez/30**	**dez/31**	**dez/32**	**dez/33**
Fluxo de caixa operacional	**110**	**207**	**218**	**226**	**234**	**241**	**249**	**258**	**266**	**275**	**284**	**293**
(+) Receita operacional bruta	169	349	368	382	394	407	421	435	449	464	479	495
(-) Imposto indireto	(12)	(25)	(26)	(27)	(28)	(29)	(30)	(31)	(32)	(33)	(34)	(35)
(-) Encargos do setor	(2)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(6)	(6)	(6)	(6)	(6)
(-) Custos operacionais	(17)	(35)	(36)	(38)	(39)	(40)	(42)	(43)	(44)	(46)	(47)	(49)
(-) Despesas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Imposto direto FCLF	(38)	(79)	(83)	(86)	(89)	(92)	(95)	(98)	(102)	(105)	(109)	(112)
(+/-) Variação de capital de giro	10	2	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Capex	**(19)**	**(18)**	**(17)**	**(12)**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
(+) Indenização	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	**90**	**190**	**200**	**215**	**234**	**241**	**249**	**258**	**266**	**275**	**284**	**293**

MGE Transmissão S.A. - Em BRL milhões	*Informação Financeira Projetada*										
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**
Fluxo de caixa operacional	**303**	**313**	**324**	**335**	**346**	**357**	**369**	**381**	**394**	**407**	**120**
(+) Receita operacional bruta	511	528	546	564	582	601	621	642	663	685	236
(-) Imposto indireto	(36)	(37)	(39)	(40)	(41)	(43)	(44)	(45)	(47)	(48)	(17)
(-) Encargos do setor	(7)	(7)	(7)	(7)	(8)	(8)	(8)	(8)	(9)	(9)	(3)
(-) Custos operacionais	(50)	(52)	(54)	(56)	(57)	(59)	(61)	(63)	(65)	(68)	(23)
(-) Despesas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Imposto direto FCLF	(116)	(120)	(124)	(128)	(132)	(136)	(141)	(145)	(150)	(155)	(53)
(+/-) Variação de capital de giro	1	1	1	2	2	2	2	2	3	3	(19)
Capex	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
(+) Indenização	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**590**
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	**303**	**313**	**324**	**335**	**346**	**357**	**369**	**381**	**394**	**407**	**710**

Fonte: Administração/ EY

Anexo 9.1: Avaliação por múltiplos de mercado
Geração - Informações financeiras selecionadas

Informações financeiras selecionadas	Receita líquida (ROL)				EBITDA			
	12 meses findos em		6 meses findos em		12 meses findos em		6 meses findos em	
Empresa	**dez/20**	**dez/21**	**jun/21**	**jun/22**	**dez/20**	**dez/21**	**jun/21**	**jun/22**
Madeira Energia S.A.	3.200.762	3.758.056	1.765.659	1.940.491	1.268.112	2.254.965	794.163	268.239
Chapecoense Geração S.A.	935.862	1.068.277	498.943	575.648	715.413	1.040.819	406.910	448.424
Empresa de Energia São Manoel S.A.	360.656	375.052	180.989	199.472	187.330	195.623	115.804	113.350
Teles Pires	792.973	833.258	401.902	427.963	292.497	354.289	190.290	150.031
Tijoá Participações e Investimentos S.A.	221.812	236.255	115.994	119.098	100.443	108.258	50.937	58.976
Enerpeixe S.A.	303.132	421.390	136.990	149.135	380.439	203.013	115.569	98.233
Serra do Facão Energia S.A.	402.091	384.502	187.644	200.212	297.502	304.528	111.259	124.143
Retiro Baixo Energética S.A.	73.240	70.221	34.924	37.324	50.697	51.384	25.618	51.308
Baguari Energia S.A.	72.565	76.527	-	7.795	59.583	78.502	-	6.738
Brasil Ventos Holding	52.865	78.663	32.921	40.385	(58.472)	48.865	23.939	29.968

Fonte: Administração

Anexo 9.2: Avaliação por múltiplos de mercado
Geração - Análise por múltiplos de mercado

Análise por múltiplos de mercado	EV/ROL LFY			EV/ROL LTM			EV/EBITDA LFY			EV/EBITDA LTM			EV Estimado
Empresa	Múltiplo	ROL	Peso	Múltiplo	ROL	Peso	Múltiplo	EBITDA[1]	Peso	Múltiplo	EBITDA[1]	Peso	BRL mil
Madeira Energia S.A.	3,4x	3.758.056	16%	3,7x	3.932.888	24%	9,0x	2.254.965	24%	11,1x	2.638.563	36%	20.924.206
Chapecoense Geração S.A.	3,4x	1.068.277	20%	3,7x	1.144.982	20%	6,0x	855.400	30%	6,8x	896.914	30%	4.936.482
Empresa de Energia São Manoel S.A.	5,1x	375.052	0%	4,1x	393.535	0%	12,0x	189.804	0%	15,4x	188.432	100%	2.896.746
Teles Pires	5,1x	833.258	20%	4,1x	859.319	20%	12,0x	311.115	30%	15,4x	297.611	30%	4.038.795
Tijoá Participações e Investimentos S.A.	3,4x	236.255	20%	3,7x	239.359	20%	6,0x	108.258	30%	6,8x	116.297	30%	768.506
Enerpeixe S.A.	3,4x	421.390	20%	2,6x	433.535	20%	5,7x	203.013	30%	7,1x	185.677	30%	1.252.495
Serra do Facão Energia S.A.	3,4x	384.502	20%	3,7x	397.070	20%	6,0x	383.826	30%	6,8x	399.899	30%	2.059.418
Retiro Baixo Energética S.A.	5,1x	70.221	20%	3,7x	72.621	20%	12,0x	51.384	30%	6,8x	51.892	30%	415.788
Baguari Energia S.A.	3,4x	76.527	40%	0,0x	-	0%	6,0x	78.502	60%	0,0x	-	0%	383.921
Brasil Ventos Holding	5,1x	78.663	20%	4,1x	86.127	20%	12,0x	54.027	30%	15,4x	60.056	30%	621.374

Nota:

(1) Para fins de avaliação de múltiplos foram utilizados EBITDA's Ajustados. Os ajustes realizados levaram em consideração resultados não recorrentes e que não possuem efeito caixa, assim como, resultados de *Impairment*.

Fonte: Capital IQ/ Gestão/ Análise EY

Anexo 10.1: Avaliação por múltiplos de mercado
Transmissão - Informações financeiras selecionadas

Informações financeiras selecionadas	RAP			EBITDA			
	ciclo de 12 meses			12 meses findos em		6 meses findos em	
Empresa	2020-2021	2021-2022	2022-2023	dez/20	dez/21	jun/21	jun/22
Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A.	629.565	680.302	760.584	734.685	799.402	402.290	403.762
Interligação Elétrica Madeira S.A.	552.512	597.022	667.060	386.484	856.814	431.187	506.654
Mata de Santa Genebra Transmissão S.A. - (MSG)	218.418	261.991	300.257	238.670	353.973	168.930	239.500
Parnaíba Transmissora de Energia S.A. - PTE	144.567	156.284	174.618	187.149	181.053	89.707	92.795
Triângulo Mineiro Transmissora S.A. - TMT	42.196	45.595	50.944	51.997	53.990	26.372	24.921
Goiás Transmissão S.A. - GOT	62.864	73.606	82.240	37.073	130.014	17.343	22.809
Transenergia Renovável S.A. - TER	64.585	69.788	77.975	28.546	46.050	9.741	8.986
MGE Transmissão S.A.	37.458	45.467	61.892	6.480	89.067	21.880	18.383
Transenergia São Paulo S.A. - TSP	21.721	24.570	27.452	14.990	34.147	4.574	7.022
Caldas Novas Transmissão S.A. - CNT	5.056	5.895	6.586	3.449	11.643	2.739	4.115
Lago Azul Transmissão S.A. - LAZ	4.355	4.705	5.257	3.563	6.829	3.083	3.779
Vale do São Bartolomeu Transmissora de Energia S.A. - VSB	39.133	42.286	47.247	21.361	32.075	11.641	20.726
Transenergia Goiás S.A. - TGO	13.157	14.292	15.969	10.137	16.932	(428)	10.071

Fonte: Administração

Anexo 10.2: Avaliação por múltiplos de mercado
Transmissão - Análise por múltiplos de mercado

Análise por múltiplos de mercado	EV/RAP LTM			EV/RAP LTM + 1			EV/EBITDA LFY			EV/EBITDA LTM			EV Estimado
Empresa	Múliplo	RAP	Peso	Múliplo	RAP	Peso	Múliplo	ROL	Peso	Múliplo	ROL	Peso	BRL mil
Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A.	10,8 x	680.302	16%	9,7 x	760.584	64%	5,0 x	799.402	4%	5,3 x	800.873	16%	**6.716.758**
Interligação Elétrica Madeira S.A.	10,8 x	597.022	16%	9,3 x	667.060	64%	5,1 x	856.814	4%	5,6 x	932.281	16%	**6.013.624**
Mata de Santa Genebra Transmissão S.A. - (MSG)	11,0 x	261.991	16%	9,3 x	300.257	64%	5,1 x	353.973	0%	5,6 x	424.543	20%	**2.727.294**
Parnaíba Transmissora de Energia S.A. - PTE	10,8 x	156.284	16%	9,3 x	174.618	64%	4,8 x	181.053	4%	5,6 x	184.141	16%	**1.509.258**
Triângulo Mineiro Transmissora S.A. - TMT	10,8 x	45.595	16%	9,3 x	50.944	64%	4,9 x	53.990	4%	5,3 x	52.539	16%	**436.940**
Goiás Transmissão S.A. - GOT	11,0 x	73.606	16%	9,3 x	82.240	64%	5,1 x	130.014	4%	5,6 x	135.480	16%	**767.895**
Transenergia Renovável S.A. - TER	10,8 x	69.788	16%	9,3 x	77.975	64%	5,1 x	46.050	4%	5,3 x	45.295	16%	**632.279**
MGE Transmissão S.A.	11,0 x	45.467	16%	10,7 x	61.892	64%	5,1 x	89.067	4%	5,3 x	85.570	16%	**593.636**
Transenergia São Paulo S.A. - TSP	11,0 x	24.570	16%	9,3 x	27.452	64%	5,1 x	34.147	4%	5,6 x	36.595	16%	**246.676**
Caldas Novas Transmissão S.A. - CNT	11,0 x	5.895	16%	9,3 x	6.586	64%	5,1 x	11.643	0%	5,6 x	13.019	20%	**64.254**
Lago Azul Transmissão S.A. - LAZ	10,8 x	4.705	16%	9,3 x	5.257	64%	5,1 x	6.829	4%	5,6 x	7.525	16%	**47.572**
Vale do São Bartolomeu Transmissora de Energia S.A. - VSB	10,8 x	42.286	16%	9,3 x	47.247	64%	5,1 x	32.075	4%	5,6 x	41.160	16%	**397.718**
Transenergia Goiás S.A. - TGO	10,8 x	14.292	16%	9,3 x	15.969	64%	5,1 x	16.932	4%	5,6 x	26.833	16%	**147.293**

Fonte: Capital IQ/ Administração/ Análise EY

Anexo 11.1: Informações financeiras das empresas comparáveis

Geração

Informações financeiras das empresas comparáveis	Crescimento da ROL		Crescimento do EBITDA		Margem EBITDA	
Empresas comparáveis	LFY	LTM	LFY	LTM	LFY	LTM
Alupar Investimento S.A.	-14,76%	-23,69%	12,97%	1,64%	74,64%	77,37%
CPFL Energia S.A.	26,90%	26,03%	34,42%	38,51%	22,43%	25,02%
Engie Brasil Energia S.A.	2,30%	-4,35%	8,52%	4,97%	52,45%	57,76%
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras	29,35%	29,99%	84,36%	57,83%	69,48%	63,83%
Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A.	18,32%	17,49%	-52,68%	-66,96%	14,82%	8,19%
Rio Paranapanema Energia S.A.	-7,19%	4,83%	-71,50%	-66,46%	33,10%	36,77%
Neoenergia S.A.	34,94%	31,26%	55,82%	52,24%	23,90%	26,90%

Fonte: Capital IQ

Anexo 11.1: Informações financeiras das empresas comparáveis

Geração

Empresas Comparáveis	Identificador	Beta	Cap. de Terc./ Cap. Próprio	Tributos	Beta Desalavancado
CPFL Energia S.A.	BOVESPA:CPFE3	0,76	66,55%	24,68%	0,51
Companhia Paranaense de Energia - COPEL	BOVESPA:CPLE6	0,85	59,09%	24,86%	0,59
Engie Brasil Energia S.A.	BOVESPA:EGIE3	0,60	57,75%	19,06%	0,41
AES Brasil Energia S.A.	BOVESPA:AESB3	0,73	50,50%	40,00%	0,56
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras	BOVESPA:ELET6	0,88	86,25%	28,08%	0,54
Companhia Energética de Minas Gerais	BOVESPA:CMIG4	0,93	56,06%	22,37%	0,65
Média		**0,79**	**62,70%**	**26,51%**	**0,54**
Mediana		**0,80**	**58,42%**	**24,77%**	**0,55**

Fonte: EY com base em dados do S&P Capital IQ, 2 anos série semanal

Anexo 11.2: Informações financeiras das empresas comparáveis

Transmissão

Informações financeiras das empresas comparáveis	Crescimento da ROL		Crescimento do EBITDA		Margem EBITDA	
Empresas comparáveis	LFY	LTM	LFY	LTM	LFY	LTM
Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A.	-2,51%	-11,16%	12,61%	3,02%	76,84%	80,22%
CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista S.A.	49,72%	47,65%	3,55%	1,40%	71,48%	65,01%

Fonte: Capital IQ

Anexo 11.2: Informações financeiras das empresas comparáveis

Transmissão

Empresas Comparáveis	Identificador	Beta	Cap. de Terc./ Cap. Próprio	Tributos	Beta Desalavancado
Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A.	BOVESPA:TAEE11	0,57	54,72%	16,23%	0,39
CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista S.A.	BOVESPA:TRPL4	0,58	32,44%	20,00%	0,46
Afluente Transmissão de Energia Elétrica S.A.	BOVESPA:AFLT3	0,60	0,11%	40,00%	0,60
Média		**0,58**	**29,1%**	**25,4%**	**0,49**
Mediana		**0,58**	**32,4%**	**20,0%**	**0,46**

Fonte: EY com base em dados do S&P Capital IQ, 2 anos série semanal

Fonte: Capital IQ

EY
Building a better
working world

Centrais Elétricas Brasileiras S.A

Avaliação econômico-financeira da Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A., na data-base 30 de junho de 2022

23 de novembro de 2022

EY

Building a better working world

Centrais Elétricas Brasileiras S.A – Eletrobras
Rua da Quitanda, nº 196, Centro
CEP: 20091-005
Rio de Janeiro – RJ - Brasil

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

Centrais Elétricas Brasileiras S.A ("Eletrobras") **23 de novembro de 2022**

Conforme solicitação de V.Sa., a Ernst & Young Assessoria Empresarial Ltda. (doravante denominada "EY") apresenta o laudo de avaliação econômico-financeira ("Laudo") da Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (doravante denominada "Eletronorte" ou "Empresa"), controlada da Eletrobras, na data-base de 30 de junho de 2022 ("data-base").

Entendemos que a administração da Eletrobras ("Administração") utilizará este Laudo como subsídio aos acionistas da Eletrobras e de Eletronorte no contexto da aprovação da Proposta de Reorganização Societária, no tocante à Incorporação, pela Eletrobras, de 100% das ações de emissão de Eletronorte ("Incorporação de Ações Eletronorte"), atendendo aos requerimentos dos Artigos n° 137, 252 e 264 da Lei 6.404/76 ("Lei das S.A."). Adicionalmente, os resultados aqui apresentados não serão utilizados para a definição das relações de troca entre Ressaltamos que este Laudo tem como único propósito o atendimento à legislação societária Brasileira, não devendo ser utilizado para qualquer outra finalidade.

Este Laudo contempla objetivo, escopo, procedimentos e metodologias utilizadas, bem como as premissas mercadológicas e operacionais que envolveram o cálculo da estimativa do valor justo da Empresa.

Ressaltamos que nosso trabalho não deve ser considerado como uma *fairness opinion*, ou como um conselho ou recomendação para realização de qualquer transação que envolva o capital de Eletronorte ou da Eletrobras, ou sobre as condições que uma eventual transação venha a ocorrer, ou ainda utilizados para financiamento ou captação de recursos, ou para qualquer outra finalidade, exceto o cumprimento da Lei das S.A. Entendemos que a decisão final sobre a ocorrência e condições de uma eventual reestruturação societária da Empresa é de responsabilidade exclusiva das administrações e dos acionistas de Eletronorte e da Eletrobras.

É importante destacar que não investigamos de forma independente, bem como não foi aplicado nenhum processo de auditoria nas informações fornecidas pela Administração. Conforme mencionado em nosso contrato, nossa análise está sujeita às limitações gerais descritas nesse Relatório. Assumimos que a Administração analisou de forma consistente os fatores que possam impactar as projeções e análises apresentadas, bem como não omitiu nenhuma informação relevante, a qual poderia impactar significativamente o resultado dos nossos trabalhos.

Agradecemos a oportunidade de colaborarmos com a Eletrobras e nos colocamos à disposição para quaisquer dúvidas ou necessidade de informações adicionais.

Carolina S. Rocha
sócia – *Corporate Finance*

Rafael Max
Sócio – *Corporate Finance*

Índice

Seção	Descrição	Página
1	**Sumário Executivo**	**4**
1.1	Contexto	5
1.2	Estrutura Societária	7
1.3	Metodologia de Avaliação	8
1.4	Conclusão de Valor	9
2	**Análise do Mercado**	**10**
3	**Avaliação de Eletronorte | Controladora**	**16**
4	**Avaliação das Investidas**	**27**
4.1	Avaliação das Empresas Investidas por FCD | Geração	30
4.2	Avaliação das Empresas Investidas por FCD | Transmissão	36
4.3	Avaliação das Empresas Investidas por Múltiplos de Mercado | Geração	42
4.4	Avaliação das Empresas Investidas por Múltiplos de Mercado | Transmissão	48
5	**Conclusão de Valor**	**54**
6	**Itens de Governança**	**56**
7	**Apêndices**	**59**
8	**Anexos**	**65**

1 Sumário executivo

5 Contexto
7 Estrutura Societária
8 Metodologia de Avaliação
9 Conclusão de Valor

1.1 Contexto

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Incorporação de Ações

Como parte do processo de reorganização societária da Eletrobras após a privatização, a Administração planeja realizar a incorporação de ações de suas controladas diretas Furnas, Chesf, Eletrosul e Eletronorte (em conjunto denominadas "Controladas"), e transformá-las em suas subsidiárias integrais.

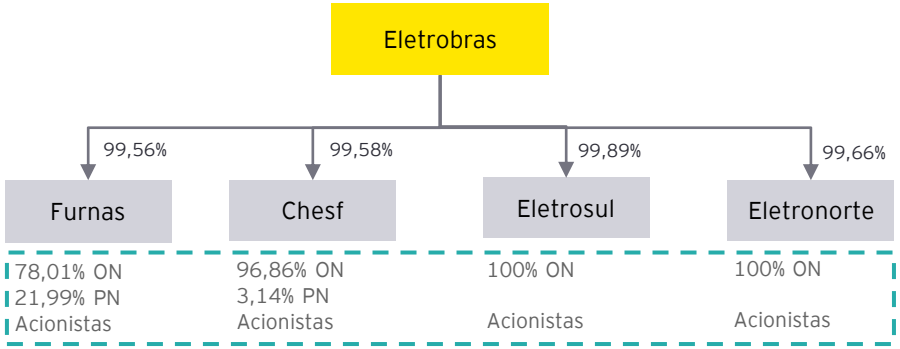
O processo de incorporação de ações deve seguir o determinado pelo art. 252 e 264 da Lei das S.A.

De acordo com o Art. 264 da Lei das S.A., "*na incorporação, pela controladora, de companhia controlada, a justificação, apresentada à assembleia geral da controlada, deverá conter, além das informações previstas nos arts. 224 e 225, o cálculo das relações de substituição das ações dos acionistas não controladores da controlada com base no valor do patrimônio líquido das ações da controladora e da controlada, avaliados os dois patrimônios segundo os mesmos critérios e na mesma data, a preços de mercado, ou com base em outro critério aceito pela Comissão de Valores Mobiliários, no caso de companhias abertas.*"

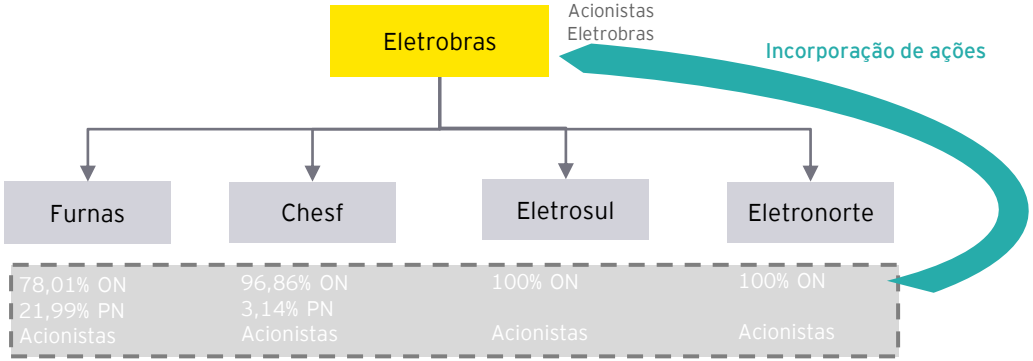
Para fins deste trabalho, considerou-se o valor justo, através da avaliação econômico-financeira (Valuation), como sendo o outro critério de avaliação do total do capital das Controladas e Eletrobras.

Estrutura societária

Estrutura societária pré-reestruturação



Estrutura societária após a reestruturação



1.1 Contexto

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Descrição da Empresa

A Eletronorte é uma sociedade de economia mista de capital fechado, que tem como seu principal objeto social a realização de estudos, projetos, construção, operação e manutenção de usinas geradoras, subestações e linhas de transmissão. As operações de geração de energia elétrica da Empresa contam com 4 usinas hidrelétricas e 2 usinas termelétricas (outras 5 usinas não são gerenciadas pela Eletronorte) com capacidade instalada de 9.965 MW. A Companhia detém ainda participação societária em 5 (cinco) Sociedades de Propósito Específico (SPE) de geração e transmissão de energia elétrica. A transmissão de energia em corrente alternada é administrada pela Empresa por meio de um sistema composto por 10.000 Km de linhas de transmissão. Vide páginas 17 e 18 para detalhes dos ativos.

Além dos ativos de concessão da própria Eletronorte, a Empresa ainda possui participações em investimentos de usinas hidrelétricas e transmissoras. Vide página 7 para detalhes do organograma societário.

Objetivo

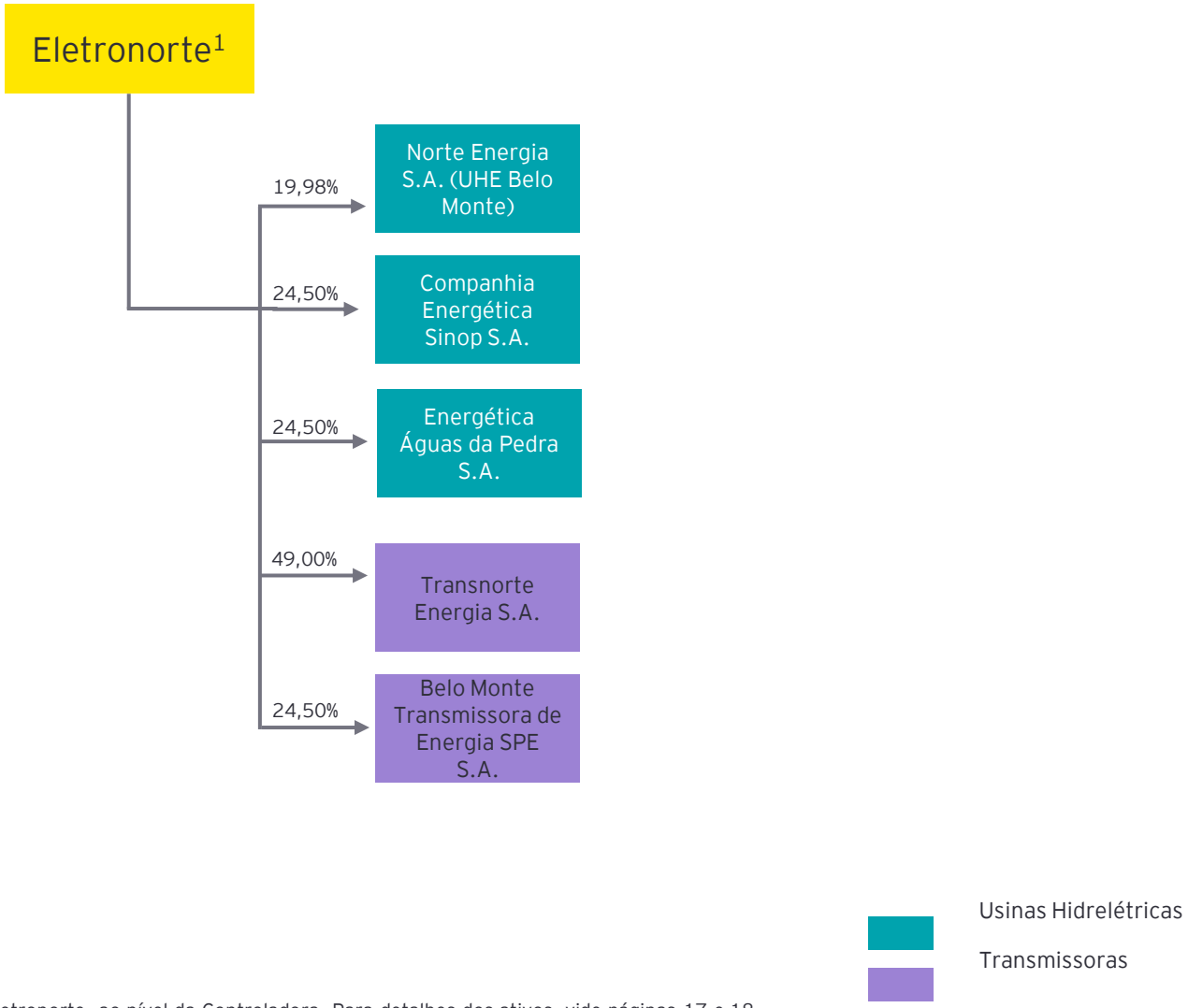
O Objetivo deste trabalho é apresentar a avaliação econômico-financeira de Eletronorte e suas Empresas Investidas, na data-base, de modo a suportar a Administração e os acionistas no contexto do processo de reestruturação societária que envolverá a incorporação das ações de emissão de Eletronorte pela Eletrobras.

Escopo do Trabalho

- Discussão com executivos e funcionários da Eletrobras;
- Obtenção e análise de informações financeiras históricas e projetivas da Empresa e das Empresas Investidas;
- Análise do mercado de atuação em que Eletronorte e suas Empresas Investidas estão inseridas;
- Cálculo das taxas de desconto que refletem adequadamente os riscos inerentes ao setor, sendo estas taxas utilizadas para trazer os fluxos de caixa dos respectivos ativos a seu valor presente;
- Análise das companhias comparáveis para obter parâmetros operacionais e múltiplos de avaliação de mercado;
- Desenvolvimento do modelo de Fluxo de Caixa Descontado (FCD) e Múltiplos de Mercado. A página 8 apresenta os detalhes sobre as metodologias utilizadas;
- Estimativa do Valor Justo da Empresa e de suas Empresas Investidas conforme descrito anteriormente;
- Preparação do relatório contendo a descrição das metodologias utilizadas, premissas adotadas e estimativas de valor.

1.2 Estrutura societária

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos



[1] Inclui os contratos de concessão detidos diretamente por Eletronorte, ao nível da Controladora. Para detalhes dos ativos, vide páginas 17 e 18.

1.3 Metodologia de Avaliação

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Metodologias de avaliação selecionadas

Na avaliação de uma empresa, três diferentes abordagens podem ser aplicadas: Abordagem de Renda, Abordagem de Mercado e Abordagem de Custo. Cada uma dessas abordagem pode ser considerada como uma metodologia de avaliação, mas a natureza e características da empresa vão indicar qual abordagem ou abordagens são as mais aplicáveis. Para o propósito deste trabalho, selecionamos, conforme aplicabilidade e materialidade, a Abordagem de Renda (Fluxo de Caixa Descontado) e a Abordagem de Mercado (*Market Cap*, Múltiplos ou Valor Transacionado) para estimar uma indicação de valor justo da Eletronorte e das Empresas Investidas.

De forma geral, a Abordagem de Custo não foi utilizada uma vez que não captura propriamente a natureza da Empresa e das Empresas Investidas e visão de continuidade de suas operações.

Para a aplicação das metodologias de avaliação, o padrão de valor adotado foi o Valor Justo. O Valor justo é definido pelo CPC 46 como o "preço que seria recebido pela venda de um ativo, ou que seria pago pela transferência de um passivo em uma transação não forçada entre participantes do mercado na data de mensuração."

Critérios para a aplicação das metodologias de avaliação

A Metodologia do FCD foi selecionada para a avaliação da Eletronorte (Controladora) e das Empresas Investidas de capital fechado cujo o valor do investimento, registrado contabilmente pela Empresa na data-base, fosse igual ou superior à R$ 278 milhões, conforme nível de materialidade contábil da Eletrobras, de acordo com a Lei Sarbanes-Oxley. Adicionalmente, outro critério para a aplicabilidade dessa metodologia foi o acesso à informações financeiras e operacionais projetadas detalhadas e confiáveis fornecidas pela Administração, para a Empresa e cada uma das Empresas Investidas.

Para as empresas de capital aberto, cujo o valor contábil do investimento na data-base fosse igual ou superior à R$ 278 milhões, foi aplicada a metodologia de *Market Cap*, desde que a ação atendesse aos seguintes critérios na data-base: (i) fazer parte de algum indicador de desempenho das ações negociadas na B3, ou obedecer aos dois critérios seguintes, de forma simultânea; (ii) apresentar volume diário negociado dentro do intervalo dos volumes negociados das ações integrantes de indicadores de desempenho da B3; e (iii) apresentar percentual de ações livres para negociação (free float) acima de 25%.

Para ativos que passaram por processo de privatização, outra transação ou estão em processo de venda, nos últimos 12 meses, o valor justo foi assumido como equivalente ao valor da transação ou valor da oferta de compra.

A metodologia de Múltiplos de Empresas Comparáveis foi utilizada para todas as empresas dentro do escopo de avaliação. Para as empresas já avaliadas por FCD, Market Cap, ou Valor Transacionado, esta metodologia foi utilizada como análise de razoabilidade para os valores estimados. Para as demais empresas, este método foi adotado como método primário de avaliação.

Metodologia		Descrição
Renda	Fluxo de Caixa Descontado	Mensura o valor de um ativo ou negócio através do valor presente do benefício econômico líquido (recebimentos de caixa menos despesas de caixa) a ser recebido ao longo de sua vida útil.
Mercado	Múltiplos de Empresas Comparáveis	As metodologias da Abordagem de Mercado mensuram o valor de um ativo ou negócio com base no quanto outros compradores no mercado tem pago pelos ativos avaliados ou por ativos ou negócios que podem ser considerados razoavelmente similares àqueles sendo avaliados.
	Market Cap	

1.4 Conclusão de valor

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Composição de Valor (em milhões de BRL)	
Valor Operacional | Controladora	**32.465**
Ativos (passivos) não operacionais	(13.119)
Caixa líquido (Dívida líquida)	(3.689)
Valor da Empresa | Eletronorte Controladora	**15.657**
Valor das Empresas Investidas	**3.643**
Valor da Empresa | Consolidado	**19.300**

Valor por ação	Quantidade (mil)	Valor Unitário (R$/ação)
ON	154.094	125,25

Empresas Investidas	% Participação	Valor justo
Transnorte Energia S.A.	49,00%	2
Energética Águas da Pedra S.A. (UHE Dardanelos)	24,50%	297
Norte Energia S.A.	19,98%	2.240
Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A.	24,50%	863
Companhia Energética Sinop S.A.	24,50%	241
Total		**3.643**

Fonte: EY / Administração

O valor justo da Empresa, consolidado, representa o valor justo da Eletronorte Controladora somado ao valor justo de suas Empresas Investidas, conforme descrito ao longo deste Relatório.

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 de justo de R$ 19.300 milhões para 100% do capital da Eletronorte na data-base de 30 de junho de 2022.

2 Análise do mercado

11 Visão geral da indústria

2.1 Visão geral da indústria

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

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%).

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, mesmo em outro ano recorde para as energias renováveis. Isto está levando ao aumento da produção das usinas a carvão para atender a demanda, especialmente na Ásia. Espera-se que a demanda de gás natural se recupere mais rapidamente, impulsionada principalmente por um aumento no uso industrial.

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%. 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.

2.1 Visão geral da indústria

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

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 2020 no Brasil são, por relevância, o segmento industrial (36,3%), seguido pelo residencial (30,2%), comercial (17,4%) e outros (16,1%).

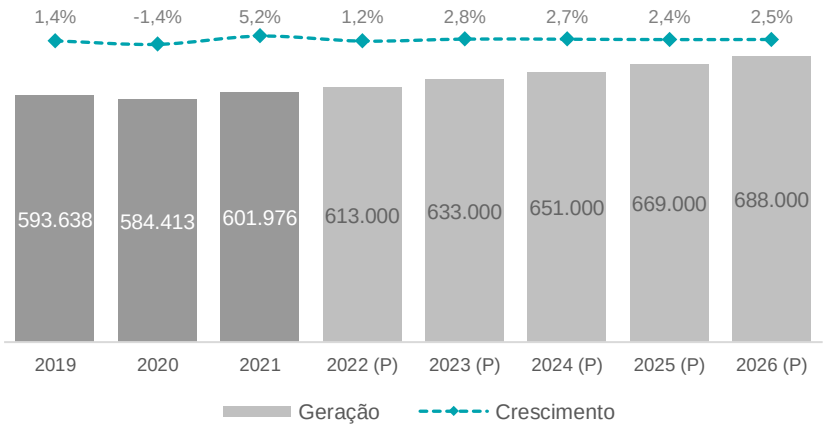
Segundo o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), a geração de energia elétrica no Sistema Integrado Nacional (SIN) em 2021 totalizou 602,0 mil GWh (incluindo energia hidráulica, térmica nuclear e convencional, eólica e solar), o que significou crescimento de 5,2% em relação ao mesmo período do ano anterior, devido principalmente ao forte crescimento da geração de energia eólica e hidráulica.

Em janeiro de 2022, a geração de energia elétrica no Sistema Integrado Nacional (SIN) totalizou 53,7 mil GWh, o que significou expansão de 1,0% em relação ao mesmo período de 2021. O segmento que apresentou maior retração no período foi o térmico, com -27,2%, seguido pelo eólico, com -18,7%. Já, os que apresentaram maior crescimento no período foram, respectivamente: solar 59,8% e hidráulico 10,9%.

Para 2022, a Lafis projeta expansão de 1,2% do consumo e 1,8% 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 2023 a 2025 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 2,8% da geração e de 2,5% do consumo de energia elétrica, alcançando em 2025 um patamar de 688 mil GWh e 560,5 mil GWh, respectivamente.

Geração total de energia no Brasil- EPE (GWh)



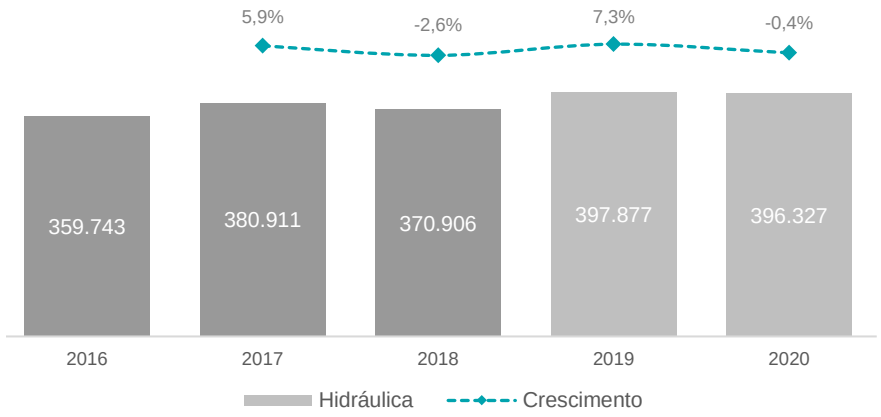
Fonte: Ministério de Minas e Energia/EPE/ONS/COMEX/ANEEL. Estimativa e projeções: Lafis/Abril 2022

2.1 Visão geral da indústria

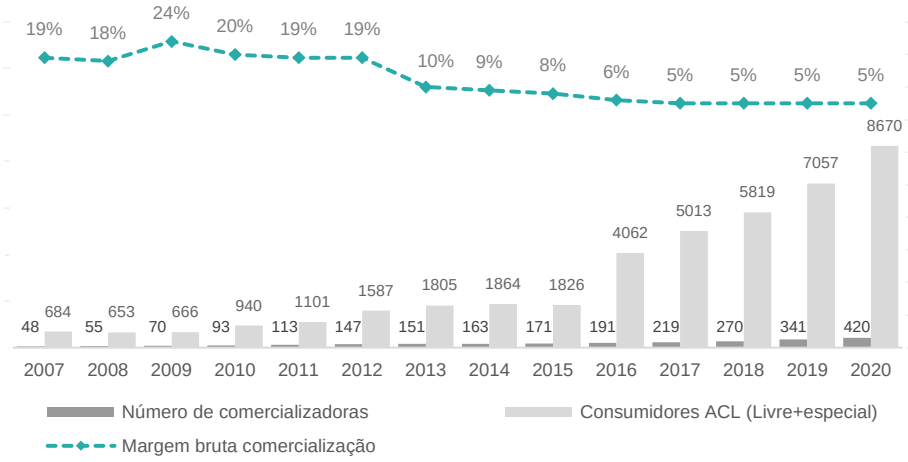
Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Geração e Comercialização

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



Número de Comercializadores e margem bruta – (%)



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.

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.

2.1 Visão geral da indústria

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

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 2020, o consumo de energia elétrica no Brasil apresentou uma retração frente ao ano de 2019 em todos os segmentos, exceto no segmento residencial. A queda do consumo está relacionada com os efeitos na atividade econômica provocados pela crise do Covid-19 que afetou severamente o consumo de energia, sobretudo no segundo trimestre do ano, considerando as políticas de distanciamento social de combate ao vírus, e com a menor utilização de ar condicionado em 2020, considerando que as temperaturas foram mais amenas no começo deste ano.

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.

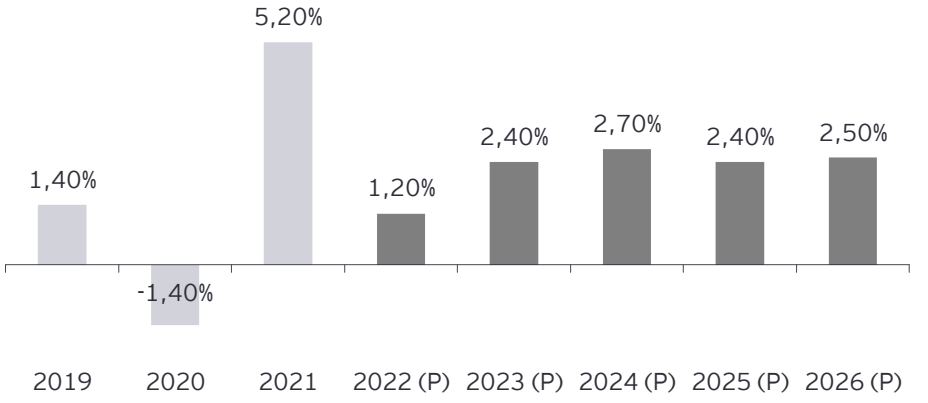
Segundo o Plano de Desenvolvimento da Distribuição (PDD), entre 2021 e

2023 serão investidos R$ 49,2 bilhões em distribuição de energia elétrica no Brasil, destes, R$ 32,64 bilhões serão destinados para expansão da rede, R$ 18,27 bilhões para melhoria e outros R$ 9,4 bilhões para renovação.

No triênio, considerando as categorias de consumo de energia elétrica, o que se espera é um crescimento generalizado, 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.

Assim, considerando o cenário descrito acima, a Lafis projetou um crescimento médio de 2,8% da geração de energia elétrica e 2,5% no consumo, atingindo um nível de 686 mil GWh e 558,5 mil GWh em 2026, respectivamente.

