



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

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 nº 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.

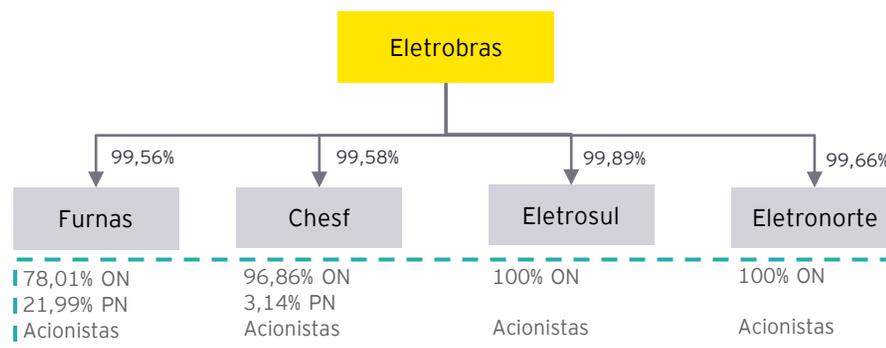
O processo de incorporação de ações deve seguir o determinado pelo art. 252 e 264 da Lei das S.A.

De acordo com o Art. 264 da Lei das S.A., "na incorporação, pela controladora, de companhia controlada, a justificativa, 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."

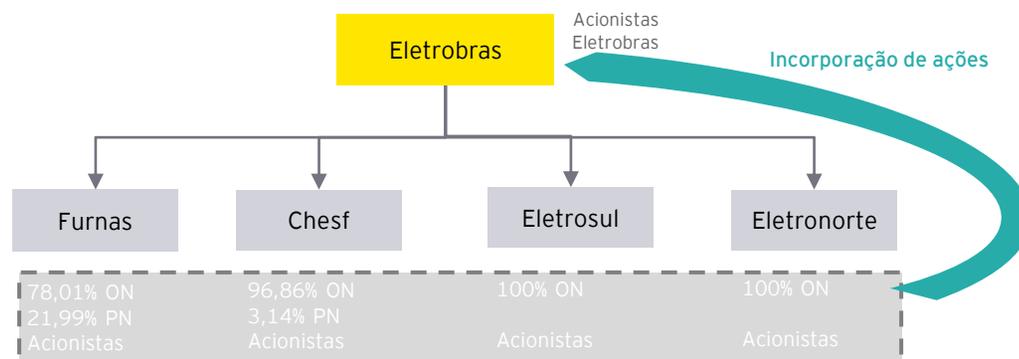
Para fins deste trabalho, considerou-se o valor justo, através da avaliação econômico-financeira (Valuation), como sendo o outro critério de avaliação do total do capital das Controladas e Eletrobras.

