



CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A.

Notas explicativas às demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2021 (Em milhares de Reais)

NOTA 1 – CONTEXTO OPERACIONAL

A Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (“Eletrobras” ou “Controladora”) é uma companhia de capital aberto, com sede em Brasília - DF, registrada na Comissão de Valores Mobiliários – CVM e na *Securities and Exchange Commission* – SEC, com ações negociadas nas bolsas de valores de São Paulo - B3, Madri - LATIBEX e Nova York - NYSE. A Eletrobras é uma sociedade de economia mista controlada pela União Federal.

A Eletrobras exerce a função de *holding*, gerindo investimentos em participações societárias, detendo o controle acionário direto e indireto em empresas de geração e transmissão de energia elétrica (vide nota 4), e ainda detém o controle acionário da Eletrobras Participações S.A. – Eletropar (Em conjunto, “Companhia”) e participações diretas na Itaipu Binacional – Itaipu (nos termos do Tratado Internacional firmado entre os Governos do Brasil e do Paraguai) e na Rouar S.A., além de participações diretas e indiretas em 81 Sociedades de Propósito Específico – SPE.

A Eletrobras é autorizada, diretamente ou por meio de suas controladas, controladas em conjunto e coligadas, a associar-se, com ou sem aporte de recursos, para constituição de consórcios empresariais ou participação em sociedades, com ou sem poder de controle, no exterior, que se destinem direta ou indiretamente à exploração da produção ou transmissão ou distribuição de energia elétrica.

A Companhia atua como agente de comercialização de energia elétrica da Itaipu Binacional e dos agentes participantes do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA.

A emissão destas demonstrações financeiras foi aprovada pelo Conselho de Administração, em 18 de março de 2022.

Capitalização da Eletrobras

Em fevereiro de 2021, foi editada a Medida Provisória - MP nº 1.031/2021, que possibilitou o início dos estudos da modelagem da desestatização da Eletrobras, pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, e trouxe algumas modificações em relação ao texto do Projeto de Lei de desestatização da Eletrobras nº 5.877/2019.

Em abril de 2021, foi editado o Decreto nº 10.670/2021, que dispõe sobre a qualificação da Eletrobras no âmbito do Programa de Parcerias de Investimentos – PPI e a sua inclusão no Programa Nacional de Desestatização – PND, para início dos estudos necessários à estruturação do processo de capitalização.

O Conselho do Programa de Parcerias de Investimentos – CPPI, aprovou a Resolução nº 176/2021, que atribuiu à Eletrobras a emissão e oferta das ações, após a conversão em lei da Medida Provisória nº 1.031/2021. O BNDES é o responsável pela execução e acompanhamento do processo de capitalização até o seu encerramento, devendo prestar apoio à Eletrobras no que for necessário.

Em julho de 2021, foi publicada no Diário Oficial da União, a Lei nº 14.182/2021, decorrente do Projeto de Lei de Conversão - PLV nº 7/2021 e da Medida Provisória nº 1.031/2021, que trata da desestatização da Eletrobras.

O modelo de desestatização prevê que o processo se dará pelo aumento do capital social, por meio de subscrição pública de ações ordinárias com renúncia do direito de subscrição pela União.

Em outubro de 2021, o CPPI aprovou a Resolução nº 203/2021, com alterações promovidas pela Resolução nº 221/2021, que trata da modelagem de desestatização da Eletrobras. A referida resolução detalha os atos da reestruturação societária da Eletrobras a ser realizada para o processo de desestatização. Além disso, exige que, previamente à desestatização, sejam promovidas alterações no Estatuto Social da Eletrobras para incluir mecanismos para:

- a) vedar que qualquer acionista ou grupo de acionistas exerça votos em volume superior a dez por cento do capital votante;
- b) vedar a realização de acordos de acionistas para o exercício de direito de voto, exceto para a formação de blocos com volume inferior a dez por cento do capital votante;
- c) conversão de 1 ação preferencial de classe B de emissão da Eletrobras e de titularidade da União para a criação de 1 ação preferencial de classe especial, *Golden share*, que dará o poder de veto nas deliberações sociais relacionadas às matérias que visem a modificar o estatuto social da Eletrobras para alterar a limitação ao exercício do direito ao voto e à celebração de acordo de acionistas descritas nas alíneas (a) e (b) acima;
- d) estabelecer que qualquer acionista ou grupo de acionistas que ultrapasse, direta ou indiretamente, de forma consolidada, cinquenta por cento do capital votante e que não retorne a patamar inferior a tal percentual em até cento e vinte dias, realize Oferta Pública de Aquisição, por preço pelo menos duzentos por cento superior à maior cotação das ações ordinárias nos últimos quinhentos e quatro pregões, atualizada pela taxa do Sistema Especial de Liquidação e Custódia - SELIC;
- e) estabelecer que qualquer acionista ou grupo de acionistas que ultrapasse, direta ou indiretamente, de forma consolidada, trinta por cento do capital votante e que não retorne a patamar inferior a tal percentual em até cento e vinte dias, realize Oferta Pública de Aquisição, por preço pelo menos cem por cento superior à maior cotação das ações ordinárias nos últimos quinhentos e quatro pregões, atualizada pela taxa SELIC;
- f) estabelecer capital autorizado, nos termos do art. 168 da Lei nº 6.404, de 1976, permitindo aumentar o capital social da Eletrobras em valor, no mínimo, suficiente para perfazer o montante necessário à realização da Oferta Primária, considerando ainda a possibilidade de distribuição das Ações do Lote Suplementar e das Ações Adicionais;
- g) prever a ausência de direito de preferência dos acionistas para subscrição de valores mobiliários dentro do limite do capital autorizado, caso a colocação de tais valores mobiliários seja feita mediante venda em bolsa de valores ou por subscrição pública, nos termos do disposto no art. 172, *caput* e inciso I, da Lei nº 6.404, de 1976; e
- h) aprovar outros ajustes ao estatuto social da Eletrobras, para remover disposições relacionadas à sua condição de sociedade de economia mista e adaptá-lo à sua atuação após liquidação da Oferta.

A Lei nº 14.182/2021 prevê a concessão de novas outorgas de concessões de geração de energia elétrica sob titularidade ou controle, direto ou indireto, da Eletrobras, que:

- a) tenham sido prorrogadas nos termos do art. 1º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013 (usinas “cotizadas”);
- b) sejam alcançadas pelo disposto no inciso II do § 2º do art. 22 da Lei nº 11.943, de 28 de maio de 2009 (Sobradinho);
- c) sejam alcançadas pelo disposto no § 3º do art. 10 da Lei nº 13.182, de 3 de novembro de 2015 (Itumbiara);
- d) tenham sido outorgadas por meio do Contrato de Concessão nº 007/2004-ANEEL-Eletronorte (Tucuruí e Curuá-Una); e

- e) tenham sido outorgadas por meio do Contrato de Concessão nº 004/2004-ANEEL-Furnas, especificamente para a Usina Hidrelétrica - UHE Mascarenhas de Moraes.

A desestatização também está condicionada à reestruturação societária para manter sob o controle, direto ou indireto da União, empresas, instalações e participações, detidas ou gerenciadas pela Eletrobras, especificamente Eletrobras Termonuclear S.A - Eletronuclear e Itaipu Binacional.

Em dezembro de 2021, por meio da Resolução nº 30/2021, que alterou a Resolução nº 15/2021, o Conselho Nacional de Política Energética - CNPE determinou o valor do benefício econômico dos novos contratos de concessão de geração de energia elétrica em R\$ 67.052.502 para 22 usinas hidrelétricas da Eletrobras atingidas pela Lei nº 14.182/2021.

Sendo concluído o processo de desestatização, do montante de R\$ 67.052.502 serão deduzidos os créditos de R\$ 2.906.499, relativos ao reembolso pelas despesas comprovadas com aquisição de combustível, incorridas até 30 de junho de 2017, pelas concessionárias que foram controladas pela Eletrobras e titulares das concessões de que trata o art. 4º-A da Lei nº 12.111/2009, que tenham sido comprovadas, porém não reembolsadas, por força das exigências de eficiência econômica e energética de que trata o § 12 do art. 3º da referida Lei.

Em relação ao saldo a pagar de benefício econômico, após a dedução acima mencionada, a Eletrobras dará como contraprestação o seguinte:

- a) pagamento de R\$ 25.379.080 à União, a título de bonificação pelas outorgas das 22 usinas hidrelétricas mencionadas acima, das quais 17 sairão do atual regime de cotas, que só remunera operação e manutenção, para o de produção independente de energia.
- b) pagamento de R\$ 71.082.282, correspondente ao valor presente de R\$ 32.073.002 à Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, pelo período de vinte e cinco anos, conforme o cronograma estabelecido na Resolução CNPE nº 30/2021:

Pagamentos anuais à CDE	
Em 30 dias da assinatura dos novos contratos de concessão	5.000.000
2023	574.629
2024	1.149.257
2025	1.723.886
2026	2.298.514
2027	2.873.143
De 2028 a 2047 (20 anos)	2.873.143
Total	71.082.282

- c) aportes de recursos anuais, em 10 anos atualizados pelo Índice de Preços para o Consumidor Amplo - IPCA, ou por outro índice que vier a substituí-lo, para desenvolvimento de projetos que comporão: i) revitalização dos recursos hídricos das bacias hidrográficas na área de influência dos reservatórios das usinas hidrelétricas de Furnas, R\$ 230.000; ii) redução estrutural de custos de geração de energia na Amazônia Legal e navegabilidade dos Rios Madeira e Tocantins, R\$ 295.000; e iii) revitalização das Bacias do Rio São Francisco e do Rio Parnaíba, R\$ 350.000. Totalizando o montante anual de R\$ 875.000.

As contraprestações supracitadas se tornarão obrigação efetiva quando for concluído o processo de desestatização.

Em 15 de fevereiro de 2022, no âmbito do processo TC 008.845/2018-2, houve aprovação pelo plenário do Tribunal de Contas da União - TCU, acerca da avaliação do cálculo do valor adicionado com os novos contratos de concessões de energia elétrica, a que alude a Lei nº 14.182/2021, e a consequente definição do valor do bônus de outorga.

No que respeita à segregação de ativos que não poderão ser privatizados, a Empresa Brasileira de Participações em Energia Nuclear e Binacional S.A. – ENBpar foi criada para receber os ativos, os programas e contratos que não poderão ser mantidos na Eletrobras após a desestatização.

Em outubro de 2021, foi publicada, no Diário Oficial da União, a Portaria Normativa do Ministério de Minas e Energia - MME nº 556, que designa a ENBpar como órgão operacionalizador do Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica - “Luz Para Todos” e do Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica na Amazônia Legal – “Mais Luz para a Amazônia”.

Além de responsável pelos programas citados, a ENBpar será a acionista controladora da Eletronuclear e receberá a participação atual da Eletrobras em Itaipu Binacional, nos termos da Lei nº 14.182/2021 e da Resolução nº 203, do CPPI, de outubro de 2021, posteriormente alterada pela Resolução nº 221/2021.

A Resolução CPPI nº 203/2021, com alterações promovidas pela Resolução nº 221/2021, prevê que a participação societária detida pela Eletrobras em Itaipu Binacional seja transferida para a ENBpar pela contraprestação de US\$ 233.253 (equivalentes a R\$ 1.212.148, valor este determinado na data base de 31 de dezembro de 2020), observadas a atualização do valor pela variação do dólar americano, dos mecanismos de correção monetária e de remuneração previstos no Tratado de Itaipu, além das demais diretrizes previstas na Resolução.

Além disso, define a forma da transferência do controle societário detido pela Eletrobras na Eletronuclear para a ENBpar, da seguinte forma:

- a) emissão, pela Eletronuclear, de 308.443.302.951 novas ações ordinárias, no valor total de R\$ 7.606.964, e 86.367.502.441 novas ações preferenciais, no valor total de R\$ 2.130.033 sendo que do valor total da emissão, R\$ 2.704.317 serão destinados à formação de reserva de capital a ser utilizada para o pagamento da totalidade dos dividendos prioritários acumulados das ações preferenciais de emissão da Eletronuclear;
- b) subscrição, pela Eletrobras, de 166.379.229.311 ações ordinárias e 86.326.103.046 ações preferenciais dentre aquelas referidas no item anterior, no valor total de R\$ 6.232.329, devendo a respectiva integralização ocorrer na data de liquidação da Oferta Pública Global, sendo:
 - R\$ 2.698.927, utilizando-se prioritariamente os créditos relativos aos dividendos prioritários acumulados contra a Eletronuclear;
 - R\$ 3.529.309, prioritariamente mediante a capitalização de adiantamentos para futuro aumento de capital realizados pela Eletrobras; e
 - o saldo remanescente, em moeda corrente nacional.
- c) cessão, pela Eletrobras à ENBPar, a título gratuito, do direito de preferência de subscrição de parte das ações emitidas conforme primeiro item acima, em volume equivalente a R\$ 3.500.000, correspondente a 141.916.224.437 ações ordinárias;
- d) exercício, pela ENBPar, do direito de preferência a ela cedido, devendo a integralização ocorrer na data da liquidação da Oferta Pública Global;
- e) declaração, pela Eletronuclear, da totalidade dos dividendos mínimos atribuídos às ações preferenciais, a serem pagos à conta de reserva de capital, acumulados até a realização da alteração estatutária prevista nesta modelagem, atualizados pela taxa SELIC desde a data do encerramento do exercício ao qual os dividendos em questão se referem;

f) alteração do Estatuto Social da Eletronuclear, para, principalmente:

- modificar os direitos das ações preferenciais de emissão da Eletronuclear, extinguindo o direito a dividendos mínimos cumulativos e o direito de voto em deliberações relativas à modificação do Estatuto Social da Eletronuclear, e passando a conferir prioridade no reembolso de capital; e
- incluir autorização para pagamento de dividendos aos acionistas preferencialistas com direitos a dividendos cumulativos à conta da reserva de capital de que trata o item imediatamente acima, nos termos do disposto no art. 17, § 6º, da Lei nº 6.404, de 1976.

g) aprovação, pela Assembleia Geral da Eletronuclear, e adesão pela Eletrobras, do programa de conversão facultativa de ações ordinárias de sua emissão em ações preferenciais, à razão de 1:1, respeitado o limite previsto no §2º do art. 15 da Lei nº 6.404/1976, já considerando para este fim a efetivação da subscrição das ações ordinárias a serem emitidas neste processo de reestruturação; e

h) celebração, entre a Eletrobras e a ENBPar, de acordo de investimentos prevendo, no mínimo, as obrigações das partes de:

- participarem na captação dos novos financiamentos para Angra 3 considerando as respectivas participações no capital social votante da Eletronuclear; e
- realizarem atos, dentro de suas atribuições, para fins de subscrever novas emissões de ações da Eletronuclear, na forma a ser determinada pelo BNDES, considerando as respectivas participações no capital social votante da Eletronuclear.

Ressalta-se que a transferência do controle das investidas Eletronuclear e Itaipu Binacional está condicionada aos trâmites do processo de desestatização da Eletrobras, nos termos da Lei nº 14.182/2021 e da Resolução CPPI nº 203/2021, com as alterações da Resolução CPPI nº 221/2021.

Os investimentos na subsidiária Eletronuclear e em Itaipu Binacional não foram classificados no balanço patrimonial da Companhia, de 31 de dezembro de 2021, como Ativos Não Circulantes Mantidos para Venda, pois, com base nas definições do Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC 31/IFRS 05 – Ativo Não Circulante Mantido para Venda e Operação Descontinuada, os critérios para a classificação desses ativos como mantido para venda não foram completamente atendidos, considerando sobretudo os aspectos a serem seguidos para a conclusão do processo de capitalização e que se encontram fora do controle da Companhia.

Em 22 de fevereiro de 2022, como parte do processo de desestatização, a Eletrobras realizou a 181ª Assembleia Geral Extraordinária de acionistas para deliberar sobre as matérias indicadas na Proposta da Administração, integrantes da ordem do dia, relativas à sua desestatização, à luz do disposto na Lei nº 14.182/2021 e nas Resoluções CPPI nº 203 e nº 221, ambas de 2021, sendo os 12 itens da ordem do dia aprovados pela maioria dos acionistas presentes e ressaltando que a União se absteve nas votações, conforme determinado na Lei nº 12.482/2021.

O TCU ainda analisará a modelagem e o formato da capitalização, que envolve ofertas de ações nas bolsas de valores do Brasil e do Estados Unidos. Esta etapa permitirá a sequência do processo de desestatização da Eletrobras.

COVID-19

A Eletrobras e suas Controladas mantêm acompanhamento diligente quanto à potencial materialização de impactos financeiros no que diz respeito à pandemia de COVID 19 sobre a sua capacidade de pagamento de seus compromissos financeiros.

A Companhia monitorou os potenciais impactos nos negócios de comercialização, firmados no Ambiente de Contratação Regulada - ACR e Ambiente de Contratação Livre - ACL, com o acompanhamento das comunicações de caso fortuito ou força maior; pedidos de renegociação; risco de crédito das contrapartes (capacidade de honrar os pagamentos assumidos pelos contratos) e inadimplência. Em 2020, foram realizadas renegociações em 3% dos contratos firmados no mercado livre, sem perda econômica para a Companhia. Com relação à inadimplência, em 2021, não houve registros significativos nos contratos existentes no ACR, no ACL, nas cotas de garantia física, Itaipu e PROINFA.

Em abril de 2021, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, buscando amortecer a pressão tarifária, em razão das estimativas de aumento médio de 15% nos processos tarifários de distribuição para o ano de 2021 e com alto risco de inadimplemento, decorrente da pandemia de COVID-19, optou pelo reperfilamento do componente financeiro da Rede Básica Sistema Existente - RBSE, prevendo uma redução da curva de pagamento desses valores para os ciclos 2021/2022 e 2022/2023 e um aumento no fluxo de pagamentos nos ciclos após 2023, estendendo tais parcelas até o ciclo 2027/2028, preservando, entretanto, a remuneração pelo *Weighted Average Cost of Capital* - WACC. Mais informações vide nota 17.

Jornada EESG - *Economic, Environmental, Social and Governance*

A Eletrobras vem adotando práticas sustentáveis e inovadoras desde a sua fundação, há quase 60 anos. A Companhia contribui substancialmente para fazer a Matriz Elétrica Brasileira ser uma das mais limpas do mundo, dispondo de uma capacidade instalada formada por 97% de fontes de baixa emissão de carbono. Há 16 anos a Eletrobras é signatária do Pacto Global das Nações Unidas, maior iniciativa universal de sustentabilidade empresarial, e prioriza 9 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável - ODS da Agenda 2030, tendo o seu compromisso reconhecido como *case* de sucesso pela Rede Brasil do Pacto Global.

Desde 2009 a Companhia emite anualmente seu inventário de gases de efeito estufa, seguindo metodologia do *Greenhouse Gas - GHG Protocol*. A Companhia investe em uma comunicação cada vez mais clara e objetiva sobre os temas relativos à sustentabilidade e estrutura seu *Framework* de Sustentabilidade em quatro pilares: Pessoas, Planeta, Prosperidade e Governança, com base nas iniciativas métricas do Capitalismo dos *Stakeholders*, liderada pelo *World Economic Forum*. Além do relatório anual, que atende aos padrões da *Global Reporting Initiative* - GRI e às diretrizes do *International Integrated Reporting Council* - IIRC, a Eletrobras elabora dois novos documentos a partir da materialidade da *Sustainability Accounting Standards Board* (SASB) e das recomendações da *Task Force on Climate-Related Financial Disclosures* (TCFD).

A Eletrobras é um dos membros fundadores da *Global Alliance for Sustainable Energy*, que reúne os maiores *players* globais em energia sustentável, com o objetivo de promover a sustentabilidade junto à cadeia de valor, em especial nos temas EESG, nos princípios de economia circular e em modelos e soluções alinhados aos ODS da Agenda 2030. A Eletrobras implementou o Canal da Sustentabilidade, visando o aprimoramento do processo de gestão de demandas de *stakeholders* sobre temas EESG.

O Conselho de Administração aprovou, por meio do Plano Diretor de Negócios e Gestão, o Programa de Sustentabilidade 4.0, que é composto por 12 projetos ligados às dimensões social (Direitos Humanos e Alavancagem do Capital Humano), ambiental (Transição Energética, Meio Ambiente, Biodiversidade e Descarbonização dos Sistemas Isolados da Amazônia), de governança (Reputação e Engajamento, Gestão de Fornecedores, Aprimoramento de Práticas de Governança, EESG *Risks* e Agenda 2030) e econômico-financeira (Gestão Sustentável do Capital Financeiro, Certificação de Energia Limpa e Sinergia com a Indústria 4.0). O programa é resultado da análise de tendências e melhores práticas do mercado em relação à sustentabilidade empresarial e materializa os esforços da Companhia em atender as expectativas de todos os nossos *stakeholders*.

Com relação a eventos climáticos a Companhia encontra-se exposta aos efeitos na hidrologia, o que pode impactar na capacidade de geração, no preço de energia e na necessidade de compra de energia por fontes mais onerosas como usinas térmicas. O Brasil tem sido afetado por reduções em seu nível hidrológico devido a alterações climáticas, sendo que os níveis dos reservatórios que se encontravam abaixo da média em 2021 foram parcialmente reestabelecidos com o período de chuvas. Até o momento

essas alterações não trouxeram efeitos relevantes para a Companhia, sendo que em seus testes de impairment são estabelecidas condições de geração e preço compatíveis com os atuais níveis hidrológico e com os correspondentes reflexos nas tarifas e custos de energia. A Companhia continuará monitorando o impacto desses efeitos nas suas demonstrações financeiras.

NOTA 2 – DESTAQUES DE 2021

2.1. Reserva Especial

Em janeiro de 2021, foi deliberado o pagamento, a título de dividendos intermediários, do valor total de R\$ 2.291.889, à conta da reversão da integralidade do saldo da Reserva Especial de Dividendos Retidos. Maiores detalhes, vide nota 31.

2.2. Aprovação para pagamento de Dividendos

Em abril de 2021, foi aprovado para pagamento os dividendos no valor de R\$ 1.507.139 aos acionistas da Eletrobras titulares de ações preferenciais de classe "A" e classe "B" e de ações ordinárias. A Eletrobras realizou o pagamento dos dividendos relativos ao exercício de 2020 em agosto de 2021. Maiores detalhes, vide nota 31.

2.3. Emissão de Debêntures - Eletrobras

Em abril de 2021, ocorreu a liquidação e encerramento da oferta pública referente à sua 3ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, em 2 séries, da espécie quirografária para distribuição pública com esforços restritos, perfazendo o montante total de R\$ 2.700.000 na data de emissão. Maiores detalhes, vide nota 26.

2.4. Incorporação da Amazonas GT pela Eletronorte

Em julho de 2021, foi realizada a incorporação da Amazonas Geração e Transmissão S.A. – Amazonas GT pela controlada Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. – Eletronorte. A referida operação está em linha com o Plano Diretor de Negócios e Gestão 2021-2025 – PDNG 2021-2025. Maiores detalhes, vide nota 20.

2.5. Captação de Furnas

Em julho de 2021, a Companhia realizou a captação de recursos no montante de R\$ 1.600.000, por sua controlada Furnas. Os recursos obtidos por meio desta captação foram destinados ao pagamento de dívidas mais onerosas presentes no balanço da Companhia e para o cumprimento do programa de investimentos do biênio 2021/2022. Maiores informações, vide nota 26.

2.6. Repactuação do risco hidrológico - GSF

Em agosto de 2021, a ANEEL realizou a homologação parcial dos prazos de extensão da outorga das usinas do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE. Na relação decorrente da homologação parcial efetivada na deliberação da ANEEL, constam 17 usinas/complexos hidrelétricos das empresas controladas da Eletrobras com direito à extensão de outorga com base na REN nº 895/2020, de um total de 27 usinas/complexos hidrelétricos. Em setembro de 2021, por meio da Resolução nº 2.932, a ANEEL homologou a extensão das outorgas das usinas/complexos hidrelétricos impactadas pela REN nº 930/2021. A Administração da Eletrobras aprovou a repactuação do risco hidrológico e formalizou a desistência das ações judiciais, cujo objeto seja a isenção ou a mitigação de riscos hidrológicos relacionados ao MRE. Maiores detalhes, vide nota 3.

2.7. Emissão de debêntures – CGT Eletrosul

Em setembro de 2021, a Companhia de Geração e Transmissão de Energia Elétrica do Sul do Brasil - CGT Eletrosul captou recursos por meio da realização da terceira emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, em 2 séries, da espécie quirografária, perfazendo o montante total de R\$ 400.000 na data de emissão. Maiores detalhes, vide nota 26.

2.8. Reperfilamento da RBSE

Em setembro de 2021, houve a contabilização do reperfilamento do componente financeiro da RBSE. A decisão da ANEEL provocou redução na curva de pagamento dos valores relativos à revisão periódica das Receitas Anuais Permitidas - RAP associadas às instalações de transmissão para os ciclos 2021/2022 e 2022/2023 e aumento do fluxo de pagamentos nos ciclos posteriores a 2023, prorrogando tais parcelas até o ciclo 2027/2028, preservando, no entanto, a remuneração pelo custo de capital próprio - Ke. Maiores detalhes, vide nota 17.

2.9. Receitas Anuais Permitidas - RAP

Em setembro de 2021, a ANEEL finalizou a fiscalização do laudo de avaliação da Base de Remuneração Regulatória - BRR do Contrato nº 061/2001 da Companhia Hidrelétrica do São Francisco - Chesf. Com isso, foram homologados os valores definitivos da Revisão Periódica do ciclo 2018/2023. Com as alterações na BRR, a RAP revisada da Chesf neste contrato, na data-base de junho de 2018, foi alterada para R\$ 2.900.000 e a Parcela de Ajuste - PA referente à revisão foi alterada para R\$ 240.200, a vigorarem até o ciclo 2022/2023, devidamente atualizadas. Maiores detalhes, vide na nota 17.

2.10. Fiscalização e processo dos benefícios da CCC

Em setembro de 2021, foi aprovado pela ANEEL o resultado final da fiscalização e reprocessamento mensal dos benefícios da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC pagos a menor à Eletronorte (de 30 de julho de 2009 a 30 de junho de 2016) e pagos à Energisa Rondonia - Distribuidora de Energia S.A, Energisa Acre - Distribuidora de Energia S.A. e Roraima Energia S.A. (de julho de 2016 a abril de 2017). Com valores atualizados pelo IPCA para agosto de 2021, a Eletrobras irá receber da CCC o montante de R\$ 2.665.077 e a Eletronorte o montante de R\$ 116.273, ambos em 60 parcelas mensais atualizada pelo IPCA, com início de pagamento previsto no orçamento da CDE de 2022. Maiores detalhes, vide nota 15.

2.11. Ressarcimento do ativo imobilizado em curso (AIC)

Em setembro de 2021, o Conselho de Administração da Eletrobras deliberou pela aprovação do valor apurado do AIC ressarcível e celebrou o contrato com as distribuidoras da Energisa Acre, Amazonas Energia S.A. e Roraima Energia S.A.. Adicionalmente, em novembro de 2021, a Eletrobras celebrou o contrato de ressarcimento do AIC com as distribuidoras Amazonas Energia e Roraima Energia e seus novos controladores. O reconhecimento do ressarcimento do AIC gerou um impacto positivo no resultado da Companhia de R\$ 588.786. Maiores detalhes, vide nota 43.

2.12. Empréstimo Compulsório

Em novembro de 2021, a Eletrobras revisitou seus critérios e premissas de classificação de risco e revisou suas estimativas relacionados aos processos do empréstimo compulsório, baseado nos recentes julgados, especialmente ao da 2ª Turma do Superior Tribunal de Justiça - STJ, de 22 de junho de 2021, no Agravo Interno no Recurso Especial nº 1.734.115/PR e às recentes homologações de laudos desfavoráveis no exercício de 2021. Consequentemente, no exercício de 2021, foi reconhecida uma provisão, líquida de reversão, no montante de R\$ 10.896.956 referente aos processos do empréstimo compulsório. Maiores detalhes, vide nota 34.

NOTA 3 - CONCESSÕES E AUTORIZAÇÕES DE ENERGIA ELÉTRICA

A Eletrobras, por meio das suas empresas controladas, controladas em conjunto e coligadas, detém diversas concessões e autorizações de energia elétrica nos segmentos de geração e transmissão ou participações em SPEs que atuam nos respectivos segmentos, cujo detalhamento, capacidade instalada e prazos de vencimento estão listados a seguir:

I – Concessões e Autorizações de Geração

Contrato	Usinas Hidrelétricas (UHE)	Capacidade Instalada (MW)*	Localização	Ano
001/2010	Belo Monte	11.233	PA	2045
007/2004	Tucuruí (1)	8.535	PA	2026
002/2008	Jirau	3.750	RO	2043
001/2008	Santo Antônio	3.568	RO	2043
006/2004	Xingó (1)	3.162	SE / AL	2043
006/2004	Paulo Afonso IV (1)	2.462	BA	2043
004/2004	Itumbiara (1)	2.082	MG	2042
002/2011	Teles Pires	1.819	MT	2046
006/2004	Luiz Gonzaga (Itaparica) (1)	1.480	PE / BA	2043
004/2004	Marimbondo (1)	1.440	MG	2047
005/2004	Serra da Mesa (1)	1.275	TO	2044
004/2004	Furnas (1)	1.216	MG	2045
006/2004	Sobradinho (1)	1.050	BA	2059
004/2004	Luís Carlos Barreto de Carvalho (1)	1.050	SP	2045
005/1997	Luís Eduardo Magalhães	903	TO	2032
128/2001	Foz do Chapecó	855	RS	2036
003/2014	Três Irmãos	808	SP	2044
006/2004	Paulo Afonso III (1)	794	BA	2043
002/2014	São Manoel	736	PA	2049
130/2001	Peixe Angical	499	TO	2036
004/2004	Mascarenhas de Moraes (1) (2)	476	MG	2025
006/2004	Paulo Afonso II (1)	443	BA	2043
001/2014	Sinop	402	MT	2049
006/2004	Apolônio Sales (Moxotó) (1)	400	AL	2043
004/2004	Corumbá 1 (1)	375	GO	2044
004/2004	Porto Colômbia (1)	320	MG	2047
003/2006	Simplício (1)	306	MG	2043
002/2007	Dardanelos	261	MT	2042
002/2019	Balbina	250	AM	2027
006/2004	Boa Esperança (Castelo Branco) (1)	237	PI / MA	2043
005/2011	Samuel (1)	217	RO	2032
004/2004	Funil (1)	216	RJ	2045
129/2001	Serra do Facão	213	GO	2036
010/2000	Manso (1)	210	MT	2037
006/2004	Paulo Afonso I (1)	180	BA	2043
001/2007	Governador Jayme Canet Júnior (1)	178	PR	2046
001/2006	Baguari	140	MG	2041

Contrato	Usinas Hidrelétricas (UHE)	Capacidade Instalada (MW)*	Localização	Ano
007/2006	Retiro Baixo	82	MG	2041
002/2012	Coaracy Nunes	78	AP	2042
004/2006	Passo São João (1)	77	RS	2046
002/2006	Batalha (1)	53	MG	2043
092/2002	São Domingos (1)	48	MS	2039
007/2004	Curuá-Una (1)	30	PA	2044
006/2004	Funil (1)	30	BA	2043
003/2006	Anta	28	RJ	2041
006/2004	Pedra	20	BA	2042
006/2004	Curemas (1)	4	PB	2026

Contrato	Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH)	Capacidade Instalada (MW)*	Localização	Ano
374/2005	João Borges (1)	19	SC	2039
186/2004	Barra do Rio Chapéu (1)	15	SC	2038

Contrato	Centrais Geradoras Eólicas (EOL)	Capacidade Instalada (MW)*	Localização	Ano
007/2010	Casa Nova I (3) (4)	180	BA	2043
220/2014	Casa Nova II	33	BA	2049
746/2010	Cerro Chato I	30	RS	2045
747/2010	Cerro Chato II	30	RS	2045
748/2010	Cerro Chato III	30	RS	2045
Portaria MME nº 459/2012	FORTIM - Nossa Senhora de Fátima - Energia dos Ventos VI S. A. (5)	30	CE	2047
225/2014	Casa Nova III	28	BA	2049
388/2012	Caçara I	27	RN	2047
Portaria MME nº 458/2012	FORTIM - Jandaia - Energia dos Ventos VII S. A. (5)	27	CE	2047
68/2012	Ibirapuitã (6)	25	RS	2047
399/2012	Junco I	24	RN	2047
417/2012	Junco II	24	RN	2047
81/2012	Cerro Chato VI (6)	24	RS	2047
Portaria MME nº 409/2012	FORTIM - Jandaia I - Energia dos Ventos IX S. A. (5)	24	CE	2047
Portaria MME nº 446/2012	FORTIM - São Clemente - Energia dos Ventos VIII S. A. (5)	21	CE	2047
Portaria MME nº 432/2012	FORTIM - São Januário - Energia dos Ventos V S. A. (5)	21	CE	2047
418/2012	Caçara II	18	RN	2047
219/2014	Coqueirinho II	16	BA	2049
286/2014	Tamanduá Mirim II	16	BA	2049
141/2012	Cerro Chato V (6)	12	RS	2047
152/2014	Angical II	10	BA	2049
154/2014	Caititú II	10	BA	2049
174/2014	Carcará	10	BA	2049
176/2014	Corrupião III	10	BA	2049
177/2014	Caititú III	10	BA	2049
139/2012	Cerro Chato IV (6)	10	RS	2047
153/2014	Teiú II	8	BA	2049
103/2012	Cerro dos (6)	8	RS	2047
150/2014	Acauã	6	BA	2049
151/2014	Arapapá	4	BA	2049

Contrato	Parques Eólicos	Capacidade Instalada (MW)*	Localização	Ano
204/2014	Parque Eólico Coxilha Seca	30	RS	2049
210/2014	Parque Eólico Capão do Inglês	10	RS	2049
192/2014	Parque Eólico Galpões	8	RS	2049

Contrato	Usinas Termelétricas (UTE)	Capacidade Instalada (MW)*	Localização	Ano
Resolução Aneel 4950/2014	MAUÁ III	591	AM	2044
004/2004	Santa Cruz (8)	350	RJ	2026
Portaria MME nº 304/2008	Candiota III (Fase C)	350	RS	2041
207/2019	APARECIDA	166	AM	2030
Portaria MME nº 420/1989	Senador Arnon Afonso Farias de Mello (9)	86	RR	2019
004/2004	Campos (Roberto Silveira)	30	RJ	2027
Resolução Autorizativa 5.682/2016	Araguaia (10)	23	MT	2019
Resolução Aneel 6.883/2018	ANORI	5	AM	2030
Resolução Aneel 6.883/2018	CODAJÁS	5	AM	2030
Resolução Aneel 6.883/2018	CAAPIRANGA	2	AM	2030
Registro CEG: UTE.GN.AM.000092-2.02	Anamã	2	AM	2030

Contrato	Usinas Termonucleares (UTN)	Capacidade Instalada (MW)*	Localização	Ano
Portaria DNAEE Nº 315 de 31/07/97	Angra 3 (3)	1.405	RJ	-
Portaria DNAEE Nº 315 de 31/07/97	Angra 2	1.350	RJ	2040
Portaria DNAEE Nº 315 de 31/07/97	Angra 1 (7)	640	RJ	2024

- (1) O prazo está contemplando a extensão de outorga decorrente da repactuação do risco hidrológico (Lei nº 14.052/2020), homologada pelas Resoluções ANEEL 2.919/2021 e 2.932/2021. O aditamento do contrato de concessão, já com o novo prazo, será assinado tão logo os trâmites administrativos na ANEEL forem concluídos;
- (2) O 3º Termo aditivo ao contrato nº 004/2004 formalizou a extensão do prazo de vigência da concessão da UHE Mascarenhas de Moraes por 90 dias, alterando o termo final de 31 de outubro de 2023 para 29 de janeiro de 2024;

- (3) Empreendimentos ainda em implantação;
 - (4) O empreendimento denominado Casa Nova, foi subdividido em 7 parques eólicos (A à G). O empreendimento Casa Nova A se encontra em operação, com uma potência instalada de 27 MW, tendo sido aprovado através da Resolução autorizativa nº 7.907 de 18/06/2019, sob o regime de Produção Independente de Energia Elétrica, cujo vencimento da autorização se dará em 2054. Os demais 153 MW de potência fazem parte dos parques eólicos B à G que se encontram em construção, e estão em processo de aprovação junto a ANEEL;
 - (5) A controlada Furnas detém 100% de participação na Brasil Ventos e esta é acionista majoritária das Eólicas do Complexo Fortim;
 - (6) Empreendimento classificado como ativo mantido para venda, vide nota 47;
 - (7) A controlada Eletronuclear solicitou formalmente à Comissão Nacional de Energia Nuclear – CNEN, em novembro de 2019, a extensão de vida útil da Usina Nuclear Angra I de 40 para 60 anos;
 - (8) A UTE de Santa Cruz continua operando com contrato de venda de energia até 2026 e aguardando definição do poder concedente com relação à renovação. Para maiores informações vide nota 3.1;
 - (9) A UTE Senador Arnon Afonso Farias de Mello outorgada à Boa Vista Energia S.A. por meio da Resolução nº427, de 1º de novembro de 2000 foi transferida para a Eletronorte de acordo com a Resolução Autorizativa 1018/2007. De acordo com o Parecer nº 00389/2019/PFANEEL/PGF/AGU de 04/09/2019, opina-se pela outorga de nova autorização dessa usina com prazo de 35 anos com início da contagem em 1º de novembro de 2000. A Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração – SCG/ANEEL ainda não se manifestou oficialmente;
 - (10) Descontratação da usina em sua totalidade, autorizada pela Portaria do Ministério de Minas e Energia nº 331 de 14/08/2018.
- (*) Não examinado pelos auditores independentes.

- *Generation Scaling Factor – GSF – Lei nº 14.052/2020*

Em setembro 2020, foi publicada a Lei nº 14.052/2020, que alterou a Lei nº 13.203/2015, estabelecendo novas condições para repactuação do risco hidrológico referente à parcela dos custos incorridos com o GSF, assumidos pelos titulares das usinas hidrelétricas participantes do MRE desde 2012, com o agravamento da crise hídrica.

A alteração legal teve como objetivo a compensação aos titulares das usinas hidrelétricas participantes do MRE por riscos não hidrológicos causados por: (i) empreendimentos de geração denominados usinas estruturantes, relacionados à diferença entre a garantia física outorgada na fase de motorização e os valores da agregação efetiva de cada unidade geradora motorizada ao Sistema Interligado Nacional – SIN, (ii) restrições ao escoamento da energia das usinas estruturantes em função de atraso na entrada em operação ou de entrada em operação em condição técnica insatisfatória das instalações de transmissão de energia elétrica destinadas e (iii) por geração termelétrica que exceder aquela por ordem de mérito e importação de energia elétrica sem garantia física. Referida compensação dar-se-á mediante a extensão da outorga, limitada a 7 anos, sem efeito imediato no caixa da Companhia, calculada com base nos valores dos parâmetros aplicados pela ANEEL.

Nome da Usina	Prazo de extensão da outorga em dias	Empresa
Governador Jayme Canet Junior (Antiga MAUÁ)	1789	CGT Eletrosul
Passo São João	1740	CGT Eletrosul
Barra do Rio Chapéu	1461	CGT Eletrosul
João Borges	1362	CGT Eletrosul
São Domingos	610	CGT Eletrosul
Sobradinho	2555	Chesf
Curemas	446	Chesf
Luiz Gonzaga (Itaparica)	126	Chesf
Xingó	126	Chesf
Boa Esperança (Castelo Branco)	122	Chesf
Complexo Paulo Afonso / Moxotó (UHEs Apolônio Sales (Moxotó), Paulo Afonso I, Paulo Afonso II, Paulo Afonso III e Paulo Afonso IV.	120	Chesf
Funil (Chesf)	44	Chesf
Curuá-Una	2313	Eletronorte
Samuel	1042	Eletronorte
Tucuruí	518	Eletronorte
Itumbiara	2555	Furnas
Serra da Mesa	2048	Furnas
Manso	943	Furnas
Simplicio	867	Furnas
Batalha (Antiga Paulista)	603	Furnas
Marechal Mascarenhas de Moraes (Antiga Peixoto)	366	Furnas
Funil (Furnas), Marimbondo	37	Furnas
Corumbá I, Estreito (LC Barreto de Carvalho), Porto Colômbia	34	Furnas
Furnas	33	Furnas

A ANEEL, por meio das resoluções nº 2.919/2021 e nº 2.932/2021, homologou a extensão das outorgas das usinas/complexos hidrelétricos. A relação acima demonstra as usinas/complexos hidrelétricos das empresas controladas (Chesf, CGT Eletrosul, Eletronorte e Furnas) com direito à extensão de outorga.

Para serem elegíveis às compensações previstas na Lei nº 14.052/2020, os titulares de usinas hidrelétricas participantes do MRE devem: (i) desistir da ação judicial, cujo objeto seja a isenção ou a mitigação de riscos hidrológicos relacionados ao MRE, (ii) renunciar a qualquer alegação de direito sobre o qual se funda a ação e (iii) não ter repactuado o risco hidrológico para a respectiva parcela de energia.

A Administração da Eletrobras aprovou a repactuação do risco hidrológico e formalizou a desistência pela sua controlada Chesf das ações judiciais, cujo objeto era a isenção ou a mitigação de riscos hidrológicos relacionados ao MRE. As demais controladas não possuíam ações judiciais. Vide nota 34.

Os valores apresentados pela Câmara de Comercialização de Energia – CCEE, que deram base às extensões de outorgas, foram registrados contabilmente de acordo com as determinações do CPC 04(R1) /IAS 38 - Ativo Intangível, em conjunto com o CPC 07/IAS 20 - Subvenção e Assistência Governamentais, mensurados a valor justo, com base nos parâmetros determinados pela regulamentação da ANEEL, considerando os fluxos futuros esperados nesse novo período de concessão, bem como os valores das compensações calculados pela CCEE. Vide notas 22 e 41.

Controladas	Cálculo da CCEE Impacto Financeiro
Eletronorte	3.029.305
Furnas	1.433.611
Chesf	628.674
CGT Eletrosul	81.592
	5.173.182
Perda	(907.293)
Total	4.265.889

Em razão da desistência do processo judicial no qual possuía em seu favor medida liminar que lhe garantia a neutralidade dos efeitos do rateio de liminares de outros agentes e dos efeitos do GSF, quando inferior a 95%, nas contabilizações no Mercado de Curto Prazo, a controlada Chesf efetuou, em 05 de agosto de 2021, o pagamento de R\$ 1.419.935, relativos aos valores retidos na CCEE. Tal pagamento não impactou o resultado de 2021, pois os créditos e os débitos com a CCEE estavam reconhecidos na contabilidade da Companhia.

Com exceção ao pagamento realizado pela Chesf, a repactuação do risco hidrológico não trouxe impactos imediatos para o caixa da Companhia. Os custos com o GSF, que geraram as extensões de outorgas, ocorreram em períodos passados e os benefícios econômicos auferidos fluirão para o caixa durante a extensão do prazo de concessão.

II – Concessões de Transmissão de Energia Elétrica

Contrato	Transmissoras	Extensão (KM)(1)	Participação	Localização	Ano	SE (2)
062/2001	Transmissão Rede Básica - Diversas instalações	20067	100%	RJ/SP/PR/MG/GO/TO/DF/ES/MT	2043	50
061/2001	Transmissão Rede Básica - Diversas instalações	19251	100%	PE/CE/SE/BA/AL/PI/MA/PB/RN	2042	96
058/2001	Transmissão Rede Básica - Diversas instalações	9253	100%	AC, MA, MT, PA, PI, RO, RR, TO	2043	56
057/2001	Transmissão Rede Básica - Diversas instalações	9236	100%	MP/PR/RS/SC/SP	2043	37
013/2009	SPE Interligação Elétrica do Madeira S.A.	4769	25%	RO/SP	2039	-
014/2014	LT Xingu/Estreito e Estações Conversoras junto às respectivas subestações	4152	25%	PA/TO/GO/MG	2044	-
015/2009	LT Coletora Porto Velho / Araraquara II	4859	25%	RO/SP	2039	2
014/2014	LT Xingu/Estreito	2092	25%	PA/TO/GO/MG	2044	2
021/2009	LT Jauru - Vilhena - Pimenta Bueno - Ji-Paraná - Ariquemes - Samuel - Porto Velho	979	100%	MT/RO	2039	7
007/2013	LT Barreiras II - Rio das Éguas; Luziânia; Pirapora 2	953	25%	BA/MG/GO	2043	-
004/2012	LT Nova Santa Rita - Camaquã 3; LT Camaquã 3- Quinta; LT Salto Santiago - Itá; LT Itá - Nova Santa Rita	785	100%	PR/RS/SC	2042	1
003/2012	LT Lechuga/Equador/Boa Vista	715	49%	RR/AM	2042	3
009/2009	LT Chapadão - Jataí C1 e C2; LT Barra dos Coqueiros - Quirinópolis C1; LT Palmeiras - Edéia C1	708	49%	MS/GO/MT	2039	5
034/2001	LT Ibiúna - Batéias	664	100%	SP/PR	2031	-
022/2011	LT Luis Gonzaga - Garanhuns; LT Garanhuns II- Campina Grande III; LT Garanhuns - Pau Ferro; LT Garanhuns - Angelim I	633	49%	AL/PE/PB	2041	2
005/2004	LT Teresina II - Sobral - Fortaleza	546	49%	PI/CE	2034	-
022/2009	LT Porto Velho - Abunã - Rio Branco - C2	488	100%	AC/RO	2039	3
002/2010	LT Rio Verde - Trindade; LT Trindade - Xavantes; LT Trindade - Carajás	479	49%	GO	2040	1
020/2012	LT Nova Santa Rita - Povo Novo; LT Povo Novo - Marmeleiro; LT Marmeleiro - Santa Vitória do Palmar	467	100%	RS	2042	3
004/2004	LT Salto Santiago (PR) - Ivaiporã (PR) - Cascavel D'Oeste (PR)	372	100%	PR	2034	-
010/2005	LT Campos Novos - Blumenau	359	100%	SC	2035	1
012/2007	LT Paraíso - Açú II; LT Picos - Tauá II	316	100%	PI/CE/RN	2037	-
019/2010	LT C. Mirim II - João Camara II; LT Extremoz II - C. Mirim; LT Açú III - Açú II; LT Mossoró II - Açú III - 230 kV, C2; LT Paraíso - Açú II	311	100%	RN	2040	2
004/2013	LT Marimbondo II - Assis	298	49%	SP/MG	2043	-
008/2011	LT Ceará-Mirim II- João Câmara II; LT Ceará-Mirim II - Campina Grande III; LT Ceará-Mirim II - Extremoz II; LT Campina Grande III - Campina Grande II	286	100%	RN/PB	2041	3
007/2014	LT Santo Ângelo-Maçambará; LT Pinhalzinho-Foz do Chapecó C1; LT Pinhalzinho-Foz do Chapecó C2	273	100%	RS/SC	2044	1
008/2010	LT Mesquita - Viana 2; LT Viana 2 - Viana	270	49%	MG/ES	2040	1
003/2006	LT Simplicio - Rocha Leão; LT Anta - Simplicio	264	100%	-	2041	-
005/2006	LT Campos Novos (SC) - Nova Santa Rita (RS)	257	100%	RS/SC	2036	-
004/2008	LT Presidente Médici - Santa Cruz	237	100%	RS	2038	-
018/2012	LT Ceará-Mirim II - Touro II; LT Mossoró II - Mossoró IV; LT Russas II - Banabuiu	210	100%	RN	2042	2
007/2005	LT Milagres - Tauá	208	100%	CE	2035	1
028/2009	LT Serra da Mesa - Niquelândia - Barro Alto	187	100%	GO	2039	-
003/2009	LT Bom Despacho 3 - Ouro Preto 2	180	100%	MG	2039	-
014/2013	LT Brasília Leste - Luziânia - C1 e C2; LT Brasília Geral - Brasília Sul - C3; LT Brasília Sul - Samambaia - C3	163	39%	GO/DF	2043	1
014/2008	LT Eunápolis - Teixeira de Freitas II	145	100%	BA	2038	1
018/2009	LT Eunápolis - Teixeira de Freitas II	145	100%	BA	2039	-
010/2000	LT Manso - Nobres; LT Manso - Nobres	136	100%	-	2035	-
019/2010	LT Paraíso - Açú II	123	100%	RN	2040	-
008/2005	LT Milagres - Coremas	120	100%	CE/PB	2035	-
020/2010	LT Bom Jesus da Lapa II - Igaporã II	115	100%	BA	2040	2

Contrato	Transmissoras	Extensão (KM)(1)	Participação	Localização	Ano	SE (2)
005/2008	LT Nossa Senhora do Socorro - Penedo	110	100%	SE/AL	2038	-
017/2009	LT Paulo Afonso III - Zebu II; LT Pau Ferro - Santa Rita II	96	100%	PE/PB/AL/RN	2039	3
001/2008	SPE Madeira Energia S.A. (1) (2)	95	43%	RO	2043	1
001/2009	LT Ribeiro Gonçalves - Balsas	95	100%	MA/PI	2039	2
006/2010	LT Mascarenhas - Linhares	95	100%	ES	2040	-
010/2007	LT Ibicoara - Brumado	95	100%	BA	2037	2
021/2010	LT Acaraú II-Sobral III	91	100%	CE	2040	1
006/2005	LT Campos - Macaé 3	90	100%	RJ	2035	-
002/2006	LT Batalha - Paracatu	85	100%	MG	2041	1
007/2006	LT Tijuco Preto - Itapeti - Nordeste	71	100%	SP	2036	1
003/2014	LT Barro Alto - Itapaci	69	50%	GO	2044	-
446/2012	SPE Brasil Ventos Energia S.A	69	100%	CE	2047	1
220/2014	LT Casa Nova II - Sobradinho - C1	67	100%	BA	2049	1
129/2001	SPE Serra do Facão Energia S.A.	66	49%	GO	2036	1
010/2011	LT Paraíso - Lagoa Nova II	65	100%	RN/CE	2041	2
009/2011	LT Morro do Chapéu II - Irecê	64	100%	BA	2041	1
019/2012	LT Igaporã II - Igaporã III; LT Igaporã III - Pindaí II	60	100%	BA	2042	2
ECE 554/2010	LT Candiota/Melo; LT Presidente Médici	60	100%	RS	2040	-
CCD-1101140002	LT São Domingos - Águas Claras	53	100%	MS	2039	-
014/2011	LT Xavantes - Pirineus C2	50	100%	GO	2041	-
006/2009	LT Pirapama II - Suape II - Suape III; LT Suape III - Suape II	49	100%	PE	2039	2
017/2011	LT Teresina II - Teresina III	46	100%	PI	2041	1
007/2006	SPE Retiro Baixo Energética S.A.	45	49%	MG	2041	1
005/2012	LT Jardim - Nossa Senhora do Socorro; LT Messias - Maceió II	41	100%	SE/AL/BA	2042	3
002/2014	SPE Empresa de Energia São Manoel	40	33%	PA	2049	1
012/2010	LT Monte Claro - Garibaldi	37	100%	RS	2040	-
007/2008	LT São Luís 2 - São Luís 3	36	100%	MA	2038	2
004/2010	LT São Luiz II - São Luiz III	34	100%	MA/CE	2040	5
014/2012	LT Lechuga - Jorge Teixeira, C3	30	100%	AM	2042	2
009/2010	LT Jorge Teixeira - Lechuga (ex-Cariri) - 230 kV	30	100%	AM	2040	2
CCT-1101130082	LT Cerro Chato - Livramento 2	25	100%	RS	2045	-
010/2009	LT Coletora Porto Velho - Porto Velho - C1 e C2 - 230kV	22	100%	RO	2039	2
130/2001	SPE Empresa de Energia São Manoel	20	40%	TO	2036	1
CCD-80100014	LT Barra do Rio Chapéu - Braço do Norte	19	100%	SC	2038	-
002/2011	SPE Teles Pires Participações S.A.	19	24%	MT/PA	2046	1
CCD-80111004	LT João Borges - Itararé	9	100%	SC	2039	-
128/2001	SPE Teles Pires Participações S.A.	6	40%	SC/RS	2036	-
001/2006	LT Marabá - Itacaiunas; LT Itacaiunas - Colinas; LT Itacaiunas - Carajás	3	15%	MG	2041	-
003/2011	SPE Caldas Novas Transmissão S.A.	-	50%	GO	2041	-
015/2009	SPE Interligação Elétrica do Madeira S.A.	-	25%	RO/SP	2039	-
007/2010	SE Camaçari IV - 500/230 kV	-	100%	BA	2040	1
013/2010	SE Arapiraca III - 230/69 kv	-	100%	AL	2040	1
014/2010	SE Pólo 230/69 kv	-	100%	BA	2040	1
017/2012	SE Mirueira II 230/69 kV; SE Jaboatão II 230/69 kV	-	100%	PE	2042	2
150/2014	SE GPEXPAN	-	100%	BA	2049	1
002/2009	SE Miranda II - 500/230 kV (450 MVA)	-	100%	MA	2039	1
012/2009	Estação Retificadora nº 01 CA/CC - 500/±600 kV - 3150 MW · Estação Inversora nº 01 CC/CA ±600/500 kV - 2950 MW	-	100%	RO, SP	2039	2

(1) Não examinado pelos auditores independentes; e

(2) Refere-se a quantidade de subestações.