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

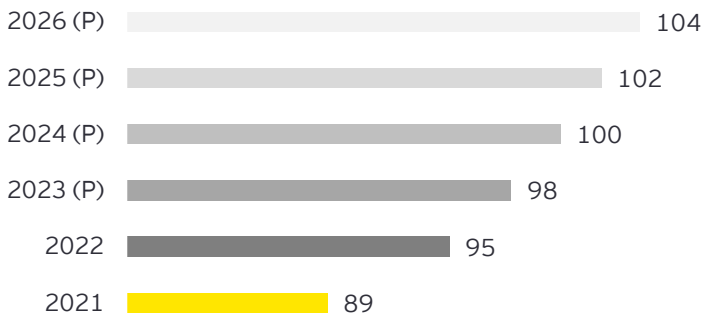


2.1 Visão geral da indústria

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

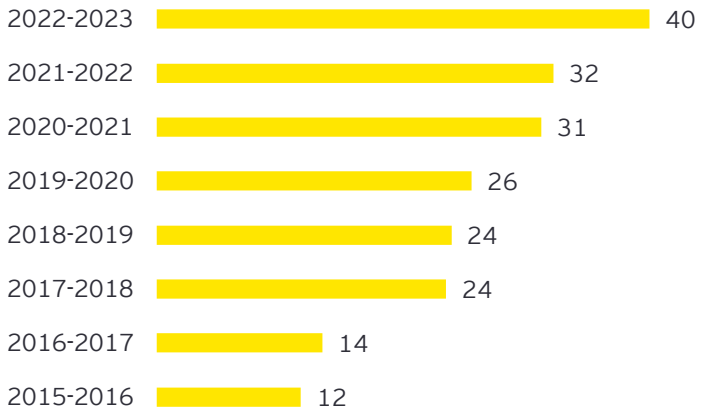
Transmissão

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 2022, a projeção é de aumento de 2,7%, considerando alta de 1,3% no Produto Interno Bruto – PIB.

Para o ano de 2022, o valor do mercado brasileiro no setor de transmissão energia elétrica foi estimado em US$ 95,0 bilhões, com progressão de 6,8% em relação ao ano anterior. O crescimento é justificado pela recuperação da geração e do consumo de energia elétrica após o período crítico da crise do Covid-19.

Já o crescimento esperado de BRL 7,85 bilhões na receita no ciclo 2022-2023 pode ser justificado 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.

3 Avaliação de Eletronorte | Controladora

17 Visão geral da Empresa avaliada
19 Informações financeiras históricas
22 Informações financeiras projetadas
24 Taxa de desconto
25 Ajustes de valor
26 Estimativa de valor

3.1 Visão geral da Empresa avaliada

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Eletronorte | Controladora

R$ 5,20 bi

Receita Operacional Líquida em 30 de junho de 2022

R$ 1,23 bi

Resultado Operacional antes do Resultado Financeiro em 30 de junho de 2022

R$ 21,14 bi

Patrimônio Líquido em 30 de junho de 2022

9.879MW

Capacidade instalada de geração – Usinas em operação

Ativos registrados – Geração | Nível Controladora

A Empresa possui 5 usinas hidrelétricas e 2 usinas termelétricas, cujas concessões são 100% detidas pela Eletronorte (nível controladora). A relação dos ativos de geração considerados no nível corporativo está apresentada a seguir:

Empreendimento	Potência Instalada (MW)	Garantia Física (MW médio)	Término da Concessão
Hidrelétricas			
Tucuruí	8.535	3.995,5	jun/52
Curuá-Una	43	30,4	jun/52
Samuel	217	92,7	mai/35
Coaracy Nunes	78	62,2	jun/52
Balbina	250	132,3	mar/27
Termelétricas			
Anamã [1]	-	-	-
Anori [1]	-	-	-
Caapiranga [1]	-	-	-
Codajás [1]	-	-	-
Aparecida	166	150,0	jul/30
Mauá – 3	591	507,2	nov/30
Senador Arnon Afonso Farias de Mello [2]	-	-	nov/30

[1] Usinas acionadas aos ativos da Eletrobras a partir da incorporação da empresa Amazonas GT em julho/2021. Atualmente a operação dessas usinas não está sob gerenciamento da Eletrobras.

[2] Contrato de comodato para a distribuidora Roraima Energia. Atualmente a operação dessas usinas não está sob gerenciamento da Eletrobras.

Fonte: EY / Relatório anual da Eletronorte 2021 e ITR Eletronorte 2º Trimestre 2022

Com base em informações disponibilizadas pela Administração, não foram considerados novos projetos de expansão de capacidade ao longo do período projetivo, nem renovações de concessões que não estivessem contratadas.

3.1 Visão geral da Empresa avaliada

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Eletronorte | Controladora

13 contratos

Contratos de concessão de transmissão detidos integralmente por Eletronorte

10,0 mil km

Extensão da rede de transmissão própria

Ativos registrados – Transmissão | Nível Controladora

Eletronorte possui cerca de 10.000 km de linhas de transmissão. Os contratos de concessão de transmissão de Eletronorte (nível controladora) encontram-se discriminados a seguir:

Contrato	Empreendimento	UF	Prazo da Concessão
014/2012	LT Lechuga - Jorge Teixeira, C3, 230 kV, SE Lechuga, 230/138 kV 3x150 MVA	AM	30 anos
013/2011	SE Nobres em 230/138 kV	MT	30 anos
012/2011	SE Miramar em 230/69 kV, SE Tucuruí em 230/138 kV	AM/RR	30 anos
004/2011	SE Lucas do Rio Verde 230/138 kV	MT	30 anos
009/2010	LT Jorge Teixeira - Lechuga (ex-Cariri) - 230 kV	AM	30 anos
022/2009	LT Porto Velho - Abunã - Rio Branco - C2 - 230kV	RO, AC	30 anos
021/2009	LT Jauru - Vilhena - Pimenta Bueno - Ji-Paraná - Ariquemes - Samuel - Porto Velho - C3 - 230kV	MT, RO	30 anos
012/2009	Estação Retificadora nº 01 CA/CC - 500/±600 kV - 3150 MW, Estação Inversora nº 01 CC/CA ±600/500 kV - 2950 MW	RO, SP	30 anos
010/2009	SE Coletora Porto Velho 500/230kV, 2 Estações Conversoras CA/CC/CA Back-to-Back 400MW, LT Coletora Porto Velho - Porto Velho - C1 e C2 - 230kV	RO	30 anos
002/2009	SE Miranda II - 500/230 kV (450 MVA)	MA	30 anos
001/2009	LT Ribeiro Gonçalves - Balsas - 230 kV, SE Ribeiro Gonçalves - 500/230/69 kV, SE Balsas 230/69 kV	PI, MA	30 anos
007/2008	LT São Luís 2 - São Luís 3 230kV, SE São Luís 3 230/69kV	MA	30 anos
058/2001	Diversos Empreendimentos	PA, MA, PI, TO, MT	30 anos

Fonte: EY / Contratos de Transmissão ANEEL

Com base em informações disponibilizadas pela Administração, não foram considerados novos projetos de expansão de capacidade ao longo do período projetivo, nem renovações de concessões que não estivessem contratadas.

3.2 Informações financeiras históricas

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

DRE Eletronorte Controladora (milhares de BRL)[1]	dez/20	dez/21	jun/22
Receita bruta	6.147.232	10.949.414	6.645.620
Imposto sobre vendas	(1.170.280)	(2.096.827)	(1.437.952)
Receita líquida	4.976.952	8.852.587	5.207.668
Custos operacionais	(2.198.334)	65.629	(2.158.211)
Lucro bruto	2.778.618	8.918.216	3.049.457
Despesas gerais e administrativas	(801.365)	(722.204)	(1.796.708)
Outras (receitas) despesas	971.325	312.819	-
Resultado de equivalência patrimonial	133.135	436.062	(14.946)
EBIT	3.081.713	8.944.893	1.237.803
Receitas financeiras	(44.855)	636.653	(676.077)
Resultados não operacionais	358.119	-	1.619.295
EBT	3.394.977	9.581.546	2.181.021
IR&CSLL	(977.154)	(2.219.908)	(647.011)
Lucro líquido	2.417.822	7.361.638	1.534.010

Indicadores Financeiros	dez/20	dez/21	jun/22
Crescimento da ROL	n/a	77,9%	17,8%
Margem EBIT	61,9%	101,0%	23,9%
Margem EBT	68,2%	108,2%	42,0%

Fonte: Demonstrações financeiras/ Administração
[1] Foram feitos ajustes em algumas contas da DF auditada para fins de apresentação e cálculo das margens.

Sumário das informações financeiras históricas

A Administração forneceu as informações de Eletronorte na data-base da avaliação, as quais foram analisadas com o propósito de compreender as tendências dos indicadores operacionais da Empresa.

Demonstração do Resultado do Exercício ("DRE")

A receita líquida em dezembro 2021 apresentou um crescimento de 77,9% em relação a 2020 em decorrência, principalmente, do aumento de i) R$ 1,5 bilhão na receita de suprimento devido a incorporação da Amazonas Geração e Transmissão de Energia S.A, (ii) R$ 510 milhões no faturamento da Albras e (iii) R$ 660 milhões de venda de energia no mercado de curto prazo.

Nesse mesmo período, houve uma entrada de caixa referente à repactuação do risco hidrológico que resultou em custos operacionais positivos. Especificamente, tal variação positiva refere-se ao resultado na rubrica de Energia Elétrica comprada para revenda, no valor de R$ 2,8 bilhões, devido à recuperação de custos com a repactuação do risco hidrológico – GSF no montante de R$ 3,0 bilhões, vinculada a extensão da concessão das usinas UHE Tucuruí, UHE Samuel e UHE Curuá-Una. O reconhecimento destes valores positivos nos custos da Empresa resultou em um EBIT superior à receita líquida do período, o que levou a margem EBIT para o patamar de 101,0%.

Já a receita operacional líquida anualizada do primeiro semestre de 2022 apresentou um crescimento de 17,8% em relação ao ano anterior, resultado, (i) da celebração de novos contratos de concessão de geração de energia em substituição aos contratos que se enquadram no art. 2º da Lei n° 14.182/2021, no âmbito do processo de desestatização da Eletrobras, e (ii) do Leilão de Transmissão Aneel nº 1/2022, no qual a Empresa arrematou o lote de um empreendimento de transmissão de energia.

No entanto, houve um aumento mais do que proporcional nos custos operacionais do período, reflexo do aumento de R$ 1,3 bilhão do custo com combustível para produção de energia na UTE Mauá 3, o que contribuiu para a queda da margem EBIT no período, para 23,9%.

3.2 Informações financeiras históricas

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Balanço patrimonial Eletronorte Controladora (milhares de BRL)	dez/20	dez/21	jun/22
Caixa e equivalentes de caixa	1.145	33.529	322.160
Contas a receber de clientes – CP	709.868	1.888.012	1.930.974
Estoque	83.482	127.900	137.926
Títulos e valores mobiliários - CP	1.239.589	3.064.153	2.244.325
Crédito de imposto – CP	5.258	194.705	313.007
Ativo contratual da concessão - CP	1.665.948	1.246.665	1.298.029
Instrumentos financeiros derivativos – CP Ativo	317.443	690.333	527.232
Impostos e contribuições sociais diferidos - CP Ativo	189.526	37.485	208.484
Dividendos a Receber (Remuneração de participações societárias)	-	-	72
Contas a receber de operações de mútuo – CP	38.207	44.101	-
Outros ativos circulantes	375.603	382.030	349.380
Ativo circulante	**4.626.069**	**7.708.914**	**7.331.589**
Contas a receber de clientes – LP	-	1.035.578	501.677
Títulos e valores mobiliários – LP	103	110	113
Crédito de imposto – LP	39.236	64.668	204.155
Ativo contratual da concessão – LP	8.199.109	9.365.825	9.708.346
Instrumentos financeiros derivativos – LP	310.100	653.022	526.570
Imposto e contribuições sociais diferidos – LP Ativo	387.462	176.828	-
Depósitos judiciais	151.761	258.918	229.999
Outros ativos não circulantes - LP	258.444	735.094	791.209
Ativo não circulante	**9.346.215**	**12.290.043**	**11.962.069**
Investimentos	5.299.739	3.841.526	3.791.203
Imobilizado	5.342.245	7.687.039	4.521.989
Intangível	121.548	2.971.930	28.899.558
Depreciação/Amortização Acumuladas	-	-	-
Ativos fixos	**10.763.532**	**14.500.495**	**37.212.750**
Total do ativo	24.735.816	34.499.451	56.506.408

Fonte: Demonstração financeira/ Administração

Balanço Patrimonial ("BP") - Ativo

Analisando o comportamento histórico das contas patrimoniais da Eletronorte, observa-se que houve uma variação de 39% no ativo total da Empresa entre 2020 e 2021, saindo de R$ 24,7 bilhões para R$ 34,5 bilhões, seguida por uma variação de 64% no primeiro semestre de 2022 em relação a 2021, chegando a R$ 56,5 bilhões.

Em dezembro de 2021 houve um aumento relevante das contas a receber de clientes e do ativo contratual de concessão. O aumento de contas a receber de clientes, de R$ 709 milhões para R$ 2,9 bilhões, foi resultado do aumento no suprimento de energia quando comparado ao mesmo período de 2020 em função, principalmente, de reajustes anuais dos preços de energia e do aumento no nível de despacho de energia solicitado pelo ONS para as usinas de Mauá 3 e Aparecida. Já o aumento do Ativo Contratual de Concessão, da ordem de 7,6%, foi resultado da remensuração do ativo da concessão referente a RBSE e pelo reperfilamento do componente financeiro da RBSE, que gerou um aumento no fluxo de pagamentos previstos para os ciclos posteriores a 2023 até o ciclo 2027/2028, preservando a remuneração pelo custo de capital próprio para a RBSE. Adicionalmente, no ciclo 2021/2022 a ANEEL reconheceu, além da correção pelo IPCA, a remuneração da RBSE pelo custo de capital próprio.

Já em 2022, houve um aumento expressivo no ativo intangível da Empresa, de R$ 3,0 bilhões para R$ 28,9 bilhões, principalmente em função da celebração de novos contratos de concessão de geração de energia elétrica em substituição aos contratos de concessão vigentes para as usinas hidrelétricas contempladas pela Lei 14.182/2021. Tal lei condicionou à desestatização da Eletrobras a celebração de novos contratos de concessão de geração de energia elétrica, por trinta anos, além da revisão da garantia física desses empreendimentos.

Dentre as contas do ativo da Eletronorte, aquelas consideradas no capital de giro foram: Contas a receber de clientes e Crédito de imposto. As demais contas foram tratadas como não operacionais e, portanto, foram incluídas na análise como ajustes de valor e adicionadas ao valor presente dos fluxos de caixa..

3.2 Informações financeiras históricas

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Balanço patrimonial Eletronorte Controladora (milhares de BRL)	dez/20	dez/21	jun/22
Empréstimos e financiamentos - CP	1.306.455	1.454.890	1.352.415
Fornecedores	453.286	761.502	684.536
Impostos e contribuições a recolher	12.438	37.012	476.480
Dividendos e juros sobre capital próprio	1.411.558	2.482.651	1.553.074
Penalidades Contratuais – CP	-	-	1.905.125
Taxas regulamentares – CP	286.190	363.790	508.864
Outros passivos circulantes - CP	216.714	434.566	738.814
Provisões – CP	1.970.325	529.663	713.283
Passivo circulante	**5.656.966**	**6.064.074**	**7.932.591**
Empréstimos e financiamentos – LP	1.780.242	3.473.194	2.658.831
Penalidades Contratuais - LP	-	-	8.252.047
Impostos e contribuições sociais diferidos - LP Passivo	-	1.960.428	899.878
Instrumentos financeiros derivativos - LP Passivo	-	-	1.030.762
Provisões – LP	1.475.630	2.629.676	2.644.645
Outros passivos não circulantes - LP	576.901	769.051	11.950.616
Passivo não circulante	**3.832.773**	**8.832.349**	**27.436.779**
Capital social	11.576.263	11.576.263	11.576.263
Reservas de capital	-	-	(318.964)
Lucros/prejuizos acumulados	(55.591)	(318.964)	1.534.010
Reservas de lucros	3.725.405	8.345.729	8.345.729
Patrimônio Líquido	**15.246.077**	**19.603.028**	**21.137.038**
Total Passivo e Patrimônio Líquido	24.735.816	34.499.451	56.506.408

Fonte: Demonstração financeira/ Administração

Balanço Patrimonial ("BP") - Passivo

Analisando o comportamento histórico do passivo de curto e longo prazo de Eletronorte, nota-se que a variação de 57% de 2021 em relação a 2020 pode ser atribuída principalmente ao aumento de 59,7% do saldo de empréstimos e financiamentos e de 75,9% dos Dividendos e juros sobre capital próprio.

O aumento dos empréstimos e financiamentos teve origem na contratação de uma Cédula de Crédito Bancário, firmada com o Banco Bradesco S.A., no montante de R$ 1 bilhão. Já a variação na rubrica de Dividendos e juros sobre capital próprio se deu uma vez que em 27 de outubro de 2021 o Conselho da Eletronorte aprovou a proposta de rerratificação da destinação do resultado dos exercícios de 2018 a 2020, com quitação total dos dividendos não distribuídos no montante de R$ 1,0 bilhão, R$ 256 milhões e R$ 536 milhões dos exercício de 2018, 2019 e 2020, respectivamente.

No primeiro semestre de 2022, o passivo da Eletronorte aumentou 137% em relação a dez/2021, basicamente em função do reconhecimento das obrigações da Lei nº 14.182/2021, que determinou obrigações de fazer das concessões detidas no nível corporativo de Eletronorte como contrapartida para a obtenção das novas outorgas de concessão de geração de energia, relacionadas ao pagamento à CDE e ao desenvolvimento de projetos na Amazônia Legal com vistas a reduzir estruturalmente os custos de geração de energia e para a navegabilidade do Rio Madeira e do Rio Tocantins.

Já a dívida da Empresa totalizava R$ 3,1 bilhões em 2020 e cresceu 59,7% em 2021, para R$ 4,9 bilhões, resultado da nova captação mencionada, e se reduziu em 18,6%, para R$ 4,0 bilhões em junho de 2022.

Analisando a relação dívida/patrimônio líquido da Empresa entre dezembro de 2020 e junho de 2022, é possível observar uma relação estável do grau de endividamento nesse período: essa razão era de 20,2% em 2020, aumentou para 25,1% em 2021 e reduziu novamente para 19,0% no primeiro semestre de 2022.

Dentre as contas do passivo da Eletronorte, aquelas consideradas no capital de giro foram: Fornecedores, Salários e encargos a pagar, Impostos e contribuições a recolher e Taxas regulamentares. As demais contas foram tratadas como não operacionais e, portanto, foram incluídas na análise como ajustes de valor e subtraídas ao valor presente dos fluxos de caixa.

3.3 Informações financeiras projetadas

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

A avaliação da Eletronorte foi realizada através da Abordagem de Renda, método do fluxo de caixa descontado.

As projeções foram baseadas em arquivos disponibilizados pela Administração e/ou pela Empresa.

Descrição

A Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (Eletronorte) foi criada em 1973 com o objetivo de explorar as atividades econômicas relacionadas ao setor de energia elétrica, devido ao relevante interesse coletivo de prover energia limpa, segura e de qualidade para a sociedade brasileira. A empresa atua no setor elétrico com geração, transmissão e prestação de serviços correlatos (consumidores livres, geradoras, transmissoras e distribuidoras).

Premissas Gerais

- Data-base: 30 de junho de 2022;
- Período de projeção: 01 de julho de 2022 a 31 de dezembro de 2052;
- Moeda: Reais ("BRL") em termos nominais;
- Taxa de desconto: 10,4% em termos nominais, de acordo com a metodologia Weighted Average Cost of Capital ("WACC");
- Ajustes: ativos e passivos não operacionais, incluindo caixa e dívidas, não foram considerados nas projeções de fluxo de caixa. Quando observados, foram tratados à parte e adicionados/subtraídos do valor presente dos fluxos de caixa, impactando no valor do capital de Eletronorte.

Informações Financeiras Projetadas

Abaixo segue a descrição geral das principais contas projetadas para a projeção do fluxo de caixa descontado.

- **Receita Líquida - Geração:** foram consideradas projeções para as usinas hidrelétricas de Tucuruí, Curuá-Uma, Samuel, Coaracy Nunes e Balbina e as usina termelétricas Mauá 3 e Aparecida. As receitas foram projetadas com as seguintes aberturas: Receita Anual de Geração (RAG), contratos ACR, contratos ACL e venda de energia no mercado SPOT. Os contratos no ACR representam 4% do volume comercializado entre 2022 e 2052, totalizando 5.762 MWmed até 2030, a um preço médio de R$ 371/MWh na data-base, o qual é reajustado anualmente pelo IPCA. Já os contratos do ACL representam 5% do volume total comercializado no período, totalizando 6.534 MWmed até 2026 a um preço médio na data-base de R$ 179/MWh, sendo igualmente reajustado anualmente pelo IPCA. Entre 2022 e 2052, foi considerado que haverá a venda de 120.816 MWmed no mercado SPOT a um preço médio de R$ 169/MWh. e corrigido anualmente por IPCA. Os montantes de energia descritos acima se alteram entre os segmentos de venda (ACR, ACL e SPOT) e os anos conforme os contratos vigentes na data-base e a estratégia de comercialização da Empresa. A avaliação considerou um GSF médio de 80% em 2022, chegando a 89% em 2023, estabilizando-se em 90% de 2024 até o fim da projeção, conforme estimativa média de mercado.
- **Receita Líquida - Transmissão:** a receita de transmissão é proveniente da Receita Anual Permitida ("RAP") dos 13 contratos que Eletronorte possui. A RAP é aprovada pela ANEEL e divulgada anualmente (normalmente no mês de junho) na Revisão Tarifária Periódica. Foram considerados os valores de RAP para os ciclos futuros, inclusive os valores de reforço desde que homologados pela ANEEL na data-base, com correções por IPCA.
- **Deduções:** Sobre a receita bruta há incidência do PIS e COFINS, projetados conforme alíquotas aplicáveis ao regime tributário de Lucro Real. Outras deduções incidentes sobre a receita bruta são: RGR (Reserva Global de Redução), TFSEE (Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica), CFURH (Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos) e P&D.

3.3 Informações financeiras projetadas

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Informações Financeiras Projetadas (cont.)

- **Custos e despesas:** os principais custos e despesas operacionais são compostos por encargos de uso e conexão, seguros, O&M, pessoal, materiais, serviço de terceiros e outros. As premissas de custos e despesas foram disponibilizadas pela Administração, sendo corrigidas anualmente pelo IPCA.
- **Margem EBITDA:** com base nas premissas de receita, custos e despesas, a margem EBITDA média anual projetada foi de 58,7%.
- **Depreciação:** foi considerada uma taxa de depreciação linear de 3,17% ao ano conforme valores históricos disponíveis na demonstração financeira da empresa.
- **Amortização:** a Lei 14.182/2021 condicionou a desestatização da Eletrobras à celebração de novos contatos de concessão de geração elétrica, por trinta anos, em substituição aos contratos vigentes. Esses novos contratos possibilitaram a alteração do regime de exploração para a produção independente das usinas cotizadas (descotização). A amortização do Ativo Intangível relativo às novas outorgas decorrentes da Capitalização da Eletrobras foi calculada de forma proporcional à descotização entre 2023 e 2026, e de forma linear de 2027 até 2052, exceto para UHE Tucuruí e UHE Curuá-Una que seguiram uma amortização linear até 2052.
- **Capex:** foram considerados os investimentos corporativos previstos nas projeções disponibilizados pela Administração, exceto aqueles relacionados a expansões, ampliações e implantações.
- **Impostos diretos:** a projeção dos impostos diretos foi baseada no regime de tributação do Lucro Real, no qual Eletronorte está enquadrada. Os impostos diretos foram projetados de acordo com a legislação fiscal brasileira vigente, observando a alíquota de 34%. A avaliação considerou o aproveitamento do saldo de prejuízo fiscal existente na data-base, representado pelo imposto de renda diferido contabilizado no montante de R$ 208,4 milhões, sendo a compensação dos prejuízos limitada a 30% do lucro real, de acordo com a legislação brasileira.

  Adicionalmente, foi considerado o benefício fiscal da SUDAM que permite uma redução de 75% da alíquota do IRPJ. Para fins de projeção, foi calculada uma média ponderada do benefício com base nas usinas da Eletronorte. Com isso, estimou-se que haverá o benefício até 2029.
- **Capital de giro:** o capital de giro estimado foi baseado nas demonstrações financeiras históricas de Eletronorte. As contas patrimoniais foram analisadas e classificadas como ativos e passivos operacionais ou não operacionais. Os *drivers* históricos de capital de giro foram calculados para os ativos e passivos operacionais baseados nas receitas, custos e despesas operacionais, conforme aplicável, a partir da média dos dias de capital de giro calculados para os últimos 3 períodos históricos.

Para detalhes da avaliação por FCD da Eletronorte, consultar o Anexo 1.

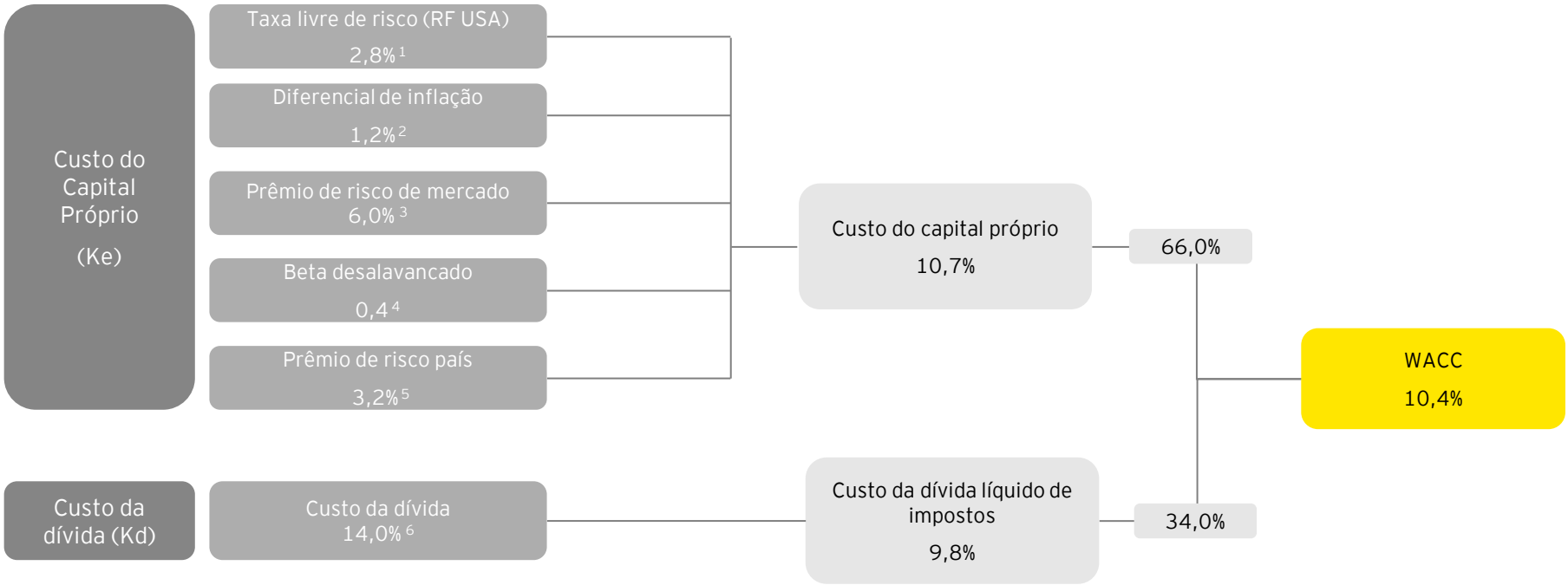
Principais Premissas Operacionais	Eletronorte
Período de concessão (anos)	30
Término da concessão*	dez/52
Capacidade instalada (MW)	9.879
Garantia física (MW)	4.970
Volume vendido ACR (MWmed)	5.762
Volume vendido ACL (MWmed)	6.534
Volume vendido/comprado SPOT (MWmed)	120.816
Preço médio de venda no ACR (R$/MWh)	370,9
Preço médio de venda no ACL (R$/MWh)	179,0
Preço de venda SPOT (R$/MWh)	169,0
Benefícios SUDAM	2029

* Para as receitas de geração e transmissão considerou-se o prazo de cada contrato, reduzindo ao longo da projeção.

3.4 Taxa de desconto

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Abaixo são apresentados os parâmetros que formam a taxa de desconto utilizada na análise. Para detalhes da metodologia da taxa de desconto consultar o Apêndice.



Notas:

[1] Fonte: Federal Reserve (média histórica de 6 meses dos T-bonds de 20 anos)

[2] Diferença entre as inflações projetas de longo prazo Norte Americana (fonte Federal Reserve) e Brasileira (fonte:BACEN)

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

[4] Com base na média das empresas comparáveis de geração e transmissão selecionadas. Fonte: Capital IQ

[5] Fonte: JP Morgan EMBI + (média histórica de 6 meses)

[6] Referente à média ponderada de todos os financiamentos da companhia na data-base

Demais informações são disponibilizadas no Apêndice.

3.5 Ajustes de valor

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Ajuste de itens não operacionais

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 e perpetuidade.

Os ativos e passivos detalhados ao lado, foram classificados como não operacionais ("NOP") ou porque não são recorrentes ou porque não estão ligados diretamente com as atividades operacionais de Eletronorte.

Ativos não operacionais (BRL milhares)	
Estoque	137.926
Títulos e valores mobiliários - CP	2.244.325
Instrumentos financeiros derivativos - CP Ativo	527.232
Dividendos a Receber (Remuneração de participações societárias)	72
Outros ativos circulantes - CP	349.380
Contas a receber de clientes - LP	501.677
Títulos e valores mobiliários - LP	113
Crédito de imposto - LP	204.155
Instrumentos financeiros derivativos - LP Ativo	526.570
Depósitos judiciais	229.999
Outros ativos não circulantes - LP	791.209
Total	**5.512.658**

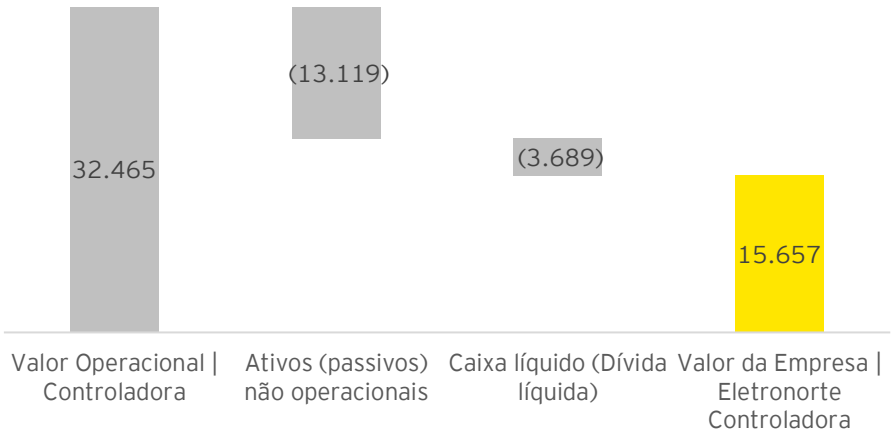
Passivos não operacionais (BRL milhares)	
Dividendos e juros sobre capital próprio	1.553.074
Outros passivos circulantes - CP	738.814
Provisões - CP	713.283
Passivo diferido - LP Passivo	1.030.762
Provisões - LP	2.644.645
Outros passivos não circulantes - LP	11.950.616
Total	**18.631.194**
Ativos e passivos não operacionais líquido	**(13.118.536)**

Fonte: EY / Administração

3.6 Estimativa de valor

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Composição de Valor | Controladora (em milhões de BRL)



Fonte: EY / Administração

Composição de Valor | Controladora (BRL milhões)	
Valor Operacional | Controladora	**32.465**
Ativos (passivos) não operacionais	(13.119)
Caixa líquido (Dívida líquida)	(3.689)
Valor da Empresa | Eletronorte Controladora[1]	**15.657**
Múltiplo Implícito	
EV/EBITDA	8,4x
EV/ROL	3,4x

[1]não inclui o valor dos Investimentos em Controladas e Coligadas

O Anexo 7 apresenta os detalhes sobre as empresas comparáveis selecionadas.

4 Avaliação das Investidas

28 Visão geral das Empresas Investidas
30 Avaliação das Empresas Investidas por FCD | Geração
36 Avaliação das Empresas Investidas por FCD | Transmissão
42 Avaliação das Empresas Investidas por Múltiplos | Geração
48 Avaliação das Empresas Investidas por Múltiplos | Transmissão

Visão geral das Empresas Investidas

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

A tabela abaixo lista as Empresas Investidas avaliadas. As seções de 4.1 a 4.4 detalham a avaliação econômico-financeira das Empresas Investidas.

Empresa	% Participação	Valor Justo do Capital (R$ milhões)	Principal Metodologia de Avaliação adotada	Segmento
Transnorte Energia S.A.	49,00%	2	Book Value	Transmissão
Energética Águas da Pedra S.A. (UHE Dardanelos)	24,50%	297	Múltiplos	Geração
Norte Energia S.A.	19,98%	2.240	FCD	Geração
Companhia Energética Sinop S.A.	24,50%	241	FCD	Geração
Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A.	24,50%	863	FCD	Transmissão

Fonte: Administração/EY

Visão geral das Empresas Investidas

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Transnorte Energia S.A.

Constituída com o propósito de construir, operar a manter a Linha de Transmissão que liga Manaus, capital do estado do Amazonas, a Boa Vista, capital de Roraima, a Transnorte Energia S.A. possui a outorga para exploração comercial do empreendimento pelo prazo de 30 anos contados a partir de Janeiro de 2012. Ao todo, são 721 quilômetros de extensão de linha com tensão de 500 kV. A Transnorte Energia se encontra em estágio pré-operacional com extensa discussão sobre sua viabilidade econômica e incertezas sobre seu início de operação, dessa forma, para fins deste Laudo, seu valor valor contábil foi determinado como sendo seu Valor Justo.

Energética Águas da Pedra S.A.

Constituída em Abril de 2007, a Energética Águas da Pedra S.A. é a empresa responsável pela exploração do potencial hidrelétrico da Usina Hidrelétrica Dardanelos, no Rio Arapuanã, ao norte do estado de Mato Grosso. Com uma capacidade instalada de 261 MW, a usina opera sob um contrato de concessão de 35 anos firmado em Julho de 2007.

Norte Energia S.A.

Constituída através do Consórcio Norte Energia, vencedor do Leilão 006/2009 da ANEEL, a Norte Energia S.A. opera e comercializa o potencial energético da Usina Hidrelétrica de Belo Monte, no estado do Pará. Com uma capacidade instalada de 11.233 MW e uma garantia física de 4.571 MW médios, a usina está entre as maiores unidades geradoras do país e foi concedida à Norte Energia através de um contrato de concessão de 35 anos contados a partir de Agosto de 2010.

Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. (BMTE)

Com o objetivo de construir, operar e manter instalações de transmissão destinadas a escoar a energia gerada pela Usina Hidrelétrica de Belo Monte, a Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. é uma Sociedade de Propósito Específico constituída em Março de 2014 após sagrar-se vencedora do Leilão de Transmissão 011/2013, da ANEEL, o qual concedeu à SPE o direito de exploração comercial de uma linha de transmissão com tensão de 800 kV e mais de 2 mil quilômetros de extensão, além de outras instalações relacionadas.

Companhia Energética Sinop S.A.

Através do Leilão 006/2013, promovido pela ANEEL, a Companhia Energética Sinop S.A. foi constituída para gestão, operação e comercialização da energia gerada pela UHE Sinop, localizada no Rio Teles Pires, entre os municípios de Cláudio e Itaúba, no estado do Mato Grosso. O contrato de concessão foi firmado em 2014 e tem período de vigência de 35 anos.

4.1 Avaliação das Empresas Investidas por FCD | Geração

31 Informações financeiras projetadas
32 Principais premissas operacionais
33 Taxa de desconto
34 Ativos e passivos não operacionais
35 Estimativa de valor

Informações financeiras projetadas

Geração

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

As projeções foram baseadas em arquivos disponibilizados pela Administração e/ou pela Empresa.

Premissas Gerais

- Data-base: 30 de junho de 2022;
- Período de projeção: em conformidade com os respectivos prazos dos contratos de concessão das Empresas Investidas;
- Moeda: Reais ("BRL") em termos nominais;
- Taxa de desconto: Calculada em Reais (BRL) em termos nominais, de acordo com a metodologia *Weighted Average Cost of Capital* ("WACC"). Vide página 33 para detalhes;
- Ajustes: Ativos e passivos não operacionais, incluindo caixa e endividamento, não foram considerados nas projeções de fluxo de caixa. Quando observados, foram tratados à parte e adicionados/subtraídos do valor presente dos fluxos de caixa, impactando no valor do capital das Empresas Investidas;

Informações Financeiras Projetadas

- **Receita líquida**: As receitas foram projetadas de acordo com o volume e preço dos contratos de ACR e ACL firmados pelas Empresas Investidas. 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 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 um GSF médio de 80% em 2022, chegando a 89% em 2023, estabilizando-se em 90% de 2024 até o fim da projeção, conforme estimativa média de mercado. Adicionalmente, foi considerada a venda da totalidade da energia descontratada no mercado SPOT à tarifa de R$ 169/MWh. Destaca-se que algumas Empresas Investidas 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, 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$ 854,1/kW e uma alíquota de 0,4%, aplicável sobre a capacidade instalada. Já o cálculo da CFURH considerou uma TAR de R$ 83,8/kW 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 Investidas.

  A avaliação considerou a compra de energia no mercado SPOT à tarifa de R$ 169/MWh para fazer frente a eventuais déficits de energia projetados.

  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 de 3,0% a 4,0% ao ano, a depender da empresa. 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 novos 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 FCD das Empresas Investidas do segmento de geração, consultar os Anexos 2 e 3. Os detalhes das premissas operacionais estão apresentados a seguir.

Início 1 Sumário executivo
2 Análise do mercado
3 Avaliação de Eletronorte
4 Avaliação das Investidas
5 Conclusão de valor
6 Itens de governança
7 Apêndices
8 Anexos

Principais premissas operacionais

Geração

A tabela a seguir apresenta as principais premissas operacionais utilizadas para cada uma das respectivas empresas na avaliação por FCD. Para detalhes das informações financeiras projetadas destas empresas, consultar os Anexos 2 e 3.

Empresas Avaliadas / Principais Premissas Operacionais	Norte Energia S.A.	Companhia Energética Sinop S.A.
Período de concessão (anos)	27	31
Prazo da concessão	07/2046	01/2050
Período remanescente da concessão (anos)	24 anos e 1 mês	27 anos e 7 meses
Data fim do ACR	2045	2047
Capacidade instalada (MW)	11.233	402
Garantia física (MW)	4.571	243
Volume vendido ACR (MW)*	3.200	216
Volume vendido ACL (MW)*	672	6
Preço médio de venda (R$/MWh)*	173,4	184,8
Seguro GSF	SP100	SP95
Benefício SUDAM	2027	2029

*Em 30/06/2022.

Fonte: Administração/EY

Início 1 Sumário executivo
2 Análise do mercado
3 Avaliação de Eletronorte
4 Avaliação das Investidas
5 Conclusão de valor
6 Itens de governança
7 Apêndices
8 Anexos

Taxa de Desconto

Geração

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 Investidas do segmento de Geração avaliadas por FCD, consultar o Anexo 7.

Parâmetros	Norte Energia S.A.	Companhia Energética Sinop S.A.
Beta desalavancado	0,54	0,54
Capital de terceiros/Capital próprio	62,7%	62,7%
Taxa de IR&CSLL[1]	29,5%	28,8%
Beta realavancado	0,78	0,79
Prêmio de risco de mercado	6,0%	6,0%
Taxa livre de risco	2,8%	2,8%
Risco Brasil	3,2%	3,2%
Diferencial de inflação	1,2%	1,2%
CAPM nominal	**12,0%**	**12,1%**
Custo da dívida real (post-tax)	**6,3%**	**7,6%**
Capital de terceiros (D)	**38,5%**	**38,5%**
Capital próprio (E)	**61,5%**	**61,5%**
Taxa de desconto (WACC)	**9,8%**	**10,3%**

[1]Alíquota média considerada ao longo da projeção.

Fonte: Administração/EY

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Ativos e passivos não operacionais

Geração

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 Investidas.

Para detalhes dos ajustes de valor incluídos no cálculo do valor justo das Empresas Investidas do segmento de Geração, avaliadas por FCD, consultar os Anexos 2 e 3.

Componentes dos ajustes R$ milhões	Norte Energia S.A.	Companhia Energética Sinop S.A.
(+) ANOPs*	1.069	339
(-) PNOPs*	(307)	(76)
Ativos (Passivos) NOPs, líquidos	**762**	**263**
(+) Caixa & equivalentes**	919	192
(-) Dívida total	(29.409)	(1.469)
Caixa líquido / (Dívida Líquida)	**(28.490)**	**(1.277)**

*ANOPs e PNOPs são abreviações referentes respectivamente aos ativos não operacionais e passivos não operacionais. Vale mencionar que a conta de "Tributos Diferidos" foi dividida entre "Tributos Diferidos - Prejuízo Fiscal/Base Negativa" e "Tributos Diferidos - Diferenças Temporárias" de modo que, a primeira foi tratada como operacional nas projeções, enquanto a segunda, como NOP.

** Foi considerado apenas o saldo de caixa para deduzir da dívida bruta e obter a dívida líquida. O saldo de "Títulos e valores mobiliários", "Aplicações financeiras" e afins foi considerado na composição dos ativos não operacionais.

Estimativa de Valor

Geração

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

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

Composição do valor (R$ milhões)	Norte Energia S.A.	Companhia Energética Sinop S.A.
Valor Operacional	38.939	1.998
Caixa líquido (dívida líquida)	(28.490)	(1.277)
NOPs, líquidos	762	263
Valor da empresa	**11.212**	**984**
% Participação Eletronorte	19,98%	24,50%
Valor justo da participação de Eletronorte na empresa	**2.240**	**241**

4.2 Avaliação das Empresas Investidas por FCD | Transmissão

37 Informações financeiras projetadas
38 Principais premissas operacionais
39 Taxa de desconto
40 Ativos e passivos não operacionais
41 Estimativa de valor

Informações financeiras projetadas

Transmissão

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

As projeções foram baseadas em arquivos disponibilizados pela Administração e/ou pela Empresa.