Estrutura societária

Estrutura societária pré-reestruturação



Estrutura societária após a reestruturação



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

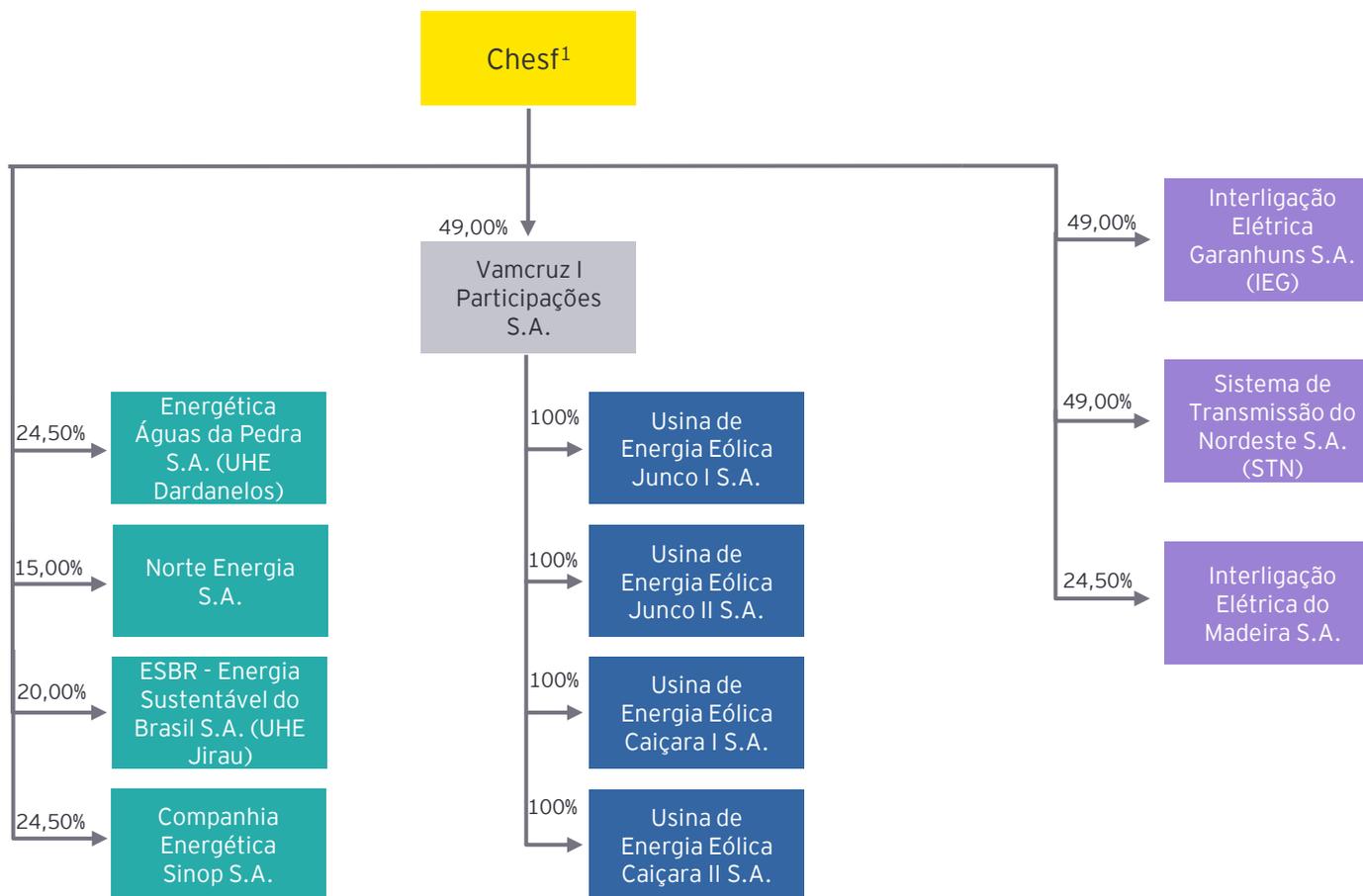
O Objetivo deste trabalho é apresentar a avaliação econômico-financeira da Chesf e suas Empresas Investidas, na data-base, de modo a suportar a Administração e os acionistas no contexto do processo de reestruturação societária que envolverá a incorporação das ações de emissão da Chesf pela Eletrobras.

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 abordagens 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 <i>Market Cap</i> 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.

1 Sumário executivo

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

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.

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

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.

The background of the slide is a silhouette of a worker on a power line tower against a sunset sky. The worker is wearing a hard hat and is positioned on the right side of the frame, leaning forward and working on the tower structure. The sky is a gradient of orange and yellow, with a large, faint number '2' in the background.

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.

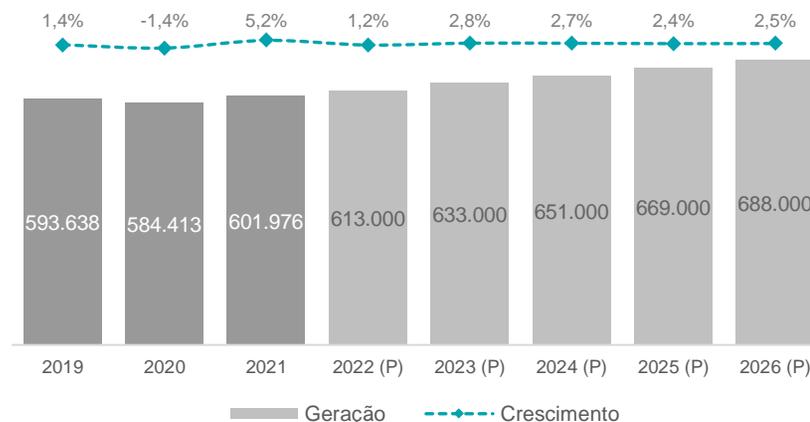
Em janeiro de 2022, a geração de energia elétrica no Sistema Integrado Nacional (SIN) totalizou 53,7 mil GWh, o que significou expansão de 1,0% em relação ao mesmo período de 2021. O segmento que apresentou maior retração no período foi o térmico, com -27,2%, seguido pelo eólico, com -18,7%. Já os que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