3.1 - Concessões a indenizar

Indenizações pós Projeto Básico – modernização e melhorias

Geração Hidráulica:

A Lei nº 12.783/2013 garantiu o direito das concessionárias de geração e transmissão de energia elétrica, que prorrogaram suas concessões, à indenização pela parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, cujo valor seria atualizado até a data de seu efetivo pagamento à concessionária.

Em janeiro de 2019, a Diretoria da ANEEL decidiu pela instauração de Audiência Pública, nº 003/2019, a fim de colher subsídios e informações adicionais para aprimorar os critérios e procedimentos de cálculo dos investimentos em bens reversíveis não amortizados e não depreciados, realizados ao longo das concessões de geração, prorrogadas ou não, nos termos da Lei nº 12.783/2013. Adicionalmente no mês de outubro de 2019, a análise das contribuições à Audiência Pública nº 003/2019 foi publicada pela Nota Técnica nº096/2019-SRG-SFF-SCG/ANEEL.

Em julho de 2021, a ANEEL, por meio da resolução nº 942/2021 estabeleceu os critérios e procedimentos de cálculo para indenização dos investimentos em bens reversíveis não amortizados ou não depreciados de concessões prorrogadas ou não, nos termos da Lei nº 12.783/2013, mas sem mencionar a forma de pagamento.

Conforme resolução ANEEL nº 942/2021, as concessionárias deverão comprovar a realização dos investimentos vinculados a bens reversíveis de que trata o art. 3º da referida Resolução até 365 dias após a publicação desta Resolução, podendo ser prorrogado por igual período, a critério da ANEEL.

A Eletrobras mantém os ativos registrados pelo valor histórico, saldo de dezembro de 2012, cujos valores representam um montante total de R\$ 1.483.540, relacionados abaixo. Maiores detalhes, vide nota 18.

Modernizações e Melhorias	
Paulo Afonso I	92.612
Paulo Afonso II	107.093
Paulo Afonso III	66.259
Paulo Afonso IV	20.832
Apolônio Sales	38.250
Luiz Gonzaga	28.174
Xingó	15.150
Boa Esperança	98.759
Pedra	8.067
Funil	12.626
UHE Furnas	514.825
UHE Estreito	480.893
	<u>1.483.540</u>

Geração Térmica:

A UTE Santa Cruz é uma concessão conforme contrato nº 004/2004. Embora sua concessão tenha vencido em 2015, como não houve ainda manifestação do Poder Concedente sobre sua prorrogação nos termos da Lei nº 12.783/2013 e do Decreto nº 9.187/2017, ela permanece vigente até que haja a referida manifestação. Em 31 de dezembro de 2021 o valor líquido do ativo UTE Santa Cruz é de R\$ 1.174.576 conforme abaixo:

UTE Santa Cruz	
Valor 31 de dezembro de 2021	1.457.038
(-) Redução ao valor recuperável (<i>impairment</i>)	(282.462)
Valor contábil líquido	<u>1.174.576</u>

NOTA 4 – BASE DE ELABORAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

4.1– Declaração de conformidade

As demonstrações financeiras da Companhia compreendem as demonstrações financeiras individuais da controladora, identificadas como Controladora, e as demonstrações financeiras consolidadas, identificadas como Consolidado, preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro - IFRSs emitidas pelo *International Accounting Standards Board* - IASB. As práticas contábeis adotadas no Brasil compreendem os pronunciamentos, interpretações e orientações expedidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC, aprovados pelo Conselho Federal de Contabilidade - CFC e pela CVM, e as disposições contidas na legislação societária brasileira. Todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras, e apenas essas informações, estão sendo evidenciadas e correspondem às utilizadas na gestão da Administração da Eletrobras.

Como não existe diferença entre o patrimônio líquido consolidado e o resultado consolidado atribuíveis aos acionistas da Controladora, constantes nas demonstrações financeiras consolidadas e o patrimônio líquido e resultado da Controladora, constantes nas demonstrações financeiras individuais, a Companhia optou por apresentar essas demonstrações financeiras individuais e consolidadas em um único conjunto, lado a lado.

4.2 – Base de preparação e mensuração

A preparação das demonstrações financeiras, individuais e consolidadas, requer o uso de certas estimativas contábeis críticas e, também, o exercício de julgamento por parte da Administração, no processo de aplicação das práticas contábeis da Companhia, as quais são apresentadas nas respectivas notas explicativas que tratam dos temas de suas aplicações. Aquelas transações, divulgações ou saldos que requerem maior nível de julgamento, que possuem maior complexidade e para as quais premissas e estimativas são significativas, estão divulgadas na nota 5.

As demonstrações financeiras foram elaboradas com base no custo histórico, exceto por determinados instrumentos financeiros mensurados pelos seus valores justos. O custo histórico geralmente é baseado no valor justo das contraprestações pagas na data das transações e o valor justo é o preço que seria recebido pela venda de um ativo ou pago pela transferência de um passivo em uma transação organizada entre participantes do mercado na data de mensuração, independentemente de esse preço ser diretamente observável ou estimado usando outra técnica de avaliação.

4.3 - Moeda funcional e de apresentação das demonstrações financeiras

Essas demonstrações financeiras são apresentadas em Real, que é a moeda funcional da Eletrobras. As demonstrações financeiras são apresentadas em milhares de reais arredondadas para o número mais próximo, exceto quando indicado de outra forma.

4.4 – Principais políticas contábeis

As principais políticas contábeis aplicadas na preparação destas demonstrações financeiras estão apresentadas nas respectivas notas explicativas. Essas políticas vêm sendo aplicadas de modo consistente em todos os exercícios apresentados, com exceção da implementação das novas normas, interpretação e orientações relacionadas a seguir.

4.4.1 - Adoção de novas normas e interpretações

A Companhia não identificou impactos quanto às aplicações das alterações e novas interpretações às IFRSs e aos CPCs emitidos pelo IASB e pelo CPC, respectivamente as quais são divulgados a seguir:

Revisão de Pronunciamento Técnico nº	Normas revisadas	Alteração	Aplicável a partir de
17	CPC 48/IFRS 9; CPC 38/IAS 39; CPC 40/IFRS 7; CPC 11/IFRS 4; e CPC 06(R2)/IFRS 16	Adição de novos requisitos de divulgação sobre os efeitos trazidos pela reforma da taxa de juros referenciais (<i>LIBOR</i>). Esta alteração na norma inclui exceções temporárias aos requerimentos atuais da contabilidade de hedge para neutralizar os efeitos das incertezas causadas pela reforma da taxa de juros referenciais (<i>LIBOR</i>). Esta alteração não gerou impacto relevante nas demonstrações financeiras consolidadas.	01/01/2021
18	CPC 06 (R2)/IFRS 16	O arrendatário deve aplicar o Benefício Relacionado à Covid-19 Concedido em Contratos de Arrendamento, reconhecendo o efeito cumulativo da aplicação inicial como um ajuste no saldo inicial dos lucros acumulados no início do período em que o arrendatário aplicar a revisão pela primeira vez. O arrendatário não precisa divulgar a informação requerida pelo item 28 (f) do CPC 23/IAS 8 – Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro. Esta alteração na norma inclui exceções temporárias aos requerimentos atuais da contabilidade de hedge para neutralizar os efeitos das incertezas causadas pela reforma da taxa de juros referenciais (<i>LIBOR</i>). Esta alteração não gerou impacto relevante nas demonstrações financeiras consolidadas.	01/01/2021

4.4.2- Novas normas e interpretações ainda não vigentes

A partir de 1º janeiro de 2022, estarão vigentes os seguintes pronunciamentos, os quais a Companhia não realizou a adoção antecipada e está acompanhando as discussões. Até o momento a Companhia não espera impactos significativos quando da adoção destas normas.

Revisão de Pronunciamento Técnico nº	Normas revisadas	Alteração	Aplicável a partir de
19	CPC 27/IAS 16	As alterações proíbem deduzir do custo de um item do imobilizado qualquer recurso proveniente da venda de itens produzidos antes do ativo estar disponível para uso, isto é, recursos para trazer o ativo ao local e na condição necessária para que seja capaz de operar da maneira pretendida pela Administração.	01/01/2022
19	CPC 25/IAS 37	As alterações especificam que o 'custo de cumprimento' do contrato compreende os 'custos diretamente relacionados ao contrato'. As alterações são aplicáveis a contratos para os quais a entidade ainda não cumpriu todas as suas obrigações no início do período anual no qual a entidade aplica as alterações pela primeira vez.	01/01/2022
19	CPC 15/IFRS 3	As alterações fazem a IFRS 3 se referir à Estrutura Conceitual de 2018 em vez da Estrutura de 1989. Além disso, incluem a exigência de que, para obrigações dentro do escopo da IAS 37, o comprador aplica a IAS 37 para determinar se há obrigação presente na data de aquisição em virtude de eventos passados.	01/01/2022
19	CPC 37/IFRS 1	As alterações indicam que a controlada que usa a isenção do item D16(a) pode escolher, em suas demonstrações contábeis, mensurar as diferenças acumuladas de conversão para todas as operações no exterior no valor contábil que seria incluído na demonstração consolidada da controladora, caso nenhum ajuste seja feito para os procedimentos de consolidação e para os efeitos da combinação de negócios na qual a controladora adquiriu a controlada.	01/01/2022
19	CPC 48/IFRS 9	As alterações esclarecem que ao determinar as taxas pagas líquidas de taxas recebidas, o devedor inclui apenas taxas pagas ou recebidas entre o devedor e o credor, incluindo taxas pagas ou recebidas pelo devedor ou pelo credor em nome do outro.	01/01/2022

4.5 - Bases de consolidação e investimentos em controladas, controladas em conjunto e coligadas

Nas demonstrações financeiras individuais, as demonstrações financeiras das controladas e dos empreendimentos controlados em conjunto, assim como das coligadas, são reconhecidas através do método de equivalência patrimonial e são, inicialmente, reconhecidas pelo seu valor de custo e em seguida ajustados para fins de reconhecimento da Companhia no resultado ou em outros resultados abrangentes. Para as demonstrações financeiras consolidadas as controladas são integralmente consolidadas a partir da data em que o controle é detido pela Companhia e a consolidação é interrompida a partir da data em que a Companhia deixa de ter o controle.

Quando necessário, as demonstrações financeiras das controladas, controladas em conjunto e coligadas são ajustadas para adequar suas políticas contábeis àquelas adotadas pela Companhia.

As controladas, controladas em conjunto e coligadas estão substancialmente domiciliadas no Brasil.

a) Controladas

O controle é determinado quando a entidade está exposta ou tem direito a retornos variáveis decorrentes de seu envolvimento com outra entidade e tem a capacidade de interferir nesses retornos devido ao poder que exerce.

As demonstrações financeiras consolidadas incluem as demonstrações financeiras da Companhia e de suas controladas.

Todas as transações, saldos, receitas, custos e despesas entre as controladas da Companhia são completamente eliminados nas demonstrações financeiras consolidadas.

	31/12/2021		31/12/2020	
	Participação		Participação	
	Direta	Indireta	Direta	Indireta
Controladas				
Eletronuclear	99,95%	-	99,95%	-
CGT Eletrosul	99,89%	-	99,89%	-
Chesf	99,58%	-	99,58%	-
Furnas	99,56%	-	99,56%	-
Eletronorte	99,66%	-	99,66%	-
Eletropar	83,71%	-	83,71%	-
Brasil Ventos Energia S.A.	-	99,56%	-	99,56%
Transenergia Goiás S.A.	-	99,56%	-	99,44%
Amazonas GT (a)	-	-	-	99,48%
Livramento Holding S.A. (b)	-	78,00%	-	78,00%
Operações em conjunto (consórcios)				
Consórcio Energético Cruzeiro do Sul	-	49,00%	-	49,00%
Complexo Eólico Pindaí I (c)				
Angical 2 Energia S.A.	-	-	-	99,96%
Caititu 2 Energia S.A.	-	-	-	99,96%
Caititu 3 Energia S.A.	-	-	-	99,96%
Carcará Energia S.A.	-	-	-	99,96%
Corrupião 3 Energia S.A.	-	-	-	99,96%
Teiú 2 Energia S.A.	-	-	-	99,95%
Acauã Energia S.A.	-	-	-	99,93%
Arapapá Energia S.A.	-	-	-	99,90%
Complexo Eólico Pindaí II (c)				
Coqueirinho 2 Energia S.A.	-	-	-	99,98%
Papagaio Energia S.A.	-	-	-	99,96%
Complexo Eólico Pindaí III (c)				
Tamanduá Mirim 2 Energia S.A.	-	-	-	83,01%

(a) Em julho de 2021, houve a incorporação da Amazonas GT pela Eletronorte;

(b) Empresa classificada como mantida para venda, vide nota 47; e

(c) Em março de 2021, houve a incorporação das SPEs dos Complexos Eólicos Pindaí I, II e III pela Chesf.

A controlada CGT Eletrosul possui uma operação em conjunto, decorrente de uma participação de 49% no Consórcio Cruzeiro do Sul, que opera a UHE Governador Jayme Canet Junior, em Telêmaco Borba/Ortigueira (PR), em operação comercial desde 2012, pelo prazo de 30 anos. A CGT Eletrosul (e a Eletrobras, nas suas demonstrações consolidadas) tem direito a uma participação proporcional nas receitas e assume uma parcela proporcional das despesas da operação em conjunto.

b) Investimentos em coligadas

Coligadas são todas as entidades sobre os quais a Companhia tem influência significativa, e que não se configura como uma controlada nem em uma controlada em conjunto.

c) Controladas em conjunto

Negócio em conjunto é aquele em que duas ou mais partes têm o controle conjunto estabelecido contratualmente, podendo ser classificado como uma operação em conjunto ou um empreendimento controlado em conjunto, dependendo dos direitos e obrigações das partes.

4.6 - Demonstração do valor adicionado - DVA

A legislação societária brasileira exige para as companhias abertas a elaboração da DVA e sua divulgação como parte integrante do conjunto das demonstrações financeiras. Essas demonstrações foram preparadas de acordo com o CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado, aprovado pela Deliberação CVM 557/08. O IFRS não exige a apresentação desta demonstração.

Esta demonstração tem como objetivo apresentar informações relativas à riqueza criada pela Companhia e a forma como tais riquezas foram distribuídas.

NOTA 5 – ESTIMATIVAS E JULGAMENTOS CONTÁBEIS

Na aplicação das políticas contábeis, a Administração da Eletrobras deve fazer julgamentos e elaborar estimativas a respeito dos valores contábeis de receitas, despesas, ativos e passivos, bem como as divulgações nas notas explicativas.

As estimativas e as respectivas premissas estão baseadas na experiência histórica e em outros fatores considerados relevantes. As estimativas e premissas subjacentes são revisadas continuamente. Os efeitos decorrentes das revisões feitas às estimativas contábeis são reconhecidos no período em que as estimativas são revistas, se a revisão afetar apenas este período, ou também em períodos posteriores se a revisão afetar tanto o período presente como períodos futuros.

Ainda que estas estimativas e premissas sejam permanentemente monitoradas e revistas pela Administração da e de suas controladas, a materialização sobre o valor contábil de receitas, despesas, ativos e passivos são inerentemente incertas, por decorrer do uso de julgamento. Como consequência, a Companhia pode sofrer efeitos em decorrência de imprecisão nestas estimativas e julgamentos que sejam substanciais em períodos futuros, que podem ter efeito material adverso na sua condição financeira, no resultado de suas atividades e/ou nos seus fluxos de caixa.

A seguir, são apresentadas as principais premissas das estimativas contábeis avaliadas como as mais críticas pela Administração da Eletrobras e de suas controladas, a respeito do futuro e outras principais origens da incerteza utilizadas que podem levar a ajustes significativos nos valores contábeis dos ativos e passivos nos próximos exercícios:

5.1 - Ativo e passivo fiscais diferidos

As estimativas de lucro tributável futuro, base para a análise de realização de ativos fiscais diferidos líquidos, são baseadas nos orçamentos anuais e no plano estratégico, ambos revisados periodicamente e no histórico de lucratividade. Entretanto, o lucro tributável futuro pode ser maior ou menor que as estimativas consideradas pela administração quando da definição da necessidade de registrar ou não o montante do ativo fiscal diferido (Nota 14.2).

5.2 - Provisão para redução do valor recuperável de ativos de longa duração

A Administração da Eletrobras considera premissas e dados técnicos para elaboração do teste de determinação de recuperação de ativos. Nesta prática são aplicadas premissas, baseadas na experiência histórica na gestão do ativo, conjunto de ativos ou unidade geradora de caixa, e práticas de avaliação comumente utilizadas no mercado. Tais premissas podem, eventualmente, não se verificarem no futuro, inclusive quanto à vida útil econômica estimada. Atualmente, a vida útil adotada pela Companhia está de acordo com as práticas determinadas pela ANEEL, aplicáveis sobre os ativos vinculados à concessão do serviço público de energia elétrica, que podem variar em decorrência da análise periódica do prazo de vida útil econômica de bens, em vigor.

Diversos eventos incertos também compõem as premissas utilizadas pela Companhia, dentre elas: as tarifas futuras para compra e venda de energia elétrica; data de entrada em operação de empreendimentos em construção; a taxa de crescimento da atividade econômica no país; e disponibilidade de recursos hídricos; além daquelas inerentes ao fim dos prazos de concessão de serviços públicos de energia elétrica, em especial quanto ao valor de sua reversão ao final do prazo de concessão. Neste ponto, foi adotada a premissa de que a indenização está contratualmente prevista.

5.3 - Provisão para desmobilização de ativos

A Companhia reconhece provisão para obrigações com a desativação de ativos relativos às suas usinas termoeletricas. Para determinar o valor da provisão, premissas e estimativas são feitas em relação às taxas de desconto, ao custo estimado para a desativação e remoção de todas as usinas dos locais e à época esperada dos referidos custos (Nota 35). A estimativa dos custos é baseada nos requerimentos legais, regulatórios e ambientais para a desativação e remoção de todas as usinas em conjunto assim como os preços de produtos e serviços a serem utilizados no final da vida útil.

5.4 - Obrigações atuariais

As obrigações atuariais registradas são determinadas por cálculos atuariais elaborados por atuários independentes com base na expectativa de vida do participante, idade média de aposentadoria e inflação. Contudo, os resultados reais futuros dos benefícios podem ser diferentes daqueles existentes e registrados contabilmente (Nota 33).

5.5 - Provisões e passivos contingentes

As provisões para riscos trabalhistas, tributários e cíveis são reconhecidas quando há obrigações presentes (legais ou presumidas) resultantes de eventos passados, cuja liquidação seja provável e que seja possível estimarem os valores de forma confiável, com base na avaliação da Administração e dos assessores jurídicos internos e externos. Os valores provisionados são registrados com base nas estimativas dos custos dos desfechos dos referidos processos judiciais. Riscos contingentes com expectativa de perda possível são divulgados pela Administração, não sendo constituída provisão. Essa avaliação é suportada pelo julgamento da Administração, juntamente com seus assessores jurídicos, considerando as jurisprudências, as decisões em instâncias iniciais e superiores, o histórico de eventuais acordos e decisões, a experiência da administração e dos assessores jurídicos, bem como outros aspectos aplicáveis (Nota 34).

5.6 - Provisão para Perda Estimada em Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD

A Companhia adotou a abordagem simplificada e calcula a perda esperada, com base na expectativa de risco de inadimplência que ocorre ao longo da vida útil do instrumento financeiro de acordo com o IFRS 9, que estabeleceu uma matriz de cálculo com base nas taxas de perda esperadas das contrapartes.

Considera-se um ativo financeiro inadimplente quando: (i) é improvável que o credor pague integralmente suas obrigações de crédito com a Companhia sem recorrer a ações como a garantia (se houver); ou (ii) o ativo financeiro expirou de acordo com as regras atuais. Vide notas 10 e 11.

5.7 - Avaliação de instrumentos financeiros

A Administração da Eletrobras utiliza técnicas de avaliação que incluem informações que não se baseiam em dados observáveis de mercado para estimar o valor justo de determinados tipos de instrumentos financeiros, como fluxos futuros contratuais esperados, prazos de recebimentos destes fluxos e taxas de desconto. A nota 44 apresenta as informações sobre as principais premissas utilizadas na determinação do valor justo de instrumentos financeiros, bem como a análise de sensibilidade dessas premissas. A Administração da Eletrobras e suas controladas acreditam que as técnicas de avaliação selecionadas e as premissas utilizadas são adequadas para a determinação do valor justo dos instrumentos financeiros.

5.8 - Contratos onerosos

A Companhia e as controladas utilizam-se de premissas relacionadas aos custos e benefícios econômicos de cada contrato para a determinação da existência ou não de um contrato oneroso. No caso de compromissos de longo prazo como compra e venda de energia, uma das estimativas críticas na determinação do montante de provisão para a venda futura do contrato é o Preço de Liquidação de Diferenças - PLD considerado nos fluxos de caixa, sendo que a Companhia utiliza como base o PLD médio histórico aprovado pela Administração da Eletrobras como premissa para o cálculo da provisão do contrato oneroso, assim como a taxa de desconto utilizada para os fluxos de caixa. Os valores reais do PLD e/ou dos elementos considerados dentro da taxa de desconto ao longo dos anos podem ser superiores ou inferiores aos das premissas utilizadas pela Companhia. Adicionalmente, a Companhia avalia se há contratos onerosos em concessões onde o atual custo esperado para a operação e manutenção não é coberto integralmente pelas receitas (Nota 32).

5.9 - Avaliação dos ativos contratuais de transmissão

Os ativos de transmissão da Companhia são tratados no escopo do CPC 47/IFRS 15 – Receita de Contrato com Cliente e classificados como ativos de contrato. Todas as concessões de transmissão da Eletrobras e suas controladas estão classificadas dentro do modelo de ativo contratual, conforme CPC 47/IFRS 15 – Receita de Contrato com Cliente. O ativo contratual (Nota 17) se origina na medida em que a concessionária satisfaz a obrigação de construir e implementar a infraestrutura de transmissão, sendo a receita reconhecida ao longo do tempo do projeto, porém o recebimento do fluxo de caixa está condicionado à satisfação da obrigação de desempenho de operação e manutenção. Mensalmente, à medida que a Companhia opera e mantém a infraestrutura, a parcela do ativo Contratual equivalente à contraprestação daquele mês pela satisfação da obrigação de desempenho de construir torna-se um ativo financeiro, pois nada mais além da passagem do tempo será requerida para que o referido montante seja recebido.

O valor do ativo contratual da Eletrobras e suas controladas é formado substancialmente por meio do valor presente dos seus fluxos de caixa futuros. O fluxo de caixa futuro é estimado no início da concessão, ou na sua prorrogação e são revisitados a cada Revisão Tarifária Periódica - RTP.

A Administração da Eletrobras utilizou as seguintes principais premissas para avaliar os ativos contratuais de transmissão:

- A RAP estipulada no contrato de concessão (*Bid* leilão ou renovação da concessão);
- Curva de investimento previsto anexado ao contrato de concessão, taxa de depreciação considerada no contrato de concessão;
- Taxa de retorno implícita do contrato obtida após a precificação das margens pelo fluxo de RAP esperado no momento da renovação ou celebração contratual em comparação ao fluxo de investimento esperado ou realizado;
- Atribuição de margens a partir do WACC da Eletrobras com acréscimo de risco por componente de operação e construção; e
- Inclusão da Parcela Variável - PV como critério de risco baseado no histórico apurado.

5.10 - Estimativa da taxa incremental de arrendamentos

Os arrendamentos vigentes não possuem sua taxa de juros implícita prontamente identificável, motivo pelo qual a Companhia considera a taxa incremental sobre empréstimos para mensurar os passivos de arrendamento. A taxa incremental é a taxa de juros que a Companhia teria que pagar ao tomar empréstimos, por prazo semelhante, para obter os recursos necessários para a aquisição de ativos com valores similares ao ativo de direito de uso em ambiente econômico similar. A Companhia obtém as taxas específicas que abrangem o prazo remanescente de cada contrato. Como não é possível determinar a taxa de juros implícita no arrendamento, a Companhia estima o custo de financiamento do arrendatário para determinação da taxa de desconto dos arrendamentos, (Nota 27).

5.11 – Determinação da vida útil dos ativos

A depreciação é reconhecida com base na vida útil estimada de cada ativo pelo método linear, de modo que o valor do custo menos o seu valor residual após sua vida útil seja integralmente baixado. A Companhia considera que a vida útil estimada de cada ativo é semelhante às taxas de depreciação determinadas pela ANEEL, as quais são tidas pelo mercado como aceitáveis por expressar adequadamente o tempo de vida útil dos bens.

Ativos mantidos por meio de arrendamento financeiro são depreciados pela vida útil esperada da mesma forma que os ativos próprios ou por um período inferior, se aplicável, conforme termos do contrato de arrendamento em questão.

5.12 – Determinação de controle

Em algumas circunstâncias julgamento é exigido para determinar se, depois de considerar todos os fatores relevantes, a Companhia possui controle, controle conjunto ou influência significativa sobre uma entidade.

5.13 – Repactuação dos custos de risco hidrológico

Os ativos intangíveis relacionados a repactuação do risco hidrológico foram reconhecidos a valor justo pelas controladas da Companhia. O valor justo foi determinado com base nos parâmetros determinados pela regulamentação da ANEEL e os valores das compensações calculados pela CCEE. Os direitos de extensão foram reconhecimentos em contrapartida da rubrica "Custos operacionais – Repactuação do risco hidrológico". A amortização é reconhecida pelo método linear até o final do prazo de concessão, ajustado com a extensão a partir da data de repactuação.

NOTA 6 – CAIXA, EQUIVALENTES DE CAIXA

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Caixa e Bancos	6.035	21.623	85.608	124.139
Aplicações Financeiras (a)	1.349	7	107.051	162.468
Total	7.384	21.630	192.659	286.607

(a) As aplicações financeiras são de liquidez imediata, substancialmente com remuneração CDI/SELIC. Nenhum título público encontra-se classificado como caixa e equivalentes de caixa.

Prática contábil

Caixa e equivalentes de caixa incluem o caixa, os depósitos bancários e outros investimentos de curto prazo de alta liquidez com vencimentos originais de até três meses.

Os saldos considerados como equivalentes de caixa são aplicações financeiras de curto prazo, de liquidez imediata, prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa, sujeitos a um insignificante risco de mudança de valor e mantidos com a finalidade de atender a compromissos de caixa de curto prazo e à gestão de caixa da Companhia.

NOTA 7 – CAIXA RESTRITO

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Comercialização - Itaipu (a)	1.038.270	1.314.234	1.038.270	1.314.234
Comercialização - PROINFA (b)	1.041.481	1.471.908	1.041.481	1.471.908
PROCEL	433.268	495.260	433.268	495.260
Conta Garantia - SPEs (c)	-	100.000	-	100.000
Recursos da RGR	31.575	30.890	31.575	30.890
Convênio Itaipu (d)	-	-	-	161.070
Total	2.544.594	3.412.292	2.544.594	3.573.362

(a) Comercialização – Itaipu

A base tarifária e os termos de comercialização estarão vigentes até 2023, quando então deverão ser revistos pelas Altas Partes, que são os Estados Brasileiro e Paraguai. A tarifa de Itaipu é uma tarifa "por custo de serviço" e foi estabelecida de forma preponderante a permitir o pagamento do serviço da dívida e a manter os seus gastos de operação e manutenção. Maiores detalhes, vide nota 18.

(b) Comercialização – PROINFA

O PROINFA, instituído pela Lei nº 10.438/2002, e suas alterações, tem como objetivo a diversificação da matriz energética brasileira com a utilização de fontes renováveis de energia, mediante o aproveitamento econômico dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis. As concessionárias de transmissão pagam à Companhia o valor de energia em quotas, equivalente ao custo correspondente à participação dos consumidores cativos, dos consumidores livres e dos autoprodutores conectados às suas instalações. As operações relativas à compra e venda de energia no âmbito do PROINFA não afetam o resultado da Companhia. Maiores detalhes, vide nota 40.

(c) Conta Garantia – SPEs

Com a venda do Complexo Eólico Hermenegildo, alienada em 2020, não se faz mais necessário aportar tal garantia, ocasionando uma redução no saldo da referida rubrica.

(d) Convênio Itaipu

Em dezembro de 2020, foi celebrado um convênio de cooperação técnica e financeira entre Furnas e Itaipu Binacional, cujo objeto é a revitalização do sistema de corrente contínua de Furnas dedicado à Usina Hidrelétrica de Itaipu. Em janeiro de 2021 este saldo foi transferido para títulos e valores mobiliários, vide nota 8.

Prática contábil

O caixa restrito é composto por aplicações financeiras mensuradas ao valor justo, sendo os recursos arrecadados pelos respectivos fundos que são utilizados exclusivamente para atender às suas disposições regulamentares não estando disponíveis para a Companhia.

NOTA 8 – TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

Em atendimento a Resolução nº 3.284 do Banco Central do Brasil, as aplicações das disponibilidades oriundas de receitas próprias das empresas públicas e das sociedades de economia mista, integrantes da Administração Federal Indireta, somente podem ser efetuadas em fundos de investimento extramercado administrados pela Caixa Econômica Federal – CEF e pelo Banco do Brasil S.A. Logo, a Companhia aplica seus recursos nos fundos extramercados lastreados em títulos públicos substancialmente de vencimento de longo prazo, cuja utilização contempla tanto o programa de investimento corporativo no curto prazo como também, a manutenção do caixa operacional da Companhia.

Em 1º de março de 2022 a referida Resolução foi revogada por meio da Resolução nº 4.986 do Conselho Monetário Nacional – CMN, entretanto a Companhia ainda mantém seus investimentos nas mesmas instituições financeiras.

Os montantes classificados como circulante atendem os critérios exigidos no CPC 26/IAS 01 – Apresentação das Demonstrações Contábeis uma vez que sua realização é esperada no decurso normal do ciclo operacional da Companhia, portanto a Companhia reclassificou os montantes referentes ao Fundo de Energia do Sudeste e Centro-Oeste - FESC e Fundo de Energia do Nordeste - FEN anteriormente apresentados no circulante, para o não circulante, tendo em vista que não há a expectativa de utilização dos mesmos no curto prazo de acordo com suas respectivas restrições de investimento.

O detalhamento dos títulos e valores mobiliários, nos fundos nos quais a Companhia aplica seus recursos, se dá como se segue:

Títulos	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020 (Reclassificado)
Circulante				
Letra do Tesouro Nacional *	5.407.449	6.206.587	9.823.486	8.697.929
Nota do Tesouro Nacional - série F *	49.842	1.230.849	143.768	1.727.775
Letra Financeira do Tesouro Nacional *	-	-	690.470	100.928
Títulos de Renda Fixa *	-	-	3.182.447	1.995.010
Operações Compromissadas	569.074	302.615	1.489.807	641.878
Outros	-	-	145.227	506.538
Títulos Restritos				
Convênio Itaipu (a)	-	-	165.571	-
	6.026.365	7.740.051	15.640.776	13.670.058
Não Circulante				
Partes Beneficiárias (b)	393.747	320.299	393.747	320.299
Fundo de Energia do Sudeste e Centro-Oeste (c)	-	-	554.123	253.731
Fundo de Energia do Nordeste (d)	-	-	140.705	115.569
Outros	4.533	2.585	4.901	2.937
	398.280	322.884	1.093.476	692.536
Total	6.424.645	8.062.935	16.734.252	14.362.594

(*) Títulos com indexador Prefixado.

(a) Convênio Itaipu

Em dezembro de 2020, foi celebrado um convênio de cooperação técnica e financeira entre Furnas e Itaipu Binacional, cujo objetivo é a cooperação para desenvolvimento conjunto do projeto denominado "Revitalização do Sistema HVDC de Furnas Associado à UHE Itaipu" que consiste na modernização de equipamentos na estação conversora em Foz do Iguaçu. A modernização do sistema de transmissão associado à UHE Itaipu, se encontra no Plano Decenal de Expansão de energia – PDE 2030, aprovado pela Portaria Normativa MME nº 2, de 25 de fevereiro de 2021.

(b) Partes Beneficiárias

Títulos adquiridos em decorrência da reestruturação do investimento da Companhia na controlada INVESTCO S.A. Estes ativos garantem rendimentos anuais equivalentes a 10% do lucro das empresas Lajeado Energia S.A., Paulista Lajeado Energia S.A. e CEB Lajeado Energia S.A., pagos juntamente com os dividendos, e serão resgatados no vencimento previsto para outubro de 2032, mediante sua conversão em ações preferenciais do capital social das referidas empresas. Esses títulos são ajustados a valor presente.

(c) Fundo de Energia do Sudeste e Centro-Oeste – FESC

Fundo setorial, criado pela MP nº 677/2015, convertida em Lei nº 13.182/2015, de 03 de novembro de 2015, com o objetivo de prover recursos para suprir as empresas eletrointensivas do Centro-Oeste e do Sudeste, o FESC permite que Furnas negocie energia elétrica a preços competitivos com as indústrias de ferroliga, de silício metálico, ou de magnésio, com ampliação dos investimentos em energia elétrica, especialmente nas Regiões Sudeste e Centro-Oeste. Furnas usará os recursos deste fundo para a aquisição/formação destas SPEs podendo sua participação acionária ser de até 49% do capital próprio dessas sociedades.

(d) Fundo de Energia do Nordeste – FEN

Fundo setorial, criado pela MP nº 677/2015, convertida em Lei nº 13.182/2015, de 03 de novembro de 2015. Os recursos revertidos para o fundo são calculados pela diferença entre o preço pago pelos grandes consumidores à Chesf e o custo de geração da energia, nos termos da legislação, com o objetivo de prover recursos para a implantação de empreendimentos de energia elétrica na Região Nordeste do Brasil, por meio de SPEs. A Chesf usará os recursos deste fundo para a aquisição/formação destas SPEs podendo sua participação acionária ser de até 49% do capital próprio dessas sociedades.

Prática contábil

Os títulos e valores mobiliários da Companhia são inicialmente mensurados a valor justo e, posteriormente, mensurados ao custo amortizado ou pelo valor justo por meio do resultado por se tratarem substancialmente de investimentos em títulos públicos federais brasileiros, em conformidade com a Resolução nº 3.284 do Banco Central do Brasil.

NOTA 9 – FUNDO PARA DESCOMISSIONAMENTO

O descomissionamento de usinas nucleares constitui-se de um conjunto de medidas tomadas para retirar de serviço, com segurança, uma instalação nuclear, reduzindo a radioatividade residual a níveis que permitam liberar o local para uso restrito ou irrestrito. Para permitir a inclusão dos custos a serem incorridos com o descomissionamento das Usinas Angra 1 e 2, foi constituído contabilmente uma obrigação para desmobilização de ativos, com base em estudos técnicos elaborados pela Companhia, conforme nota 35.

Anualmente, a Eletrobras estabelece o montante a ser recolhido ao fundo financeiro para o descomissionamento das Usinas Angra 1 e Angra 2, considerando como base de cálculo, a parcela considerada pela ANEEL, na receita fixa das mencionadas usinas. Para o exercício de 2021, o valor depositado foi de R\$ 186.781 (R\$ 184.960 no exercício findo em 31 de dezembro de 2020).

O mencionado fundo é mantido com o Banco do Brasil, através de um fundo de investimento extramercado de longo prazo, exclusivo para acumular os recursos destinados a custear as atividades de descomissionamento. A titularidade deste fundo pertence à Eletrobras, conforme determinado pelo CNPE.

A seguir, demonstramos o detalhamento de carteira do mencionado fundo:

	CONTROLADORA / CONSOLIDADO	
	31/12/2021	31/12/2020
Títulos públicos	1.990.189	1.593.736
Op. Compromissadas	74.551	165.359
Dólar comercial futuro	(9.068)	(5.303)
Outros	41	35
Total	2.055.713	1.753.827

No exercício findo em 31 de dezembro de 2021, o fundo para descomissionamento apresenta acréscimo financeiro de R\$ 78.680 (R\$ 405.281 no exercício findo em 31 de dezembro de 2020), em função da carteira do Fundo Financeiro para descomissionamento conter título público vinculado à variação da moeda dólar norte-americano.

Prática contábil

A Companhia considera o fundo para descomissionamento como um ativo financeiro mensurado a valor justo por meio do resultado, no qual os ganhos e perdas financeiras são reconhecidos na rubrica do resultado financeiro, uma vez que a carteira deste fundo contém títulos públicos vinculados à variação do dólar norte-americano. Além disso, os rendimentos financeiros, incorridos ao longo do exercício, estão sujeitos à devida tributação do imposto de renda na fonte.

NOTA 10 – CLIENTES

	CONSOLIDADO					
	31/12/2021					31/12/2020
	A vencer	Vencidos até 90 dias	Vencidos + de 90 dias	Créditos Renegociados	Total	Total
Circulante						
Suprimento/Fornecimento de Energia (a)	2.365.930	118.645	286.721	22.685	2.793.981	3.317.936
Energia Elétrica de Curto Prazo - CCEE (b)	220.541	76.671	1.950	-	299.162	1.872.261
Uso da Rede Elétrica (c)	795.792	30.302	34.892	-	860.986	844.587
Conexão/Disponibilização ao Sistema de Transmissão	386.248	13.197	111.927	-	511.372	757.967
PROINFA	524.939	-	-	-	524.939	336.692
Parcelamento	22.739	28.438	-	582.574	633.751	112.212
(-) PECLD (d)	(122.676)	(24.948)	(263.613)	(117.978)	(529.215)	(1.269.998)
	4.193.513	242.305	171.877	487.281	5.094.976	5.971.657
Não Circulante						
Suprimento/Fornecimento de Energia (a)	-	-	9.548	1.825.119	1.834.667	2.129.202
Energia Elétrica de Curto Prazo - CCEE (b)	-	-	293.560	-	293.560	293.560
Uso da Rede Elétrica (c)	-	-	4.348	-	4.348	4.348
(-) PECLD (d)	-	-	(307.456)	(832.039)	(1.139.495)	(1.365.211)
	-	-	-	993.080	993.080	1.061.899
Total Clientes	4.193.513	242.305	171.877	1.480.361	6.088.056	7.033.556

(a) Suprimento/Fornecimento de Energia

Créditos a receber decorrentes da venda de energia no Ambiente de Contratação Regulada – ACR e no Ambiente de Contratação Livre – ACL.

Em julho de 2021, a controlada Eletronorte celebrou o 4º Instrumento de Confissão de Dívidas – ICD, cujo objeto é a repactuação da dívida da Amazonas Energia S.A. junto à Eletronorte referente às faturas de Operação e Manutenção – O&M e Potência dos contratos dos Produtores Independentes de Energia – PIEs, localizados na capital de Manaus, vencidos entre novembro de 2020 a julho de 2021. O valor pactuado foi de R\$ 808.750 sendo as condições da pactuação: carência de 12 meses de juros e principal encerrando em 30 de junho de 2022, prazo de amortização de 60 meses, taxa de Certificado de Depósito Interbancário – CDI +2,75% a.a., com vinculação, em garantia, de recebimento de créditos estimados de Sobrecontratação e Mercado de Curto Prazo nos montantes de aproximadamente R\$ 73.000 e R\$ 80.000, respectivamente, que vierem a ser recebidos pela Amazonas Energia S.A. e também com garantia equivalente a uma prestação. O saldo a receber referente aos ICD com a Amazonas Energia S.A. em 31 de dezembro de 2021 corresponde a R\$ 1.713.807.

(b) Energia Elétrica de Curto prazo – CCEE

Créditos a receber decorrentes da liquidação das diferenças entre os montantes de energia elétrica contratados e os montantes de geração ou consumo efetivamente verificados e atribuídos aos respectivos agentes da CCEE.

Em agosto de 2021, a controlada Chesf realizou o pagamento na CCEE do valor de R\$ 1.419.935, sendo este composto por um débito de R\$ 1.824.795 menos um crédito de R\$ 404.860 em virtude do GSF. Adicionalmente, houve o registro da baixa definitiva no valor de R\$ 790.126 em função do resultado da análise da situação de créditos vencidos de longa data.

(c) Uso de Rede Elétrica

Créditos a receber decorrentes do uso da rede de transmissão pelos usuários conectados à rede.

(d) Provisão para Perda Estimada em Créditos de Liquidação Duvidosa – PECLD

As controladas constituem e mantêm provisões a partir de análise dos valores constantes das contas a receber vencidas e a vencer, analisando o histórico de perdas e a expectativa da Companhia com relação a perdas esperadas sobre os créditos, cujo montante é considerado pela Administração como suficiente para cobrir eventuais perdas esperadas na realização desses ativos a vencer e vencidos.

As movimentações na provisão nos exercícios de 12 meses findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020 são as seguintes:

CONSOLIDADO		
Saldo inicial em 31 de dezembro 2020 e 2019	2.635.209	1.928.072
(+) Constituição	619.232	994.167
(-) Reversão	(738.732)	(189.302)
(-) Baixa	(855.403)	(97.728)
Transferências	8.404	-
Saldo final em 31 de dezembro 2021 e 2020	1.668.710	2.635.209

Em maio de 2021, a controlada Eletronorte assinou com a Companhia de Eletricidade do Amapá - CEA, o Acordo de Renegociação de Dívidas - ARD, cujo objeto foi a novação da dívida da CEA junto a Eletronorte com a finalidade de: (i) viabilizar o recebimento dos créditos pela Eletronorte em função da atual situação econômica e financeira da CEA; e (ii) auxiliar a viabilização do processo de licitação da concessão de distribuição de energia elétrica associada à transferência de controle da Distribuidora, conforme regulado pela Lei n.º 12.783/2013, pelo Decreto nº 9.192/2017, e pelas condições aprovadas pela Portaria Interministerial nº 2, de 08 de março 2021, emitida em conjunto pelo Ministério de Minas e Energia e Ministério da Economia. Uma das condições de eficácia do referido ARD foi a desestatização da CEA ocorrida em junho de 2021, conforme estabelecido na Lei nº 14.120/2021.

A distribuidora Roraima Energia S.A., antes de ser privatizada, possuía dívidas renegociadas e não pagas com Eletronorte que foram objeto de instrumento de reconhecimento e parcelamento de dívida firmado em fevereiro de 2019, no valor de R\$ 540.583. Durante o período de carência, a devedora manteve adimplência dos juros sobre o principal, não sendo verificado nenhum atraso. Com o fim desse período, iniciou-se o pagamento das parcelas de juros acrescidos de amortização e, até o presente momento, não foi observado inadimplemento.

A controlada Eletronorte, considerando a análise de crédito, capacidade financeiras da contraparte e o histórico de adimplência no pagamento da dívida renegociada, seguindo a política de provisão para crédito de liquidação duvidosa, reverteu provisão para crédito de liquidação duvidosa no montante de R\$ 520.757 com a Roraima Energia S.A e o montante de R\$ 134.129 da Companhia de Eletricidade do Amapá - CEA.

Em dezembro de 2021 a Eletronorte alterou o risco do cliente Amazonas Energia tendo em vista a recente inadimplência da mesma em relação aos débitos vencidos e não pagos e reconheceu uma provisão adicional de R\$ 450.223. O total provisionado como PECLD da Amazonas Energia em 31 de dezembro de 2021 é de R\$ 916.353.

A controlada Chesf registrou uma baixa no valor de R\$ 790.126 em função do resultado da análise da situação de créditos vencidos de longa data. Este registro não afetará o andamento dos processos relacionados às cobranças judiciais em curso.

A constituição, reversão e baixa da provisão foram registradas no resultado do exercício como despesas operacionais, vide nota 41.1.

Prática contábil

As contas a receber de clientes são contabilizadas com base no regime de competência, reconhecidas inicialmente pelo preço da transação e, subsequentemente, mensuradas pelo custo amortizado menos a provisão para PECLD.

A Companhia adotou a abordagem simplificada para cálculo da perda estimada em crédito, conforme mencionado na nota 5.6.

A apuração da PECLD é realizada com base em dois critérios, e mensurada dos dois o maior:

- Análise individual por cliente e tempo de relacionamento:

Clientes com mais de dois anos de relacionamento: *Aging list* individualizado por cliente, ou seja, histórico de faturamento versus recebimento considerando um cenário de 2 anos sendo o percentual de inadimplência aplicado no saldo total do contas a receber deste cliente;

Clientes entre 1 ano e 2 anos de relacionamento: *Aging list* individualizado por cliente, ou seja, histórico de faturamento versus recebimento considerando um cenário de tempo de relacionamento (entre 1 e 2 anos) sendo o percentual de inadimplência aplicado no saldo total do contas a receber deste cliente; e

Clientes com menos de 1 ano: *Aging list* médio da carteira integral de clientes. Histórico de faturamento de toda carteira versus recebimento integral considerando cenário de 2 anos sendo o percentual de inadimplência aplicado no saldo do novo cliente.

- Análise por fatura vencida:

Provisionamento do saldo da fatura vencida entre 90 e 119 dias, provisão de 50% da fatura; vencida entre de 120 e 179 dias, acréscimo de 25% na provisão; e vencido há mais de 180 dias, acréscimo de 25% na provisão totalizando 100% da fatura e provisionamento das demais faturas, independente do prazo. Em relação aos créditos renegociados, a Companhia realiza o provisionamento de 100% do saldo do cliente a partir do vencimento de qualquer fatura renegociada e a reversão dos saldos ocorre a partir da adimplência de 3 faturas consecutivas.

Com base na avaliação de perda estimada de clientes adimplentes, as contas a receber são normalmente liquidadas em um período de até 45 dias, motivo pelo qual os valores contábeis representam substancialmente os valores justos nas datas de encerramento contábil. Desta forma, esse grupo de clientes não possuem índice de inadimplência relevante ou significativo que justificassem o provisionamento de risco individual.

Os valores são baixados da provisão e reconhecidos como perda definitiva quando não há mais expectativa de recuperação dos recursos.

Os créditos renegociados são recalculados com base nos fluxos de caixa renegociados, descontados pela taxa de juros efetiva original dos contratos ou pelas taxas de juros revisadas. As diferenças entre os créditos originais e os créditos recalculados são reconhecidos no resultado.

NOTA 11 – FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS A RECEBER

	Taxa Média		CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Eletronorte (a)	6,73	5,54	2.072.281	503.913	-	-
CGT Eletrosul	5,76	4,00	1.277.658	1.260.147	-	-
Eletronuclear	5,00	5,00	651.276	715.486	-	-
Fumas	5,83	5,61	611.165	1.459.009	-	-
Amazonas GT (a)	-	3,20	-	2.270.943	-	-
Amazonas Energia S.A.	7,59	5,78	4.009.587	3.998.324	4.009.587	3.998.324
Itaipu Binacional (b)	5,43	6,93	688.884	4.200.471	688.884	4.200.471
Equatorial Alagoas Distribuidora de Energia S.A.	5,69	3,45	1.135.749	1.505.961	1.135.749	1.505.962
Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A	5,34	3,75	687.679	1.008.052	687.679	1.008.052
Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.	6,29	2,50	411.595	571.127	411.595	571.127
Roraima Energia S.A.	7,02	2,22	143.896	147.764	143.896	147.764
Outras	-	-	154.476	248.201	154.477	248.201
(-) PECLD	-	-	(1.388.340)	(755.002)	(1.388.340)	(755.002)
Total			10.455.906	17.134.396	5.843.527	10.924.899
Principal			2.234.352	5.849.243	1.232.745	4.696.162
Encargos			40.949	88.080	19.021	52.499
Circulante			2.275.301	5.937.323	1.251.766	4.748.661
Não Circulante			8.180.605	11.197.073	4.591.761	6.176.238
Total			10.455.906	17.134.396	5.843.527	10.924.899

(a) A Amazonas GT foi incorporada pela Eletronorte em julho de 2021.

(b) A redução no saldo devedor está diretamente relacionada à amortização no valor de R\$ 3.637.681.

Os financiamentos e empréstimos concedidos são efetuados com recursos próprios da Companhia e de recursos externos captados através de agências internacionais de desenvolvimento, instituições financeiras e decorrentes do lançamento de títulos nos mercados financeiros nacional e internacional.

Todos os financiamentos e empréstimos concedidos estão respaldados por contratos formais firmados com as mutuárias. Quanto ao montante, cerca de 60% dos recebíveis deverão ser amortizados nos próximos cinco anos, em sua maioria em parcelas mensais, sendo a taxa média de juros ponderada pelo saldo da carteira, de 7,90% ao ano.

A Controladora é credora de um empréstimo com Itaipu Binacional com cláusula de atualização cambial que representa 11% do total da carteira consolidada (38% em 31 de dezembro de 2020). Os demais financiamentos e empréstimos preveem atualização com base em índices de IGP-M e IPCA.

11.1 - Provisão para Perda Estimada em Créditos de Liquidação Duvidosa – PECLD Empréstimos a receber

As movimentações na provisão dos financiamentos e empréstimos concedidos da Companhia para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020 são as seguintes:

CONTROLADORA / CONSOLIDADO		
Saldo inicial em 31 de dezembro 2020 e 2019	755.002	632.643
(+) Complemento	633.338	335.762
(-) Reversões	-	(213.403)
Saldo final em 31 de dezembro 2021 e 2020	1.388.340	755.002

A provisão realizada no exercício de 2021 refere-se principalmente à inadimplência da Amazonas Energia relacionada a primeira parcela dos contratos de serviço da dívida vencida em dezembro de 2021. Diante desta inadimplência e avaliando o histórico dessas negociações, a Eletrobras realizou uma provisão adicional no montante total de R\$ 620.089, totalizando R\$ 1.255.761.

Tal volume de provisão é julgado suficiente pela Administração da Eletrobras para fazer face a perdas esperadas nestes ativos, com base em análise do comportamento da carteira.