Premissas Gerais

- **Data-base:** 30 de junho de 2022;
- **Período de projeção:** foram projetados os anos remanescentes para o término do contrato de concessão a partir da data-base.
- **Moeda:** Reais ("BRL") em termos nominais;
- **Taxa de desconto:** Calculada em Reais (BRL) em termos nominais, de acordo com a metodologia *Weighted Average Cost of Capital* ("WACC"). Vide página 39 para detalhes;
- **Ajustes:** Ativos e passivos não operacionais não foram considerados nas projeções de fluxo de caixa. Quando observados, foram tratados à parte e adicionados/subtraídos do valor presente dos fluxos de caixa, impactando no valor das empresas avaliadas;

Informações Financeiras Projetadas

- **Receita:** As Receitas das Transmissoras são provenientes das 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 da interpretação técnica CPC 47 (Reconhecimento de Receita de Contrato com Clientes), 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.
- **Custos e despesas operacionais:** 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. Dessa forma, a margem EBITDA projetada para análise das Empresas Investidas se manteve estável ao longo do período projetivo.
- **Capex:** Novos 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 Empresas Investidas 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:** As Transmissoras operam sob o regime de Lucro Real com as alíquotas IR e CSLL totalizando 34%, conforme a legislação vigente.
- **Capital de giro:** O capital de giro necessário à operação de cada uns dos ativos foi projetado observando o comportamento histórico das contas operacionais das empresas que encontram-se em operação comercial.

Para detalhes da avaliação por FCD das Empresas Investidas do segmento de Transmissão, consultar o Anexo 4.

Os detalhes das premissas operacionais estão apresentados na página 38.

Início
1 Sumário executivo
2 Análise do mercado
3 Avaliação de Eletronorte
4 Avaliação das Investidas
5 Conclusão de valor
6 Itens de governança
7 Apêndices
8 Anexos

Principais premissas operacionais

Transmissão

A tabela a seguir apresenta as principais premissas operacionais utilizadas para cada uma das respectivas empresas na avaliação por FCD. Para detalhes das informações financeiras projetadas destas empresas, consultar o Anexo 4.

Empresas Avaliadas / Principais Premissas Operacionais	Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. (BMTE)
Período de concessão (anos)	30
Fim da operação	06/2044
Período remanescente da concessão	22 anos
RAP – Ciclo 22/23 (R$ mil)	760.584
Indisponibilidade (% RAP)	1,6%
TFSEE (% ROB)	0,4%
RGR (% ROB)	0,0%
P&D (% ROL menos TFSEE e RGR)	1,0%

Taxa de Desconto

Transmissão

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

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 Investidas do segmento de Transmissão avaliadas por FCD, consultar o Anexo 7.

Parâmetros	Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. (BMTE)
Beta desalavancado	0,49
Capital de terceiros/Capital próprio	29,1%
Taxa de IR&CSLL	28,0%
Beta realavancado	0,59
Prêmio de risco de mercado	6,0%
Taxa livre de risco	2,8%
Risco Brasil	3,2%
Diferencial de inflação	1,2%
CAPM nominal	10,8%
Custo da dívida (post-tax)	4,6%
Capital de terceiros (D)	22,5%
Capital próprio (E)	77,5%
Taxa de desconto (WACC)	9,4%

Ativos e passivos não operacionais

Transmissão

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

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 Investidas.

Para detalhes dos ajustes de valor incluídos no cálculo do valor justo das Empresas Investidas do segmento de Transmissão, avaliadas por FCD, consultar o Anexo 4.

Componentes dos ajustes R$ milhões	Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A.
(+) ANOPs*	168
(-) PNOPs**	(31)
Ativos (Passivos) NOPs, líquidos	**137**
(+) Caixa & equivalentes	174
(-) Dívida total	(3.076)
Caixa líquido / (Dívida Líquida)	**(2.902)**

*ANOPs e PNOPs são abreviações referentes respectivamente aos ativos não operacionais e passivos não operacionais.

Estimativa de Valor

Transmissão

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

A tabela abaixo apresenta a composição do valor justo estimado para a empresa avaliada por FCD, do segmento de transmissão.

Composição do valor R$ milhões	Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. (BMTE)
Valor Operacional	6.287
Caixa líquido (dívida líquida)	(2.902)
NOPs, líquidos	137
Valor da empresa	**3.522**
% Participação Eletronorte	**24,5%**
Valor justo da participação de Eletronorte na empresa	**863**

4.3 Avaliação das Empresas Investidas por Múltiplos | Geração

43 Avaliação por múltiplos de Mercado
44 Múltiplos das Comparáveis
45 Múltiplos selecionados
47 Estimativa de valor

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Avaliação por múltiplos de mercado

Geração

Na avaliação por múltiplos de mercado, os múltiplos de avaliação foram calculados com base em dados operacionais de empresas comparáveis de capital aberto ("Comparáveis"). Os múltiplos derivados de Comparáveis fornecem uma indicação de quanto um investidor no mercado estaria disposto a pagar por uma participação minoritária em uma determinada empresa. Esses múltiplos foram aplicados aos dados operacionais das empresas avaliadas para chegar a uma estimativa de valor operacional.

Para a seleção das Comparáveis, realizamos uma pesquisa no S&P Capital IQ utilizando os seguintes critérios:

1. Todas as empresas são negociadas publicamente;
2. Industria: Energia. Subsetor: Geração[1].
3. País: Brasil.

Nota:

1. Para as Empresas Investidas, o subsetor (foco de atuação) foi levado em consideração, sendo segregado entre Geração, Transmissão ou Distribuição. Nos casos em que a atuação de uma determinada empresa avaliada abrangia um ou mais subsetores, uma análise segregada de Receita Líquida e/ou EBITDA por subsetor foi realizada, baseada em informações disponíveis para a data-base.

Avaliação de Múltiplos

Na aplicação da metodologia, os múltiplos de avaliação foram derivados com base em demonstrações financeiras das Comparáveis.

Para eliminar os efeitos de diferentes estruturas de capital entre as Comparáveis, os múltiplos de avaliação foram derivados em uma base não-alavancada.

Assim, os múltiplos foram derivados com base no valor operacional (*enterprise value* – "EV"), sendo eles:

- EV / Receita Líquida LTM
- EV / Receita Líquida LFY
- EV / EBITDA LTM
- EV / EBITDA LFY

Os múltiplos são referentes ao último exercício fiscal (*last fiscal year* – "LFY") e aos últimos doze meses imediatamente anteriores a data-base (*last twelve months* – "LTM")

Comparação operacional e financeira

Após identificar empresas de capital aberto razoavelmente semelhantes e calcular múltiplos adequados, foi necessário analisar o desempenho operacional e financeiro das empresas avaliadas em relação às Comparáveis. Na avaliação e comparação das empresas avaliadas, foram considerados os seguintes fatores:

- **Rentabilidade** – As margens EBITDA das empresas foram classificadas ao longo do intervalo das indicações de margens observado para as Comparáveis nos períodos analisados (LTM e LFY).
- **Crescimento** – As taxas de crescimento anual de Receita Líquida e de EBITDA das empresas avaliadas foram classificadas ao longo do intervalo das indicações das respectivas taxas de crescimento observado para as Comparáveis nos períodos analisados (LTM e LFY).

Estimativa de valor

Os múltiplos selecionados foram aplicados às métricas financeiras correspondentes das empresas, o que resultou em uma série de valores operacionais.

Para o EBITDA, foram realizados ajustes sobre resultados não recorrentes e/ou que não possuem efeito caixa.

Os valores derivados de cada um dos múltiplos selecionados foram ponderados, de acordo com a relevância das métricas financeiras analisadas (Receita Líquida LTM, Receita Líquida LFY, EBITDA LTM e EBITDA LFY).

O valor operacional ponderado foi ajustado pelos saldos de caixa, dívida, ativos não operacionais e passivos não operacionais, resultando em uma estimativa de valor justo para cada uma das empresas avaliadas da data-base.

Consulte o Anexo 5 para mais detalhes.

Início
1 Sumário executivo
2 Análise do mercado
3 Avaliação de Eletronorte
4 Avaliação das Investidas
5 Conclusão de valor
6 Itens de governança
7 Apêndices
8 Anexos

Múltiplos das comparáveis

Geração

A tabela abaixo apresenta os múltiplos das Comparáveis selecionadas do segmento de geração. Para detalhes sobre as informações financeiras das empresas comparáveis, consultar o Anexo 7.

Múltiplos das Comparáveis | Geração

Empresa	EV/ EBITDA LTM	EV/ ROL LTM	EV/ EBITDA LFY	EV/ ROL LFY
Alupar Investimento S.A.	5,0x	4,0 x	4,1 x	3,0 x
CPFL Energia S.A.	5,9x	1,5 x	5,5 x	1,3 x
Engie Brasil Energia S.A.	6,9x	4,1 x	6,4 x	3,5 x
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás	4,7x	3,4 x	3,6 x	2,4 x
Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A.	15,4x	1,7 x	12,0 x	5,1 x
Rio Paranapanema Energia S.A.	6,7x	2,4 x	3,3 x	3,3 x
Neoenergia S.A.	4,8x	1,2 x	5,2 x	1,2 x
Minimo	4,7 x	1,2 x	3,3 x	1,2 x
1o Quartil	4,9 x	1,6 x	3,8 x	1,8 x
Média	7,1 x	2,6 x	5,7 x	2,8 x
3o Quartil	6,8 x	3,7 x	6,0 x	3,4 x
Máximo	15,4 x	4,1 x	12,0 x	5,1 x
Mediana	5,9x	2,4 x	5,2 x	3,0 x

Fonte: Capital IQ

Fonte: Capital IQ

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Múltiplos selecionados

Geração

A tabela abaixo apresenta os valores operacionais derivados da aplicação dos múltiplos, bem como a respectiva ponderação selecionada. Para detalhes sobre o cálculo de múltiplos das Empresas Investidas do segmento de Geração, consultar o Anexo 5.

Valores derivados da aplicação dos múltiplos de mercado e ponderação (peso)

Empresa	EV/ EBITDA LTM	Peso (%)	EV/ ROL LTM	Peso (%)	EV/ EBITDA LFY	Peso (%)	EV/ ROL LFY	Peso (%)
Energética Águas da Pedra S.A. (UHE Dardanelos)	6,8x	30%	3,7x	20%	6,0x	30%	3,4x	20%
Norte Energia S.A.	15,4x	38%	3,7x	13%	12,0x	38%	3,4x	13%
Companhia Energética Sinop S.A.	15,4x	60%	4,1x	40%	12,0x	0%	5,1x	0%

Múltiplos selecionados

Geração

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Comentários específicos em relação à avaliação por múltiplos

Ponderação entre os múltiplos selecionados

De maneira geral, a ponderação entre os múltiplos selecionados seguiu os seguintes critérios:

- **EV/EBITDA LTM** Foi atribuído um peso equivalente a 30%, na ponderação entre os múltiplos.
- **EV/EBITDA LFY** Foi atribuído um peso equivalente a 30%, na ponderação entre os múltiplos.
- **EV/ROL LTM** Foi atribuído um peso equivalente a 20%, na ponderação entre os múltiplos.
- **EV/ROL LFY** Foi atribuído um peso equivalente a 20%, na ponderação entre os múltiplos.

As exceções aos critérios de ponderação dos múltiplos estão descritas a seguir:

- **Norte Energia S.A:** Foi analisado a performance histórica recente da empresa e foi observado um crescimento do EBITDA acima e mais que proporcional que o crescimento da Receita Operacional Líquida. Desta forma, entendemos que essa nova realidade é mais fidedigna a atual situação da operação e, por isso, atribuímos um peso 25% para a métrica EV/ROL e de 75% para a métrica EV/EBITDA.
- **Companhia Energética Sinop S.A.:** Foi analisado a performance histórica recente da empresa e foi observado um novo patamar de performance operacional tanto via Receita Operacional Líquida quanto de EBITDA e Margem EBITDA. Desta forma, entendemos que o período recente representa de forma mais fidedigna a realidade da operação da empresa e, por isso, atribuímos um peso de 100% para as métricas EV/ROL e EV/EBITDA dos últimos dose meses (LTM).

Início 1 Sumário executivo
2 Análise do mercado
3 Avaliação de Eletronorte
4 Avaliação das Investidas
5 Conclusão de valor
6 Itens de governança
7 Apêndices
8 Anexos

Estimativa de valor

Geração

A tabela abaixo apresenta a composição do valor justo estimado para cada uma das empresas avaliadas por múltiplos, do segmento de geração. Conforme detalhado abaixo, certos ativos e passivos foram considerados não operacionais ("NOPs") ou porque não são recorrentes ou porque não estão ligados diretamente com as atividades operacionais das Empresas Investidas.

Empresa	Valor operacional[1]	Caixa (+)	Dívida (-)	Ativos NOPs (+)	Passivos NOPs (-)	Valor do Capital (=)	Participação (%)[2]	Valor Justo após participação
Energética Águas da Pedra S.A. (UHE Dardanelos)	1.227	**164**	(160)	15	(36)	1.211	24,50%	297
Norte Energia S.A.	38.282	**919**	(29.409)	1.069	(307)	10.555	19,98%	2.109
Companhia Energética Sinop S.A.	1.791	**192**	(1.469)	339	(76)	777	24,50%	190

Notas:
(1) Para detalhes sobre o cálculo de múltiplos das Investidas do segmento de Geração, consultar o Anexo 5.
(2) Conforme fornecido pela Administração.

Fonte: EY/Administração

4.4 Avaliação das Empresas Investidas por Múltiplos | Transmissão

49 Avaliação por múltiplos de Mercado
50 Múltiplos das Comparáveis
51 Múltiplos selecionados
53 Estimativa de valor

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Avaliação por múltiplos de mercado

Transmissão

Na avaliação por múltiplos de mercado, os múltiplos de avaliação foram calculados com base em dados operacionais de empresas comparáveis de capital aberto ("Comparáveis"). Os múltiplos derivados de Comparáveis fornecem uma indicação de quanto um investidor no mercado estaria disposto a pagar por uma participação minoritária em uma determinada empresa. Esses múltiplos foram aplicados aos dados operacionais das empresas avaliadas para chegar a uma estimativa de valor operacional.

Para a seleção das Comparáveis, realizamos uma pesquisa no S&P Capital IQ utilizando os seguintes critérios:

1. Todas as empresas são negociadas publicamente;
2. Industria: Energia. Subsetor: Transmissão[1].
3. País: Brasil.

Nota:

1. Para as Empresas Investidas, o subsetor (foco de atuação) foi levado em consideração, sendo segregado entre Geração, Transmissão ou Distribuição. Nos casos em que a atuação de uma determinada empresa avaliada abrangia um ou mais subsetores, uma análise segregada de Receita Líquida e/ou EBITDA por subsetor foi realizada, baseada em informações disponíveis para a data-base.

Avaliação de Múltiplos

Na aplicação da metodologia, os múltiplos de avaliação foram derivados com base em demonstrações financeiras das Comparáveis.

Para eliminar os efeitos de diferentes estruturas de capital entre as Comparáveis, os múltiplos de avaliação foram derivados em uma base não-alavancada.

Assim, os múltiplos foram derivados com base no valor operacional (*enterprise value* – "EV"), sendo eles:

- EV / RAP LTM+1: Receita Anual Permitida para o ciclo 2022/2023
- EV / RAP LTM: Receita Anual Permitida para o ciclo 2021/2022
- EV / EBITDA LTM
- EV / EBITDA LFY

Os múltiplos de EBITDA são referentes ao último exercício fiscal (*last fiscal year* – "LFY") e aos últimos doze meses imediatamente anteriores a data-base (*last twelve months* – "LTM")

Comparação operacional e financeira

Após identificar empresas de capital aberto razoavelmente semelhantes e calcular múltiplos adequados, foi necessário analisar o desempenho operacional e financeiro das empresas avaliadas em relação às Comparáveis. Na avaliação e comparação das Empresas avaliadas, foram considerados os seguintes fatores:

- **Rentabilidade** – As margens EBITDA das empresas foram classificadas ao longo do intervalo das indicações de margens observado para as Comparáveis nos períodos analisados (LTM e LFY).
- **Crescimento** – As taxas de crescimento da RAP e de EBITDA das empresas avaliadas foram classificadas ao longo do intervalo das indicações das respectivas taxas de crescimento observado para as Comparáveis nos períodos analisados (LTM, LFY, para EBITDA e LTM + 1 para RAP).

Estimativa de valor

Os múltiplos selecionados foram aplicados às métricas financeiras correspondentes das empresas, o que resultou em uma série de valores operacionais.

Para o EBITDA, foram realizados ajustes sobre resultados não recorrentes e/ou que não possuem efeito caixa.

Os valores derivados de cada um dos múltiplos selecionados foram ponderados, de acordo com a relevância das métricas financeiras analisadas (RAP LTM, RAP LTM+1, EBITDA LTM e EBITDA LFY).

O valor operacional ponderado foi ajustado pelos saldos de caixa, dívida, ativos não operacionais e passivos não operacionais, resultando em uma estimativa de valor justo para cada uma das empresas avaliadas da data-base.

Consulte o Anexo 6 para mais detalhes.

Múltiplos das comparáveis

Transmissão

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

A tabela abaixo apresenta os múltiplos das Comparáveis selecionadas do segmento de Transmissão. Para detalhes sobre as informações financeiras das empresas comparáveis, consultar o Anexo 7.

Múltiplos das Comparáveis | Transmissão

Empresa	EV/ EBITDA LTM	EV/ RAP LTM	EV/ EBITDA LFY	EV/ RAP LFY
Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A.	5,6x	11,3x	4,8 x	10,7 x
CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista S.A.	5,3x	10,2x	5,1 x	7,9 x
Minimo	5,3 x	10,2 x	4,8 x	7,9 x
1o Quartil	5,4 x	10,5 x	4,9 x	8,6 x
Média	5,5 x	10,8 x	4,9 x	9,3 x
3o Quartil	5,5 x	11,0 x	5,0 x	10,0 x
Máximo	5,6 x	11,3 x	5,1 x	10,7 x
Mediana	5,5x	10,8x	4,9x	9,3x

Fonte: Capital IQ

Múltiplos selecionados

Transmissão

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

A tabela abaixo apresenta os valores operacionais derivados da aplicação dos múltiplos, bem como a respectiva ponderação selecionada. Para detalhes sobre o cálculo de múltiplos das Investidas do segmento de Transmissão, consultar o Anexo 6.

Valores derivados da aplicação dos múltiplos de mercado e ponderação (peso)

Empresa (em R$ milhões)	EV/ EBITDA LTM	Peso (%)	EV/ RAP LTM + 1	Peso (%)	EV/ EBITDA LFY	Peso (%)	EV/ RAP LTM	Peso (%)
Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. (BMTE)	5,3 x	16,0%	9,7 x	64,0%	5,0 x	4,0%	10,8 x	16,0%

Fonte: EY/Administração

Múltiplos selecionados

Transmissão

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Comentários específicos em relação à avaliação por múltiplos

Ponderação entre os múltiplos selecionados

De maneira geral, a ponderação entre os múltiplos selecionados seguiu os seguintes critérios:

- **EV/RAP LTM+1:** Foi atribuído o maior peso, equivalente a 64%, na ponderação entre os múltiplos. A receita das transmissoras, conhecida como RAP (Receita Anual Permitida), é definida por resoluções homologatórias da ANEEL, divulgadas anualmente na Revisão Tarifária Periódica, que estabelece a previsão da RAP para os próximos 12 meses, corrigida pela inflação. Desta forma, o maior peso atribuído a RAP para o próximo ciclo (2022-2023) visa capturar o crescimento esperado, já considerando a remuneração para os investimentos realizados.
- **EV/RAP LTM:** Foi atribuído um peso equivalente a 16%, na ponderação entre os múltiplos.
- **EV/EBITDA LTM:** Foi atribuído um peso equivalente a 16%, na ponderação entre os múltiplos.
- **EV/EBITDA LFY:** Foi atribuído um peso equivalente a 4%, na ponderação entre os múltiplos.

Apesar de um maior peso dado para o múltiplo EV/RAP LTM+1, a análise de múltiplos de mercado também capturou a performance histórica de cada empresa frente às Comparáveis.

Estimativa de valor

Transmissão

Início		
	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

A tabela abaixo apresenta a composição do valor justo estimado para cada uma das empresas avaliadas por múltiplos, do segmento de geração. Conforme detalhado abaixo, certos ativos e passivos foram considerados não operacionais ("NOPs") ou porque não são recorrentes ou porque não estão ligados diretamente com as atividades operacionais das Empresas Investidas.

Empresa	Valor operacional[1]	Caixa (+)	Dívida (-)	Ativos NOPs (+)	Passivos NOPs (-)	Valor da empresa (=)	Participação (%)[2]	Valor Justo após participação
Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A.	6.717	174	(3.076)	**168**	(31)	3.952	24,50%	968

Notas:
(1) Para detalhes sobre o cálculo de múltiplos das Investidas do segmento de Transmissão, consultar o Anexo 6.
(2) Conforme fornecido pela Administração.

Fonte: EY/Administração

5 Conclusão de valor

55 Conclusão de valor

5.1 Conclusão de valor

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Conforme apresentado na seção de metodologia, selecionamos a Metodologia do FCD para a conclusão de valor da Eletronorte e suas Empresas Investidas de capital fechado cujo o valor do investimento, registrado contabilmente pela Empresa na data-base, fosse igual ou superior à R$ 278 milhões. A metodologia de Múltiplos de Empresas Comparáveis foi utilizada para todas as empresas dentro do escopo de avaliação. No entanto, para as empresas já avaliadas por FCD, Market Cap, ou Valor Transacionado, esta metodologia foi utilizada como análise de razoabilidade para os valores estimados e não para a conclusão de valor.

Dessa forma, de acordo com os parâmetros e premissas mencionados, nossa conclusão de Valor Justo para o total do capital da Empresa é apresentada abaixo:

Composição de Valor (em milhões de BRL)	
Valor Operacional | Controladora	**32.465**
Ativos (passivos) não operacionais	(13.119)
Caixa líquido (Dívida líquida)	(3.689)
Valor da Empresa | Eletronorte Controladora	**15.657**
Valor das Empresas Investidas	**3.643**
Valor da Empresa | Consolidado	**19.300**

Valor por ação	Quantidade (mil)	Valor Unitário (R$/ação)
ON	154.094	125,25

Empresas Investidas	% Participação	Valor justo
Transnorte Energia S.A.	49,00%	2
Energética Águas da Pedra S.A. (UHE Dardanelos)	24,50%	297
Norte Energia S.A.	19,98%	2.240
Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A.	24,50%	863
Companhia Energética Sinop S.A.	24,50%	241
Total		3.643

Fonte: EY / Administração

O valor justo da Empresa, consolidado, representa o valor justo de Eletronorte Controladora somado ao valor justo de suas Empresas Investidas.

Essa estimativa de valor não considera possíveis contingências, insuficiências ou superveniências ativas ou passivas que não estejam registradas nas posições patrimoniais da Empresa e de suas Empresas Investidas, 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 de justo de R$ 19.300 milhões para 100% do capital da Eletronorte na data-base de 30 de junho de 2022.

6 Itens de governança

57 Declaração de limitações gerais

6.1 Declaração de limitações gerais

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Nossa análise é baseada em informações fornecidas pela administração da Eletrobras. De acordo com as práticas profissionais, a análise é derivada da aplicação da Abordagem da Renda utilizando a metodologia do Fluxo de Caixa Descontado.

Para atingir o objetivo do trabalho de Avaliação Econômico-Financeira, foram aplicados procedimentos sempre baseados em fatos históricos, econômicos e de mercado vigentes em 30 de junho 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.

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.

Nenhum dos sócios ou profissionais da EY que fizeram parte da equipe responsável por este trabalho possui participação financeira na Empresa e/ou Empresas Investidas, 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.

Este estudo foi realizado com base nas informações fornecidas pela Administração, 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 e projetadas utilizadas neste Relatório.

As projeções são baseadas nas informações reportadas nas demonstrações financeiras, fornecidas pela administração da Eletrobras, nas experiências adquiridas em reuniões e nas discussões mantidas com a administração da Eletrobras.

Fez parte do nosso trabalho obter informações com Eletronorte e Eletrobras que julgamos confiáveis, sendo a responsabilidade pela sua veracidade exclusivamente da administração da Eletrobras.

Não foram efetuadas investigações sobre os títulos de propriedade da Empresa, nem verificações da existência de ônus ou gravames.

A EY não é responsável por atualizar este relatório para refletir eventos e circunstâncias que podem ocorrer após a data-base.

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.

Não foi considerado nenhum prêmio de controle na avaliação. Portanto, considerou-se que a estimativa de valor da Eletronorte representa 100% de suas ações.

Não tivemos a oportunidade de expor os negócios ou ativos da Empresa, individualmente ou em conjunto, ao mercado. Como consequência, não pudemos concluir se existem potenciais compradores que desejam pagar uma quantia pelo negócio que exceda a nossa estimativa alcançada.

Este relatório, as estimativas/expectativas, bem como as conclusões apresentadas, são para o uso exclusivo da Administração e dos acionistas de Eletronorte e da Eletrobras, no âmbito da deliberação da operação de Incorporação de Ações. Sendo assim, este documento não pode ser distribuído para outras partes, exceto se requisitado por autoridades locais e fiscais, auditores e advogados das partes, ou sob as seguintes condições:

- A EY deverá ser notificada a respeito de qualquer distribuição deste relatório, que, por sua vez, deverá ser previamente aprovada;
- Os receptores deverão se comprometer, por escrito, a não distribuir este relatório a nenhuma outra parte;
- Este relatório não deverá ser distribuído em partes;

6.1 Declaração de limitações gerais

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

- Qualquer usuário deste relatório deve estar ciente das condições que nortearam este trabalho, bem como das situações de mercado e econômicas do Brasil; e
- Caso necessário, a EY responderá às perguntas dos receptores relativas a este relatório, às custas da Eletronorte, somente se for acordado anteriormente com os receptores o escopo de tais perguntas e respostas.

Este relatório foi preparado para o propósito 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.

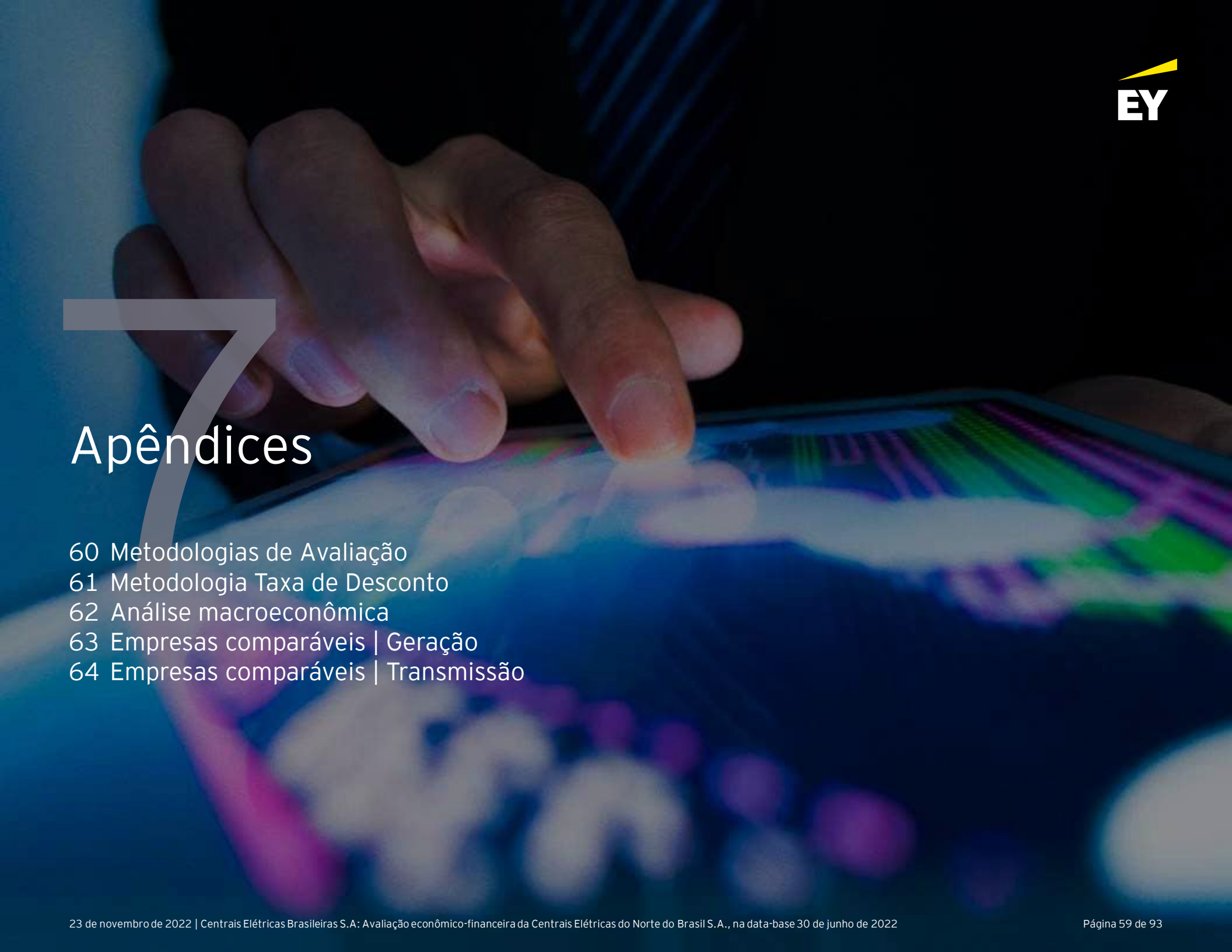
Certos dados financeiros usados em nossa avaliação foram derivados de demonstrações financeiras auditadas e/ou não auditadas e são de responsabilidade da administração da Eletrobras. As demonstrações financeiras podem incluir divulgações exigidas pelos princípios contábeis geralmente aceitos. Não verificamos 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.

Não assumimos qualquer responsabilidade por quaisquer decisões negociais, contábeis ou fiscais, que são de responsabilidade da administração da Eletrobras. Entendemos que a administração da Eletrobras 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.

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).

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.

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. O método do FCD não antecipa mudanças nos ambientes externo e interno em que a empresa está inserida, exceto aquelas apontadas neste relatório.



7 Apêndices

60 Metodologias de Avaliação
61 Metodologia Taxa de Desconto
62 Análise macroeconômica
63 Empresas comparáveis | Geração
64 Empresas comparáveis | Transmissão

7.1 Metodologias de avaliação

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Na avaliação do valor patrimonial ou empresarial de uma empresa, três abordagens diferentes podem ser empregadas para estimar o Valor Justo de Mercado das partes interessadas: a Abordagem de Renda, a Abordagem de Mercado e a Abordagem de Custo. Embora cada uma destas abordagens seja inicialmente considerada na avaliação, a natureza e características da empresa indicarão qual abordagem, ou abordagens, é a mais aplicável.

Abordagem de renda

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

O fluxo de caixa disponível para distribuição é definido, para fins desta análise, como a quantidade de caixa que poderia ser distribuída sem prejudicar a lucratividade futura ou as operações da empresa. O fluxo de caixa disponível para distribuição e o valor terminal (o valor da empresa sujeita no final do período de estimativa) são então descontados para valor presente para se obter uma indicação do valor da empresa comercial para cada empresa. Para fins desta análise, os fluxos de caixa para todos os investidores são estimados, portanto, a dívida remunerada e a despesa com 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;
- Avaliado e ajustado 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 de custos

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.

7.2 Metodologia Taxa de Desconto

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Cálculo da WACC

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

Onde:

- = Capital próprio/capital de terceiro
- = Custo do capital próprio
- = Valor da dívida remunerada/valor da totalidade do capital
- = Custo do capital de terceiros

Custo de capital próprio

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

onde:

- = Taxa de retorno livre de risco
- = Risco sistemático do capital
- = Prêmio de risco de mercado

A metodologia do *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) mede a ponderação do custo de dívida e capital próprio pela porcentagem de cada um deles na estrutura de capital da empresa.

A magnitude da taxa de desconto está relacionada com o risco percebido do investimento. O conceito de risco envolve uma situação de investimento em que se conhece uma taxa de retorno sem risco e completa incerteza de retorno monetário. Quando um investidor analisa dois investimentos de mesmo retorno monetário, acaba optando por aquele que menor risco. Assim, quanto maior o risco, maior o retorno esperado.

Custo do capital próprio

Para estimar o custo de oportunidade do capital próprio, é utilizado o Capital asset pricing model (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 de mercado do risco (prêmio de risco de mercado).

Taxa livre de risco

O prêmio oferecido pelo US Treasury bond de 20 anos foi utilizado como retorno aproximado de uma taxa livre de risco. As taxas de títulos mais longos são geralmente consideradas como um resultado mais próximo de uma taxa livre de risco e, apesar de títulos de 30 anos existirem, as taxas dos títulos de 20 anos não refletem a demanda adicional por tais títulos mais longos, considerados como o maior prazo de segurança possível.

Beta

Beta foi selecionado com base na análise de betas de ações de empresas de capital aberto similares. Um coeficiente de beta de 1,0 implica que o retorno da companhia varia de acordo com o mercado em geral. Os betas das empresas comparáveis foram extraídos do S&P Capital IQ. Nosso beta desalavancado para a Empresa é equivalente a média dos betas das empresas comparáveis.

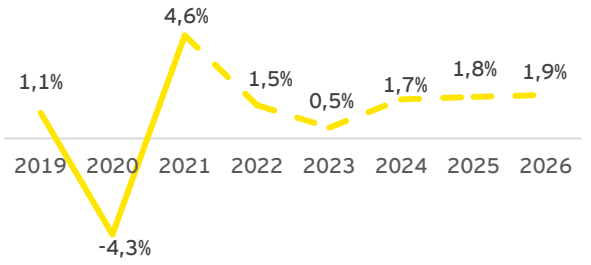
Prêmio de risco de mercado

EY utilizou um prêmio de risco de mercado de 6,0% em nossa estimativa de retorno de capital. Tal prêmio é estimado de acordo com o retorno de um investidor de longo prazo requer frente a demais retornos livres de risco segundo um portfolio diversificado de ações de companhias negociadas nos Estados Unidos. Nosso prêmio leva em consideração retornos históricos realizados tanto no curto quanto estimativas para o longo prazo, estudos acadêmicos publicados recentemente, e reflete o aumento da volatilidade de mercado e incertezas criadas pela pandemia do corona vírus.

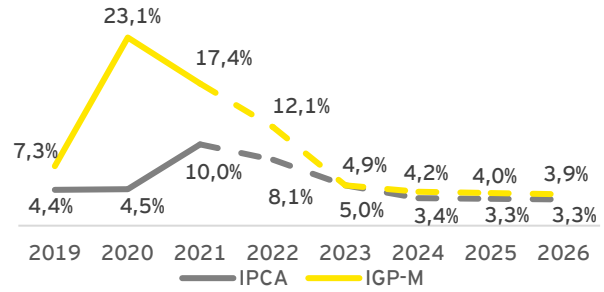
7.3 Análise macroeconômica

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

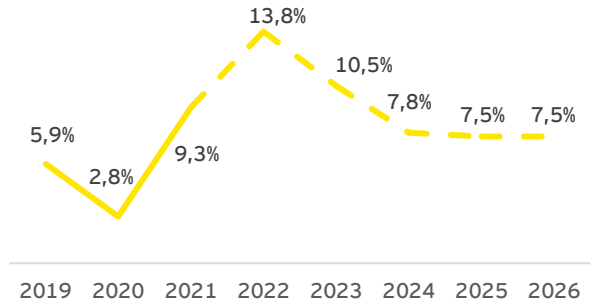
PIB anual (%)



Inflação anual (%)



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 2021 em 4,6%. Segundo expectativas do Bacen, até 30 de junho de 2022, é esperado um crescimento médio de 1,5% do PIB em 2022 e 0,5% em 2023.

Inflação

O índice de inflação oficial, IPCA (Índice de Preços ao Consumidor Amplo), foi de 10,0% em 2021. De acordo com as expectativas de mercado apresentadas pelo Bacen até 30 de junho de 2022, a variação do índice de inflação IPCA deve chegar a 8,1% em 2022 e 5,0% em 2023. Já o Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M), calculado pela FGV, fechou ano de 2021 em 17,4%. As expectativas dos analistas do Boletim Focus é de que esse índice fique em 12,1% em 2022 e 4,9% em 2023. O aumento da inflação impacta diretamente na tarifa de energia elétrica, a qual é reajustada anualmente com base na variação do IPCA registrada no período.

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, elevar a taxa básica de juros para 13,25% a.a., em reunião realizada em 15 de junho de 2022. O Comitê entende que essa decisão reflete seu cenário básico e balanço de riscos de variância maior do que a usual para a inflação prospectiva e é compatível com a convergência da inflação para a meta no horizonte relevante, que inclui o ano-calendário de 2022 e 2023.

A taxa de câmbio fechou o mês de março de 2022 em 5,24 BRL/USD. As expectativas de mercado apontam para taxas médias de 5,09 BRL/USD para 2022 e 5,10 BRL/USD para 2023.

Risco-Brasil[1]

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 março de 2022 em 294 pontos-base, o que indica uma diferença de 2,94 p.p. entre o desempenho dos títulos brasileiros e dos títulos norte-americanos. A média dos últimos 6 meses foi de 3,34 p.p. Fonte: Embi+, calculado pelo JP Morgan.

Início 1 Sumário executivo
2 Análise do mercado
3 Avaliação de Eletronorte
4 Avaliação das Investidas
5 Conclusão de valor
6 Itens de governança
7 Apêndices
8 Anexos

7.4 Empresas Comparáveis

Geração

Empresa	Descrição
CPFL Energia S.A.	A CPFL Energia S.A., por meio de suas subsidiárias, gera, transmite, distribui e comercializa energia elétrica para clientes residenciais, industriais e comerciais no Brasil. A empresa gera eletricidade por meio de usinas eólicas, de biomassa, solares e hidrelétricas. Em 31 de dezembro de 2021, a empresa distribuía eletricidade para 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 transformação 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 atua na geração, transformação, distribuição e comercialização de energia para clientes industriais, residenciais, comerciais, rurais entre outros, principalmente no Estado do Paraná, Brasil. A COPEL também está envolvida na distribuição de gás natural canalizado. Em 31 de dezembro de 2021, a empresa operava 20 usinas hidrelétricas, 30 eólicas e 1 termelétrica com capacidade instalada total 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., em conjunto com suas subsidiárias, gera e comercializa energia elétrica no Brasil. A empresa opera 68 usinas, incluindo 11 hidrelétricas, 4 usinas termelétricas, 49 usinas eólicas, 3 usinas de biomassa, 2 usinas solares fotovoltaicas, 1 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. atua como subsidiária da ENGIE Brasil Participações Ltda.
AES Brasil Energia S.A.	A AES Brasil Energia S.A., juntamente com suas subsidiárias, atua no negócio de geração de energia renovável no Brasil. Gera eletricidade por meio de fontes hidrelétricas, eólicas e solares. Seu portfólio de ativos tem uma capacidade total instalada de 4,5 GW, incluindo 2.658,4 megawatts hídricos, 1.532,8 megawatts eólicos e 295,1 megawatts solares. A empresa está sediada em São Paulo, Brasil.
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - A Eletrobras, por meio de suas subsidiárias, atua na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica no Brasil. A empresa gera eletricidade por meio de usinas hidrelétricas, térmicas, nucleares, eólicas e solares. Em 31 de dezembro de 2021, possuía e operava 32 usinas hidrelétricas com capacidade instalada total de 46.295,75 megawatts, 9 usinas térmicas, incluindo unidades de geração de energia a carvão, óleo e gás, com capacidade total instalada de 1.505 megawatts e 2 usinas nucleares compostas por Angra I com capacidade instalada de 640 megawatts e Angra II com 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.
Companhia Energética de Minas Gerais	A Companhia Energética de Minas Gerais, por meio de suas subsidiárias, 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 e com 545.706 km de linhas de distribuição e 7.160 km 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 tecnológicos e sistemas de gestão operacional de concessões de serviços públicos, prestação de serviços de telecomunicações, geração distribuída, serviços de contas, cogeração, eficiência energética e atividades de gestão de abastecimento e armazenamento. A empresa foi constituída em 1952 e está sediada em Belo Horizonte, Brasil.

Fonte: Capital IQ

Início
1 Sumário executivo
2 Análise do mercado
3 Avaliação de Eletronorte
4 Avaliação das Investidas
5 Conclusão de valor
6 Itens de governança
7 Apêndices
8 Anexos

7.4 Empresas Comparáveis

Transmissão

Empresa	Descrição
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 km de linhas de transmissão, que incluem 11.685 km de linhas de transmissão em operação e 2.329 km de linhas em construção, além de 100 subestações com tensão variando 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 instalada total de transformação de 71,7 mil MVA juntamente com 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.
Afluente Transmissão de Energia Elétrica S.A.	A Afluente Transmissão de Energia Elétrica S.A. opera linhas de transmissão e subestações na Bahia, Brasil. Opera as 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.