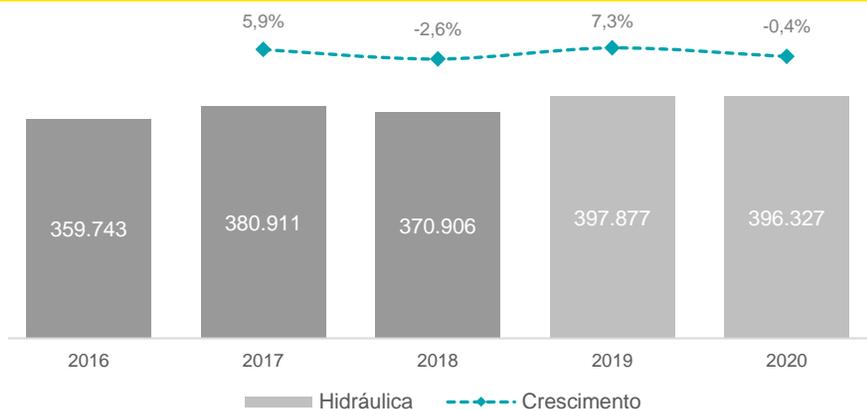
Fonte: Ministério de Minas e Energia/EPE/ONS/COMEX/ANEEL. Estimativa e projeções: Lafis/Abril 2022

2.1 Visão geral da indústria

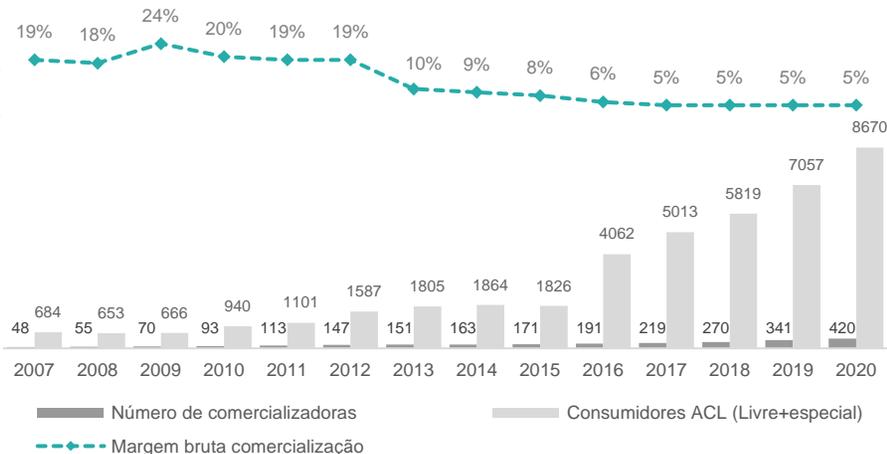
Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação da Chesf	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Geração e Comercialização

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



Número de Comercializadoras 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.

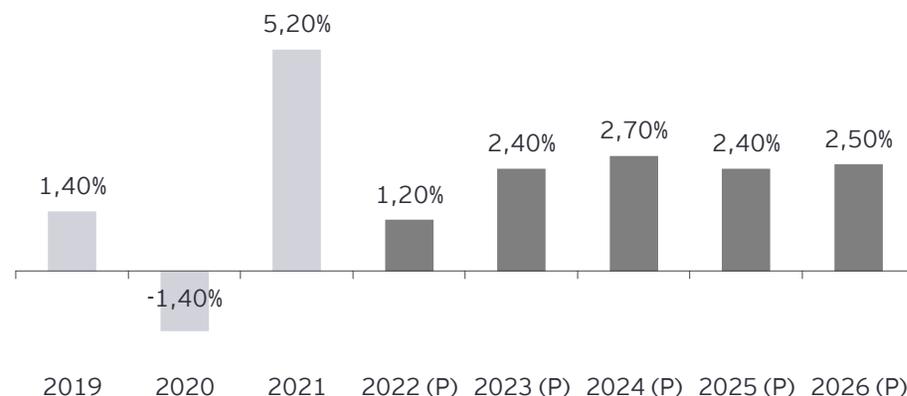
A Lafis considera em seu cenário econômico que o triênio de 2024 a 2026 será um período de continuidade da retomada do crescimento da economia interrompido pela crise do Covid-19. Considerando que haja uma retomada da confiança dos agentes econômicos, há um terreno fértil para a expansão setorial.