Prática Contábil

A companhia reconhece inicialmente os financiamentos e empréstimos a receber a valor justo, subsequentemente mensurados a custo amortizado, com pagamentos fixos ou determináveis e taxa média de juros, ponderada pelo saldo da carteira. O valor contábil destes ativos financeiros é reduzido por uma conta redutora de perda esperada de crédito para liquidação duvidosa. A constituição e a reversão da PECLD são registradas no resultado do exercício como Provisões Operacionais.

NOTA 12 – REMUNERAÇÃO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS

Os valores apresentados referem-se a dividendos e juros sobre o capital próprio a receber, líquidos de Imposto de Renda Retido na Fonte – IRRF, quando aplicável, decorrente de investimentos de caráter permanente mantidos pela Companhia.

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Circulante				
Controladas				
Eletronorte	2.471.778	1.405.170	-	-
Chesf	1.293.289	1.799.293	-	-
Furnas	984.621	508.472	-	-
CGT Eletrosul	69.143	470.903	-	-
Eletropar	5.116	8.997	-	-
Coligadas				
Lajeado Energia S.A.	101.318	100.280	101.318	100.280
Interligação Elétrica do Madeira S.A. - IE Madeira	-	-	60.238	2.859
Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista S.A. - CTEEP	40.431	195.155	40.431	198.359
Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. - BMTE	-	-	37.964	34.121
Manaus Construtora LTDA	-	-	23.298	23.298
Energética Águas da Pedra S.A. - EAPSA	-	-	21.854	14.034
Companhia Estadual de Geração de Energia Elétrica - CEEE-G	18.522	-	18.522	-
CEB Lajeado S.A.	17.267	12.147	17.267	12.147
Interligação Elétrica Garanhuns S.A. - IE Garanhuns	-	-	14.453	8.055
Mata de Santa Genebra Transmissão S.A.	-	-	13.560	-
Goiás Transmissão S.A.	-	-	10.594	8.146
MGE Transmissão S.A.	-	-	10.498	5.616
Sistema de Transmissão Nordeste S.A. - STN	-	-	9.428	-
Retiro Baixo Energética S.A.	-	-	7.072	3.858
Paulista Lajeado Energia S.A.	5.371	15.202	5.371	15.202
Paranáíba Transmissora de Energia S.A.	-	-	4.997	6.163
Companhia Estadual de Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-T	4.064	-	4.064	-
Transenergia São Paulo S.A.	-	-	2.691	14.760
Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A. - EMAE	-	92.172	-	95.639
Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia S.A.	-	72.155	-	72.155
Enerpeixe S.A.	-	-	-	11.653
Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A. - TSLE	-	-	-	4.153
Outros	17.811	40.545	39.522	45.012
Total	5.028.731	4.720.491	443.142	675.510

Prática contábil

Este grupo de contas destina-se à contabilização, dos créditos referentes a dividendos e juros sobre capital próprio, provenientes dos investimentos de acordo com a nota 20. Os dividendos são reconhecidos nas demonstrações financeiras quando de sua efetiva distribuição ou quando sua distribuição é aprovada pelos acionistas, o que ocorrer primeiro.

NOTA 13 – TRIBUTOS A RECUPERAR

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Ativo circulante				
IRRF	453.927	512.074	518.797	729.591
PIS/COFINS a recuperar	2.798	7.126	191.934	38.571
Contribuição Social	-	-	-	29.365
ICMS a recuperar	-	-	30.290	6.540
Outros	-	-	14.885	29.893
	456.725	519.200	755.906	833.960
Ativo não circulante				
IR/CS	3.365	2.781	180.193	186.791
PIS/COFINS a recuperar	-	-	183.772	180.903
ICMS a recuperar	-	-	64.706	39.694
Outros	-	-	20.587	22.657
	3.365	2.781	449.258	430.045
Total	460.090	521.981	1.205.164	1.264.005

NOTA 14 – IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL

14.1 - Imposto de renda e contribuição social corrente

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Ativo circulante				
Antecipações/ Saldo negativo de IRPJ e CSLL	640.191	829.569	1.487.777	1.292.750
Passivo circulante				
Imposto de Renda corrente	-	-	35	232.716
Contribuição Social corrente	-	-	19.589	86.719
	-	-	19.624	319.435

14.2 - Imposto de renda e contribuição social diferidos

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Ativo não circulante				
IRPJ e CSLL Diferidos	-	-	1.500.987	2.068.894
Passivo não circulante				
IRPJ e CSLL Diferidos	569.816	650.523	7.244.737	3.705.055

14.3 - Composição do imposto de renda e contribuição social diferidos

	Impostos diferidos por controladas					
	31/12/2021			31/12/2020		
	Ativo	Passivo	Efeito Líquido ativo (passivo)	Ativo	Passivo	Efeito Líquido ativo (passivo)
Ativo diferido						
Eletronorte	-	-	-	2.000.596	(1.718.093)	282.503
CGT Eletrosul	2.946.137	(1.445.150)	1.500.987	2.853.789	(1.213.385)	1.640.404
Chesf	-	-	-	1.848.014	(1.702.027)	145.987
Total	2.946.137	(1.445.150)	1.500.987	6.702.399	(4.633.505)	2.068.894
Passivo diferido						
Eletrobras	-	(569.816)	(569.816)	-	(650.523)	(650.523)
Chesf	1.754.433	(2.424.625)	(670.192)	-	-	-
Furnas	2.324.090	(6.459.602)	(4.135.512)	2.159.704	(5.203.825)	(3.044.121)
Eletropar	-	(9.805)	(9.805)	-	(10.411)	(10.411)
Eletronorte	1.374.181	(3.233.593)	(1.859.412)	-	-	-
Eletronuclear	549.705	(549.705)	-	827.493	(827.493)	-
Total	6.002.409	(13.247.146)	(7.244.737)	2.987.197	(6.692.252)	(3.705.055)
Total	8.948.546	(14.692.296)		9.689.596	(11.325.757)	

Destaca-se a alteração do saldo líquido apresentado pela controlada Eletronorte no valor de R\$ 1.859.412 (passivo), em 31 de dezembro de 2021 (Ativo no valor de R\$ 282.503, em 31 de dezembro de 2020). Tal alteração ocorreu em virtude, principalmente, do Imposto de Renda Pessoa Jurídica - IRPJ e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido - CSSL diferidos sobre as reversões de PECLD, na ordem de R\$ 535.366 (redução do ativo) e o IRPJ e CSSL diferidos sobre o resultado das extensões das outorgas das concessões (GSF) de Tucuruí, Samuel e Curuá-Una no valor total de R\$ 971.778 (aumento do passivo).

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Tributos diferidos ativos				
Provisões Operacionais	-	-	1.015.144	2.642.799
Créd. Tributário s/ Prejuízo Fiscal e Base Negativa	-	-	2.052.298	2.182.759
Provisão para Contingências	-	-	2.370.870	2.176.195
Provisão de créditos de liquidação duvidosa	-	-	1.075.818	1.238.181
Ajuste da Lei 11.638/2007- RTT (IFRS)	-	-	348.481	657.891
Provisão para perdas em investimentos	-	-	234.400	161.127
Impairment	-	-	1.535.144	157.121
Outros	-	-	316.391	473.523
Total Ativo	-	-	8.948.546	9.689.596
Tributos diferidos passivos				
Ativo de contrato	-	-	10.104.705	8.822.661
Repactuação do Risco Hidrológico	-	-	1.344.845	-
AVP sobre Desmobilização de Ativo	-	-	416.620	789.109
Ajuste da Lei 11.638/2007- RTT (IFRS)	-	-	844.659	156.764
Instrumentos Financeiros VJORA	569.816	650.523	569.816	650.523
Ajustes CPC 47	-	-	296.528	157.236
Depreciação acelerada	-	-	273.826	247.127
Outros	-	-	841.297	502.337
Total Passivo	569.816	650.523	14.692.296	11.325.757
Tributos diferidos passivos, líquidos	569.816	650.523	5.743.750	1.636.161

Os montantes reconhecidos nas demonstrações financeiras são resultantes de nossa melhor estimativa dos lucros tributáveis futuros, sendo a base do valor registrado formada pelas diferenças temporárias, prejuízo fiscal e base negativa de contribuição social de cada entidade.

A Companhia possui tributos diferidos (líquidos) derivados de diferenças temporárias, prejuízo fiscal e base negativa de contribuição social, cuja realização esperada por exercício futuro é como segue:

	Eletrobras	CGT Eletrosul	Furnas	Chesf	Eletropar	Eletronorte	Total
2022	(189.939)	209.010	(597.571)	(4.005)	(3.268)	(40.124)	(625.897)
2023	(189.939)	176.711	(908.112)	(4.005)	(3.268)	(39.199)	(967.812)
2024	(189.938)	165.540	(998.503)	(13.292)	(3.269)	(98.902)	(1.138.364)
2025	-	27.157	(1.056.357)	(13.407)	-	(189.648)	(1.232.255)
Após 2025	-	922.569	(574.969)	(635.483)	-	(1.491.539)	(1.779.422)
Total	(569.816)	1.500.987	(4.135.512)	(670.192)	(9.805)	(1.859.412)	(5.743.750)

Adicionalmente, a Eletrobras e sua controlada Eletronuclear não apresentam perspectiva de lucro tributável futuro e, desta forma, os créditos tributários diferidos de prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social não registrados nas demonstrações financeiras somam o valor de R\$ 3.565.988 em 31 de dezembro de 2021 (R\$ 2.926.448 em 31 de dezembro de 2020).

	31/12/2021	31/12/2020
Eletrobras	3.205.305	2.470.549
Eletronuclear	360.683	352.817
Amazonas GT (a)	-	103.082
Total	3.565.988	2.926.448

(a) A Amazonas GT foi incorporada pela Eletronorte em julho de 2021.

Além dos créditos tributários diferidos não reconhecidos, derivados de prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social, conforme demonstrado acima, a Controladora possui em seus livros fiscais diferenças temporárias ativas, que caso existissem os pressupostos para reconhecimento contábil, gerariam ativo fiscal diferido no montante de R\$ 11.204.268, em 31 de dezembro de 2021, cuja composição é apresentada a seguir:

Ativo Fiscal Diferido sobre diferenças temporárias não reconhecido	31/12/2021
Contingências	9.791.418
Provisão atuarial	255.238
PECLD	459.523
Variação cambial passiva	216.209
Outros	481.880
Total	11.204.268

14.4 Conciliação da despesa com imposto de renda e contribuição social

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
	IRPJ/CSLL		IRPJ/CSLL	
Resultado operacional antes dos tributos	5.646.141	6.338.688	10.994.356	6.952.646
Total do IRPJ e CSLL calculado às alíquotas de 25% e 9%, respectivamente	(1.919.688)	(2.155.154)	(3.738.081)	(2.363.900)
Efeitos de adições e exclusões:				
Tributos diferidos não reconhecidos/baixados (a)	(8.333.715)	(2.914.589)	(9.336.783)	(2.541.696)
Variação Cambial	(136.397)	169.228	(136.397)	169.228
Equivalência patrimonial	6.337.852	3.562.531	722.018	568.107
Provisões	4.166.364	1.226.823	5.721.293	826.380
Receita financeira - Ativo de Contrato	-	-	689.880	272.654
Receita de Dividendos	48.435	12.455	322.696	456.147
Constituição de tributo diferido sobre prejuízo fiscal/base negativa	-	-	13.525	1.698.017
Constituição/Reversão de Créditos Tributários	-	-	(887.365)	11.682
Incentivos Fiscais (b)	-	-	732.541	924.200
Doações	(4.377)	(4.408)	(17.830)	(17.889)
Repactuação Risco Hidrológico	-	-	1.317.411	-
Demais adições e exclusões permanentes	(158.474)	103.114	(683.631)	(568.263)
Total da despesa de IRPJ e CSLL	-	-	(5.280.723)	(565.333)
Alíquota efetiva	0,00%	0,00%	48,03%	8,13%

(a) Tributos diferidos ativos não reconhecidos / baixados

São compostos por diferenças temporárias, prejuízo fiscal e base negativa de CSLL apurados no exercício, cujos benefícios tributários não foram reconhecidos devido à ausência de projeção de lucros tributários futuros.

(b) Incentivos Fiscais

A Medida Provisória nº 2.199/14 de 24 de agosto de 2001, alterada pela Lei nº 11.196/2005, possibilita que as empresas situadas nas regiões de atuação da Superintendência de Desenvolvimento do Nordeste – SUDENE e da Superintendência de Desenvolvimento da Amazônia – SUDAM, que possuam empreendimentos no setor de infraestrutura, considerado em ato do Poder Executivo, um dos setores prioritários para o desenvolvimento regional, reduzam o valor do imposto de renda devido para fins de investimentos em projetos de instalação, ampliação, modernização ou diversificação.

Nesse contexto, a SUDENE e a SUDAM, por meio de laudos constitutivos, reconheceram o direito à redução de 75% do imposto sobre a renda e adicionais não restituíveis, calculados sobre o lucro da exploração nas atividades de geração e transmissão de energia elétrica, cujo montante de benefício apurado até 31 de dezembro de 2021 foi de R\$ 678.853 (R\$ 669.204 em 31 de dezembro de 2020).

14.5 - Imposto de renda e contribuição social reconhecidos em outros resultados abrangentes

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Ajuste ganhos e perdas atuariais	-	-	(359.964)	161.210
Remensuração do valor justo de instrumentos financeiros por meio de ORA	80.706	(21.619)	79.621	(20.417)
Total do imposto de renda e da contribuição social reconhecidos em outros resultados abrangentes	80.706	(21.619)	(280.343)	140.793

Prática Contábil

As despesas de Imposto de Renda e Contribuição Social do exercício compreendem os tributos corrente e diferido. Os tributos sobre a renda são reconhecidos na demonstração do resultado, exceto na proporção em que estiverem relacionados com itens reconhecidos diretamente no patrimônio líquido ou no resultado abrangente. Nesse caso, o tributo também é reconhecido no patrimônio líquido ou no resultado abrangente.

O imposto de renda - IRPJ, corrente e diferido, é calculado com base nas alíquotas de 15%, acrescidas do adicional de 10% sobre o lucro tributável e 9% sobre o lucro tributável para contribuição social sobre o lucro líquido, considerando-se a compensação de prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social, limitada a 30% do lucro tributável do exercício.

O Imposto de Renda e a Contribuição Social diferidos são reconhecidos usando-se o método do passivo sobre as diferenças temporárias decorrentes de diferenças entre as bases fiscais dos ativos e passivos e seus valores contábeis nas demonstrações financeiras. Entretanto, o Imposto de Renda e a Contribuição Social diferidos não são contabilizados se resultar do reconhecimento inicial de um ativo ou passivo em uma operação que não seja uma combinação de negócios, a qual, na época da transação, não afeta o resultado contábil, nem o lucro tributável (prejuízo fiscal).

O Imposto de Renda e a Contribuição Social diferidos ativo são reconhecidos somente na proporção da probabilidade de que lucro tributável futuro esteja sendo disponível e contra o qual as diferenças temporárias possam ser usadas e sobre as diferenças temporárias decorrentes dos investimentos em controladas, exceto quando o momento da reversão das diferenças temporárias seja controlado pela Companhia, e desde que seja provável que a diferença temporária não será revertida em um futuro previsível.

Os impostos de renda diferidos ativos e passivos são apresentados pelo líquido no balanço, quando há o direito legal e a intenção de compensá-los quando da apuração dos tributos correntes, em geral relacionado com a mesma entidade legal e mesma autoridade fiscal. Dessa forma, tributos diferidos ativos e passivos em diferentes entidades ou em diferentes países, em geral são apresentados em separado, e não pelo líquido.

NOTA 15 – DIREITOS E OBRIGAÇÕES DE RESSARCIMENTO

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Conta de consumo de combustíveis - CCC (a)	6.027.912	7.046.002	6.153.575	7.050.686
Provisão CCC - PECLD (b)	(340.063)	(1.462.555)	(340.063)	(1.462.555)
Ressarcimento do ativo imobilizado em curso - AIC (c)	582.722	-	582.722	-
Total de direito de ressarcimento	6.270.571	5.583.447	6.396.234	5.588.131
Desvio de Angra 2 (d)	-	-	22.259	267.111
PROINFA (e)	836.744	1.373.656	836.744	1.373.656
Total de obrigação de ressarcimento	836.744	1.373.656	859.003	1.640.767

(a) Conta de Consumo de Combustível - CCC

Créditos que representam o direito de reembolso da Conta de Consumo de Combustível, relativos aos custos de geração de energia elétrica nos sistemas isolados, incluindo os custos relativos à contratação de energia e de potência associada à geração própria para atendimento ao serviço público de energia elétrica, aos encargos e impostos do setor elétrico e, ainda, aos investimentos realizados. A Companhia registra provisões com base na expectativa de recebimento, considerando os critérios de avaliação das fiscalizações de asseguarção realizadas pela ANEEL.

Em setembro de 2021, foi aprovado pela ANEEL o resultado final da fiscalização e reprocessamento mensal dos benefícios da CCC pagos a menor no montante de R\$ 116.273 à Eletronorte (de 30 de julho de 2009 a 30 de junho de 2016) e pagos à Energisa Rondonia - Distribuidora de Energia S.A., Energisa Acre - Distribuidora de Energia S.A. e Roraima Energia S.A. (de julho de 2016 a abril de 2017). Foram aprovados os montantes de (i) R\$ 806.574 de crédito da Energisa Rondonia - Distribuidora de Energia S.A. com a CCC a ser recebido pela Eletrobras; (ii) R\$ 97.529 negativo da Energisa Acre - Distribuidora de Energia S.A. referente a uma dívida da Eletrobras com a CCC e (iii) R\$ 29.688 pago a maior à Roraima Energia S.A. sendo necessária a devolução desse valor à CCC pela Eletrobras. Os montantes referem-se à posição em abril de 2021, e estão em linha com o resultado das Notas Técnicas nº 106/2021, 111/2021 e 152/2021, respectivamente. Além disso, foi aprovado crédito no valor histórico de R\$ 21.289 do processo de fiscalização da Roraima Energia S.A., relativo ao período de julho de 2009 a junho de 2017, o qual será utilizado para abater o valor de outorga das novas concessões de geração no processo de capitalização da Eletrobras.

O valor do direito de ressarcimento da Controladora de R\$ 6.270.571 é composto por (i) R\$ 3.364.072 relacionado ao resultado final da fiscalização e reprocessamento mensal dos benefícios da CCC pagos a menor às distribuidoras supracitadas e (ii) R\$ 2.906.499, relativo às despesas comprovadas com aquisição de combustíveis não reembolsados pela CCC, decorrentes das exigências de eficiência econômica e energética. Este último será abatido do valor da outorga, conforme previsto na Lei nº 14.182/2021. Vide nota 1.

A Eletrobras e a Eletronorte receberão os valores supracitados em 60 parcelas mensais atualizadas pelo IPCA, com início de pagamento a partir de janeiro de 2022.

(b) Provisão CCC - PECLD

O saldo acima refere-se à emissão das notas técnicas ANEEL nº 106/2021, 111/2021 e 152/2021 que dispõem sobre o resultado do segundo período de fiscalização (julho de 2016 a abril de 2017) dos créditos de CCC assumidos das empresas Energisa Rondonia - Distribuidora de Energia S.A., Energisa Acre - Distribuidora de Energia S.A. e Roraima Energia S.A. no processo de privatização das distribuidoras. A movimentação no exercício deve-se substancialmente à baixa de provisão.

(c) Ressarcimento do ativo imobilizado em curso - AIC

O TCU determinou a inclusão, no Edital de Venda e no Contrato de Compra e Venda de Ações e Outras Avenças, de dispositivo que permitisse o compartilhamento com a Eletrobras de benefícios futuros do reconhecimento, pela ANEEL, do AIC na Base de Remuneração Líquida das distribuidoras, eu não haviam sido considerados no *valuation*. Dessa maneira, ficou assegurado à Eletrobras o direito a ser ressarcida no valor correspondente a 50% do saldo do AIC, existente na data-base de fevereiro de 2017, e reconhecido pela ANEEL na Base de Remuneração Regulatória Líquida das distribuidoras na primeira revisão tarifária após a desestatização. Maiores informações, vide nota 43.

(d) Desvio de Angra 2

O saldo de desvio negativo decorre pelo fato da energia fornecida ter sido menor que a energia garantida para os exercícios de 2021 e 2020. Corresponde à quantidade de energia entregue a menor, valorada ao maior valor entre o PLD médio do ano de referência e a tarifa homologada pela ANEEL na REN nº 2.661/2019.

(e) PROINFA

As operações de comercialização de energia elétrica no âmbito PROINFA geraram um saldo líquido negativo de R\$ 536.912 no exercício findo em 31 de dezembro de 2021 (R\$ 546.134 positivo no exercício findo em 31 de dezembro de 2020), não produzindo efeito no lucro líquido do exercício da Companhia, sendo este valor incluído na rubrica Obrigações de Ressarcimento.

Prática contábil

Os direitos e obrigações de ressarcimento são mensurados a custo amortizado, e os juros e variações monetárias sobre os valores reconhecidos como direitos e obrigações de ressarcimento são registrados na rubrica de resultado financeiro, apropriados de acordo com a competência. A perda esperada para crédito de liquidação duvidosa é reconhecida quando o crédito vencido é julgado de difícil recebimento, desde que tenham sido esgotados todos os recursos legais de que a Companhia possa se valer.

NOTA 16 – ESTOQUE DE COMBUSTÍVEL NUCLEAR

Abaixo, está apresentada a composição do estoque de combustível nuclear destinado à operação da UTN Angra 1 e UTN Angra 2:

	CONSOLIDADO						31/12/2021
	31/12/2020	Consumo	Adição	Baixa	Transferências	Crédito fiscal	
Circulante							
Elementos prontos	428.340	-	-	-	59.555	-	487.895
	428.340	-	-	-	59.555	-	487.895
Não circulante							
Elementos prontos	657.083	(448.673)	-	(252.354)	760.059	1.271	717.386
Concentrado de urânio	220.135	-	266.230	-	(224.613)	-	261.752
Em curso - combustível nuclear	387.562	-	719.121	-	(595.001)	-	511.682
	1.264.780	(448.673)	985.351	(252.354)	(59.555)	1.271	1.490.820
Total	1.693.120	(448.673)	985.351	(252.354)	-	1.271	1.978.715

a) Formação do combustível nuclear

Na etapa inicial são adquiridos o minério de urânio e os serviços necessários à sua fabricação, e classificados contabilmente no ativo não circulante, nas contas de estoque de concentrado de urânio e serviço em curso - combustível nuclear, respectivamente. Depois de concluído o processo de fabricação, tem-se o elemento de combustível nuclear pronto (Elementos prontos), cujo valor é classificado em dois grupos contábeis: no ativo circulante, é registrada a parcela relativa à previsão do consumo para os próximos 12 meses e, no não circulante, a parcela restante.

b) Parada Angra 2

Em junho de 2020, durante as inspeções realizadas na parada para manutenção e reabastecimento de combustível nuclear na Usina Angra 2, foi detectada, nos elementos combustíveis do lote R carregados no último ciclo de operação, uma oxidação superficial inesperada. Para viabilizar o retorno da operação da Usina Angra 2 no menor tempo possível e seguindo todos os protocolos de segurança, a Eletronuclear substituiu todos os 52 elementos combustíveis.

Em junho de 2021, durante a parada de Angra 2, verificou-se que os elementos combustíveis do lote S carregados na última parada da usina, apresentavam oxidações semelhantes ao ocorrido nos elementos combustíveis do lote R, na parada efetuada no ano de 2020.

Vale destacar que esses eventos, em nenhum momento, comprometeram a segurança e o desempenho da Usina Angra 2, que operou continuamente.

Em dezembro de 2021, foi efetuada a contabilização da baixa dos elementos combustíveis da usina Angra 2, com base nos relatórios técnico-econômico dos Elementos Combustíveis elaborados pela Companhia.

Prática contábil

Os materiais em estoque de combustível são classificados no ativo circulante e realizável a longo prazo, de acordo com o prazo efetivo de consumo. Além de estarem registrados ao custo médio de aquisição, que não excede o valor de mercado líquido de realização. Composto pelo concentrado de urânio em estoque, os serviços correspondentes e os elementos de combustível nuclear utilizados nas usinas term nucleares Angra I e Angra II.

NOTA 17 – ATIVO CONTRATUAL DE TRANSMISSÃO

As concessões de transmissão da Eletrobras e suas controladas estão classificadas dentro do modelo de ativo contratual, conforme CPC 47/ IFRS 15 - Receita de Contrato com Cliente.

O ativo contratual se origina à medida que a concessionária satisfaz a obrigação de construir e implementar a infraestrutura de transmissão, sendo a receita reconhecida ao longo do período de construção do empreendimento, com o recebimento do fluxo de caixa condicionado à satisfação da obrigação de desempenho de operação e manutenção.

O saldo do ativo contratual corresponde aos valores presentes das obrigações de performance de construção já concluídas e ainda não faturados pelo poder concedente. As taxas de descontos utilizadas, estabelecidas no início de cada projeto, são de aproximadamente, em média, 8,07% ao ano, para os contratos renovados e 7,66% para os licitados.

Os valores das obrigações de performance são formados pelos custos de construção mais as margens definidas pela companhia no início dos projetos, ajustadas, anualmente, em função da eficiência ou ineficiência na execução dos empreendimentos de transmissão de energia elétrica.

Em 2021, a companhia obteve margem de construção de 16,98%, com receita de construção da transmissão de R\$ 1.535.840 e custo de construção de R\$ 1.312.861.

Os saldos dos contratos são atualizados substancialmente pelo IPCA, exceto para os contratos 004/2004, 010/2005, 005/2005, 006/2005 e 034/2001, que são atualizados pelo IGPM.

A movimentação destes ativos nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020 é como segue:

	Furnas	Chesf	Eletronorte	CGT Eletrosul (a)	Eletrosul (a)	Amazonas GT (b)	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2019	21.097.461	14.970.373	9.157.650	-	4.088.251	195.488	49.509.223
Incorporação	-	-	204.980	4.088.251	(4.088.251)	(204.980)	-
Receita de construção	253.938	326.476	71.871	125.917	-	-	778.202
Receita financeira	2.186.759	970.400	797.024	324.937	-	2.593	4.281.713
Atualização monetária	576.064	469.441	417.313	281.683	-	-	1.744.501
Remensurações regulatórias - Transmissão	2.104.183	476.529	971.325	676.301	-	-	4.228.338
Amortização	(4.174.036)	(2.736.095)	(1.527.371)	(722.850)	-	6.899	(9.153.453)
Saldo em 31 de dezembro de 2020	22.044.369	14.477.124	10.092.792	4.774.239	-	-	51.388.524
Aquisição do controle de investida (c)	-	-	-	1.022.102	-	-	1.022.102
Receita de construção	764.804	519.125	116.786	135.125	-	-	1.535.840
Receita financeira	1.831.758	1.252.513	799.995	623.172	-	-	4.507.438
Atualização monetária	2.406.815	1.669.778	1.036.480	326.115	-	-	5.439.188
Remensurações regulatórias - Transmissão	1.364.564	2.942.521	312.819	238.840	-	-	4.858.744
Baixas e Transferências (d)	-	-	(241.241)	(53.240)	-	-	(294.481)
Amortização	(3.917.892)	(2.732.905)	(1.510.376)	(781.214)	-	-	(8.942.387)
Saldo em 31 de dezembro de 2021	24.494.418	18.128.156	10.607.255	6.285.139	-	-	59.514.968

(a) A CGTEE incorporou a Eletrosul e alterou a sua denominação social para CGT Eletrosul em 2020;

(b) A controlada Eletronorte adquiriu as ações da Amazonas GT em 2020, posteriormente em julho de 2021 houve a incorporação;

(c) Em 2021, foi realizada a aquisição de 100% do controle da Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A. - TSLE pela CGT Eletrosul ; e

(d) A baixa refere se principalmente ao encerramento do contrato de concessão de transmissão da incorporada Amazonas GT, a qual foi indenizada no valor de R\$ 239.300.

Em 2020, através da resolução homologatória nº 2.725/2021, a ANEEL estabeleceu as novas RAP para o ciclo 2020-2021, incluindo as receitas correspondentes à RTP de 21 concessões da Companhia. Desta forma, a Companhia, considerando as novas receitas anuais permitidas para os contratos que sofreram RTP, mensurou e registrou os efeitos advindos desta revisão no montante de R\$ 4.228.338 nas receitas no exercício de 2020.

Em 2021, o ativo contratual de transmissão aumentou de forma relevante, em razão, principalmente, do acréscimo da receita financeira, impulsionado pela elevação dos índices de inflação, do acréscimo da receita de construção no período e da remensuração do ativo da concessão referente à RBSE:

A elevação da receita de construção em 2021 se deve, principalmente, às reestimativas de evolução de execução dos empreendimentos de transmissão em curso e às autorizações da ANEEL, realizadas no período, de RAPs para empreendimentos de transmissão concluídos.

A variação do ativo relativo à RBSE se deu em função, basicamente, do seguinte:

- Reperfilamento do componente financeiro da RBSE, aprovado pela ANEEL em abril de 2021. A decisão provocou redução na curva de pagamento dos valores relativos à revisão periódica das RAPs associadas às instalações de transmissão para os ciclos 2021/2022 e 2022/2023 e aumento do fluxo de pagamentos nos ciclos posteriores a 2023, prorrogando tais parcelas até o ciclo 2027/2028, preservando, no entanto, a remuneração pelo custo de capital próprio – Ke para a RBSE;
- Reconhecimento complementar do Ke. Em 2020, a ANEEL homologou apenas a correção pelo IPCA dos montantes da RBSE não pagos entre 2017 e 2020, decorrentes da liminar da ABRACE. No ciclo 2021/2022, atendendo pedido das Transmissoras, a ANEEL reconheceu, além da correção pelo IPCA, a remuneração desse montante pelo Ke; e
- Finalização da fiscalização do laudo de avaliação da BRR do Contrato nº 061/2001 da Chesf. Com isso, foram homologados os valores definitivos da Revisão Periódica do ciclo 2018/2023 da RAP, mediante a publicação da Resolução Homologatória nº 2.935/2021.

O Fluxo, não descontado, do recebimento da RBSE antes e após o reperfilamento, do reconhecimento complementar do KE e da fiscalização da Chesf:

a) Antes do reperfilamento:

Ciclos	CGT Eletrosul	Chesf	Eletronorte	Furnas	Total
21-22	596.864	2.878.312	1.377.853	4.454.977	9.308.006
22-23	596.864	2.878.312	1.377.853	4.454.977	9.308.006
23-24	371.405	1.435.953	886.948	3.346.026	6.040.332
24-25	371.405	1.435.953	886.948	3.346.026	6.040.332
25-26	58.220	-	217.539	1.037.805	1.313.564
26-27	58.220	-	217.539	1.037.805	1.313.564
27-28	58.220	-	217.539	1.037.805	1.313.564
Total	2.111.198	8.628.530	5.182.219	18.715.421	34.637.368

b) Após o reperfilamento:

Ciclos	CGT Eletrosul	Chesf	Eletronorte	Furnas	Total
21-22	348.483	1.730.040	840.549	2.590.286	5.509.358
22-23	402.467	1.976.338	955.493	2.984.048	6.318.346
23-24	429.533	2.301.922	1.010.851	3.770.926	7.513.232
24-25	429.533	2.301.922	1.010.851	3.770.926	7.513.232
25-26	429.533	2.301.922	1.010.851	3.770.926	7.513.232
26-27	429.533	2.301.922	1.010.851	3.770.926	7.513.232
27-28	429.533	2.301.922	1.010.851	3.770.926	7.513.232
Total	2.898.615	15.215.988	6.850.297	24.428.964	49.393.864

As alterações dos fluxos de recebíveis da RBSE impactaram o resultado da companhia, na rubrica Remensurações Regulatórias - Contratos de Transmissão, em R\$ 4.858.744. Além dos valores da RBSE, a ANEEL, em julho de 2021, por meio da Resolução nº 2.895/2021, homologou os valores das RAPs para o ciclo 2021/2022:

Empresas Eletrobras	RAPs homologados
Chesf	1.675.244
CGT Eletrosul	877.862
Eletronorte	1.311.073
Furnas	1.800.862
Total	5.665.041

Prática contábil

De acordo com os contratos de concessão, a Companhia é responsável por transportar a energia dos centros de geração até os pontos de distribuição. Para cumprir essa responsabilidade, a transmissora possui duas obrigações de desempenho distintas: (i) construir e (ii) manter e operar a infraestrutura de transmissão.

Ao cumprir essas obrigações de desempenho, a transmissora de energia mantém sua infraestrutura de transmissão disponível para os usuários e, em contrapartida, recebe a RAP durante a vigência do contrato. A RAP recebida no exercício remunera a atividade de operação e manutenção e amortiza os investimentos feitos na infraestrutura de transmissão. Quando previsto no contrato de concessão, a transmissora tem direito ao recebimento de indenização decorrente de eventuais investimentos não depreciados/amortizados ao final do contrato.

O direito de recebimento das contraprestações originadas pela execução das atividades de construção, operação e manutenção não dependem somente da passagem do tempo, mas sim da disponibilização completa da estrutura de transmissão, como mencionado anteriormente, com isso, as contraprestações da transmissão da Companhia são classificadas como ativos contratuais.

As principais premissas para mensuração do ativo contratual da transmissão seguem abaixo sumarizadas:

- Receita prevista;
- Taxa de depreciação considerada no contrato de concessão;
- Previsão de indenização de eventual saldo residual após o encerramento do prazo contratual da concessão;
- Projeção de custos de construção;
- Projeção de custos de operação e manutenção;
- Taxa de desconto implícita, obtida após a projeção do fluxo de construção, operação e manutenção, a precificação das margens e a projeção do fluxo de recebíveis (RAPs + Indenização) no momento da celebração contratual;
- Identificação das margens. As margens identificadas refletem a estratégia definida pela Companhia para cada concessão, e variam em função de vários fatores de negócio; e
- Parcela variável – PV, utilizada como critério de risco na formação das margens consideradas na precificação das atividades de construção, operação e manutenção.

NOTA 18 – ATIVOS E PASSIVOS FINANCEIROS

A Companhia possui contratos de concessão e autorizações no segmento de geração, firmados com o Poder Concedente (União), por períodos que variam entre 20 anos e 35 anos, sendo que todos os contratos possuem semelhanças em termos de direitos e obrigações do concessionário e do poder concedente. Os prazos das principais concessões estão descritos na nota 3.

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Ativo Não Circulante				
Concessões de Geração Indenizáveis (a)	-	-	2.172.162	2.096.717
Ativo Financeiro Itaipu (b)	428.865	1.103.034	428.865	1.103.034
Total Ativo Financeiro	428.865	1.103.034	2.601.027	3.199.751
Passivo Circulante				
Passivo Financeiro Itaipu (b)	(578.626)	(647.214)	(578.626)	(647.214)
Total Passivo Financeiro	(578.626)	(647.214)	(578.626)	(647.214)

(a) Concessões de Geração Indenizáveis

Em julho de 2021, a ANEEL estabeleceu os critérios e procedimentos de cálculo para indenização dos investimentos em bens reversíveis não amortizados ou não depreciados de concessões prorrogadas ou não, nos termos da Lei nº 12.783/2013. Decidiu ainda, em sua 25ª Reunião Pública Ordinária de Diretoria de 2021, realizada em 13 de julho de 2021, alterar o texto da REN 596/2013. Nesse sentido, os aproveitamentos hidroelétricos das controladas contemplados na análise para recebimento de indenização complementar são:

- Chesf: Xingó, Paulo Afonso I, II, III e IV, Apolônio Sales (Moxotó), Luiz Gonzaga (Itaparica), Boa Esperança, Pedra e Funil, com potência total instalada de 9.208,5 MW;
- Furnas: Corumbá, Funil, Furnas, Luiz Carlos de Barreto de Carvalho, Marimbondo e Porto Colômbia, com potência total instalada de 4.617 MW; e
- Eletronorte: Coaracy Nunes, com potência instalada de 78 MW.

A Companhia esclarece que os valores anteriormente divulgados deverão ser recalculados à luz das novas condições estabelecidas pela revisão da Resolução Normativa nº 596/2013, alterada pela Resolução Normativa nº 942/2021, de 13 de julho de 2021. Assim, inicia-se o processo de avaliação documental comprobatória, a ser executado pela ANEEL, para a homologação dos valores efetivos das indenizações de geração com prazo de 365 dias após a publicação da Resolução Normativa nº 942/2021, vide nota 3.1. Os pleitos da companhia para as indenizações superam os valores atualmente registrados contabilmente.

Vale destacar que os aproveitamentos hidroelétricos das controladas contemplados na análise para o recebimento de indenização complementar acima citados não tiveram suas respectivas potências (MW) auditadas.

(b) Ativo (Passivo) Financeiro de Itaipu

	CONTROLADORA / CONSOLIDADO	
	31/12/2021	31/12/2020
Ativo / Passivo Circulante		
Contas a Receber	3.665.620	3.921.488
Direito de Ressarcimento	2.837.610	2.608.840
Fornecedores de Energia - Itaipu	(3.213.830)	(3.314.717)
Obrigações de ressarcimento	(3.868.026)	(3.862.825)
	(578.626)	(647.214)
Ativo / Passivo não circulante		
Contas a Receber	406.085	656.177
Direito de Ressarcimento	306.339	1.891.004
Obrigações de ressarcimento	(283.559)	(1.444.147)
	428.865	1.103.034
Total	(149.761)	455.820

Os efeitos da constituição do ativo financeiro Itaipu estão inseridos acima e detalhados a seguir:

- **Fator de ajuste**

Os saldos decorrentes do fator de ajuste de Itaipu Binacional, inseridos nas rubricas de Ativo e Passivo Financeiros estão apresentados na tabela a seguir:

	31/12/2021		31/12/2020	
	R\$	US\$	R\$	US\$
Ativo regulatório - Ativo circulante	2.837.610	508.487	2.608.839	502.018
Ativo regulatório - Ativo não circulante	306.339	54.895	1.891.004	363.885
Total do ativo	3.143.949	563.382	4.499.843	865.903
Obrigação de ressarcimento - União - Passivo circulante	(2.162.803)	(387.564)	(1.639.568)	(315.502)
Obrigação de ressarcimento - União - Passivo não circulante	(283.559)	(50.812)	(1.444.147)	(277.897)
Total do passivo	(2.446.362)	(438.376)	(3.083.715)	(593.399)
Ativo financeiro líquido	697.587	125.006	1.416.128	272.504
Taxa Adotada:	31/12/2021		31/12/2020	
USD	5,58		5,20	

O passivo da Companhia será repassado ao Tesouro Nacional até 2023, como decorrência da operação de cessão de crédito realizada entre a Companhia e o Tesouro Nacional em 1999.

Tais valores serão realizados mediante a sua inclusão na tarifa de repasse a ser praticada até 2023.

- **Comercialização de energia elétrica de Itaipu**

A operação de comercialização não impacta o resultado da Companhia, sendo que nos termos da atual regulamentação o resultado negativo representa um direito incondicional de recebimento e, se positivo, uma obrigação efetiva.

Em 31 de dezembro de 2021, a atividade foi superavitária em R\$ 756.443 (superavitária em R\$ 632.656 em 31 de dezembro de 2020), sendo a obrigação decorrente considerada como parte da rubrica de passivo financeiro.

Prática contábil

A Companhia reconhece um ativo financeiro quando recebe em caixa ou outro ativo financeiro, do poder concedente, em troca da construção ou melhoria, operação e manutenção do ativo do setor público por um período especificado de tempo.

Os ativos com origem nos contratos de concessão do segmento de transmissão da RBSE são mensurados ao valor justo por meio do resultado de acordo com as disposições do CPC 48/IFRS 09.

Dentre os contratos de concessão, enquadram-se como ativos financeiros indenizáveis os contratos de geração, a comercialização da energia elétrica de Itaipu e os contratos de transmissão da RBSE remunerados pela RAP. Os demais contratos de transmissão são enquadrados como ativos contratuais.

Concessões e autorizações de Geração

- Geração hidráulica e térmica – A partir de 1º de janeiro de 2013, as concessões atingidas diretamente pela Lei 12.783/2013, até então fora do escopo do ICPC 01/IFRIC 12, passam a fazer parte do escopo de tais normativos, considerando a alteração no regime de preço, passando a ser tarifa regulada para essas concessões; e

- b) Geração nuclear – Possui um sistema de tarifação específico, por ser uma autorização e não uma concessão. E não está no escopo do IFRIC 12 por se tratar de ativos próprios sem previsão de reversão ao período de operação. Ao final do período de operação os ativos devem ser descomissionados.

Itaipu Binacional

É regida por um Tratado Binacional de 1973 em que foram estabelecidas as condições tarifárias, sendo a base de formação da tarifa determinada exclusivamente para cobrir as despesas e o serviço da dívida dessa Companhia.

A base tarifária e os termos de comercialização estarão vigentes até 2023, o que corresponde à parte significativa da vida-útil da planta, quando então a base tarifária e os termos de comercialização deverão ser revistos pelas Altas Partes, que são os Estados Brasileiro e Paraguai. A tarifa de Itaipu é uma tarifa “por custo de serviço” e foi estabelecida de forma preponderante a permitir o pagamento do serviço da dívida, que tem vencimento final em 2023, e a manter os seus gastos de operação e manutenção. De acordo com o Tratado, compete à Companhia atuar como agente na comercialização da energia de Itaipu destinada ao mercado brasileiro.

NOTA 19 – ADIANTAMENTO PARA FUTURO AUMENTO DE CAPITAL

A Eletrobras e suas controladas apresentam no ativo não circulante, valores correspondentes a Adiantamentos para Futuro Aumento de Capital – AFAC nas seguintes investidas, conforme movimentação abaixo:

CONTROLADORA					
	Eletronuclear	CGT Eletrosul (a)	Furnas	Eletrosul (a)	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2019	700.000	-	61.705	12.763	774.468
Incorporação	-	12.763	-	(12.763)	-
Adições	1.202.180	132.119	-	-	1.334.299
Capitalizações	(850.000)	-	-	-	(850.000)
Atualização monetária	16.742	-	1.699	-	18.441
Devolução	-	(54.100)	-	-	(54.100)
Saldo em 31 de dezembro de 2020	1.068.922	90.782	63.404	-	1.223.108
Adições	2.447.464	300.000	-	-	2.747.464
Atualização monetária	49.861	-	2.812	-	52.673
Devolução	-	(90.782)	-	-	(90.782)
Saldo em 31 de dezembro de 2021	3.566.247	300.000	66.216	-	3.932.463

(a) A Eletrosul foi incorporada pela CGT Eletrosul (nova denominação da CGTEE) em 2020.

Em julho de 2020, o Conselho de Administração da Eletrobras aprovou o Plano de Aceleração da Linha Crítica do empreendimento de Angra 3, que prevê o aporte na Eletronuclear, por meio de AFAC para viabilizar a retomada das obras de construção da Usina de Angra 3.

A liberação da terceira tranche, no montante de R\$ 850.000 ocorreu em março de 2021. Em setembro de 2021, ocorreu o desembolso da quarta parcela no valor de R\$ 180.000. No quarto trimestre ocorreu a liberação do valor restante previsto para o ano de 2021, totalizando o montante de R\$ 2.447.464. Foram liberados os seguintes valores nas respectivas datas: R\$ 300.000 em outubro de 2021, R\$ 265.000 em novembro de 2021 e R\$ 852.464 em dezembro de 2021.

Prática contábil

Adiantamentos de recursos concedidos a controladas e destinados a aporte de capital são concedidos em caráter irrevogável. São classificados como ativo não circulante quando a totalidade das condições de capitalização, principalmente tipo e quantidade de ações ainda não foram definidas e são reconhecidos inicialmente pelo valor justo e subsequentemente atualizados pelo indexador estabelecido contratualmente.

NOTA 20 – INVESTIMENTOS

Avaliados por Equivalência Patrimonial

	CONTROLADORA			
	31/12/2021	31/12/2020		
Controladas				
Furnas	26.703.790	23.721.704		
Chesf	20.562.574	16.250.487		
Eletronorte (a)	19.536.381	15.113.339		
CGT Eletrosul (b)	8.132.619	7.884.123		
Eletronuclear	2.568.797	3.500.657		
Eletropar	178.047	170.502		
	77.682.208	66.640.812		
	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Controlada em conjunto				
Norte Energia S.A. - NESA	1.916.058	1.980.979	6.384.303	6.600.626
Energia Sustentável do Brasil S.A. - ESBRE	-	-	3.295.627	3.250.575
Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. - BMTE	-	-	1.895.036	1.702.719
Interligação Elétrica do Madeira S.A. - IE Madeira	-	-	1.409.983	1.375.039
Teles Pires Participações S.A. - TPP	-	-	789.994	746.820
Mata de Santa Genebra Transmissão S.A.	-	-	634.284	534.167
Chapcoense Geração S.A.	-	-	454.259	373.740
Empresa de Energia São Manoel S.A.	-	-	428.168	434.379
Interligação Elétrica Garanhuns S.A. - IE Garanhuns	-	-	413.106	324.874
Companhia Energética Sinop S.A. - SINOP	-	-	349.256	555.783
Enerpeixe S.A.	-	-	266.309	265.711
Sistema de Transmissão Nordeste S.A. - STN	-	-	258.272	217.861
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	-	-	188.675	173.434
Triângulo Mineiro Transmissora de Energia S.A.	-	-	182.828	126.654
Goiás Transmissão S.A.	-	-	177.274	212.431
Retiro Baixo Energética S.A.	-	-	168.726	157.183
MGE Transmissão S.A.	-	-	168.273	137.148
Madeira Energia S.A. - MESA	-	-	-	906.289
Transenergia Renovável S.A.	-	-	97.461	116.395
Vale do São Bartolomeu Transmissora de Energia S.A.	-	-	79.406	64.019
Luziania-Niquelandia Transmissora S.A.	38.320	31.179	38.320	31.179
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A. - NBTE (c)	-	-	-	795.287
Transnorte Energia S.A.	-	-	-	25.498
Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A. - TSLE	-	-	-	171.632
Outros	413.298	388.150	777.449	877.630
	2.367.676	2.400.308	18.457.009	20.177.073
Coligadas				
Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista S.A. - CTEEP	4.357.895	4.235.422	4.451.016	4.314.282
Energética Águas da Pedra S.A. - EAPSA	-	-	291.327	244.444
Lajeado Energia S.A.	99.516	90.340	99.516	90.340
CEB Lajeado S.A.	74.160	67.956	74.160	67.956
Paulista Lajeado Energia S.A.	37.925	38.056	37.925	38.056
Outros	2.346.703	2.053.889	2.358.219	2.064.092
	6.916.199	6.485.663	7.312.163	6.819.170
Total Investimento	86.966.083	75.526.783	25.769.172	26.996.243

(a) A Amazonas GT foi incorporada pela Eletronorte em julho de 2021;

(b) A CGT Eletrosul incorporou a Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A. - FOTE em agosto de 2021 e adquiriu o controle da TSLE em novembro de 2021; e

(c) Foi realizada a venda conjunta das ações da Norte Brasil Transmissora de Energia S.A. - NBTE pela controlada Eletronorte para a Leovac Participações S.A., em setembro de 2021.

Mensurados a valor justo

Participações	CONTROLADORA				CONSOLIDADO		
	31/12/2021	Valor Patrimonial (a)	Valor Justo		31/12/2021	Valor Justo	
		31/12/2021	31/12/2021	31/12/2020		31/12/2021	31/12/2020
AES Tietê Energia S.A.	7,56%	35.872	333.932	498.636	35.872	333.932	498.636
Companhia Energética do Ceará - COELCE	7,06%	63.019	254.664	291.655	63.019	254.664	291.655
Energisa Holding	2,31%	389.337	354.279	439.887	389.337	354.279	439.887
Companhia Energética de São Paulo - CESP	2,05%	122.284	224.090	238.437	122.284	224.090	238.437
Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. - CELESC	10,75%	266.636	281.924	226.650	266.636	281.924	226.650
Companhia Paranaense de Energia - COPEL	0,56%	60.413	92.459	107.154	60.413	92.459	107.154
Equatorial Energia Pará	0,99%	16.075	117.671	80.309	16.075	117.671	80.309
Neoenergia Pernambuco	1,56%	10.365	31.941	39.489	10.365	31.941	39.489
Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S.A.	0,18%	3.064	32.400	11.960	3.064	32.400	11.960
Rio Parapanema Energia	0,47%	3.924	14.615	19.322	3.924	14.615	19.322
Companhia Energética de Brasília - CEB	2,10%	11.861	23.650	45.854	11.861	23.650	45.854
Outros	Entre 0,06% a 0,31%	368	12.914	12.558	42.433	116.984	93.926
		983.218	1.774.539	2.011.911	1.025.283	1.878.609	2.093.279

(a) Valor patrimonial conforme participação da Eletrobras e das suas controladas sobre o capital social das empresas.

20.1 - Provisões para perdas em investimentos

A Companhia estima o valor recuperável de seus investimentos nas Coligadas com base em seu valor para o acionista, calculado a partir do fluxo de caixa descontado, ou seu valor de mercado, dos dois o maior, de acordo com o CPC 01/IAS 36 - Redução ao Valor Recuperável de Ativos, para os casos em que tenha havido alguma transação sob condições de mercado para alguma SPE.

As premissas utilizadas consideram a melhor estimativa da Administração da Eletrobras sobre as tendências futuras do setor elétrico e são baseadas tanto em fontes externas de informações como em dados históricos das SPEs. As principais premissas são descritas a seguir:

- Crescimento compatível com os dados históricos e perspectivas de crescimento da economia brasileira;
- Taxa de desconto ao ano (após os impostos*) específica para cada SPE, respeitando a estrutura de capital e custo da dívida de cada uma, utilizando o WACC, valendo-se dos mesmos parâmetros, com exceção a estrutura de capital e custo da dívida, utilizados para o cálculo das taxas de desconto dos ativos corporativos mencionadas em maiores detalhes na nota 23;
- Receitas projetadas de acordo com os contratos, sem previsão de prorrogação da concessão/autorização; e
- Despesas considerando o Plano de Negócios de cada investida e os valores históricos realizados.

* O uso de taxas de desconto pós-impostos, na determinação dos valores em uso, não resultaria em valores recuperáveis materialmente diferentes caso taxas antes dos impostos fossem utilizadas.

O saldo das provisões para perda de investimentos é demonstrado a seguir:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2021	31/12/2020
Energia Sustentável do Brasil S.A. - ESBR	309.617	432.250
Interligação Elétrica do Madeira S.A. - IE Madeira	310.411	210.091
Companhia Energética Sinop S.A. - SINOP	354.900	218.280
Empresa de Energia São Manoel S.A.	177.516	197.467
Mata de Santa Genebra Transmissão S.A.	73.868	124.623
Transnorte Energia S.A.	133.058	108.937
Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. - BMTE	-	111.374
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A. - NBTE (a)	-	78.000
Interligação Elétrica Garanhuns S.A. - IE Garanhuns	-	38.069
Madeira Energia S.A. - MESA	-	66.372
Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A. - FOTE (b)	-	23.881
Outros	7.294	2.531
	1.366.664	1.611.875

(a) Em setembro de 2021 foi realizada a venda conjunta das ações da NBTE pela controlada Eletronorte para a Leovac Participações S.A.; e
(b) A FOTE foi incorporada pela CGT Eletrosul, em agosto de 2021.