Fonte: Capital IQ

8 Anexos

8.1 Anexos

Índice		Página
Avaliação de Eletronorte | Controladora		
1	**Eletronorte**	
1.1	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. – DRE	68
1.2	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. – FC	71
Avaliação das Investidas por FCD | Geração		
2	**Norte Energia S.A.**	
2.1	Norte Energia S.A. – Principais Premissas	72
2.2	Norte Energia S.A. – DRE	73
2.3	Norte Energia S.A. – FC	75
3	**Companhia Energética Sinop S.A.**	
3.1	Companhia Energética Sinop S.A. – Principais Premissas	76
3.2	Companhia Energética Sinop S.A. – DRE	77
3.3	Companhia Energética Sinop S.A. – FC	80
Avaliação das Investidas por FCD | Transmissão		
4	**Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. (BMTE)**	
4.1	Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. (BMTE) – Principais Premissas	81
4.2	Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. (BMTE) – DRE	82
4.3	Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. (BMTE) – FC	84

8.1 Anexos

Índice		Página
Avaliação das Investidas por Múltiplos de Mercado		
5	**Avaliação por múltiplos de mercado - Geração**	
5.1	Informações financeiras selecionadas – Geração	85
5.2	Análise por múltiplos de mercado – Geração	86
6	**Avaliação por múltiplos de mercado - Transmissão**	
6.3	Informações financeiras selecionadas – Transmissão	87
6.4	Análise por múltiplos de mercado – Transmissão	88
Informações financeiras das empresas comparáveis		
7.1	Geração	89
7.2	Transmissão	91

Anexo 1.1: Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. – DRE (2020-2033)

Eletronorte Visão Controladora – Em BRL milhões	*Informação Financeira Histórica*			*Informação Financeira Projetada*											
DRE (Em BRL milhões)	**dez/20**	**dez/21**	**jun/22**	**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	**6.147**	**10.949**	**6.646**	**5.181**	**10.192**	**10.208**	**10.130**	**10.454**	**10.804**	**10.572**	**10.356**	**10.607**	**8.468**	**8.747**	**9.035**
Geração	3.931	7.877	5.041	3.805	8.813	8.830	8.747	9.069	9.373	9.094	9.417	9.637	7.466	7.712	7.966
Receita Anual Permitida	2.216	3.072	1.604	1.376	1.380	1.378	1.383	1.385	1.431	1.478	939	970	1.002	1.035	1.069
Deduções	(1.170)	(2.097)	(1.430)	(757)	(1.474)	(1.478)	(1.459)	(1.494)	(1.547)	(1.513)	(1.490)	(1.532)	(1.300)	(1.345)	(1.393)
Receita líquida	**4.977**	**8.853**	**5.215**	**4.424**	**8.718**	**8.730**	**8.670**	**8.960**	**9.256**	**9.060**	**8.866**	**9.075**	**7.168**	**7.402**	**7.642**
Custos e Despesas	**(2.577)**	**(6)**	**(3.345)**	**(2.411)**	**(2.451)**	**(2.716)**	**(2.993)**	**(3.153)**	**(3.531)**	**(3.644)**	**(3.646)**	**(3.900)**	**(3.275)**	**(3.383)**	**(3.494)**
Pessoal e Encargos	(1.019)	(1.257)	(622)	(120)	(500)	(517)	(534)	(552)	(574)	(544)	(562)	(695)	(428)	(442)	(457)
Materiais e Produtos (Demais)	(35)	(69)	(29)	(26)	(17)	(18)	(18)	(19)	(20)	(18)	(19)	(24)	(15)	(15)	(16)
Serviços de Terceiros	(261)	(250)	(137)	(54)	(227)	(235)	(242)	(250)	(260)	(247)	(255)	(315)	(194)	(201)	(207)
Outros Dispêndios Correntes	(215)	846	(2.432)	(41)	(242)	(248)	(252)	(124)	(199)	(280)	(274)	(260)	(2)	(3)	(3)
Energia Comprada	(313)	2.787	(99)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Encargos de transmissão	(650)	(748)	-	(247)	(1.039)	(1.074)	(1.109)	(1.146)	(1.170)	(1.203)	(1.243)	(1.270)	(1.256)	(1.297)	(1.340)
Combustível	(2)	(1.315)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Royalties	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Opex - Transmissoras	-	-	-	(240)	(241)	(240)	(241)	(242)	(250)	(258)	(164)	(169)	(175)	(181)	(186)
Obrigações CDE	-	-	-	(1.682)	(186)	(384)	(595)	(820)	(1.059)	(1.094)	(1.130)	(1.167)	(1.205)	(1.245)	(1.286)
Custo de construção	(83)	-	(26)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	**2.400**	**8.847**	**1.871**	**2.013**	**6.267**	**6.015**	**5.677**	**5.808**	**5.725**	**5.416**	**5.220**	**5.175**	**3.893**	**4.019**	**4.148**
Depreciação e Amortização	(423)	(651)	(610)	(624)	(1.114)	(1.156)	(1.190)	(1.223)	(1.268)	(1.277)	(1.287)	(1.297)	(1.307)	(1.318)	(1.329)
EBIT	**1.977**	**8.196**	**1.260**	**1.389**	**5.153**	**4.859**	**4.488**	**4.584**	**4.457**	**4.139**	**3.933**	**3.878**	**2.586**	**2.702**	**2.819**
Receita Financeira	568	1.553	500	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa Financeira	(613)	(917)	(1.176)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Receitas e despesas de equivalência	133	436	(15)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras receitas e despesas operacionais	971	313	1.619	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	**3.037**	**9.582**	**2.189**	**1.389**	**5.153**	**4.859**	**4.488**	**4.584**	**4.457**	**4.139**	**3.933**	**3.878**	**2.586**	**2.702**	**2.819**
IR e CSLL - corrente	(494)	(153)	(879)	(505)	(872)	(870)	(857)	(911)	(932)	(889)	(1.535)	(1.715)	(1.289)	(1.342)	(1.396)
IR e CSLL - diferido	(483)	(2.067)	137	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incentivo Fiscal	358	-	94	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro líquido	**2.418**	**7.362**	**1.542**	**884**	**4.281**	**3.989**	**3.631**	**3.673**	**3.525**	**3.249**	**2.398**	**2.163**	**1.297**	**1.360**	**1.423**

Fonte: Administração/EY

Anexo 1.1: Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. – DRE (2034-2048)

Eletronorte Visão Controladora – 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	**9.333**	**9.641**	**9.765**	**10.087**	**10.419**	**10.753**	**10.629**	**10.973**	**11.317**	**11.678**	**11.130**	**11.497**	**11.876**	**12.267**	**12.671**
Geração	8.229	8.500	8.586	8.870	9.162	9.464	9.776	10.098	10.431	10.775	11.130	11.497	11.876	12.267	12.671
Receita Anual Permitida	1.104	1.141	1.178	1.217	1.257	1.289	853	875	887	903	-	-	-	-	-
Deduções	(1.438)	(1.484)	(1.500)	(1.551)	(1.602)	(1.653)	(1.645)	(1.699)	(1.752)	(1.809)	(1.746)	(1.804)	(1.863)	(1.925)	(1.988)
Receita líquida	**7.896**	**8.157**	**8.265**	**8.536**	**8.817**	**9.099**	**8.984**	**9.274**	**9.565**	**9.869**	**9.384**	**9.693**	**10.012**	**10.343**	**10.683**
Custos e Despesas	**(3.610)**	**(3.708)**	**(3.755)**	**(3.879)**	**(4.007)**	**(4.137)**	**(4.190)**	**(4.327)**	**(4.466)**	**(4.611)**	**(4.601)**	**(4.752)**	**(4.909)**	**(5.071)**	**(3.146)**
Pessoal e Encargos	(472)	(493)	(480)	(496)	(513)	(530)	(547)	(565)	(584)	(603)	(623)	(643)	(665)	(686)	(709)
Materiais e Produtos (Demais)	(16)	(17)	(16)	(17)	(17)	(18)	(19)	(19)	(20)	(20)	(21)	(22)	(23)	(23)	(24)
Serviços de Terceiros	(214)	(224)	(218)	(225)	(232)	(240)	(248)	(256)	(265)	(273)	(282)	(292)	(301)	(311)	(322)
Outros Dispêndios Correntes	(3)	(8)	(2)	(2)	(2)	(2)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)
Energia Comprada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Encargos de transmissão	(1.384)	(1.395)	(1.415)	(1.461)	(1.510)	(1.559)	(1.611)	(1.664)	(1.719)	(1.775)	(1.834)	(1.894)	(1.957)	(2.021)	(2.088)
Combustível	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Royalties	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Opex - Transmissoras	(193)	(199)	(206)	(212)	(219)	(225)	(149)	(153)	(155)	(158)	-	-	-	-	-
Obrigações CDE	(1.329)	(1.372)	(1.418)	(1.464)	(1.513)	(1.563)	(1.614)	(1.667)	(1.722)	(1.779)	(1.838)	(1.898)	(1.961)	(2.025)	-
Custo de construção	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	**4.286**	**4.449**	**4.510**	**4.657**	**4.811**	**4.963**	**4.794**	**4.947**	**5.099**	**5.258**	**4.783**	**4.941**	**5.103**	**5.272**	**7.538**
Depreciação e Amortização	(1.340)	(1.351)	(1.363)	(1.376)	(1.389)	(1.402)	(1.415)	(1.429)	(1.444)	(1.459)	(1.475)	(1.491)	(1.507)	(1.524)	(1.542)
EBIT	**2.946**	**3.098**	**3.147**	**3.281**	**3.422**	**3.561**	**3.378**	**3.518**	**3.654**	**3.799**	**3.308**	**3.450**	**3.596**	**3.747**	**5.996**
Receita Financeira	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa Financeira	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Receitas e despesas de equivalência	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras receitas e despesas operacionais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	**2.946**	**3.098**	**3.147**	**3.281**	**3.422**	**3.561**	**3.378**	**3.518**	**3.654**	**3.799**	**3.308**	**3.450**	**3.596**	**3.747**	**5.996**
IR e CSLL - corrente	(1.453)	(1.520)	(1.552)	(1.614)	(1.678)	(1.742)	(1.697)	(1.763)	(1.828)	(1.896)	(1.750)	(1.818)	(1.889)	(1.963)	(2.038)
IR e CSLL - diferido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incentivo Fiscal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro líquido	**1.493**	**1.578**	**1.595**	**1.668**	**1.744**	**1.819**	**1.681**	**1.755**	**1.826**	**1.902**	**1.559**	**1.632**	**1.707**	**1.785**	**3.957**

Fonte: Administração/EY

Anexo 1.1: Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. – DRE (2049-2052)

Eletronorte Visão Controladora – Em BRL milhões	*Informação Financeira Projetada*			
DRE (Em BRL milhões)	**dez/49**	**dez/50**	**dez/51**	**dez/52**
Receita Bruta	**13.089**	**13.520**	**13.966**	**14.426**
Geração	13.089	13.520	13.966	14.426
Receita Anual Permitida	-	-	-	-
Deduções	(2.053)	(2.121)	(2.191)	(2.263)
Receita líquida	**11.036**	**11.399**	**11.775**	**12.163**
Custos e Despesas	**(3.250)**	**(3.357)**	**(3.467)**	**(3.002)**
Pessoal e Encargos	(732)	(757)	(782)	(1.090)
Materiais e Produtos (Demais)	(25)	(26)	(27)	(37)
Serviços de Terceiros	(332)	(343)	(354)	(494)
Outros Dispêndios Correntes	(3)	(4)	(4)	(192)
Energia Comprada	-	-	-	-
Encargos de transmissão	(2.157)	(2.228)	(2.301)	(1.189)
Combustível	-	-	-	-
Royalties	-	-	-	-
Opex - Transmissoras	-	-	-	-
Obrigações CDE	-	-	-	-
Custo de construção	-	-	-	-
EBITDA	**7.786**	**8.043**	**8.308**	**9.161**
Depreciação e Amortização	(1.560)	(1.579)	(1.599)	(1.115)
EBIT	**6.226**	**6.464**	**6.709**	**8.046**
Receita Financeira	-	-	-	-
Despesa Financeira	-	-	-	-
Receitas e despesas de equivalência	-	-	-	-
Outras receitas e despesas operacionais	-	-	-	-
EBT	**6.226**	**6.464**	**6.709**	**8.046**
IR e CSLL - corrente	(2.117)	(2.198)	(2.281)	(2.736)
IR e CSLL - diferido	-	-	-	-
Incentivo Fiscal	-	-	-	-
Lucro líquido	**4.109**	**4.266**	**4.428**	**5.311**

Fonte: Administração/EY

Anexo 1.2: Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. – FC

Eletronorte Visão Controladora – Em BRL milhões	*Informação Financeira Projetada*														
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	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	dez/35	dez/36
Fluxo de caixa operacional	1.939	5.031	5.194	4.877	4.886	4.823	4.575	3.711	3.479	2.750	2.667	2.740	2.820	2.913	2.954
(+) EBITDA	2.013	6.267	6.015	5.677	5.808	5.725	5.416	5.220	5.175	3.893	4.019	4.148	4.286	4.449	4.510
(-) IR e CSLL - FCLF	(354)	(815)	(870)	(857)	(911)	(932)	(889)	(1.535)	(1.715)	(1.289)	(1.342)	(1.396)	(1.453)	(1.520)	(1.552)
(+/-) Variação do capital de giro	279	(421)	49	57	(10)	30	48	26	19	146	(10)	(12)	(13)	(17)	(5)
Capex	(361)	(1.316)	(1.062)	(1.022)	(1.371)	(296)	(305)	(315)	(326)	(337)	(348)	(359)	(371)	(383)	(396)
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	1.578	3.715	4.132	3.855	3.515	4.527	4.270	3.395	3.153	2.413	2.320	2.381	2.449	2.529	2.558

Eletronorte Visão Controladora – 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	dez/50	dez/51	dez/52
Fluxo de caixa operacional	3.029	3.119	3.207	3.123	3.170	3.258	3.348	3.099	3.108	3.200	3.295	5.103	5.639	5.816	5.997	6.292
(+) EBITDA	4.657	4.811	4.963	4.794	4.947	5.099	5.258	4.783	4.941	5.103	5.272	7.538	7.786	8.043	8.308	9.161
(-) IR e CSLL - FCLF	(1.614)	(1.678)	(1.742)	(1.697)	(1.763)	(1.828)	(1.896)	(1.750)	(1.818)	(1.889)	(1.963)	(2.038)	(2.117)	(2.198)	(2.281)	(2.736)
(+/-) Variação do capital de giro	(14)	(14)	(14)	27	(15)	(13)	(14)	65	(14)	(14)	(14)	(396)	(30)	(29)	(30)	(134)
Capex	(409)	(422)	(436)	(451)	(466)	(481)	(497)	(513)	(530)	(547)	(566)	(584)	(603)	(623)	(644)	(665)
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	2.621	2.697	2.771	2.673	2.704	2.777	2.851	2.586	2.578	2.653	2.729	4.519	5.036	5.193	5.353	5.627

Fonte: Administração/EY

Anexo 2.1: Norte Energia S.A. – Principais Premissas

Descrição

Constituída em 2010, a Norte Energia S.A. ("NESA") opera e comercializa o potencial energético da Usina Hidrelétrica de Belo Monte, no estado do Pará. Com uma capacidade instalada de 11.233 MW e uma garantia física de 4.571 MW médios, a usina foi concedida à Norte Energia através de um contrato de concessão de 35 anos contados a partir de Agosto de 2010.

Receita

As receitas foram projetadas de acordo com o volume e preço dos contratos no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL) firmados pela Norte Energia. Os contratos no ACR representam 70% da garantia física e totalizam 3.200 MW. Este volume está contratado até 2045 a um preço médio de R$ 168/MWh na data-base, sendo este reajustado pela inflação incorrida em cada período. Esse contrato tem o preço reajustado anualmente pelo IPCA no mês de maio. Já os contratos do ACL representam 18% da garantia física, totalizando 672 MW, sendo que, deste total, 215 MW estão contratados até o fim de 2022 a um preço médio na data-base de R$ 236/MWh e 457 MW estão contratados até 2046 e cujo preço médio considerado foi o preço SPOT, de R$ 169/MWh, sendo ambos reajustados anualmente pelo IPCA no mês de janeiro.

A avaliação considerou um GSF médio de 80% em 2022, chegando a 89% em 2023, estabilizando-se em 90% de 2024 até o fim da projeção, conforme estimativa média de mercado. Foi considerada a venda da totalidade da energia descontratada no mercado SPOT à tarifa de R$ 169/MWh.

Destaca-se que a Norte Energia possui seguro de repactuação de risco hidrológico do tipo SP100 para 8.041 MW (com cobertura limitada a um GSF de 100%) com vigência até 2045.

Sobre a receita bruta há incidência do PIS e COFINS, projetados conforme alíquotas aplicáveis ao regime tributário de Lucro Real. Além disso são projetados encargos de P&D com alíquota de 1,0% sobre a receita líquida de PIS e COFINS CFURH e TFSEE. Desta forma, a receita líquida projetada observou um crescimento anual médio de 3,5% ao longo da projeção.

Custos e Despesas

Os principais custos e despesas operacionais são compostos por encargos de uso e conexão, custos com compra de energia, seguros, O&M, pessoal, materiais, 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 um BETU de R$ 854,1/kW e uma alíquota de 0,4%, aplicável sobre a capacidade instalada. Já o cálculo da CFURH considerou uma TAR de R$ 83,8/kW e alíquota de 7%, aplicável sobre a energia assegurada líquida de perdas. Por fim a TUST foi calculada com base em uma tarifa de R$ 9,7/kW/mês na data-base.

É projetado um déficit de energia de 233 MW para o segundo semestre de 2022, fazendo com que a NESA tenha que comprar energia no mercado SPOT ao preço estimado de R$ 169/MWh.

Os demais custos e despesas englobam custo de manutenção, pessoal, materiais, terceiros, seguro de risco hidrológico, UBP, dentre outros, que foram projetados em linha com o histórico da companhia e corrigidos anualmente pelo IPCA.

Deste modo, a margem EBITDA média anual projetada para NESA foi de 63,0%.

Imposto de Renda

A projeção dos impostos diretos foi baseada no regime de tributação do Lucro Real, regime no qual Norte Energia está enquadrada. Os impostos diretos foram projetados de acordo com a legislação fiscal brasileira vigente, observando-se a alíquota de 34%.

A avaliação considera o aproveitamento do saldo de prejuízo fiscal existente na data-base, representado pelo imposto de renda diferido contabilizado no montante de R$ 335,6 milhões, sendo a compensação dos prejuízos limitada a 30% do lucro real. Adicionalmente, foi considerado o benefício fiscal da SUDAM que permite uma redução de 75% da alíquota do IRPJ, válido até 2027.

Investimentos (CAPEX) e Depreciação

De acordo com as expectativas da administração, foi projetado um CAPEX de manutenção com o objetivo de manter o nível operacional e de manutenção do ativo, que totalizou R$ 1,3 bilhão (em termos reais) ao longo do período projetivo e representou, em média, 1,2% da ROL ao longo da projeção.

As despesas com depreciação relativas aos ativos existentes na data-base e aos novos investimentos foram projetadas de forma linear a uma taxa de 3,3% ao ano. É importante ressaltar que ao final da projeção é considerado um saldo residual de R$ 3,4 bilhões referente aos ativos que não foram integralmente depreciados ao longo da concessão, impactando o fluxo de caixa no último período projetivo.

Capital de giro

O capital de giro estimado foi baseado nas demonstrações financeiras históricas da Norte Energia. As contas patrimoniais foram analisadas e classificadas como ativos e passivos operacionais ou não operacionais. Os Drivers históricos de capital de giro foram calculados para os ativos e passivos operacionais baseados nas receitas, custos e despesas operacionais, conforme aplicável, e utilizados nas projeções.

Desta forma, o capital de giro líquido representou, em média, -4,8% da ROL ao longo da projeção.

Taxa de Desconto

O fluxo de caixa foi descontado a valor presente utilizando uma taxa de desconto (WACC) de 9,8%, cujo detalhamento é apresentado na página 33 deste Relatório.

Ajustes NOPs

As contas do ativo consideradas como NOP e adicionadas ao valor do capital da NESA foram: Títulos e Valores Mobiliários, Créditos de Impostos de Longo Prazo, Impostos Diferidos (oriundos de diferenças temporárias), Depósitos Judiciais e Outros Ativos Não circulantes. Já as contas do passivo classificadas como NOP e subtraídas do valor do capital da NESA foram: Provisões e Outros Passivos Não Circulantes.

Anexo 2.2: Norte Energia S.A. – DRE (2020-2033)

Norte Energia S.A. - Em BRL milhões	*Informação Financeira Histórica*			*Informação Financeira Projetada*											
DRE (Em BRL milhões)	**dez/20**	**dez/21**	**jun/22**	**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	**5.138**	**5.619**	**3.194**	**3.277**	**6.975**	**7.315**	**7.539**	**7.788**	**8.045**	**8.333**	**8.584**	**8.867**	**9.159**	**9.487**	**9.773**
Receita ACR	634	4.713	2.438	2.372	5.038	5.277	5.440	5.620	5.805	6.013	6.194	6.398	6.609	6.845	7.052
Receita ACL	-	-	-	588	740	768	791	817	844	874	900	930	961	995	1.025
Receita SPOT	4.504	906	756	-	611	733	755	780	806	834	860	888	917	950	979
Receita com Reembolso Seguro GSF	-	-	-	316	586	537	554	572	591	612	630	651	672	696	717
Receita Acessória/ outras receitas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deduções	(735)	(783)	(521)	(331)	(705)	(740)	(762)	(787)	(813)	(842)	(868)	(896)	(926)	(959)	(988)
Receita líquida	**4.403**	**4.836**	**2.673**	**2.945**	**6.270**	**6.575**	**6.777**	**7.001**	**7.231**	**7.490**	**7.716**	**7.970**	**8.233**	**8.528**	**8.785**
Custo total	(1.757)	(1.520)	(1.043)	(1.267)	(2.342)	(2.424)	(2.501)	(2.583)	(2.667)	(2.756)	(2.844)	(2.937)	(3.032)	(3.134)	(3.233)
Encargos de transmissão, conexão e distribuição	(1.035)	(1.112)	(596)	(731)	(1.561)	(1.622)	(1.676)	(1.731)	(1.788)	(1.847)	(1.908)	(1.970)	(2.035)	(2.103)	(2.172)
Seguros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
O&M	(320)	(398)	(221)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo com compra de energia	(334)	(201)	(39)	(181)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros custos	(67)	192	(60)	(348)	(762)	(789)	(813)	(840)	(867)	(897)	(925)	(955)	(986)	(1.020)	(1.052)
UBP	-	-	(127)	(8)	(19)	(13)	(12)	(12)	(12)	(12)	(11)	(11)	(11)	(10)	(10)
Lucro Bruto	**2.646**	**3.316**	**1.630**	**1.678**	**3.928**	**4.151**	**4.276**	**4.418**	**4.564**	**4.734**	**4.872**	**5.034**	**5.201**	**5.394**	**5.551**
Despesas	(100)	(97)	(65)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesas com pessoal	(44)	(45)	(26)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesas com serviços de terceiros	(33)	(42)	(23)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesas com provisões e revisões	-	4	(3)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras despesas	(23)	(15)	(13)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	**2.546**	**3.219**	**1.565**	**1.678**	**3.928**	**4.151**	**4.276**	**4.418**	**4.564**	**4.734**	**4.872**	**5.034**	**5.201**	**5.394**	**5.551**
Depreciação e Amortização	(1.696)	(1.695)	(838)	(787)	(1.587)	(1.594)	(1.595)	(1.596)	(1.597)	(1.598)	(1.599)	(1.600)	(1.601)	(1.603)	(1.604)
EBIT	**850**	**1.524**	**728**	**891**	**2.341**	**2.557**	**2.681**	**2.822**	**2.968**	**3.136**	**3.273**	**3.434**	**3.599**	**3.791**	**3.947**
Receitas financeiras	159	89	99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa financeira	(2.025)	(2.098)	(1.235)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	**(1.016)**	**(486)**	**(408)**	**891**	**2.341**	**2.557**	**2.681**	**2.822**	**2.968**	**3.136**	**3.273**	**3.434**	**3.599**	**3.791**	**3.947**
IR e CSLL - corrente	-	-	-	(136)	(357)	(390)	(409)	(430)	(453)	(1.066)	(1.113)	(1.167)	(1.224)	(1.289)	(1.342)
IR e CSLL - diferido	156	53	63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro líquido	**(860)**	**(433)**	**(345)**	**755**	**1.984**	**2.167**	**2.272**	**2.392**	**2.515**	**2.070**	**2.160**	**2.266**	**2.376**	**2.502**	**2.605**

Fonte: Administração/EY

Anexo 2.2: Norte Energia S.A. – DRE (2034-2046)

Norte Energia S.A. - 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**
Receita Bruta	**10.095**	**10.428**	**10.801**	**11.126**	**11.493**	**11.872**	**12.297**	**12.667**	**13.085**	**13.516**	**14.000**	**14.422**	**8.162**
Receita ACR	7.284	7.524	7.794	8.028	8.293	8.566	8.873	9.140	9.442	9.753	10.102	10.406	-
Receita ACL	1.059	1.094	1.133	1.167	1.205	1.245	1.290	1.329	1.372	1.418	1.468	1.513	911
Receita SPOT	1.011	1.044	1.082	1.114	1.151	1.189	1.231	1.268	1.310	1.353	1.402	1.444	7.250
Receita com Reembolso Seguro GSF	741	766	793	817	844	872	903	930	961	992	1.028	1.059	-
Receita Acessória/ outras receitas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deduções	(1.021)	(1.054)	(1.092)	(1.125)	(1.162)	(1.200)	(1.243)	(1.281)	(1.323)	(1.367)	(1.415)	(1.458)	(825)
Receita líquida	**9.074**	**9.373**	**9.709**	**10.001**	**10.331**	**10.672**	**11.054**	**11.387**	**11.762**	**12.150**	**12.585**	**12.964**	**7.337**
Custo total	(3.339)	(3.448)	(3.563)	(3.676)	(3.796)	(3.920)	(4.051)	(4.179)	(4.314)	(4.454)	(4.599)	(4.754)	(2.481)
Encargos de transmissão, conexão e distribuição	(2.243)	(2.317)	(2.395)	(2.473)	(2.554)	(2.638)	(2.726)	(2.815)	(2.908)	(3.004)	(3.104)	(3.205)	(1.931)
Seguros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
O&M	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo com compra de energia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros custos	(1.086)	(1.122)	(1.160)	(1.196)	(1.235)	(1.275)	(1.319)	(1.359)	(1.403)	(1.447)	(1.493)	(1.548)	(550)
UBP	(9)	(9)	(8)	(8)	(7)	(6)	(5)	(5)	(4)	(3)	(2)	(1)	-
Lucro Bruto	**5.735**	**5.926**	**6.146**	**6.325**	**6.535**	**6.752**	**7.003**	**7.208**	**7.448**	**7.696**	**7.985**	**8.210**	**4.856**
Despesas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesas com pessoal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesas com serviços de terceiros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesas com provisões e revisões	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras despesas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	**5.735**	**5.926**	**6.146**	**6.325**	**6.535**	**6.752**	**7.003**	**7.208**	**7.448**	**7.696**	**7.985**	**8.210**	**4.856**
Depreciação e Amortização	(1.605)	(1.607)	(1.608)	(1.609)	(1.611)	(1.613)	(1.614)	(1.616)	(1.618)	(1.619)	(1.621)	(1.624)	(945)
EBIT	**4.130**	**4.319**	**4.538**	**4.716**	**4.924**	**5.139**	**5.388**	**5.592**	**5.830**	**6.076**	**6.364**	**6.586**	**3.911**
Receitas financeiras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa financeira	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	**4.130**	**4.319**	**4.538**	**4.716**	**4.924**	**5.139**	**5.388**	**5.592**	**5.830**	**6.076**	**6.364**	**6.586**	**3.911**
IR e CSLL - corrente	(1.404)	(1.468)	(1.543)	(1.603)	(1.674)	(1.747)	(1.832)	(1.901)	(1.982)	(2.066)	(2.164)	(2.239)	(1.330)
IR e CSLL - diferido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro líquido	**2.726**	**2.851**	**2.995**	**3.112**	**3.250**	**3.392**	**3.556**	**3.691**	**3.848**	**4.010**	**4.200**	**4.347**	**2.581**

Fonte: Administração/EY

Anexo 2.3: Norte Energia S.A. – FC

Norte Energia S.A. - Em BRL milhões	*Informação Financeira Projetada*											
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	**dez/22**	**dez/23**	**dez/24**	**dez/25**	**dez/26**	**dez/27**	**dez/28**	**dez/29**	**dez/30**	**dez/31**	**dez/32**	**dez/33**
Fluxo de caixa operacional	**1.950**	**3.514**	**3.870**	**3.943**	**3.990**	**4.114**	**3.666**	**3.763**	**3.867**	**3.977**	**4.100**	**4.211**
(+) EBITDA	1.678	3.928	4.151	4.276	4.418	4.564	4.734	4.872	5.034	5.201	5.394	5.551
(-) IR e CSLL - FCLF	(95)	(250)	(273)	(338)	(430)	(453)	(1.066)	(1.113)	(1.167)	(1.224)	(1.289)	(1.342)
(+/-) Variação do capital de giro	368	(165)	(3)	12	10	11	8	14	12	12	9	16
(-) UBP	(1)	1	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(15)
Capex	**(337)**	**(370)**	**(204)**	**(28)**	**(30)**	**(30)**	**(33)**	**(34)**	**(35)**	**(36)**	**(38)**	**(39)**
Indenização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	**1.613**	**3.145**	**3.666**	**3.915**	**3.961**	**4.084**	**3.633**	**3.729**	**3.831**	**3.940**	**4.063**	**4.172**

Norte Energia S.A. - Em BRL milhões	*Informação Financeira Projetada*												
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**
Fluxo de caixa operacional	**4.328**	**4.453**	**4.594**	**4.720**	**4.854**	**4.996**	**5.157**	**5.300**	**5.453**	**5.615**	**5.799**	**5.979**	**2.916**
(+) EBITDA	5.735	5.926	6.146	6.325	6.535	6.752	7.003	7.208	7.448	7.696	7.985	8.210	4.856
(-) IR e CSLL - FCLF	(1.404)	(1.468)	(1.543)	(1.603)	(1.674)	(1.747)	(1.832)	(1.901)	(1.982)	(2.066)	(2.164)	(2.239)	(1.330)
(+/-) Variação do capital de giro	13	14	10	18	15	15	11	20	16	17	11	28	(610)
(-) UBP	(16)	(17)	(19)	(20)	(22)	(24)	(25)	(27)	(29)	(31)	(33)	(20)	-
Capex	**(40)**	**(41)**	**(43)**	**(44)**	**(46)**	**(47)**	**(49)**	**(50)**	**(52)**	**(53)**	**(55)**	**(84)**	**-**
Indenização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.443
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	**4.288**	**4.412**	**4.551**	**4.676**	**4.808**	**4.949**	**5.108**	**5.250**	**5.401**	**5.562**	**5.744**	**5.895**	**6.359**

Fonte: Administração/EY

Anexo 3.1: Companhia Energética Sinop S.A. – Principais Premissas

Descrição

Constituída em 2013, a Companhia Energética Sinop S.A. ("Sinop Energia") é uma SPE responsável pelas atividades de construção, manutenção, operação e comercialização da energia gerada pela Usina Hidrelétrica Sinop. O contrato foi celebrado em fevereiro de 2014, com duração de 35 anos, entretanto, através de um Aditivo ao Contrato de Concessão, o prazo foi prolongado até final de Janeiro de 2050. A Usina Hidrelétrica Sinop possui uma capacidade instalada de 402 MW e garantia física de 243 MW. Considerando o percentual de 3,0% de perdas, a energia assegurada é de 236 MW.

Receita

As receitas foram projetadas de acordo com o volume e preço dos contratos no ACR e ACL firmados pela Sinop Energia. Os contratos no ACR representam 89% da garantia física e totalizam 216 MW. Este volume está contratado até 2047 a um preço médio de R$ 183/MWh na data-base. Esse contrato tem o preço reajustado anualmente pelo IPCA no mês de janeiro. Já os contratos do ACL representam 2% da garantia física, totalizando 6 MW, e estão contratados até 2048 a um preço médio na data-base de R$ 233/MWh, sendo reajustados anualmente pelo IPCA no mês de janeiro.

A avaliação considerou um GSF médio de 80% em 2022, chegando a 89% em 2023, estabilizando-se em 90% de 2024 até o fim da projeção, conforme estimativa média de mercado. Foi considerada a venda da totalidade da energia descontratada no mercado SPOT à tarifa de R$ 169/MWh, quando aplicável.

Destaca-se que a Sinop Energia possui seguro de repactuação de risco hidrológico do tipo SP95 para o seu contrato do ACR de 216 MW (portanto, com cobertura limitada a um GSF de 95%) com vigência até 2047.

Sobre a receita bruta há incidência do PIS e COFINS, projetados conforme alíquotas aplicáveis ao regime tributário de Lucro Real. Além disso são projetados encargos de P&D com alíquota de 1,0% sobre a receita líquida de PIS e COFINS CFURH e TFSEE. Desta forma, a receita líquida projetada observou um crescimento anual médio de 3,0% ao longo da projeção.

Custos e Despesas

Os principais custos e despesas operacionais são compostos por encargos de uso e conexão, custo com compra de energia, seguros, O&M, pessoal, materiais, 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 um BETU de R$ 854,1/kW e uma alíquota de 0,4%, aplicável sobre a capacidade instalada. Já o cálculo da CFURH considerou uma TAR de R$ 83,8/kW e alíquota de 7%, aplicável sobre a energia assegurada líquida de perdas. Por fim a TUST foi calculada com base em uma tarifa de R$ 10,1/kW/mês em 2022.

Foi considerada a compra de energia no mercado SPOT à tarifa de R$ 169/MWh para fazer frente ao déficit de energia médio projetado de 11 MW até 2047 e de 210 MW entre 2047 e 2050.

Os demais custos e despesas englobam custo de manutenção, pessoal, materiais, terceiros, seguro de risco hidrológico, UBP, dentre outros, que foram projetados em linha com o histórico da companhia e corrigidos anualmente pelo IPCA.

Deste modo, a margem EBITDA média anual projetada para Sinop Energia foi de 58,2%.

Imposto de Renda

A projeção dos impostos diretos foi baseada no regime de tributação do Lucro Real, no qual Sinop Energia está enquadrada. Os impostos diretos foram projetados de acordo com a legislação fiscal brasileira vigente, observando a alíquota de 34%.

A avaliação considera o aproveitamento do saldo de prejuízo fiscal existente na data-base, representado pelo imposto de renda diferido contabilizado no montante de R$ 171,1 milhões, sendo a compensação dos prejuízos limitada a 30% do lucro real. Adicionalmente, foi considerado o benefício fiscal da SUDAM que permite uma redução de 75% da alíquota do IRPJ, válido até 2029.

Investimentos (CAPEX) e Depreciação

De acordo com as expectativas da administração, não foram projetados novos investimentos para o período remanescente da concessão tendo em vista que já estão sendo previstos custos e despesas de operação e manutenção com o objetivo de manter o nível operacional e de manutenção do ativo existente.

A despesa com depreciação relativa aos ativos existentes na data-base foi projetada de forma linear a uma taxa de 2,5% ao ano.

Capital de giro

O capital de giro estimado foi baseado nas demonstrações financeiras históricas da Sinop Energia. As contas patrimoniais foram analisadas e classificadas como ativos e passivos operacionais ou não operacionais. Os Drivers históricos de capital de giro foram calculados para os ativos e passivos operacionais baseados nas receitas, custos e despesas operacionais, conforme aplicável, e utilizados nas projeções.

Desta forma, o capital de giro líquido representou, em média, 13,9% da ROL ao longo da projeção.

Taxa de Desconto

O fluxo de caixa foi descontado a valor presente utilizando uma taxa de desconto (WACC) de 10,3%, cujo detalhamento é apresentado na página 33 deste Relatório.

Ajustes NOPs

As contas do ativo consideradas como NOP e adicionadas ao valor do capital da Sinop Energia foram: Títulos e Valores Mobiliários, Créditos de Impostos de Longo Prazo, Impostos Diferidos (oriundos de diferenças temporárias), Depósitos Judiciais e Outros Ativos Não circulantes. Já as contas do passivo classificadas como NOP e subtraídas do valor do capital da Sinop Energia foram: Taxas Regulamentares e Provisões.

Anexo 3.2: Companhia Energética Sinop S.A. – DRE (2020-2033)

Companhia Energética Sinop S.A. - Em BRL milhões	*Informação Financeira Histórica*				*Informação Financeira Projetada*										
DRE (Em BRL milhões)	**dez/20**	**dez/21**	**jun/22**	**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	**306**	**320**	**177**	**180**	**388**	**409**	**422**	**435**	**450**	**466**	**480**	**496**	**512**	**530**	**546**
Receita ACR	296	309	172	174	374	393	406	419	433	448	462	477	493	511	526
Receita ACL	-	-	5	6	13	13	14	14	15	15	16	16	17	17	18
Receita SPOT	10	12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Receita com Reembolso Seguro GSF	-	-	-	-	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3
Receita Acessória/ outras receitas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deduções	(36)	(41)	(25)	(18)	(39)	(41)	(43)	(44)	(45)	(47)	(49)	(50)	(52)	(54)	(55)
Receita líquida	**270**	**279**	**152**	**162**	**349**	**367**	**379**	**391**	**404**	**419**	**431**	**446**	**460**	**477**	**491**
Custo total	(126)	(160)	(81)	(112)	(201)	(202)	(177)	(160)	(165)	(171)	(176)	(182)	(187)	(194)	(200)
Encargos de transmissão, conexão e distribuição	(40)	(44)	(23)	(29)	(63)	(66)	(68)	(70)	(73)	(75)	(77)	(80)	(83)	(85)	(88)
Seguros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
O&M	(2)	(3)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo de compra de energia	(71)	(92)	(38)	(26)	(20)	(16)	(17)	(17)	(18)	(18)	(19)	(19)	(20)	(21)	(21)
Outros custos e despesas	(13)	(22)	(20)	(56)	(115)	(119)	(91)	(72)	(74)	(76)	(79)	(81)	(84)	(86)	(89)
UBP	-	-	-	(1)	(2)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
Lucro Bruto	**144**	**119**	**71**	**50**	**148**	**166**	**202**	**231**	**239**	**248**	**255**	**264**	**273**	**283**	**292**
Despesas	230	(103)	(7)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesas com pessoal	(6)	(6)	(6)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesas com serviços de terceiros	(6)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesas com provisões e revisões	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras despesas	243	(97)	(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	**373**	**16**	**64**	**50**	**148**	**166**	**202**	**231**	**239**	**248**	**255**	**264**	**273**	**283**	**292**
Depreciação e Amortização	(97)	(92)	(29)	(41)	(83)	(83)	(83)	(83)	(83)	(83)	(83)	(83)	(83)	(83)	(83)
EBIT	**277**	**(76)**	**35**	**8**	**65**	**83**	**119**	**148**	**156**	**165**	**173**	**181**	**190**	**200**	**209**
Receitas financeiras	6	8	15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa financeira	(123)	(139)	(96)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	**160**	**(207)**	**(46)**	**8**	**65**	**83**	**119**	**148**	**156**	**165**	**173**	**181**	**190**	**200**	**209**
IR e CSLL - corrente	-	-	-	(1)	(10)	(13)	(18)	(23)	(24)	(25)	(26)	(62)	(65)	(68)	(71)
IR e CSLL - diferido	(55)	64	16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro líquido	**106**	**(143)**	**(30)**	**7**	**55**	**70**	**101**	**126**	**132**	**140**	**146**	**120**	**126**	**132**	**138**

Fonte: Administração/EY

Anexo 3.2: Companhia Energética Sinop S.A. – DRE (2034-2048)

Companhia Energética Sinop S.A. - 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	**564**	**583**	**604**	**622**	**643**	**664**	**688**	**708**	**732**	**756**	**783**	**806**	**833**	**860**	**783**
Receita ACR	543	561	581	599	618	639	662	682	704	727	753	776	802	828	-
Receita ACL	18	19	20	20	21	22	22	23	24	25	25	26	27	28	29
Receita SPOT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	754
Receita com Reembolso Seguro GSF	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	-
Receita Acessória/ outras receitas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deduções	(57)	(59)	(61)	(63)	(65)	(67)	(70)	(72)	(74)	(76)	(79)	(82)	(84)	(87)	(79)
Receita líquida	**507**	**524**	**543**	**559**	**578**	**597**	**618**	**637**	**658**	**679**	**704**	**725**	**749**	**773**	**704**
Custo total	(206)	(212)	(219)	(226)	(233)	(241)	(249)	(257)	(265)	(273)	(282)	(291)	(300)	(310)	(280)
Encargos de transmissão, conexão e distribuição	(91)	(94)	(97)	(100)	(104)	(107)	(111)	(114)	(118)	(122)	(126)	(130)	(134)	(139)	(143)
Seguros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
O&M	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo de compra de energia	(22)	(23)	(24)	(24)	(25)	(26)	(27)	(28)	(29)	(30)	(31)	(32)	(33)	(34)	-
Outros custos e despesas	(92)	(95)	(98)	(101)	(104)	(107)	(111)	(114)	(117)	(121)	(125)	(129)	(133)	(137)	(136)
UBP	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Lucro Bruto	**301**	**312**	**323**	**333**	**344**	**356**	**369**	**380**	**393**	**406**	**421**	**434**	**449**	**464**	**424**
Despesas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesas com pessoal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesas com serviços de terceiros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesas com provisões e revisões	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras despesas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	**301**	**312**	**323**	**333**	**344**	**356**	**369**	**380**	**393**	**406**	**421**	**434**	**449**	**464**	**424**
Depreciação e Amortização	(83)	(83)	(83)	(83)	(83)	(83)	(83)	(83)	(83)	(83)	(83)	(83)	(83)	(83)	(83)
EBIT	**219**	**229**	**241**	**250**	**261**	**273**	**286**	**297**	**310**	**323**	**339**	**351**	**366**	**381**	**342**
Receitas financeiras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa financeira	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	**219**	**229**	**241**	**250**	**261**	**273**	**286**	**297**	**310**	**323**	**339**	**351**	**366**	**381**	**342**
IR e CSLL - corrente	(74)	(78)	(82)	(85)	(89)	(93)	(97)	(101)	(105)	(110)	(115)	(119)	(124)	(129)	(116)
IR e CSLL - diferido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro líquido	**144**	**151**	**159**	**165**	**173**	**180**	**189**	**196**	**205**	**213**	**223**	**232**	**241**	**251**	**225**

Fonte: Administração/EY

Anexo 3.2: Companhia Energética Sinop S.A. – DRE (2049-2050)

Companhia Energética Sinop S.A. - Em BRL milhões	*Informação Financeira Projetada*	
DRE (Em BRL milhões)	**dez/49**	**dez/50**
Receita Bruta	**799**	**69**
Receita ACR	-	-
Receita ACL	-	-
Receita SPOT	799	69
Receita com Reembolso Seguro GSF	-	-
Receita Acessória/ outras receitas	-	-
Deduções	(81)	(7)
Receita líquida	**718**	**62**
Custo total	(232)	(13)
Encargos de transmissão, conexão e distribuição	(148)	(13)
Seguros	-	-
O&M	-	-
Custo de compra de energia	-	-
Outros custos e despesas	(84)	(0)
UBP	(0)	-
Lucro Bruto	**486**	**49**
Despesas	-	-
Despesas com pessoal	-	-
Despesas com serviços de terceiros	-	-
Despesas com provisões e revisões	-	-
Outras despesas	-	-
EBITDA	**486**	**49**
Depreciação e Amortização	(83)	(1)
EBIT	**403**	**48**
Receitas financeiras	-	-
Despesa financeira	-	-
EBT	**403**	**48**
IR e CSLL - corrente	(137)	(16)
IR e CSLL - diferido	-	-
Lucro líquido	**266**	**32**

Fonte: Administração/EY

Anexo 3.3: Companhia Energética Sinop S.A. – FC

Companhia Energética Sinop S.A. - Em BRL milhões	*Informação Financeira Projetada*											
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	dez/22	dez/23	dez/24	dez/25	dez/26	dez/27	dez/28	dez/29	dez/30	dez/31	dez/32	dez/33
Fluxo de caixa operacional	33	131	153	181	209	220	228	234	218	225	232	239
(+) EBITDA	50	148	166	202	231	239	248	255	264	273	283	292
(-) IR e CSLL - FCLF	(1)	(7)	(9)	(13)	(16)	(17)	(18)	(18)	(43)	(45)	(48)	(50)
(+/-) Variação do capital de giro	(16)	(11)	(4)	(8)	(6)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)
(-) UBP	0	0	(0)	(0)	(0)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
Capex	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Indenização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	33	131	153	181	209	220	228	234	218	225	232	239

Companhia Energética Sinop S.A. - Em BRL milhões	*Informação Financeira Projetada*																
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	dez/48	dez/49	dez/50
Fluxo de caixa operacional	246	254	242	244	251	258	267	274	282	291	300	309	318	327	315	335	146
(+) EBITDA	301	312	323	333	344	356	369	380	393	406	421	434	449	464	424	486	49
(-) IR e CSLL - FCLF	(52)	(54)	(78)	(85)	(89)	(93)	(97)	(101)	(105)	(110)	(115)	(119)	(124)	(129)	(116)	(137)	(16)
(+/-) Variação do capital de giro	(2)	(2)	(3)	(2)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(4)	10	(13)	113
(-) UBP	(1)	(1)	(1)	(1)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(0)	-
Capex	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Indenização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	246	254	242	244	251	258	267	274	282	291	300	309	318	327	315	335	146

Fonte: Administração/EY

Anexo 4.1: Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. (BMTE) – Principais Premissas

Descrição

A Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A (BMTE) foi constituída em 20.03.2014, sendo responsável pela construção, operação e manutenção de instalações de transmissão destinadas a escoar a energia gerada pelo complexo hidrelétrico de Belo Monte pelo período de 30 anos, contados da data de assinatura do Contrato de Concessão 11/2013.