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.

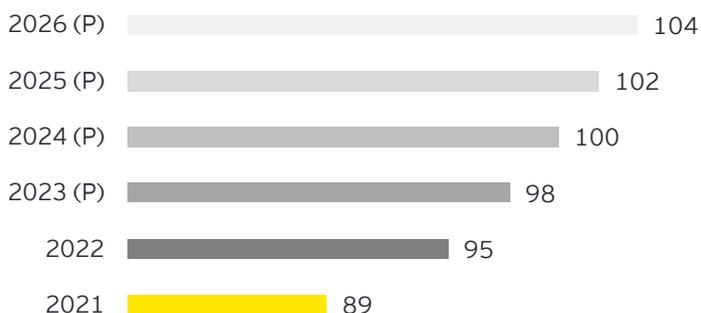
Consumo Nacional de Energia Elétrica-EPE (GWh)-(Variação)



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

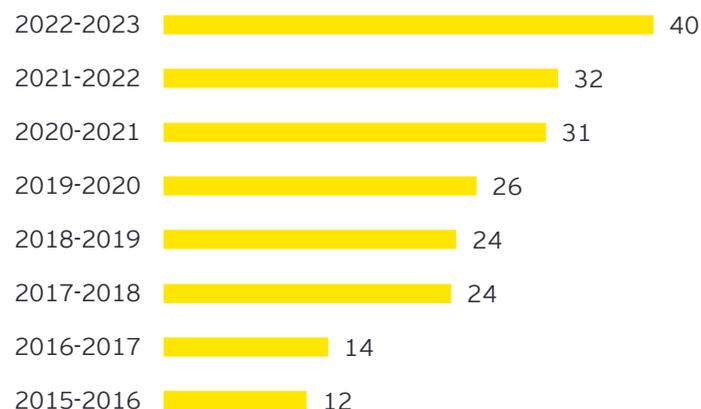
Transmissão

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.

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

Ativos registrados - Geração | Nível 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

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 Igarorã II - Igarorã III C1, CS, 230 kV; LT Igarorã II - Igarorã III C2, CS, 230 kV; LT Igarorã III - Pindaí II, CS, 230 kV; SE Igarorã 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 - Banabuiú 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 e SE 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 Igarorã - Bom Jesus da Lapa II, CS, em 230 kV e SE Igarorã 230 kV	BA	30 anos
019/2010	LT Paraíso - Açú II, 3º CS, em 230 kV, LT Açú 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 ? Açú II - 230 kV	PI, CE, RN	30 anos
010/2007	LT Ibiçoara - 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

Balanco 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	195.190	569.938	769.704
Ativo			
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	145.987	-	208.692
Ativo			
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

Balanco 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

Balanco 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	-	670.192	2.667.292
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/prejuízos 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

Balanco 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 desotimizadas 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 um 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 contratos 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.