20.1.1 - Norte Energia S.A. - NESA

O Pronunciamento Técnico CPC 01/IAS 36 - Redução ao Valor Recuperável de Ativos, determina que um ativo deve ser registrado por valor que não exceda o montante a ser recuperado pelo uso ou pela venda desse ativo e define o valor recuperável como o maior valor entre o valor justo líquido de despesas de venda de um ativo ou de unidade geradora de caixa e o seu valor em uso.

O valor justo, de acordo com o CPC 46/IFRS 13 - Mensuração do Valor Justo, é 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. Já o valor em uso, de acordo com o próprio CPC 01/IAS 36, é o valor presente de fluxos de caixa futuros esperados que devem advir de um ativo ou de unidade geradora de caixa.

O valor em uso, conforme o próprio nome sugere, representa o valor esperado pela companhia (visão interna) decorrente do desempenho do ativo ao longo da sua vida útil. Já o valor justo corresponde a mensuração do montante a ser recebido no caso da venda deste ativo (visão externa). A Companhia estima o valor recuperável de seus ativos imobilizados e intangíveis com base em valor em uso. O valor em uso é avaliado com base no valor presente do fluxo de caixa futuro estimado.

Conforme previsão normativa, a Companhia deve avaliar ao fim de cada período de reporte, se há alguma indicação de que um ativo possa ter sofrido desvalorização. Se houver alguma indicação, a Companhia deve estimar o valor recuperável do ativo.

A Companhia estimou o valor em uso da sua participação de 49,98% na NESA, resultando no valor recuperável de R\$ 8.124.808 (R\$ 16.256.118 para 100% da NESA), valor superior ao valor contábil registrado de R\$ 6.384.303.

A Companhia realizou o teste de recuperabilidade da NESA considerando premissas específicas tais como, informações de comercialização de energia e custo de capital. As premissas utilizadas visam a melhor estimativa da Administração a respeito das tendências futuras do setor elétrico e são baseadas tanto em fontes externas e internas de informações como dados históricos das unidades geradoras de caixa.

20.2 – Provisão para passivo a descoberto

Arbitragem da Madeira Energia S.A. - MESA

A controlada Furnas possui 43,06% do capital social da MESA, controladora integral da Santo Antonio Energia - SAESA.

Em 16 de março de 2022 foi disponibilizada, pela Câmara de Arbitragem do Mercado, decisão em pedidos de esclarecimentos no âmbito do Procedimento Arbitral nº 115/2018 que determinou a devolução de aporte de capital feito pelos acionistas nessa investida. Nessa arbitragem, os acionistas CEMIG e SAAG buscam a anulação da Assembleia Geral Extraordinária da MESA, de 28 de agosto de 2018, realizada para capitalização da MESA como passo necessário ao reperfilamento das dívidas da SAESA junto ao BNDES e bancos repassadores, firmado em dezembro daquele ano.

Furnas, na qualidade de parte da referida arbitragem, analisa as medidas necessárias a serem adotadas para resguardo e proteção de seus interesses e de sua investida, sempre com respeito aos contratos, garantias, obrigações e compromissos firmados junto aos stakeholders de MESA e SAESA. Essa decisão arbitral não acarreta em efeitos contábeis para a Eletrobras.

Arbitragem da Santo Antonio Energia S.A. - SAESA

Adicionalmente há uma segunda arbitragem da investida que deu ganho de causa ao consórcio construtor relacionado a determinados pleitos requeridos pela investida, sendo o resultado dessa arbitragem publicado em 07 de fevereiro de 2022. Atualmente o cumprimento da sentença apresenta os seguintes estágios:

- a) Foi protocolado pela SAESA, em 09 de março de 2022, pedido de esclarecimentos acerca de determinados pontos da sentença, inclusive relativos a aspectos pecuniários. Somente após apreciação deste pedido e de possíveis esclarecimentos a serem solicitados pelas outras partes envolvidas a sentença se tornará definitiva, apta a produzir efeitos e com a efetiva definição dos valores a serem eventualmente devidos pela SAESA;
- b) Parte dos pedidos foram deferidos, assim como alguns dos pedidos do Consórcio Construtor Santo Antônio ("CCSA") e, conforme o caso, de seus consorciados em face da SAESA, tendo, inclusive, o tribunal arbitral declarado inicialmente a ineficácia do instrumento intitulado "Termos e Condições", que embasava o reconhecimento, pela SAESA, dos "Dispêndios Reembolsáveis", conforme nota explicativa de suas demonstrações financeiras.

Além da procedência em relação aos pedidos do CCSA, dos quais a SAESA discorda veementemente, já provisionados nas suas demonstrações financeiras sob as rubricas "Cauções em Garantia" no valor de R\$ 769.897 e "Outras Provisões" no valor de R\$ 492.017, foram deferidos outros pleitos com valor adicional estimado em R\$ 226.000 a pagar;

- c) De acordo com os contratos de financiamento firmados pela SAESA com o BNDES e contratos de financiamento mediante repasse de recursos do BNDES, os valores a que a SAESA eventualmente vier a ser condenada deverão ser pagos conforme procedimentos definidos nos respectivos contratos de financiamentos.

A SAESA reiterou que permanece avaliando os impactos do Procedimento Arbitral, o qual ainda se encontra em andamento e que, portanto, segue revestido de confidencialidade.

Investimento MESA

Com base nas informações supramencionadas e considerando o CPC 24/IAS 10 - Evento Subsequente no qual cita que ocorrendo eventos favoráveis ou desfavoráveis à companhia (Furnas e Eletrobras) após o encerramento do período contábil a que se referem às demonstrações financeiras até a data da sua aprovação para emissão, referidos eventos deverão ser informados em nota explicativa de eventos subsequentes e/ou as demonstrações financeiras deverão ser ajustadas para refletir os impactos contábeis destes eventos, a Companhia efetuou os ajustes necessários de forma a refletir os resultados preliminares da referida sentença arbitral.

Para fins do ajuste, a Companhia considerou os desembolsos futuros estimados pela SAESA referentes ao procedimento arbitral e seus reflexos na perspectiva de sócio investidor efetuando o ajuste no investimento societário da MESA, que excedeu sua participação na investida, logo, sendo representado pela nulidade do investimento.

Adicionalmente, considerando que os contratos de financiamento firmados pela SAESA, bem como os contratos de suporte de insuficiências dos quais os acionistas são signatários preveem expressamente que os sócios seriam obrigados a aportar na SAESA para fazer frente à dívida do Procedimento arbitral. Portanto, Furnas reconheceu a provisão para passivo a descoberto no montante de R\$ 705.864 referente ao valor de futuro aporte na proporção da sua participação na investida como obrigação legal, nos termos do CPC 18 - Investimento em Coligada, em Controlada e em Empreendimento Controlado em Conjunto.

20.3 - Mutação dos investimentos

Segue abaixo a movimentação dos investimentos mais relevantes da Companhia:

Controladas, coligadas e controladas em conjunto	CONTROLADORA						Saldo em 31/12/2021
	Saldo em 31/12/2020	Outros Resultados Abrangentes	Aumento / Redução de Capital	Ajustes de investidas	Dividendos e Juros sobre capital próprio	Equivalência patrimonial	
Furnas	23.721.704	586.469	-	-	(1.668.703)	4.064.320	26.703.790
Chesf	16.250.487	159.939	-	-	(1.293.289)	5.445.437	20.562.574
Eletronorte (a)	15.113.339	(24.394)	-	-	(2.970.076)	7.417.512	19.536.381
CGT Eletrosul (b)	7.884.123	80.811	-	-	(69.143)	236.828	8.132.619
Eletronuclear	3.500.657	(401.870)	-	-	-	(529.990)	2.568.797
Norte Energia S.A. - NESA	1.980.979	-	-	-	-	(64.921)	1.916.058
Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista S.A. - CTEEP	4.235.422	(3.898)	9.082	-	(829.990)	947.279	4.357.895
Rouar S.A.	128.315	10.990	(5.338)	-	(5.099)	5.396	134.264
Lajeado Energia S.A.	90.340	175	-	-	(126.889)	135.890	99.516
CEB Lajeado S.A.	67.956	18	-	-	(25.769)	31.955	74.160
Paulista Lajeado Energia S.A.	38.056	-	-	-	(19.502)	19.371	37.925
Luziania-Niquelandia Transmissora S.A.	31.179	-	-	-	(5.348)	12.489	38.320
Outros	2.484.226	198.607	-	(31.739)	(334.419)	487.109	2.803.784
Total de Investimentos	75.526.783	606.847	3.744	(31.739)	(7.348.227)	18.208.675	86.966.083

(a) A Eletronorte incorporou a Amazonas GT em julho de 2021.

(b) A CGT Eletrosul incorporou a FOTE, em agosto de 2021 e adquiriu o controle da TSLE em novembro de 2021.

Controladas, coligadas e controladas em conjunto	CONTROLADORA									
	Saldo em 31/12/2019 (Reapresentado)	Ganhos de capital	Outros Resultados Abrangentes	Capitalização de AFAC	Incorporação	Ajustes de investidas	Dividendos e Juros sobre capital próprio	Equivalência patrimonial	Transferência acionária	Saldo em 31/12/2020
Furnas	21.527.047	-	521.627	-	-	-	(884.126)	2.557.156	-	23.721.704
Chesf	17.616.086	-	(1.665.228)	-	-	-	(1.799.293)	2.098.922	-	16.250.487
Eletrosul (a)	6.070.596	-	-	-	(6.070.596)	-	-	-	-	-
Eletronorte (b)	17.443.316	-	(96.741)	-	-	-	(1.274.158)	2.151.607	(3.110.685)	15.113.339
CGT Eletrosul (a)	333.505	43.401	(15.251)	-	6.070.596	-	(430.233)	1.882.105	-	7.884.123
Eletronuclear	2.000.283	-	(493.980)	1.885.778	-	-	-	108.576	-	3.500.657
Eletropar	147.674	-	(6.060)	-	-	-	(8.997)	37.885	-	170.502
Norte Energia S.A. - NESA	2.110.038	-	-	-	-	-	-	(129.059)	-	1.980.979
Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista S.A. - CTEEP	3.613.866	-	(90.454)	-	-	-	(405.271)	1.117.281	-	4.235.422
Rouar S.A.	109.643	-	31.760	-	-	-	(18.622)	5.534	-	128.315
Lajeado Energia S.A.	67.230	-	13	-	-	-	(73.496)	96.593	-	90.340
CEB Lajeado S.A.	63.047	-	4	-	-	-	(19.139)	24.044	-	67.956
Paulista Lajeado Energia S.A.	29.967	-	-	-	-	-	-	8.089	-	38.056
Outros	2.315.313	-	(113.563)	-	-	(3.256)	(372.889)	519.298	-	2.344.903
Total de Investimentos	73.447.611	43.401	(1.927.873)	1.885.778	-	(3.256)	(5.286.223)	10.478.031	(3.110.685)	75.526.783

(a) A Eletrosul foi incorporada pela CGT Eletrosul (nova denominação da CGTEE) em 2020.

(b) O controle da Amazonas GT foi transferido para a controlada Eletronorte em 2020.

	CONSOLIDADO											
Coligadas e controladas em conjunto	Saldo em 31/12/2020	Integralização de capital	Transferência para ativo mantido para venda (d) / Baixa (e)	Outros Resultados Abrangentes	Capitalização de AFAC	Aquisição de controle	Aumento / Redução de Capital	Ajustes de investidas	Dividendos e Juros sobre capital próprio	Equivalência patrimonial	Provisão/ Reversão para Perda	Saldo em 31/12/2021
Norte Energia S.A. - NESA	6.600.626	-	-	-	-	-	-	-	-	(216.323)	-	6.384.303
Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista S.A. - CTEEP	4.314.282	11.843	-	(4.084)	-	-	9.082	-	(846.968)	966.861	-	4.451.016
Energia Sustentável do Brasil S.A. - ESBR	3.250.575	-	-	-	-	-	-	-	-	(77.581)	122.633	3.295.627
Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. - BMTE	1.702.719	-	-	-	-	-	-	(43.996)	(37.963)	162.902	111.374	1.895.036
Interligação Elétrica do Madeira S.A. - IE Madeira	1.375.039	-	-	-	-	-	-	279	(132.921)	267.906	(100.320)	1.409.983
Madeira Energia S.A. - MESA	906.289	-	-	-	-	-	-	-	-	(972.661)	66.372	-
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A. - NBTE (a)	795.287	-	(740.382)	-	-	-	-	29.441	-	23.746	(108.092)	-
Teles Pires Participações S.A. - TPP	746.820	38.679	-	-	-	-	-	-	-	4.495	-	789.994
Companhia Energética Sinop S.A. - SINOP	555.783	-	-	-	-	-	-	-	-	(69.907)	(136.620)	349.256
Empresa de Energia São Manoel S.A.	434.379	-	-	-	-	-	-	-	-	(26.162)	19.951	428.168
Mata de Santa Genebra Transmissão S.A.	534.167	-	-	-	-	-	-	-	(13.559)	62.921	50.755	634.284
Chapcoense Geração S.A.	373.740	-	-	-	-	-	-	-	(93.861)	174.380	-	454.259
Interligação Elétrica Garanhuns S.A. - IE Garanhuns	324.874	-	-	-	-	-	-	-	(14.532)	64.695	38.069	413.106
Enerpeixe S.A.	265.711	-	-	-	-	-	-	-	1.725	(1.127)	-	266.309
Energética Águas da Pedra S.A. - EAPSA	244.444	-	-	-	-	-	-	-	(50.894)	97.777	-	291.327
Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A. - TSLE (b)	171.632	17.194	-	-	-	(200.605)	-	-	(13.041)	24.820	-	-
Sistema de Transmissão Nordeste S.A. - STN	217.861	-	-	-	-	-	-	36.322	(46.226)	50.315	-	258.272
Goiás Transmissão S.A.	212.431	-	-	-	-	-	-	-	(79.724)	44.567	-	177.274
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	173.434	-	-	-	-	-	-	-	(5.732)	20.973	-	188.675
Rouar S.A.	128.315	-	-	10.990	-	-	(5.338)	-	(5.099)	5.396	-	134.264
Transnorte Energia S.A.	25.498	-	-	-	9.800	-	-	-	-	(11.177)	(24.121)	-
MGE Transmissão S.A.	137.148	-	-	-	-	-	-	-	(7.332)	38.457	-	168.273
Transenergia Renovável S.A.	116.395	-	-	-	-	-	-	-	(33.401)	14.467	-	97.461
Retiro Baixo Energética S.A.	157.183	-	-	-	1.225	-	-	-	(3.214)	13.532	-	168.726
Triângulo Mineiro Transmissora de Energia S.A.	126.654	-	-	-	-	-	-	34.220	(3.920)	25.874	-	182.828
Vale do São Bartolomeu Transmissora de Energia S.A.	64.019	-	-	-	-	-	-	-	-	15.387	-	79.406
Lajeado Energia S.A.	90.340	-	-	175	-	-	-	-	(126.889)	135.890	-	99.516
CEB Lajeado S.A.	67.956	-	-	18	-	-	-	-	(25.769)	31.955	-	74.160
Paulista Lajeado Energia S.A.	38.056	-	-	-	-	-	-	-	(19.502)	19.371	-	37.925
Luziania-Niquelandia Transmissora S.A.	31.179	-	-	-	-	-	-	-	(5.348)	12.489	-	38.320
Fronteira Oeste Transmissora de Energia (c)	79.003	-	-	-	-	(105.018)	-	-	-	2.134	23.881	-
Outros	2.734.404	35.593	(20.831)	196.657	-	-	-	(67.637)	(404.263)	525.216	2.265	3.001.404
Total de Investimentos	26.996.243	103.309	(761.213)	203.756	11.025	(305.623)	3.744	(11.371)	(1.968.433)	1.431.588	66.147	25.769.172

(a) Foi realizada a venda conjunta das ações da NBTE pela controlada Eletronorte para a Leovac Participações S.A., em setembro de 2021.

(b) O controle da TSLE foi transferido para a CGT Eletrosul, em dezembro de 2021.

(c) A FOTE foi incorporada pela CGT Eletrosul, em agosto de 2021.

(d) Saldo de R\$ 740.382 refere-se ao ativo mantido para venda, para maiores informações nota 47.

(e) Saldo de R\$ 20.831 refere-se a baixa ocorrida no exercício no investimento da Manaus Construtora devido a sua liquidação.

Controladas, coligadas e controladas em conjunto	CONSOLIDADO									
	Saldo em 31/12/2019 (Reapresentado)	Integralização de capital	Baixa	Outros Resultados Abrangentes	Capitalização de AFAC	Ajustes de investidas	Dividendos e Juros sobre capital próprio	Equivalência patrimonial	Provisão para Perda	Saldo em 31/12/2020
Norte Energia S.A. - NESA	7.030.651	-	-	-	-	-	-	(430.025)	-	6.600.626
Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista S.A. - CTEEP	3.681.099	-	-	(92.138)	-	-	(412.819)	1.138.140	-	4.314.282
Energia Sustentável do Brasil S.A. - ESBR	2.840.844	-	-	-	144.400	-	-	(123.695)	389.026	3.250.575
Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. - BMTE	1.574.228	-	-	-	-	32.482	(17.124)	144.195	(31.062)	1.702.719
Interligação Elétrica do Madeira S.A. - IE Madeira	1.567.055	-	-	-	-	(279)	(5.717)	24.071	(210.091)	1.375.039
Madeira Energia S.A. - MESA	1.518.931	-	-	-	-	-	-	(622.438)	9.796	906.289
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A. - NBTE	920.276	-	-	-	-	(29.443)	(87.579)	70.033	(78.000)	795.287
Teles Pires Participações S.A. - TPP	753.865	28.490	-	-	-	-	-	(35.535)	-	746.820
Companhia Energética Sinop S.A. - SINOP	503.010	-	-	-	-	-	-	69.953	(17.180)	555.783
Empresa de Energia São Manoel S.A.	528.412	-	-	-	-	-	-	(25.260)	(68.773)	434.379
Mata de Santa Genebra Transmissão S.A.	570.803	39.322	-	-	-	-	-	48.665	(124.623)	534.167
Chapecoense Geração S.A.	409.864	-	-	-	-	-	(148.310)	112.186	-	373.740
Interligação Elétrica Garanhuns S.A. - IE Garanhuns	318.267	-	-	-	-	-	(26.977)	36.913	(3.329)	324.874
Enerpeixe S.A.	254.272	-	-	-	-	-	(35.175)	46.614	-	265.711
Energética Águas da Pedra S.A. - EAPSA	233.604	-	-	-	-	-	(48.248)	59.088	-	244.444
Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A. - TSLE	150.375	-	-	-	-	-	-	21.258	-	171.632
Sistema de Transmissão Nordeste S.A. - STN	177.158	-	-	-	-	-	(28.934)	69.637	-	217.861
Goiás Transmissão S.A.	204.859	-	-	-	-	-	(2.358)	9.930	-	212.431
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	153.725	-	-	-	-	-	(6.139)	25.848	-	173.434
Rouar S.A.	109.643	-	-	31.760	-	-	(18.622)	5.534	-	128.315
Transnorte Energia S.A.	39.973	-	-	-	-	-	-	(343)	(14.132)	25.498
MGE Transmissão S.A.	139.176	-	-	-	-	-	-	(2.028)	-	137.148
Transenergia Renovável S.A.	116.471	-	-	-	-	(1)	(9.992)	9.917	-	116.395
Retiro Baixo Energética S.A.	144.796	-	-	-	-	-	(3.858)	16.245	-	157.183
Triângulo Mineiro Transmissora de Energia S.A.	112.865	-	-	-	-	-	(1.470)	15.259	-	126.654
Vale do São Bartolomeu Transmissora de Energia S.A.	60.305	357	-	-	-	-	-	3.357	-	64.019
Lajeado Energia S.A.	67.230	-	-	13	-	-	(73.496)	96.593	-	90.340
CEB Lajeado S.A.	63.047	-	-	4	-	-	(19.139)	24.044	-	67.956
Paulista Lajeado Energia S.A.	29.967	-	-	-	-	-	-	8.089	-	38.056
Outros	2.681.493	-	(2.941)	(116.331)	63.315	133.951	(416.536)	519.252	(17.617)	2.844.586
Total de Investimentos	26.956.264	68.169	(2.941)	(176.692)	207.715	136.710	(1.362.493)	1.335.498	(165.985)	26.996.243

20.4 - Resumo das informações dos principais empreendimentos controlados em conjunto e coligadas

31/12/2021										
Balanco Patrimonial	Percentual de participação	Ativo Circulante	Ativo Não Circulante	Total do Ativo	Passivo Circulante	Passivo Não Circulante	Patrimônio líquido	Total do passivo	Receita Operacional Líquida	Lucro/(Prejuízo) Líquido
Controladas em conjunto										
Norte Energia S.A. - NESA	49,98%	1.489.913	41.641.146	43.131.059	1.678.941	28.705.845	12.746.273	43.131.059	4.836.435	(432.814)
Energia Sustentável do Brasil S.A. - ESBR	40,00%	567.089	19.816.570	20.383.659	730.876	10.639.673	9.013.110	20.383.659	2.783.506	(193.955)
Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. - BMTE	49,50%	1.073.113	7.438.788	8.511.901	546.168	4.098.559	3.867.174	8.511.901	896.974	326.221
Interligação Elétrica do Madeira S.A. - IE Madeira	49,50%	928.778	6.088.383	7.017.161	610.022	2.896.130	3.511.009	7.017.161	920.715	546.746
Teles Pires Participações S.A. - TPP	49,72%	207.346	4.706.886	4.914.232	293.823	3.005.205	1.615.204	4.914.232	833.258	9.487
Madeira Energia S.A. - MESA	43,00%	927.739	23.286.096	24.213.835	2.309.383	20.412.415	1.492.037	24.213.835	3.757.969	(12.386)
Companhia Energética Sinop S.A. - SINOP	49,00%	192.906	2.785.496	2.978.402	93.089	1.448.258	1.437.055	2.978.402	279.338	(142.665)
Empresa de Energia São Manoel S.A.	33,00%	236.782	3.596.547	3.833.329	191.359	1.824.900	1.817.070	3.833.329	344.337	(73.793)
Mata de Santa Genebra Transmissão S.A.	50,00%	710.119	2.758.854	3.468.973	123.884	1.925.948	1.419.141	3.468.973	426.573	126.094
Chapecoense Geração S.A.	40,00%	491.037	2.760.867	3.251.904	441.471	1.674.787	1.135.646	3.251.904	1.068.277	435.951
Interligação Elétrica Garanhuns S.A. - IE Garanhuns	49,00%	136.381	1.099.741	1.236.122	79.764	313.284	843.074	1.236.122	185.026	132.028
Enerpeixe S.A.	40,00%	136.118	1.730.856	1.866.974	210.085	991.116	665.773	1.866.974	421.390	(2.817)
Coligadas										
Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista S.A. - CTEEP	35,08%	3.747.849	25.228.890	28.976.739	1.229.194	12.954.810	14.792.735	28.976.739	5.534.129	3.037.808

31/12/2020										
Balanco Patrimonial	Percentual de participação	Ativo Circulante	Ativo Não Circulante	Total do Ativo	Passivo Circulante	Passivo Não Circulante	Patrimônio líquido	Total do passivo	Receita Operacional Líquida	Lucro/(Prejuízo) Líquido
Controladas em conjunto										
Norte Energia S.A. - NESA	49,98%	1.796.877	42.691.891	44.488.768	1.957.228	29.357.442	13.174.098	44.488.768	4.402.647	(860.393)
Energia Sustentável do Brasil S.A. - ESBR	40,00%	989.250	20.088.832	21.078.082	978.648	10.892.330	9.207.104	21.078.082	2.676.045	(309.195)
Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. - BMTE	49,00%	963.497	7.198.219	8.161.716	500.544	4.047.209	3.613.963	8.161.716	833.619	294.278
Interligação Elétrica do Madeira S.A. - IE Madeira	49,00%	868.642	5.789.039	6.657.681	382.701	3.031.839	3.243.141	6.657.681	595.799	49.125
Teles Pires Participações S.A. - TPP	49,72%	274.020	4.918.375	5.192.395	316.956	3.347.957	1.527.482	5.192.395	792.973	(72.291)
Madeira Energia S.A. - MESA	43,00%	945.143	21.369.986	22.315.129	1.149.935	18.906.101	2.259.093	22.315.129	3.200.238	(1.445.667)
Companhia Energética Sinop S.A. - SINOP	49,00%	258.879	2.702.367	2.961.246	87.748	1.437.924	1.435.574	2.961.246	269.647	(105.647)
Empresa de Energia São Manoel S.A.	33,00%	193.508	3.723.477	3.916.985	210.909	1.815.213	1.890.863	3.916.985	360.656	(80.474)
Mata de Santa Genebra Transmissão S.A.	50,00%	366.390	2.565.115	2.931.505	158.351	1.452.934	1.320.220	2.931.505	364.070	96.994
Chapecoense Geração S.A.	40,00%	265.107	2.624.982	2.890.089	371.413	1.584.327	934.349	2.890.089	935.862	280.465
Interligação Elétrica Garanhuns S.A. - IE Garanhuns	49,00%	113.222	1.008.012	1.121.234	71.093	309.438	740.703	1.121.234	114.343	75.331
Enerpeixe S.A.	40,00%	476.575	1.758.817	2.235.392	793.861	777.254	664.277	2.235.392	303.132	116.532
Coligadas										
Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista S.A. - CTEEP	36,05%	5.507.858	19.084.500	24.592.358	1.372.497	9.094.419	14.125.442	24.592.358	3.696.428	3.382.650

20.5 - Valor de mercado das coligadas que possuem cotação em bolsa de valores

Empresas de capital aberto	Participação	Valor Justo (a)	
		31/12/2021	31/12/2020
Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial			
Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista S.A. - CTEEP	35,80%	5.775.156	6.521.147
Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia S.A.	33,55%	2.238.434	2.624.872
Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT	32,66%	-	1.634.744
Companhia Estadual de Transmissão de Energia Eletrica - CEEE-T	32,65%	1.180.812	-
Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A. - EMAE	40,44%	1.095.497	1.087.136
Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D	4,62%	152.108	316.343

(a) Baseado na cotação das ações na data-base.

Em março de 2020, a Administração da CEEE-GT recebeu do Estado do Rio Grande do Sul, a notificação referente à intenção de realizar o processo de cisão parcial da então denominada Companhia, segregando os segmentos de Geração e Transmissão. Em abril de 2021, foram preenchidas as condições precedentes com a respectiva eficácia da cisão.

20.6 - Ações em garantia

Tendo em vista que a Companhia possui diversos processos no âmbito do Poder Judiciário, onde figura como ré (vide nota 34), são oferecidos em garantia, nos recursos dessas ações judiciais, participações societárias, conforme abaixo:

CONTROLADORA			
31/12/2021			
Participações societárias	Valor do Investimento	Percentual de bloqueio	Investimento bloqueado
Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista S.A. - CTEEP	4.357.895	99,88%	4.352.715
AES Tietê Energia S.A	333.932	99,13%	331.026
Energisa Holding	354.279	59,55%	210.960
Companhia Energética do Ceará - COELCE	254.664	26,27%	66.906
Companhia Energética de São Paulo - CESP	224.090	96,85%	217.040
Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A - CELESC	281.924	53,92%	152.015
Companhia Energética de Brasília - CEB	23.650	100,00%	23.650
Equatorial Energia Pará	117.671	100,00%	117.671
Neoenergia Pernambuco	31.941	100,00%	31.941
Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S.A.	32.400	100,00%	32.400
Outros	2.346.703	Entre 78,1% e 100%	1.769.736
Total	8.359.149		7.306.060

20.7 - Capital Circulante Líquido de Controladas e Coligadas

Controladas

- a) Eletronuclear – tem por principal objetivo a construção e operação de usinas nucleares e a realização de serviços de engenharia e correlatos no estado do Rio de Janeiro. A controlada apresenta em 31 de dezembro de 2021 um capital circulante líquido positivo de R\$ 17.957 (R\$ 512.826 negativo em 31 de dezembro de 2020).

Coligadas

- b) A Companhia também detém participações, através de suas controladas, nas SPEs Madeira Energia S.A., Norte Energia S.A., Teles Pires Participações S.A., Enerpeixe S.A. e Energia Sustentável do Brasil S.A., que apresentaram em 31 de dezembro de 2021 capital circulante líquido negativo de R\$1.381.644, R\$ 189.028, R\$ 86.477, R\$ 73.967 e R\$ 163.787, respectivamente (R\$ 204.792, R\$ 160.351, R\$ 42.936 e R\$ 317.286 negativos e R\$ 10.544 positivo, respectivamente, em 31 de dezembro de 2020). Adicionalmente foram consideradas provisões para os casos em que a Companhia possui obrigação legal nas investidas que estão com investimento reduzido a zero.

Prática contábil

A Companhia avalia seus investimentos pelo método de custo quando não possui influência significativa, e pelo método de equivalência patrimonial, quando detém o poder de influência nas decisões das suas investidas.

No método do custo, inicialmente o reconhecimento é realizado pelo custo, avaliado pelo seu valor justo e em casos de recebimento de dividendos, este é lançado diretamente na receita. No método de equivalência patrimonial, inicialmente o reconhecimento é realizado pelo custo, anualmente atualizado conforme patrimônio líquido da investida proporcionalmente ao percentual da Eletrobras e em caso de recebimento de dividendos é realizado crédito no ativo na conta de investimentos.

As demonstrações financeiras consolidadas abrangem informações da Eletrobras, e das suas controladas, operações controladas em conjunto e entidades estruturadas consolidadas.

As empresas subsidiárias e controladas são consolidadas a partir da data em que o controle é obtido até a data em que esse controle deixa de existir, utilizando práticas contábeis consistentes às adotadas pela Companhia. As transações e saldos entre as empresas da Companhia, incluindo lucro não realizado oriundo dessas transações, são eliminados no processo de consolidação.

Tal controle é obtido quando a Eletrobras possui:

- i) poder sobre a investida;
- ii) exposição ou direitos sobre, retornos variáveis decorrentes de seu envolvimento com a investida; e
- iii) a capacidade de utilizar seu poder sobre a investida para afetar o valor de seus retornos.

NOTA 21 – IMOBILIZADO

Os itens do ativo imobilizado referem-se substancialmente à infraestrutura para geração de energia elétrica de concessões não prorrogadas e ativos corporativos. As adições de valor mais expressivo são referentes às controladas Eletronuclear e Furnas.

A seguir demonstramos a movimentação do imobilizado:

	CONSOLIDADO						Saldo em 31/12/2021
	Saldo em 31/12/2020	Adição / Constituição	Baixas / Reversões	Depreciação	Transferências	Transferências Mantidas para venda/Incorporação (a)	
Imobilizado em serviço							
Barragens, reservatórios e adutoras	6.689.554	-	-	(305.483)	28.924	-	6.412.995
Edificações, obras civis e benfeitorias	3.124.535	3.447	-	(193.055)	(32.865)	(16.897)	2.885.165
Máquinas e equipamentos	11.928.760	67.914	(179.523)	(1.160.899)	1.692.395	(122.841)	12.225.806
Outros	218.452	23.832	13.851	(16.567)	39.391	12	278.971
Provisão para valor recuperável dos ativos (<i>Impairment</i>)	(3.056.704)	(262.738)	738.730	-	102.110	23.762	(2.454.840)
	18.904.597	(167.545)	573.058	(1.676.004)	1.829.955	(115.964)	19.348.097
Imobilizado em curso (b)	17.159.375	2.432.269	(271.206)	-	(1.729.474)	(106.620)	17.484.344
Provisão para valor recuperável dos ativos (<i>Impairment</i>) (c)	(4.508.764)	-	-	-	-	-	(4.508.764)
	12.650.611	2.432.269	(271.206)	-	(1.729.474)	(106.620)	12.975.580
Direito de Uso							
Imobilizado em serviço							
Edificações, obras civis e benfeitorias	156.901	45.823	2.903	(34.673)	(323)	-	170.631
Máquinas e equipamentos	946.935	-	(43)	(84.911)	(4)	-	861.977
Outros	3.868	7.778	-	(256)	306	-	11.696
	1.107.704	53.601	2.860	(119.840)	(21)	-	1.044.304
Total	32.662.912	2.318.325	304.712	(1.795.844)	100.460	(222.584)	33.367.981

- (a) Em abril de 2021 a CGT Eletrosul classificou os ativos e passivos da SPE Livramento Holding S.A. como mantidos para venda. Em agosto de 2021 incorporou a FOTE e em novembro de 2021 adquiriu 100% do controle da TSLE.
- (b) Em 31 de dezembro de 2021, do valor total do imobilizado em curso de R\$ 17.484.344, o montante de R\$ 14.600.060 refere-se ao empreendimento Angra 3 (R\$ 13.266.022 em 31 de dezembro de 2020).
- (c) Em 31 de dezembro de 2021, o valor de R\$ 4.508.764 do *impairment* sobre o imobilizado em curso refere-se ao empreendimento Angra 3 (R\$ 4.508.764 em 31 de dezembro de 2020).

	Saldo em 31/12/2019	Adição / Constituição	Baixas / Reversões	Depreciação	Transferências	Saldo em 31/12/2020
Imobilizado em serviço						
Barragens, reservatórios e adutoras	6.931.726	94.218	(37.741)	(377.395)	78.746	6.689.554
Edificações, obras civis e benfeitorias	3.282.430	2.367	(3.999)	(190.430)	34.167	3.124.535
Máquinas e equipamentos	13.067.839	879	(583.797)	(1.076.178)	520.017	11.928.760
Outros	340.105	(152.414)	(2.573)	(32.161)	65.495	218.452
Provisão para valor recuperável dos ativos (<i>Impairment</i>)	(2.643.377)	(913.916)	704.865	-	(204.276)	(3.056.704)
	20.978.723	(968.866)	76.755	(1.676.164)	494.149	18.904.597
Imobilizado em curso (a)						
Provisão para valor recuperável dos ativos (<i>Impairment</i>) (b)	(4.713.040)	-	-	-	204.276	(4.508.764)
	11.081.856	2.283.860	(254.330)	-	(460.775)	12.650.611
Direito de Uso						
Imobilizado em serviço						
Edificações, obras civis e benfeitorias	219.192	99	(18.840)	(43.550)	-	156.901
Máquinas e equipamentos	1.031.839	2.363	(14.424)	(72.843)	-	946.935
Outros	4.264	93	-	(489)	-	3.868
	1.255.295	2.555	(33.264)	(116.882)	-	1.107.704
Total	33.315.874	1.317.549	(210.839)	(1.793.046)	33.374	32.662.912

- (a) Em 31 de dezembro de 2020, do valor total do imobilizado em curso, o montante de R\$ 13.266.022 refere-se ao empreendimento Angra 3 (R\$ 12.012.251 em 31 de dezembro de 2019).
- (b) Em 31 de dezembro de 2020, o valor de R\$ 4.508.764 do *impairment* sobre o imobilizado em curso refere-se ao empreendimento Angra 3 (R\$ 4.508.764 em 31 de dezembro de 2019).

Taxa média de depreciação e custo histórico:

	31/12/2021				31/12/2020			
	Taxa média de depreciação a.a.	Custo Histórico	Depreciação Acumulada	Valor Líquido	Taxa média de depreciação a.a.	Custo Histórico	Depreciação Acumulada	Valor Líquido
Imobilizado em serviço								
Barragens, reservatórios e adutoras	2,18%	15.418.627	(9.005.632)	6.412.995	2,16%	15.389.704	(8.700.150)	6.689.554
Edificações, obras civis e benfeitorias	2,57%	8.214.167	(5.329.002)	2.885.165	2,67%	8.265.536	(5.141.001)	3.124.535
Máquinas e equipamentos	4,38%	42.054.751	(29.828.944)	12.225.807	4,06%	40.448.965	(28.520.205)	11.928.760
Outros (a)	5,30%	742.900	(463.929)	278.971	5,14%	1.180.992	(962.540)	218.452
		66.430.445	(44.627.507)	21.802.938		65.285.197	(43.323.896)	21.961.301
Imobilizado em curso								
		17.484.344	-	17.484.344		17.159.375	-	17.159.375
		17.484.344	-	17.484.344		17.159.375	-	17.159.375
Direito de Uso								
Imobilizado em serviço								
Edificações, obras civis e benfeitorias	10,97%	239.806	(69.175)	170.631	13,71%	252.640	(95.739)	156.901
Máquinas e equipamentos	3,87%	1.858.559	(996.582)	861.977	4,45%	1.858.606	(911.671)	946.935
Outros (a)	2,40%	13.997	(2.301)	11.696	2,28%	4.455	(587)	3.868
		2.112.362	(1.068.058)	1.044.304		2.115.701	(1.007.997)	1.107.704
Total		86.027.150	(45.695.565)	40.331.586		84.560.273	(44.331.893)	40.228.380

(a) O valor é composto, substancialmente, por terrenos, veículos e móveis e utensílios e obrigações especiais.

Cabe mencionar que os valores apresentados na tabela acima estão brutos da provisão ou seja, não contemplam a provisão para *impairment*. Informações sobre o *impairment* podem ser observadas em maiores detalhes na nota 23.

Prática contábil

O imobilizado é mensurado pelo custo histórico deduzido da depreciação acumulada. O custo histórico inclui os gastos diretamente atribuídos à aquisição dos ativos, e também inclui, no caso de ativos qualificáveis, os custos de empréstimos capitalizados de acordo com a política contábil da Companhia. Tais imobilizações são classificadas nas categorias adequadas do imobilizado quando concluídas e prontas para o uso pretendido.

Os itens do ativo imobilizado referem-se substancialmente à infraestrutura para geração de energia elétrica de concessões não prorrogadas e ativos corporativos.

A depreciação desses ativos inicia-se quando eles estão prontos para o uso e em operação. A depreciação é reconhecida com base na vida útil estimada de cada ativo pelo método linear, de modo que o valor do custo menos o seu valor residual após sua vida útil seja integralmente baixado. A Companhia considera que a vida útil estimada de cada ativo é semelhante às taxas de depreciação determinadas pela ANEEL, as quais são tidas pelo mercado como aceitáveis por expressar adequadamente o tempo de vida útil dos bens.

Os ativos de Direito de Uso são depreciados pela vida útil esperada da mesma forma que os ativos próprios ou por um período inferior, se aplicável, conforme termos do contrato de arrendamento em questão.

NOTA 22 – INTANGÍVEL

CONSOLIDADO					
	Saldo em 31/12/2020	Adições	Baixas	Transferências	Saldo em 31/12/2021
Vinculados à Concessão - Geração	428.861	4.046.941	575	(3.533)	4.472.844
Em serviço	405.153	4.021.800	575	(3.297)	4.424.231
Custo	287.179	8.715	(295)	10.468	306.067
Amortização acumulada	(15.697)	(251.785)	-	(13.765)	(281.247)
Provisão p/ valor recuperável dos ativos (<i>Impairment</i>)	(872)	(1.019)	870	-	(1.021)
Repactuação do Risco Hidrológico (a)	134.543	4.265.889	-	-	4.400.432
Em curso	23.708	25.141	-	(236)	48.613
Custo	23.708	25.141	-	(236)	48.613
Vinculados à Concessão - Transmissão	2.092	-	-	-	2.092
Em serviço - Custo	791	-	-	-	791
Em curso - Custo	1.301	-	-	-	1.301
Não Vinculados à Concessão (Outros Intangíveis) - Administração	354.540	107.137	50.407	5.156	517.240
Em serviço	8.658	20.288	50.981	58.294	138.221
Custo	1.027.678	62.514	(2.525)	(172.966)	914.701
Amortização acumulada	(702.732)	(42.226)	-	37.549	(707.409)
Provisão p/ valor recuperável dos ativos (<i>Impairment</i>)	(316.288)	-	53.506	193.711	(69.071)
Em curso	345.882	86.849	(574)	(53.138)	379.019
Custo	345.882	86.849	(574)	(53.138)	379.019
Total	785.493	4.154.078	50.982	1.623	4.992.176

CONSOLIDADO					
	Saldo em 31/12/2019	Adições	Baixas	Transferências	Saldo em 31/12/2020
Vinculados à Concessão - Geração	466.556	(318)	(36.186)	(1.191)	428.861
Em serviço	444.414	(7.888)	(30.182)	(1.191)	405.153
Custo	301.982	7.999	(7.414)	(15.388)	287.179
Amortização acumulada	(14.450)	(15.444)	-	14.197	(15.697)
Provisão p/ valor recuperável dos ativos (<i>Impairment</i>)	(6.439)	(443)	6.010	-	(872)
Repactuação do Risco Hidrológico (a)	163.321	-	(28.778)	-	134.543
Em curso	22.142	7.570	(6.004)	-	23.708
Custo	22.142	7.570	(6.004)	-	23.708
Vinculados à Concessão - Transmissão	2.092	-	-	-	2.092
Em serviço - Custo	791	-	-	-	791
Em curso - Custo	1.301	-	-	-	1.301
Não Vinculados à Concessão (Outros Intangíveis) - Administração	349.714	84.854	(48.477)	(31.551)	354.540
Em serviço	95.793	(40.274)	(48.477)	1.616	8.658
Custo	1.053.351	6.721	(48.477)	16.083	1.027.678
Amortização acumulada	(641.270)	(46.995)	-	(14.467)	(702.732)
Provisão p/ valor recuperável dos ativos (<i>Impairment</i>)	(316.288)	-	-	-	(316.288)
Em curso	253.921	125.128	-	(33.167)	345.882
Custo	306.852	125.128	-	(33.167)	398.813
Outros	(52.931)	-	-	-	(52.931)
Total	818.362	84.536	(84.663)	(32.742)	785.493

(a) Repactuação do Risco Hidrológico

Com a aprovação da Lei nº 14.052/2020, foram registrados no ativo intangível, em conformidade com o CPC 04/IAS 38 - Ativo Intangível, o valor de R\$ 4.265.889, decorrente da extensão do prazo de concessão das usinas/complexos hidrelétricos objeto das resoluções ANEEL nº 2.919/2021 e 2.932/2021. Maiores informações, vide nota 3.

Prática contábil

Ativos intangíveis, com vida útil definida, adquiridos separadamente são registrados ao custo, deduzido da amortização e das perdas por redução ao valor recuperável acumuladas. A amortização é reconhecida pelo método linear com base na vida útil estimada dos ativos. A vida útil estimada e o método de amortização são revisados no fim de cada exercício e o efeito de eventuais mudanças nas estimativas é contabilizado prospectivamente. Ativos intangíveis com vida útil indefinida adquiridos separadamente são registrados ao custo, deduzidos das perdas por redução ao valor recuperável acumuladas.

Os custos relacionados à repactuação do risco hidrológico (GSF) foram reconhecidos com base no CPC 04/IAS 38 (parágrafo 44) e também sob a ótica da compra de intangível por concessão governamental (*government grant*), em conjunto com a norma CPC 07/IAS 20 – Subvenções Governamentais (parágrafo 23), uma vez que tal acordo pode ser considerado, por analogia, a uma concessão de subvenção governamental, representada por um intangível recebido como parte do acordo de repactuação do risco hidrológico. Adicionalmente, o ativo intangível foi reconhecido a valor justo considerando a melhor estimativa, com base nos parâmetros determinados pela regulamentação da ANEEL e os valores das compensações calculados pela CCEE. A amortização é reconhecida pelo método linear até o final do prazo de concessão, ajustado com a extensão a partir da repactuação do risco hidrológico.

NOTA 23 – VALOR RECUPERÁVEL DOS ATIVOS DE LONGO PRAZO

O Pronunciamento Técnico CPC 01/IAS 36 - Redução ao valor recuperável de ativos, determina que um ativo deve ser registrado por valor que não exceda o montante a ser recuperado pelo uso ou pela venda desse ativo.

O Pronunciamento define o Valor Recuperável como o maior valor entre o valor justo líquido de despesas de venda de um ativo ou de unidade geradora de caixa e o seu Valor em Uso. O Valor Justo, de acordo com o CPC 46/IFRS 13 – Mensuração do Valor Justo, é 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. Já o Valor em Uso, de acordo com o próprio CPC 01/IAS 36, é o valor presente de fluxos de caixa futuros esperados que devem advir de um ativo ou de unidade geradora de caixa. O valor em uso, conforme o próprio nome sugere, representa o valor esperado pela companhia (visão interna) decorrente do desempenho do ativo ao longo da sua vida útil. Já o valor justo corresponde a mensuração do montante a ser recebido no caso da venda deste ativo (visão externa). A Companhia estima o valor recuperável de seus ativos imobilizados e intangíveis com base em valor em uso, que é mensurado com base no valor presente do fluxo de caixa futuro estimado.

As premissas utilizadas consideram a melhor estimativa da Administração da Eletrobras sobre as tendências futuras do setor elétrico e são baseadas tanto em fontes externas de informações como dados históricos das unidades geradoras de caixa.

Foram consideradas as principais premissas definidas a seguir:

- Crescimento compatível com os dados históricos e perspectivas de crescimento da economia brasileira;
- Taxa de desconto ao ano, após os impostos, específica para os segmentos testados: 4,70% para geração não renovada, 4,68% para geração renovada, (6,11% para geração não renovada, 6,14% para geração renovada em 2020), levando em consideração o custo médio ponderado de capital;
- A taxa de desconto ao ano, antes dos impostos, para os empreendimentos corporativos testados varia entre 4,44% e 16,48%;
- Receitas projetadas de acordo com os contratos, sem previsão de prorrogação da concessão/autorização;
- Despesas segregadas por unidade geradora de caixa, projetadas com base no PDNG para 5 anos e consistentes com o plano para os demais anos, até o final das concessões e sem considerar renovações/prorrogações futuras; e
- A Companhia tratou cada um dos contratos de seus respectivos empreendimentos como unidades geradoras de caixa independentes.

Seguem abaixo as posições de *impairment* no exercício:

	31/12/2021			31/12/2020		
	Geração	Administração	Total	Geração	Administração	Total
Imobilizado	6.963.604	-	6.963.604	7.565.468	-	7.565.468
Intangível	1.021	69.071	70.092	872	316.288	317.160
Total	6.964.625	69.071	7.033.696	7.566.340	316.288	7.882.628

A movimentação das provisões é como segue:

Geração

Unidade Geradora de Caixa	31/12/2020	Adições	Reversões	Baixas	Transferências	31/12/2021
UTN Angra 3	4.508.764	-	-	-	-	4.508.764
UTE Candiota	796.045	258.261	-	-	-	1.054.306
UTE Santa Cruz	402.769	-	(123.390)	-	-	279.379
Candiota Fase B	321.020	-	(15.242)	-	-	305.778
UHE Batalha	298.058	-	(149.105)	-	-	148.953
Casa Nova I	292.763	-	(35.184)	-	-	257.579
Livramento (a)	126.294	-	(422)	-	(125.872)	-
Complexo Eólico Pindaí	100.428	-	(100.428)	-	-	-
UHE Samuel	98.804	-	(98.804)	-	-	-
UTE Coaracy Nunes	71.007	-	-	-	-	71.007
PCH João Borges	42.103	-	(42.103)	-	-	-
UTE Mauá Bloco 4	49.372	-	-	-	-	49.372
UTE Aparecida Óleo	46.258	-	-	-	-	46.258
Eólica Coxilha Seca	27.462	-	(26.198)	-	-	1.264
UTE Mauá Bloco 1	41.040	-	-	-	-	41.040
UHE Passo São João	34.987	-	(34.987)	-	-	-
Casa Nova II	49.154	-	(49.154)	-	-	-
PCH Rio Chapéu	32.752	-	(32.752)	-	-	-
Casa Nova III	25.730	-	(25.730)	-	-	-
Outros	201.530	5.496	(5.664)	(437)	-	200.925
Total	7.566.340	263.757	(739.163)	(437)	(125.872)	6.964.625

(a) A SPE Livramento foi classificada como ativo mantido para venda.

Unidade Geradora de Caixa	31/12/2019	Adições	Reversões	Baixas	31/12/2020
UTN Angra 3	4.508.764	-	-	-	4.508.764
UTE Candiota	184.629	611.416	-	-	796.045
UTE Santa Cruz	618.569	-	(215.800)	-	402.769
Candiota Fase B	342.114	-	(21.094)	-	321.020
UHE Batalha	376.680	-	(78.622)	-	298.058
Casa Nova I	345.893	-	(53.130)	-	292.763
Livramento	117.866	8.428	-	-	126.294
Complexo Eólico Pindaí I	-	99.263	-	-	99.263
UHE Samuel	87.603	11.201	-	-	98.804
UTE Coaracy Nunes	71.007	-	-	-	71.007
UTE Camaçari	224.032	-	-	(224.032)	-
UTE Mauá Bloco 4	49.372	-	-	-	49.372
UTE Aparecida Óleo	46.258	-	-	-	46.258
UTE Mauá Bloco 1	41.040	-	-	-	41.040
UHE Passo São João	34.750	-	-	-	34.750
Casa Nova II	16.492	32.662	-	-	49.154
PCH Santo Cristo	14.148	-	-	(14.148)	-
Casa Nova III	-	25.730	-	-	25.730
Outros	283.639	21.610	-	-	305.249
Total	7.362.856	810.310	(368.646)	(238.180)	7.566.340

Abaixo, destacamos os principais impactos decorrentes da avaliação do valor recuperável pela Companhia em dezembro de 2021:

- UTN Angra 3

A Lei nº 14.120/21, estabeleceu as condições gerais para estruturação do empreendimento Angra 3, garantindo ao projeto uma tarifa que assegure a sua viabilidade econômico-financeira, sendo este um marco relevante para conclusão do projeto. Ademais, a Resolução do CNPE 23/21, definiu parâmetros para cálculo da tarifa de equilíbrio pelo BNDES, dentre os quais a data base, 30 de junho de 2020, e o custo de capital próprio real de 8,88% ao ano para remuneração do capital investido.

Além dos pontos acima mencionados, em dezembro de 2021 a Tractebel, empresa contratada pelo BNDES para a análise do Capex remanescente e cronograma, em seu relatório preliminar, ainda em fase de análise pela Eletronuclear, indicou um aumento de R\$ 2.239.000 do Capex em relação ao considerado no teste de *impairment* do exercício de 2020, e a data prevista de entrada em operação passou para novembro de 2027.

A despeito dos significativos avanços acima mencionados, para a realização do teste de recuperabilidade em dezembro de 2021, apesar de todos os parâmetros para o cálculo da tarifa de equilíbrio do projeto estarem disponíveis, a tarifa não é definida pela Companhia, sendo de responsabilidade do CNPE. Portanto, ainda resta pendente a homologação tarifária, que é de grande relevância para a estruturação do projeto.

A fundamentação da manutenção do saldo provisionado de *impairment* no montante de R\$ 4.508.764 é derivada substancialmente da carência da homologação da tarifa do empreendimento, sendo considerada a tarifa de referência aprovada em 2018 atualizada pela inflação.

Ao longo do ano de 2021, foram realizadas atividades relacionadas ao caminho crítico da obra com destaque para seleção de fornecedores para reinício das obras civis, bem como a efetivação de aportes de recursos pela Eletrobras na controlada Eletronuclear no montante de R\$ 2.447.464, vide nota 19.

Em fevereiro de 2022, a Companhia assinou o contrato de prestação de serviços que permite a retomada das obras da Usina Nuclear de Angra 3, no âmbito do Plano de Aceleração do Caminho Crítico entre a Eletronuclear e o consórcio formado por Ferreira Guedes, Matricial e ADtranz. Entre as principais medidas que constam no Plano está a conclusão da superestrutura de concreto do edifício do reator de Angra 3.

- UTE Candiota III

Redução do valor recuperável da unidade geradora de caixa Usina Candiota, no montante de R\$ 276.235, devido a não comercialização de adicional de garantia física no mercado de curto prazo.