Receita

A receita da BMTE é proveniente da Receita Anual Permitida ("RAP"), com valor de R$ 744.244 mil na data-base, de acordo com a Resolução Homologatória nº 3.097 de 12 de julho de 2022.

A RAP é referente aos serviços prestados na Rede Básica, estabelecido via contrato de concessão com a ANEEL, onde são previstos dois tipos de correções:

- Pelo IPCA em julho de cada ano;
- Revisão Tarifária quinquenal da operação da Rede Básica considerando perspectivas macroeconômicas e os parâmetros previstos no contrato de concessão. Vale mencionar que não consideramos as revisões tarifárias nas projeções da BMTE.

Ainda foi considerada uma RAP de reforço na data-base no valor de R$ 16.340 mil.

Sobre a receita foi considerada uma parcela dedutiva de 1,6% 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.

Para fins de contabilização da Interpretação Técnica CPC 47 (Reconhecimento de Receita de Contrato com Clientes) ao qual a BMTE está sujeita, a Receita Operacional Bruta ("ROB") é representada pelos eventos decorrentes da concessão, sendo composta por:

- Receita de Operação: Reconhecimento de receita proveniente da Operação das linhas de transmissão do ativo de concessão;
- Remuneração dos Ativos de Concessão: Reconhecimento de receita proveniente da remuneração do ativo financeiro da concessão;
- Receita de Construção: Reconhecimento de receita proveniente dos investimentos do ativo financeiro da concessão (contrapartida do Custo de Construção).

Sobre a ROB há incidência do PIS e COFINS, projetados conforme alíquotas aplicáveis ao regime tributário de Lucro Real.

Custos e Despesas

Os principais custos e despesas operacionais são compostos por encargos setoriais, custo pessoal, serviços, O&M e outros.

Os encargos setoriais se referem a Pesquisa & Desenvolvimento ("P&D"), calculado como 1,00% do resultado da ROL menos a RGR e a TFSEE e a Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica ("TFSEE"), calculada como 0,40% da ROB.

As premissas de custos e despesas foram definidas com base em valores fornecidos pela Administração, as quais, durante a projeção, foram reajustadas anualmente pelo IPCA.

Em decorrência das premissas utilizadas para projeção de custos e despesas operacionais, a margem EBITDA apresentou uma média de 75,5% ao longo da projeção.

Imposto de Renda

A projeção dos impostos diretos foi baseada no regime de tributação do Lucro Real, no qual a BMTE está enquadrada. Os impostos diretos foram projetados de acordo com a legislação fiscal brasileira vigente, observando-se a alíquota de 34%.

Adicionalmente, foi considerado o benefício fiscal da SUDAM, sendo calculada uma redução de 75% da alíquota do IRPJ, válido até 2028.

Diante da existência de diferimento dos impostos, o efetivo pagamento destes na projeção é proporcional ao recebimento da RAP do período.

CAPEX

Novos investimentos (CAPEX) foram previstos pela Administração considerando a natureza das operações da BMTE e a manutenção de sua rede de transmissão, apresentando um valor total de R$ 242 milhões entre Junho de 2022 e o ano de 2041.

Valor Residual

Para a avaliação, consideramos que ao final do período da concessão, a BMTE receberá 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.

Capital de giro

O capital de giro estimado foi baseado nas demonstrações financeiras históricas da BMTE. As contas patrimoniais foram analisadas e classificadas como ativos e passivos operacionais ou não operacionais. Os Drivers históricos de capital de giro foram calculados para os ativos e passivos operacionais baseados nas receitas, custos e despesas operacionais, conforme aplicável, e utilizados nas projeções.

Taxa de Desconto

O fluxo de caixa foi descontado a valor presente utilizando uma taxa de desconto (WACC) de 9,4%, cujo detalhamento é apresentado na página 39 deste Relatório.

Ajustes NOPs

As contas do ativo consideradas como NOP e adicionadas ao valor do capital da BMTE foram: Impostos e Contribuições a Recuperar, e Outros Ativos Circulantes e Não Circulantes. Já as contas do passivo classificadas como NOP e subtraídas do valor do capital da BMTE foram: Outros Passivos Circulantes e Não Circulantes.

Anexo 4.2: Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. (BMTE) – DRE (2020-2033)

Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. (BMTE) - Em BRL milhões	*Informação Financeira Histórica*				*Informação Financeira Projetada*										
DRE (Em BRL milhões)	**dez/20**	**dez/21**	**jun/22**	**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 operacional bruta	**929**	**1.000**	**515**	**583**	**985**	**996**	**1.011**	**1.022**	**1.053**	**1.034**	**1.044**	**1.042**	**1.033**	**1.044**	**1.012**
Receita de construção	-	-	-	35	6	2	6	7	27	3	10	8	4	23	5
Receita de O&M	68	71	41	121	133	138	142	147	152	157	162	167	173	179	185
Remuneração do ativo financeiro	860	927	474	427	846	856	863	869	874	874	872	866	856	843	823
Outras receitas	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deduções	(86)	(93)	(48)	(54)	(91)	(92)	(94)	(95)	(97)	(96)	(97)	(96)	(96)	(97)	(94)
Receita líquida	**843**	**907**	**467**	**529**	**894**	**903**	**917**	**928**	**956**	**939**	**948**	**945**	**937**	**948**	**919**
Custo total	(108)	(108)	(63)	(141)	(126)	(127)	(134)	(140)	(162)	(145)	(157)	(159)	(161)	(183)	(172)
Encargos setoriais	(9)	(10)	(5)	(5)	(11)	(12)	(12)	(13)	(13)	(13)	(14)	(14)	(15)	(15)	(16)
Custos operacionais	(65)	(76)	(38)	(104)	(110)	(113)	(117)	(121)	(125)	(129)	(133)	(138)	(142)	(147)	(152)
Custo de construção	(34)	(21)	(20)	(31)	(5)	(2)	(5)	(6)	(25)	(3)	(9)	(8)	(4)	(21)	(5)
EBITDA	**735**	**799**	**404**	**388**	**768**	**776**	**783**	**788**	**793**	**793**	**791**	**786**	**777**	**765**	**746**
Depreciação e Amortização	(0)	(1)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
EBIT	**734**	**799**	**403**	**388**	**768**	**776**	**783**	**788**	**793**	**793**	**791**	**786**	**776**	**764**	**746**
Resultado financeiro	(286)	(308)	(166)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	**448**	**490**	**238**	**388**	**768**	**776**	**783**	**788**	**793**	**793**	**791**	**786**	**776**	**764**	**746**
IR e CSLL	(154)	(164)	(80)	(59)	(117)	(118)	(119)	(120)	(121)	(121)	(269)	(267)	(264)	(260)	(254)
Lucro líquido	**294**	**326**	**158**	**329**	**651**	**658**	**664**	**668**	**672**	**672**	**522**	**519**	**512**	**505**	**492**

Fonte: Administração/EY

Anexo 4.2: Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. (BMTE) – DRE (2034-2044)

Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. (BMTE) - 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
Receita operacional bruta	**992**	**975**	**935**	**944**	**856**	**785**	**729**	**625**	**517**	**397**	**251**
Receita de construção	5	14	8	54	16	6	22	5	-	-	-
Receita de O&M	191	197	203	210	217	224	232	239	247	255	251
Remuneração do ativo financeiro	796	764	724	680	623	554	475	380	270	142	0
Outras receitas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deduções	(92)	(90)	(86)	(87)	(79)	(73)	(67)	(58)	(48)	(37)	(23)
Receita líquida	**900**	**885**	**849**	**857**	**777**	**712**	**662**	**567**	**469**	**360**	**228**
Custo total	(177)	(191)	(191)	(239)	(211)	(209)	(230)	(222)	(224)	(232)	(228)
Encargos setoriais	(16)	(17)	(17)	(18)	(19)	(19)	(20)	(21)	(21)	(22)	(11)
Custos operacionais	(157)	(162)	(167)	(173)	(178)	(184)	(190)	(197)	(203)	(210)	(217)
Custo de construção	(4)	(13)	(7)	(49)	(14)	(6)	(20)	(5)	-	-	-
EBITDA	**723**	**694**	**657**	**617**	**566**	**503**	**431**	**345**	**245**	**128**	**0**
Depreciação e Amortização	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
EBIT	**722**	**693**	**657**	**617**	**565**	**503**	**431**	**345**	**244**	**128**	**(0)**
Resultado financeiro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	**722**	**693**	**657**	**617**	**565**	**503**	**431**	**345**	**244**	**128**	**(0)**
IR e CSLL	(246)	(236)	(223)	(210)	(192)	(171)	(146)	(117)	(83)	(44)	-
Lucro líquido	**477**	**458**	**434**	**407**	**373**	**332**	**284**	**228**	**161**	**85**	**(0)**

Fonte: Administração/EY

Anexo 4.3: Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. (BMTE)– FC

Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. (BMTE) - Em BRL milhões	*Informação Financeira Projetada*											
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	**dez/22**	**dez/23**	**dez/24**	**dez/25**	**dez/26**	**dez/27**	**dez/28**	**dez/29**	**dez/30**	**dez/31**	**dez/32**	**dez/33**
Fluxo de caixa operacional	**200**	**519**	**541**	**562**	**581**	**599**	**622**	**650**	**663**	**685**	**706**	**732**
(+) Receita operacional bruta	413	854	901	936	967	999	1.032	1.066	1.101	1.137	1.175	1.214
(-) Imposto indireto	(28)	(58)	(61)	(63)	(65)	(67)	(70)	(72)	(74)	(77)	(79)	(82)
(-) Encargos do setor	(5)	(11)	(12)	(12)	(13)	(13)	(13)	(14)	(14)	(15)	(15)	(16)
(-) Custos operacionais	(104)	(110)	(113)	(117)	(121)	(125)	(129)	(133)	(138)	(142)	(147)	(152)
(-) Despesas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Imposto direto FCLF	(80)	(165)	(174)	(181)	(187)	(193)	(199)	(206)	(213)	(220)	(227)	(234)
(+/-) Variação de capital de giro	4	8	(0)	(1)	(1)	(2)	2	8	0	1	(1)	2
Capex	**(31)**	**(5)**	**(2)**	**(5)**	**(6)**	**(25)**	**(3)**	**(9)**	**(8)**	**(4)**	**(21)**	**(5)**
(+) Indenização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	**168**	**513**	**539**	**557**	**575**	**574**	**619**	**640**	**655**	**681**	**685**	**727**

Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. (BMTE) - Em BRL milhões	*Informação Financeira Projetada*										
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**
Fluxo de caixa operacional	**755**	**780**	**807**	**830**	**864**	**891**	**919**	**952**	**983**	**1.016**	**421**
(+) Receita operacional bruta	1.254	1.295	1.338	1.382	1.427	1.474	1.523	1.573	1.625	1.678	867
(-) Imposto indireto	(85)	(87)	(90)	(93)	(96)	(99)	(103)	(106)	(110)	(113)	(58)
(-) Encargos do setor	(16)	(17)	(17)	(18)	(19)	(19)	(20)	(21)	(21)	(22)	(11)
(-) Custos operacionais	(157)	(162)	(167)	(173)	(178)	(184)	(190)	(197)	(203)	(210)	(217)
(-) Despesas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Imposto direto FCLF	(242)	(250)	(258)	(267)	(276)	(285)	(294)	(304)	(314)	(324)	(167)
(+/-) Variação de capital de giro	1	1	2	(1)	5	4	3	6	6	6	8
Capex	**(4)**	**(13)**	**(7)**	**(49)**	**(14)**	**(6)**	**(20)**	**(5)**	**-**	**-**	**-**
(+) Indenização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**801**
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	**751**	**767**	**800**	**781**	**850**	**885**	**898**	**947**	**983**	**1.016**	**1.221**

Fonte: Administração/EY

Anexo 5.1: Avaliação por múltiplos de mercado

Geração – Informações financeiras selecionadas

Informações financeiras selecionadas	Receita líquida (ROL)				EBITDA			
	12 meses findos em		6 meses findos em		12 meses findos em		6 meses findos em	
Empresa	dez/20	dez/21	jun/21	jun/22	dez/20	dez/21	jun/21	jun/22
Energética Águas da Pedra S.A. (UHE Dardanelos)	265.599	285.804	135.911	146.230	188.494	281.059	103.094	105.407
Norte Energia S.A.	4.402.647	4.836.435	2.330.918	2.673.007	2.546.014	3.219.206	1.421.063	1.565.306
Companhia Energética Sinop S.A.	269.647	279.338	136.184	152.006	373.493	15.813	71.185	64.053

Anexo 5.2: Avaliação por múltiplos de mercado

Geração - Análise por múltiplos de mercado

Análise por múltiplos de mercado	EV/ROL			EV/ROL			EV/EBITDA			EV/EBITDA			EV Ponderado
	LFY			LTM			LFY			LTM			
Empresa	Múltiplo	ROL	Peso	Múltiplo	ROL	Peso	Múltiplo	EBITDA	Peso	Múltiplo	EBITDA	Peso	BRL mil
Energética Águas da Pedra S.A. (UHE Dardanelos)	3,4x	285.804	20%	3,7x	296.123	20%	6,0x	211.068	30%	6,8x	213.381	30%	**1.226.848**
Norte Energia S.A.	3,4x	4.836.435	13%	3,7x	5.178.524	13%	12,0x	3.219.206	38%	15,4x	3.363.449	38%	**38.281.879**
Companhia Energética Sinop S.A.	5,1x	279.338	0%	4,1x	295.160	40%	12,0x	136.675	0%	15,4x	141.533	60%	**1.790.735**

Anexo 6.1: Avaliação por múltiplos de mercado

Transmissão - Informações financeiras selecionadas

Informações financeiras selecionadas	RAP			EBITDA			
	ciclo de 12 meses			12 meses findos em		6 meses findos em	
Empresa	2020-2021	2021-2022	2022-2023	dez/20	dez/21	jun/21	jun/22
Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. (BMTE)	629.565	680.302	760.584	734.685	799.402	402.290	403.762

Anexo 6.2: Avaliação por múltiplos de mercado

Transmissão - Análise por múltiplos de mercado

Avaliação por múltiplos de mercado	EV/RAP			EV/RAP			EV/EBITDA			EV/EBITDA			EV Ponderado BRL mil
	LTM			LTM + 1			LFY			LTM			
Empresa	Múltiplo	RAP	Peso	Múltiplo	RAP	Peso	Múltiplo	ROL	Peso	Múltiplo	ROL	Peso	
Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. (BMTE)	10,8 x	680.302	16%	9,7 x	760.584	64%	5,0 x	799.402	4%	5,3 x	800.873	16%	**6.716.758**

Anexo 7.1: Informações financeiras das empresas comparáveis

Geração

Informações financeiras das empresas comparáveis	Crescimento da ROL		Crescimento do EBITDA		Margem EBITDA	
Empresas comparáveis	LFY	LTM	LFY	LTM	LFY	LTM
Alupar Investimento S.A.	-14,76%	-23,69%	12,97%	1,64%	74,64%	77,37%
CPFL Energia S.A.	26,90%	26,03%	34,42%	38,51%	22,43%	25,02%
Engie Brasil Energia S.A.	2,30%	-4,35%	8,52%	4,97%	52,45%	57,76%
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás	29,35%	29,99%	84,36%	57,83%	69,48%	63,83%
Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A.	18,32%	17,49%	-52,68%	-66,96%	14,82%	8,19%
Rio Paranapanema Energia S.A.	-7,19%	4,83%	-71,50%	-66,46%	33,10%	36,77%
Neoenergia S.A.	34,94%	31,26%	55,82%	52,24%	23,90%	26,90%

Anexo 7.1: Informações financeiras das empresas comparáveis

Geração

Empresas Comparáveis	Identificador	Beta	Cap. de Terc./ Cap. Próprio	Tributos	Beta Desalavancado
CPFL Energia S.A.	BOVESPA:CPFE3	0,76	66,55%	24,68%	0,51
Companhia Paranaense de Energia - COPEL	BOVESPA:CPLE6	0,85	59,09%	24,86%	0,59
Engie Brasil Energia S.A.	BOVESPA:EGIE3	0,60	57,75%	19,06%	0,41
AES Brasil Energia S.A.	BOVESPA:AESB3	0,73	50,50%	40,00%	0,56
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás	BOVESPA:ELET6	0,88	86,25%	28,08%	0,54
Companhia Energética de Minas Gerais	BOVESPA:CMIG4	0,93	56,06%	22,37%	0,65
Média		**0,79**	**62,70%**	**26,51%**	**0,54**
Mediana		**0,80**	**58,42%**	**24,77%**	**0,55**

Fonte: EY com base em dados do S&P Capital IQ, 2 anos série semanal

Anexo 7.2: Informações financeiras das empresas comparáveis

Transmissão

Informações financeiras das empresas comparáveis	Crescimento da ROL		Crescimento do EBITDA		Margem EBITDA	
Empresas comparáveis	LFY	LTM	LFY	LTM	LFY	LTM
Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A.	-2,51%	-11,16%	12,61%	3,02%	76,8%	80,2%
CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista S.A.	49,72%	47,65%	3,55%	1,40%	71,5%	65,0%

Anexo 7.2: Informações financeiras das empresas comparáveis

Transmissão

Empresas Comparáveis	Identificador	Beta	Cap. de Terc./ Cap. Próprio	Tributos	Beta Desalavancado
Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A.	BOVESPA:TAEE11	0,57	54,72%	16,23%	0,39
CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista S.A.	BOVESPA:TRPL4	0,58	32,44%	20,00%	0,46
Afluente Transmissão de Energia Elétrica S.A.	BOVESPA:AFLT3	0,60	0,11%	40,00%	0,60
Média		**0,58**	**29,1%**	**25,4%**	**0,49**
Mediana		**0,58**	**32,4%**	**20,0%**	**0,46**

Fonte: EY com base em dados do S&P Capital IQ, 2 anos série semanal

EY
Building a better
working world

Centrais Elétricas Brasileiras S.A

Avaliação econômico-financeira da CGT Eletrosul, na data-base de 30 de junho de 2022

23 de novembro de 2022

EY

Building a better working world

Centrais Elétricas Brasileiras S.A – Eletrobras
Rua da Quitanda, nº 196, Centro
CEP: 20091-005
Rio de Janeiro – RJ - Brasil

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

Centrais Elétricas Brasileiras S.A ("Eletrobras") **23 de novembro de 2022**

Conforme solicitação de V.Sa., a Ernst & Young Assessoria Empresarial Ltda. (doravante denominada "EY") apresenta o laudo de avaliação econômico-financeira ("Laudo") da Companhia de Geração e Transmissão de Energia Elétrica Do Sul Do Brasil (doravante denominada "CGT Eletrosul" ou "Empresa"), controlada da Eletrobras, na data-base de 30 de junho de 2022 ("data-base").

Entendemos que a administração da Eletrobras ("Administração") utilizará este Laudo como subsídio aos acionistas da Eletrobras e da CGT Eletrosul no contexto da aprovação da Proposta de Reorganização Societária, no tocante à Incorporação, pela Eletrobras, de 100% das ações de emissão da CGT Eletrosul ("Incorporação de Ações CGT Eletrosul"), atendendo aos requerimentos dos Artigos n° 137, 252 e 264 da Lei 6.404/76 ("Lei das S.A."). Adicionalmente, os resultados aqui apresentados não serão utilizados para a definição das relações de troca entre as ações da Eletrobras e da CGT Eletrosul, relação esta que será apresentada e justificada no Protocolo da Operação. Ressaltamos que este Laudo tem como único propósito o atendimento à legislação societária Brasileira, não devendo ser utilizado para qualquer outra finalidade.

Este Laudo contempla objetivo, escopo, procedimentos e metodologias utilizadas, bem como as premissas mercadológicas e operacionais que envolveram o cálculo da estimativa do valor justo da Empresa.

Ressaltamos que nosso trabalho não deve ser considerado como uma *fairness opinion*, ou como um conselho ou recomendação para realização de qualquer transação que envolva o capital da CGT Eletrosul ou da Eletrobras, ou sobre as condições que uma eventual transação venha a ocorrer, ou ainda utilizados para financiamento ou captação de recursos, ou para qualquer outra finalidade, exceto o cumprimento da Lei das S.A. Entendemos que a decisão final sobre a ocorrência e condições de uma eventual reestruturação societária da Empresa é de responsabilidade exclusiva das administrações e dos acionistas da CGT Eletrosul e da Eletrobras.

É importante destacar que não investigamos de forma independente, bem como não foi aplicado nenhum processo de auditoria nas informações fornecidas pela Administração. Conforme mencionado em nosso contrato, nossa análise está sujeita às limitações gerais descritas nesse Relatório. Assumimos que a Administração analisou de forma consistente os fatores que possam impactar as projeções e análises apresentadas, bem como não omitiu nenhuma informação relevante, a qual poderia impactar significativamente o resultado dos nossos trabalhos.

Agradecemos a oportunidade de colaborarmos com a Eletrobras e nos colocamos à disposição para quaisquer dúvidas ou necessidade de informações adicionais.

Carolina S. Rocha
Sócia – *Corporate Finance*

Rafael Max
Sócio – Corporate Finance

Índice

Seção	Descrição	Página
1	**Sumário Executivo**	**4**
1.1	Contexto	5
1.2	Estrutura Societária	7
1.3	Metodologia de Avaliação	8
1.4	Conclusão de Valor	9
2	**Análise do Mercado**	**10**
3	**Avaliação da CGT Eletrosul | Controladora**	**16**
3.1	Visão Geral da Empresa avaliada	17
3.2	Informações financeiras históricas	19
3.3	Informações financeiras projetadas	22
3.4	Taxa de desconto	24
3.5	Ajustes de valor	25
3.6	Estimativa de valor	26
4	**Avaliação das Investidas**	**27**
4.1	Avaliação das Empresas Investidas por FCD | Geração	29
4.2	Avaliação das Empresas Investidas por Múltiplos | Geração	35
5	**Conclusão de Valor**	**41**
6	**Itens de Governança**	**43**
7	**Apêndices**	**46**
8	**Anexos**	**52**

1 Sumário executivo

5 Contexto
7 Estrutura Societária
8 Metodologia de Avaliação
9 Conclusão de Valor

1.1 Contexto

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da CGT Eletrosul	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Incorporação de Ações

Como parte do processo de reorganização societária da Eletrobras após a privatização, a Administração planeja realizar a incorporação de ações de suas controladas diretas Furnas, Chesf, Eletrosul e Eletronorte (em conjunto denominadas "Controladas"), e transformá-las em suas subsidiárias integrais.

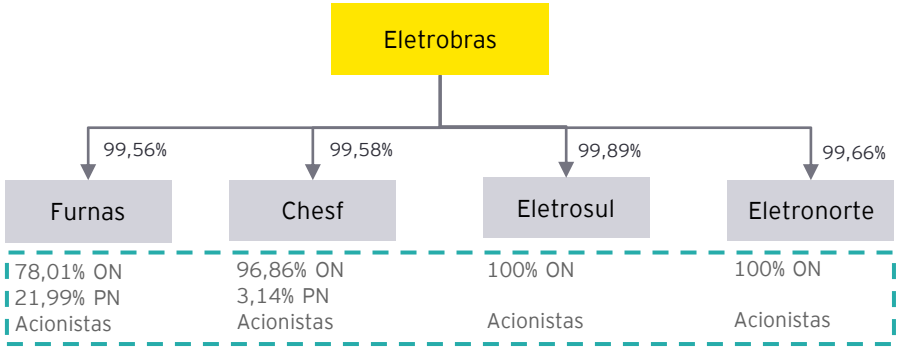
O processo de incorporação de ações deve seguir o determinado pelo art. 252 e 264 da Lei das S.A.

De acordo com o Art. 264 da Lei das S.A., "*na incorporação, pela controladora, de companhia controlada, a justificação, apresentada à assembleia geral da controlada, deverá conter, além das informações previstas nos arts. 224 e 225, o cálculo das relações de substituição das ações dos acionistas não controladores da controlada com base no valor do patrimônio líquido das ações da controladora e da controlada, avaliados os dois patrimônios segundo os mesmos critérios e na mesma data, a preços de mercado, ou com base em outro critério aceito pela Comissão de Valores Mobiliários, no caso de companhias abertas.*"

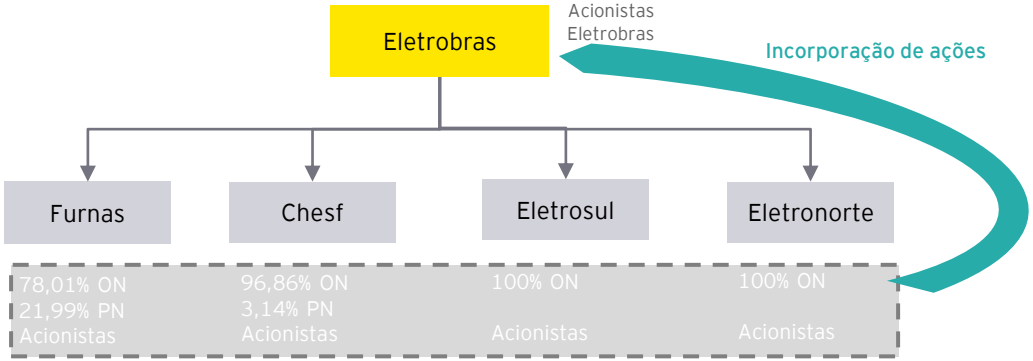
Para fins deste trabalho, considerou-se o valor justo, através da avaliação econômico-financeira (Valuation), como sendo o outro critério de avaliação do total do capital das Controladas e Eletrobras.

Estrutura societária

Estrutura societária pré-reestruturação



Estrutura societária após a reestruturação



1.1 Contexto

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da CGT Eletrosul	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Descrição da Empresa

A CGT Eletrosul, atua na geração, transmissão e comercialização de energia elétrica na região abrangida pelo Distrito Federal e pelos estados de São Paulo, Minas Gerais, Rio de Janeiro, Espírito Santo, Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná, Goiás, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Pará, Tocantins, Rondônia, Ceará e Bahia. A comercialização de energia é exercida com empresas distribuidoras de energia, comercializadores e consumidores livres de todo o território nacional. A CGT Eletrosul detém diversas concessões de serviço público de energia elétrica, nos segmentos de geração e transmissão.

O parque gerador da CGT Eletrosul conta com 7 usinas hidrelétricas, sendo 5 próprias, 1 em parceria com outras empresas, 2 em regime de participação em Sociedades de Propósito Específico (SPEs) e 1 concessão temporária, 1 termelétrica e 6 usinas eólicas próprias. Os empreendimentos próprios de geração somam mais de 826 MW de capacidade instalada. Vide páginas 17 e 18 para detalhes dos ativos.

Além dos ativos registrados em nível corporativo, CGT Eletrosul possui participações em investimentos de usinas hidrelétricas, termelétricas e eólicas, totalizando 25 empresas nas quais ela possui participação. Vide página 7 para detalhes do organograma societário.

Objetivo

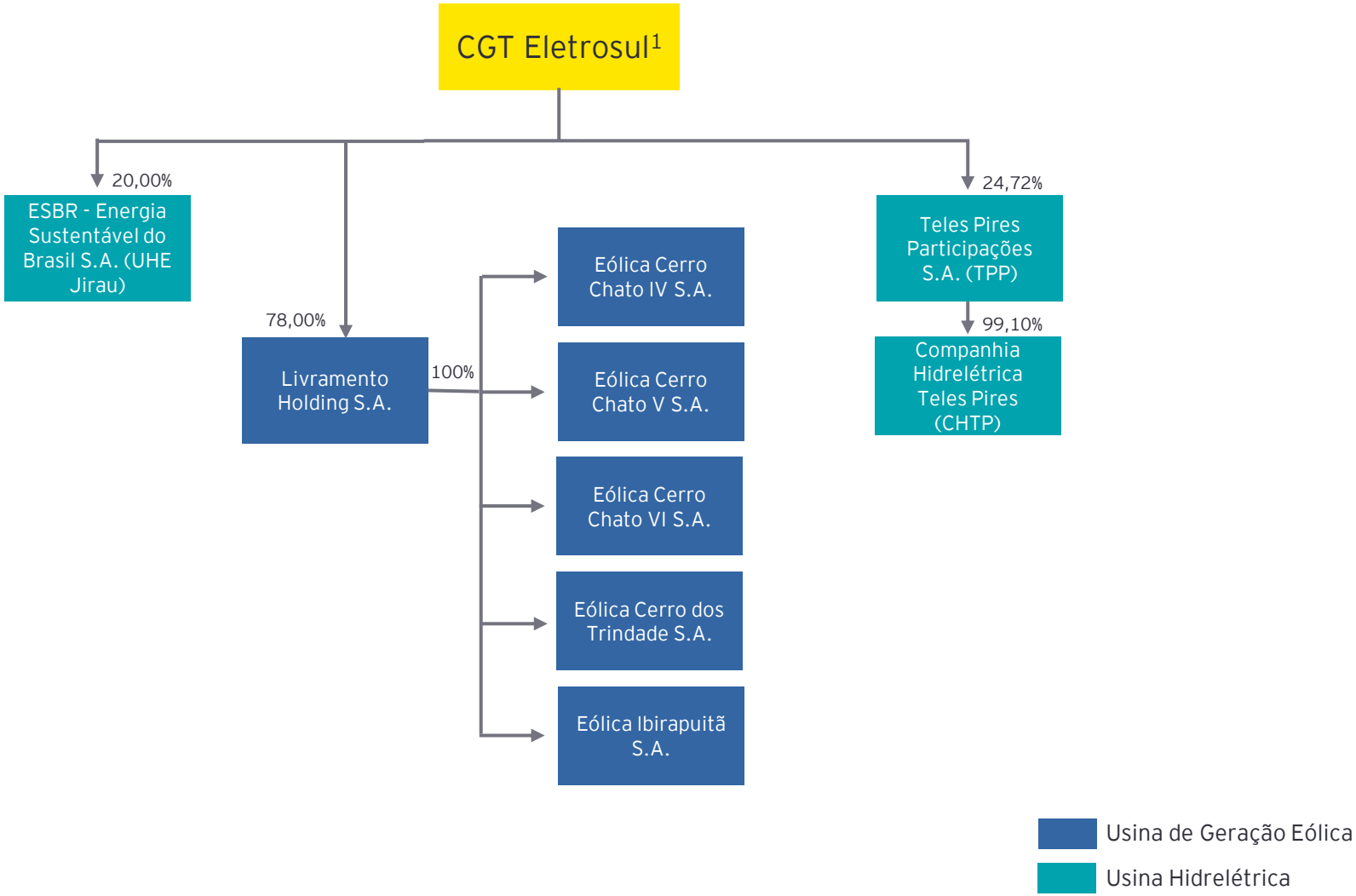
O Objetivo deste trabalho é apresentar a avaliação econômico-financeira da CGT Eletrosul e suas Empresas Investidas, na data-base, de modo a suportar a Administração e os acionistas no contexto do processo de reestruturação societária que envolverá a incorporação das ações de emissão de CGT Eletrosul pela Eletrobras.

Escopo do Trabalho

- Discussão com executivos e funcionários da Eletrobras;
- Obtenção e análise de informações financeiras históricas e projetivas da Empresa e das Empresas Investidas;
- Análise do mercado de atuação em que CGT Eletrosul e suas Empresas Investidas estão inseridas;
- Cálculo das taxas de desconto que refletem adequadamente os riscos inerentes ao setor, sendo estas taxas utilizadas para trazer os fluxos de caixa dos respectivos ativos a seu valor presente;
- Análise das companhias comparáveis para obter parâmetros operacionais e múltiplos de avaliação de mercado;
- Desenvolvimento do modelo de Fluxo de Caixa Descontado (FCD) e Múltiplos de Mercado. A página 8 apresenta os detalhes sobre as metodologias utilizadas;
- Estimativa do Valor Justo da Empresa e de suas Empresas Investidas conforme descrito anteriormente;
- Preparação do relatório contendo a descrição das metodologias utilizadas, premissas adotadas e estimativas de valor.

1.2 Estrutura Societária

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da CGT Eletrosul	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos



[1] Inclui os contratos de concessão detidos diretamente pela CGT Eletrosul, ao nível da Controladora. Para detalhes dos ativos, vide páginas 17 e 18.

1.3 Metodologia de Avaliação

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da CGT Eletrosul	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Metodologias de avaliação selecionadas

Na avaliação de uma empresa, três diferentes abordagens podem ser aplicadas: Abordagem de Renda, Abordagem de Mercado e Abordagem de Custo. Cada uma dessas abordagem pode ser considerada como uma metodologia de avaliação, mas a natureza e características da empresa vão indicar qual abordagem ou abordagens são as mais aplicáveis. Para o propósito deste trabalho, selecionamos, conforme aplicabilidade e materialidade, a Abordagem de Renda (Fluxo de Caixa Descontado) e a Abordagem de Mercado (*Market Cap*, Múltiplos ou Valor Transacionado) para estimar uma indicação de valor justo da CGT Eletrosul e das Empresas Investidas.

De forma geral, a Abordagem de Custo não foi utilizada uma vez que não captura propriamente a natureza da Empresa e das Empresas Investidas e visão de continuidade de suas operações.

Para a aplicação das metodologias de avaliação, o padrão de valor adotado foi o Valor Justo. O Valor justo é definido pelo CPC 46 como o "preço que seria recebido pela venda de um ativo, ou que seria pago pela transferência de um passivo em uma transação não forçada entre participantes do mercado na data de mensuração."

Critérios para a aplicação das metodologias de avaliação

A Metodologia do FCD foi selecionada para a avaliação da CGT Eletrosul (Controladora) e das Empresas Investidas de capital fechado cujo o valor do investimento, registrado contabilmente pela Empresa na data-base, fosse igual ou superior à R$ 278 milhões, conforme nível de materialidade contábil da Eletrobras, de acordo com a Lei Sarbanes-Oxley. Adicionalmente, outro critério para a aplicabilidade dessa metodologia foi o acesso à informações financeiras e operacionais projetadas detalhadas e confiáveis fornecidas pela Administração, para a Empresa e cada uma das Empresas Investidas.

Para as empresas de capital aberto, cujo o valor contábil do investimento na data-base fosse igual ou superior à R$ 278 milhões, foi aplicada a metodologia de *Market Cap*, desde que a ação atendesse aos seguintes critérios na data-base: (i) fazer parte de algum indicador de desempenho das ações negociadas na B3, ou obedecer aos dois critérios seguintes, de forma simultânea; (ii) apresentar volume diário negociado dentro do intervalo dos volumes negociados das ações integrantes de indicadores de desempenho da B3; e (iii) apresentar percentual de ações livres para negociação (free float) acima de 25%.

Para ativos que passaram por processo de privatização, outra transação ou estão em processo de venda, nos últimos 12 meses, o valor justo foi assumido como equivalente ao valor da transação ou valor da oferta de compra.

A metodologia de Múltiplos de Empresas Comparáveis foi utilizada para todas as empresas dentro do escopo de avaliação. Para as empresas já avaliadas por FCD, Market Cap, ou Valor Transacionado, esta metodologia foi utilizada como análise de razoabilidade para os valores estimados. Para as demais empresas, este método foi adotado como método primário de avaliação.

Metodologia		Descrição
Renda	Fluxo de Caixa Descontado	Mensura o valor de um ativo ou negócio através do valor presente do benefício econômico líquido (recebimentos de caixa menos despesas de caixa) a ser recebido ao longo de sua vida útil.
Mercado	Múltiplos de Empresas Comparáveis	As metodologias da Abordagem de Mercado mensuram o valor de um ativo ou negócio com base no quanto outros compradores no mercado tem pago pelos ativos avaliados ou por ativos ou negócios que podem ser considerados razoavelmente similares àqueles sendo avaliados.
	Market Cap	

1.4 Conclusão de valor

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da CGT Eletrosul	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Composição de Valor (em milhões de BRL)	
Valor Operacional | Controladora	**9.720**
Ativos (passivos) não operacionais	532
Caixa líquido (Dívida líquida)	(3.333)
Valor da Empresa | CGT Eletrosul Controladora	**6.919**
Valor das Empresas Investidas	**1.883**
Valor da Empresa | Consolidado	**8.802**

Empresas Investidas	% Participação	Valor justo
Energia Sustentável do Brasil S.A. (UHE Jirau)	20,00%	1.495
Teles Pires Participações S.A. (TPP)	24,72%	384
Livramento Holding	78,00%	4
Total		**1.883**

Valor por ação	Quantidade (mil)	Valor Unitário (R$/ação)
ON	482.568.907	0,018

Fonte: EY / Administração

O valor justo da Empresa, consolidado, representa o valor justo da CGT Eletrosul Controladora somado ao valor justo de suas Empresas Investidas, conforme descrito ao longo deste Relatório.

Essa estimativa de valor não considera possíveis contingências, insuficiências ou superveniências ativas ou passivas que não estejam registradas nas posições patrimoniais da Empresa e de suas Empresas Investidas, 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 de justo de R$ 8.802 milhões para 100% do capital da CGT Eletrosul na data-base de 30 de junho de 2022.

2 Análise do mercado

11 Visão geral da indústria

2.1 Visão geral da indústria

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da CGT Eletrosul	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

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%).