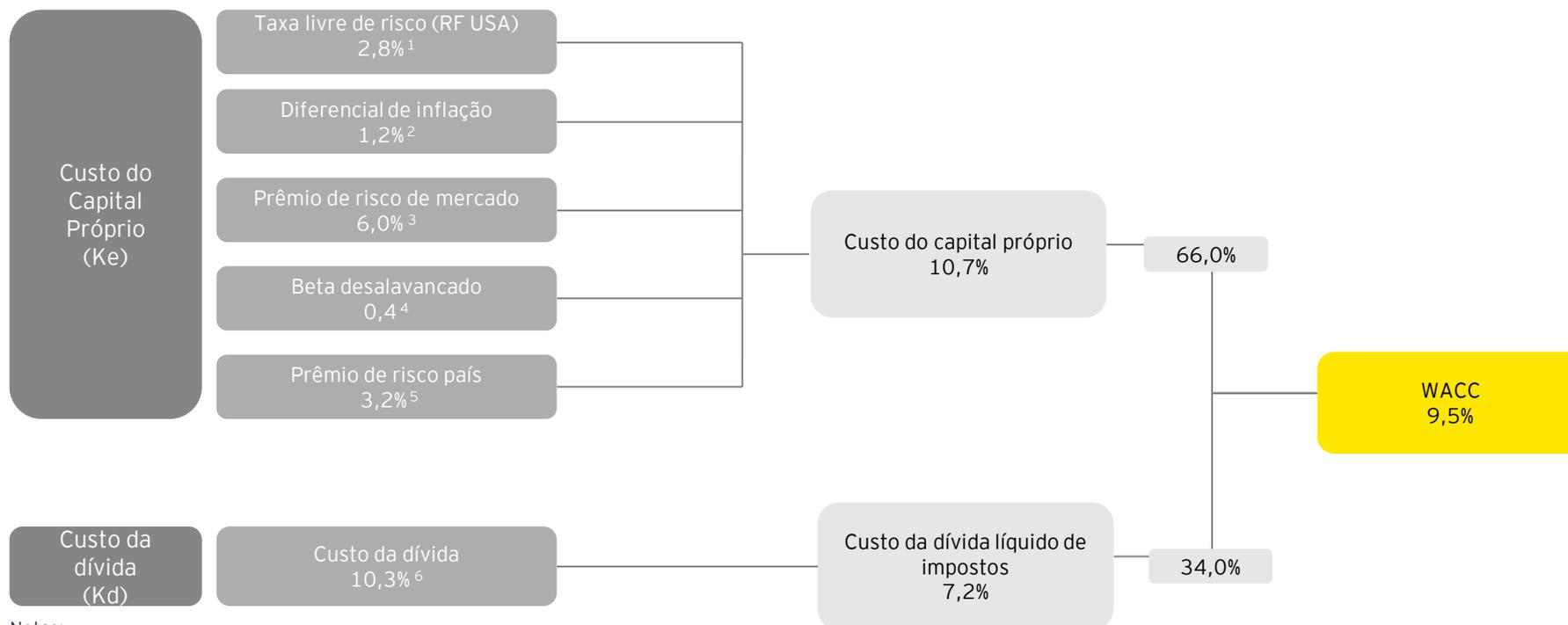
Principais Premissas Operacionais	Chesf
Período de concessão (anos)	30
Prazo da concessão*	dez/52
Capacidade instalada (MW)	10.457
Garantia física (MW)	4.789
Volume vendido ACR (MW)	1.039
Volume vendido ACL (MW)	128.335
Volume vendido SPOT (MW)	(7.103)
Preço médio de venda no ACR (R\$/MWh)	217,8
Preço 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 projetadas 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.

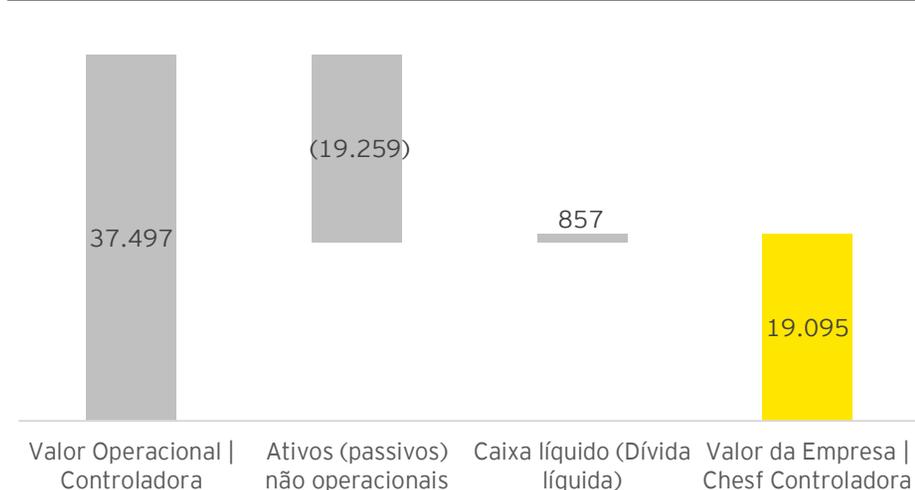
Os ativos e passivos detalhados, foram classificados como não operacionais ("NOP") porque não são recorrentes ou porque não estão ligados diretamente com as atividades operacionais de Chesf.

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)



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 Controladora¹	19.095
Múltiplo Implícito	
EV/EBITDA	13,6x
EV/ROL	4,2x

¹Não inclui o valor dos Investimentos em Controladas e Coligadas

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

Fonte: EY / Administração

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

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.

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.

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.

Principais premissas operacionais

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 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

4 Avaliação das Investidas

Taxa de desconto

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 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%

¹Alíquota média considerada ao longo da projeção.

Ativos e passivos não operacionais

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

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.

4 Avaliação das Investidas

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.