- Redução da taxa de desconto

Redução do custo médio ponderado de capital – WACC impactado tanto pelo menor custo do capital de terceiros como do capital próprio.

Administração

Intangível - Administração	31/12/2020	Baixas	Reversões	Transferência	31/12/2021
Ágio de rentabilidade Futura - Livramento (a)	233.989	-	(40.278)	(193.711)	-
Outros	82.299	(13.228)	-	-	69.071
Total	316.288	(13.228)	(40.278)	(193.711)	69.071

(a) A SPE Livramento foi classificada como ativo mantido para venda.

- Unidades Geradoras de Caixa – UGCs que não apresentam provisão para *impairment*

As UGCs que não tiveram *impairment* têm um valor recuperável superior ao valor contábil do ativo imobilizado. Além disso, a Companhia realizou uma análise de sensibilidade aumentando a taxa de desconto em 5% e 10%, para avaliação do risco de *impairment* para cada UGC. Apenas a PCH João Borges da CGT Eletrosul apresentou risco de *impairment*, de R\$ 307 para a variação de +5% da taxa e R\$ 2.032 para a variação de +10%.

Prática contábil

A Companhia avalia periodicamente se há alguma indicação de que seus ativos não financeiros (Unidades Geradoras de Caixa - UGCs) tenham sofrido alguma perda por redução ao valor recuperável. Se houver tal indicação, o montante recuperável do ativo é estimado com a finalidade de mensurar o montante dessa perda.

Na avaliação do valor em uso, os fluxos de caixa futuros estimados são descontados ao valor presente por uma taxa que reflete uma avaliação atual de mercado e/ou custo de oportunidade da Companhia, do valor da moeda no tempo e dos riscos específicos do ativo para o qual a estimativa de fluxos de caixa futuros foi efetuada.

NOTA 24 – FORNECEDORES

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Circulante				
Bens, Materiais e Serviços	63.840	83.077	2.602.086	2.612.668
Energia Comprada para Revenda	710.018	622.831	1.381.544	1.275.170
CCEE - Energia de curto prazo	-	-	47.902	16.213
	<u>773.858</u>	<u>705.908</u>	<u>4.031.532</u>	<u>3.904.051</u>
Não circulante				
Bens, Materiais e Serviços	-	-	16.555	16.556
	-	-	16.555	16.556
Total	<u>773.858</u>	<u>705.908</u>	<u>4.048.087</u>	<u>3.920.607</u>

Prática contábil

A rubrica de fornecedores é mensurada a custo amortizado, sendo os passivos baixados mediante a liquidação do título e as variações monetárias são reconhecidas no resultado financeiro. A Companhia reconhece nesta rubrica as obrigações relacionadas com encargos de uso da rede elétrica, suprimento de energia elétrica, compras de energia elétrica para revenda e compras de bens, mercadorias e de serviços. Além disso, também são reconhecidas as compras de energia elétrica no âmbito da CCEE.

NOTA 25 – ADIANTAMENTOS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Circulante				
PROINFRA (a)	1.043.978	667.126	1.043.978	667.126
PROCEL (b)	326.968	393.644	326.968	393.644
ALBRAS (c)	-	-	89.509	74.075
	<u>1.370.946</u>	<u>1.060.770</u>	<u>1.460.455</u>	<u>1.134.845</u>
Não Circulante				
ALBRAS (c)	-	-	186.348	290.870
	-	-	186.348	290.870
Total	<u>1.370.946</u>	<u>1.060.770</u>	<u>1.646.803</u>	<u>1.425.715</u>

(a) PROINFA

O recebimento antecipado das quotas do PROINFA se destina às necessidades de pagamento estabelecidas contratualmente entre a Eletrobras e os empreendedores. As quotas de custeio e as de energia elétrica são resultantes do rateio do custo e da energia elétrica gerada no âmbito do PROINFA. Conforme resolução homologatória nº 2.995/2021 da ANEEL o valor do rateio do PROINFA foi de R\$ 14,13/MWh em dezembro de 2021 (R\$ 9,32/MWh em dezembro de 2020). Além disso, as operações no âmbito do PROINFA não afetam o resultado da Eletrobras.

(b) Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - PROCEL

Programa do governo federal com o objetivo de aumentar eficiência dos bens e consumos de energia. A Eletrobras atua como agente executor do PROCEL, por meio de contratos, convênios, termos de operação e acordos de cooperação. O recebimento antecipado dos recursos e sua utilização estão condicionados à aprovação do Plano de Aplicação de Recursos Anual (PAR), o qual dispõe das propostas de projetos em eficiência energética e demais dispêndios a serem aplicados no âmbito do programa. Tais projetos são programados e orçados no PAR e ficam condicionados à sua efetiva contratação e realização. Portanto, os recursos financeiros são recebidos de acordo a programação estabelecida e lançados ao resultado do programa na medida da sua efetiva execução. Além disso, as operações no âmbito do PROCEL não afetam o resultado da Eletrobras.

(c) Alumínio Brasileiro S.A. - ALBRAS

Em 2004 a controlada Eletronorte participou do leilão de compra de energia elétrica realizado pelo consumidor industrial ALBRAS, para um período de 20 anos. A ALBRAS efetuou a compra antecipada de créditos de energia elétrica, com pagamento antecipado, a ser amortizado durante o período de fornecimento, em parcelas mensais expressas em MW médios, de acordo com a tarifa vigente no mês de faturamento.

NOTA 26 – EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E DEBÊNTURES

A composição dos empréstimos, financiamentos e debêntures devidos pela Eletrobras e suas controladas é divulgada a seguir:

	31/12/2021					
	CONTROLADORA			CONSOLIDADO		
	Taxa Média	Circulante	Não Circulante	Taxa Média	Circulante	Não Circulante
Moeda Estrangeira						
Banco Mundial	2,41%	149.904	148.214	2,41%	149.904	148.214
Banco Interamericano de Desenvolvimento	-	-	-	1,22%	42.349	379.147
Kreditanstalt für Wiederaufbau - KfW	2,69%	22.239	265.948	4,77%	65.423	542.639
		172.143	414.162		257.676	1.070.000
Moeda Nacional						
RGR Devolução	5,00%	250.802	1.003.208	5,00%	250.802	1.003.208
RGR Controladas	5,00%	83.275	602.157	5,00%	83.275	602.157
RGR CCEE	5,00%	11.187	-	5,00%	11.187	-
BNDES	-	-	-	5,63%	458.015	4.668.486
Caixa Econômica Federal	10,93%	329.989	11.169	8,22%	806.317	3.072.622
Banco do Brasil	10,93%	527.983	17.871	6,92%	957.151	1.079.149
Bradesco (a)	-	-	-	7,18%	265.124	1.077.681
Petrobras	1,91%	2.199.910	3.327.920	1,91%	2.199.910	3.327.920
BR Distribuidora	2,21%	21.941	31.908	2,21%	21.941	31.908
State Grid	-	-	-	5,01%	91.196	647.597
Itaú	-	-	-	9,15%	4.017	500.000
Banco do Nordeste do Brasil	-	-	-	7,18%	66.187	987.810
BASA	-	-	-	8,52%	12.425	344.624
Cigás	-	393.920	193.249	-	393.920	193.249
Outras Instituições Financeiras	-	-	-	6,51%	481.255	506.579
		3.819.007	5.187.482		6.102.722	18.042.990

31/12/2021

	CONTROLADORA			CONSOLIDADO		
	Taxa	Circulante	Não Circulante	Taxa	Circulante	Não Circulante
Bônus						
Vencimento 04/02/2025	3,63%	41.302	2.767.841	3,63%	41.302	2.767.841
Vencimento 04/02/2030	4,63%	79.043	4.103.680	4,63%	79.043	4.103.680
		120.345	6.871.521		120.345	6.871.521
Debêntures						
Eletrobras - Vencimento 25/04/2022	Taxa DI + 0,70% a.a.	1.113.080	-	Taxa DI + 0,70% a.a.	1.113.080	-
Eletrobras - Vencimento 25/04/2024	Taxa DI + 1,00% a.a.	27.053	2.200.000	Taxa DI + 1,00% a.a.	27.053	2.200.000
Eletrobras - Vencimento 25/04/2026	Taxa DI + 1,20% a.a.	12.567	1.000.000	Taxa DI + 1,20% a.a.	12.567	1.000.000
Eletrobras - Vencimento 15/05/2029	IPCA + 5,18% a.a.	5.447	820.619	IPCA + 5,18% a.a.	5.447	820.619
Eletrobras - Vencimento 15/04/2026	Taxa DI + 1,80% a.a.	24.304	1.200.000	Taxa DI + 1,80% a.a.	24.304	1.200.000
Eletrobras - Vencimento 15/04/2031	IPCA + 4,91% a.a.	16.232	1.601.176	IPCA + 4,91% a.a.	16.232	1.601.176
Furnas - Vencimento 15/11/2024	-	-	-	CDI 117,60% a.a.	95.608	360.000
Furnas - Vencimento 15/11/2029	-	-	-	IPCA + 4,08% a.a.	2.340	897.225
Chesf - Vencimento 15/01/2029	-	-	-	IPCA + 7,03% a.a.	14.474	141.445
CGT Eletrosul - Vencimento 16/09/2024	-	-	-	Taxa DI + 1,78% a.a.	5.245	214.465
CGT Eletrosul - Vencimento 15/09/2028	-	-	-	IPCA + 6,80% a.a.	11.098	110.316
CGT Eletrosul - Vencimento 15/11/2028	-	-	-	IPCA + 3,75% a.a.	597	327.752
CGT Eletrosul - Vencimento 17/09/2029	-	-	-	IPCA + 5,35% a.a.	2.118	187.271
Eletronorte - Vencimento 04/08/2024	-	-	-	CDI + 2,75% a.a.	170.657	277.778
Eletronorte - Vencimento 20/10/2024	-	-	-	CDI + 2,60% a.a.	253.190	458.334
		1.198.683	6.821.795		1.754.010	9.796.381
Total Financiamentos, empréstimos e debêntures		5.310.178	19.294.960		8.234.753	35.780.892

(a) O saldo corresponde ao empréstimo de R\$ 301.409 de Furnas com o Bradesco e de R\$ 1.041.396 da Eletronorte com o Bradesco BBI.

31/12/2020

	CONTROLADORA			CONSOLIDADO		
	Taxa Média	Circulante	Não Circulante	Taxa Média	Circulante	Não Circulante
Moeda Estrangeira						
Banco Mundial	2,41%	140.572	275.655	2,41%	140.572	275.655
Banco Interamericano de Desenvolvimento	-	-	-	1,79%	39.441	392.300
BNP Paribas	1,17%	182.590	-	1,17%	182.590	-
Kreditanstalt fur Wiederaufbau - KfW	2,69%	20.292	290.760	3,42%	60.561	587.891
		343.454	566.415		423.164	1.255.846
Moeda Nacional						
RGR Devolução	5,00%	250.802	1.254.011	5,00%	250.802	1.254.011
RGR Controladas	5,00%	86.779	688.283	5,00%	86.779	688.283
RGR CCEE	5,00%	34.797	-	5,00%	34.797	-
BNDES	-	-	-	5,15%	454.393	4.790.888
Caixa Econômica Federal	2,27%	416.603	340.592	5,94%	918.979	3.850.392
Banco do Brasil	2,27%	666.564	544.948	2,41%	1.085.373	1.420.404
Bradesco	-	-	-	5,14%	1.006.159	-
Petrobras	1,91%	2.196.011	4.925.322	1,91%	2.196.011	4.925.322
BR Distribuidora	2,21%	157.200	47.224	2,21%	157.200	47.224
State Grid	-	-	-	10,00%	43.935	354.828
Banco do Nordeste do Brasil	-	-	-	10,14%	52.251	901.827
BASA	-	-	-	8,50%	11.346	156.006
Cigás	-	414.264	223.670	-	414.264	223.670
Outras Instituições Financeiras	-	-	-	4,64%	779.996	1.292.845
		4.223.020	8.024.050		7.492.285	19.905.700

31/12/2020

	CONTROLADORA			CONSOLIDADO		
	Taxa	Circulante	Não Circulante	Taxa	Circulante	Não Circulante
Bônus						
Vencimento 27/10/2021	5,75%	3.284.824	-	5,75%	3.284.824	-
Vencimento 04/02/2025	3,63%	38.461	2.570.741	3,63%	38.461	2.570.741
Vencimento 04/02/2030	4,63%	73.606	3.812.050	4,63%	73.606	3.812.050
		3.396.891	6.382.791		3.396.891	6.382.791
Debêntures						
Eletrobras - Vencimento 25/04/2022	Taxa DI + 0,70% a.a.	3.722	1.100.000	Taxa DI + 0,70% a.a.	3.722	1.100.000
Eletrobras - Vencimento 25/04/2024	Taxa DI + 1,00% a.a.	8.305	2.200.000	Taxa DI + 1,00% a.a.	8.305	2.200.000
Eletrobras - Vencimento 25/04/2026	Taxa DI + 1,20% a.a.	4.035	1.000.000	Taxa DI + 1,20% a.a.	4.035	1.000.000
Eletrobras - Vencimento 15/05/2029	IPCA + 5,18% a.a.	4.767	740.825	IPCA + 5,18% a.a.	4.767	740.825
Furnas - Vencimento 15/11/2024	-	-	-	CDI 117,60% a.a.	1.267	450.000
Furnas - Vencimento 15/11/2029	-	-	-	IPCA + 4,08% a.a.	1.755	808.446
Chesf - Vencimento 15/01/2029	-	-	-	IPCA + 7,03% a.a.	11.224	137.991
CGT Eletrosul - Vencimento 15/09/2028	-	-	-	IPCA + 6,80% a.a.	15.200	101.350
CGT Eletrosul - Vencimento 15/11/2028	-	-	-	IPCA + 3,75% a.a.	2.487	300.000
Eletronorte - Vencimento 04/08/2024	-	-	-	CDI + 2,75% a.a.	-	500.000
Eletronorte - Vencimento 20/10/2024	-	-	-	CDI + 2,60% a.a.	45.649	708.333
		20.829	5.040.825		98.411	8.046.945
Total Financiamentos, empréstimos e debêntures		7.984.194	20.014.081		11.410.751	35.591.282

Captação Eletrobras

Em abril de 2021, foi realizada a sua 3ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, em duas séries, para distribuição pública com esforços restritos, nos termos da Instrução CVM nº 476, de 16 de janeiro de 2009, de 2.700.000 Debêntures, sendo: (i) 1.200.000 Debêntures da primeira série; e (ii) 1.500.000 Debêntures da segunda série observado que a emissão das Debêntures da Segunda Série foi realizada nos termos do artigo 2º da Lei nº 12.431/2011.

Captação Furnas

Em julho de 2021, a Companhia realizou a captação de recursos no montante de R\$ 1.600.000, por sua controlada Furnas, por meio de 4 operações junto às seguintes instituições: (i) Banco da Amazônia – BASA no valor de R\$ 200.000 e prazo de pagamento em 5 anos; (ii) Banco Itaú no valor de R\$ 500.000 e prazo de pagamento em 5 anos; (iii) Banco do Brasil no valor de R\$ 600.000 e prazo de pagamento em 7 anos e (iv) Banco Bradesco no valor de R\$ 300.000 e prazo de pagamento em 7 anos.

Os recursos obtidos por meio destas captações serão destinados ao pagamento de dívidas mais onerosas hoje presentes no balanço da companhia e para o cumprimento do programa de investimentos do biênio 2021/2022.

Debêntures CGT Eletrosul

Em setembro de 2021, ocorreu o encerramento da oferta pública com esforços restritos, nos termos da Instrução CVM nº 476, de 16 de janeiro de 2009, de debêntures emitidas pela controlada CGT Eletrosul. Foram subscritas e integralizadas 400.000 debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, com valor nominal unitário de R\$ 1, perfazendo o montante total de R\$ 400.000 na data de emissão, sendo (i) R\$ 185.000 na primeira série, nos termos da Lei nº 12.431/2011, caracterizada como “debêntures verdes”, com prazo de vencimento de 8 anos contados a partir da data de emissão, e (ii) R\$ 215.000 na segunda série com prazo de vencimento de 3 anos.

Os recursos líquidos captados pela CGT Eletrosul por meio da Emissão das Debêntures da Primeira Série serão utilizados para alavancagem de Projetos de Investimento em Reforços de Transmissão e os recursos líquidos captados por meio das Debêntures da Segunda Série serão utilizados para reforço de caixa para utilização no curso ordinário dos negócios da Companhia.

Pagamento dos bonds

Em outubro de 2021, a Companhia efetuou o pagamento, dentro da data de vencimento, dos *bonds* emitidos em 2011 no montante de USD 643.691 equivalente a R\$ 3.583.234, convertido pela taxa de câmbio da data do pagamento.

26.1 - Movimentação dos empréstimos, financiamentos e debêntures

A movimentação apresentada a seguir compreende os exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020.

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
Saldo inicial em 31 de dezembro 2020 e 2019	27.998.275	33.318.501	47.002.033	47.899.641
Captação	2.700.000	5.193.319	4.828.697	9.154.852
Juros, encargos, Variações monetária e cambial incorridos	2.391.849	3.906.850	2.936.377	5.367.794
Juros Pagos	(1.327.451)	(1.275.296)	(2.545.458)	(2.074.848)
Amortização do Principal	(7.181.654)	(12.140.166)	(8.429.427)	(12.144.481)
Custos de transação apropriado	-	-	(13.825)	(22.146)
Transferência	-	-	213.129	(173.846)
Desreconhecimento RGR	24.119	(1.004.933)	24.119	(1.004.933)
Saldo final em 31 de dezembro 2021 e 2020	24.605.138	27.998.275	44.015.645	47.002.033

A parcela dos empréstimos, financiamentos e debêntures tem seu vencimento assim programado:

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Após 2027	Total
Controladora	5.310.176	2.187.441	4.309.679	3.240.658	2.531.527	332.272	6.693.385	24.605.138
Consolidado	8.234.752	4.785.443	6.657.723	4.681.094	4.204.094	1.739.095	13.713.444	44.015.645

26.2 – Garantias

A Companhia participa, na qualidade de interveniente garantidora, de diversos empreendimentos de suas investidas controladas e não controladas. A exposição total em garantias é composta pelas garantias fornecidas para coligadas e empreendimentos controlados em conjunto no montante de R\$ 29.935.666 em 31 de dezembro de 2021 (R\$ 30.575.673 em 31 de dezembro de 2020), apresentadas no quadro abaixo:

Garantidora	Modalidade	Empreendimento	Saldo Devedor Garantido em 31/12/2021	Término da Garantia
Eletrobras	SPE	UHE Belo Monte	13.813.246	2042
Eletrobras	SPE	UHE Santo Antônio	5.351.448	2040
Eletrobras	SPE	UHE Jirau	3.240.577	2034
Eletrobras	SPE	UHE Teles Pires	1.128.600	2038
Furnas	SPE	UHE Santo Antônio	1.015.977	2038
Eletrobras	SPE	UHE Santo Antônio	926.256	2024
Eletrobras	SPE	UHE Jirau	887.438	2035
Furnas	SPE	Empreendimentos de Transmissão - Mata de Santa Genebra Transmissão S.A.	754.187	2041
Eletrobras	SPE	UHE Sinop	556.612	2038
Eletrobras	SPE	UHE São Manoel	525.607	2038
Eletrobras	Corporativo	Amazonas Energia (a)	491.016	2026
Eletrobras	SPE	UHE Teles Pires	267.751	2032
Eletrobras	SPE	UHE Santo Antônio	226.390	2030
Eletrobras	SPE	UHE Santo Antônio	153.342	2022
Furnas	SPE	Empreendimentos de Transmissão - Mata de Santa Genebra Transmissão S.A.	116.209	2030
Furnas	SPE	UHE São Manoel	108.557	2033
Eletrobras	SPE	Empreendimentos Eólicos - Chapada do Piauí II Holding S.A.	77.700	2032
Eletrobras	SPE	Empreendimentos de Transmissão - Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	75.548	2028
Chesf	SPE	UHE Sinop	72.836	2032
Eletronorte	SPE	UHE Sinop	72.836	2032
Eletrobras	SPE	Empreendimentos Eólicos - Chapada do Piauí I Holding S.A.	70.230	2032
Eletrobras	SPE	Empreendimentos de Transmissão - Caldas Novas Transmissão S.A.	3.303	2028
Garantias empresas não controladas			29.935.666	

(a) Instrumento particular oriundo de processos judiciais cuja origem é anterior à privatização e desverticalização da Amazonas Energia S.A., com vistas ao equacionamento de dívidas anteriores em que a Eletrobras é parte dada sua condição de garantidora.

As garantias fornecidas para as investidas controladas são apresentadas de forma segregada por já constarem seus saldos registrados em financiamentos e empréstimos a pagar.

O montante garantido para as controladas de R\$ 12.645.279, em 31 de dezembro de 2021 (R\$ 15.324.770 em 31 de dezembro de 2020) é apresentado no quadro abaixo.

Garantidora	Modalidade	Empreendimento	Saldo Devedor Garantido em 31/12/2021	Término da Garantia
Eletrobras	Corporativo	Angra III	3.366.852	2036
Eletrobras	Corporativo	Angra III	3.013.276	2038
Eletrobras	Corporativo	Emissão de Debêntures - Fumas	919.045	2029
Eletrobras	Corporativo	Belo Monte Transmissora de Energia	738.793	2029
Eletrobras	Corporativo	Diversos - Fumas	462.780	2023
Eletrobras	Corporativo	Emissão de Debêntures - Fumas	455.608	2024
Fumas	Corporativo	Modernização da UHE Fumas e UHE Luiz Carlos Barreto de Carvalho	421.495	2031
Eletrobras	Corporativo	UHE Simplicio	355.323	2026
CGT Eletrosul	SPE	Transmissora Sul Litorânea de Energia	350.537	2029
Eletrobras	Corporativo	Complexo Eólico Livramento - Entorno II	322.351	2028
Eletrobras	Corporativo	Projetos Corporativos de Transmissão	243.027	2034
Eletrobras	Corporativo	Projetos Corporativos Chesf	237.915	2029
Eletrobras	Corporativo	Reforço à Estrutura de Capital de Giro	185.717	2024
Eletrobras	Corporativo	UHE Mauá	163.333	2028
Eletrobras	Corporativo	Linha Verde Transmissora	156.283	2033
Eletrobras	Corporativo	Eólicas Casa Nova II e III	155.676	2031
Eletrobras	Corporativo	Plano de Investimentos 2012 - 2014	151.704	2029
Eletrobras	Corporativo	Financiamento Corporativo	104.851	2023
Eletrobras	Corporativo	Transmissora Sul Brasileira de Energia	121.415	2028
Eletrobras	Corporativo	UHE São Domingos	110.038	2028
Chesf	Corporativo	Transmissora Delmiro Gouveia	102.598	2032
Eletrobras	Corporativo	Projetos Corporativos Chesf	95.121	2029
Eletrobras	Corporativo	UHE Batalha	78.042	2025
Eletrobras	Corporativo	UHE Passo de São João	75.932	2026
Eletrobras	Corporativo	Projetos Corporativos CGT Eletrosul	55.823	2023
Eletrobras	Corporativo	Projetos de Inovação	45.254	2023
Chesf	Corporativo	Transmissora Delmiro Gouveia	48.224	2031
Eletrobras	Corporativo	Projetos Corporativos CGT Eletrosul	28.607	2022
Eletrobras	Corporativo	UHE Baguari	19.839	2026
Eletrobras	Corporativo	RS Energia	18.260	2027
CGT Eletrosul	Corporativo	Ampliação do Sistema Sul de Transmissão	18.368	2029
CGT Eletrosul	Corporativo	Interligação Brasil x Uruguai	13.787	2029
Eletrobras	Corporativo	RS Energia	9.405	2027
Garantias empresas controladas			12.645.279	

26.3 - Movimentação de Provisão para Garantias

A movimentação das garantias nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020 foram as seguintes:

CONSOLIDADO		
Saldo inicial em 31 de dezembro 2021 e 2020	459.004	463.776
Adições de Garantias	14.869	25.556
Atualizações (a)	(14.408)	15.197
Baixas	(33.656)	(45.525)
Saldo final em 31 de dezembro 2021 e 2020	425.809	459.004

(a) Na atualização consta a redução do saldo devedor em decorrência dos pagamentos de empréstimos e financiamentos.

26.4 – Obrigações Assumidas - Covenants

A Companhia possui cláusulas de *covenants* em alguns de seus contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures. Os principais *covenants* são referentes a: atendimento de certos índices financeiros (Dívida Líquida sobre EBITDA, Índice de Cobertura do Serviço da Dívida - ICSD, entre outros), existência de garantias corporativas, requisitos para alteração de controle societário, conformidade às licenças e autorizações necessárias e limitação à venda significativa de ativos. A Companhia identificou a ocorrência de evento de não conformidade em 31 de dezembro de 2021, referente à UHE São Manoel e às SPEs Chapadas do Piauí I e II, que não atingiram o nível mínimo do ICSD superior a 1,2.

a) UHE São Manoel:

A UHE São Manoel possui dívidas com o BNDES, além da 4ª emissão de debêntures, com saldos respectivos em dezembro de 2021 de R\$ 1.580.000 e R\$ 325.000, com garantia da Eletrobras e Furnas, respectivamente, correspondente à participação acionária da controlada nesta SPE de 33,33%.

Em face da adesão por esta UHE no último trimestre de 2021 ao programa de *Standstill* promovido pelo BNDES, como uma das medidas emergenciais de enfrentamento aos impactos financeiros da crise hídrica, foi mitigado risco de ocorrência de inadimplemento contratual pelo não cumprimento do ICSD.

No que concerne à emissão de debêntures, o não cumprimento do *covenant* não incorre em vencimento da dívida, uma vez que pelo regramento do contrato é permitido o descumprimento deste indicador por 3 anos consecutivos ou 4 intercalados sem que haja decretação de vencimento antecipado, sendo relevante observar neste contexto que não ocorreu descumprimento no ano de 2020.

De modo então a cumprir com as obrigações/compensações relativas a este descumprimento e manter-se adimplente às obrigações contratuais, a SPE terá somente que, nos termos da Escritura de Emissão, efetuar a complementação financeira da Conta Reserva de Complementação do ICSD em montante suficiente para compensar o não atendimento do indicador. Atualmente há previsão de que a aplicação dos montantes financeiros necessários na referida conta será feito com recursos exclusivos do caixa da própria UHE, sem contar, portanto, com suporte dos acionistas e/ou garantidores.

b) SPE Chapada do Piauí I:

A SPE Chapada do Piauí I solicitou previamente *waiver* ao BNDES pelo descumprimento do ICSD em 2021, obtendo também manifestação similar ao obtido para a SPE Chapada do Piauí II. O saldo devedor desta SPE com o BNDES é de R\$ 471.000 em dezembro de 2021.

Adicionalmente, esta SPE possui uma emissão de debêntures com saldo apurado em dezembro de 2021 de R\$ 103.000. Ambos os instrumentos financeiros possuem garantia da Eletrobras correspondente a 25% da proporção da participação acionária da Eletrobras na SPE (49%), em um total de R\$ 70.230.

Observa-se que, nos termos da escritura de emissão, é preconizado que em face do não atingimento do indicador, será necessário a realização de uma assembleia de debenturistas para deliberar sobre o tema. Um ponto importante a notar é que o fato de não ter sido atingido o ICSD não gera necessariamente vencimento antecipado do contrato.

c) SPE Chapada do Piauí II:

A SPE Chapada do Piauí II possui como seu único credor o BNDES, cujo saldo devedor ao final de dezembro de 2021 foi de R\$ 396.000, dos quais 40% da proporção da participação acionária na SPE (49%) são garantidos pela Eletrobras, ou seja, R\$ 77.700. Destaca-se que, após solicitação prévia efetuada pela SPE, o BNDES absteve-se formalmente em condição resolutiva quanto à declaração de vencimento pelo não atendimento do indicador.

Prática contábil

Os empréstimos, financiamentos e debêntures são reconhecidos inicialmente pelo valor justo menos os custos de transação diretamente atribuíveis, e subsequentemente mensurados ao custo amortizado utilizando o método dos juros efetivos. Quando os seus termos contratuais são modificados e tal modificação não for substancial, seus saldos contábeis refletirão o valor presente dos seus fluxos de caixa sob os novos termos, utilizando a taxa de juros efetiva original. A diferença entre o saldo contábil do instrumento remensurado quando da modificação não substancial dos seus termos e seu saldo contábil imediatamente anterior a tal modificação é reconhecida como ganho ou perda no resultado do exercício. Quando tal modificação for substancial, o financiamento original é extinto e reconhecido um novo passivo financeiro, com impacto no resultado do exercício.

Contrato com garantia financeira consiste em contratos que requerem que o emitente efetue pagamentos especificados a fim de reembolsar o detentor por perda que incorrer devido ao fato de o devedor especificado não efetuar o pagamento na data prevista, de acordo com as condições iniciais ou alteradas de instrumento de dívida. Essas estimativas são definidas com base na experiência e no julgamento da Administração da Eletrobras. As taxas recebidas são reconhecidas com base no método linear ao longo da vida da garantia. Para fazer frente a uma eventual execução de garantia a Eletrobras provisiona 1% do saldo devedor garantido para as investidas controladas e não controladas. Qualquer aumento de obrigações em relação às garantias é apresentado, quando ocorrido, nas despesas operacionais (Nota 41.1).

NOTA 27 – ARRENDAMENTOS

O passivo de arrendamento refere-se principalmente a contratos de compra de energia firmados com os PIEs que possuem a transferência de parcela significativa de riscos e benefícios ao final dos contratos. Estes contratos já eram classificados como arrendamentos financeiros anteriormente à adoção do CPC 06 - R2 /IFRS 16 – Arrendamentos pois foram firmados com os PIEs em 2005, por um prazo de 20 anos, da Amazonas Energia S.A que foram repassados para Amazonas GT (incorporada pela Eletronorte, vide nota 2.4) durante o processo de desverticalização. Além destes, também estão inclusos imóveis, veículos e equipamentos.

A movimentação do passivo é demonstrada no quadro a seguir:

	CONSOLIDADO	
Saldo inicial em 31 de dezembro 2020 e 2019	1.053.194	1.207.189
Novos contratos/Remensurações	60.824	37.285
Juros incorridos	377.482	365.596
Pagamentos	(588.016)	(556.876)
Saldo final em 31 de dezembro 2021 e 2020	903.484	1.053.194
	31/12/2021	31/12/2020
Circulante	209.774	217.321
Não Circulante	693.710	835.873
Total	903.484	1.053.194

Os aluguéis fixos e variáveis, bem como aqueles relacionados a contratos de curto prazo e de baixo valor, foram os seguintes para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2021	31/12/2020
Arrendamentos de curto prazo	3.667	23.552
Arrendamentos de baixo valor	23.827	23.452
Despesas variáveis de arrendamento	885	824

Os vencimentos dos passivos não circulantes estão demonstrados no quadro a seguir:

	CONSOLIDADO
	31/12/2021
2023	210.031
2024	205.718
2025	150.177
2026	36.794
2027	27.699
Após 2027	63.291
Total	693.710

A seguir é apresentado o quadro indicativo do direito potencial de PIS/COFINS a recuperar embutido na contraprestação de arrendamento, conforme o período previsto para pagamento.

	CONSOLIDADO	
	31/12/2021	31/12/2020
Contraprestação do arrendamento	588.016	556.876
PIS/COFINS potencial (9,25%)	54.391	51.511

Prática contábil

A Companhia reconhece os passivos de arrendamentos mensurados pelo valor presente dos pagamentos dos arrendamentos sem refletir a inflação futura projetada. Os pagamentos são descontados pela taxa incremental sobre empréstimos da Companhia, visto que as taxas de juros implícitas nos contratos de arrendamento com terceiros normalmente não podem ser prontamente determinadas.

Remensurações refletem alterações oriundas de índices ou taxas contratuais, bem como nos prazos dos arrendamentos devido a novas expectativas de prorrogações ou rescisões do arrendamento (com correspondente ajuste no direito de uso relacionado). As remensurações são reconhecidas no passivo de arrendamento como ajuste ao ativo de direito de uso.

Os juros e outras despesas financeiras são reconhecidos na demonstração do resultado durante o período do arrendamento, para produzir uma taxa periódica constante de juros sobre o saldo remanescente do passivo para cada período, enquanto os pagamentos reduzem o seu valor contábil. O direito de uso adquirido por meio de arrendamento financeiro está classificado no Ativo Não Circulante sendo depreciado pelo prazo do arrendamento.

NOTA 28 – EMPRÉSTIMO COMPULSÓRIO

a) Compulsório não quitado

O Empréstimo Compulsório sobre o consumo de energia elétrica foi criado pela Lei nº 4.156/1962, com a finalidade de expansão e melhoria do setor elétrico brasileiro, tendo sido arrecadado somente a partir de 1964. Inicialmente, o tributo recaiu sobre todos os consumidores de energia elétrica, e sua devolução foi assegurada até o ano de 1976 pela emissão de títulos ao portador (Obrigações).

Com o advento do Decreto nº 1.512/1976, a incidência do empréstimo compulsório passou, durante o período de 1977 a 1993, a recair somente sobre os grandes consumidores industriais de energia elétrica, assim, considerados aquelas industriais com consumo mensal superior a 2.000 Kwh.

Nesta 2ª fase, o Empréstimo Compulsório era representado por créditos escriturais, e não mais por Obrigações. A arrecadação ocorreu no período de 1977 a 1993 e a devolução dos créditos foi realizada por meio da entrega de ações preferenciais da Eletrobras, tendo sido realizadas 4 assembleias de conversão em ações dos créditos arrecadados.

A maior parte dos créditos arrecadados pela Eletrobras à época de vigência da lei já foram devolvidos aos contribuintes. Porém, ainda existem créditos a serem devolvidos, pois alguns contribuintes, questionando a constitucionalidade do Empréstimo Compulsório, ingressaram em juízo com ações consignatórias para discutir sua cobrança pela Eletrobras, depositando judicialmente esses valores do tributo.

À medida que a Eletrobras teve êxito nessas ações e foi autorizada a levantar os valores depositados, mediante expedição de alvará judicial, a obrigação de devolver esses tributos foi registrada no passivo. Esses créditos não foram convertidos nas 4 assembleias realizadas pela Eletrobras citadas acima, pois ingressaram no caixa da Controladora após a última assembleia de conversão ocorrida em 2008.

A Eletrobras, após o levantamento dos referidos depósitos, assume a obrigação de devolução do valor principal em até 20 anos e do pagamento de juros anuais de 6% ao ano, conforme o Decreto nº 1.512/1976. Portanto, esses créditos estão registrados no passivo circulante e não circulante e são remunerados à taxa de 6% ao ano até a data da sua conversão em ações, acrescidos de atualização monetária desde o levantamento do depósito judicial com base na variação do Índice de Preço ao Consumidor Amplo Especial - IPCA-E.

Ressalte-se que os juros de 6% ao ano, neste caso, são devidos durante o período de carência, pois se trata de Empréstimo Compulsório ainda não convertido em ações, e não de débito judicial, como é o caso dos processos judiciais de correção monetária do tributo já convertido em ações e tratado na nota 34 que trata de provisões e passivos contingentes.

b) Provisão para ações a entregar

Existe ainda um passivo da Controladora referente ao montante equivalente ao valor de ações preferenciais B, utilizadas como pagamento em processos judiciais que envolvem correção monetária dos créditos de Empréstimo Compulsório convertidos através das quatro assembleias realizadas pela Eletrobras.

Considerando que os contribuintes precisam se cadastrar junto ao procedimento administrativo de Solicitações de Ações - SAC da Eletrobras, demonstrando, através dos documentos jurídicos adequados, sua legitimidade ao recebimento dessas ações, existem muitos contribuintes que ainda não tiveram as ações convertidas implantadas em seu nome, ficando as referidas ações registradas no patrimônio líquido da Eletrobras, assim como no Banco Custodiante, sob a rubrica de "ações com acionistas a identificar".

Registra-se que não se trata de ações em tesouraria, mas sim ações objeto das conversões dos créditos de Empréstimo Compulsório, com o objetivo de quitação de tais créditos, conforme prerrogativa franqueada à Eletrobras pela legislação de regência do tributo. Ademais, não se trata de ações despojadas de titularidade, sendo o SAC um procedimento que atribui ao acionista identificado a plenitude dos direitos políticos e econômicos inerentes à propriedade acionária na forma da Lei nº 6.404/1976 e normativos da CVM.

A partir de 2008, em decisão embasada em posicionamento jurídico, a Eletrobras utilizou-se do saldo de ações de acionistas ainda não identificados, decorrente da conversão do Empréstimo Compulsório, para o pagamento dos processos judiciais de diferenças de correção monetária dos créditos do Empréstimo Compulsório. Em contrapartida, a Eletrobras registrou uma provisão em montante equivalente ao valor de ações preferenciais B, que deverá entregar aos contribuintes que comprovarem sua legitimidade no âmbito do SAC.

Contudo, à luz de novo parecer jurídico, consolidou-se entendimento de que a Eletrobras poderá quitar a obrigação de entregar ações preferenciais B, por meio de aumento de capital ou pela aquisição de idênticas ações no mercado, observadas, nesse caso, a Lei nº 6.404/1976 e normas editadas pela CVM.

Desta forma, a Eletrobras pode atualizar o montante equivalente ao valor de ações preferenciais B, que deverá entregar aos contribuintes que comprovarem sua legitimidade no SAC, com base no valor de mercado da ação ou pelo seu valor patrimonial, relativo ao último exercício social, o que for mais vantajoso.

A Companhia reclassificou os montantes referentes às obrigações de Empréstimo Compulsório anteriormente apresentadas no não circulante, para o circulante, tendo em vista que a exigibilidade do pagamento pode vir a ser exercida a critério dos detentores de tais direitos.

CONTROLADORA / CONSOLIDADO

Saldo inicial em 31 de dezembro de 2020 e 2019	1.047.109	485.756
Ingresso de recursos	-	7.263
Provisão para Implantação de Ações	107.652	376.433
Encargos sobre dívida	30.791	39.243
Pagamento de juros	(1.328)	(2.282)
Atualização monetária	32.111	140.696
Saldo final em 31 de dezembro de 2021 e 2020	1.216.335	1.047.109

Prática contábil

A Eletrobras registra a obrigação com remuneração à taxa de 6% ao ano até a data da sua conversão em ações, acrescidos de correção monetária com base no Índice de Preço ao Consumidor Amplo Especial – IPCA-E, conforme o Decreto-lei nº 1.512/76. No caso da provisão para implantação de ações, o valor é corrigido pelo preço da ação.

NOTA 29 – TRIBUTOS A RECOLHER

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Passivo circulante				
PIS/ COFINS	133.085	223.121	372.631	840.750
IRRF/ CSRF	112.372	96.222	265.956	155.341
ICMS	-	-	22.843	37.598
INSS/ FGTS	5.452	5.174	82.170	55.147
PAES/ REFIS	-	-	23.362	23.340
ISS	-	-	14.168	13.658
Outros	8.427	10.915	23.355	68.208
Total	259.336	335.432	804.485	1.194.042
Passivo não circulante				
PAES/ REFIS	-	-	145.448	168.394
PASEP/ COFINS	-	-	13.936	13.573
IR / CS parcelamento	-	-	101.016	-
Outros	-	-	212	212
Total	-	-	260.612	182.179

NOTA 30 – ENCARGOS SETORIAIS

	CONSOLIDADO	
	31/12/2021	31/12/2020
Circulante		
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	235.492	371.364
Quota RGR	196.584	67.810
Compensação pelo Uso de Recursos Hídricos	80.617	101.565
Quota CDE	13.809	19.256
Quota PROINFA	7.438	15.998
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica	8.973	10.852
	542.913	586.845
Não circulante		
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	649.303	744.395
Quota RGR	38	47
	649.341	744.442
Total	1.192.254	1.331.287

30.1 - Reserva Global de Reversão - RGR

A contribuição para a formação da RGR é de responsabilidade das empresas concessionárias do serviço público de energia elétrica, mediante uma quota denominada Reversão e Encampação de Serviços de Energia Elétrica, de até 2,5% do valor dos investimentos dos concessionários e permissionários, limitado a 3% da receita anual. O valor da quota é computado como componente do custo do serviço das concessionárias. As transmissoras licitadas a partir de 12 de setembro de 2012 e as transmissoras e geradoras que tiveram suas concessões prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783/2013, são desobrigadas do recolhimento deste encargo.

30.2 - Compensação Financeira pelo Uso de Recursos Hídricos

A compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica foi instituída pela Constituição Federal de 1988 e trata-se de um percentual de 6,75% que as concessionárias de geração hidrelétrica pagam pela utilização de recursos hídricos.

30.3 - Pesquisa e Desenvolvimento - P&D e Eficiência Energética - PEE

As concessionárias de energia elétrica estão obrigadas a aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, 1% de sua receita operacional líquida ajustada, em projetos de pesquisa e desenvolvimento e programa de eficiência energética do setor elétrico, nos termos da Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000.

Prática contábil

A Companhia reconhece seus encargos setoriais como obrigações a recolher, derivados dos encargos estabelecidos em lei, sendo registrados na rubrica de passivo circulante e não circulante de acordo com a competência.

Desta forma, são registrados nesta rubrica os recursos destinados ao pagamento/aplicação em P&D e PEE arrecadados na tarifa de fornecimento de energia elétrica, as obrigações relativa à Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE e à Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH. Além disso, das obrigações relativas à Quota para a RGR, à CDE e PROINFA.

NOTA 31 - REMUNERAÇÃO AOS ACIONISTAS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Dividendos do exercício de 2021	1.340.958	-	1.366.726	-
Dividendos do exercício de 2020	-	1.507.139	-	1.518.767
Dividendos não reclamados	40.153	23.579	40.164	28.391
Total	1.381.111	1.530.718	1.406.890	1.547.158

Em janeiro de 2021, o Conselho de Administração deliberou pelo pagamento, a título de dividendos intermediários, do valor total de R\$ 2.291.889, à conta da reversão da integralidade do saldo da Reserva Especial de Dividendos Retidos, que foi constituída mediante a aprovação pela 59ª Assembleia Geral Ordinária que deliberou sobre a destinação do resultado do exercício. A decisão de distribuição dos Dividendos Intermediários decorre da revisão da situação financeira da Eletrobras e de sua liquidez. Os dividendos intermediários foram pagos em fevereiro de 2021.

Em agosto de 2021, a Eletrobras realizou o pagamento dos dividendos relativos ao exercício de 2020, às pessoas físicas e jurídicas registradas como proprietários ou usufrutuários de ações ordinárias e preferenciais classes "A" e "B" na data base de 27 de abril de 2021. Sobre os dividendos incidiram atualização monetária baseada na variação da Taxa Selic, divulgada pelo Banco Central do Brasil *pro rata temporis* a partir de 01 de janeiro de 2021 até a data de seu respectivo pagamento.

Prática contábil

A Eletrobras possui Política de Distribuição de Dividendos que, alinhada ao Estatuto Social, assegura a seus acionistas o direito, em cada exercício, a dividendos e/ou juros de capital próprio não inferiores a 25% do lucro líquido ajustado, na forma da Lei das Sociedades por Ações e alterações posteriores e não autoriza que a reserva de capital possa ser usada para pagamento de dividendos.

O valor dos dividendos, que representa o mínimo obrigatório estabelecido em Lei, é reconhecido no passivo e o valor dos dividendos acima do mínimo obrigatório é reconhecido no patrimônio líquido, na conta de dividendos adicionais propostos, até a aprovação em Assembleia Geral.

As ações preferenciais das classes A e B possuem prioridade no recebimento dos dividendos distribuídos em cada exercício social, estes incidentes à razão de 8% e 6%, respectivamente, ao ano sobre o capital pertencente a essa espécie e classe de ações, a serem entre elas rateados igualmente.

As ações preferenciais participarão, em igualdade de condições, com as ações ordinárias na distribuição dos dividendos distribuídos em cada exercício social, depois de assegurado às ações ordinárias um dividendo cujo valor seja o menor daqueles atribuído às classes preferenciais. É garantido às ações preferenciais o direito ao recebimento de dividendos distribuídos no exercício social, por cada ação, pelo menos 10% maior do que o atribuído a cada ação ordinária no respectivo exercício.

NOTA 32 – CONTRATOS ONEROSOS

CONSOLIDADO				
	Saldo em 31/12/2020	Constituições	Reversão	Saldo em 31/12/2021
Geração				
Jirau	129.672	51.145	(33.695)	147.122
Funil	225.727	54.800	-	280.527
CoaracyNunes	99.502	-	(88.470)	11.032
	<u>454.901</u>	<u>105.945</u>	<u>(122.165)</u>	<u>438.681</u>
Total	<u>454.901</u>	<u>105.945</u>	<u>(122.165)</u>	<u>438.681</u>

CONSOLIDADO				
	Saldo em 31/12/2019	Constituições	Reversão	Saldo em 31/12/2020
Geração				
Jirau	39.150	124.871	(34.349)	129.672
Funil	222.881	13.925	(11.079)	225.727
CoaracyNunes	99.757	36.283	(36.538)	99.502
	<u>361.788</u>	<u>175.079</u>	<u>(81.966)</u>	<u>454.901</u>
Transmissão				
LTEunápolis-T.Freitas	4.059	-	(4.059)	-
	<u>4.059</u>	<u>-</u>	<u>(4.059)</u>	<u>-</u>
Total	<u>365.847</u>	<u>175.079</u>	<u>(86.025)</u>	<u>454.901</u>

	31/12/2021	31/12/2020
Passivo Circulante	-	40.196
Passivo Não Circulante	438.681	414.705
Total	<u>438.681</u>	<u>454.901</u>

Prática contábil

Obrigações presentes resultantes de contratos onerosos são reconhecidas e mensuradas como provisões. Um contrato oneroso existe quando os custos inevitáveis para satisfazer as obrigações do mesmo excedem os benefícios econômicos que se esperam que sejam recebidos ao longo tempo.

NOTA 33 – BENEFÍCIOS AOS EMPREGADOS

A Eletrobras e suas controladas patrocinam planos de previdência aos seus empregados, bem como planos de assistência médica e seguro de vida pós-emprego em determinados casos. Esses benefícios são classificados como Benefícios Definidos – BD, Contribuição Definida – CD, Contribuição Variável – CV e Benefício Saldado.

Devido à estrutura descentralizada da Companhia, cada segmento patrocina seu próprio pacote de benefícios a empregados. De forma geral, a Eletrobras e suas controladas oferecem aos seus atuais e futuros aposentados e aos seus dependentes benefícios do tipo previdenciário, de assistência à saúde e seguro de vida pós-emprego, conforme apresentado na tabela a seguir:

Tipos de benefícios pós-emprego patrocinados pelas empresas da Eletrobras					
Empresa	Planos de benefícios previdenciários			Outros benefícios pós-emprego	
	Plano BD	Plano Saldado	Plano CD	Seguro de Vida	Plano de Saúde
Eletrobras	X		X		X
CGT Eletrosul	X		X		X
Chesf	X	X	X		
Eletronorte	X		X	X	X
Eletronuclear	X		X		X
Furnas	X		X		X

O plano de benefício previdenciário normalmente expõe a Companhia a riscos atuariais, tais como risco de investimento, risco de taxa de juros, risco de longevidade e risco de salário.

- **Risco de investimento:** O valor presente do passivo do plano de benefício definido previdenciário é calculado usando uma taxa de desconto determinada em virtude da remuneração de títulos privados de alta qualidade; se o retorno sobre o ativo do plano for abaixo dessa taxa, haverá um déficit do plano. Atualmente, o plano tem um investimento relativamente equilibrado em ações, instrumentos de dívida e imóveis. Devido à natureza de longo prazo dos passivos do plano, o conselho do fundo de pensão considera apropriado que uma parcela razoável dos ativos do plano deva ser investida em ações e imóveis para alavancar o retorno gerado pelo fundo;
- **Risco de taxa de juros:** Uma redução na taxa de juros dos títulos aumentará o passivo do plano. Entretanto, isso será parcialmente compensado por um aumento do retorno sobre os títulos de dívida do plano;
- **Risco de longevidade:** O valor presente do passivo do plano de benefício definido é calculado por referência à melhor estimativa da mortalidade dos participantes do plano durante e após sua permanência no trabalho. Um aumento na expectativa de vida dos participantes do plano aumentará o passivo do plano; e
- **Risco de salário:** O valor presente do passivo do plano de benefício definido é calculado por referência aos salários futuros dos participantes do plano. Portanto, um aumento do salário dos participantes do plano aumentará o passivo do plano.

As tabelas abaixo apresentam a conciliação do valor presente das obrigações de benefício definido e do valor justo dos ativos com os valores registrados no balanço patrimonial para os benefícios previdenciários e para os demais benefícios pós-emprego. A seguir estão apresentados os resultados consolidados.

Obrigações de benefício pós-emprego - valores reconhecidos no balanço patrimonial:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	2021	2020	2021	2020
Planos de benefícios previdenciários	849.766	1.129.241	5.839.349	6.791.370
Planos de saúde e seguro de vida	35.689	2.756	245.457	225.471
Total das obrigações de benefício pós emprego	885.455	1.131.997	6.084.806	7.016.841
Circulante	-	-	233.304	192.209
Não circulante	885.455	1.131.997	5.851.502	6.824.632
	885.455	1.131.997	6.084.806	7.016.841

a) Conciliação dos passivos dos planos de previdência e planos de saúde e seguro de vida:
Planos de benefícios definidos previdenciários - Valores reconhecidos no balanço patrimonial e demonstração do resultado do exercício:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	2021	2020	2021	2020
Valor presente das obrigações atuariais parcial ou totalmente cobertas	2.772.801	3.191.662	32.654.956	37.523.363
Valor justo dos ativos do plano	(1.923.035)	(2.062.421)	(27.983.826)	(31.394.339)
Teto do ativo	-	-	1.168.219	662.346
Passivo/(Ativo) líquido	849.766	1.129.241	5.839.349	6.791.370
Custo de serviço corrente líquido	(4.023)	(320)	72.507	80.782
Custo de juros líquidos	45.950	77.623	381.672	323.488
Despesa/(Receita) atuarial reconhecida no exercício	41.927	77.303	454.179	404.270

Planos de saúde e seguro de vida - Valores reconhecidos no balanço patrimonial e demonstração do resultado do exercício:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	2021	2020	2021	2020
Valor presente das obrigações atuariais parcial ou totalmente cobertas	35.689	2.756	245.457	225.471
Passivo/(Ativo) líquido	35.689	2.756	245.457	225.471
Custo de serviço corrente líquido	247	215	5.214	3.679
Custo de juros líquidos	183	302	14.467	9.651
Despesa/(Receita) atuarial reconhecida no exercício	430	517	19.681	13.330

b) Divulgação de Benefícios Definidos Previdenciários
Resultados consolidados de benefícios definidos previdenciários - conciliação do valor presente das obrigações de benefício definido.
Planos de benefícios definidos previdenciários - Movimentação do valor presente das obrigações atuariais:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	2021	2020	2021	2020
Valor das obrigações atuariais no início do ano	3.191.662	2.810.325	37.523.363	33.303.765
Custo de serviço corrente	(4.023)	(320)	72.507	80.782
Juros sobre a obrigação atuarial	168.191	206.233	2.438.460	2.275.724
Benefícios pagos durante o exercício	(262.294)	(245.615)	(2.554.573)	(2.310.773)
Contribuições Normais do Participante	1.882	5.546	33.707	38.280
Custo de Serviço Passado	(90.972)	-	(90.972)	-
(Ganho)/Perda sobre as obrigações atuariais decorrentes de remensuração	(231.645)	415.493	(4.767.536)	4.135.585
Perdas atuariais decorrentes de mudanças de premissas financeiras	(605.276)	406.979	(8.481.160)	3.491.997
Perdas atuariais decorrentes de ajustes pela experiência	373.631	8.514	3.713.625	643.588
Valor presente das obrigações atuariais ao final do ano	2.772.801	3.191.662	32.654.956	37.523.363

Resultados consolidados de benefícios definidos previdenciários - conciliação do valor justo dos ativos dos planos.