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, mesmo em outro ano recorde para as energias renováveis. Isto está levando ao aumento da produção das usinas a carvão para atender a demanda, especialmente na Ásia. Espera-se que a demanda de gás natural se recupere mais rapidamente, impulsionada principalmente por um aumento no uso industrial.

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%. 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.

2.1 Visão geral da indústria

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da CGT Eletrosul	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

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 2020 no Brasil são, por relevância, o segmento industrial (36,3%), seguido pelo residencial (30,2%), comercial (17,4%) e outros (16,1%).

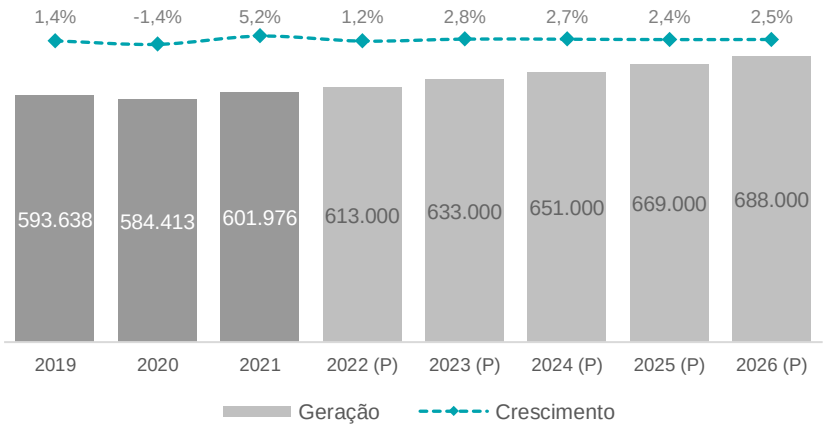
Segundo o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), a geração de energia elétrica no Sistema Integrado Nacional (SIN) em 2021 totalizou 602,0 mil GWh (incluindo energia hidráulica, térmica nuclear e convencional, eólica e solar), o que significou crescimento de 5,2% em relação ao mesmo período do ano anterior, devido principalmente ao forte crescimento da geração de energia eólica e hidráulica.

Em janeiro de 2022, a geração de energia elétrica no Sistema Integrado Nacional (SIN) totalizou 53,7 mil GWh, o que significou expansão de 1,0% em relação ao mesmo período de 2021. O segmento que apresentou maior retração no período foi o térmico, com -27,2%, seguido pelo eólico, com -18,7%. Já, os que apresentaram maior crescimento no período foram, respectivamente: solar 59,8% e hidráulico 10,9%.

Para 2022, a Lafis projeta expansão de 1,2% do consumo e 1,8% 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 2023 a 2025 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 2,8% da geração e de 2,5% do consumo de energia elétrica, alcançando em 2025 um patamar de 688 mil GWh e 560,5 mil GWh, respectivamente.

Geração total de energia no Brasil- EPE (GWh)



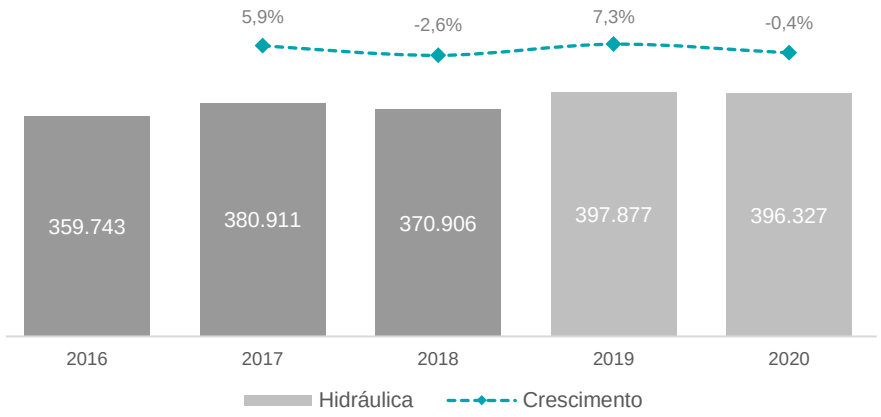
Fonte: Ministério de Minas e Energia/EPE/ONS/COMEX/ANEEL. Estimativa e projeções: Lafis/Abril 2022

2.1 Visão geral da indústria

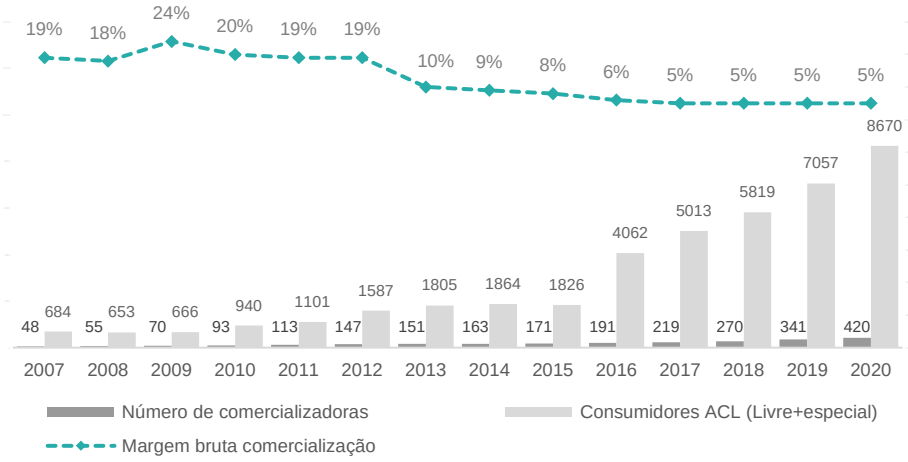
Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da CGT Eletrosul	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Geração e Comercialização

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



Número de Comercializadores e margem bruta – (%)



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.

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.

2.1 Visão geral da indústria

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da CGT Eletrosul	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

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 2020, o consumo de energia elétrica no Brasil apresentou uma retração frente ao ano de 2019 em todos os segmentos, exceto no segmento residencial. A queda do consumo está relacionada com os efeitos na atividade econômica provocados pela crise do Covid-19 que afetou severamente o consumo de energia, sobretudo no segundo trimestre do ano, considerando as políticas de distanciamento social de combate ao vírus, e com a menor utilização de ar condicionado em 2020, considerando que as temperaturas foram mais amenas no começo deste ano.

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.

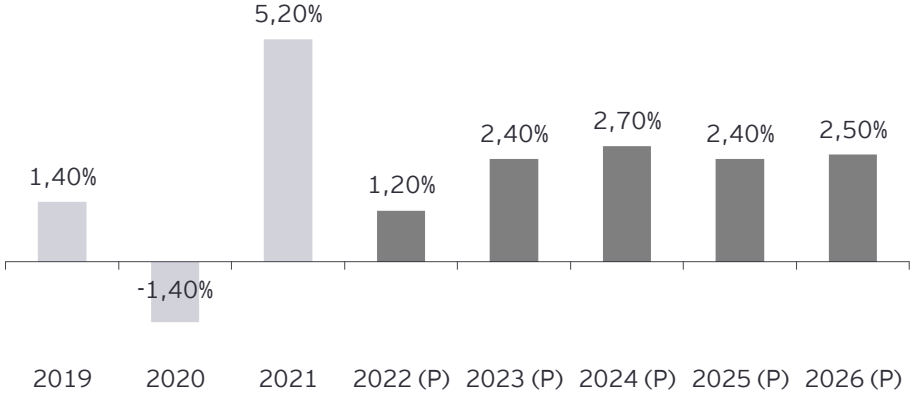
Segundo o Plano de Desenvolvimento da Distribuição (PDD), entre 2021 e

2023 serão investidos R$ 49,2 bilhões em distribuição de energia elétrica no Brasil, destes, R$ 32,64 bilhões serão destinados para expansão da rede, R$ 18,27 bilhões para melhoria e outros R$ 9,4 bilhões para renovação.

No triênio, considerando as categorias de consumo de energia elétrica, o que se espera é um crescimento generalizado, 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.

Assim, considerando o cenário descrito acima, a Lafis projetou um crescimento médio de 2,8% da geração de energia elétrica e 2,5% no consumo, atingindo um nível de 686 mil GWh e 558,5 mil GWh em 2026, respectivamente.

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

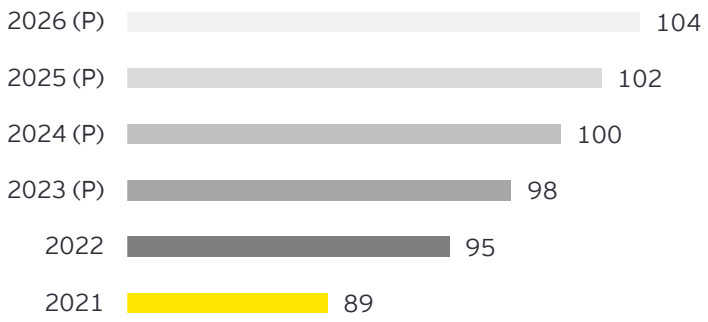


2.1 Visão geral da indústria

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da CGT Eletrosul	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

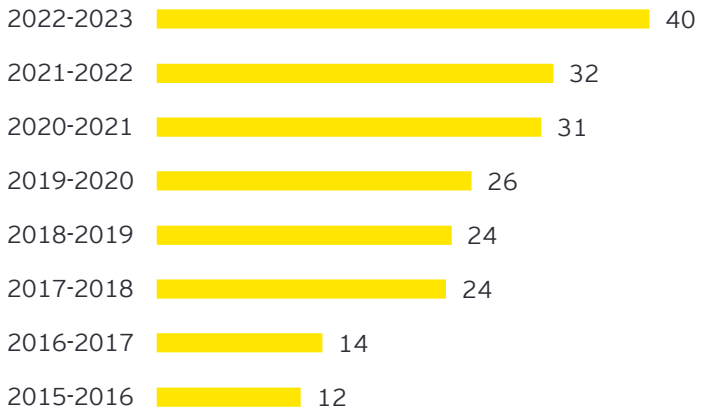
Transmissão

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 2022, a projeção é de aumento de 2,7%, considerando alta de 1,3% no Produto Interno Bruto – PIB.

Para o ano de 2022, o valor do mercado brasileiro no setor de transmissão energia elétrica foi estimado em US$ 95,0 bilhões, com progressão de 6,8% em relação ao ano anterior. O crescimento é justificado pela recuperação da geração e do consumo de energia elétrica após o período crítico da crise do Covid-19.

Já o crescimento esperado de BRL 7,85 bilhões na receita no ciclo 2022-2023 pode ser justificado 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.

3 Avaliação da CGT Eletrosul | Controladora

17 Visão geral da Empresa avaliada
19 Informações financeiras históricas
22 Informações financeiras projetadas
24 Taxa de desconto
25 Ajustes de valor
26 Estimativa de valor

3.1 Visão geral da Empresa avaliada

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da CGT Eletrosul	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

CGT Eletrosul | Controladora

R$ 1,95 bi

Receita Operacional Líquida em 30 de junho de 2022

R$ 770 m

Resultado Operacional antes do Resultado Financeiro em 30 de junho de 2022

R$ 8,9 bi

Patrimônio Líquido em 30 de junho de 2022

826 MW

Capacidade instalada de geração – Usinas em operação própria + parceria

Ativos registrados – Geração | Nível Controladora

A CGT Eletrosul detém 5 usinas hidrelétricas, 1 usina termelétrica e 6 eólicas cujas participações nas concessões são de 100% no nível controladora, além de 1 usina hidrelétrica compartilhada. A relação dos ativos de geração considerados no nível corporativo está apresentada a seguir:

Empreendimento	Potência Instalada (MW)	Garantia Física (MW médio)	Término da Concessão
Hidrelétricas			
Passo São João	77,0	41,1	mai/46
São Domingos	48,0	36,4	ago/39
Barra do Rio Chapéu	15,2	8,6	mai/38
João Borges	19,0	10,1	set/39
Cachoeira Branca	1,0	-	ago/39
Hidrelétricas Concessão (Parceria)			
Governador Jayme Canet Júnior (Consórcio Cruzeiro do Sul)	177,9	96,9	mai/47
Eólicas			
Cerro Chato I	30,0	11,3	ago/45
Cerro Chato II	30,0	11,3	ago/45
Cerro Chato III	30,0	11,3	ago/45
Coxilha Seca	30,0	13,2	mai/49
Capão do Inglês	10,0	4,5	mai/49
Galpões	8,0	3,5	mai/49
Termoelétrica			
Candiota III (Fase C)	350,0	262,4	dez/24

Fonte: EY / Relatório Anual CGT Eletrosul - 2021

Com base em informações disponibilizadas pela Administração, não foram considerados novos projetos de expansão de capacidade ao longo do período projetivo, nem renovações de concessões que não estivessem contratadas.

3.1 Visão geral da Empresa avaliada

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da CGT Eletrosul	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

CGT Eletrosul | Controladora

12 contratos

Contratos de concessão de transmissão detidos integralmente pela CGT Eletrosul.

12,4 mil km

Extensão da rede de transmissão própria

Ativos registrados – Transmissão | Nível Corporativo

CGT Eletrosul possui 12.421 km de linhas de transmissão. Os contratos de concessão de transmissão da CGT Eletrosul (nível controladora) encontram-se discriminados a seguir:

Contrato	Empreendimento	UF	Prazo da Concessão
008/2014	– SE 230/138 kV Ivinhema 2, 2 x 150 MVA	SC	30 anos
007/2014	LT 230 kV Santo Ângelo – Maçambara; LT Pinhalzinho – Foz do Chapecó C1; LT Pinhalzinho – Foz do Chapecó C2; SE 230/138 kV Pinhalzinho, 3 x 150 MVA; SE 230/138 kV Santa Maria 3, 2 x 83 MVA (novo pátio)	RS/SC	30 anos
004/2012	LT Nova Santa Rita - Camaquã 3, CS, 230 kV; LT Camaquã 3 - Quinta, CS, 230 kV; LT Salto Santiago - Itá, C2, CS, 525 kV; LT Itá - Nova Santa Rita, C2, CS, 525 kV; SE Camaquã 3, 230/69/13,8 kV, 2x83 MVA	PR/SC/RS	30 anos
002/2011	SE Foz do Chapecó	RS	30 anos
012/2010	LT Monte Claro - Garibaldi	RS	30 anos
011/2010	SE Ijuí 2; SE Nova Petrópolis 2; SE Lajeado Grande; SE Caxias 6	RS	30 anos
005/2009	SE Missões - 230/69 kV (150 MVA)	RS	30 anos
004/2008	LT P. Médici - Santa Cruz 1 230kV	RS	30 anos
005/2006	LT Campos Novos - Pólo 525kV	SC, RS	30 anos
010/2005	LT Campos Novos - Blumenau C2	SC	30 anos
004/2004	LT Salto Santiago - Ivaiporã - Cascavel Oeste	PR	30 anos
057/2001	Diversos Empreendimentos	SC, MS, PR, RS, SP	30 anos

Fonte: EY / Contratos de Transmissão ANEEL

Com base em informações disponibilizadas pela Administração, não foram considerados novos projetos de expansão de capacidade ao longo do período projetivo, nem renovações de concessões que não estivessem contratadas.

3.2 Informações financeiras históricas

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da CGT Eletrosul	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

DRE CGT Eletrosul Controladora (milhares de BRL)	dez-20	dez-21	Jun-22
Receita bruta	2.988.351	3.660.323	2.154.146
Imposto sobre vendas	(342.370)	(353.535)	(204.675)
Receita líquida	2.645.981	3.306.788	1.949.471
Custos operacionais	(1.808.820)	(1.636.888)	(916.406)
Lucro bruto	837.161	1.669.900	1.033.065
Despesas gerais e administrativas	(1.197.875)	(1.165.002)	(262.806)
Outras (receitas) despesas	676.301	238.840	-
EBIT	315.587	743.738	770.259
Resultado de equivalência patrimonial	(64.277)	(8.328)	(16.745)
Receitas financeiras	(322.583)	(298.473)	(32.274)
EBT	(71.273)	436.937	721.240
IR&CSLL	1.948.641	(145.495)	(226.390)
Lucro líquido	1.877.368	291.442	494.850

Indicadores Financeiros	dez/20	dez/21	jun/22
Crescimento da ROL	n/a	25,0%	17,9%
Margem EBIT	11,9%	22,5%	39,5%
Margem EBT	-2,7%	13,2%	37,0%

Fonte: Demonstrações financeiras/ Administração

Sumário das informações financeiras históricas

A Administração forneceu as informações da CGT Eletrosul na data-base da avaliação, as quais foram analisadas com o propósito de compreender as tendências dos indicadores operacionais da Empresa.

Demonstração do Resultado do Exercício ("DRE")

A receita líquida da CGT Eletrosul em dezembro 2021 apresentou um crescimento de 25,0% em relação a 2020, principalmente em função da variação de indicadores de inflação (IPCA e IGP-M) para atualização das receitas societárias relacionadas às concessões de transmissão, além de um aumento nas receitas de suprimento, que incluem comercialização de energia comprada por contratos firmados com as Eólicas Hermenegildo I, II, III e Chuí IX, Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (Eletronorte), bem como PPAs firmados com as SPEs Energia Sustentável do Brasil S.A (UHE Jirau) e Companhia Hidrelétrica Teles Pires S.A (UHE Teles Pires).

Nesse mesmo período, os custos operacionais tiveram uma queda de 9,5%, que acabou sendo compensada pela redução de 64,7% das "Outras receitas" relativas à remensuração do ativo contratual de transmissão referente a RBSE. Enquanto em 2020 tal remensuração gerou um impacto positivo de R$ 676 mil no resultado da CGT Eletrosul, em 2021 esse impacto se reduziu para R$ 239 mil.

Portanto, o aumento das receitas superior a elevação dos custos resultou em um ganho de margem EBIT no período, que aumentou de 11,9% em 2020 para 22,5% em 2021.

Já a receita operacional líquida anualizada do primeiro semestre de 2022 apresentou um crescimento de 17,9% em relação ao ano anterior, resultado, principalmente, do aumento do IPCA e do IGP-M no período, índices utilizados para atualização das receitas societárias relacionadas às concessões de transmissão. Nesse mesmo período, os custos operacionais observaram uma queda de 7,0%, influenciados pela redução das despesas gerais e administrativas. Diante disso, houve um aumento de 17 p.p. na margem EBITDA, que se elevou para 39,5% no primeiro semestre de 2022.

3.2 Informações financeiras históricas

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da CGT Eletrosul	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Balanço patrimonial CGT Eletrosul Controladora (milhares de BRL)	dez/20	dez/21	jun/22
Caixa e equivalentes de caixa	4.463	427	127
Contas a receber de clientes – CP	534.262	377.856	378.961
Estoque	55.704	97.236	99.200
Títulos e valores mobiliários - CP	1.286.868	1.087.241	1.398.584
Crédito de imposto – CP	11.343	4.202	22.450
Ativo contratual da concessão - CP	812.555	693.149	784.017
Impostos e contribuições sociais diferidos - CP Ativo	2.695	13.017	1.501.789
Dividendos a Receber (Remuneração de participações societárias)	4.153	-	-
Outros ativos circulantes	182.796	149.503	121.197
Ativo circulante	**2.894.839**	**2.422.631**	**4.306.325**
Contas a receber de clientes – LP	277	-	-
Crédito de imposto – LP	133	1	-
Ativo contratual da concessão – LP	3.961.684	4.749.987	5.890.737
Imposto e contribuições sociais diferidos – LP Ativo	1.640.404	1.496.953	-
Ativo diferido – LP	-	-	899.307
Depósitos judiciais	295.972	252.446	217.967
Outros ativos não circulantes - LP	234.155	263.280	74.585
Ativo não circulante	**6.132.625**	**6.762.667**	**7.082.596**
Investimentos	2.281.331	2.499.835	2.035.566
Imobilizado	2.627.294	2.377.037	2.272.302
Intangível	111.382	189.616	184.119
Ativos fixos	**5.020.007**	**5.066.488**	**4.491.987**
Total do ativo	14.047.471	14.251.786	15.880.908

Balanço Patrimonial ("BP") - Ativo

Analisando o comportamento histórico das contas patrimoniais da CGT Eletrosul, observou-se que não houveram variações muito expressivas no período compreendido entre dezembro de 2020 e junho de 2022.

Em Dezembro de 2021 o ativo total da Companhia apresentou uma variação positiva de 1,5% em relação a 2020, de R$ 14,0 bilhões para R$ 14,2 bilhões. Dentre as contas mais representativas do balanço da Empresa, observou-se que o ativo contratual de concessão teve um aumento de 14,1%, enquanto a conta de títulos e valores mobiliários se reduziu em 15,5%, o que resultou em um crescimento de 1,45% no período.

Em Junho de 2022 o ativo total da Empresa apresentou um crescimento um pouco mais expressivo, de 4,0%, resultado, principalmente, (i) do aumento de 22,6% do ativo contratual da concessão em função da incorporação da TSBE e da variação do IPCA no período, índice que corrige a maior parte dos contratos de concessão de transmissão e (ii) do crescimento de 28,6% da conta de títulos e valores mobiliários. Em contrapartida, a conta de investimento apresentou uma queda de 18,6% em razão da alienação de 100% das ações detidas pela CGT Eletrosul na Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A.

Dentre as contas do ativo da CGT Eletrosul, aquelas consideradas no capital de giro foram: Contas a receber de clientes e Crédito de imposto. As demais contas foram tratadas como não operacionais e, portanto, foram incluídas na análise como ajustes de valor e adicionadas ao valor presente dos fluxos de caixa.

Fonte: Demonstração financeira/ Administração

3.2 Informações financeiras históricas

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da CGT Eletrosul	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Balanço patrimonial CGT Eletrosul Controladora (milhares de BRL)	dez/20	dez/21	jun/22
Empréstimos e financiamentos - CP	548.708	276.783	354.039
Debêntures - CP	-	-	-
Fornecedores	491.664	308.791	248.458
Salários e encargos a pagar	-	-	-
Impostos e contribuições a recolher	29.307	25.688	32.027
Dividendos e juros sobre capital próprio	471.427	69.231	47.431
Instrumentos financeiros derivativos - CP Passivo	-	-	-
Penalidades Contratuais - CP	-	-	-
Taxas regulamentares - CP	73.418	49.674	34.594
Concessão do serviço público (Uso do Bem Público) - CP	-	-	-
Outros passivos circulantes - CP	116.153	170.568	185.587
Provisões - CP	171.301	169.879	179.766
Passivo circulante	**1.901.978**	**1.070.614**	**1.081.902**
Empréstimos e financiamentos - LP	2.528.531	2.806.974	2.978.763
Debêntures - LP	-	-	-
Penalidades Contratuais - LP	-	-	-
Taxas regulamentares - LP	-	-	21.138
Impostos e contribuições sociais diferidos - LP Passivo	-	-	1.062.856
Instrumentos financeiros derivativos - LP Passivo	-	-	-
Provisões - LP	1.248.317	1.622.204	1.600.576
Concessão do serviço público (Uso do Bem Público) - LP	32.396	44.453	46.723
Outros passivos não circulantes - LP	497.918	266.087	197.634
Passivo não circulante	**4.307.162**	**4.739.718**	**5.907.690**
Capital social	6.767.586	6.767.586	6.767.586
Reservas de capital	-	-	(103.551)
Lucros/prejuizos acumulados	-	-	494.850
Reservas de lucros	1.070.745	1.328.880	1.432.431
Proposta de distribuição de dividendos adicionais	-	44.988	-
Adiantamentos para futuro aumento de capital	-	300.000	300.000
Participação de acionistas não controladores	-	-	-
Patrimônio Líquido	**7.838.331**	**8.441.454**	**8.891.316**
Total Passivo e Patrimônio Líquido	**14.047.471**	**14.251.786**	**15.880.908**

Fonte: Demonstração financeira/ Administração

Balanço Patrimonial ("BP") - Passivo

Analisando o comportamento histórico do passivo + patrimônio líquido da CGT Eletrosul, nota-se que a variação de 1,5% de 2021 em relação a 2020 foi resultado (i) do aumento de 30% das provisões para contingências, (ii) do aumento de 24,1% da reserva de lucros, tendo em vista o lucro líquido gerado em 2021, fazendo com que tal conta se elevasse de R$ 1,0 bilhão em 2020 para R$ 1,3 bilhão em 2021 e (iii) da redução da conta de dividendos e juros sobre o capital próprio a pagar, cujo saldo se reduziu de R$ 471 bilhões em 2020 para R$ 69 bilhões em 2021.

No primeiro semestre de 2022, o passivo da CGT Eletrosul aumentou 4,0% em relação a dez/21, principalmente em função do aumento de 8,1% dos empréstimos e financiamentos e de 7,8% da reserva de lucros, novamente em função do resultado positivo do período.

Em relação à dívida da Empresa, observa-se que a mesma se manteve estável em R$ 3 bilhões entre 2020 e 2021, aumentando em R$ 300 milhões no primeiro semestre de 2022 como resultado de novas captações realizadas no período.

Analisando a relação dívida/patrimônio líquido da Companhia, é possível observar uma redução do seu grau de endividamento entre dezembro de 2020 e junho de 2022, tendo em vista o aumento do patrimônio líquido (resultado do aumento da conta de reserva de lucros) superior ao aumento do endividamento no período. Enquanto em 2020 a relação dívida/PL era de 39,3%, em junho de 2022 ela reduziu para 37,5%.

Dentre as contas do passivo da CGT Eletrosul, aquelas consideradas no capital de giro foram: Fornecedores, Salários e encargos a pagar, Impostos e contribuições a recolher e Taxas regulamentares. As demais contas foram tratadas como não operacionais e, portanto, foram incluídas na análise como ajustes de valor e subtraídas do valor presente dos fluxos de caixa.

3.3 Informações financeiras projetadas

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da CGT Eletrosul	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

A avaliação da CGT Eletrosul foi realizada através da Abordagem de Renda, método do fluxo de caixa descontado.

As projeções foram baseadas em arquivos disponibilizados pela Administração e/ou pela Empresa.

Descrição

A CGT Eletrosul é uma controlada direta da Eletrobras, criada em 1997, tendo inicialmente como atividade preponderante a geração térmica de energia elétrica no estado do Rio Grande do Sul. Em janeiro de 2020, após incorporação da CGT Eletrosul o objeto social incluiu a realização de estudos, projetos, construção, operação e manutenção de usinas produtoras, subestações, linhas de transmissão e de distribuição de energia elétrica. Atualmente a Empresa possui 6 usinas eólicas, 3 usinas hidrelétricas, 3 pequenas centrais hidrelétricas, 1 usina termelétrica e 12 contratos de transmissão.

Premissas Gerais

- Data-base: 30 de junho de 2022;
- Período de projeção: 01 de julho de 2022 a 31 de dezembro de 2052;
- Moeda: Reais ("BRL") em termos nominais;
- Taxa de desconto: 9,5% em Reais (BRL) em termos nominais, de acordo com a metodologia Weighted Average Cost of Capital ("WACC");
- Ajustes: ativos e passivos não operacionais, incluindo caixa e dívidas, não foram considerados nas projeções de fluxo de caixa. Quando observados, foram tratados à parte e adicionados/subtraídos do valor presente dos fluxos de caixa, impactando no valor do capital da CGT Eletrosul.

Informações Financeiras Projetadas

Abaixo segue a descrição geral das principais contas projetadas para a projeção do fluxo de caixa descontado.

- **Receita Líquida - Geração:** foram consideradas projeções para as usinas hidrelétricas de São Domingos, Passo São João, Governador Jayme Canet Júnior, as pequenas centrais hidrelétricas de João Borges, Rio Chapéu e Cachoeira Branca, as usinas eólicas de Cerro Chato I, II e III, Coxilha Seca, Galpões e Capão do Inglês e a usina termelétrica Presidente Médice. As receitas foram projetadas considerando as seguintes aberturas: contratos ACR, contratos ACL e venda de energia no mercado SPOT. Os contratos no ACR representam 34,1% do volume comercializado entre 2022 e 2052, totalizando 4.162 MWmed nesse período, a um preço médio de R$ 274/MWh na data-base o qual é reajustado anualmente pelo IPCA. Já os contratos do ACL representam 1% do volume total comercializado no período, totalizando 11 MWmed até 2052 a um preço médio na data-base de R$ 373/MWh, sendo igualmente reajustados anualmente pelo IPCA. Entre 2022 e 2052, foi considerada a venda de 8.043 MWmed no mercado SPOT a um preço médio de R$ 169/MWh na data-base e corrigido anualmente por IPCA. Os montantes de energia descritos acima se alteram entre os segmentos de venda (ACR, ACL e SPOT) e os anos conforme os contratos vigentes na data-base e a estratégia de comercialização da Empresa. A avaliação considerou um GSF médio de 80% em 2022, chegando a 89% em 2023 e estabilizando-se em 90% de 2024 até o fim da projeção, conforme estimativa média de mercado, implicando em necessidade de compra de energia em alguns empreendimentos e excedente de energia em outros.
- **Receita Líquida - Transmissão:** a receita de transmissão é proveniente da Receita Anual Permitida ("RAP") dos 12 contratos que CGT Eletrosul possui. A RAP é aprovada pela ANEEL e divulgada anualmente (normalmente no mês de junho) na Revisão Tarifária Periódica. Foram considerados os valores de RAP para os ciclos futuros, inclusive os valores de reforço desde que homologados pela ANEEL na data-base, com correções por IPCA.

3.3 Informações financeiras projetadas

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da CGT Eletrosul	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Informações Financeiras Projetadas (cont.)

- **Deduções:** sobre a receita bruta de geração e transmissão há incidência do PIS e COFINS, projetados conforme alíquotas aplicáveis ao regime tributário de Lucro Real. Outras deduções incidentes sobre a receita líquida são: RGR (Reserva Global de Redução), TFSEE (Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica), CFURH (Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos) e P&D.
- **Custos e despesas:** os principais custos e despesas operacionais são compostos por encargos de uso e conexão, seguros, O&M, pessoal, materiais, serviço de terceiros e outros. As premissas de custos e despesas foram disponibilizadas pela Administração, sendo corrigidas anualmente pelo IPCA.
- **Margem EBITDA:** com base nas premissas de receita, custos e despesas, a margem EBITDA média anual projetada foi de 72,0%.
- **Depreciação:** foi considerada uma taxa de depreciação linear de 3,86% ao ano conforme valores históricos disponíveis na demonstração financeira da empresa.
- **Amortização:** foi considerada uma taxa de depreciação linear de 3,33% ao ano conforme valores históricos disponíveis na demonstração financeira da empresa.
- **Capex:** foram considerados os investimentos corporativos previstos nas projeções disponibilizados pela Administração, exceto aqueles relacionados a expansões, ampliações e implantações.
- **Impostos diretos:** a projeção dos impostos diretos foi baseada no regime de tributação do Lucro Real, no qual CGT Eletrosul está enquadrada. Os impostos diretos foram projetados de acordo com a legislação fiscal brasileira vigente, observando a alíquota de 34%. A avaliação considerou o aproveitamento do saldo de prejuízo fiscal existente na data-base, representado pelo imposto de renda diferido contabilizado no montante de R$ 1,5 bilhão, sendo a compensação dos prejuízos limitada a 30% do lucro real, de acordo com a legislação brasileira.
- **Capital de giro:** o capital de giro estimado foi baseado nas demonstrações financeiras históricas da CGT Eletrosul. As contas patrimoniais foram analisadas e classificadas como ativos e passivos operacionais ou não operacionais. Os *drivers* históricos de capital de giro foram calculados para os ativos e passivos operacionais baseados nas receitas, custos e despesas operacionais, conforme aplicável, a partir da média dos dias de capital de giro calculados para os últimos 3 períodos históricos.

Para detalhes da avaliação por FCD da CGT Eletrosul, consultar o Anexo 1.

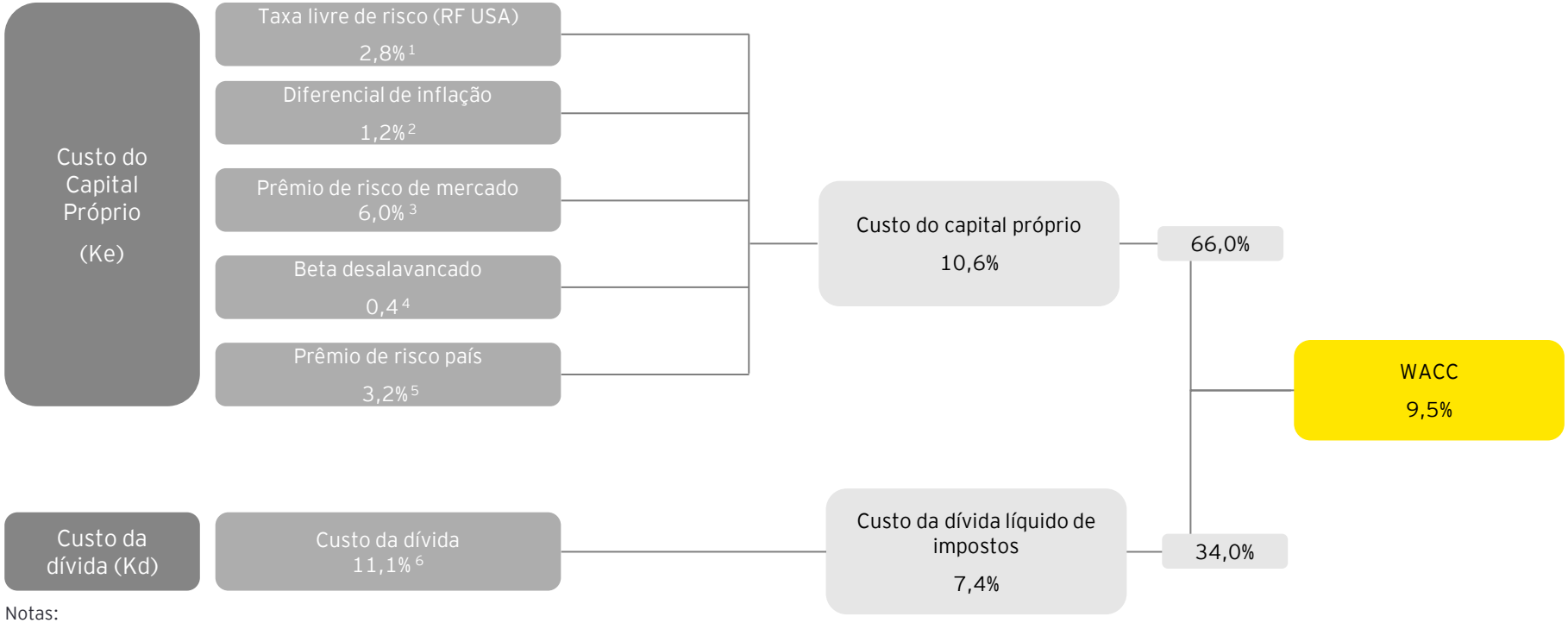
Principais Premissas Operacionais	CGT Eletrosul
Período de concessão (anos)	30
Término da concessão*	dez/52
Capacidade instalada (MW)	825
Garantia física (MW)	511
Volume vendido ACR (MWmed)	4.162
Volume vendido ACL (MWmed)	11
Volume vendido/comprado SPOT (MWmed)	8.043
Preço médio de venda no ACR (R$/MWh)	273,6
Preço médio de venda no ACL (R$/MWh)	372,6
Preço de venda SPOT (R$/MWh)	169,0
Benefícios SUDAM/SUDENE	N/A

* Para as receitas de geração e transmissão considerou-se o prazo de cada contrato, reduzindo ao longo da projeção.

3.4 Taxa de desconto

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da CGT Eletrosul	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Abaixo são apresentados os parâmetros que formam a taxa de desconto utilizada na análise. Para detalhes da metodologia da taxa de desconto consultar o Apêndice.



Notas:

[1] Fonte: Federal Reserve (média histórica de 6 meses dos T-bonds de 20 anos)

[2] Diferença entre as inflações projetas de longo prazo Norte Americana (fonte Federal Reserve) e Brasileira (fonte:BACEN)

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

[4] Com base na média das empresas comparáveis de geração e transmissão selecionadas. Fonte: Capital IQ

[5] Fonte: JP Morgan EMBI + (média histórica de 6 meses)

[6] Referente à média ponderada de todos os financiamentos da companhia na data-base

Demais informações são disponibilizadas no Apêndice.

3.5 Ajustes de valor

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da CGT Eletrosul	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Ajuste de itens não operacionais

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 e perpetuidade.

Os ativos e passivos detalhados, foram classificados como não operacionais ("NOP") porque não são recorrentes ou porque não estão ligados diretamente com as atividades operacionais da CGT Eletrosul.

Ativos não operacionais (BRL milhares)	
Estoque	99.200
Títulos e valores mobiliários - CP	1.398.584
Outros ativos circulantes - CP	121.197
Ativo diferido - LP Ativo	899.307
Depósitos judiciais	217.967
Outros ativos não circulantes - LP	74.585
Total	**2.810.840**

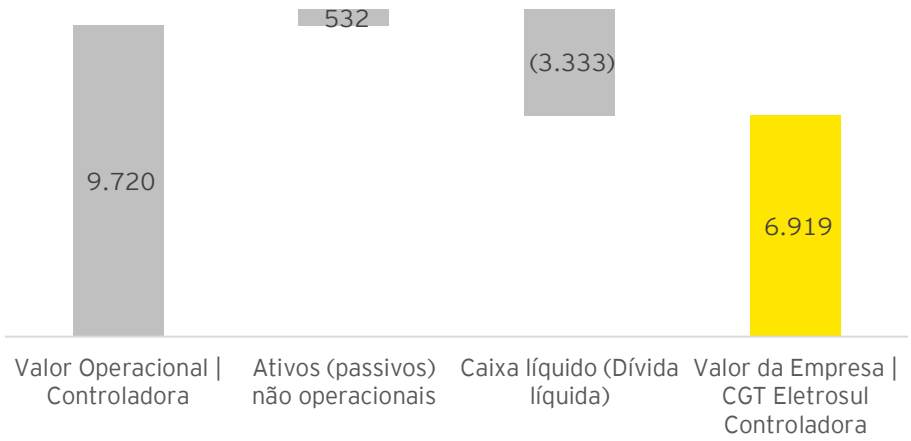
Passivos não operacionais (BRL milhares)	
Dividendos e juros sobre capital próprio	47.431
Outros passivos circulantes - CP	185.587
Provisões - CP	179.766
Taxas regulamentares - LP	21.138
Provisões - LP	1.600.576
Concessão do serviço público (Uso do Bem Público) - LP	46.723
Outros passivos não circulantes - LP	197.634
Total	**2.278.855**
Ativos e passivos não operacional líquido	**531.985**

Fonte: EY / Administração

3.6 Estimativa de valor

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da CGT Eletrosul	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Composição de Valor | Controladora (em milhões de BRL)



Fonte: EY / Administração

Composição de Valor | Controladora (BRL milhões)	
Valor Operacional | Controladora	**9.720**
Ativos (passivos) não operacionais	532
Caixa líquido (Dívida líquida)	(3.333)
Valor da Empresa | CGT Eletrosul Controladora[1]	6.919
Múltiplo Implícito	
EV/EBITDA	6,0x
EV/ROL	3,3x

[1]Não inclui o valor dos Investimentos em Controladas e Coligadas

O Anexos 4 e 5 apresentam os detalhes sobre as empresas comparáveis selecionadas.

4 Avaliação das Investidas

28 Visão geral das Empresas Investidas
29 Avaliação das Empresas Investidas por FCD | Geração
35 Avaliação das Empresas Investidas por Múltiplos | Geração

Visão geral das Empresas Investidas

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da CGT Eletrosul	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

A tabela abaixo lista as Empresas Investidas avaliadas. As seções 4.1 e 4.2 detalham a avaliação econômico-financeira das Empresas Investidas.

Empresa	% Participação	Valor Justo do Capital (R$ milhões)	Principal Metodologia de Avaliação adotada	Segmento
Energia Sustentável do Brasil S.A. (UHE Jirau)	20,00%	1.495	FCD	Geração
Teles Pires Participações S.A.	24,72%	384	FCD	Geração
Livramento Holding S.A.	78,00%	4	Valor de Transação	Geração

Energia Sustentável do Brasil S.A. (UHE Jirau)

Através de um contrato de concessão de 35 anos firmado em Agosto de 2008, a Energia Sustentável do Brasil S.A. (UHE Jirau) foi constituída com a finalidade de explorar e comercializar o potencial de energia hidráulica da Usina Hidrelétrica Jirau, no município de Porto Velho, capital do estado de Rondônia.

Teles Pires Participações S.A.

Constituída em 2010, a Teles Pires Participações S.A. é a SPE responsável pela construção, operação e manutenção da Usina Hidrelétrica Teles Pires, localizada na fronteira entre os estados do Pará e Mato Grosso, assim como a comercialização de seu potencial elétrico, que através de uma capacidade instalada de 1.820 MW, é responsável pelo abastecimento de mais de 13 milhões de habitantes.

Livramento Holding S.A.

Constituída em 2011 a partir da associação da Eletrosul e a Brasil Energia Renovável – Fundo de Investimento em Participações S.A. a Livramento é o veículo de investimento para implementação do Complexo Eólico do Livramento composto por 5 (cinco) centrais geradoras eólicas no município de Santana do Livramento, Rio Grande do Sul. Em 8 de abril de 2021, o Conselho de Administração aprovou a adesão da CGT Eletrosul ao Decreto nº 9.188/2017 para desinvestimento da sua participação acionária de 78% na SPE Livramento Holding S.A. Ainda, o Conselho de Administração da CGT Eletrosul aprovou a alienação, decorrente da oferta vinculante realizada pela empresa Arthur Moura Engenharia para aquisição da totalidade da participação da CGT Eletrosul, correspondente a 78% da participação societária, na SPE Livramento Holding S.A. O contrato de compra e venda (CCVA) foi assinado em 18 de março de 2022 e o valor da proposta recebida, de R$ 3.709 mil.