4 Avaliação das Investidas

Principais premissas operacionais

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 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%

4 Avaliação das Investidas

Taxa de desconto

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 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

Ativos e passivos não operacionais

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

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.

4 Avaliação das Investidas

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

Avaliação por múltiplos de mercado

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

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. Indústria: Energia. Subsetor: Geração¹.
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.

Múltiplos das comparáveis

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 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 Parapanema 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

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

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).

4 Avaliação das Investidas

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 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

Avaliação por múltiplos de mercado

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

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. Indústria: Energia. Subsetor: Transmissão¹.
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
Mínimo	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

4 Avaliação das Investidas

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%

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.

4 Avaliação das Investidas

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.

The background of the slide is a close-up photograph of a hand with the index finger pointing at a tablet. The tablet screen displays a colorful, abstract data visualization with various colored lines and shapes. The overall lighting is dim, with a blue and purple color palette.

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

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.

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

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.

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.

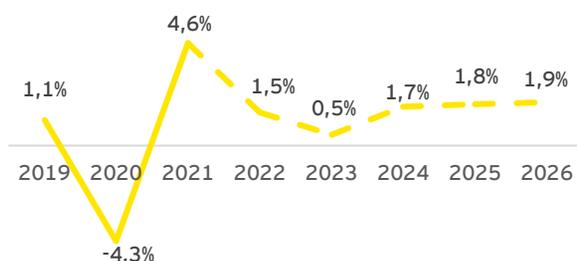
Prêmio de risco de mercado

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.

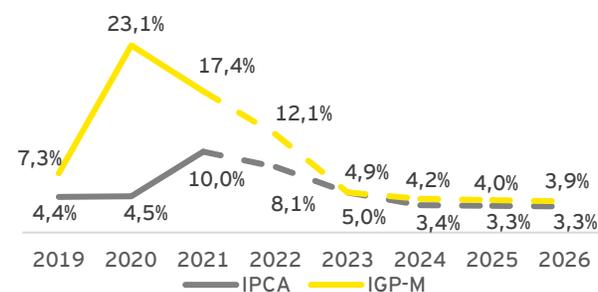
7.3 Análise macroeconômica

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

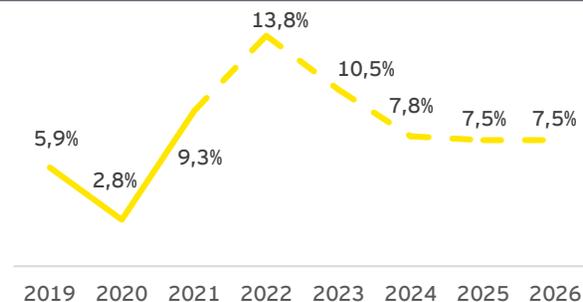
PIB anual (%)



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-Brasil¹

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.
Afluentes Transmissão de Energia Elétrica S.A.	A Afluentes 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 Afluentes Transmissão de Energia Elétrica S.A. é uma subsidiária da Neoenergia S.A.

Fonte: Capital IQ

A large, light gray number '8' is positioned on the left side of the page, partially overlapping the background image. The number is semi-transparent and serves as a background for the section title.

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

8 Anexos

Anexo 1.1: Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - DRE (2020-2033)

Chesf Visão Controladora - Em BRL milhões	Informação Financeira Histórica			Informação Financeira Projetada											
	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
DRE (Em BRL milhões)	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
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 Dispendios 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)

<i>Chesf Visão Controladora - Em BRL milhões</i>															
<i>Informação Financeira Projetada</i>															
DRE (Em BRL milhões)	dez/34	dez/35	dez/36	dez/37	dez/38	dez/39	dez/40	dez/41	dez/42	dez/43	dez/44	dez/45	dez/46	dez/47	dez/48
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 Dispendios 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

8 Anexos

Anexo 1.1: Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - DRE (2049-2052)

Chesf Visão Controladora - Em BRL milhões	Informação Financeira Projetada			
	dez/49	dez/50	dez/51	dez/52
DRE (Em BRL milhões)				
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 Dispendios 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

8 Anexos

Anexo 1.2: Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - FC

<i>Chesf Visão Controladora - Em BRL milhões</i>																
<i>Informação Financeira Projetada</i>																
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	
<i>Chesf Visão Controladora - Em BRL milhões</i>																
<i>Informação Financeira Projetada</i>																
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

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.