Planos de benefícios definidos previdenciários - Movimentação e composição do valor justo dos ativos:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	2021	2020	2021	2020
Valor justo dos ativos no início do ano	2.062.421	1.977.285	31.394.339	29.687.699
Benefícios pagos durante o exercício	(262.294)	(245.615)	(2.554.573)	(2.310.773)
Contribuições de participante vertidas durante o exercício	1.882	5.546	33.707	38.280
Contribuições do empregador vertidas durante o exercício	23.368	15.238	294.489	245.127
Rendimento esperado dos ativos no ano	122.240	128.610	2.040.363	2.016.536
Ganho sobre os ativos do plano (excluindo as receitas de juros)	(24.582)	181.357	(3.224.499)	1.717.470
Valor justo dos ativos ao final do ano	1.923.035	2.062.421	27.983.826	31.394.339
Rendimento efetivo dos ativos no ano	97.658	309.967	(1.184.136)	3.734.006

Resultados consolidados de benefícios definidos previdenciários, planos de saúde e seguros de vida - Montantes reconhecidos em Outros Resultados Abrangentes:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	2021	2020	2021	2020
Ganhos (perdas) atuariais reconhecidos em ORA no exercício - Planos de benefícios previdenciários, planos de saúde e seguro de vida	211.030	(222.164)	1.154.355	(2.304.304)

c) Divulgação dos planos de saúde e seguro de vida

Resultados consolidados de outros benefícios pós-emprego - conciliação do valor presente das obrigações de benefício definido.

Planos de saúde e seguro de vida - Movimentação do valor presente das obrigações atuariais:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	2021	2020	2021	2020
Valor das obrigações atuariais no início do ano	2.756	4.347	225.471	196.181
Custo de serviço corrente	247	215	5.214	3.679
Juros sobre a obrigação atuarial	183	302	14.467	9.651
Benefícios pagos no ano	(96)	(1.028)	(22.085)	(46.586)
Desreconhecimento de benefício	-	-	(26.005)	(29.248)
Custo de Serviço Passado	41.378	-	52.662	-
Perda sobre as obrigações atuariais decorrentes de remensuração	(8.779)	(1.080)	(4.267)	91.794
Perdas atuariais decorrentes de mudanças de premissas demográficas	(1.045)	(972)	146.397	80.593
Perdas atuariais decorrentes de mudanças de premissas financeiras	(8.526)	(79)	(111.260)	743
Perdas atuariais decorrentes de ajustes pela experiência	792	(29)	(39.404)	10.458
Valor presente das obrigações atuariais ao final do ano	35.689	2.756	245.457	225.471

d) Hipóteses Atuariais e Econômicas

As premissas atuariais apresentadas abaixo foram utilizadas na determinação da obrigação de benefício definido e da despesa do exercício.

Hipóteses Econômicas		
	2021	2020
Taxa de juros real de desconto atuarial anual	2,87% a 5,47%	2,69% a 3,80%
Projeção de aumento médio dos salários	1,00% a 2,01%	0,25% a 2,01%
Taxa média de inflação anual	4,00%	3,27%
Expectativa de retorno dos ativos do plano (i)	3,27%	3,27%

(i) representa as taxas máximas e mínimas de retorno de ativos dos planos.

Hipóteses Demográficas		
	2021	2020
Taxa de rotatividade	Nula; 0,00%; Experiência Nucleos 2018	0% a.a; Ex-Nucleos 2018; Tábua de rotatividade nula
Tábua de mortalidade de ativos e inativos	AT-2000 Segregada por sexo e suavizada em 10%; AT-2000 Feminina (Agravada em 15%); AT-2000 Segregada por sexo; AT-2000 Basic, segregada por sexo; AT-2000 Masculina	AT-2000 (segregada por sexo) suavizada em 10%; AT-2000 (segregada por sexo) suavizada em 15%; AT-83 Basic Feminina (Suavizada em 10%); AT-2000 Basic suavizada em 5%, segregada por sexo; AT-2000 Masculina
Tábua de mortalidade de inválidos	RRB-1983; AT-49 Desagravada em 2 anos; AT-49 Basic Segregada por sexo; MI-2006 Segregada por sexo e suavizada em 10%; MI-85 por sexo; AT-83 (IAM) Masculina	RRB-1983; AT-49 segregada por sexo; AT-49 Desagravada em 2 anos Masculina; MI-2006 (segregada por sexo) suavizada em 10%; AT-83 IAM (masculina)
Tábua de invalidez	Light Fraca; Álvaro Vindas Suavizada em 50%; Álvaro Vindas; TASA 1927; TASA 1927 agravada em 20%; Light (Média)	LIGHT (FRACA); ALVARO VINDAS (suavizada em 50%); Álvaro Vindas; TASA 1927; ALVARO VINDAS (desagravada em 50%); LIGHT (MÉDIA)

A definição da taxa global de retorno dos ativos do plano considerou a prática de mercado dos títulos do Governo Federal, conforme critério recomendado pelas normas nacionais e internacionais, para prazos similares aos dos fluxos das obrigações do programa de benefícios, no chamado conceito de *Duration*.

A taxa global de retorno esperada corresponde à média ponderada dos retornos esperados das várias categorias de ativos do plano. A avaliação do retorno esperado realizada pela Administração tem como base as tendências históricas de retorno e previsões dos analistas de mercado para o ativo durante a vida da respectiva obrigação. O atual retorno dos ativos do plano BD em 31 de dezembro de 2021 foi de R\$ 97.658 positivo (R\$ 309.967 positivo em 2020) na Controladora e R\$ 1.184.136 negativo (R\$ 3.734.006 positivo em 2020) no Consolidado.

e) Contribuições patronais

Em 31 de dezembro de 2021, as contribuições feitas pela Controladora, para a constituição das provisões matemáticas de benefícios do Plano CD atingiram R\$ 2 (R\$ 2 em 2020) e R\$ 12.495 (R\$ 2.756 em 2020) no Consolidado.

Em 31 de dezembro de 2021, as contribuições feitas pela Controladora, para a constituição das provisões matemáticas de benefícios do Plano BD atingiram R\$ 23.365 (R\$ 15.236 em 2020) e R\$ 281.994 (R\$ 242.370 em 2020) no Consolidado.

A Controladora espera contribuir com R\$ 236.406 com o plano de benefício definido durante o próximo exercício e R\$ 2.246.956 no Consolidado.

A duração média ponderada da obrigação de benefício definido da Controladora é de 67 anos e a média do Consolidado ponderada pelas obrigações é de 64 anos.

Análise dos vencimentos esperados de benefícios não descontados de planos de benefício definido pós-emprego para os próximos 10 anos:

CONTROLADORA							
Programa Previdenciário	2022	2023	2024	2025	2026	2026 em diante	Total
Em 31 de dezembro de 2021	236.406	221.269	206.519	192.293	181.313	1.735.001	2.772.801

CONSOLIDADO							
Programa Previdenciário	2022	2023	2024	2025	2026	2026 em diante	Total
Em 31 de dezembro de 2021	2.227.379	2.087.182	2.173.124	2.036.627	4.045.226	20.085.418	32.654.956

f) As premissas atuariais significativas para a determinação da obrigação dos planos de benefícios definidos são: taxa de desconto, aumento salarial esperado e mortalidade. As análises de sensibilidade a seguir foram determinadas com base em mudanças razoavelmente possíveis das respectivas premissas ocorridas no fim do período de relatório, mantendo-se todas as outras premissas constantes.

Controladora

- Se a taxa de desconto da obrigação fosse 1% mais alta ou mais baixa, a obrigação de benefício definido teria redução de R\$ 197.407 ou aumento de R\$ 171.203, respectivamente; e
- Se a expectativa de crescimento salarial sobre as obrigações aumentasse ou diminuísse em 1%, a obrigação de benefício definido teria um aumento de R\$ 4.877 ou teria uma redução de R\$ 4.402, respectivamente.

Consolidado

- Se a taxa de desconto da obrigação fosse 1% mais alta ou mais baixa, a obrigação de benefício definido teria redução de R\$ 2.820.978 ou aumento de R\$ 2.359.615, respectivamente; e
- Se a expectativa de crescimento salarial sobre as obrigações aumentasse ou diminuísse em 1%, a obrigação de benefício definido teria um aumento de R\$ 258.063 ou teria uma redução de R\$ 227.180, respectivamente.

A análise de sensibilidade apresentada pode não ser representativa da mudança real na obrigação de benefício definido, uma vez que não é provável que a mudança ocorra em premissas isoladas, considerando que algumas das premissas podem estar correlacionadas.

Além disso, na apresentação da análise de sensibilidade, o valor presente da obrigação de benefício definido foi calculado pelo método da unidade de crédito projetada no fim do período de relatório, que é igual ao aplicado no cálculo do passivo da obrigação de benefício definido reconhecido no balanço patrimonial.

Não houve alteração em relação a exercícios anteriores nos métodos e nas premissas usados na preparação da análise de sensibilidade.

g) Montantes incluídos no valor justo dos ativos dos planos

Os valores justos dos instrumentos de capital e de dívida são determinados com base em preços de mercado cotados em mercados ativos enquanto os valores justos de investimentos imobiliários não são baseados em preços de mercado cotados em mercados ativos.

Categoria de Ativo	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	2021	2020	2021	2020
Valores Disponíveis Imediatos	78	26	1.189	1.176
Realizáveis	128.249	106.785	504.955	788.598
Investimentos em Renda Fixa	1.791.664	2.006.142	27.222.524	30.197.616
Investimentos em Renda Variável	774.396	967.708	6.366.796	7.570.489
Investimentos Imobiliários	195.015	217.408	872.022	1.019.850
Investimentos Estruturados	98.392	54.839	1.957.898	1.019.744
Empréstimos e Financiamentos	93.919	99.178	779.374	867.657
Investimentos no Exterior	93.890	-	429.010	-
Outros	-	-	32.038	17.819
Fundo coletivo de benefício de risco	-	-	-	22.201
(-) Ativos dos planos de contribuição definida	(1.094.692)	(1.215.243)	(9.107.431)	(9.005.558)
(-) Exigíveis Operacionais	(21.758)	(31.809)	(176.735)	(146.169)
(-) Exigíveis Contingenciais	(14.452)	(13.030)	(178.198)	(247.337)
(-) Fundos de Investimentos	(14.300)	(13.302)	(207.267)	(202.366)
(-) Fundos Administrativos	(78.293)	(85.135)	(399.858)	(387.349)
(-) Fundos Previdenciais	(29.072)	(31.146)	(112.491)	(122.032)
Total dos ativos	1.923.036	2.062.421	27.983.826	31.394.339

Obrigações de aposentadoria

A Eletrobras e suas controladas patrocinam planos de pensão, os quais são geralmente financiados por pagamentos a estes fundos de pensão, determinados por cálculos atuariais periódicos. A Companhia possui planos de benefício definido e, também, de contribuição definida e variável. Nos planos de contribuição definida, a Companhia faz contribuições fixas a uma entidade separada. Adicionalmente, não tem obrigações legais nem construtivas de fazer contribuições, se o fundo não possuir ativos suficientes para pagar, a todos os empregados, os benefícios relacionados com os serviços prestados nos exercícios correntes e anteriores atrelados a essa modalidade de plano. Um plano de benefício definido é diferente de um plano de contribuição definida, visto que, em tais planos de benefício definido, é estabelecido um valor de benefício de aposentadoria que um empregado receberá em sua aposentadoria, normalmente dependente de um ou mais fatores, como idade, tempo de serviço e remuneração. Nesse tipo de plano, a Companhia tem a obrigação de honrar com o compromisso assumido, caso o fundo não possua ativos suficientes para pagar, a todos os empregados, os benefícios relacionados com os serviços prestados nos exercícios correntes e anteriores atrelados a essa modalidade de plano.

O passivo reconhecido no Balanço Patrimonial, com relação aos planos de benefício definido, é o valor presente da obrigação de benefício definido na data do balanço, menos o valor justo dos ativos do plano. A obrigação de benefício definido é calculada anualmente por atuários independentes, usando o método do crédito unitário projetado. O valor presente da obrigação de benefício definido é determinado mediante o desconto das saídas futuras estimadas de caixa. As taxas de juros utilizadas nesse desconto são condizentes com os títulos de mercado, os quais são denominados na moeda em que os benefícios serão pagos e que tenham prazos de vencimento próximos daqueles da respectiva obrigação do plano de pensão.

Os ganhos e as perdas atuariais são decorrentes substancialmente de ajustes, nas mudanças das premissas atuariais e nos rendimentos dos ativos do plano, e são debitados ou creditados em outros resultados abrangentes.

Os custos de serviços passados são imediatamente reconhecidos no resultado no exercício de ocorrência de uma alteração do plano.

Com relação aos planos de contribuição definida, a Companhia efetua o pagamento das contribuições de forma obrigatória, contratual ou voluntária. A Companhia não tem qualquer obrigação adicional de pagamento depois que a contribuição é efetuada. As contribuições são reconhecidas como despesa de benefícios a empregados, quando devidas. As contribuições feitas antecipadamente são reconhecidas como um ativo na proporção em que um reembolso em dinheiro ou uma redução dos pagamentos futuros estiver disponível.

Outras obrigações pós-emprego

Algumas empresas da Companhia oferecem benefício de assistência médica pós-aposentadoria a seus empregados, além de seguro de vida para ativos e inativos. O direito a esses benefícios é, geralmente, condicionado à permanência do empregado no emprego até a idade de aposentadoria e a conclusão de um tempo mínimo de serviço, ou à sua invalidez enquanto funcionário ativo.

Os custos esperados desses benefícios são acumulados durante o período do emprego, dispondo da mesma metodologia contábil que é usada para os planos de pensão de benefício definido. Os ganhos e as perdas atuariais, decorrentes de ajustes com base na experiência e nas mudanças das premissas atuariais, são debitados ou creditados em outros resultados abrangentes, no período esperado de serviço remanescente dos funcionários. Essas obrigações são avaliadas, anualmente, por atuários independentes qualificados.

Benefícios de Rescisão

Os benefícios de rescisão são exigíveis quando o vínculo empregatício é encerrado pela Companhia antes da data normal de aposentadoria, ou sempre que um empregado aceitar a demissão voluntária em troca desses benefícios. A Eletrobras e suas controladas reconhecem os benefícios de rescisão na primeira das seguintes datas: (i) quando não mais puderem retirar a oferta desses benefícios; e (ii) quando a entidade reconhecer custos de reestruturação que estejam no escopo do CPC 25/IAS 37 e envolvam o pagamento de benefícios de rescisão. No caso de uma oferta efetuada para incentivar a demissão voluntária, os benefícios de rescisão são mensurados com base no número de empregados que, segundo se espera, aceitarão a oferta. Os benefícios que vencerem após 12 meses da data do balanço são descontados a valor presente.

NOTA 34 – PROVISÕES E PASSIVOS CONTINGENTES

A Eletrobras e suas controladas são partes envolvidas em diversas ações em andamento no âmbito do judiciário, principalmente nas esferas trabalhista e cível, que se encontram em vários estágios de julgamento.

34.1 – Provisões

A Eletrobras e suas controladas constituem provisões em montante suficiente para cobrir as perdas consideradas prováveis e para as quais uma estimativa confiável possa ser realizada nos seguintes valores:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Circulante				
Cíveis	2.262.622	1.329.814	2.262.622	1.719.597
Trabalhistas	5.027	2.965	5.027	2.965
	2.267.649	1.332.779	2.267.649	1.722.562
Não Circulante				
Cíveis	23.479.694	16.142.357	28.338.928	21.775.547
Trabalhistas	186.581	384.604	2.233.654	2.079.618
Tributárias	-	-	569.640	252.913
	23.666.275	16.526.961	31.142.222	24.108.078
Total	25.933.924	17.859.740	33.409.871	25.830.640

Estas provisões tiveram, no exercício findo em 31 de dezembro de 2021, a seguinte evolução:

	CONTROLADORA	CONSOLIDADO
Saldo em 31 de dezembro de 2020	17.859.740	25.830.640
Constituição de provisões	12.426.890	15.709.822
Reversão de provisões	(1.524.648)	(2.677.253)
Atualização Monetária	527.440	578.306
Depósitos judiciais	-	196.966
Pagamentos	(3.355.498)	(6.228.610)
Saldo em 31 de dezembro de 2021	25.933.924	33.409.871

A movimentação da constituição de provisões na Controladora e no Consolidado está relacionada à revisão de estimativas em razão da evolução de decisões na fase de execução e liquidação dos processos judiciais em sua maioria relacionado a causas cíveis referentes ao empréstimo compulsório.

Dentre os pagamentos ocorridos no período, destacamos o montante de R\$ 3.339.862 relacionado ao empréstimo compulsório pago pela Eletrobras, e o montante de R\$ 1.419.935 registrado pela Controlada Chesf, referente ao pagamento da provisão do GSF, em contrapartida à renúncia feita, em julho de 2021, de ação judicial, nos termos da repactuação do risco hidrológico na forma, condições e prazos estabelecidos pela Lei nº 14.052/2020. Em contrapartida à tal renúncia, a Chesf obteve o direito de extensão dos prazos de outorgas de determinadas usinas hidroelétricas.

Resumo dos principais processos:

34.1.1 - Cíveis

Em 31 de dezembro de 2021 a Eletrobras e suas controladas possuem ações judiciais cíveis de R\$ 30.601.550 (R\$ 23.495.144 em 31 de dezembro de 2020), sendo esta a estimativa provável de saída de recursos para liquidar estes processos.

Nos processos cíveis discutem-se principalmente reclamação de correção monetária sobre o Empréstimo Compulsório, processos decorrentes de pagamentos, multas e encargos por supostos atrasos e inadimplementos, ações coletivas de títulos putativos, e ações cíveis ligadas à relação de consumo, relativas a indenizações por danos morais e materiais decorrentes principalmente de irregularidades na medição de consumo e cobranças indevidas conforme principais processos descritos abaixo:

Controladora

- Empréstimo Compulsório

Existe um contencioso judicial expressivo envolvendo a Eletrobras, no qual o maior número de ações tem por objeto impugnar os critérios de atualização monetária dos créditos escriturais do Empréstimo Compulsório sobre o consumo de energia elétrica, determinados pela legislação que rege o Empréstimo Compulsório e aplicada pela Controladora, e a aplicação dos expurgos inflacionários decorrentes de planos econômicos implantados no Brasil. Em 31 de dezembro de 2021, a Eletrobras possuía 3.689 processos provisionados relativos a este tema (3.624 processos em 31 de dezembro de 2020). Para maiores informações, vide nota 28.

Os créditos do Empréstimo Compulsório foram substancialmente pagos pela Eletrobras por intermédio de conversões em ações realizadas através de assembleias de acionistas, em 20 de abril de 1988, 26 de abril de 1990, 28 de abril de 2005 e 30 de abril de 2008, respectivamente.

A divergência sobre os critérios de atualização monetária dos referidos créditos foi levada ao do Superior Tribunal de Justiça - STJ, tendo a questão de mérito sido decidida por aquela Corte, através de recursos repetitivos consubstanciados nos Recursos Especial 1.003.955/RS e Recurso Especial 1.028.592/RS e Embargos de Divergência em Recurso especial 826.809/RS. Após o julgamento e publicação da decisão colegiada sobre o tema repetitivo pelo STJ, a Eletrobras entende que mesma solução deve ser aplicada aos demais processos que tiverem teses idênticas.

A matéria, entretanto, é atualmente objeto de recursos junto ao Supremo Tribunal Federal - STF, que se encontram pendentes de julgamento.

A despeito da questão ter sido submetida ao STF, face aos precedentes do STJ, as demandas ajuizadas têm tido seu curso normal e, por conseguinte, vêm ocorrendo diversas condenações ao pagamento de diferenças de correção monetária e dos juros remuneratórios de 6% ao ano, este último como reflexo das diferenças de correção monetária. Em decorrência das mesmas e de laudos periciais e de contabilidade judiciais emitidos em desfavor da Eletrobras, temos sido alvo de execuções, sendo que há dissenso com os autores quanto à forma de apuração do valor devido, em especial no que se refere à aplicação dos juros remuneratórios de 6% a.a. após a Assembleia Geral de conversão desses créditos em ações e o prazo quinquenal para cobrança dos referidos juros.

A Eletrobras, no âmbito desses processos, tem registrado provisões referentes a: (i) diferença de principal decorrente de critério de correção monetária, (ii) juros remuneratórios reflexos; e (iii) aplicação de juros moratórios (substancialmente a taxa SELIC).

	31/12/2021	31/12/2020
Principal	6.403.710	5.860.592
Correção dos juros pagos	47.316	-
Juros remuneratórios	4.748.235	1.875.942
Juros moratórios	13.116.760	9.444.919
Honorários advocatícios	747.994	-
Outras verbas	646.213	271.716
Total	25.710.228	17.453.169

- Lapso temporal para aplicação dos juros remuneratórios

Através do recurso Embargo de Divergência em Agravo em Recurso Especial nº 790.288/PR, pelo STJ, um contribuinte obteve, em 12 de junho de 2019, decisão favorável, por voto de 5 ministros, do total de 9 ministros votantes, para, no processo específico, ter a incidência dos juros remuneratórios de 6% ao ano, de forma continuada a partir da 143ª Assembleia Geral Extraordinária, de 30 de junho de 2005, até o efetivo pagamento, cumulando com a taxa SELIC. Sobre esta decisão, a Eletrobras interpôs o recurso denominado de embargos declaratórios, esclarecendo a impossibilidade de cumulação de juros remuneratórios com a taxa SELIC e também informando que o julgamento acima mencionado, desfavorável à Eletrobras, não tinha efeito de recurso repetitivo, nos termos do artigo 1.036 do Código de Processo Civil, ou seja, não tinha efeito vinculante para os demais processos judiciais que tratam do tema, ao contrário do precedente proveniente do Recurso Especial nº 1.003.955/RS e dos Embargos de Divergência em Recurso Especial nº 826.809/RS. Esses dois últimos recursos, que são aqueles adotados pela Eletrobras para estimar sua provisão, foram julgados pelo STJ como recursos repetitivos, de repercussão geral, e, portanto, devem ser considerados para os demais processos judiciais que tratam deste tema específico, de acordo com a legislação brasileira.

Em 10 de novembro de 2021, a Primeira Seção do STJ deu provimento ao recurso de embargos de declaração da Eletrobras, nos autos dos Embargos de Divergência em Recurso Especial – EREsp nº 790.288/PR, revertendo-se julgado desfavorável de 2019, confirmando a tese de que tais créditos foram pagos nos termos da legislação própria, sendo que, os valores em discussão tratam de débitos judiciais e não mais de tributos, devendo ser corrigidos apenas com encargos próprios dos débitos judiciais, em observância aos recursos repetitivos nº 1.003.955/RS e nº 1.028.592/RS. Portanto, com o provimento do referido recurso, a Eletrobras entende que o STJ ratificou o posicionamento de que os juros remuneratórios devem incidir sobre os créditos apenas até a data das assembleias. O acórdão deste julgamento foi publicado em 14 de dezembro de 2021. O autor interpôs recurso (embargos de declaração) em 01 de fevereiro de 2022, ainda pendente de julgamento.

Neste contexto, foi mantido o entendimento de restrição da aplicação de juros remuneratórios de 6% até a data da Assembleia, o que reforça o entendimento da Eletrobras acima citado.

- Inclusão de créditos de compulsório não previstos na demanda inicial

Sobre a discussão da exequibilidade de créditos não mencionados na petição inicial do processo judicial, em dezembro de 2020, a Eletrobras teve uma decisão desfavorável com relação ao processo nº 0023102-98.1990.8.19.0001. Este processo foi iniciado em 1990, anteriormente à terceira e quarta Assembleias de Conversão. Apesar do juízo de primeira instância ter ratificado o relatório pericial que indica um valor devido aproximado de R\$ 1.400.000 (que pode atingir aproximadamente R\$ 1.800.000 considerando a correção monetária e aplicação de multa e despesas requeridas pelos autores), a Eletrobras recorreu da decisão, por entender que a discussão envolve, reivindicações não mencionadas na petição inicial, bem como pelo fato do laudo pericial homologado conter uma série de vícios. Em sede de recurso, o Tribunal de Justiça do Estado do Rio de Janeiro – TJRJ deferiu decisão liminar concedendo efeito suspensivo para suspender o cumprimento da sentença até o julgamento daquele recurso. Entretanto, em 10 de agosto de 2021, o referido recurso foi negado, por maioria simples, pela 8ª Câmara Cível do TJRJ. O acórdão em questão, por sua vez, foi impugnado pela Eletrobras por meio da interposição de recursos especial e extraordinário ao Superior Tribunal de Justiça, ainda pendente de julgamento definitivo.

Apesar dos esforços realizados pela Eletrobras que apresentou outros recursos para suspender a obrigação da parcela da execução que entende indevida, esses foram indeferidos, de modo que a Controladora se viu na contingência de depositar em juízo, a título de garantia o valor que se acredita ser controvertido para evitar a realização de medidas constritivas - penhores - de seus bens.

Em 21 de setembro de 2021, portanto, a Eletrobras depositou em juízo o valor total de R\$ 1.681.224, compreendendo as seguintes parcelas: (i) R\$ 422.539, referente ao valor incontroverso nos autos, a título de pagamento; (ii) R\$ 1.048.904, referente ao valor contestado, a título de garantia; e (iii) R\$ 209.781, para garantia de eventual multa e honorários por descumprimento de sentença nos termos do art. 523, §1º, CPC. Adicionalmente, a Eletrobras apresentou impugnação à execução da sentença. Não obstante, as partes contrárias solicitaram a retirada do valor de R\$ 1.471.443, pretensão que, apesar de indeferida em primeira instância, acabou sendo acolhida por decisões monocráticas proferidas pelo Desembargador Relator do Agravo de Instrumento nº 0075057-87.2021.8.19.0000, em parte mediante apresentação de seguro garantia. O saque desse valor acabou sendo realizado por meio da emissão de salvas de pagamento em 25 de outubro de 2021 e 15 de dezembro de 2021, enquanto o valor remanescente de R\$ 209.781 permanece depositado em conta judicial. Tendo em vista o estado avançado da disputa, cujas decisões em vigor são desfavoráveis, a Eletrobras realizou no ano de 2020 uma provisão de R\$ 1.630.282.

Outros julgados, como no Agravo interno nos embargos de declaração nos Embargos de Divergência em Recurso Especial nº 799.113-SC, já entenderam que as filiais não têm legitimidade para executar título judicial referente a diferença de correção monetária de empréstimo compulsório proferido em favor da matriz por não terem participado do processo de conhecimento. Contudo, caso ocorram casos semelhantes ao caso Gerdau acima mencionado, a Eletrobras poderá ter que ajustar sua provisão em valores que podem vir a ser relevantes.

É importante salientar que todos os valores citados nesta nota, incluindo os valores possíveis envolvendo compulsório, configuram uma estimativa e sempre dependerão de avaliações de impacto quando ocorrerem e se ocorrerem.

No exercício findo em 31 de dezembro de 2021, foi reconhecida uma provisão, líquida de reversão, no montante aproximado de R\$ 10.896.956, perfazendo um montante total de R\$ 25.710.228, referente aos processos do empréstimo compulsório.

Revisão de critérios de provisionamento do empréstimo compulsório

Ao longo do exercício de 2021, a Eletrobras promoveu sucessivos ajustes de provisionamento referente ao empréstimo compulsório que ensejaram na necessidade da Administração em revisar e revisar seus critérios e premissas de classificação de risco. A Eletrobras continuará envidando todos os esforços possíveis para ter suas teses jurídicas reconhecidas judicialmente.

Em conformidade com o disposto no CPC 23/IAS 08, como consequência das incertezas inerentes às atividades empresariais, muitos itens nas demonstrações contábeis não podem ser mensurados com precisão, podendo apenas ser estimados. As estimativas envolvem julgamentos baseados na última informação disponível e confiável. Adicionalmente, se faz necessária a revisão das estimativas se ocorrerem alterações nas circunstâncias em que se basearam ou em consequência de novas informações ou de maior experiência.

Desta forma, baseada no desenvolvimento jurisprudencial e nas recentes homologações de laudos desfavoráveis no exercício de 2021, a Eletrobras revisitou, no trimestre encerrado em 30 de setembro de 2021, suas estimativas de provisionamento de empréstimo compulsório. Desta revisão das estimativas foram elencados dois itens principais referentes ao contingenciamento do empréstimo compulsório que seguem abaixo:

- Prescrição dos juros remuneratórios reflexos

No que se refere à classificação de risco da prescrição dos juros remuneratórios reflexos, previamente à revisão do critério adotado pela Eletrobras, havia o entendimento de que a questão restou endereçada no item 5.2, "a" dos *leading cases* Recurso Especial nº 1.003.955/RS e Recurso Especial nº 1.028.592/RS, de forma que a Eletrobras classificava o risco de perda como remoto, suportado pela conjunção de 3 fatores principais: (i) os juros remuneratórios reflexos deveriam seguir o mesmo regime prescricional dos juros remuneratórios pagos, portanto, com marco inicial em julho de cada ano, quando o pagamento pelos contribuintes era compensado nas contas de energia; (ii) incidência da Súmula 85 do STJ, para relações de trato sucessivo, de forma que a prescrição atingiria as prestações vencidas

antes do quinquênio anterior à propositura da ação; (iii) decisão Agravo Regimental no Recurso Especial nº 1.017.019/PR, da 1ª Turma do STJ, julgado em 25 de agosto de 2016, favorável à tese da Eletrobras.

Entretanto, em 2020, mediante decisão desfavorável à Eletrobras nos Embargos Declaratórios no Agravo Regimental no Recurso Especial nº 1.251.194/PR, a Eletrobras ingressou com Embargos de Divergência nº 1.251.194/PR, ainda pendente de julgamento.

Apesar do ingresso com os referidos Embargos de Divergência, à vista sobretudo de recente julgado da 2ª Turma do STJ, no Agravo Interno no Recurso Especial nº 1.734.115/PR, a Controladora entende que a perspectiva de sucesso recursal é desfavorável. Pois, o julgado de junho de 2021 trouxe: (i) a adoção do entendimento de que, para fins de contagem do prazo prescricional dos juros remuneratórios reflexos, o marco inicial é a assembleia de conversão dos créditos em ações preferenciais da Eletrobras, não se aplicando o limitador da Súmula 85 do STJ, ou seja, blindando-se da prescrição todos os créditos convertidos na assembleia perseguida pelo credor – para aferir todo o período dos juros remuneratórios reflexos, bastando portanto, que o credor ingresse com a demanda dentro do quinquídio posterior à assembleia de conversão; (ii) o recurso enfrentou expressamente a divergência trazida pela Eletrobras, frente aos *leading cases*, nos Embargos de Divergência nº 1.251.194/PR; (iii) o recurso foi decidido por unanimidade, com votos de 5 dos 10 ministros, incluído o Presidente da Seção, que ora compõem a 1ª Seção do STJ, competente para julgamento dos Embargos de Divergência nº 1.251.194/PR, sendo que o Presidente só vota em caso de empate.

Nesse sentido, apesar do entendimento defendido pela Eletrobras, considerando o cenário jurisprudencial vigente, em especial o recente julgado de junho 2021, a Controladora revisitou o prognóstico de perda dessa controvérsia jurídica de remoto para provável, desde que as demandas tenham sido ajuizadas em até 5 anos contados da Assembleia de conversão representando um montante de R\$ 5.253.444 provisionado no exercício de 2021.

- Inclusão de um novo marco temporal

Como resultado da revisão dos critérios de provisionamento do empréstimo compulsório, a Eletrobras incluiu um novo marco temporal para o contingenciamento das controvérsias jurídicas classificadas com risco de perda provável, baseado na verificação do acréscimo de novos laudos homologados com entendimento diverso ao que a Eletrobras vinha adotando a respeito dos *leading cases*, em especial no exercício de 2021. Desta forma, agregou-se um marco intermediário de provisionamento, qual seja, a coisa julgada na ação de conhecimento, quando expressamente determine à Eletrobras o pagamento de contingência específica do empréstimo compulsório, relativa à parcela considerada controversa pela Eletrobras, objetivando um aprimoramento na percepção dos marcos temporais adequados à captura da provisão, eis que a tendência processual é de que a decisão de homologação de laudo respeite a coisa julgada no ponto em que expressamente determina a condenação em contingência específica do empréstimo compulsório, assim minorando os incrementos com base em laudos periciais homologados com entendimento diverso da Eletrobras. Como resultado da alteração desse critério de provisionamento e também de acréscimos de reconhecimento de parâmetros de laudos judiciais homologados judicialmente, a provisão de empréstimo compulsório foi acrescida em R\$ 2.180.535 em 31 de dezembro de 2021.

Provisionamento de empréstimo compulsório decorrentes de decisões desfavoráveis

Além da revisão dos parâmetros globais acima mencionados, o provisionamento também foi substancialmente acrescido, no trimestre encerrado em 30 de setembro de 2021, em decorrência de resultados desfavoráveis oriundos de homologações judiciais de laudos com tratamento da incidência dos juros remuneratórios após a assembleia de conversão dos créditos, em dissonância com o entendimento adotado pela Eletrobras, de acordo com o Recurso Especial nº 1.003.955/RS, bem como com a inclusão de créditos cobrados por determinados autores em nome de suas filiais e empresas incorporadas, conforme desdobramentos processuais.

Incremento de laudos periciais

Em 31 de dezembro de 2021, em decorrência de continuidade de revisão de laudos periciais, homologados judicialmente, a partir dos novos parâmetros revisados nos termos explicados acima, a Eletrobras adicionou o valor aproximado de R\$ 137.000 a provisão de empréstimo compulsório

Adicionalmente à constituição acima mencionada, houve incidência de atualização monetária no montante de R\$ 286.010 e pagamentos no montante de R\$ 1.462.000.

Consolidado

Chesf

- Nulidade parcial de aditivo (Fator K de correção analítica de preços)

A Chesf é autora de uma ação na qual pede a declaração de nulidade parcial de aditivo (Fator K de correção analítica de preços) ao contrato de empreitada das obras civis da Usina Hidrelétrica Xingó, firmado com o consórcio formado pela Companhia Brasileira de Projetos e Obras - CBPO, Construções e Comércio e Mendes Júnior Engenharia S.A. - CONSTRAIN S.A. (rés neste processo) e a devolução de importâncias pagas, a título de Fator K, no valor de aproximadamente R\$ 350.000 (valores da época, convertidos em reais), em dobro. As rés, além de contestarem o feito, pleitearam a condenação da Chesf a pagamentos vencidos decorrentes do mesmo aditivo contratual, não tempestivamente liquidados pela Chesf (glosa parcial do Fator K entre julho de 1990 e dezembro de 1993 e suspensão integral do pagamento do Fator K, no período de janeiro de 1994 a janeiro de 1996).

O processo está em tramitação no STJ por força de recurso da Chesf. Em agosto de 2010 foi julgado majoritariamente improcedente, o qual foi posteriormente objeto de primeiros Embargos de Declaração de todas as partes, agora já julgados (improcedentes os da Chesf; parcialmente procedentes, em matéria de honorários de sucumbência, os das autoras), e também de segundos Embargos de Declaração de todas as partes, por iguais agora julgados e novamente foram opostos Embargos de Declaração pela Chesf, que foram rejeitados com aplicação de multa de 0,01% do valor da causa. Posteriormente, a Chesf, apresentou no prazo legal recurso de Embargos de Divergência e Recurso Extraordinário: os Embargos de Divergência, por suas particularidades específicas, depende de apreciação em parte pela Corte Especial e em parte pela primeira seção, ambas do mesmo STJ – perante a Corte Especial do STJ houve julgamento de improcedência em fevereiro de 2016, e atualmente os mesmos Embargos de Divergência aguardam apreciação pelo STJ; interposto na mesma oportunidade mas destinado ao STF, apenas será oportunamente apreciado após o esgotamento da apreciação dos Embargos de Divergência em todas as suas instâncias internas do STJ.

Por outro lado, tramita em primeira instância, procedimento de “Cumprimento provisório de sentença”, proposto pelas mesmas partes adversas à Chesf no caso, onde:

- Houve cálculo do contador judicial homologado pelo juízo (ainda que aplicando critérios de atualização manifestamente equivocados para o caso) fixando (provisoriamente) o valor da condenação principal (para abril de 2015) em aproximadamente R\$ 1.035;
- Houve a apresentação pela Chesf de “seguro garantia” originalmente acolhido pelo juízo processante, mas, em sede recursal, recusado pelo Tribunal de Justiça de Pernambuco - TJPE;
- Até dezembro de 2016 houve a penhora de ativos financeiros bancários da Chesf em montante aproximado de R\$ 500 milhões; e
- A Chesf apresentou recursos de agravo e reclamação pendentes de apreciação pelo TJPE.

Em dezembro de 2016, em face de nova iniciativa recursal da Chesf em trâmite no STJ e referido àquele mesmo processo ordinário (ação de liquidação), obteve-se decisão que apresenta como consequência a extinção/suspensão da ação de liquidação e da ação de execução provisória (está por ser originária da ação de liquidação), consequentemente liberando-se na íntegra, em favor da Chesf, a totalidade do valor até então bloqueado/penhorado. Foi iniciado o julgamento definitivo com um único voto proferido em desfavor da Chesf (o julgamento foi posteriormente suspenso).

A Chesf atualizou a provisão no montante de R\$ 1.749.709 (R\$ 1.500.395 em 31 de dezembro de 2020) e outros adicionais de R\$ 175.071 (R\$ 151.235 em 31 de dezembro de 2020) relativamente ao valor da condenação em honorários de sucumbência em favor dos patronos das partes adversas à Chesf. Tomando especialmente por referência, a decisão manifestada pelo TJPE em ação de liquidação, atualmente em curso perante o STJ, aguardando processamento e julgamento com atribuição de efeito suspensivo no recurso conforme acima referido, e os valores em torno dos quais há a convicção de descabimento/inaplicação ao caso. Inexiste previsão de tempo para o desfecho desta lide.

- GSF

Em agosto de 2021, a Chesf realizou o pagamento do valor retido na CCEE de R\$ 1.419.935, sendo este composto por um débito de R\$ 1.824.795 menos um crédito de R\$ 404.860, conforme comunicado ao mercado de fato relevante.

Em novembro a ANEEL peticionou informando ciência do pedido de desistência. Em 24 de novembro de 2021 a União peticionou no sentido de não se opor ao pedido de desistência da ação.

34.1.2 - Tributárias

Em 31 de dezembro de 2021 a Eletrobras e suas controladas possuem ações tributárias de R\$ 569.640 (R\$ 252.913 em 31 de dezembro de 2020), sendo esta a estimativa provável de recursos para liquidar estes processos.

Nos processos tributários discutem-se principalmente compensações não homologadas de PIS e COFINS, cobrança de contribuição previdenciária indevida, autuações pela escrituração extemporânea de créditos de ICMS, exigências de estorno de crédito de ICMS sobre perdas de energia, aproveitamento de crédito de ICMS em razão dos subsídios CCC, além de execuções fiscais diversas e processos em que os consumidores buscam ressarcimento da taxa de iluminação pública paga.

34.1.3 - Trabalhista

Em 31 de dezembro de 2021 a Eletrobras e suas controladas possuem ações judiciais trabalhistas de R\$ 2.238.681 (R\$ 2.082.583 em 31 de dezembro de 2020), sendo esta a estimativa provável de desembolso de recursos para liquidar estes processos.

Nos processos trabalhistas discutem-se principalmente em ações movidas por empregados de quadro próprio de empresas prestadoras de serviço, vinculadas a questões ligadas às relações de trabalho e emprego.

Consolidado

CGT Eletrosul

Ao longo dos exercícios de 2020 e 2021, a CGT Eletrosul promoveu sucessivos ajustes de provisionamento referente ao contencioso trabalhista que ensejaram necessidade da Administração visitar e revisar seus critérios e premissas de classificação de risco. Desta forma, a CGT Eletrosul revisitou suas estimativas de provisionamento de contencioso trabalhista, e foram elencados dois itens principais: a inclusão de novo marco temporal e a análise por teses, com destaque para a responsabilidade subsidiária.

A CGT Eletrosul utilizava marcos temporais para indicar provisionamento dos valores de contencioso trabalhista que consideravam as fases processuais, em geral, em razão de etapas mais adiantadas do processo de conhecimento, assim como a jurisprudência. Derivado da verificação dos andamentos processuais com entendimento diverso ao da CGT Eletrosul, a regra geral passa a contar com novo marco, qual seja, a prolação da sentença, se parcial ou totalmente desfavorável à CGT Eletrosul. Agregado ao novo marco houve, análise de teses envolvendo responsabilidade subsidiária e histórico de decisões judiciais. Como resultado da alteração das estimativas, houve acréscimo de R\$ 295.542 na provisão de perda do contencioso trabalhista.

Destaca-se que embora o registro em provisão, a CGT Eletrosul continuará envidando todos os esforços possíveis para ter suas teses jurídicas reconhecidas judicialmente.

34.2 – Passivos Contingentes

Adicionalmente, a Eletrobras e suas controladas possuem processos avaliados com perda possível nos seguintes montantes:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Cíveis	28.137.284	23.343.361	46.513.692	34.839.649
Trabalhistas	1.409.079	1.865.727	3.473.210	4.500.051
Tributárias	462	417	8.755.786	8.818.294
	<u>29.546.825</u>	<u>25.209.505</u>	<u>58.742.688</u>	<u>48.157.994</u>

34.2.1 - Cíveis

Em 31 de dezembro de 2021 a Eletrobras e suas controladas possuem ações judiciais cíveis de R\$ 46.513.692 (R\$ 34.839.649 em 31 de dezembro de 2020), sendo possível sua probabilidade de perda, onde não é realizada provisão.

Controladora

Não obstante o efeito restrito ao Embargo de Divergência em Agravo em Recurso Especial nº 790.288/PR mencionado na nota 34.1.1 (Caso Decoradora Roma), a depender do seu resultado final, ele poderia gerar discussões judiciais reflexas sobre o recurso repetitivo vigente (Recurso Especial nº 1.003.955/RS), no qual a Eletrobras se baseia para realizar suas estimativas de provisão para correção monetária de empréstimo compulsório. Se, porventura, houver alteração da jurisprudência vigente do STJ em desfavor da Eletrobras, no que tange especificamente à aplicação de juros remuneratórios de 6% a.a., após a assembleia de conversão, a mensuração da provisão poderia vir a ser acrescida, na melhor estimativa da Eletrobras, com base nos atuais processos provisionados e informações disponíveis, em R\$ 12.077.894 em 31 de dezembro de 2021 (R\$ 11.458.690 em 31 de dezembro de 2020). A Eletrobras não efetuou provisão neste montante, por entender que a probabilidade de perda destes pedidos é possível.

No que tange ao tema discutido no Processo Judicial nº 0023102.98.1990.8.19.0001 (Caso Gerdau), a Eletrobras acredita que julgados anteriores decidiram que filiais de empresas não têm legitimidade para executar título judicial no que tange à diferença na correção monetária de empréstimo compulsório concedida favoravelmente à matriz, quando tal filial não foi incluída na petição inicial. Contudo, considerando esta decisão desfavorável em um caso recente, a Eletrobras estima que sua provisão poderia aumentar em aproximadamente R\$2.200.000, caso todos os créditos de filiais de empresas não mencionadas na petição inicial, que são objeto de ações judiciais movida pelas matrizes sejam consideradas executáveis. Na data deste formulário, entretanto, a Eletrobras acredita que o risco de perda com relação a este tema é possível e, assim, não registrou qualquer provisão a este respeito.

Consolidado

Eletronorte

- Cobrança pelo Consórcio Nacional de Engenheiros Consultores S.A. – CNEC de correção monetária e juros por atraso de pagamento

Ação Judicial de cobrança ajuizada pelo CNEC, objetivando o recebimento de correção monetária e juros por atraso de pagamentos de faturas, em virtude da correção monetária desproporcional ao valor real da moeda, pela supressão e utilização de índices divorciados da realidade contratual. A Eletronorte sustenta que as partes realizaram composição de todas suas pendências firmando “Contrato de Reconhecimento, Consolidação e Pagamento de Débitos e outras avenças”, e que o direito reclamado se encontra prescrito e quitado. Em 31 de dezembro de 2021 o valor atualizado da causa é de R\$ 587.894,

visto que os cálculos periciais apuraram o valor de R\$ 587.894 (R\$ 529.833 em 31 de dezembro de 2020).

CGT Eletrosul

- Cobrança das obrigações oriundas dos empréstimos - Banco KfW

Esse processo versa sobre a cobrança pelo banco KfW das obrigações oriundas de empréstimos em desfavor da controlada CGT Eletrosul, a qual foi considerada como avalista do referido empréstimo. A cobrança inclui as amortizações vencidas (contabilizadas as multas contratuais), juros de empréstimo vencidos, juros de mora sobre amortizações vencidas e indenização por danos. Essas cobranças são referentes a garantias de 4 contratos da Usina Termelétrica Winimport S.A.

A CGT Eletrosul não reconhece a validade dos avais concedidos, haja vista a inobservância de regras de governança corporativa previstas no Estatuto Social da então CGTEE (atualmente denominada CGT Eletrosul) e a violação da legislação brasileira, que, por sua vez, veda a concessão de garantias por entidades da administração indireta, exceto quando prestadas por instituições financeiras (art. 96 do Decreto Federal n.º 93.872/86).

Em 2016 foi proferida sentença condenatória, em favor de KfW, no valor estimado equivalente de EUR 74.330. No mesmo ano a CGT Eletrosul interpôs recurso de apelação.

Em segunda instância, depois de realizadas audiências, a Corte Regional Superior da Alemanha decidiu obter um parecer de um perito em legislação brasileira, em especial o Decreto 93.872/1986 e a necessidade de anuências do Conselho de Administração para tal gravame, como determina a Lei 6.404/1976. Atualmente, o processo está na etapa de manifestação das partes em face dos pontos objeto de prova pericial. Não há ainda uma decisão em segunda instância.

A CGT Eletrosul mantém o montante de R\$ 681.027 (R\$ 613.767 em 31 de dezembro de 2020) classificado como contingências cíveis de risco possível.

- Processo Administrativo – ANEEL

A Companhia mantém o montante de R\$ 309.916 (R\$ 279.308 em 31 de dezembro de 2020) classificado como contingências cíveis de risco possível decorrente de uma ação administrativa relativa à declaração de caducidade da concessão nº 001/2015 (Lote A), atinente a incorporada Eletrosul Centrais Elétricas S.A.

Chesf

- Danos ambientais – Associação de Pescadores do Povoado Cabeço e Saramém

Ação civil pública proposta contra a controlada Chesf pela Associação Comunitária do Povoado do Cabeço e Adjacências, no valor de R\$ 368.548, com o objetivo de obter compensação financeira em decorrência de alegados danos ambientais causados aos pescadores do Cabeço, à jusante da UHE Xingó e provocados pela construção desta Usina.

Foram incluídos no polo passivo da ação o Instituto Brasileiro Do Meio Ambiente E Dos Recursos Naturais Renováveis - IBAMA, o IMA-AL, o Conselho Regional de Administração da Bahia - CRA-BA, a União Federal e a Adema-SE. Por outro lado, também tramitava ação civil pública proposta contra a Chesf pela Associação de Pescadores do Povoado Cabeço e Saramém, à qual foi atribuído o valor de R\$ 309.114 com os mesmos propósitos da demanda anteriormente comentada. Em abril de 2008 foi proferida sentença reconhecendo a competência da Justiça Federal para processar e julgar o feito. Em fevereiro de 2009 as duas ações foram consideradas processualmente conexas e passaram a tramitar juntas. Os dois laudos periciais foram disponibilizados para a Chesf em dezembro de 2015.

O parecer dos assistentes técnicos da Chesf, que impugnou os laudos periciais, foi apresentado em ambos os processos judiciais em maio de 2016. Por sua vez, as alegações finais da Chesf foram protocolizadas em setembro de 2016, estando os processos, em dezembro de 2018, conclusos para sentença e tendo sido providenciada a migração do processo para o sistema PJe em 24 de janeiro de

2019. Em 21 de maio de 2019, após a digitalização, juízo determinou que o feito fosse novamente concluso para sentença. Em 2021 houve despacho de inspeção anual indicando que o processo estava em ordem e em 29.07.2021 houve juntada de petição do Instituto do Meio Ambiente e Recursos Hídricos - INEMA solicitando que seja intimado via carta precatória e publicação no diário oficial.

A Chesf classificou o risco de perda desta ação como possível, no montante estimado de R\$ 624.777 (R\$ 559.699 em 31 de dezembro de 2020).

- Nulidade do acordo sindical

Ação civil pública proposta pelo Ministério Público Federal - MPF onde, em síntese, persegue a obtenção de decreto judicial que declare a inexistência do Aditivo ao Acordo de 1986, celebrado no ano de 1991, firmado entre a Chesf e os representantes do Polo Sindical dos Trabalhadores Rurais do Submédio São Francisco. O valor atribuído à causa foi de R\$1.000.000. Foi proferida sentença que declarou a nulidade do acordo de 1991, entre a Chesf e o Polo Sindical, que alterou a forma de cálculo da Verba de Manutenção Temporária – VMT) para o equivalente a 2,5 salários mínimos; bem como para determinou o pagamento das diferenças apuradas, desde 1991, entre a verba efetivamente paga e o valor de 2,5 salários mínimos, monetariamente corrigidos e acrescidos de juros moratórios para cada família que recebeu ou ainda recebe a VMT, pelo respectivo período que tenha recebido e que pertençam à competência territorial desta Subseção Judiciária, ressalvados os casos dos reassentados que celebraram os termos de acordos extrajudiciais e a escritura pública de doação com a requerida, renunciando aos benefícios da VMT, assim como afastou o direito dos interessados à percepção das parcelas atingidas pela prescrição quinquenal, a contar do ajuizamento da ação. Contra a sentença foram opostas apelações pela Chesf e pelo MPF, recursos esses que aguardam julgamento, sendo distribuídos por dependência em novembro de 2016 ao relator Desembargador Federal.

Em dezembro de 2016 encontrava-se concluso para relatório e voto. Em 21 de fevereiro de 2020, o processo foi migrado para o sistema PJe. Com base na avaliação de seus procuradores jurídicos, a Chesf classificou o risco de perda desta ação como possível, no montante atualizado de R\$ 3.732.691 (R\$ 1.000.000 em 31 de dezembro de 2020).

- Ação Civil Pública – Ministério Público Federal da Bahia

Ação Civil Pública proposta pelo Ministério Público Federal da Bahia, cujo objeto consiste no reconhecimento da existência de ocupantes da área inundada que não foram reassentados em projetos de irrigação, fazendo jus a todo o previsto no Acordo de 1986 entre a Chesf e as comunidades envolvidas na construção da Barragem de Itaparica. O processo tramita perante a Vara Federal em Paulo Afonso-BA, estando atualmente em fase recursal no TRF 1ª Região (TRF1). Houve liminar deferida em favor do Ministério Público, que foi cassada pelo TRF1. A sentença foi favorável à tese de decadência e existe precedente no STJ contrário à pretensão do MPF. Com base na avaliação de seus procuradores jurídicos, a Chesf classificou o risco de perda desta ação como “possível”, e tem como valor pedido atualizado o montante de R\$ 3.361.748 (R\$ 1.000.000 em 31 de dezembro em 2020).