Fonte: Administração/EY

4.1 Avaliação das Empresas Investidas por FCD Geração

30 Informações financeiras projetadas
31 Principais premissas operacionais
32 Taxa de desconto
33 Ativos e passivos não operacionais
34 Estimativa de valor

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da CGT Eletrosul	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Informações financeiras projetadas

Geração

As projeções foram baseadas em arquivos disponibilizados pela Administração e/ou pela Empresa.

Premissas Gerais

- Data-base: 30 de junho de 2022;
- Período de projeção: foram projetados de acordo com os respectivos prazos dos contratos de concessão das Empresas Investidas;
- Moeda: Reais ("BRL") em termos nominais;
- Taxa de desconto: Calculada em Reais (BRL) em termos nominais, de acordo com a metodologia *Weighted Average Cost of Capital* ("WACC"). Vide página 32 para detalhes;
- Ajustes: Ativos e passivos não operacionais, incluindo caixa e endividamento, não foram considerados nas projeções de fluxo de caixa. Quando observados, foram tratados à parte e adicionados/subtraídos do valor presente dos fluxos de caixa, impactando no valor do capital das Empresas Investidas;

Informações Financeiras Projetadas

- **Receita líquida**: As receitas foram projetadas de acordo com o volume e preço dos contratos de ACR e ACL firmados pelas Empresas Investidas. 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 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 um GSF médio de 80% em 2022, chegando a 89% em 2023, estabilizando-se em 90% de 2024 até o fim da projeção, conforme estimativa média de mercado. Adicionalmente, foi considerada a venda da totalidade da energia descontratada no mercado SPOT à tarifa de R$ 169/MWh. Destaca-se que algumas Empresas Investidas 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, 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$ 854,1/kW e uma alíquota de 0,4%, aplicável sobre a capacidade instalada. Já o cálculo da CFURH considerou uma TAR de R$ 83,8/kW 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 Investidas.

  A avaliação considerou a compra de energia no mercado SPOT à tarifa de R$ 169/MWh para fazer frente a eventuais déficits de energia projetados.

  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 nas datas-bases e novos investimentos foram projetadas de forma linear a uma taxa de 3,0% a 4,0% ao ano, a depender da empresa. 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 novos 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 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 FCD das Empresas Investidas do segmento de geração, consultar os Anexos 2 e 3.

Os detalhes das premissas operacionais estão apresentados a seguir.

Início
1 Sumário executivo
2 Análise do mercado
3 Avaliação da CGT Eletrosul
4 Avaliação das Investidas
5 Conclusão de valor
6 Itens de governança
7 Apêndices
8 Anexos

Principais premissas operacionais

Geração

A tabela a seguir apresenta as principais premissas operacionais utilizadas para cada uma das respectivas empresas na avaliação por FCD. Para detalhes das informações financeiras projetadas destas empresas, consultar os Anexos 2 e 3.

Empresas Avaliadas / Principais Premissas Operacionais	Energia Sustentável do Brasil S.A. (UHE Jirau)	Companhia Hidrelétrica Teles Pires (CHTP), subsidiária integral de Teles Pires Participações (TPP)
Período de concessão (anos)	37	36
Prazo da concessão	09/2045	01/2047
Período remanescente da concessão (anos)	23 anos e 3 meses	24 anos e 7 meses
Data fim do ACR	2043	2047
Capacidade instalada (MW)	3.750	1.807
Garantia física (MW)	2.212	939
Volume vendido ACR (MW)*	1.565	576
Volume vendido ACL (MW)*	552	307
Preço médio de venda (R$/MWh)*	177,0	125,7
Seguro GSF	S92 e S90	S92
Benefício SUDAM	2033	2026

*Em 30/06/2022.

Fonte: Administração/EY

Início 1 Sumário executivo
2 Análise do mercado
3 Avaliação da CGT Eletrosul
4 Avaliação das Investidas
5 Conclusão de valor
6 Itens de governança
7 Apêndices
8 Anexos

Taxa de Desconto

Geração

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 Investidas do segmento de Geração avaliadas por FCD, consultar o Anexo 5.

Parâmetros	Energia Sustentável do Brasil S.A. (UHE Jirau)	Companhia Hidrelétrica Teles Pires (CHTP), subsidiária integral de Teles Pires Participações (TPP)
Beta desalavancado	0,54	0,54
Capital de terceiros/Capital próprio	62,7%	62,7%
Taxa de IR&CSLL[1]	24,6%	30,4%
Beta realavancado	0,80	0,78
Prêmio de risco de mercado	6,0%	6,0%
Taxa livre de risco	2,8%	2,8%
Risco Brasil	3,2%	3,2%
Diferencial de inflação	1,2%	1,2%
CAPM nominal	**12,1%**	**12,0%**
Custo da dívida (post-tax)	**7,0%**	**6,1%**
Capital de terceiros (D)	**38,5%**	**38,5%**
Capital próprio (E)	**61,5%**	**61,5%**
Taxa de desconto (WACC)	**10,2%**	**9,7%**

[1]Alíquota média considerada ao longo da projeção.

Fonte: Administração/EY

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da CGT Eletrosul	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Ativos e passivos não operacionais

Geração

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 Investidas.

Para detalhes dos ajustes de valor incluídos no cálculo do valor justo das Empresas Investidas do segmento de Geração, avaliadas por FCD, consultar os Anexos 2 e 3.

Componentes dos ajustes R$ milhões	Energia Sustentável do Brasil S.A. (UHE Jirau)	Teles Pires Participações S.A.
(+) ANOPs*	(370)	175
(-) PNOPs*	(629)	(133)
Ativos (Passivos) NOPs, líquidos	**(1.000)**	**42**
(+) Caixa & equivalentes**	633	225
(-) Dívida total	(10.699)	(2.894)
Caixa líquido / (Dívida Líquida)	**(10.066)**	**(2.669)**

*ANOPs e PNOPs são abreviações referentes respectivamente aos ativos não operacionais e passivos não operacionais. Vale mencionar que a conta de "Impostos Diferidos" foi dividida entre "Impostos Diferidos - Prejuízo Fiscal/Base Negativa" e "Impostos Diferidos - Diferenças Temporárias" de modo que, a primeira foi tratada como operacional nas projeções, enquanto a segunda foi tratada como NOP. No caso da UHE Jirau este tratamento resultou em um saldo de Imposto Diferido decorrente de diferenças temporárias negativo, uma vez que o saldo de Prejuízo Fiscal/ Base Negativa é superior à totalidade da conta de Impostos Diferidos tendo em vista os passivos fiscais diferidos decorrentes de diferenças temporárias que são reconhecidos nessa rubrica em termos líquidos.

** Foi considerado apenas o saldo de caixa para deduzir da dívida bruta e obter a dívida líquida. Os saldos de "Títulos e valores mobiliários", "Aplicações financeiras" e afins foram considerados na composição dos ativos não operacionais.

Fonte: Administração/EY

Estimativa de Valor

Geração

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da CGT Eletrosul	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

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

Composição do valor R$ milhões	Energia Sustentável do Brasil S.A. (UHE Jirau)	Teles Pires Participações S.A.[1]
Valor Operacional	18.543	4.180
Caixa líquido (dívida líquida)	(10.066)	(2.669)
NOPs, líquidos	(1.000)	42
Valor da empresa	**7.477**	**1.553**
% Participação CGT Eletrosul	20,00%	24,72%
Valor justo da empresa após participação	**1.495**	**384**

[1]Representa o valor justo do capital de CHTP, subsidiária integral de TPP, calculado por fluxo de caixa descontado e ajustado pela participação de TPP em CHTP, mais o valor de ativos e passivos não operacionais de TPP.

Fonte: Administração/EY

4.2 Avaliação das Empresas Investidas por Múltiplos | Geração

36 Avaliação por múltiplos de Mercado
37 Múltiplos das Comparáveis
38 Múltiplos selecionados
40 Estimativa de valor

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da CGT Eletrosul	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Avaliação por múltiplos de mercado

Geração

Na avaliação por múltiplos de mercado, os múltiplos de avaliação foram calculados com base em dados operacionais de empresas comparáveis de capital aberto ("Comparáveis"). Os múltiplos derivados de Comparáveis fornecem uma indicação de quanto um investidor no mercado estaria disposto a pagar por uma participação minoritária em uma determinada empresa. Esses múltiplos foram aplicados aos dados operacionais das empresas avaliadas para chegar a uma estimativa de valor operacional.

Para a seleção das Comparáveis, realizamos uma pesquisa no S&P Capital IQ utilizando os seguintes critérios:

1. Todas as empresas são negociadas publicamente;
2. Industria: Energia. Subsetor: Geração[1].
3. País: Brasil.

Nota:

1. Para as Empresas Investidas, o subsetor (foco de atuação) foi levado em consideração, sendo segregado entre Geração, Transmissão ou Distribuição. Nos casos em que a atuação de uma determinada empresa avaliada abrangia um ou mais subsetores, uma análise segregada de Receita Líquida e/ou EBITDA por subsetor foi realizada, baseada em informações disponíveis para a data-base.

Avaliação de Múltiplos

Na aplicação da metodologia, os múltiplos de avaliação foram derivados com base em demonstrações financeiras das Comparáveis.

Para eliminar os efeitos de diferentes estruturas de capital entre as Comparáveis, os múltiplos de avaliação foram derivados em uma base não-alavancada.

Assim, os múltiplos foram derivados com base no valor operacional (*enterprise value* – "EV"), sendo eles:

- EV / Receita Líquida LTM
- EV / Receita Líquida LFY
- EV / EBITDA LTM
- EV / EBITDA LFY

Os múltiplos são referentes ao último exercício fiscal (*last fiscal year* – "LFY") e aos últimos doze meses imediatamente anteriores a data-base (*last twelve months* – "LTM")

Comparação operacional e financeira

Após identificar empresas de capital aberto razoavelmente semelhantes e calcular múltiplos adequados, foi necessário analisar o desempenho operacional e financeiro das empresas avaliadas em relação às Comparáveis. Na avaliação e comparação das empresas avaliadas, foram considerados os seguintes fatores:

- **Rentabilidade** – As margens EBITDA das empresas foram classificadas ao longo do intervalo das indicações de margens observado para as Comparáveis nos períodos analisados (LTM e LFY).
- **Crescimento** – As taxas de crescimento anual de Receita Líquida e de EBITDA das empresas avaliadas foram classificadas ao longo do intervalo das indicações das respectivas taxas de crescimento observado para as Comparáveis nos períodos analisados (LTM e LFY).

Estimativa de valor

Os múltiplos selecionados foram aplicados às métricas financeiras correspondentes das empresas, o que resultou em uma série de valores operacionais.

Para o EBITDA, foram realizados ajustes sobre resultados não recorrentes e/ou que não possuem efeito caixa.

Os valores derivados de cada um dos múltiplos selecionados foram ponderados, de acordo com a relevância das métricas financeiras analisadas (Receita Líquida LTM, Receita Líquida LFY, EBITDA LTM e EBITDA LFY).

O valor operacional ponderado foi ajustado pelos saldos de caixa, dívida, ativos não operacionais e passivos não operacionais, resultando em uma estimativa de valor justo para cada uma das empresas avaliadas da data-base.

Consulte o Anexo 4 para os cálculos detalhados.

Início
1 Sumário executivo
2 Análise do mercado
3 Avaliação da CGT Eletrosul
4 Avaliação das Investidas
5 Conclusão de valor
6 Itens de governança
7 Apêndices
8 Anexos

Múltiplos das comparáveis

Geração

A tabela abaixo apresenta os múltiplos das Comparáveis selecionadas do segmento de geração. Para detalhes sobre as informações financeiras das empresas comparáveis, consultar o Anexo 5.

Múltiplos das Comparáveis | Geração

Empresa	EV/ EBITDA LTM	EV/ ROL LTM	EV/ EBITDA LFY	EV/ ROL LFY
Alupar Investimento S.A.	5,0x	4,0 x	4,1 x	3,0 x
CPFL Energia S.A.	5,9x	1,5 x	5,5 x	1,3 x
Engie Brasil Energia S.A.	6,9x	4,1 x	6,4 x	3,5 x
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás	4,7x	3,4 x	3,6 x	2,4 x
Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A.	15,4x	1,7 x	12,0 x	5,1 x
Rio Paranapanema Energia S.A.	6,7x	2,4 x	3,3 x	3,3 x
Neoenergia S.A.	4,8x	1,2 x	5,2 x	1,2 x
Minimo	4,7 x	1,2 x	3,3 x	1,2 x
1o Quartil	4,9 x	1,6 x	3,8 x	1,8 x
Média	7,1 x	2,6 x	5,7 x	2,8 x
3o Quartil	6,8 x	3,7 x	6,0 x	3,4 x
Máximo	15,4 x	4,1 x	12,0 x	5,1 x
Mediana	5,9x	2,4 x	5,2 x	3,0 x

Fonte: Capital IQ

Múltiplos selecionados

Geração

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da CGT Eletrosul	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

A tabela abaixo apresenta os valores operacionais derivados da aplicação dos múltiplos, bem como a respectiva ponderação selecionada. Para detalhes sobre o cálculo de múltiplos das Empresas Investidas do segmento de Geração, consultar o Anexo 4.

Valores derivados da aplicação dos múltiplos de mercado e ponderação (peso)

Empresa	EV/ EBITDA LTM	Peso (%)	EV/ ROL LTM	Peso (%)	EV/ EBITDA LFY	Peso (%)	EV/ ROL LFY	Peso (%)
Energia Sustentável do Brasil S.A. (UHE Jirau)	15,4x	100%	4,1x	0%	12,0x	0%	5,1x	0%
Teles Pires Participações S.A.	15,4x	30%	4,1x	20%	12,0x	30%	5,1x	20%

Múltiplos selecionados

Geração

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da CGT Eletrosul	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Comentários específicos em relação à avaliação por múltiplos

Ponderação entre os múltiplos selecionados

A ponderação entre os múltiplos selecionados seguiu os seguintes critérios:

- **EV/EBITDA Ajustado[1] LTM** Foi atribuído um peso equivalente a 30%, na ponderação entre os múltiplos.
- **EV/EBITDA Ajustado[1] LFY** Foi atribuído um peso equivalente a 30%, na ponderação entre os múltiplos.
- **EV/ROL LTM** Foi atribuído um peso equivalente a 20%, na ponderação entre os múltiplos.
- **EV/ROL LFY** Foi atribuído um peso equivalente a 20%, na ponderação entre os múltiplos.

As exceções aos critérios de ponderação dos múltiplos estão descritas a seguir:

- **Energia Sustentável do Brasil S.A. (UHE Jirau):** Foi analisado a performance histórica recente da empresa e observado um novo patamar de performance operacional via EBITDA e Margem EBITDA. Desta forma, entendemos que o período recente representa de forma mais fidedigna a realidade da operação da empresa e, por isso, atribuímos um peso de 100% para a métrica EV/EBITDA dos últimos dose meses (LTM).

Nota:

(1) Para fins de avaliação de múltiplos foram utilizados EBITDA's Ajustados. Os ajustes realizados levaram em consideração resultados não recorrentes e que não possuem efeito caixa, assim como, resultados de *Impairment*.

Início
1 Sumário executivo
2 Análise do mercado
3 Avaliação da CGT Eletrosul
4 Avaliação das Investidas
5 Conclusão de valor
6 Itens de governança
7 Apêndices
8 Anexos

Estimativa de valor

Geração

A tabela abaixo apresenta a composição do valor justo estimado para cada uma das empresas avaliadas por múltiplos, do segmento de geração. Conforme detalhado abaixo, certos ativos e passivos foram considerados não operacionais ("NOPs") ou porque não são recorrentes ou porque não estão ligados diretamente com as atividades operacionais das Empresas Investidas.

Empresa (em milhões de BRL)	Valor operacional[1]	Caixa (+)	Dívida (-)	Ativos NOPs (+)	Passivos NOPs (-)	Valor da empresa (=)	Participação (%)[2]	Valor Justo após participação
Energia Sustentável do Brasil S.A. (UHE Jirau)	**17.078**	633	(10.699)	(370)	(629)	**6.012**	20,00%	1.202
Teles Pires Participações S.A.	**4.039**	225	(2.894)	175	(133)	**1.412**	24,72%	349

Notas:
(1) Para detalhes sobre o cálculo de múltiplos das Investidas do segmento de Geração, consultar Anexo 4.
(2) Conforme fornecido pela Administração.

Fonte: EY/Administração

5 Conclusão de valor

42 Conclusão de valores

5.1 Conclusão de valor

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da CGT Eletrosul	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Conforme apresentado na seção de metodologia, selecionamos a Metodologia do FCD para a conclusão de valor da CGT Eletrosul Controladora e suas Empresas Investidas de capital fechado cujo o valor do investimento, registrado contabilmente pela Empresa na data-base, fosse igual ou superior à R$ 278 milhões. A metodologia de Múltiplos de Empresas Comparáveis foi utilizada para todas as empresas dentro do escopo de avaliação. No entanto, para as empresas já avaliadas por FCD, Market Cap, ou Valor Transacionado, esta metodologia foi utilizada como análise de razoabilidade para os valores estimados e não para a conclusão de valor.

Dessa forma, de acordo com os parâmetros e premissas mencionados, nossa conclusão de Valor Justo para o total do capital da Empresa é apresentada abaixo:

Composição de Valor (em milhões de BRL)	
Valor Operacional | Controladora	**9.720**
Ativos (passivos) não operacionais	532
Caixa líquido (Dívida líquida)	(3.333)
Valor da Empresa | CGT Eletrosul Controladora	**6.919**
Valor das Empresas Investidas	**1.883**
Valor da Empresa | Consolidado	**8.802**

Valor por ação	Quantidade (mil)	Valor Unitário (R$/ação)
ON	482.568.907	0,018

Fonte: EY / Administração

Empresas Investidas	Avaliação adotada para conclusão	% Participação	Valor justo
Energia Sustentável do Brasil S.A. (UHE Jirau)	FCD	20,00%	1.495
Teles Pires Participações S.A.	FCD	24,72%	384
Livramento Holding S.A.	Transação recente	78,00%	4
Total			**1.883**

O valor justo da Empresa, consolidado, representa o valor justo da CGT Eletrosul Controladora somado ao valor justo de suas Empresas Investidas.

Essa estimativa de valor não considera possíveis contingências, insuficiências ou superveniências ativas ou passivas que não estejam registradas nas posições patrimoniais da Empresa e de suas Empresas Investidas, 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 de justo de R$ 8.802 milhões para 100% do capital da CGT Eletrosul na data-base de 30 de junho de 2022.

6 Itens de governança

44 Declaração de limitações gerais

6.1 Declaração de limitações gerais

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da CGT Eletrosul	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Nossa análise é baseada em informações fornecidas pela administração da Eletrobras. De acordo com as práticas profissionais, a análise é derivada da aplicação da Abordagem da Renda utilizando a metodologia do Fluxo de Caixa Descontado, Market Cap ou Múltiplos, quando aplicável.

Para atingir o objetivo do trabalho de Avaliação Econômico-Financeira, foram aplicados procedimentos sempre baseados em fatos históricos, econômicos e de mercado vigentes em 30 de junho 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.

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.

Nenhum dos sócios ou profissionais da EY que fizeram parte da equipe responsável por este trabalho possui participação financeira na Empresa e/ou Empresas Investidas, 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.

Este estudo foi realizado com base nas informações fornecidas pela Administração, 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 e projetadas utilizadas neste Relatório.

As projeções são baseadas nas informações reportadas nas demonstrações financeiras, fornecidas pela administração da Eletrobras, nas experiências adquiridas em reuniões e nas discussões mantidas com a administração da Eletrobras.

Fez parte do nosso trabalho obter informações com CGT Eletrosul e Eletrobras que julgamos confiáveis, sendo a responsabilidade pela sua veracidade exclusivamente da administração da Eletrobras.

Não foram efetuadas investigações sobre os títulos de propriedade da Empresa, nem verificações da existência de ônus ou gravames.

A EY não é responsável por atualizar este relatório para refletir eventos e circunstâncias que podem ocorrer após a data-base.

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.

Não foi considerado nenhum prêmio de controle na avaliação. Portanto, considerou-se que a estimativa de valor da CGT Eletrosul representa 100% de suas ações.

Não tivemos a oportunidade de expor os negócios ou ativos da Empresa, individualmente ou em conjunto, ao mercado. Como consequência, não pudemos concluir se existem potenciais compradores que desejam pagar uma quantia pelo negócio que exceda a nossa estimativa alcançada.

Este relatório, as estimativas/expectativas, bem como as conclusões apresentadas, são para o uso exclusivo da Administração e dos acionistas da CGT Eletrosul e da Eletrobras, no âmbito da deliberação da operação de Incorporação de Ações. Sendo assim, este documento não pode ser distribuído para outras partes, exceto se requisitado por autoridades locais e fiscais, auditores e advogados das partes, ou sob as seguintes condições:

- A EY deverá ser notificada a respeito de qualquer distribuição deste relatório, que, por sua vez, deverá ser previamente aprovada;
- Os receptores deverão se comprometer, por escrito, a não distribuir este relatório a nenhuma outra parte;
- Este relatório não deverá ser distribuído em partes;

6.1 Declaração de limitações gerais

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da CGT Eletrosul	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

- Qualquer usuário deste relatório deve estar ciente das condições que nortearam este trabalho, bem como das situações de mercado e econômicas do Brasil; e
- Caso necessário, a EY responderá às perguntas dos receptores relativas a este relatório, às custas da CGT Eletrosul, somente se for acordado anteriormente com os receptores o escopo de tais perguntas e respostas.

Este relatório foi preparado para o propósito 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.

Certos dados financeiros usados em nossa avaliação foram derivados de demonstrações financeiras auditadas e/ou não auditadas e são de responsabilidade da administração da Eletrobras. 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.

Não assumimos qualquer responsabilidade por quaisquer decisões negociais, contábeis ou fiscais, que são de responsabilidade da administração da Eletrobras. Entendemos que a administração da Eletrobras 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.

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).

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.

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. O método do FCD não antecipa mudanças nos ambientes externo e interno em que a empresa está inserida, exceto aquelas apontadas neste relatório.

7 Apêndices

47 Metodologias de avaliação
48 Metodologia Taxa de Desconto
49 Análise macroeconômica
50 Empresas Comparáveis

7.1 Metodologias de avaliação

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da CGT Eletrosul	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Na avaliação do valor patrimonial ou empresarial de uma empresa, três abordagens diferentes podem ser empregadas para estimar o Valor Justo de Mercado das partes interessadas: a Abordagem de Renda, a Abordagem de Mercado e a Abordagem de Custo. Embora cada uma destas abordagens seja inicialmente considerada na avaliação, a natureza e características da empresa indicarão qual abordagem, ou abordagens, é a mais aplicável.

Abordagem de renda

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

O fluxo de caixa disponível para distribuição é definido, para fins desta análise, como a quantidade de caixa que poderia ser distribuída sem prejudicar a lucratividade futura ou as operações da empresa. O fluxo de caixa disponível para distribuição e o valor terminal (o valor da empresa sujeita no final do período de estimativa) são então descontados para valor presente para se obter uma indicação do valor da empresa comercial para cada empresa. Para fins desta análise, os fluxos de caixa para todos os investidores são estimados, portanto, a dívida remunerada e a despesa com 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;
- Avaliado e ajustado 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 de custos

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.

7.2 Metodologia Taxa de Desconto

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da CGT Eletrosul	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Cálculo da WACC

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

Onde:

- = Capital próprio/capital de terceiro
- = Custo do capital próprio
- = Valor da dívida remunerada/valor da totalidade do capital
- = Custo do capital de terceiros

Custo de capital próprio

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

onde:

- = Taxa de retorno livre de risco
- = Risco sistemático do capital
- = Prêmio de risco de mercado

A metodologia do *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) mede a ponderação do custo de dívida e capital próprio pela porcentagem de cada um deles na estrutura de capital da empresa.

A magnitude da taxa de desconto está relacionada com o risco percebido do investimento. O conceito de risco envolve uma situação de investimento em que se conhece uma taxa de retorno sem risco e completa incerteza de retorno monetário. Quando um investidor analisa dois investimentos de mesmo retorno monetário, acaba optando por aquele que menor risco. Assim, quanto maior o risco, maior o retorno esperado.

Custo do capital próprio

Para estimar o custo de oportunidade do capital próprio, é utilizado o Capital asset pricing model (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 de mercado do risco (prêmio de risco de mercado).

Taxa livre de risco

O prêmio oferecido pelo US Treasury bond de 20 anos foi utilizado como retorno aproximado de uma taxa livre de risco. As taxas de títulos mais longos são geralmente consideradas como um resultado mais próximo de uma taxa livre de risco e, apesar de títulos de 30 anos existirem, as taxas dos títulos de 20 anos não refletem a demanda adicional por tais títulos mais longos, considerados como o maior prazo de segurança possível.

Beta

Beta foi selecionado com base na análise de betas de ações de empresas de capital aberto similares. Um coeficiente de beta de 1,0 implica que o retorno da companhia varia de acordo com o mercado em geral. Os betas das empresas comparáveis foram extraídos do S&P Capital IQ. Nosso beta desalavancado para a Empresa é equivalente a média dos betas das empresas comparáveis.

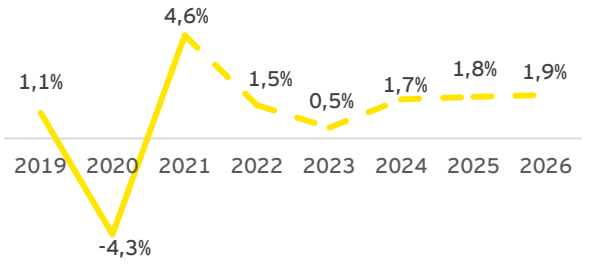
Prêmio de risco de mercado

EY utilizou um prêmio de risco de mercado de 6,0% em nossa estimativa de retorno de capital. Tal prêmio é estimado de acordo com o retorno de um investidor de longo prazo requer frente a demais retornos livres de risco segundo um portfolio diversificado de ações de companhias negociadas nos Estados Unidos. Nosso prêmio leva em consideração retornos históricos realizados tanto no curto quanto estimativas para o longo prazo, estudos acadêmicos publicados recentemente, e reflete o aumento da volatilidade de mercado e incertezas criadas pela pandemia do corona vírus.

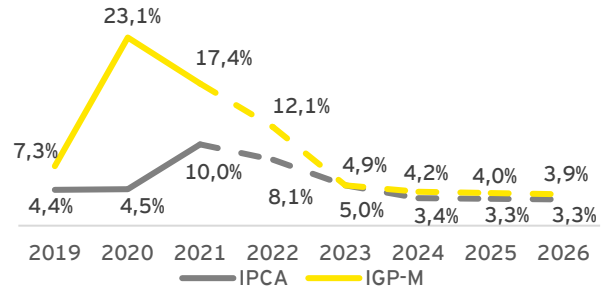
7.3 Análise macroeconômica

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da CGT Eletrosul	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

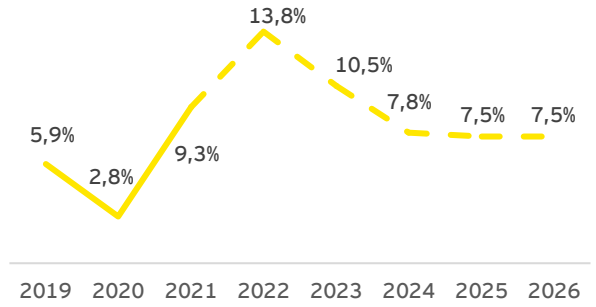
PIB anual (%)



Inflação anual (%)



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 2021 em 4,6%. Segundo expectativas do Bacen, até 30 de junho de 2022, é esperado um crescimento médio de 1,5% do PIB em 2022 e 0,5% em 2023.

Inflação

O índice de inflação oficial, IPCA (Índice de Preços ao Consumidor Amplo), foi de 10,0% em 2021. De acordo com as expectativas de mercado apresentadas pelo Bacen até 30 de junho de 2022, a variação do índice de inflação IPCA deve chegar a 8,1% em 2022 e 5,0% em 2023. Já o Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M), calculado pela FGV, fechou ano de 2021 em 17,4%. As expectativas dos analistas do Boletim Focus é de que esse índice fique em 12,1% em 2022 e 4,9% em 2023. O aumento da inflação impacta diretamente na tarifa de energia elétrica, a qual é reajustada anualmente com base na variação do IPCA registrada no período.

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, elevar a taxa básica de juros para 13,25% a.a., em reunião realizada em 15 de junho de 2022. O Comitê entende que essa decisão reflete seu cenário básico e balanço de riscos de variância maior do que a usual para a inflação prospectiva e é compatível com a convergência da inflação para a meta no horizonte relevante, que inclui o ano-calendário de 2022 e 2023.

A taxa de câmbio fechou o mês de março de 2022 em 5,24 BRL/USD. As expectativas de mercado apontam para taxas médias de 5,09 BRL/USD para 2022 e 5,10 BRL/USD para 2023.

Risco-Brasil[1]

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 março de 2022 em 294 pontos-base, o que indica uma diferença de 2,94 p.p. entre o desempenho dos títulos brasileiros e dos títulos norte-americanos. A média dos últimos 6 meses foi de 3,34 p.p. Fonte: Embi+, calculado pelo JP Morgan.

Início 1 Sumário executivo
2 Análise do mercado
3 Avaliação da CGT Eletrosul
4 Avaliação das Investidas
5 Conclusão de valor
6 Itens de governança
7 Apêndices
8 Anexos

7.4 Empresas Comparáveis

Geração

Empresa	Descrição
CPFL Energia S.A.	A CPFL Energia S.A., por meio de suas subsidiárias, gera, transmite, distribui e comercializa energia elétrica para clientes residenciais, industriais e comerciais no Brasil. A empresa gera eletricidade por meio de usinas eólicas, de biomassa, solares e hidrelétricas. Em 31 de dezembro de 2021, a empresa distribuía eletricidade para 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 transformação 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 atua na geração, transformação, distribuição e comercialização de energia para clientes industriais, residenciais, comerciais, rurais entre outros, principalmente no Estado do Paraná, Brasil. A COPEL também está envolvida na distribuição de gás natural canalizado. Em 31 de dezembro de 2021, a empresa operava 20 usinas hidrelétricas, 30 eólicas e 1 termelétrica com capacidade instalada total 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., em conjunto com suas subsidiárias, gera e comercializa energia elétrica no Brasil. A empresa opera 68 usinas, incluindo 11 hidrelétricas, 4 usinas termelétricas, 49 usinas eólicas, 3 usinas de biomassa, 2 usinas solares fotovoltaicas, 1 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. atua como subsidiária da ENGIE Brasil Participações Ltda.
AES Brasil Energia S.A.	A AES Brasil Energia S.A., juntamente com suas subsidiárias, atua no negócio de geração de energia renovável no Brasil. Gera eletricidade por meio de fontes hidrelétricas, eólicas e solares. Seu portfólio de ativos tem uma capacidade total instalada de 4,5 GW, incluindo 2.658,4 megawatts hídricos, 1.532,8 megawatts eólicos e 295,1 megawatts solares. A empresa está sediada em São Paulo, Brasil.
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - A Eletrobras, por meio de suas subsidiárias, atua na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica no Brasil. A empresa gera eletricidade por meio de usinas hidrelétricas, térmicas, nucleares, eólicas e solares. Em 31 de dezembro de 2021, possuía e operava 32 usinas hidrelétricas com capacidade instalada total de 46.295,75 megawatts, 9 usinas térmicas, incluindo unidades de geração de energia a carvão, óleo e gás, com capacidade total instalada de 1.505 megawatts e 2 usinas nucleares compostas por Angra I com capacidade instalada de 640 megawatts e Angra II com 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.
Companhia Energética de Minas Gerais	A Companhia Energética de Minas Gerais, por meio de suas subsidiárias, 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 e com 545.706 km de linhas de distribuição e 7.160 km 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 tecnológicos e sistemas de gestão operacional de concessões de serviços públicos, prestação de serviços de telecomunicações, geração distribuída, serviços de contas, cogeração, eficiência energética e atividades de gestão de abastecimento e armazenamento. A empresa foi constituída em 1952 e está sediada em Belo Horizonte, Brasil.

Fonte: Capital IQ

7.4 Empresas Comparáveis

Transmissão

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da CGT Eletrosul	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Empresa	Descrição
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 km de linhas de transmissão, que incluem 11.685 km de linhas de transmissão em operação e 2.329 km de linhas em construção, além de 100 subestações com tensão variando 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 instalada total de transformação de 71,7 mil MVA juntamente com 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.
Afluente Transmissão de Energia Elétrica S.A.	A Afluente Transmissão de Energia Elétrica S.A. opera linhas de transmissão e subestações na Bahia, Brasil. Opera as 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.

Fonte: Capital IQ

8 Anexos

Anexos

Índice		Página
Avaliação da CGT Eletrosul | Controladora		
1	**CGT Eletrosul**	
1.1	CGT Eletrosul – DRE	54
1.2	CGT Eletrosul – FC	57
Avaliação das Investidas por FCD | Geração		
2	**Energia Sustentável do Brasil S.A. (UHE Jirau)**	
2.1	Energia Sustentável do Brasil S.A. (UHE Jirau) – Principais Premissas	58
2.2	Energia Sustentável do Brasil S.A. (UHE Jirau) – DRE	59
2.3	Energia Sustentável do Brasil S.A. (UHE Jirau) – FC	61
3	**Companhia Hidrelétrica Teles Pires (CHTP)**	
3.1	Companhia Hidrelétrica Teles Pires (CHTP) – Principais Premissas	62
3.2	Companhia Hidrelétrica Teles Pires (CHTP) – DRE	63
3.3	Companhia Hidrelétrica Teles Pires (CHTP) – FC	65
Avaliação das Investidas por Múltiplos de Mercado		
4.1	Informações financeiras selecionadas – Geração	66
4.2	Análise por múltiplos de mercado – Geração	67
Informações financeiras das empresas comparáveis		
5.1	Geração	68
5.2	Transmissão	70

Anexo 1.1: CGT Eletrosul – DRE (2020-2033)

Eletrosul Visão Controladora – Em BRL milhões	*Informação Financeira Histórica*			*Informação Financeira Projetada*											
DRE (Em BRL milhões)	**dez/20**	**dez/21**	**jun/22**	**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	**2.988**	**3.660**	**2.154**	**2.238**	**2.800**	**2.807**	**2.256**	**2.273**	**2.348**	**2.426**	**2.041**	**2.108**	**2.178**	**2.226**	**2.276**
Geração	1.426	1.729	998	539	1.117	1.159	604	624	645	666	688	711	734	735	736
Receita Anual Permitida	1.563	1.931	1.156	1.699	1.683	1.648	1.651	1.649	1.703	1.760	1.353	1.398	1.444	1.491	1.540
Deduções	(342)	(354)	(205)	(256)	(335)	(337)	(272)	(275)	(284)	(293)	(254)	(262)	(271)	(277)	(284)
Receita líquida	**2.646**	**3.307**	**1.949**	**1.982**	**2.465**	**2.470**	**1.984**	**1.999**	**2.065**	**2.133**	**1.787**	**1.846**	**1.907**	**1.949**	**1.992**
Custos e Despesas	**(2.771)**	**(2.569)**	**(1.064)**	**(384)**	**(853)**	**(950)**	**(428)**	**(431)**	**(445)**	**(460)**	**(400)**	**(415)**	**(429)**	**(443)**	**(457)**
Pessoal e Encargos	(487)	(491)	(265)	(57)	(168)	(274)	(68)	(67)	(70)	(72)	(74)	(77)	(79)	(82)	(85)
Materiais e Produtos (Demais)	(78)	(94)	(40)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Serviços de Terceiros	(139)	(174)	(115)	(27)	(82)	(134)	(30)	(34)	(33)	(34)	(35)	(37)	(38)	(39)	(40)
Outros Dispêndios Correntes	(1.812)	(1.366)	(239)	(25)	(239)	(183)	(5)	(5)	(6)	(7)	(12)	(15)	(15)	(16)	(16)
Energia Comprada	-	-	(193)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Encargos de transmissão	(50)	(55)	(29)	(17)	(70)	(72)	(37)	(38)	(39)	(40)	(42)	(43)	(45)	(46)	(48)
Combustível	(60)	(186)	(66)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Royalties	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Opex - Transmissoras	-	-	-	(258)	(294)	(287)	(288)	(288)	(297)	(307)	(236)	(244)	(252)	(260)	(269)
Obrigações CDE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo de construção	(144)	(202)	(116)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	**(125)**	**738**	**886**	**1.598**	**1.612**	**1.520**	**1.556**	**1.567**	**1.619**	**1.672**	**1.388**	**1.431**	**1.479**	**1.506**	**1.535**
Depreciação e Amortização	(236)	(233)	(116)	(94)	(99)	(118)	(141)	(158)	(164)	(165)	(166)	(167)	(168)	(169)	(171)
EBIT	**(361)**	**505**	**770**	**1.504**	**1.514**	**1.402**	**1.415**	**1.409**	**1.455**	**1.508**	**1.222**	**1.264**	**1.310**	**1.337**	**1.365**
Receita Financeira	59	53	111	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa Financeira	(381)	(352)	(143)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Receitas e despesas de equivalência	(64)	(8)	(17)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras receitas e despesas operacionais	676	239	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	**(71)**	**437**	**721**	**1.504**	**1.514**	**1.402**	**1.415**	**1.409**	**1.455**	**1.508**	**1.222**	**1.264**	**1.310**	**1.337**	**1.365**
IR e CSLL - corrente	(88)	(45)	(65)	(511)	(515)	(477)	(481)	(479)	(495)	(513)	(415)	(430)	(445)	(455)	(464)
IR e CSLL - diferido	2.037	(100)	(161)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incentivo Fiscal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro líquido	**1.877**	**291**	**495**	**993**	**999**	**925**	**934**	**930**	**960**	**995**	**806**	**834**	**865**	**882**	**901**

Fonte: Administração/EY

Anexo 1.1: CGT Eletrosul – DRE (2034-2048)

Eletrosul Visão Controladora – 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	**2.351**	**2.304**	**2.054**	**2.037**	**2.104**	**2.140**	**1.947**	**1.790**	**1.825**	**1.718**	**609**	**565**	**473**	**363**	**74**
Geração	760	785	804	830	857	865	641	496	513	530	547	565	473	363	74
Receita Anual Permitida	1.591	1.519	1.251	1.207	1.247	1.275	1.306	1.294	1.312	1.188	62	-	-	-	-
Deduções	(293)	(290)	(265)	(265)	(273)	(279)	(243)	(213)	(218)	(207)	(91)	(87)	(78)	(59)	(8)
Receita líquida	**2.058**	**2.014**	**1.789**	**1.772**	**1.831**	**1.861**	**1.704**	**1.577**	**1.608**	**1.511**	**518**	**478**	**395**	**304**	**66**
Custos e Despesas	**(472)**	**(466)**	**(426)**	**(425)**	**(438)**	**(455)**	**(422)**	**(420)**	**(430)**	**(415)**	**(225)**	**(241)**	**(184)**	**(147)**	**(28)**
Pessoal e Encargos	(87)	(90)	(93)	(96)	(101)	(109)	(88)	(91)	(94)	(97)	(100)	(117)	(89)	(80)	(14)
Materiais e Produtos (Demais)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Serviços de Terceiros	(42)	(43)	(44)	(46)	(48)	(52)	(42)	(43)	(45)	(46)	(48)	(56)	(43)	(38)	(7)
Outros Dispêndios Correntes	(17)	(17)	(18)	(18)	(17)	(18)	(13)	(7)	(8)	(8)	(8)	(10)	(7)	(8)	(1)
Energia Comprada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Encargos de transmissão	(49)	(51)	(52)	(54)	(55)	(55)	(51)	(53)	(55)	(57)	(59)	(57)	(44)	(20)	(6)
Combustível	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Royalties	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Opex - Transmissoras	(278)	(265)	(218)	(210)	(217)	(222)	(228)	(226)	(229)	(207)	(11)	-	-	-	-
Obrigações CDE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo de construção	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	**1.586**	**1.548**	**1.363**	**1.347**	**1.392**	**1.406**	**1.282**	**1.157**	**1.178**	**1.096**	**293**	**238**	**211**	**157**	**38**
Depreciação e Amortização	(172)	(173)	(174)	(176)	(177)	(179)	(180)	(182)	(183)	(185)	(187)	(189)	(190)	(183)	(107)
EBIT	**1.414**	**1.375**	**1.189**	**1.171**	**1.215**	**1.227**	**1.102**	**975**	**995**	**911**	**107**	**49**	**21**	**(26)**	**(68)**
Receita Financeira	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa Financeira	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Receitas e despesas de equivalência	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras receitas e despesas operacionais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	**1.414**	**1.375**	**1.189**	**1.171**	**1.215**	**1.227**	**1.102**	**975**	**995**	**911**	**107**	**49**	**21**	**(26)**	**(68)**
IR e CSLL - corrente	(481)	(467)	(404)	(398)	(413)	(417)	(375)	(332)	(338)	(310)	(36)	(17)	(7)	-	-
IR e CSLL - diferido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6	17
Incentivo Fiscal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro líquido	**933**	**907**	**785**	**773**	**802**	**810**	**727**	**644**	**656**	**601**	**70**	**32**	**14**	**(19)**	**(51)**

Fonte: Administração/EY

Anexo 1.1: CGT Eletrosul – DRE (2049-2052)

Eletrosul Visão Controladora – Em BRL milhões	*Informação Financeira Projetada*			
DRE (Em BRL milhões)	**dez/49**	**dez/50**	**dez/51**	**dez/52**
Receita Bruta	**76**	**-**	**-**	**-**
Geração	76	-	-	-
Receita Anual Permitida	-	-	-	-
Deduções	(8)	-	-	-
Receita líquida	**68**	**-**	**-**	**-**
Custos e Despesas	**(33)**	**-**	**-**	**-**
Pessoal e Encargos	(19)	-	-	-
Materiais e Produtos (Demais)	-	-	-	-
Serviços de Terceiros	(9)	-	-	-
Outros Dispêndios Correntes	(2)	-	-	-
Energia Comprada	-	-	-	-
Encargos de transmissão	(3)	-	-	-
Combustível	-	-	-	-
Royalties	-	-	-	-
Opex - Transmissoras	-	-	-	-
Obrigações CDE	-	-	-	-
Custo de construção	-	-	-	-
EBITDA	**35**	**-**	**-**	**-**
Depreciação e Amortização	(104)	(87)	(66)	(44)
EBIT	**(69)**	**(87)**	**(66)**	**(44)**
Receita Financeira	-	-	-	-
Despesa Financeira	-	-	-	-
Receitas e despesas de equivalência	-	-	-	-
Outras receitas e despesas operacionais	-	-	-	-
EBT	**(69)**	**(87)**	**(66)**	**(44)**
IR e CSLL - corrente	-	-	-	-
IR e CSLL - diferido	17	22	16	11
Incentivo Fiscal	-	-	-	-
Lucro líquido	**(52)**	**(65)**	**(49)**	**(33)**

Fonte: Administração/EY

Anexo 1.2: CGT Eletrosul – FC

Eletrosul Visão Controladora – Em BRL milhões	*Informação Financeira Projetada*														
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	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	dez/35	dez/36
Fluxo de caixa operacional	998	1.428	1.199	1.200	1.231	1.268	1.309	1.127	1.126	1.162	1.123	1.068	1.100	1.085	979
(+) EBITDA	1.598	1.612	1.520	1.556	1.567	1.619	1.672	1.388	1.431	1.479	1.506	1.535	1.586	1.548	1.363
(-) IR e CSLL - FCLF	(358)	(360)	(334)	(337)	(335)	(346)	(359)	(291)	(301)	(312)	(381)	(464)	(481)	(467)	(404)
(+/-) Variação do capital de giro	(242)	176	13	(19)	(1)	(5)	(5)	30	(4)	(5)	(2)	(3)	(5)	4	20
Capex	(124)	(491)	(615)	(446)	(143)	(27)	(28)	(29)	(29)	(30)	(31)	(32)	(34)	(35)	(36)
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	873	938	584	754	1.089	1.241	1.281	1.098	1.097	1.132	1.092	1.036	1.066	1.050	943

Eletrosul Visão Controladora – 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	dez/50	dez/51	dez/52
Fluxo de caixa operacional	950	975	988	919	838	838	795	342	228	206	161	46	35	3	-	-
(+) EBITDA	1.347	1.392	1.406	1.282	1.157	1.178	1.096	293	238	211	157	38	35	-	-	-
(-) IR e CSLL - FCLF	(398)	(413)	(417)	(375)	(332)	(338)	(310)	(36)	(17)	(7)	-	-	-	-	-	-
(+/-) Variação do capital de giro	2	(5)	(1)	12	12	(2)	9	85	7	2	4	8	1	3	-	-
Capex	(37)	(38)	(39)	(41)	(42)	(43)	(45)	(46)	(48)	(49)	(51)	(53)	(55)	(56)	(58)	(60)
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	914	937	949	878	796	794	750	295	180	156	110	(7)	(19)	(53)	(58)	(60)

Fonte: Administração/EY

Anexo 2.1: Energia Sustentável do Brasil S.A. (UHE Jirau) – Principais Premissas

Descrição

Constituída em 2007, Energia Sustentável do Brasil S.A. (UHE Jirau) é a empresa responsável pela operação e comercialização do potencial energético da Usina Hidrelétrica Jirau. Celebrado em agosto de 2008, o contrato de concessão teria inicialmente duração de 35 anos, entretanto, através do Despacho 921/2022 da ANEEL, o prazo foi estendido em até setembro de 2045. A UHE Jirau possui uma capacidade instalada de 3.750 MW.