8 Anexos

Anexo 2.2: Norte Energia S.A. - DRE (2020-2033)

Norte Energia S.A. - Em BRL milhões	Informação Financeira Histórica			Informação Financeira Projetada											
	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
DRE (Em BRL milhões)															
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

8 Anexos

Anexo 2.2: Norte Energia S.A. - DRE (2034-2046)

Norte Energia S.A. - Em BRL milhões	Informação Financeira Projetada												
	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
DRE (Em BRL milhões)													
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

8 Anexos

Anexo 2.3: Norte Energia S.A. - FC

Norte Energia S.A. - Em BRL milhões	Informação Financeira Projetada											
	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 (Em BRL milhões)												
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												
	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 (Em BRL milhões)													
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

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											
	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
DRE (Em BRL milhões)															
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

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											
	dez/34	dez/35	dez/36	dez/37	dez/38	dez/39	dez/40	dez/41	dez/42	dez/43	dez/44	dez/45
DRE (Em BRL milhões)												
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

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											
	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 (Em BRL milhões)												
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											
	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 (Em BRL milhões)												
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

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.

8 Anexos

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											
	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
DRE (Em BRL milhões)															
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	3	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)	(26)	(26)	(26)	(26)
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

8 Anexos

Anexo 4.2: Companhia Energética Sinop S.A. - DRE (2034-2048)

Companhia Energética Sinop S.A. - Em BRL milhões	Informação Financeira Projetada														
	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
DRE (Em BRL milhões)															
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

8 Anexos

Anexo 4.2: Companhia Energética Sinop S.A. - DRE (2049-2050)

Companhia Energética Sinop S.A. - Em BRL milhões	Informação Financeira Projetada	
	dez/49	dez/50
DRE (Em BRL milhões)		
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											
	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 (Em BRL milhões)												
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																
	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 (Em BRL milhões)																	
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

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.

8 Anexos

Anexo 5.2: Interligação Elétrica do Madeira S.A. - DRE (2020-2033)

IE Madeira - Em BRL milhões	Informação Financeira Histórica Informação Financeira Projetada														
	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
DRE (Em BRL milhões)															
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

Anexo 5.2: Interligação Elétrica do Madeira S.A. - DRE (2034-2039)

IE Madeira - Em BRL milhões	Informação Financeira Projetada					
	dez/34	dez/35	dez/36	dez/37	dez/38	dez/39
DRE (Em BRL milhões)						
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)

8 Anexos

Anexo 5.3: Interligação Elétrica do Madeira S.A. - FC

<i>IE Madeira - Em BRL milhões</i>												
<i>Informação Financeira Projetada</i>												
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

<i>IE Madeira - Em BRL milhões</i>						
<i>Informação Financeira Projetada</i>						
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

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									
	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
DRE (Em BRL milhões)															
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

Anexo 6.2: Interligação Elétrica Garanhuns S.A. (IEG) - DRE (2034-2041)

IE Garanhuns - Em BRL milhões	Informação Financeira Projetada							
	dez/34	dez/35	dez/36	dez/37	dez/38	dez/39	dez/40	dez/41
DRE (Em BRL milhões)								
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)

Anexo 6.3: Interligação Elétrica Garanhuns S.A. (IEG) - FC

Interligação Elétrica Garanhuns S.A. (IEG) - Em BRL milhões	Informação Financeira Projetada											
	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 (Em BRL milhões)												
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							
	dez/34	dez/35	dez/36	dez/37	dez/38	dez/39	dez/40	dez/41
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)								
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

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	
	dez/20	dez/21	jun/21	jun/22	dez/20	dez/21	jun/21	jun/22
Empresa								
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

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			
	Múltiplo	ROL	Peso	Múltiplo	ROL	Peso	Múltiplo	EBITDA	Peso	Múltiplo	EBITDA	Peso	
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*.

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	
	2020-2021	2021-2022	2022-2023	dez/20	dez/21	jun/21	jun/22
Empresa							
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

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

Anexo 9.1: Informações financeiras das empresas comparáveis

Geração

Informações financeiras das empresas comparáveis	Crescimento da ROL		Crescimento do EBITDA		Margem EBITDA	
	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 Parapanema 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 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:CPL6	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

Anexo 9.2: Informações financeiras das empresas comparáveis

Transmissão

Informações financeiras das empresas comparáveis	Crescimento da ROL		Crescimento do EBITDA		Margem EBITDA	
	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%

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:TAAE11	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
Afluyente 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




EY
Building a better
working world