- Cobrança de supostos prejuízos aos consumidores finais

Trata-se de ação civil pública manejada pela ANEEL com o intuito de cobrar da Chesf supostos prejuízos que os consumidores finais de energia elétrica teriam tido com os atrasos das obras referentes às chamadas Instalações de Geração Compartilhada – ICGs. Esse prejuízo remontaria a R\$ 1.471 milhões. A Chesf recebeu a citação, tendo apresentado contestação ao feito em dezembro de 2015. Apresentada réplica pela ANEEL, o juiz indeferiu produção de provas requeridas pela Chesf. O MM. Juízo determinou a intimação do MPF para manifestação a qual foi realizada. A Chesf peticionou para suspensão do processo, face estratégia de levar o caso à Conciliação da Administração Pública Federal da Advocacia-Geral da União - CCAF/AGU. Em dezembro de 2017 o pedido de suspensão foi deferido, pelo prazo de 6 meses. Foi protocolado requerimento para a CCAF/AGU em março de 2018. Houve audiência de conciliação, na qual as partes não demonstraram interesse em conciliar. O processo encontrava-se concluso para sentença desde dezembro de 2018. Em setembro de 2019, foi proferida sentença por meio da qual a demanda foi julgada parcialmente procedente para condenar a Chesf ao ressarcimento dos valores pagos pela CCEE. O Juízo sentenciante consignou que teria havido culpa da União pelo atraso, de modo que a referida responsabilidade da Chesf estaria limitada ao percentual de sua culpa pelos atrasos, o que seria aferido por perícia em fase de liquidação de sentença. Em novembro de 2019, foi

interposta apelação pela ANEEL. No mesmo mês, foi determinada a migração do processo para o PJe, não tendo sido ainda iniciada a contagem de prazo para recurso da Chesf, em virtude da ausência de publicação da sentença.

Em 26 de março de 2020 as partes foram intimadas a se manifestar sobre a conformidade dos autos digitais com os autos físicos e o cumprimento de eventual ato já praticado nos autos físicos. Em 08 de maio de 2020 a Chesf interpôs embargos de declaração. Em 31 de dezembro de 2020, a ANEEL apresentou impugnação aos embargos de declaração opostos pela Chesf.

Em outubro de 2021 o Ministério Público Federal pugna pelo acolhimento da preliminar de julgamento extra petita. No mérito, a manifestação é pelo não provimento dos recursos. Não há condições de se avaliar, no presente momento, qual seria o desfecho da causa, vez que essa é a primeira ação no País a tratar do tema (não existe histórico no Brasil de ingresso de ações coletivas com conteúdo semelhante).

Com base na avaliação de seus procuradores jurídicos, a Chesf classificou o risco de perda desta ação como possível, no montante estimado de R\$ 1.470.885 (R\$ 1.470.885 em 31 de dezembro de 2020).

- Ação ordinária para indenização em danos materiais

Trata-se de ação ordinária proposta pela Energia Potiguar Geradora Eólica S.A., Torres de Pedra Geradora Eólica S.A., Ponta do Vento Leste Geradora Eólica S.A., Torres de São Miguel Geradora Eólica S.A., Morro dos Ventos Geradora Eólica S.A., Canto da Ilha Geradora Eólica S.A., Campina Potiguar Geradora Eólica S.A., Esquina dos Ventos Geradora Eólica S.A., Ilha dos Ventos Geradora Eólica S.A., Pontal do Nordeste Geradora Eólica S.A., e Ventos Potiguares Comercializadora de Energia S.A. tendo por objeto a indenização em danos materiais (danos emergentes e lucros cessantes), no valor de R\$ 243.067, e que seriam decorrentes de suposto atraso na entrada em operação comercial da LT Extremoz II – João Câmara II e da SE João Câmara II. Oferecida contestação e deferida produção de prova pericial em 10 de março de 2016, laudo apresentado pelo perito do juízo desfavorável à Chesf, com consequente pedido de esclarecimentos.

Em 29 de janeiro de 2018, foi proferida sentença condenatória em desfavor da Chesf no valor de R\$ 432.313, da qual foram interpostos embargos de declaração pela Chesf, aos quais foi negado provimento aos 28 de fevereiro de 2018, tendo sido interposto recurso de apelação pela Chesf aos 26 de março de 2018.

Julgamento iniciado em 13 de março de 2019, mas suspenso por pedido de vista formulado por um dos Desembargadores que compõem a 5ª Turma do Tribunal de Justiça do Distrito Federal e dos Territórios - TJDF. Julgamento retomado em 28 agosto de 2019, no qual o recurso de apelação da Chesf foi provido por 4 votos a 1 e o acórdão foi publicado em 10 de outubro 2019.

Foi apresentada Interposição de embargos de declaração por ambas as partes, sendo todos desprovidos. Interpostos novos embargos de declaração por parte da parte autora em 29 de janeiro de 2020, ainda pendentes de julgamento. Em 18 de fevereiro de 2020 determinou-se a digitalização dos autos a fim de que estes sejam incluídos no sistema PJe. Em 18 outubro de 2020, publicada a pauta de julgamento dos embargos de declaração para o dia 28 de outubro 2020. Essa posição, se mantém inalterada em 31 dezembro 2020. Em 17 de novembro 2021 a presidente da 5ª Turma, Presidente da turma Desembargadora Maria Ivatonia Barbosa dos Santos, proferiu decisão rejeitando o agravo interno e determinando `a Secretaria da Turma para que restabeleça a classe processual de Embargos de Declaração e faça os autos conclusos ao Relator, Desembargador Josaphá Francisco, para que elabore voto quanto aos embargos de declaração ainda pendentes de julgamento.

Com base na avaliação de seus consultores jurídicos, a Chesf classificou o risco de perda desta ação como possível, no montante estimado de R\$ 512.152 (R\$ 512.152 em 31 de dezembro de 2020).

- Ação ordinária AES Sul Distribuidora de Energia S.A.

Ação ordinária proposta pela AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia (proc. 0026448-59.2002.4.01.3400 – 15ª Vara Federal-DF) visando à contabilização e liquidação pela ANEEL das transações do mercado, relativa à exposição positiva (lucro) verificada em razão da não opção pelo alívio (seguro) feita em dezembro de 2000. Decisão interlocutória proferida no bojo do Agravo de Instrumento da AES SUL (Processo nº 2002.01.00.040870-5) interposto contra a ANEEL, resultou num débito de aproximadamente R\$ 110.000, com pagamento estipulado para o dia 07 de novembro de 2008.

Em 31 de dezembro de 2012, haviam sido oferecidos contrarrazões pela Chesf, estando pendente de apreciação a remessa para o TRF 1.ª Região. Em 31 de março de 2013 – TRF1 julgou procedente o MS interposto pela Chesf (medida 2). REsp da AES, julgado. Mantida a Segurança. Ação julgada improcedente. Embargos Declaração rejeitados. Em 26 de março de 2014 o Recurso de Apelação interposto pela AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia foi julgado e provido pelo TRF1. Contra o acórdão que deu provimento à Apelação a Chesf opôs embargos de declaração, os quais foram rejeitados. Tendo sido publicado o acórdão em 14 de janeiro de 2016, a Chesf e as demais rés interpuseram recurso de embargos infringentes, com o objetivo de fazer prevalecer o voto vencido.

Em 26 de outubro de 2021 a AES Tieste e Aes Uruguaiana reiteram pedido para que as publicações sejam feitas em nome dos novos advogados. Com base na avaliação de seus procuradores jurídicos, a Chesf classificou o risco de perda desta ação como “possível”, no montante atualizado de R\$ 451.894 (R\$ 86.000 em 31 de dezembro de 2020).

- Pedido de recuperação judicial - Wind Power Energia S.A.

Pedido de recuperação judicial, apresentada como defesa contra pedido de falência contido no processo 0006703-65.2014.8.17.0370 (processo ao qual está distribuído por dependência), em razão da requerente (Wind Power Energia S.A.) ser parte de grupo líder de mercado, e com investimentos e contratos que possibilitam a referida recuperação. A lide tramita na 1ª Vara Cível da Comarca do Cabo de Santo Agostinho-PE, estando em fase decisória. Principais andamentos do processo: Apresentação de Plano de recuperação; apresentação de aditivo ao plano de recuperação; novo aditivo ao Plano de recuperação; realização de assembleia geral de credores com análise da última versão do plano de recuperação. Com base na avaliação de seus procuradores jurídicos, a Chesf classificou o risco de perda desta ação como “possível”, e tem como valor pedido atualizado o montante R\$ 889.819 (R\$ 320.565 em 31 de dezembro de 2020).

Furnas

- Processo indenizatório

Trata-se de processo indenizatório realizado pela ABB Ltda., no valor de R\$ 401.962 (R\$ 385.500 em 31 de dezembro de 2020), referente ao contrato de fornecimento de estações conversoras para o sistema de transmissão de Itaipu.

34.2.2 - Tributárias

Em 31 de dezembro de 2021 a Eletrobras e suas controladas possuem ações judiciais tributárias com probabilidade de perda possível no montante de R\$ 8.755.786 (R\$ 8.818.294 em 31 de dezembro de 2020).

CGT Eletrosul

- Aspectos tributários da lei 12.783/2013

Ação fiscal no valor de R\$ 602.748 (R\$ 575.998 em 31 de dezembro de 2020), referente cobrança de imposto de renda e contribuição social sobre a indenização recebida por conta da renovação das concessões, conforme medida provisória 579/2012, convertida em lei 12.783/2013. Em julho de 2020 houve julgamento do Recurso de Apelação interposto pela empresa em face da sentença da ação declaratória. Foi desprovido, por unanimidade, o recurso da empresa sob o entendimento de que:

- a) Incidência tributária independeria da denominação do rendimento. Ainda que se trata-se de acréscimo indenizatório, poderia haver a incidência dos tributos;
- b) A empresa e a União firmaram mera repactuação contratual, para prorrogar a concessão. Não teria ocorrido propriamente a reversão, pois isso pressuporia a extinção da concessão; e
- c) A reversão seria instituto essencialmente, distinto da desapropriação, pois não haveria transferência compulsória dos bens ao Poder Público.

Apesar do julgamento desfavorável, não pode a Fazenda intentar atos de cobrança, haja vista a vigente decisão proferida no Mandado de Segurança nº 50163442320184047200, suspendendo a exigibilidade do crédito tributário até o trânsito em julgado da ação declaratória. Aguarda-se apreciação de recurso especial.

Furnas

- Processo administrativo

Trata-se de processo judicial, no valor de R\$ 1.774.328 (R\$ 1.903.685 em 31 de dezembro de 2020), que visa discutir a cobrança decorrente do Auto de Infração lavrado em função de supostas irregularidades na apuração do IRPJ e CSLL, no qual foi excluída do Lucro Real a reversão do passivo atuarial da Fundação Real Grandeza - FRG, discussão administrativa travada no processo administrativo nº 16682.720517/2011-98. Por tratar-se de superávit atuarial, o valor foi excluído da base de cálculo e foi oferecido à tributação à medida de sua realização. Também foi apontada exclusão indevida de saldos negativos referentes a 2007, 2008 e 2009 sem apresentação do Pedido Eletrônico de Restituição, Ressarcimento ou Reembolso e Declaração de Compensação – PER/DCOMP. Após a decisão administrativa desfavorável, Furnas impetrou ação para ter seu direito reconhecido judicialmente, sendo que, em 31 de dezembro de 2020, não havia sido prolatada sentença no processo. União Federal ajuizou Execução Fiscal para cobrar o débito, mas o juiz suspendeu o seu andamento até que a questão seja definitivamente analisada na Ação Anulatória proposta por Furnas.

- PIS/COFINS

Auto de infração, no valor de R\$ 1.551.613 (R\$ 1.282.226 em 31 de dezembro de 2020), lavrado em função de suposta insuficiência de recolhimento ou declaração para o PIS/COFINS. Compensação realizada sem apresentação do documento hábil PER/DCOMP; o Conselho Administrativo de Recursos Fiscais - CARF julgou improcedente o Recurso Voluntário de Furnas, que intentou Recurso Especial de Divergência que foi parcialmente admitido. Apenas a matéria relativa à exclusão da RGR permanece em análise no CARF no processo originário. As demais matérias foram definitivamente julgadas em sede administrativa. Furnas apresentou garantia para possibilitar a emissão de Certidão e levar a discussão para a esfera judicial.

- IRPJ e CSLL – Crédito tributário

Execução Fiscal ajuizada pela União, no valor de R\$ 756.706 (R\$ 818.334 em 31 de dezembro de 2020), para cobrança de crédito tributário constituído em razão de diferenças de IRPJ e CSLL apuradas em decorrência do procedimento de compensação contábil efetuado pela controlada Furnas sem apresentação de instrumento hábil a tanto. Foi proferida sentença nos Embargos à Execução Fiscal julgando parcialmente procedente a mesma, para excluir a incidência da multa isolada que fora aplicada concomitantemente à multa de ofício. Na mesma sentença foi mantida a cobrança quanto às compensações procedidas sem PER/DCOMP. Furnas apresentou recurso de apelação contra a sentença, que aguarda julgamento. Importante informar que a multa fora aplicada de forma abusiva e a sentença a excluiu. A multa representa aproximadamente 83% da cobrança.

- Auto de infração – prejuízo fiscal

Auto de Infração no valor de R\$ 832.589 (R\$ 815.434 em 31 de dezembro de 2020), lavrado em função da utilização de despesa ocorrida em 2000 como prejuízo fiscal registrado em 2009 e, por conseguinte, compensado nos anos-calendário de 2009, 2010 e 2011. Foram glosadas pela autoridade fiscal as despesas deduzidas no ano-calendário de 2010. O Recurso Voluntário interposto por Furnas foi julgado parcialmente procedente para reduzir a multa isolada aplicada. Contra a decisão a Fazenda Nacional

interpôs Recurso Especial de Divergência que aguarda julgamento. Processo foi desmembrado para cobrança judicial da parcela relativa aos tributos não pagos em razão da empresa ter efetuado compensações sem a utilização do PER/DCOMP, por ter tido decisão final administrativa quanto a esse ponto, de modo que esse montante foi excluído do presente processo, seguindo no CARF a discussão quanto à possibilidade de utilização como prejuízo fiscal de despesa tida em 2000, mas registrada diretamente na parte B do LALUR em 2009.

- IRPJ e CSLL – Processo administrativo

Processo Administrativo no valor de R\$ 625.206 (R\$ 507.989 em 31 de dezembro de 2020), relativo ao lançamento de ofício de valores de IRPJ e CSLL, do período de 01/2012 a 12/2012, acrescidos de multas de estimativa e de ofício. O referido lançamento decorreu da glosa, pela Receita Federal, da exclusão realizada por Furnas da base de cálculo do tributos acima mencionados referentes ao valor recebido por Furnas em razão da prorrogação por adiantamento ao Contrato de Concessão para transmissão de energia elétrica nº 062/2001 – ANEEL, de 04/12/2012. Furnas, naquele momento, entendeu que este montante possuía caráter indenizatório e, por esta razão, estaria isenta de tributação. Por entender tratar-se de montante percebido com caráter indenizatório, que permitiria a exclusão realizada, Furnas garantiu o juízo e apresentou defesa, por meio dos Embargos à Execução nº 5048320-89.2021.4.02.5101. A União apresentou sua contestação e, após a apresentação de réplica por Furnas, o feito encontra-se pendente de julgamento em 1ª instância.

- ICMS – UTE Santa Cruz

Furnas ajuizou ação anulatória, no valor de R\$ 546.522 (R\$ 447.662 em 31 de dezembro de 2020), para discutir a cobrança de ICMS sobre o gás adquirido pela UTE Santa Cruz para geração de energia. Em sua defesa, Furnas discute a natureza do benefício fiscal (condicionado), na medida em que o diferimento de ICMS nas aquisições de gás deu-se em troca da criação e/ou expansão de Usinas/UTE's com o objetivo de incrementar a geração de energia termoeletrica para enfrentamento da crise energética da época. Argumenta, ademais, a impossibilidade de o Estado vincular o pagamento do tributo a uma operação imune. O Estado do Rio de Janeiro apresentou contestação alegando que o diferimento é prorrogação do momento do pagamento do imposto e ainda não houve sentença.

34.2.2.1 – ICPC 22 - Incerteza sobre Tratamento de Tributos sobre o Lucro (IFRIC 23 - *Uncertainty over Income Tax Treatments*)

Esta Interpretação esclarece como aplicar os requisitos de reconhecimento e mensuração do CPC 32 quando há incerteza sobre o tratamento do imposto de renda sobre o lucro. A Interpretação requer que a Eletrobras: (1) determine se posições fiscais incertas são avaliadas separadamente ou como um grupo; e (2) avalie se é provável que a autoridade fiscal aceite a utilização de tratamento fiscal incerto, ou proposta de utilização pela Companhia. Em caso positivo, a entidade deve determinar sua posição fiscal e contábil em linha com o tratamento fiscal utilizado ou a ser utilizado nas suas declarações de imposto de renda. Em caso negativo, a Companhia deve refletir o efeito da incerteza na determinação da sua posição fiscal e contábil.

Com base nos requerimentos da norma ICPC 22/IFRIC 23, a Eletrobras avaliou as operações das suas controladas que envolveram reestruturações societárias e aquisição do controle de participações em outras empresas, e concluiu que sua posição fiscal e contábil está em conformidade com o tratamento fiscal utilizado.

34.2.3 - Trabalhistas

Em 31 de dezembro de 2021 a Eletrobras e suas controladas possuem ações judiciais trabalhistas de R\$ 3.473.210 (R\$ 4.500.051 em 31 de dezembro de 2020), sendo possível sua probabilidade de perda, onde não é realizada provisão.

Eletronuclear

- Sindicato dos Engenheiros do Estado do RJ – SENG

A controvérsia principal cujo valor envolvido em 31 de dezembro de 2021 é de R\$ 624.300 (R\$ 574.020 em 31 de dezembro de 2020) reside na interpretação da coisa julgada que delimitou o pagamento do índice da Unidade de Referência de preços - URP apenas do mês de fevereiro de 1989. Contudo, em fase de liquidação a outra parte alegou que deve ser aplicado o índice de 26,05% mês a mês até sua incorporação na remuneração dos substituídos ou até sua demissão. Há possibilidade de ter decisão judicial homologando o valor histórico de R\$ 359.671, calculado pelo perito judicial em 2014. Ressalte-se que a Advocacia Geral da União – AGU ingressou nos autos.

A AGU tem tese jurídica que se alinha à defesa da controlada Eletronuclear, ao explicitar que:

- a) A decisão em fase de liquidação/execução que estabelece direito à incorporação da URP/1989 na remuneração dos substituídos ofende a decisão já transitada em julgado;
- b) O valor exigido com base na decisão transitada em julgado já foi adimplido, por conta da existência de Acordo Coletivo pactuado em 1989, entre as partes da presente ação judicial, cujo conteúdo trata especificadamente da quitação da URP/1989. No momento há laudo emitido pelo perito do Juízo, nesse laudo o Perito do Juízo, por amostragem, destacou que os valores indicados no acordo coletivo especificam da URP de fevereiro de 1989 foram pagos.

Em março de 2018 foi publicado, destinada à parte autora, para que oferte manifestação em relação a petição apresentada pela parte Ré.

Em 29 de janeiro de 2019 foi publicada decisão para a Eletronuclear pagar o débito ou ofertar defesa, o que inaugurou a fase de execução do processo. De toda forma, na decisão a Eletronuclear foi isentada de ofertar bens à penhora para ajuizar eventual defesa. Foram interpostos embargos de declaração pela Eletronuclear, sem decisão de julgamento publicada. Foi publicada decisão em julho de 2019 para a Eletronuclear pagar honorário do perito do Juízo, o que já foi realizado.

Prática contábil

As provisões são reconhecidas para obrigações presentes resultantes de eventos passados, cuja liquidação seja provável e que seja possível estimar os valores de forma confiável. O valor reconhecido como provisão é a melhor estimativa das considerações requeridas para liquidar a obrigação no final de cada período de relatório, considerando-se os riscos e as incertezas relativos à obrigação. Quando a provisão é mensurada com base nos fluxos de caixa estimados para liquidar a obrigação, seu valor contábil corresponde ao valor presente desses fluxos de caixa (em que o efeito do valor temporal do dinheiro é relevante).

As provisões para contingências judiciais são reconhecidas para obrigações presentes (legais ou não formalizadas) resultantes de eventos passados, em que seja possível estimar os valores de forma confiável e cuja liquidação seja provável. Nesse caso, tal contingência ocasionaria uma provável saída de recursos para a liquidação das obrigações e os montantes envolvidos seriam mensuráveis com suficiente segurança, levando em conta a opinião dos assessores jurídicos, a natureza das ações, similaridade com processos anteriores, complexidade e o posicionamento de tribunais (jurisprudência).

NOTA 35 – OBRIGAÇÃO PARA DESMOBILIZAÇÃO DE ATIVOS

A obrigação para desmobilização de ativos destina-se ao custeio dos gastos com a desmobilização das usinas nucleares, quais sejam: o desmantelamento e a descontaminação dos materiais, equipamentos e instalações, os quais incorrerão no término da vida útil econômica das usinas, tendo como contrapartida o imobilizado.

Usina	31/12/2021		31/12/2020	
	Estimativa Total de Custo	Ajuste a Valor Presente	Estimativa a Valor Presente	Estimativa a Valor Presente
Angra 1	3.017.913	(1.176.570)	1.841.343	1.717.823
Angra 2	3.457.180	(2.030.222)	1.426.958	1.322.188
Total	6.475.093	(3.206.792)	3.268.301	3.040.011

A Companhia reconhece obrigações para descomissionamento de usinas term nucleares de sua controlada Eletronuclear, que se constituem em um programa de atividades exigidas pela Comissão Nacional de Energia Nuclear - CNEN, que permite dismantelar com segurança e mínimo impacto ao meio ambiente essas instalações nucleares, ao final do ciclo operacional. Os valores correspondentes aos passivos totais de desmobilização de ativos ajustados a valor presente são referentes à Angra 1, com validade da licença até 31 de dezembro de 2024 (em novembro de 2019, foi solicitado à CNEN a extensão de vida útil de Angra 1 de 40 para 60 anos) e referentes à Angra 2, com validade da licença até 31 de agosto de 2040. A provisão foi estimada a preços correntes e com base no fluxo de caixa projetado utilizando a taxa de desconto de 7,57% a.a..

Prática contábil

A Companhia reconhece esse passivo com base no valor estimado para a sua realização, atualizado ao longo da vida útil econômica das usinas, considerando os avanços tecnológicos. O objetivo é alocar ao respectivo período de competência da operação, os custos a serem incorridos com a desativação técnico-operacional das usinas, ao término da sua vida útil, estimada em quarenta anos. Sendo assim a Companhia reconhece os valores das estimativas aprovadas no Ativo Imobilizado, em contrapartida ao Passivo Não Circulante.

A Companhia revisa anualmente os valores da provisão do passivo para descomissionamento e realiza a mensuração pelo valor presente dos gastos e classificada no passivo não circulante.

NOTA 36 – OBRIGAÇÕES ESTIMADAS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Circulante				
Provisão de férias	60.896	20.445	360.525	263.157
Processos de desligamento	-	-	155.046	181.174
Folha de pagamento	649	57.874	193.170	191.780
Encargos sobre férias	14.441	11.884	193.940	142.359
Provisão 13º salário	-	26.679	11.116	31.497
Participações nos Lucros/Resultados	28.409	38.567	526.105	504.995
Encargos sobre 13º salário	1.663	1.662	78.848	33.844
Contribuição Previdenciária	46.277	8.876	52.849	70.317
Outros	1.233	1.357	31.348	35.025
	153.568	167.344	1.602.947	1.454.148
Não circulante				
Processos de desligamento	-	-	63.024	214.283
Total	153.568	167.344	1.665.971	1.668.431

Prática contábil

Os pagamentos de benefícios tais como salário ou férias, bem como os respectivos encargos trabalhistas incidentes sobre estes benefícios são reconhecidos mensalmente no resultado, respeitando o regime de competência.

NOTA 37 – COMPROMISSOS OPERACIONAIS DE LONGO PRAZO

Os compromissos de longo prazo da Companhia, relacionados, principalmente, a contratos de compra de energia elétrica e combustível são:

37.1- Compra de energia

Empresas	2023	2024	2025	2026	2027	Após 2027
Eletronorte	1.003.458	1.003.458	355.622	-	-	-
Furnas	1.403.614	1.429.391	1.355.859	1.360.693	1.352.101	4.970.139
CGT Eletrosul	709.293	448.771	436.941	437.117	428.525	3.052.629
Chesf	245.302	245.974	245.302	245.302	-	2.016.446
Total	3.361.667	3.127.594	2.393.724	2.043.112	1.780.626	10.039.214

37.2- Fornecedores de combustíveis

Empresas	2023	2024	2025	2026	2027	Após 2027
Eletronorte	14.336	16.628	16.628	16.628	16.628	33.296
Eletronuclear	-	-	235.579	357.860	90.097	14.838.384
Total	14.336	16.628	252.207	374.488	106.725	14.871.680

A controlada Eletronuclear que possui contratos assinados com as Indústrias Nucleares do Brasil S.A. - INB para aquisição de Combustível Nuclear para produção de energia elétrica, destinadas as recargas das usinas UTN Angra 1 e UTN Angra 2, bem como a carga inicial e futuras recargas de UTN Angra 3.

Na Eletronorte existe o compromisso de longo prazo referente à compra de gás natural para fins de geração de termoeletrônica com a Companhia de Gás Natural do Amazonas – CIGÁS. O prazo final do contrato é 30 de novembro de 2030.

37.3- Venda de Energia

Empresas	2023	2024	2025	2026	2027	Após 2027
Eletronuclear	4.672.327	4.672.327	4.672.327	4.672.327	4.672.327	9.344.654
Furnas	2.546.196	2.565.081	2.562.601	2.562.090	2.273.223	31.767.612
CGT Eletrosul	1.077.413	1.080.191	499.065	499.065	499.170	5.543.836
Chesf	854.338	865.516	873.525	883.313	-	7.061.618
Total	9.150.274	9.183.115	8.607.518	8.616.795	7.444.720	53.717.720

37.4- Compromissos socioambientais

Empresas	2023	2024	2025	2026	2027	Após 2027
Eletronuclear	86.806	99.514	94.574	82.895	69.938	-
Furnas	44.667	16.052	5.394	2.226	641	-
Eletronorte	86.670	86.670	86.670	86.670	86.670	409.564
CGT Eletrosul	3.006	2.230	1.692	787	575	-
Total	221.149	204.466	188.330	172.578	157.824	409.564

Angra 3

Termos de compromissos assumidos com os Municípios de Angra dos Reis, Rio Claro e Paraty, nos quais, a Eletronuclear se compromete a celebrar convênios socioambientais específicos vinculados a UTN Angra 3, visando à execução dos programas e projetos em consonância com as condicionantes estabelecidas pelo IBAMA.

37.5- Aquisição de Imobilizado e Intangível

Empresas	2023	2024	2025	2026	2027
Eletronuclear	221.137	318.078	46.965	10.535	-
CGT Eletrosul	364.615	202.181	27.703	-	-
Chesf	286.883	261.313	309.851	124.531	6.564
Total	872.635	781.572	384.519	135.066	6.564

Contratos assinados com fornecedores diversos para aquisição de equipamentos para substituição no ativo imobilizado, principalmente, das usinas Angra 1, Angra 2 e Angra 3, necessários à manutenção operacional desses ativos.

37.6- Aquisição de insumos

Empresas	2023	2024
CGT Eletrosul	246.943	257.548

A controlada CGT Eletrosul adquire cal para controle das emissões de resíduos da UTE Candiota III.

37.7- Compromissos – Empreendimentos controlados em conjunto

Os valores dos compromissos dos empreendimentos controlados em conjunto estão apresentados a seguir pela proporção das participações das companhias.

37.7.1 - Uso do bem público

Empresas	2023	2024	2025	2026	2027	Após 2027
SINOP	2.235	2.153	2.075	2.075	2.075	33.033
UHE Simplício/UHE Batalha	1.776	1.776	1.776	1.776	1.776	59.900
Total	4.011	3.929	3.851	3.851	3.851	92.933

37.7.2 - Aporte de capital

A Companhia possui compromissos futuros firmados relativo à participação acionária em SPE, relativos a AFAC, conforme apresentado abaixo:

Empresas	2023	2024	2025	2026	2027	Após 2027
Teles Pires	38.024	36.668	35.124	33.576	32.026	112.032
Brasil Ventos	644.591	195.263	-	-	-	-
Energia Sustentável do Brasil S.A.	34.340	-	-	-	-	-
Jirau	34.000	-	-	-	-	-
Total	750.955	231.931	35.124	33.576	32.026	112.032

Prática Contábil

A Companhia reconhece, os compromissos para aquisição de imobilizado e os compromissos relacionados com seus empreendimentos controlados em conjunto (*joint ventures*) separadamente do valor de outros compromissos, de acordo com os requerimentos das normas contábeis CPC 27/IAS 16 – Ativo imobilizado e CPC 45/IFRS 12 - Divulgação de Participações em outras Entidades. Além disso, também são reconhecidos os compromissos de compra e venda de energia, compromissos socioambientais, e compras com fornecedores de combustíveis.

NOTA 38 – PATRIMÔNIO LÍQUIDO

O capital social da Eletrobras, em 31 de dezembro de 2021, é de R\$ 39.057.271 (R\$ 39.057.271 em 31 de dezembro de 2020) e suas ações não têm valor nominal. As ações preferenciais têm direito a voto e não são conversíveis em ações ordinárias. Entretanto, gozam de prioridade no reembolso do capital e na distribuição de dividendos às taxas anuais de 8% para as ações de classe "A" (subscritas até 23 de junho de 1969) e 6% para as de classe "B" (subscritas a partir de 24 de junho de 1969), calculados sobre o capital correspondente a cada classe de ações.

O capital social está distribuído, por principais acionistas e pelas espécies de ações, em 31 de dezembro de 2021, conforme a seguir:

ACIONISTA	31/12/2021							
	ORDINÁRIAS		PREFERENCIAIS				CAPITAL TOTAL	
	QUANTIDADE	%	Série A	%	Série B	%	QUANTIDADE	%
União	667.888.884	51,82	-	-	494	0,00	667.889.378	42,56
BNDESPAR	141.757.951	11,00	-	-	18.691.102	6,68	160.449.053	10,23
BNDES	74.545.264	5,78	-	-	18.262.671	6,52	92.807.935	5,92
FIA Dinâmica e Banclass	65.536.875	5,09	-	-	-	-	65.536.875	4,18
Fundos 3G Radar	-	-	-	-	30.890.676	11,03	30.890.676	1,97
American Depositary Receipts – ADR's	52.065.112	4,04	-	-	5.340.887	1,91	57.405.999	3,66
Outros	287.048.510	22,27	146.920	100,00	206.755.564	73,86	493.950.994	31,48
Total	1.288.842.596	100,00	146.920	100,00	279.941.394	100,00	1.568.930.910	100,00

ACIONISTA	31/12/2020							
	ORDINÁRIAS		PREFERENCIAIS				CAPITAL TOTAL	
	QUANTIDADE	%	Série A	%	Série B	%	QUANTIDADE	%
União	667.888.884	51,82	-	-	494	0,00	667.889.378	42,57
BNDESPAR	141.757.951	11,00	-	-	18.691.102	6,68	160.449.053	10,23
BNDES	74.545.264	5,78	-	-	18.262.671	6,52	92.807.935	5,91
FIA Dinâmica e Banclass	65.536.875	5,09	-	-	-	-	65.536.875	4,18
Fundos 3G Radar	190.045	0,01	-	-	31.437.673	11,23	31.627.718	2,01
American Depositary Receipts – ADR's	38.663.271	3,00	-	-	5.235.367	1,87	43.898.638	2,80
Outros	300.260.306	23,30	146.920	100,00	206.314.087	73,70	506.721.313	32,30
Total	1.288.842.596	100,00	146.920	100,00	279.941.394	100,00	1.568.930.910	100,00

Do total das 599.084.509 ações em poder dos minoritários, 261.989.390, ou seja, 44% são de propriedade de investidores não residentes, sendo 170.517.578 ações ordinárias, 28 de preferenciais ações classe "A" e 91.471.784 ações preferenciais da classe "B".

38.1. Reserva de Capital

Essa reserva representa o excedente de capital acumulado da empresa. Os montantes destinados a esse objetivo são permanentemente investidos e não podem ser usados para pagar dividendos.

38.2 Reservas de lucros

38.2.1 - Reserva legal

Constituída mediante a apropriação de 5% do lucro líquido do exercício, em conformidade com a Lei 6.404/1976.

38.2.2 - Reserva de Retenção de Lucros

Conforme a Lei 6.404/1976, a Assembleia Geral poderá, por proposta dos órgãos da administração, deliberar reter parcela do lucro líquido do exercício prevista em orçamento de capital por ela previamente aprovado.

38.2.3 - Reservas Estatutárias

A Assembleia Geral destinará, além da reserva legal, calculados sobre os lucros líquidos do exercício: I - 1% a título de reserva para estudos e projetos; e II – 50%, a título de reserva para investimentos.

38.2.4 - Reserva Especial de Dividendos

A Eletrobras constituiu, em 31 de dezembro de 2018, R\$ 2.291.889 em reserva especial de dividendos, com base nos §§ 4º e 5º do art. 202 da Lei nº 6.404/1976, e em fevereiro de 2021 foi realizado o pagamento, a título de dividendos intermediários.

38.3 Remuneração aos acionistas

O estatuto da Eletrobras estabelece como dividendo mínimo obrigatório 25% do lucro líquido, ajustado nos termos da legislação societária, respeitada a remuneração mínima para as ações preferenciais das classes A e B, de 8% e 6%, respectivamente, do valor nominal do capital social relativo a essas espécies e classes de ações, prevendo a possibilidade de pagamento de juros sobre capital próprio.

A seguir a distribuição dos resultados, imputados aos dividendos mínimos, nos termos da legislação aplicável, bem como o valor total da remuneração proposta aos acionistas, a ser deliberada em Assembleia Geral Ordinária:

Destinação do Exercício	31/12/2021	31/12/2020
Saldo para destinação do exercício	5.646.141	6.338.688
Reserva Legal	(282.307)	(316.934)
Realização de reserva de reavaliação	2.351	2.757
Dividendos prescritos	-	4.044
Ajustes reflexos da cisão da CEEE GT	(33.534)	-
Ajustes CPC 47/IFRS 15	-	182.523
Dividendos Obrigatórios	(1.340.958)	(1.507.139)
Subtotal a distribuir	3.991.693	4.703.939
Constituição de reservas estatutárias e retenção de lucros	(3.991.693)	(4.703.939)
Saldo a Distribuir do exercício	-	-

Prática contábil

Representa as ações ordinárias e as ações preferenciais integralizadas e é classificado no patrimônio líquido.

Outros resultados abrangentes

Outros resultados abrangentes compreendem itens de receita e despesa que não são reconhecidos na demonstração do resultado. Os componentes dos outros resultados abrangentes incluem:

- a) Ganhos e perdas atuariais em planos de pensão com benefício definido;
- b) Ganhos e perdas derivados de conversão de demonstrações contábeis de operações no exterior;
- c) Ajuste de avaliação patrimonial relativo aos ganhos e perdas na remensuração de ativos financeiros designados ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes;
- d) Ajuste de avaliação patrimonial relativo à efetiva parcela de ganhos ou perdas de instrumentos de *hedge* em *hedge* de fluxo de caixa; e
- e) Impacto de imposto de renda e contribuição social diferidos sobre os itens registrados em outros resultados abrangentes.

Subvenções governamentais

As subvenções governamentais não são reconhecidas até que exista segurança razoável de que a Companhia irá atender às condições relacionadas e que as subvenções serão recebidas. As subvenções governamentais são reconhecidas, sistematicamente, no resultado durante os exercícios nos quais a Companhia reconhece como despesas os correspondentes custos que as subvenções pretendem compensar. As subvenções governamentais recebíveis como compensação por despesas já incorridas, com a finalidade de oferecer suporte financeiro imediato à Companhia, sem custos futuros correspondentes, são reconhecidas no resultado do exercício em que forem recebidas e apropriadas à reserva de lucros e não são destinadas à distribuição de dividendos.

NOTA 39 – RESULTADO POR AÇÃO

(a) Básico

O resultado básico por ação é calculado mediante a divisão entre o lucro atribuível aos acionistas da Eletrobras e sua quantidade de ações emitidas, excluindo aquelas compradas pela Eletrobras e mantidas como ações em tesouraria. As ações preferenciais possuem direito assegurado (por ação) de superioridade de pelo menos 10% na distribuição de Dividendos e/ou Juros Sobre Capital Próprio – JCP quanto às ações ordinárias.

31/12/2021				
Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Lucro atribuível a cada classe de ações	4.556.833	571	1.088.737	5.646.141
Lucro do Exercício	4.556.833	571	1.088.737	5.646.141
31/12/2020				
Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Lucro atribuível a cada classe de ações	5.097.535	657	1.240.496	6.338.688
Lucro do Exercício	5.097.535	657	1.240.496	6.338.688
Denominador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	
Média ponderada da quantidade de ações	1.288.843	147	279.941	
% de ações em relação ao total	82,15%	0,01%	17,84%	
Resultado por ação básico (R\$)	3,54	3,89	3,89	

(b) Diluído

Em 31 de dezembro de 2021, com base no saldo passivo referente ao empréstimo compulsório, foi simulada a diluição com incremento de 25.069.829 ações preferenciais B no lucro por ação, conforme apresentado abaixo.

31/12/2021					
Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferenciais B Convertidas	Preferencial B	Total
Lucro atribuível a cada classe de ações	4.479.305	562	96.059	1.070.214	5.646.141
Lucro do Exercício	4.479.305	562	96.059	1.070.214	5.646.141
Denominador	Ordinárias	Preferencial A	Preferenciais B - Convertidas	Preferencial B	
Média ponderada da quantidade de ações em mil	1.288.843	147	25.127	279.941	
% de ações em relação ao total	80,85%	0,01%	1,58%	17,56%	
Resultado por ação diluído (R\$)	3,48	3,82	3,82	3,82	
31/12/2020					
Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferenciais B Convertidas	Preferencial B	Total
Lucro atribuível a cada classe de ações	5.018.390	647	98.415	1.221.236	6.338.688
Lucro do Exercício	5.018.390	647	98.415	1.221.236	6.338.688
Denominador	Ordinárias	Preferencial A	Preferenciais B - Convertidas	Preferencial B	
Média ponderada da quantidade de ações em mil	1.254.102	147	22.358	277.444	
% de ações em relação ao total	80,99%	0,01%	1,41%	17,59%	
Resultado por ação diluído (R\$)	4,00	4,40	4,40	4,40	

Prática contábil

Para a obtenção do resultado básico por ação, a Eletrobras divide o lucro ou prejuízo atribuível aos titulares de ações ordinárias da Eletrobras pelo número médio ponderado de ações ordinárias em poder dos acionistas (excluídas as mantidas em tesouraria) durante o período. No caso de balanço consolidado, o lucro ou prejuízo atribuível à Companhia se refere à parcela da Controladora. Desta forma, é excluído as participações dos não controladores.

Já para a obtenção do resultado diluído por ação, a Eletrobras presume o exercício de opções, bônus de subscrição e outros potenciais efeitos diluidores. Sendo seu único efeito diluidor, a conversão do empréstimo compulsório. Os valores presumidos provenientes desses instrumentos são considerados como recebidos da emissão de ações ao preço médio de mercado das ações durante o exercício.

De acordo com a política de dividendos, as ações preferenciais possuem direito assegurado (por ação) de superioridade de pelo menos 10% na distribuição de Dividendos e/ou Juros Sobre Capital Próprio quanto às ações ordinárias.

NOTA 40 – RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Geração				
Suprimento	-	-	15.261.475	14.425.819
Fornecimento	-	-	3.334.527	2.661.499
CCEE (a)	1.426.062	204.379	3.090.100	1.176.156
Receita de operação e manutenção	-	-	4.220.474	3.982.409
Receita de construção	-	-	82.205	37.800
Repasse Itaipu	65.831	(13.566)	65.831	(13.566)
	1.491.893	190.813	26.054.612	22.270.117
Transmissão				
Receita de operação e manutenção	-	-	5.967.866	5.443.107
Receita de construção (b)	-	-	1.535.840	778.202
Receita financeira contratual (c)	-	-	9.946.626	6.026.214
	-	-	17.450.332	12.247.523
Outras receitas	145.773	77.540	925.906	710.591
	1.637.666	268.353	44.430.850	35.228.231
(-) Deduções à Receita Operacional				
(-) ICMS	-	-	(1.124.432)	(995.304)
(-) PASEP e COFINS	(271.841)	28.683	(3.657.952)	(3.310.459)
(-) Encargos setoriais	-	-	(2.022.289)	(1.832.748)
(-) Outras Deduções (inclusive ISS)	-	-	(9.936)	(9.207)
	(271.841)	28.683	(6.814.609)	(6.147.718)
Receita operacional líquida	1.365.825	297.036	37.616.241	29.080.513

- (a) No exercício de 2021, a Eletrobras comercializou R\$ 1.426.062 correspondente a 1.116 GWh (234 GWh no exercício de 2020) no mercado de curto prazo da CCEE a título de importação de energia.
- (b) A elevação da receita de construção no segmento de transmissão em 2021, em comparação com a do mesmo exercício de 2020, se deve, principalmente, às reestimativas de evolução da execução dos empreendimentos de transmissão em curso e às autorizações da ANEEL, realizadas no exercício, de RAPs para empreendimentos de transmissão concluídos.
- (c) A elevação da receita financeira contratual decorre, majoritariamente, do aumento dos indexadores de correção dos contratos com atualização baseado no Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA. Em 2021 a correção pelo IPCA alcançou 9,63% e em 2020, alcançou 4,38%.

Prática contábil

Os contratos de concessão de transmissão foram considerados como ativos contratuais e registrados de acordo com a norma CPC 47/IFRS 15. As receitas operacionais são reconhecidas conforme as orientações do CPC 47/IFRS 15 – Receita de contrato com clientes.

A norma estabelece que a receita deve ser reconhecida quando a entidade transfere o controle de bens ou serviços para os clientes, pelo valor que a entidade espera ter direito a receber.

Receita do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA

Na relação estabelecida entre a Eletrobras e os agentes/fornecedores do PROINFA, a Companhia conclui que os fornecedores detêm o controle da energia que geram ou têm capacidade de gerar e transferem diretamente para os consumidores o controle da energia, sem interferência significativa da Eletrobras. Portanto, neste caso, a Eletrobras não tem condições de determinar ou de interromper o fornecimento

de energia, exceto se o fornecedor não atender as condições de credenciamento estabelecidas pela regulação que criou o PROINFA. Neste sentido, com base nos requerimentos contidos no CPC 47/IFRS 15, a Companhia concluiu que atua como agente, pois não chega a obter o controle dos bens ou serviços que são subsequentemente vendidos ao consumidor, conforme apresentado acima, havendo assim uma modificação no papel da Eletrobras. Considerando as mudanças conceituais no modelo de "riscos e benefícios" da norma CPC 30/IAS 18, principalmente a desconsideração do risco de crédito e a menor ênfase quanto à responsabilidade da Eletrobras pela aceitação quanto à fonte de energia gerada e capacitação do fornecedor credenciado por ela, a partir de 1º de janeiro de 2018, as receitas, custos e receitas financeiras dessas operações estão sendo apresentadas líquidas na mesma linha na demonstração de resultados, não impactando o resultado da Eletrobras.

Venda de energia e serviços

Geração

A receita de venda de energia é reconhecida quando é provável que os benefícios econômicos associados às transações fluirão para a Companhia; o valor da receita pode ser mensurado com confiabilidade; os riscos e os benefícios relacionados à venda foram transferidos para o comprador; os custos incorridos ou a serem incorridos relacionados à transação podem ser mensurados com confiabilidade; e a Companhia não detém mais o controle e a responsabilidade sobre a energia vendida.

Para as concessões de geração prorrogadas à luz da Lei nº 12.783/2013, houve a alteração do regime de preço para tarifa, com revisão tarifária periódica nos mesmos moldes já aplicados à atividade de transmissão até então. A tarifa é calculada com base nos custos de operação e manutenção, acrescidos da taxa adicional de receita de 10%, sendo contabilizada a receita para cobertura dos gastos de operação e manutenção com base no custo incorrido.

Transmissão

De acordo com o contrato de concessão, uma transmissora de energia é responsável por transportar a energia elétrica até os pontos de distribuição. Para cumprir essa responsabilidade, a transmissora possui duas obrigações de desempenho:

- a) construir; e
- b) manter e operar a infraestrutura.

À medida que são cumpridas as obrigações de desempenho, a companhia registra as receitas de acordo com a natureza da obrigação concluída. A companhia entende que a obrigação de construir o empreendimento de transmissão é satisfeita no decorrer da fase de construção, com isso, as receitas de construção são registradas de acordo com os custos de construção incorridos.

NOTA 41 – CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

	CONTROLADORA					
	31/12/2021			31/12/2020		
	Custos	Despesas	Total	Custos	Despesas	Total
Pessoal	-	(326.349)	(326.349)	-	(417.369)	(417.369)
Material	-	(504)	(504)	-	(1.155)	(1.155)
Serviços	-	(224.573)	(224.573)	-	(238.680)	(238.680)
Energia comprada para revenda	(1.273.156)	-	(1.273.156)	(175.124)	-	(175.124)
Depreciação e amortização	-	(11.852)	(11.852)	-	(12.813)	(12.813)
Doações e contribuições	-	(87.399)	(87.399)	-	(105.174)	(105.174)
(Provisões)/Reversões operacionais (41.1)	-	(12.254.011)	(12.254.011)	-	(3.608.305)	(3.608.305)
Outros	-	(257.986)	(257.986)	-	(169.354)	(169.354)
Total	(1.273.156)	(13.162.674)	(14.435.830)	(175.124)	(4.552.850)	(4.727.974)

	CONSOLIDADO					
	31/12/2021			31/12/2020		
	Custos	Despesas	Total	Custos	Despesas	Total
Pessoal	(2.292.487)	(2.980.557)	(5.273.044)	(2.105.497)	(2.637.355)	(4.742.852)
Material	(262.336)	(40.971)	(303.307)	(228.815)	(44.849)	(273.664)
Serviços	(973.358)	(976.731)	(1.950.089)	(975.210)	(987.662)	(1.962.872)
Energia comprada para revenda	(4.259.957)	-	(4.259.957)	(2.400.358)	-	(2.400.358)
Recuperação de custos - adesão ao risco hidrológico (a)	4.265.889	-	4.265.889	-	-	-
Encargos sobre uso da rede elétrica	(2.461.443)	-	(2.461.443)	(2.500.315)	-	(2.500.315)
Combustível para produção de energia elétrica	(2.338.395)	-	(2.338.395)	(2.092.135)	-	(2.092.135)
Construção	(1.395.066)	-	(1.395.066)	(966.443)	-	(966.443)
Depreciação e amortização	(1.908.548)	(172.911)	(2.081.459)	(1.697.005)	(165.864)	(1.862.869)
Doações e contribuições	-	(164.696)	(164.696)	-	(167.408)	(167.408)
(Provisões)/Reversões operacionais (41.1)	177.482	(15.070.521)	(14.893.039)	(302.563)	(7.070.988)	(7.373.551)
Indenizações perdas e danos	-	-	-	-	(651.407)	(651.407)
Outros	(512.830)	(1.135.154)	(1.647.984)	(158.679)	(1.219.043)	(1.377.722)
Total	(11.961.049)	(20.541.541)	(32.502.590)	(13.427.020)	(12.944.576)	(26.371.596)

(a) A variação no exercício corresponde, principalmente, à extensão dos prazos das concessões de usinas/complexos hidrelétricos, em razão da repactuação do risco hidrológico, nos termos da Lei nº 14.052/2020, registrada em recuperação de custos, em contrapartida ao ativo intangível. Mais informações vide notas 3 e 22.

41.1 - Provisões/Reversões Operacionais

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Contingências (a)	(10.902.242)	(2.642.394)	(13.046.713)	(4.187.904)
(Provisão)/Reversão para perdas em investimentos	(66.760)	(513.817)	(20.712)	(679.801)
Provisão para Implantação de Ações - Empréstimo Compulsório (b)	(107.652)	(345.393)	(107.652)	(345.393)
PECLD - Financiamentos e empréstimos (c)	(638.894)	(139.237)	(638.894)	(139.237)
PECLD - Consumidores e revendedores (d)	-	-	110.282	(804.865)
Provisão ANEEL - CCC (e)	(580.342)	(63.525)	(498.630)	(63.525)
Provisão para passivo a descoberto (f)	-	119.223	(705.864)	-
Garantias	25.976	12.395	25.976	12.395
Contratos onerosos	-	-	16.219	(89.053)
Usina Candiota III - Inflexibilidade	-	-	(10.308)	(50.582)
Usina Candiota III - Carvão	-	-	-	(76.345)
Parcela de ajuste RAP (g)	-	-	-	(223.881)
Provisão para redução de estoques de Combustíveis (h)	-	-	(126.286)	-
GAG melhoria	-	-	(29.268)	(177.588)
Impairment de ativos de longo prazo (i)	-	-	475.406	(441.664)
Provisão para depósitos judiciais (j)	-	-	(233.908)	-
Outras	15.903	(35.557)	(102.687)	(106.108)
	(12.254.011)	(3.608.305)	(14.893.039)	(7.373.551)

(a) A variação no exercício refere-se, principalmente, a uma provisão no montante de R\$ 10.896.956 referente aos processos relacionados ao empréstimo compulsório. Vide nota 34.

(b) A variação no montante de R\$ 237.741, refere-se à Provisão para Implantação de Ações de Empréstimo Compulsório é devido à atualização do valor do passivo pelo valor de mercado das ações preferenciais B e do montante equivalente aos proventos não prescritos, para maiores detalhes nota explicativa 28.

(c) A variação refere-se substancialmente a provisão realizada no exercício de 2021, no valor de R\$ 620.089 relacionada aos contratos de serviço da dívida com a Amazonas Energia, maiores detalhes na nota 11.

(d) A variação no exercício corresponde, principalmente, à reversões de provisão para créditos de liquidação duvidosa dos recebíveis da Roraima Energia S.A. no montante de R\$ 520.757, da CEA no valor de R\$ 134.129 e a constituição de provisão adicional no valor de R\$ 450.223, dos recebíveis da Amazonas Energia S.A., mais informações vide nota 10.

(e) A variação no exercício refere-se ao complemento de provisão em conexão com emissão das notas técnicas da ANEEL nº 106/2021, 111/2021 e 152/2021 referente ao resultado do segundo período de fiscalização dos créditos de CCC assumidos das empresas Energisa Rondonia - Distribuidora de Energia S.A., Energisa Acre - Distribuidora de Energia S.A. e Roraima Energia S.A. no processo de privatização das distribuidoras, vide nota 15.