Receita

As receitas foram projetadas de acordo com o volume e preço dos contratos no ACR e ACL firmados pela SPE. Os contratos no ACR representam 73,5% da garantia física e totalizam 1565 MW. Deste total, 1.356 MW estão contratados até 2042 a um preço médio de R$ 153/MWh na data-base e os outros 209 MW estão contratados até 2043 a um preço médio de R$ 177/MWh. Tais contratos têm o preço reajustado anualmente pelo IPCA nos meses de julho e janeiro, respectivamente. Já os contratos do ACL representam 26,5% da garantia física, totalizando 552 MW, e estão contratados até 2042 a um preço médio de R$ 238/MWh, sendo reajustados anualmente pelo IPCA no mês de janeiro.

A avaliação considerou um GSF médio de 80% em 2022, chegando a 89% em 2023, estabilizando-se em 90% de 2024 até o fim da projeção, conforme estimativa média de mercado. Foi considerada a venda da totalidade da energia descontratada no mercado SPOT sob uma tarifa de R$ 169/MWh. Faz-se importante mencionar que a UHE Jirau possui seguro de repactuação de risco hidrológico para 1.312 MW (com cobertura limitada a um GSF de 92%) e do tipo SP90 para 193MW (com cobertura limitada a um GSF de 90%) com vigência até 2027 e 2029, respectivamente.

Sobre a receita bruta há incidência de PIS e COFINS, projetados conforme alíquotas aplicáveis ao regime tributário de Lucro Real. Além disso são projetados encargos de P&D com alíquota de 1,0% sobre a receita líquida de PIS/Cofins, CFURH e TFSEE. Desta forma, a receita líquida projetada observou um crescimento anual médio de 2,8% ao longo da projeção.

Custos e Despesas

Os principais custos e despesas operacionais são compostos por encargos de uso e conexão, custos com compra de energia, seguros, O&M, pessoal, materiais, 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 um BETU de R$ 854,1/kW e uma alíquota de 0,4%, aplicável sobre a capacidade instalada. Já o cálculo da CFURH considerou uma TAR de R$ 83,8/kW e alíquota de 7%, aplicável sobre a energia assegurada líquida de perdas. Por fim, a TUST foi calculada com base em uma tarifa de R$ 24/kW/mês em 2022, chegando a R$ 18,9/kW/mês em 2024, estabilizando-se neste patamar até o fim da projeção (tal redução é prevista em função de alterações de âmbito regulatório e de novas perspectivas do setor, conforme informado pela Administração).

A UHE Jirau possui contratos de compra de energia até 2025 que totalizam 181 MW e possuem preço médio de R$ 145/MWh. Além destes contratos, foi considerada a compra de energia no mercado SPOT à tarifa de R$ 169/MWh para fazer frente a eventuais déficits de energia projetados.

Os demais custos e despesas englobam gastos com pessoal, materiais, serviços de terceiros, pagamento de UBP, dentre outros, que foram projetados em linha com o histórico da companhia e corrigidos anualmente pelo IPCA. Deste modo, a margem EBITDA média anual projetada para UHE Jirau foi de 55,9%.

Imposto de Renda

A projeção dos impostos diretos foi baseada no regime de tributação do Lucro Real, o qual a SPE está enquadrada.

Os impostos diretos foram projetados de acordo com a legislação fiscal brasileira vigente, observando-se a alíquota de 34%.

A avaliação considera o aproveitamento do saldo de prejuízo fiscal existente na data-base, representado pelo imposto de renda diferido contabilizado no montante de R$ 2,2 bilhões, sendo a compensação dos prejuízos limitada a 30% do lucro real. Adicionalmente, foi considerado o benefício fiscal da SUDAM que permite uma redução de 75% da alíquota do IRPJ, válido até 2033.

Investimentos (CAPEX) e Depreciação

De acordo com as expectativas da administração, foi projetado um CAPEX de manutenção com o objetivo de manter o nível operacional e de manutenção do ativo, que totalizou R$ 680 milhões (em termos reais) ao longo do período projetivo e representou, em média, 1,0% da ROL ao longo da projeção.

As despesas com depreciação relativas aos ativos existentes na data-base e aos novos investimentos foram projetadas de forma linear a uma taxa de 3,8% ao ano. É importante ressaltar que ao final da projeção é considerado um saldo residual de R$ 305 milhões referente aos ativos que não foram integralmente depreciados ao longo da concessão, impactando o fluxo de caixa no último período projetivo.

Capital de giro

O capital de giro estimado foi baseado nas demonstrações financeiras históricas da UHE Jirau. As contas patrimoniais foram analisadas e classificadas como ativos e passivos operacionais ou não operacionais. Os Drivers históricos de capital de giro foram calculados para os ativos e passivos operacionais baseados nas receitas, custos e despesas operacionais, conforme aplicável, e utilizados nas projeções. Desta forma, o capital de giro representou, em média, 4,4% da ROL ao longo da projeção.

Taxa de Desconto

O fluxo de caixa foi descontado a valor presente utilizando uma taxa de desconto (WACC) de 10,2%, cujo detalhamento é apresentado na página 32 deste Relatório.

Ajustes NOPs

As contas do ativo consideradas como NOP e adicionadas ao valor do capital da Jirau foram: Créditos de Impostos de Longo Prazo, Impostos Diferidos (oriundos de diferenças temporárias), Despesas Antecipadas de Longo Prazo, Depósitos Judiciais e Outros Ativos Não circulantes. Já as contas do passivo classificadas como NOP e subtraídas do valor do capital da Jirau foram: Provisões e Outros Passivos Não Circulantes.

Anexo 2.2: Energia Sustentável do Brasil S.A. (UHE Jirau) – DRE (2020-2033)

Energia Sustentável do Brasil S.A. (UHE Jirau) - Em BRL milhões	*Informação Financeira Histórica*			*Informação Financeira Projetada*											
DRE (Em BRL milhões)	**dez/20**	**dez/21**	**jun/22**	**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	**2.979**	**3.097**	**1.706**	**1.752**	**3.807**	**3.919**	**4.028**	**4.161**	**4.298**	**4.452**	**4.586**	**4.738**	**4.894**	**5.069**	**5.222**
Fornecimento de Energia - ACR	1.899	1.987	1.058	1.134	2.401	2.511	2.589	2.674	2.762	2.861	2.947	3.044	3.145	3.257	3.355
Fornecimento de Energia - ACL	1.062	1.107	525	618	1.326	1.396	1.440	1.487	1.536	1.591	1.639	1.693	1.749	1.812	1.866
Fornecimento de Energia - Curto Prazo	-	-	-	-	80	12	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras Receitas	17	3	124	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deduções	(301)	(313)	(164)	(177)	(385)	(397)	(408)	(421)	(435)	(450)	(464)	(479)	(495)	(513)	(528)
Receita líquida	**2.678**	**2.784**	**1.542**	**1.575**	**3.422**	**3.523**	**3.621**	**3.740**	**3.864**	**4.002**	**4.122**	**4.258**	**4.399**	**4.556**	**4.693**
Custo total	(1.469)	(1.374)	(825)	(810)	(1.331)	(1.172)	(1.190)	(1.270)	(1.335)	(1.404)	(1.452)	(1.502)	(1.551)	(1.603)	(1.655)
Encargos de transmissão, conexão e distribuição	(1.024)	(707)	(609)	(560)	(1.075)	(998)	(1.030)	(1.064)	(1.099)	(1.136)	(1.173)	(1.212)	(1.252)	(1.293)	(1.335)
Serviços de operação e manutenção	(23)	(31)	(27)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo de compra de energia	(74)	(237)	(145)	(244)	(249)	(170)	(154)	(201)	(231)	(263)	(275)	(286)	(295)	(306)	(315)
UBP	-	-	-	(6)	(8)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(4)	(4)	(4)	(4)
Outros custos e despesas	(348)	(399)	(45)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro Bruto	**1.209**	**1.410**	**717**	**765**	**2.091**	**2.350**	**2.431**	**2.470**	**2.528**	**2.598**	**2.670**	**2.757**	**2.848**	**2.953**	**3.039**
Despesas	(71)	(93)	(35)	(143)	(295)	(327)	(272)	(279)	(289)	(299)	(316)	(312)	(321)	(332)	(345)
Pessoal	(32)	(29)	(15)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Serviços de Terceiros	(23)	(29)	(13)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Seguros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras Despesas	(16)	(35)	(7)	(143)	(295)	(327)	(272)	(279)	(289)	(299)	(316)	(312)	(321)	(332)	(345)
EBITDA	**1.138**	**1.316**	**683**	**622**	**1.796**	**2.023**	**2.160**	**2.191**	**2.240**	**2.299**	**2.354**	**2.444**	**2.527**	**2.621**	**2.694**
Depreciação	(819)	(805)	(382)	(435)	(873)	(876)	(880)	(884)	(884)	(884)	(884)	(887)	(889)	(892)	(894)
Amortização	-	-	-	(13)	(26)	(26)	(26)	(26)	(25)	(22)	(22)	(22)	(22)	(22)	(22)
EBIT	**319**	**511**	**301**	**174**	**896**	**1.121**	**1.254**	**1.281**	**1.331**	**1.392**	**1.448**	**1.535**	**1.616**	**1.707**	**1.778**
Receita/Despesa Financeira	(783)	(802)	(428)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa financeira do pagamento da outorga	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	**(464)**	**(291)**	**(128)**	**174**	**896**	**1.121**	**1.254**	**1.281**	**1.331**	**1.392**	**1.448**	**1.535**	**1.616**	**1.707**	**1.778**
IR e CSLL - corrente	-	-	-	(26)	(137)	(171)	(191)	(195)	(203)	(212)	(221)	(234)	(246)	(260)	(271)
IR e CSLL - diferido	155	97	43	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortização do ágio e reversão PMIPL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro líquido	**(309)**	**(194)**	**(85)**	**147**	**760**	**950**	**1.062**	**1.085**	**1.128**	**1.180**	**1.227**	**1.301**	**1.369**	**1.446**	**1.507**

Fonte: Administração/EY

Anexo 2.2: Energia Sustentável do Brasil S.A. (UHE Jirau) – DRE (2034-2045)

Energia Sustentável do Brasil S.A. (UHE Jirau) - 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**
Receita Bruta	**5.394**	**4.658**	**4.767**	**4.910**	**5.072**	**5.239**	**5.427**	**5.590**	**5.775**	**6.260**	**6.403**	**4.947**
Fornecimento de Energia - ACR	3.466	3.580	3.708	3.820	3.946	4.076	4.222	4.349	4.493	727	-	-
Fornecimento de Energia - ACL	1.928	195	32	33	34	35	37	38	39	-	-	-
Fornecimento de Energia - Curto Prazo	-	883	1.026	1.057	1.092	1.128	1.168	1.203	1.243	5.532	6.403	4.947
Outras Receitas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deduções	(546)	(471)	(482)	(496)	(513)	(530)	(549)	(565)	(584)	(633)	(647)	(500)
Receita líquida	**4.848**	**4.187**	**4.285**	**4.414**	**4.559**	**4.710**	**4.878**	**5.025**	**5.191**	**5.627**	**5.755**	**4.447**
Custo total	(1.709)	(1.496)	(1.546)	(1.596)	(1.649)	(1.703)	(1.760)	(1.817)	(1.877)	(1.939)	(1.909)	(1.478)
Encargos de transmissão, conexão e distribuição	(1.379)	(1.425)	(1.472)	(1.520)	(1.571)	(1.622)	(1.676)	(1.731)	(1.788)	(1.847)	(1.908)	(1.478)
Serviços de operação e manutenção	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo de compra de energia	(326)	(68)	(70)	(73)	(76)	(78)	(81)	(85)	(88)	(91)	-	-
UBP	(4)	(3)	(3)	(3)	(3)	(2)	(2)	(2)	(1)	(1)	(0)	-
Outros custos e despesas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro Bruto	**3.139**	**2.691**	**2.739**	**2.818**	**2.911**	**3.007**	**3.118**	**3.208**	**3.314**	**3.688**	**3.846**	**2.968**
Despesas	(357)	(370)	(384)	(395)	(409)	(435)	(440)	(456)	(473)	(491)	(412)	(319)
Pessoal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Serviços de Terceiros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Seguros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras Despesas	(357)	(370)	(384)	(395)	(409)	(435)	(440)	(456)	(473)	(491)	(412)	(319)
EBITDA	**2.782**	**2.321**	**2.355**	**2.423**	**2.501**	**2.571**	**2.678**	**2.752**	**2.840**	**3.197**	**3.434**	**2.649**
Depreciação	(894)	(895)	(896)	(896)	(896)	(896)	(898)	(899)	(351)	(33)	(33)	(25)
Amortização	(22)	(22)	(22)	(22)	(22)	(22)	(22)	(22)	(22)	(22)	(22)	(11)
EBIT	**1.865**	**1.404**	**1.437**	**1.504**	**1.583**	**1.652**	**1.758**	**1.831**	**2.467**	**3.142**	**3.379**	**2.613**
Receita/Despesa Financeira	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa financeira do pagamento da outorga	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	**1.865**	**1.404**	**1.437**	**1.504**	**1.583**	**1.652**	**1.758**	**1.831**	**2.467**	**3.142**	**3.379**	**2.613**
IR e CSLL - corrente	(634)	(477)	(488)	(511)	(538)	(562)	(598)	(622)	(839)	(1.068)	(1.149)	(888)
IR e CSLL - diferido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortização do ágio e reversão PMIPL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro líquido	**1.231**	**926**	**948**	**993**	**1.045**	**1.091**	**1.160**	**1.208**	**1.628**	**2.074**	**2.230**	**1.725**

Fonte: Administração/EY

Anexo 2.2: Energia Sustentável do Brasil S.A. (UHE Jirau) – FC

Energia Sustentável do Brasil S.A. (UHE Jirau) - Em BRL milhões	*Informação Financeira Projetada*											
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	**dez/22**	**dez/23**	**dez/24**	**dez/25**	**dez/26**	**dez/27**	**dez/28**	**dez/29**	**dez/30**	**dez/31**	**dez/32**	**dez/33**
Fluxo de caixa operacional	**749**	**1.609**	**1.867**	**1.995**	**2.052**	**2.092**	**2.144**	**2.192**	**2.265**	**2.341**	**2.425**	**2.492**
(+) EBITDA	622	1.796	2.023	2.160	2.191	2.240	2.299	2.354	2.444	2.527	2.621	2.694
(-) IR e CSLL - FCLF	(19)	(96)	(120)	(134)	(137)	(142)	(149)	(155)	(164)	(172)	(182)	(190)
(+/-) Variação do capital de giro	143	(91)	(34)	(28)	1	(1)	(2)	(3)	(11)	(7)	(8)	(6)
(-) UBP	3	0	(2)	(3)	(3)	(4)	(4)	(5)	(5)	(5)	(6)	(6)
Capex	**(55)**	**(125)**	**(69)**	**(110)**	**(119)**	**(0)**	**(0)**	**(1)**	**(70)**	**(50)**	**(77)**	**(48)**
Indenização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	**694**	**1.484**	**1.798**	**1.884**	**1.933**	**2.092**	**2.144**	**2.191**	**2.195**	**2.291**	**2.348**	**2.443**

Energia Sustentável do Brasil S.A. (UHE Jirau) - Em BRL milhões	*Informação Financeira Projetada*											
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**
Fluxo de caixa operacional	**2.364**	**2.024**	**2.007**	**2.052**	**2.111**	**2.167**	**2.241**	**2.301**	**2.133**	**2.092**	**2.232**	**1.993**
(+) EBITDA	2.782	2.321	2.355	2.423	2.501	2.571	2.678	2.752	2.840	3.197	3.434	2.649
(-) IR e CSLL - FCLF	(444)	(334)	(342)	(358)	(377)	(393)	(418)	(436)	(712)	(1.068)	(1.149)	(888)
(+/-) Variação do capital de giro	33	45	1	(4)	(4)	(1)	(8)	(3)	17	(23)	(42)	232
(-) UBP	(7)	(8)	(8)	(9)	(10)	(10)	(11)	(12)	(13)	(13)	(11)	-
Capex	**(16)**	**(24)**	**(31)**	**(0)**	**(0)**	**(2)**	**(52)**	**(7)**	**(15)**	**(2)**	**-**	**-**
Indenização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**305**
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	**2.348**	**2.000**	**1.976**	**2.052**	**2.111**	**2.165**	**2.189**	**2.294**	**2.118**	**2.091**	**2.232**	**2.298**

Fonte: Administração/EY

Anexo 3.1: Companhia Hidrelétrica Teles Pires (CHTP) – Principais Premissas

As premissas descritas abaixo referem-se às projeções de CHTP, subsidiária integral de TPP. O valor de ativos e passivos não operacionais de TPP foi adicionado ao valor justo do capital da CHTP, obtido por fluxo de caixa descontado e ajustado pela participação de TPP em CHTP.

Descrição

Constituída em 2010, a CHTP é a SPE responsável pelas atividades de construção, manutenção, operação e comercialização da energia gerada da Usina Hidrelétrica Teles Pires. O contrato foi celebrado em junho de 2011, com duração de 35 anos. Conforme o 2° Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, o prazo foi prolongado até final de janeiro de 2047.

A Usina Hidrelétrica Teles Pires possui uma capacidade instalada de 1.807 MW e garantia física de 939 MW. Considerando o percentual de 2,39% de perdas, a energia assegurada é de 917 MW.

Receita

As receitas foram projetadas de acordo com o volume e preço dos contratos de ACR e ACL firmados pela Teles Pires. Os contratos de ACR tem duração até 2047, representam 61% da garantia física e totalizam 576 MW, a um preço médio de R$ 114/MWh (preço na data base). Os contratos ACR tem o preço reajustado pelo IPCA no mês de abril. Os contratos do ACL representam 33% da garantia física e totalizam 307 MW sendo que, deste total, 131 MW estão contratados até 2047, a um preço médio de R$ 179/MWh e 176 MW estão contratados até 2036, a um preço médio de R$ 169/MWh. Tais contratos tem o preço reajustado anualmente pelo IPCA no mês de janeiro.

A avaliação considerou um GSF médio de 80% em 2022, chegando a 89% em 2023, estabilizando-se em 90% de 2024 até o fim da projeção, conforme estimativa média de mercado. Foi considerada a venda da totalidade da energia descontratada no mercado SPOT à tarifa de R$ 169/MWh. Destaca-se que Teles Pires possui seguro de repactuação de risco hidrológico do tipo SP92 para 778 MW (com cobertura limitada a um GSF de 92%).

Sobre a receita bruta há incidência do PIS e COFINS, projetados conforme alíquotas aplicáveis ao regime tributário de Lucro Real. Além disso são projetados encargos de P&D com alíquota de 1,0% sobre a receita líquida de PIS e COFINS CFURH e TFSEE. Desta forma, as receitas líquidas projetadas observaram um crescimento anual médio de 2,5% ao longo da projeção.

Custos e Despesas

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

Os encargos de uso e conexão se referem aos encargos setoriais de TFSEE, CFURH e TUST. Esses custos são obrigações decorrentes do contrato firmado com o ONS e as concessionárias geradoras de energia.

A TFSEE foi calculada considerando um BETU de R$ 854,1/kW e uma alíquota de 0,4%, aplicável sobre a capacidade instalada. Já o cálculo da CFURH considerou uma TAR de R$ 83,8/kW e alíquota de 7%, aplicável sobre a energia assegurada líquida de perdas. Por fim a TUST foi calculada com base em uma tarifa de R$ 16,7/kW/mês em 2022, chegando a R$ 11,7/kW/mês em 2024, estabilizando-se neste patamar até o fim da projeção (tal redução é prevista em função de alterações de âmbito regulatório e de novas perspectivas do setor, conforme informado pela Administração).

Foi considerada a compra de energia no mercado SPOT à tarifa de R$ 169/MWh para fazer frente a eventuais déficits de energia projetados.

Os demais custos e despesas englobam gastos com pessoal, materiais, serviços de terceiros, pagamento de UBP, dentre outros, os quais foram projetados em linha com o histórico da companhia e corrigidos anualmente pelo IPCA.

Deste modo, a margem EBITDA média anual projetada para Teles Pires foi de 48,7%.

Imposto de Renda

A projeção dos impostos diretos foi baseada no regime de

tributação do Lucro Real, no qual a Jirau está enquadrada. Os impostos diretos foram projetados de acordo com a legislação fiscal brasileira vigente, observando a alíquota de 34%. A avaliação considera o aproveitamento do saldo de prejuízo fiscal existente na data-base, representado pelo imposto de renda diferido contabilizado no montante de R$ 257 milhões, sendo a compensação dos prejuízos limitada a 30% do lucro real. Adicionalmente, foi considerado o benefício fiscal da SUDAM que permite uma redução de 75% da alíquota do IRPJ, válido até 2026.

Investimentos (CAPEX) e Depreciação

De acordo com as expectativas da administração, foi projetado um CAPEX de manutenção com o objetivo de manter o nível operacional e de manutenção do ativo, que totalizou R$ 315 milhões (em termos reais) ao longo do período projetivo e representou, em média, 1,2% da ROL ao longo da projeção.

As despesas com depreciação relativas aos ativos existentes na data-base e aos novos investimentos foram projetadas de forma linear a uma taxa de 3,1% ao ano. É importante ressaltar que ao final da projeção é considerado um saldo residual de R$ 208 milhões referente aos ativos que não foram integralmente depreciados ao longo da concessão, impactando o fluxo de caixa no último período projetivo.

Capital de giro

O capital de giro estimado foi baseado nas demonstrações financeiras históricas de Teles Pires. As contas patrimoniais foram analisadas e classificadas como ativos e passivos operacionais ou não operacionais. Os Drivers históricos de capital de giro foram calculados para os ativos e passivos operacionais baseados nas receitas, custos e despesas operacionais, conforme aplicável, e utilizados nas projeções.

Desta forma, o capital de giro líquido representou, em média, -1,1% da ROL ao longo da projeção.

Taxa de Desconto

O fluxo de caixa foi descontado a valor presente utilizando uma taxa de desconto (WACC) de 9,7%, cujo detalhamento é apresentado na página 32 deste Relatório.

Ajustes NOPs

As contas do ativo consideradas como NOP e adicionadas ao valor do capital da CHTP foram: Títulos e Valores Mobiliários, Impostos Diferidos (oriundos de diferenças temporárias), Depósitos Judiciais e Outros Ativos Não circulantes. Já as contas do passivo classificadas como NOP e subtraídas do valor do capital da CHTP foram: Provisões e Outros Passivos Não Circulantes. Além disso, todos os ativos e passivos da TPP registrados no nível da controladora foram considerados como NOP e adicionados/subtraídos ao valor do capital de CHTP ajustado pela participação de TPP.

Anexo 3.2: Companhia Hidrelétrica Teles Pires (CHTP) – DRE (2020-2033)

Companhia Hidrelétrica Teles Pires (CHTP) – Em BRL milhões	*Informação Financeira Histórica*			*Informação Financeira Projetada*											
DRE (Em BRL milhões)	**dez/20**	**dez/21**	**jun/22**	**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	**950**	**990**	**525**	**525**	**1.084**	**1.102**	**1.116**	**1.174**	**1.173**	**1.176**	**1.213**	**1.253**	**1.294**	**1.341**	**1.381**
Fornecimento de Energia - ACR	503	522	278	290	617	647	667	689	712	738	760	785	811	840	865
Fornecimento de Energia - ACL	444	464	231	235	467	446	440	476	452	429	443	458	473	490	505
Fornecimento de Energia - Curto Prazo	-	-	-	-	-	8	9	9	9	10	10	10	10	11	11
Outras Receitas	2	5	15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deduções	(157)	(157)	(97)	(53)	(109)	(111)	(113)	(119)	(118)	(119)	(122)	(126)	(131)	(135)	(139)
Receita líquida	**793**	**833**	**428**	**472**	**974**	**991**	**1.003**	**1.056**	**1.055**	**1.057**	**1.091**	**1.126**	**1.164**	**1.205**	**1.242**
Custo total	(487)	(462)	(271)	(305)	(605)	(431)	(442)	(454)	(467)	(482)	(496)	(509)	(457)	(471)	(486)
Encargos de transmissão, conexão e distribuição	(293)	(316)	(165)	(193)	(410)	(315)	(325)	(336)	(347)	(358)	(370)	(382)	(395)	(408)	(421)
Serviços de operação e manutenção	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo de compra de energia	(163)	(111)	(89)	(80)	(38)	(27)	(28)	(29)	(30)	(31)	(32)	(33)	(34)	(36)	(37)
UBP	-	-	-	(8)	(10)	(7)	(6)	(6)	(6)	(6)	(6)	(6)	(5)	(5)	(5)
Outros custos e despesas	(31)	(35)	(17)	(25)	(148)	(82)	(82)	(83)	(84)	(86)	(88)	(88)	(22)	(23)	(23)
Lucro Bruto	**306**	**371**	**157**	**166**	**370**	**560**	**561**	**601**	**587**	**575**	**595**	**618**	**707**	**734**	**756**
Despesas	(13)	(17)	(7)	(29)	(56)	(55)	(56)	(58)	(60)	(65)	(71)	(73)	(76)	(78)	(81)
Pessoal	(4)	(4)	(3)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Serviços de Terceiros	(9)	(12)	(3)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Seguros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras Despesas	(0)	(1)	(1)	(29)	(56)	(55)	(56)	(58)	(60)	(65)	(71)	(73)	(76)	(78)	(81)
EBITDA	**292**	**354**	**150**	**137**	**314**	**504**	**505**	**543**	**527**	**510**	**524**	**544**	**631**	**656**	**675**
Depreciação	(180)	(163)	(88)	(79)	(159)	(160)	(160)	(161)	(162)	(163)	(164)	(164)	(164)	(164)	(164)
Amortização	-	-	-	(3)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)
EBIT	**112**	**191**	**62**	**55**	**149**	**338**	**338**	**376**	**358**	**340**	**354**	**374**	**460**	**485**	**504**
Receita/Despesa Financeira	(180)	(120)	(105)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa financeira do pagamento da outorga	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	**(67)**	**70**	**(43)**	**55**	**149**	**338**	**338**	**376**	**358**	**340**	**354**	**374**	**460**	**485**	**504**
IR e CSLL - corrente	-	-	-	(8)	(23)	(52)	(52)	(57)	(122)	(116)	(120)	(127)	(157)	(165)	(172)
IR e CSLL - diferido	21	(27)	14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortização do ágio e reversão PMIPL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro líquido	**(46)**	**44**	**(29)**	**47**	**126**	**287**	**287**	**318**	**236**	**225**	**234**	**247**	**304**	**320**	**333**

Fonte: Administração/ EY

Anexo 3.2: Companhia Hidrelétrica Teles Pires (CHTP) – DRE (2034-2047)

Companhia Hidrelétrica Teles Pires (CHTP) – 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**
Receita Bruta	**1.427**	**1.474**	**1.522**	**1.445**	**1.493**	**1.542**	**1.597**	**1.645**	**1.700**	**1.756**	**1.819**	**1.873**	**1.935**	**167**
Fornecimento de Energia - ACR	894	923	956	1.327	1.371	1.416	1.466	1.511	1.560	1.612	1.670	1.720	1.777	153
Fornecimento de Energia - ACL	521	539	554	118	122	126	131	135	139	144	149	154	159	14
Fornecimento de Energia - Curto Prazo	12	12	12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras Receitas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deduções	(144)	(149)	(154)	(146)	(151)	(156)	(161)	(166)	(172)	(177)	(184)	(189)	(195)	(17)
Receita líquida	**1.283**	**1.325**	**1.369**	**1.299**	**1.342**	**1.387**	**1.436**	**1.479**	**1.528**	**1.579**	**1.635**	**1.684**	**1.740**	**150**
Custo total	(500)	(516)	(532)	(602)	(622)	(643)	(665)	(687)	(653)	(675)	(699)	(722)	(746)	(64)
Encargos de transmissão, conexão e distribuição	(435)	(449)	(464)	(480)	(495)	(512)	(529)	(546)	(564)	(583)	(602)	(622)	(642)	(55)
Serviços de operação e manutenção	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo de compra de energia	(38)	(39)	(40)	(90)	(93)	(96)	(100)	(103)	(106)	(110)	(114)	(117)	(121)	(10)
UBP	(5)	(5)	(4)	(4)	(4)	(3)	(3)	(3)	(2)	(2)	(1)	(1)	(0)	-
Outros custos e despesas	(23)	(23)	(23)	(28)	(30)	(32)	(34)	(36)	19	19	18	17	17	1
Lucro Bruto	**782**	**809**	**837**	**697**	**720**	**743**	**771**	**792**	**875**	**903**	**936**	**962**	**993**	**86**
Despesas	(84)	(86)	(89)	(92)	(95)	(98)	(102)	(105)	(108)	(112)	(116)	(120)	(123)	(69)
Pessoal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Serviços de Terceiros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Seguros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras Despesas	(84)	(86)	(89)	(92)	(95)	(98)	(102)	(105)	(108)	(112)	(116)	(120)	(123)	(69)
EBITDA	**698**	**722**	**747**	**605**	**625**	**645**	**669**	**687**	**767**	**791**	**821**	**843**	**870**	**17**
Depreciação	(164)	(164)	(164)	(165)	(165)	(165)	(165)	(165)	(165)	(165)	(166)	(166)	(125)	(1)
Amortização	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(3)
EBIT	**528**	**552**	**576**	**434**	**453**	**473**	**497**	**515**	**595**	**619**	**648**	**670**	**738**	**13**
Receita/Despesa Financeira	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa financeira do pagamento da outorga	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	**528**	**552**	**576**	**434**	**453**	**473**	**497**	**515**	**595**	**619**	**648**	**670**	**738**	**13**
IR e CSLL - corrente	(179)	(188)	(196)	(148)	(154)	(161)	(169)	(175)	(202)	(210)	(220)	(228)	(251)	(4)
IR e CSLL - diferido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortização do ágio e reversão PMIPL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro líquido	**348**	**364**	**380**	**286**	**299**	**312**	**328**	**340**	**392**	**409**	**428**	**442**	**487**	**9**

Fonte: Administração/ EY

Anexo 3.3: Companhia Hidrelétrica Teles Pires (CHTP) – FC

Companhia Hidrelétrica Teles Pires (CHTP) – Em BRL milhões	*Informação Financeira Projetada*											
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	**dez/22**	**dez/23**	**dez/24**	**dez/25**	**dez/26**	**dez/27**	**dez/28**	**dez/29**	**dez/30**	**dez/31**	**dez/32**	**dez/33**
Fluxo de caixa operacional	**157**	**294**	**429**	**467**	**498**	**448**	**429**	**436**	**450**	**504**	**491**	**497**
(+) EBITDA	137	314	504	505	543	527	510	524	544	631	656	675
(-) IR e CSLL - FCLF	(6)	(16)	(36)	(36)	(40)	(85)	(81)	(84)	(89)	(110)	(158)	(172)
(+/-) Variação do capital de giro	22	(5)	(36)	1	(2)	11	4	1	0	(12)	(0)	0
(-) UBP	3	1	(2)	(3)	(3)	(4)	(4)	(5)	(5)	(6)	(6)	(7)
Capex	**(30)**	**(27)**	**(28)**	**(23)**	**(25)**	**(37)**	**(37)**	**(7)**	**(3)**	**(3)**	**(3)**	**(3)**
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	**127**	**267**	**401**	**444**	**473**	**412**	**392**	**430**	**447**	**501**	**488**	**494**

Companhia Hidrelétrica Teles Pires (CHTP) – Em BRL milhões	*Informação Financeira Projetada*													
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	**511**	**527**	**543**	**467**	**461**	**474**	**489**	**500**	**541**	**567**	**585**	**599**	**620**	**(12)**
(+) EBITDA	698	722	747	605	625	645	669	687	767	791	821	843	870	17
(-) IR e CSLL - FCLF	(179)	(188)	(196)	(148)	(154)	(161)	(169)	(175)	(202)	(210)	(220)	(228)	(251)	(4)
(+/-) Variação do capital de giro	0	0	0	19	1	1	1	1	(9)	1	1	1	3	(24)
(-) UBP	(8)	(8)	(9)	(10)	(11)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(1)	-
Capex	**(8)**	**(3)**	**(3)**	**(4)**	**(4)**	**(10)**	**(4)**	**(4)**	**(4)**	**(4)**	**(11)**	**(5)**	**(5)**	**208**
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	**503**	**523**	**539**	**463**	**457**	**464**	**485**	**496**	**537**	**562**	**574**	**594**	**615**	**196**

Fonte: Administração/ EY

Anexo 4.1: Avaliação por múltiplos de mercado

Geração – Informações financeiras selecionadas

Informações financeiras selecionadas	Receita líquida (ROL)				EBITDA			
	12 meses findos em		6 meses findos em		12 meses findos em		6 meses findos em	
Empresa	dez/20	dez/21	jun/21	jun/22	dez/20	dez/21	jun/21	jun/22
Energia Sustentável do Brasil S.A. (UHE Jirau)	2.676.045	2.783.506	1.342.855	1.510.818	136.262	1.323.485	587.991	651.044
Teles Pires Participações S.A.	792.973	833.258	401.902	427.963	292.497	354.289	190.290	150.031

Anexo 4.2: Avaliação por múltiplos de mercado

Geração - Análise por múltiplos de mercado

Análise por múltiplos de mercado	EV/ROL			EV/ROL			EV/EBITDA			EV/EBITDA			EV Ponderado
	LFY			LTM			LFY			LTM			
Empresa	Múltiplo	ROL	Peso	Múltiplo	ROL	Peso	Múltiplo	EBITDA	Peso	Múltiplo	EBITDA	Peso	BRL mil
Energia Sustentável do Brasil S.A. (UHE Jirau)	5,1x	2.783.506	0%	4,1x	2.951.469	0%	12,0x	1.091.579	0%	15,4x	1.110.888	100%	17.077.570
Teles Pires Participações S.A.	5,1x	833.258	20%	4,1x	859.319	20%	12,0x	311.115	30%	15,4x	297.611	30%	4.038.787

Anexo 5.1: Informações financeiras das empresas comparáveis

Geração

Informações financeiras das empresas comparáveis	Crescimento da ROL		Crescimento do EBITDA		Margem EBITDA	
Empresas comparáveis	LFY	LTM	LFY	LTM	LFY	LTM
Alupar Investimento S.A.	-14,76%	-23,69%	12,97%	1,64%	74,64%	77,37%
CPFL Energia S.A.	26,90%	26,03%	34,42%	38,51%	22,43%	25,02%
Engie Brasil Energia S.A.	2,30%	-4,35%	8,52%	4,97%	52,45%	57,76%
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás	29,35%	29,99%	84,36%	57,83%	69,48%	63,83%
Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A.	18,32%	17,49%	-52,68%	-66,96%	14,82%	8,19%
Rio Paranapanema Energia S.A.	-7,19%	4,83%	-71,50%	-66,46%	33,10%	36,77%
Neoenergia S.A.	34,94%	31,26%	55,82%	52,24%	23,90%	26,90%

Anexo 5.1: Informações financeiras das empresas comparáveis

Geração

Empresas Comparáveis	Identificador	Beta	Cap. de Terc./ Cap. Próprio	Tributos	Beta Desalavancado
CPFL Energia S.A.	BOVESPA:CPFE3	0,76	66,55%	24,68%	0,51
Companhia Paranaense de Energia - COPEL	BOVESPA:CPLE6	0,85	59,09%	24,86%	0,59
Engie Brasil Energia S.A.	BOVESPA:EGIE3	0,60	57,75%	19,06%	0,41
AES Brasil Energia S.A.	BOVESPA:AESB3	0,73	50,50%	40,00%	0,56
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás	BOVESPA:ELET6	0,88	86,25%	28,08%	0,54
Companhia Energética de Minas Gerais	BOVESPA:CMIG4	0,93	56,06%	22,37%	0,65
Média		**0,79**	**62,70%**	**26,51%**	**0,54**
Mediana		**0,80**	**58,42%**	**24,77%**	**0,55**

Fonte: EY com base em dados do S&P Capital IQ, 2 anos série semanal

Anexo 5.2: Informações financeiras das empresas comparáveis

Transmissão

Informações financeiras das empresas comparáveis	Crescimento da ROL		Crescimento do EBITDA		Margem EBITDA	
Empresas comparáveis	LFY	LTM	LFY	LTM	LFY	LTM
Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A.	-2,51%	-11,16%	12,61%	3,02%	76,8%	80,2%
CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista S.A.	49,72%	47,65%	3,55%	1,40%	71,5%	65,0%

Anexo 5.2: Informações financeiras das empresas comparáveis

Transmissão

Empresas Comparáveis	Identificador	Beta	Cap. de Terc./ Cap. Próprio	Tributos	Beta Desalavancado
Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A.	BOVESPA:TAEE11	0,57	54,72%	16,23%	0,39
CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista S.A.	BOVESPA:TRPL4	0,58	32,44%	20,00%	0,46
Afluente Transmissão de Energia Elétrica S.A.	BOVESPA:AFLT3	0,60	0,11%	40,00%	0,60
Média		**0,58**	**29,1%**	**25,4%**	**0,49**
Mediana		**0,58**	**32,4%**	**20,0%**	**0,46**

Fonte: EY com base em dados do S&P Capital IQ, 2 anos série semanal

EY
Building a better
working world