(f) A variação no exercício refere-se ao reconhecimento da provisão para passivo a descoberto em

Furnas no montante de R\$ 705.864, oriundo do valor futuro de aporte na proporção da sua participação na investida Madeira Energia S.A. – MESA, controladora integral da Santo Antonio Energia impactada pelo procedimento arbitral. Maiores informações, vide nota 20.

- (g) A variação refere-se à conclusão da revisão dos custos de administração, operação e manutenção, de 1º de julho de 2018 para 1º de julho de 2020, ocorrido no processo de revisão tarifária do contrato de concessão 057/2001 pela controlada CGT Eletrosul.
- (h) A constituição da provisão do estoque de carvão, no exercício de 2021, no valor de R\$ 126.286, refere-se a perspectiva de não recuperabilidade até o término do atual contrato. Vide nota 16.
- (i) No exercício de 2021 destacamos como principais eventos o reconhecimento do *impairment* no montante de R\$ 258.261 na UTE Candiota e as reversões no valor de R\$ 149.105 na UHE Batalha, R\$ 123.390 na UTE Santa Cruz e R\$100.428 no Complexo Eólico Pindai. Maiores informações, vide nota 23.
- (j) A constituição de provisão para perdas no montante de R\$ 233.908 por parte da Chesf, no qual a controlada revisitou seu processo de análise e conciliação dos saldos de depósitos judiciais em relação às informações emitidas pelas instituições financeiras. No processo, não foi possível identificar a totalidade dos montantes registrados referentes aos depósitos, sendo necessário a constituição de provisão retificando o saldo dos depósitos registrados no ativo.

NOTA 42 – RESULTADO FINANCEIRO

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Receitas Financeiras				
Receitas de juros, comissões e taxas	937.275	1.367.694	692.767	863.828
Receita de aplicações financeiras	291.494	695.384	637.001	972.602
Acréscimo moratório sobre energia elétrica	69.273	1.525	325.943	341.672
Receita de juros sobre dividendos	224.481	202.548	-	-
Outras receitas financeiras	215.680	177.028	482.707	343.688
	<u>1.738.203</u>	<u>2.444.179</u>	<u>2.138.418</u>	<u>2.521.790</u>
Despesas financeiras				
Encargos de dívidas	(1.445.438)	(1.700.741)	(2.740.371)	(2.853.532)
Encargos sobre arrendamentos	(4.859)	(5.562)	(449.295)	(367.234)
Remuneração para Fundo de Descomissionamento de Usinas Termonucleares	(78.680)	(405.281)	-	-
Encargos sobre recursos de acionistas	(3.276)	(23.814)	(3.826)	(81.766)
Outras despesas financeiras	(935.710)	(636.777)	(1.161.874)	(962.160)
	<u>(2.467.963)</u>	<u>(2.772.175)</u>	<u>(4.355.366)</u>	<u>(4.264.692)</u>
Itens financeiros, líquidos				
Variações monetárias	(99.149)	148.200	(161.648)	283.376
Variações cambiais	(306.439)	21.099	(403.569)	(544.137)
Derivativos	-	-	725.826	332.017
	<u>(405.588)</u>	<u>169.299</u>	<u>160.609</u>	<u>71.256</u>
Resultado Financeiro	<u>(1.135.348)</u>	<u>(158.697)</u>	<u>(2.056.339)</u>	<u>(1.671.646)</u>

Prática Contábil

As transações em moeda estrangeira são convertidas para a moeda funcional utilizando a taxa de câmbio vigente na data das transações. Os ganhos e as perdas cambiais resultantes da conversão pela taxa de câmbio do fim do período são reconhecidos no resultado como despesa ou receita financeira.

São registrados também os juros dos passivos de arrendamentos, os efeitos dos encargos dos títulos de dívidas sobre empréstimos, financiamentos e debêntures, e os ganhos e perdas referente as aplicações financeiras. Maiores informações sobre as práticas contábeis das transações citadas podem ser observadas nas respectivas notas explicativas.

NOTA 43 – OUTRAS RECEITAS E DESPESAS OPERACIONAIS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Ressarcimento do ativo imobilizado em curso - AIC (a)	588.786	-	588.786	-
Reembolso da ineficiência - CCC (b)	621.968	-	621.968	-
Outras receitas e despesas operacionais	-	-	-	16.134
Total	1.210.754	-	1.210.754	16.134

(a) Ressarcimento do ativo imobilizado em curso – AIC

Quando da realização da modelagem de venda das distribuidoras, somente os ativos imobilizados em serviço – AIS contidos no laudo de avaliação de ativos, na data base de fevereiro de 2017, foram utilizados no *valuation* da nova concessão de 30 anos. No entanto, na mesma data base, as distribuidoras da Eletrobras continham AIC, que não foram precificados. Dessa forma, o TCU determinou a inclusão, no Edital de Venda e no Contrato de Compra e Venda de Ações e Outras Avenças, de dispositivo que permitisse o compartilhamento com a Eletrobras de benefícios futuros do reconhecimento, pela ANEEL, desse AIC na Base de Remuneração Líquida das distribuidoras. Ficou assegurado à Eletrobras o direito a ser ressarcida no valor correspondente a 50% do saldo do AIC, existente na data-base de fevereiro de 2017, e reconhecido pela ANEEL na Base de Remuneração Regulatória Líquida - BRR das distribuidoras na primeira revisão tarifária após a desestatização.

Em setembro de 2021, o Conselho de Administração da Eletrobras deliberou pela aprovação do valor apurado do AIC ressarcível da Energisa Acre, Amazonas Energia S.A. e Roraima Energia S.A., somadas às aprovações ocorridas em abril de 2021, do valor apurado do AIC ressarcível da Equatorial Alagoas e Equatorial Piauí. Posteriormente, as cinco distribuidoras, tiveram seus Contratos de Ressarcimento assinados entre os meses de setembro e novembro de 2021.

Considerando o reconhecimento do AIC na BRR das distribuidoras pela ANEEL citada anteriormente e as assinaturas dos contratos de ressarcimento, a Eletrobras reconheceu o montante de R\$ 588.786, conforme demonstrado no quadro abaixo:

Empresas	Montante	Condições de recebimento
Equatorial Alagoas	61.327	Parcela única, em até 30 dias da celebração do Contrato; ou Parcelas mensais, com amortizações no prazo de 60 meses, sendo a primeira paga no dia 30 após celebração do Contrato.
Equatorial Piauí	44.939	Parcela única, em até 30 dias da celebração do Contrato; ou Parcelas mensais, com amortizações no prazo de 60 meses, sendo a primeira paga no dia 30 após celebração do Contrato.
Energisa Acre	43.524	Parcelas mensais com amortizações no prazo de 60 meses, sendo a primeira paga no dia 20 do mês subsequente a celebração do Contrato.
Amazonas Energia	419.959	Em parcelas mensais, com amortizações no prazo de 36 meses, sendo a primeira paga no dia 16 do mês subsequente ao da celebração do Contrato e as demais parcelas no dia 16 de cada mês subsequente ao pagamento da primeira parcela.
Roraima Energia	19.037	Em parcelas mensais, com amortizações no prazo de 36 meses, sendo a primeira paga no dia 16 do mês subsequente ao da celebração do Contrato e as demais parcelas no dia 16 de cada mês subsequente ao pagamento da primeira parcela.
Total	588.786	

(b) Reembolso da ineficiência – CCC

Em novembro de 2018, foi promulgada a Medida Provisória nº 855 que traz no *caput* do artigo 5º que a ANEEL deverá reconhecer, para fins de reembolso da CCC, o custo total da infraestrutura de transporte dutoviário, conectada a empreendimentos de geração termoeletrônica. Adicionalmente, ainda na vigência da citada Medida Provisória, a Diretoria Colegiada da ANEEL deliberou através do Despacho nº 898/2019 o pagamento relativo às despesas, de julho de 2009 até abril de 2016, comprovadas e não reembolsadas pro força das exigências de eficiência econômica e energética da Lei nº 12.111/2009 no montante histórico de R\$ 1.357.795. Em julho de 2021 foi sancionada a Lei nº 14.182 que, para fins de apuração do valor adicionado dos novos contratos de concessão de geração de energia decorrentes do processo de desestatização da Eletrobras, serão consideradas a dedução dos referidos créditos da ineficiência do combustível incorridos até 30 de junho de 2017. Vide as notas 1 e 15.

Em outubro de 2021, foi emitida a nota técnica nº 202/2021-SFF-SFG-SRG/ANEEL que detalhou o montante dos créditos relativos às despesas comprovadas com aquisição de combustível pela distribuidora Amazonas Energia S.A., quanto ao período de maio de 2016 a junho de 2017 (combustível líquido) e de julho de 2016 a junho de 2017 (combustível gás), porém não reembolsados pela CCC, decorrentes das exigências de eficiência econômica e energética, em atendimento à Lei nº 14.182/2021, que trata da desestatização da Eletrobras. A nota técnica apurou os custos das competências restantes da distribuidora, ou seja, de maio de 2016 até junho de 2017 quanto ao combustível líquido e de julho de 2016 até junho de 2017 quanto ao combustível gás, resultando no reconhecimento nesse exercício do montante de R\$ 620.263.

Adicionalmente, a Boa Vista Energia remensurou os valores a serem reembolsados pela CCC a título de ineficiência econômica e energética com base no prazo adicional de 14 meses instituído pela Lei nº 14.182/2021, resultando no reconhecimento nesse exercício do montante de R\$ 1.705.

NOTA 44 – INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GESTÃO DE RISCOS

44.1- Gestão do Risco de Capital

Os objetivos da Companhia ao administrar seu capital são os de salvaguardar a capacidade de continuidade para oferecer retorno aos acionistas e benefícios às outras partes interessadas, além de perseguir uma estrutura de capital ideal para reduzir esse custo. As aquisições e vendas de ativos financeiros são reconhecidas na data de negociação.

Para manter ou ajustar a estrutura do capital, a Companhia pode rever a política de pagamento de dividendos, devolver capital aos acionistas ou, ainda, emitir novas ações ou vender ativos para reduzir, por exemplo, o nível de endividamento.

Condizente com outras companhias do setor, a Companhia monitora o capital com base no índice de alavancagem financeira. Esse índice corresponde à exposição líquida dividida pelo capital total. A dívida líquida, por sua vez, corresponde ao total de empréstimos, financiamentos e debêntures de curto e longo prazos, apresentados na nota 26, subtraído do montante de caixa e equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários - TVM (sem considerar o caixa restrito e TVM restrito), apresentados nas notas 6 e 8. O capital total é apurado através da soma do patrimônio líquido, conforme demonstrado no balanço patrimonial consolidado, com a dívida líquida.

	CONSOLIDADO	
	31/12/2021	31/12/2020
Total dos empréstimos, financiamentos e debêntures	44.015.645	47.002.033
(-) Caixa e Equivalentes de Caixa	(192.659)	(286.607)
(-) Títulos e Valores Mobiliários	(15.873.853)	(13.993.294)
Exposição líquida	27.949.133	32.722.132
(+) Total do Patrimônio Líquido	76.244.552	73.751.294
Total do Capital	104.193.685	106.473.426
Índice de Alavancagem Financeira	27%	31%

44.2 – Classificação por categoria de instrumentos financeiros

Os saldos contábeis de certos ativos e passivos financeiros representam uma aproximação razoável do valor justo. A Companhia usa a seguinte classificação para enquadrar os seus instrumentos financeiros e seus respectivos níveis:

		CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	Nível	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
ATIVOS FINANCEIROS					
Custo amortizado		17.887.165	23.678.987	21.126.404	26.388.667
Empréstimos e financiamentos		10.455.906	17.134.396	5.843.527	10.924.899
Direitos de Ressarcimento		6.270.571	5.583.447	6.396.234	5.588.131
Ativo Financeiro - Geração		-	-	2.172.162	2.096.717
Ativo Financeiro - Itaipu		428.865	455.820	428.865	455.820
Clientes		719.906	481.109	6.088.056	7.033.556
Caixa e equivalentes de caixa		7.384	21.630	192.659	286.607
Títulos e Valores Mobiliários		4.533	2.585	4.901	2.937
Valor justo por meio do resultado		8.475.825	9.814.177	19.268.020	16.371.727
Títulos e Valores Mobiliários	2	6.420.112	8.060.350	15.868.952	13.990.357
Fundo para descomissionamento	2	2.055.713	1.753.827	2.055.713	1.753.827
Instrumentos Financeiros Derivativos	2	-	-	1.343.355	627.543
Valor justo por meio de outros resultados abrangentes		1.774.539	2.011.911	1.878.609	2.093.279
Investimentos (Participações Societárias)	1	1.774.539	2.011.911	1.878.609	2.093.279
PASSIVOS FINANCEIROS					
Custo amortizado		26.842.699	30.133.767	50.491.870	53.687.417
Empréstimos, financiamentos e debêntures		24.605.138	27.998.275	44.015.645	47.002.033
Passivo Financeiro - Itaipu		578.626	-	578.626	-
Obrigações de ressarcimento		836.744	1.373.656	859.003	1.640.767
Fornecedores		773.858	705.908	4.048.087	3.920.607
Arrendamentos		48.333	55.928	903.484	1.053.194
Concessões a Pagar UBP		-	-	87.025	70.816
Valor justo por meio do resultado		-	-	-	10.014
Instrumentos Financeiros Derivativos	2	-	-	-	10.014

Nível 1 – preços cotados (não ajustados) em mercados ativos, líquidos e visíveis para ativos e passivos idênticos que estão acessíveis na data de mensuração;

Nível 2 – preços cotados (podendo ser ajustados ou não) para ativos ou passivos similares em mercados ativos, outras entradas não observáveis no nível 1, direta ou indiretamente, nos termos do ativo ou passivo; e

Nível 3 – ativos e passivos cujos preços não existem ou que esses preços ou técnicas de avaliação são amparados por um mercado pequeno ou inexistente, não observável ou líquido. Nesse nível a estimativa do valor justo torna-se altamente subjetiva.

O valor justo dos instrumentos financeiros negociados em mercados ativos é baseado nos preços de mercado, cotados na data do balanço. Um mercado é visto como ativo se os preços cotados estiverem prontos e regularmente disponíveis a partir de uma Bolsa, distribuidor, corretor, grupo de indústrias, serviço de precificação ou agência reguladora. E os preços representam transações de mercado reais e que ocorrem regularmente em bases puramente comerciais.

O preço de mercado cotado utilizado para os ativos financeiros mantidos pela Eletrobras e suas controladas é o preço de concorrência atual. Esses instrumentos estão incluídos no Nível 1. Os instrumentos incluídos no Nível 1 compreendem, principalmente, os investimentos patrimoniais classificados como valor justo por meio de resultado ou através de outros resultados abrangentes anteriormente classificados como títulos para negociação ou disponíveis para venda.

O valor justo dos instrumentos financeiros que não são negociados em mercados ativos (por exemplo, derivativos de balcão) é determinado mediante o uso de técnicas de avaliação. Essas técnicas de avaliação maximizam o uso dos dados adotados pelo mercado onde estão disponíveis e confia o menos possível nas estimativas específicas da entidade. Se todas as informações relevantes exigidas para o valor justo de um instrumento forem adotadas pelo mercado, o instrumento estará incluído no Nível 2.

Se uma ou mais informações relevantes não estiverem baseadas em dados adotados pelo mercado, o instrumento estará incluído no Nível 3.

Técnicas de avaliação específicas utilizadas para valorizar os instrumentos financeiros (nível 2) incluem:

- Preços de mercado cotados ou cotações de instituições financeiras ou corretoras para instrumentos similares;
- O valor justo de *swaps* de taxa de juros é calculado pelo valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados com base nas curvas de rendimento adotadas pelo mercado; e
- O valor justo dos contratos de câmbio futuros é determinado com base nas taxas de câmbio futuras na data do balanço, com o valor resultante descontado ao valor presente.

Outras técnicas, como a análise de fluxos de caixa descontados, que são utilizadas para determinar o valor justo para os instrumentos financeiros remanescentes (nível 3), e o risco de crédito das contrapartes das operações de swaps.

44.3 - Gestão de Riscos Financeiros

No exercício de suas atividades a Companhia é impactada por eventos de riscos que podem comprometer os seus objetivos estratégicos. O gerenciamento de riscos tem como principal objetivo antecipar e minimizar os efeitos adversos de tais eventos nos negócios e resultados econômico-financeiros da Companhia.

Para a gestão de riscos financeiros, a Eletrobras definiu políticas e estratégias operacionais e financeiras, aprovadas por comitês internos e pela Administração, que visam conferir liquidez, segurança e rentabilidade a seus ativos e manter os níveis de endividamento e perfil da dívida definidos para os fluxos econômico-financeiros.

As análises de sensibilidade abaixo foram elaboradas tendo como objetivo mensurar o impacto das mudanças nas variáveis de mercado sobre cada instrumento financeiro da Companhia. Tratam-se, portanto, de projeções baseadas em avaliações de cenários macroeconômicos, não significando que as transações terão os valores apresentados no prazo de análise considerado.

Os principais riscos financeiros identificados no processo de gerenciamento de riscos são:

44.3.1 - Risco de taxa de câmbio

Esse risco decorre da possibilidade de a Companhia ter seus demonstrativos econômico-financeiros impactados por flutuações nas taxas de câmbio. A Companhia apresenta exposição a riscos financeiros que causam volatilidade nos seus resultados bem como em seu fluxo de caixa. A Companhia apresenta exposição entre ativos e passivos indexados à moeda estrangeira, em especial ao dólar norte americano.

A Companhia possui uma Política de *Hedge* Financeiro cujo objetivo é monitorar e mitigar a exposição às variáveis de mercado que impactem ativos e passivos da Eletrobras e de suas controladas, reduzindo assim os efeitos de flutuações indesejáveis destas variáveis em suas demonstrações financeiras.

A referida política, portanto, visa que os resultados da Companhia reflitam fielmente o seu real desempenho operacional e que o seu fluxo de caixa projetado apresente menor volatilidade.

Considerando as diferentes formas de se realizar o *hedge* dos descasamentos apresentados pela Companhia, a Política elenca uma escala de prioridades, priorizando a solução estrutural, e, apenas para os casos residuais, adoção de operações com instrumentos financeiros derivativos.

As operações com derivativos financeiros, quando realizadas, não podem caracterizar alavancagem financeira ou operação de concessão de crédito a terceiros.

a) Composição dos saldos em moeda estrangeira e análise de sensibilidade

Risco de apreciação das taxas de câmbio

		CONSOLIDADO				
		Saldo em 31/12/2021		Efeito no resultado		
		Moeda Estrangeira	Reais	Cenário I - Provável 2021 ¹	Cenário II (+25%) ¹	Cenário III (+50%) ¹
	Empréstimos e financiamentos	(1.439.182)	(8.031.354)	(272.726)	(2.348.746)	(4.424.766)
USD	Empréstimos concedidos	123.445	688.883	23.395	201.464	379.533
	Ativo financeiro - Itaipu	125.006	697.587	23.698	204.019	384.340
	Impacto no resultado	(1.190.731)	(6.644.884)	(225.633)	(1.943.263)	(3.660.893)
EURO	Empréstimos e financiamentos	(45.592)	(288.187)	(14.339)	(89.970)	(165.602)
	Impacto no resultado	(45.592)	(288.187)	(14.339)	(89.970)	(165.602)
Impacto no resultado das taxas de câmbio				(239.972)	(2.033.233)	(3.826.495)
(1) Premissas adotadas:		31/12/2021	Provável	+25%	+50%	
	USD	5,58	5,77	7,21	8,66	
	EURO	6,32	6,64	8,29	9,95	

44.3.2 - Risco de taxa de juros

Esse risco está associado à possibilidade da Companhia de contabilizar perdas em razão de oscilações das taxas de juros de mercado, impactando seus demonstrativos pela elevação das despesas financeiras, relativas a contratos de captação externa, principalmente referenciados à taxa *Libor*.

A Companhia monitora a sua exposição à taxa *Libor* e contrata operações de derivativos para minimizar esta exposição, conforme Política de *Hedge* Financeiro.

Composição dos saldos por indexador e análise de sensibilidade

Nos quadros a seguir foram considerados cenários para índices e taxas, com os respectivos impactos nos resultados da Companhia. Para a análise de sensibilidade utilizou-se como cenário provável para 31 de dezembro de 2021 previsões e/ou estimativas baseadas fundamentalmente em premissas macroeconômicas obtidas do Relatório Focus, divulgado pelo Banco Central, e *Economic Outlook*, publicado pela Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico - OCDE.

Em todos os cenários foi utilizada a cotação provável do dólar para converter para reais o efeito no resultado dos riscos atrelados à oscilação da *LIBOR*. Nesta análise de sensibilidade está sendo desconsiderado qualquer efeito cambial em decorrência de eventual apreciação ou depreciação do cenário provável da cotação do dólar. O impacto da apreciação do cenário provável da cotação do dólar está apresentado no item (a.1) desta nota.

a.1) *LIBOR*

Risco de apreciação das taxas de juros

		CONSOLIDADO				
		Saldo da dívida/Valor Nocial em 31/12/2021		Efeito no resultado		
		Em USD	Em reais	Cenário I - Provável 2021 ¹	Cenário II (+25%) ¹	Cenário III (+50%) ¹
LIBOR	Empréstimos e financiamentos	(75.530)	(421.496)	(1.040)	(1.300)	(1.559)
	Impacto no resultado	(75.530)	(421.496)	(1.040)	(1.300)	(1.559)
	(¹) Premissas adotadas:		31/12/2021	Provável	25%	50%
	LIBOR		0,34%	1,38%	1,72%	2,06%

a.2) Indexadores nacionais

Risco de apreciação das taxas de juros

		CONSOLIDADO			
		Saldo em 31/12/2021	Efeito no resultado		
			Cenário I - Provável 2021 ¹	Cenário II (+25%) ¹	Cenário III (+50%) ¹
CDI	Empréstimos, financiamentos e debêntures	(13.219.492)	(1.671.842)	(2.089.803)	(2.507.763)
	Impacto no resultado	(13.219.492)	(1.671.842)	(2.089.803)	(2.507.763)
SELIC	Empréstimos, financiamentos e debêntures	(5.583.969)	(711.956)	(889.945)	(1.067.934)
	Ressarcimento AIC	588.786	75.070	93.838	112.605
	Impacto no resultado	(4.995.183)	(636.886)	(796.107)	(955.329)
TJLP	Empréstimos, financiamentos e debêntures	(5.168.140)	(314.223)	(392.779)	(471.334)
	Impacto no resultado	(5.168.140)	(314.223)	(392.779)	(471.334)
IGPM	Empréstimos concedidos	241.090	13.395	16.744	20.093
	Passivo de arrendamento	(903.484)	(50.198)	(62.747)	(75.297)
	Impacto no resultado	(662.394)	(36.803)	(46.003)	(55.204)
Impacto no resultado dos índices			(2.659.754)	(3.324.692)	(3.989.630)
(1) Premissas adotadas:		31/12/2021	Provável	+25%	+50%
	CDI	9,15%	12,65%	15,81%	18,97%
	SELIC	9,25%	12,75%	15,94%	19,13%
	TJLP	5,32%	6,08%	7,60%	9,12%
	IGPM	16,58%	5,56%	6,95%	8,33%

Risco da depreciação das taxas de juros

		CONSOLIDADO			
		Saldo em 31/12/2021	Efeito no resultado		
			Cenário I - Provável 2021 ¹	Cenário II (- 25%) ¹	Cenário III (- 50%) ¹
	Empréstimos, financiamentos e debêntures	(4.885.610)	272.392	204.294	136.196
IPCA	Empréstimos concedidos	116.253	(6.482)	(4.861)	(3.241)
	Direito de ressarcimento	5.813.512	(324.126)	(243.095)	(162.063)
	Impacto no resultado	1.044.155	(58.216)	(43.662)	(29.108)
Impacto no resultado dos índices			(58.216)	(43.662)	(29.108)
(1) Premissas adotadas:		31/12/2021	Provável	- 25%	- 50%
	IPCA	9.63%	5.58%	4.18%	2.79%

44.3.3 - Risco de crédito

Esse risco decorre da possibilidade de a Eletrobras e suas controladas incorrerem em perdas resultantes da dificuldade de realização de seus recebíveis de clientes, bem como da inadimplência de instituições financeiras contrapartes em operações.

A Eletrobras, através de suas controladas, atua nos mercados de geração e transmissão de energia elétrica amparada em contratos firmados em ambiente regulado. A Companhia busca minimizar seus riscos de crédito através de mecanismos de garantia envolvendo recebíveis de seus clientes e, quando aplicável, através de fianças bancárias.

Em relação aos recebíveis de empréstimos concedidos, vide nota 11, exceto pelas operações financeiras com a controlada em conjunto Itaipu, cujo risco de crédito é baixo em função da inclusão dos custos dos empréstimos na tarifa de comercialização de energia da controlada em conjunto, conforme definido nos termos do Tratado Internacional firmado entre os Governos do Brasil e do Paraguai, a concentração de risco de crédito com qualquer outra contraparte individualmente não foi superior a 39% do saldo em aberto.

As disponibilidades excedentes de caixa são aplicadas em fundo extra mercado, conforme normativo específico do Banco Central do Brasil. Esse fundo é composto na sua totalidade por títulos públicos custodiados na SELIC, havendo exposição a risco de crédito menor em relação aos demais instrumentos.

Em eventuais relações com instituições financeiras, a Companhia tem como obrigação a realização de aplicações das suas disponibilidades financeiras somente com a Caixa Econômica Federal e com o Banco do Brasil S.A., seguindo a Resolução nº 3.284 do Banco Central do Brasil. Esses bancos possuem baixo risco, e com seus *ratings* revisados por agências de classificações de risco de crédito.

A Companhia possui a norma sobre credenciamento de instituições financeiras para fins de realização de operações com derivativos. Esta norma define critérios em relação a porte, *rating* e *expertise* no mercado de derivativos, para que sejam selecionadas as instituições que poderão realizar operações com a Companhia.

A Companhia monitora o risco de crédito de suas operações de *swap*, mas não contabiliza este risco de descumprimento (*non-performance*) no saldo de valor justo de cada derivativo porque, com base na exposição líquida ao risco de crédito, a Companhia pode contabilizar o seu portfólio de *swaps* dado uma transação não forçada entre as partes na data de avaliação. A Companhia considera o risco de descumprimento apenas para a análise do teste retrospectivo para cada relação designada para Contabilidade de *Hedge*.

Adicionalmente, a Companhia está exposta ao risco de crédito com relação a garantias financeiras concedidas a Bancos pela Controladora e controladas. A exposição máxima da Companhia corresponde ao valor máximo que a Companhia terá de pagar caso a garantia seja executada e consta na Nota 26.3.

44.3.4 - Risco de liquidez

As necessidades de liquidez da Eletrobras e suas controladas são de responsabilidade das áreas financeira e de captação de recursos, que atuam alinhadas no monitoramento permanente dos fluxos de caixa de curto, médio e longo prazo, previstos e realizados, buscando evitar possíveis descasamentos e consequentes perdas financeiras e garantir as exigências de liquidez para as necessidades operacionais.

A tabela abaixo analisa os passivos financeiros não derivativos da Companhia por faixas de vencimento, correspondentes ao período remanescente no balanço patrimonial até a data contratual do vencimento. O vencimento contratual baseia-se na data mais recente em que a Companhia deve quitar obrigações e inclui os respectivos juros contratuais relacionados, quando aplicável.

CONTROLADORA					
31/12/2021					
Fluxo de pagamento					
	Até 1 Ano	De 1 a 2 Anos	De 2 a 5 Anos	Mais de 5 Anos	Total
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)					
Mensurados ao Custo Amortizado	7.308.413	3.244.713	12.919.852	9.938.965	33.411.943
Empréstimos, financiamentos e debêntures	5.688.004	3.234.164	12.881.673	9.936.517	31.740.358
Obrigações de Ressarcimento	836.744	-	-	-	836.744
Fornecedores	773.858	-	-	-	773.858
Arrendamentos	9.807	10.549	38.179	2.448	60.983

CONTROLADORA					
31/12/2020					
Fluxo de pagamento					
	Até 1 Ano	De 1 a 2 Anos	De 2 a 5 Anos	Mais de 5 Anos	Total
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)					
Mensurados ao Custo Amortizado	10.959.365	4.787.289	10.887.782	7.853.030	34.487.466
Empréstimos, financiamentos e debêntures	8.869.828	4.777.082	10.851.556	7.835.998	32.334.464
Obrigações de Ressarcimento	1.373.656	-	-	-	1.373.656
Fornecedores	705.908	-	-	-	705.908
Arrendamentos	9.973	10.207	36.226	17.032	73.438

CONSOLIDADO					
31/12/2021					
Fluxo de pagamento					
	Até 1 Ano	De 1 a 2 Anos	De 2 a 5 Anos	Mais de 5 Anos	Total
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)					
Mensurados ao Custo Amortizado	14.802.340	9.068.371	20.021.202	19.627.075	63.518.988
Empréstimos, financiamentos e debêntures	9.674.220	8.693.204	19.650.487	19.413.779	57.431.690
Fornecedores	4.031.532	16.555	-	-	4.048.087
Obrigações de Ressarcimento	859.003	-	-	-	859.003
Arrendamentos	232.215	351.395	355.101	75.248	1.013.959
Concessões a Pagar UBP	5.370	7.217	15.614	138.048	166.249

CONSOLIDADO					
31/12/2020					
Fluxo de pagamento					
	Até 1 Ano	De 1 a 2 Anos	De 2 a 5 Anos	Mais de 5 Anos	Total
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)					
Mensurados ao Custo Amortizado	19.443.434	8.885.947	15.101.480	16.174.660	59.605.521
Empréstimos, financiamentos e debêntures	13.678.958	8.798.046	14.756.060	15.580.546	52.813.610
Fornecedores	3.904.051	16.556	-	-	3.920.607
Obrigações de Ressarcimento	1.618.508	22.259	-	-	1.640.767
Arrendamentos	237.055	44.423	332.794	545.449	1.159.721
Concessões a Pagar UBP	4.862	4.663	12.626	48.665	70.816

44.4 – Análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros derivativos

A análise a seguir estima o valor potencial dos instrumentos em cenários hipotéticos de *stress* dos principais fatores de risco de mercado que impactam os instrumentos financeiros derivativos.

- Provável: O cenário provável foi definido como o valor justo dos derivativos em 31 de dezembro de 2021;
- Cenário I e II: Estimativa do valor justo considerando uma deterioração de 25% e 50%, respectivamente, nas variáveis de risco associadas; e
- Cenário III e IV: Estimativa do valor justo considerando uma apreciação de 25% e 50%, respectivamente, nas variáveis de risco associadas.

Derivativo embutido	Provável	Cenário I	Cenário II	Cenário III	Cenário IV
Fornecimento de energia elétrica	1.343.355	1.007.516	671.678	1.679.194	2.015.033

As análises de sensibilidade foram elaboradas tendo como objetivo mensurar o impacto das mudanças nas variáveis de mercado sobre cada instrumento financeiro da Companhia. Trata-se, portanto, de projeções baseadas em avaliações de cenários macroeconômicos, não significando que as transações terão os valores apresentados no prazo de análise considerado.

44.4.1 - Fornecimento de energia elétrica

Este instrumento financeiro derivativo refere-se a um contrato de longo prazo para fornecimento de energia elétrica com a Alumínio Brasileiro S.A. – Albrás, a receita desse contrato de longo prazo está associada ao pagamento de um prêmio atrelado ao preço internacional do alumínio, cotado na *London Metal Exchange* – LME), este cálculo inclui o conceito de *cap and floor band*, relacionado ao preço do alumínio cotado na LME, cujas análises de sensibilidade dos contratos de fornecimento de energia dos consumidores eletrointensivos.

O prêmio decorrente do contrato de venda de energia, avaliados suas características, pode ser considerado como um componente de um contrato híbrido (combinado), que inclui um contrato não derivativo que o abriga. Esse prêmio faz parte do contrato principal e possui características específicas de correção associadas à flutuação do preço do alumínio no mercado internacional e ainda pela variação na cotação do dólar. Assim, o prêmio é considerado um derivativo embutido, pois a sua precificação deriva do preço do alumínio que é definido neste caso como o ativo básico, também conhecido como ativo subjacente.

O contrato celebrado com a Albrás possui data inicial em 01 de julho de 2004 e seu vencimento está para 31 de dezembro de 2024. O volume médio contratado era de 750 MW e passou para 800MW após janeiro de 2007.

O cálculo do prêmio do contrato inclui o conceito de *cap and floor band*, relacionado ao preço do alumínio cotado na LME. O preço máximo e mínimo da LME está limitado a US\$ 2.773,21/ton e US\$ 1.450/ton, respectivamente.

Desta forma, foi sensibilizada para tais contratos híbridos uma variação sobre o preço do prêmio auferido, vide item 44.4. Os componentes de volatilidade do prêmio basicamente são: preço do alumínio primário na LME, câmbio e CDI.

Prática Contábil

Reconhecimento e mensuração:

Os ativos e passivos financeiros são reconhecidos quando a Eletrobras, ou uma de suas controladas, for parte das disposições contratuais do instrumento.

Os ativos e passivos financeiros são inicialmente reconhecidos pelo valor justo e, posteriormente, mensurados ao custo amortizado ou pelo valor justo, seguindo as regras do CPC 48/IFRS 9.

Os custos da transação diretamente atribuíveis à aquisição ou emissão de ativos e passivos financeiros (exceto por ativos e passivos financeiros reconhecidos ao valor justo no resultado) são acrescidos ou deduzidos do valor justo dos ativos ou passivos financeiros, se aplicável, após o reconhecimento inicial. Os custos da transação diretamente atribuíveis à aquisição de ativos e passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado são reconhecidos imediatamente no resultado.

- Ativos financeiros

Todas as compras ou vendas regulares de ativos financeiros são reconhecidos e baixados na data de negociação. As compras ou vendas regulares correspondem a compras ou vendas de ativos financeiros que requerem a entrega de ativos dentro do prazo estabelecido por meio de norma ou prática de mercado.

Todos os ativos financeiros reconhecidos são inicialmente reconhecidos pelo valor justo e, posteriormente, mensurados na sua totalidade ao custo amortizado ou ao valor justo, dependendo da classificação dos ativos financeiros.

a) Um ativo financeiro é mensurado ao custo amortizado se atender ambas as condições a seguir e não for designado como mensurado ao Valor Justo ao Resultado – VJR:

- é mantido dentro de um modelo de negócios cujo objetivo seja manter ativos financeiros para receber fluxos de caixa contratuais; e
- seus termos contratuais geram, em datas específicas, fluxos de caixa que são relativos somente ao pagamento de principal e juros sobre o valor principal em aberto.

b) Um instrumento de dívida é mensurado ao Valor Justo a Outros Resultados Abrangentes – VJORA se atender ambas as condições a seguir e não for designado como mensurado ao VJR:

- é mantido dentro de um modelo de negócios cujo objetivo é atingido tanto pelo recebimento de fluxos de caixa contratuais quanto pela venda de ativos financeiros; e
- seus termos contratuais geram, em datas específicas, fluxos de caixa que são relativos somente ao pagamento de principal e juros sobre o valor principal em aberto.

No reconhecimento inicial de um investimento em um instrumento patrimonial que não seja mantido para negociação, a Companhia pode optar irrevogavelmente por apresentar alterações subsequentes no valor justo do investimento em Outros Resultados Abrangentes – ORA. Essa escolha é feita investimento por investimento.

c) Os ativos financeiros não classificados como mensurados ao custo amortizado ou ao VJORA, conforme descrito acima, são classificados como mensurados ao valor justo por meio de resultado. No reconhecimento inicial, a Companhia pode designar de forma irrevogável um ativo financeiro que de outra forma atenda aos requisitos para ser mensurado ao custo amortizado ou ao VJORA como ao VJR se isso eliminar ou reduzir significativamente um descasamento contábil que de outra forma surgiria.

Avaliação do modelo de negócio:

A Companhia realiza uma avaliação do objetivo do modelo de negócios em que um ativo financeiro é mantido em carteira porque isso reflete melhor a maneira pela qual o negócio é gerido e as informações são fornecidas à Administração.

Avaliação sobre os fluxos de caixa contratuais:

Para fins de avaliação se os fluxos de caixa contratuais são somente pagamento de principal e de juros, o principal é definido como o valor justo do ativo financeiro no reconhecimento inicial. Os juros são definidos como uma contraprestação pelo valor do dinheiro no tempo e pelo risco de crédito associado ao valor principal em aberto durante um determinado período de tempo e pelos outros riscos e custos básicos de empréstimos.

A Companhia considera os termos contratuais do instrumento para avaliar se os fluxos de caixa contratuais são compostos somente de pagamentos de principal e juros. Isso inclui a avaliação sobre se o ativo financeiro contém termo contratual que poderá mudar o momento ou o valor dos fluxos de caixa contratuais de forma que ele não atenderia essa condição.

- Passivos financeiros

Os passivos financeiros, que incluem os empréstimos e financiamentos, fornecedores e outras contas a pagar, são mensurados inicialmente pelo valor justo e posteriormente pelo custo amortizado utilizando o método de juros efetivos. As despesas de juros, ganhos e perdas cambiais são reconhecidas no resultado.

O método de juros efetivos é utilizado para calcular o custo amortizado de um passivo financeiro e alocar sua despesa de juros pelo respectivo período. A taxa de juros efetiva é a taxa que desconta exatamente os fluxos de caixa futuros estimados (inclusive honorários e prêmios pagos ou recebidos que constituem parte integrante da taxa de juros efetiva, custos da transação e outros prêmios ou descontos) ao longo da vida estimada do passivo financeiro ou, quando apropriado, por um período menor, para o reconhecimento inicial do valor contábil líquido.

A Companhia baixa passivos financeiros somente quando as obrigações da Companhia são extintas e canceladas ou quando expiram.

Contratos de garantia financeira:

Contrato de garantia financeira consiste em contrato que requer que o emitente efetue pagamentos especificados a fim de reembolsar o detentor por perda que incorrer devido ao fato de o devedor especificado não efetuar o pagamento na data prevista, de acordo com as condições iniciais ou alteradas de instrumento de dívida.

Essas estimativas são definidas com base na experiência e no julgamento da Administração da Eletrobras. As taxas recebidas são reconhecidas com base no método linear ao longo da vida da garantia (Nota 26.2). Qualquer aumento de obrigações em relação às garantias é apresentado, quando ocorrido, nas despesas operacionais (Nota 41).

Instrumentos financeiros derivativos:

A Companhia possui instrumentos financeiros derivativos para administrar a sua exposição a riscos de taxa de juros e câmbio, incluindo contratos *swaps* de taxa de juros.

Os derivativos são inicialmente reconhecidos ao valor justo, na data de contratação, e são posteriormente remensurados pelo valor justo no encerramento do exercício. Eventuais ganhos ou perdas são reconhecidos no resultado imediatamente, a menos que o derivativo seja designado e efetivo como instrumento de *hedge*; nesse caso, o momento do reconhecimento no resultado depende da natureza da relação de *hedge*.

Contabilização de *hedge*:

A Companhia possui política de contabilização de *hedge* e os instrumentos financeiros derivativos designados em operações de *hedge* são inicialmente reconhecidos ao valor justo, na data em que o contrato de derivativo é contratado, sendo reavaliados subsequentemente também ao valor justo. Derivativos são apresentados como ativos financeiros quando o valor justo do instrumento for positivo, e como passivos financeiros quando o valor justo for negativo.

NOTA 45 – INFORMAÇÕES POR SEGMENTO DE NEGÓCIOS

Os segmentos de negócios da Companhia divulgados separadamente são:

- Geração, cujas atividades consistem na geração de energia elétrica e a venda de energia para empresas de distribuição e para os consumidores livres, e comercialização;
- Transmissão, cujas atividades consistem na transmissão de energia elétrica; e
- Administração, cujas atividades representam principalmente a gestão de caixa da Companhia, o gerenciamento do empréstimo compulsório e a gestão de negócios em SPEs, cujo monitoramento e gestão é feito de forma distinta dos investimentos corporativos.

As informações consolidadas por segmento de negócios, correspondentes a 31 de dezembro de 2021 e 2020, são as seguintes:

	31/12/2021				
	Administração	Geração	Transmissão	Eliminações	Total
Receita Operacional Líquida	368.517	21.964.238	15.731.910	(448.424)	37.616.241
Custos Operacionais	(54.046)	(9.247.244)	(3.089.194)	429.435	(11.961.049)
Despesas Operacionais	(18.035.403)	(1.665.498)	(859.629)	18.989	(20.541.541)
Remensurações regulatórias - Contratos de Transmissão	-	-	4.858.744	-	4.858.744
Resultado Oper. Antes do Resultado Financeiro	(17.720.932)	11.051.496	16.641.831	-	9.972.395
Resultado Financeiro					(2.056.339)
Resultado de Participações Societárias					1.867.546
Outras receitas e despesas					1.210.754
Imposto de renda e contribuição social corrente e diferido					(5.280.723)
Lucro Líquido no Período					5.713.633

	31/12/2020				
	Administração	Geração	Transmissão	Eliminações	Total
Receita Operacional Líquida	305.324	18.708.084	10.438.928	(371.823)	29.080.513
Custos Operacionais	(255.702)	(10.085.165)	(3.435.658)	349.505	(13.427.020)
Despesas Operacionais	(8.982.617)	(2.747.007)	(1.237.270)	22.318	(12.944.576)
Remensurações regulatórias - Contratos de Transmissão	-	-	4.228.338	-	4.228.338
Resultado Oper. Antes do Resultado Financeiro	(8.932.995)	5.875.912	9.994.338	-	6.937.255
Resultado Financeiro					(1.671.646)
Resultado de Participações Societárias					1.670.903
Outras receitas e despesas					16.134
Imposto de renda e contribuição social corrente e diferido					(565.333)
Lucro Líquido do Período					6.387.313

A coluna de eliminação apresenta os ajustes ocorridos entre os segmentos da Companhia, conciliando os saldos divulgados por cada segmento. Não existem reconciliações provenientes de diferenças de prática contábil.

Receita operacional líquida, após eliminações, por segmento:

	31/12/2021				31/12/2020			
	Geração	Transmissão	Administração	Total	Geração	Transmissão	Administração	Total
Suprimento	15.261.475	-	-	15.261.475	14.425.819	-	-	14.425.819
Fornecimento	3.334.527	-	-	3.334.527	2.661.499	-	-	2.661.499
CCEE	3.090.100	-	-	3.090.100	1.176.156	-	-	1.176.156
Receita de O&M	4.220.474	5.967.866	-	10.188.340	3.982.409	5.443.107	-	9.425.516
Receita de construção	82.205	1.535.840	-	1.618.045	37.800	778.202	-	816.002
Repasse Itaipu	65.831	-	-	65.831	(13.566)	-	-	(13.566)
Receita contratual	-	9.946.626	-	9.946.626	-	6.026.214	-	6.026.214
Outras receitas operacionais	462.473	73.371	390.062	925.906	306.877	79.557	324.157	710.591
Deduções Receitas operacionais	(4.774.857)	(1.999.218)	(40.534)	(6.814.609)	(4.218.416)	(1.888.152)	(41.150)	(6.147.718)
Total da receita operacional líquida	21.742.228	15.524.485	349.528	37.616.241	18.358.578	10.438.928	283.007	29.080.513

Receita Intersegmento

	31/12/2021			31/12/2020		
	Administração	Geração	Total	Administração	Geração	Total
Suprimento (venda) de Energia Elétrica do segmento de geração	-	222.010	222.010	-	349.505	349.505
Receita de juros do segmento de geração	63.628	-	63.628	173.163	-	173.163
Receita de juros do segmento de transmissão	212.976	-	212.976	361.959	-	361.959
Total	276.604	222.010	498.614	535.122	349.505	884.627

Ativos não circulantes por segmento

	31/12/2021				31/12/2020			
	Administração	Geração	Transmissão	Total	Administração	Geração	Transmissão	Total
Imobilizado	1.726.464	31.641.517	-	33.367.981	1.555.229	31.107.683	-	32.662.912
Intangível	517.240	4.472.844	2.092	4.992.176	354.540	294.318	2.092	650.950
Total	2.243.704	36.114.361	2.092	38.360.157	1.909.769	31.402.001	2.092	33.313.862

Itens que não afetam o caixa por segmento

	31/12/2021			31/12/2020			
	Administração	Geração	Total	Administração	Geração	Transmissão	Total
Depreciação e Amortização	135.619	1.945.840	2.081.459	105.866	1.757.003	-	1.862.869
Constituição (Reversão) de Contrato Oneroso	-	(16.219)	(16.219)	-	93.112	(4.059)	89.053
Provisão p/ valor recuperável dos ativos (impairment)	-	475.406	475.406	(62.498)	(379.166)	-	(441.664)
Total	135.619	2.405.027	2.540.646	43.368	1.470.949	(4.059)	1.510.258

Prática contábil

Segmentos operacionais da Companhia são definidos como componentes que:

- exercem atividades das quais podem obter receitas e incorrer em despesas;
- cujos resultados operacionais são regularmente revisados pela Administração para tomar decisões sobre os recursos a serem alocados aos segmentos e avaliar seu desempenho; e
- para os quais existem informações financeiras.

Na apuração dos resultados segmentados são consideradas as transações realizadas com terceiros, incluindo empreendimentos controlados em conjunto e coligadas, e as transferências entre os segmentos. As transações entre segmentos operacionais são determinadas por preços e condições definidas entre as partes, que levam em consideração os termos aplicados às transações com partes não relacionadas, sendo essas transações eliminadas, fora dos segmentos operacionais, para fins de conciliação das informações segmentadas com as demonstrações financeiras consolidadas da Companhia.

NOTA 46 – TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

Dentre as principais operações ocorridas com partes relacionadas durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2021, destacamos os empréstimos e financiamentos concedidos estabelecidos de acordo com a legislação específica sobre o assunto.

46.1 – Principais transações ocorridas em 2021

Partes Relacionadas	Data da Operação	Objeto do Contrato	Valor da transação
Eletronorte, Furnas, Chesf e Elebras	11/02/2021 (Eletronorte); 12/02/2021 (Furnas e Chesf)	Terceiro termo de aditamento ao contrato de cessão de uso da infraestrutura do sistema de transmissão de energia elétrica e de fibras ópticas, a serem disponibilizadas, e outras avenças, que tem como objeto a cessão de uso, a título oneroso, de infraestrutura do sistema de transmissão de energia elétrica, bem como de fibras ópticas contidas nos cabos OPGW (<i>Optical Ground Wire</i>) instalados nas linhas de transmissão de propriedade da Eletronorte, Chesf e Furnas.	73.082 - Eletronorte; 88.443 - Furnas; e 66.027 - Chesf.
Eletrobras, Petrobras, Breitener Tambaqui e Breitener Jaraqui	07/04/2021	Acordo judicial contemplando 7 ações movidas por Breitener Tambaqui e Breitener Jaraqui, em conjunto ou separadamente, em face de Amazonas Energia e Eletrobras, esta última na qualidade de responsável solidária. Vide nota 26.2.	436.025
Eletrobras, Eletronorte e Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA)	11/05/2021	Novação da Dívida da CEA junto a Eletronorte com a finalidade de auxiliar a viabilização do processo de licitação da concessão de distribuição de energia elétrica associada à transferência de controle da Distribuidora, conforme regulado pela Lei n.º 12.783/2013, pelo Decreto n.º 9.192/2017, e pelas condições aprovadas pela Portaria Interministerial nº 02/2021, emitida em conjunto pelo Ministério de Minas e Energia e Ministério da Economia. Vide nota 10.	306.182
Eletrobras, Banco do Brasil e Banco do Brasil Banco de Investimentos	12/05/2021	Coordenação, Colocação e Distribuição Pública com esforços restritos, em regime de garantia firme, para a 3ª Emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, da Eletrobras. Vide nota 26.	675.000
Eletronuclear e BNDES	21/05/2021	Primeiro termo de aditamento ao contrato de estruturação de projetos que tem por finalidade a prestação de serviços técnicos de estruturação do modelo jurídico, econômico, e operacional de parceria junto à iniciativa privada para construção, manutenção e exploração da Usina Nuclear Angra 3.	129.246
CGT Eletrosul e Companhia Estadual de Transmissão de Energia Elétrica (CEEE-T)	21/05/2021	Aquisição pela CGT Eletrosul de 49% da participação detida pela CEEE-T na Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A. (FOTE).	83.101
Furnas e Banco da Amazônia (BASA)	17/08/2021	Contratação de operação de crédito através de emissão de Cédula de Crédito Bancário, sendo a taxa de juros 122,84% do CDI a.a., vide nota 26.	200.000
Furnas e Banco do Brasil (BB)	17/08/2021	Contratação de operação de crédito através de emissão de Nota de Crédito à Exportação, sendo a taxa de juros CDI + 2,25% a.a., vide nota 26.	600.000
Eletrobras e SPE Chapada do Piauí II	25/10/2021	Emissão de Fiança bancária por instituição financeira de mercado (Fiador) como uma garantia a ser prestada ao credor do contrato de financiamento da SPE Chapada do Piauí II, de acordo com obrigação previamente estabelecida no âmbito deste contrato de financiamento. A Eletrobras prestará contragarantia corporativa (Garantia Fidejussória) ao Fiador, garantindo as obrigações da SPE Chapada do Piauí II em caso de inadimplemento desta, viabilizando assim a emissão da fiança bancária. Vide nota 26.2	84.280
CGT Eletrosul e Companhia Estadual de Transmissão de Energia Elétrica (CEEE-T)	25/11/2021	Conforme o Contrato Definitivo de Compra e Venda de Ações (CDCVA), a CGT Eletrosul pagou à CEEE-T o valor de R\$ 217.551, tendo sido realizada a respectiva transferência das ações no Livro de Registro e Transferência de Ações da TSLE.	217.551
Eletrobras, Furnas, CGT Eletrosul, SPE Teles Pires e BNDES	08/12/2021	Aditivo a Contrato de Financiamento com o objetivo de formalizar a adesão da Beneficiária às condições do programa de <i>Standstill</i> promovido pelo BNDES. O programa de <i>standstill</i> supracitado está inserido entre as medidas emergenciais disponibilizadas pelo BNDES ao mercado desde março de 2020 para o enfrentamento dos efeitos adversos financeiros da pandemia do coronavírus.	571.000
Furnas e SPE Mata de Santa Genebra Transmissora S.A. (MSG)	10/12/2021	3ª emissão de debêntures simples e não conversíveis em ações, da espécie com garantia real, com garantia fidejussória adicional, em três séries, no montante de até R\$ 1.500.000 da MSG. A Escritura desta emissão de debêntures estabelece que haverá prestação de garantias por Furnas no âmbito desta emissão, no limite de sua participação acionária na Sociedade que corresponde a 49,9%. Vide nota 26.2	748.500
Chesf e Fundação Chesf de Assistência e Seguridade Social (Fachesf).	26/12/2021	Termo de Atualização de Compromisso Atuarial de Saldamento de Plano Fechado (em regime de extinção), tem por objeto determinar que o valor do compromisso atuarial assumido no contrato originário pela Patrocinadora passe a ser de R\$ 1.594.265, a preços de 31 de dezembro de 2020, relativo à parcela da Reserva de Benefícios Concedidos, não coberta pelo patrimônio, nos termos do item 101 e seus subitens do Regulamento do Plano de Benefício Definido (BD) da Fachesf.	1.594.265
Eletrobras e Eletronorte	29/12/2021	Celebração de Termo de Renegociação de Dívidas, oriundas de obrigações financeiras da Eletronorte com a Eletrobras, no valor total de R\$ 1.849.138.	1.849.138

46.2 - Transações com Entidades Governamentais

Além das operações com a União, a Eletrobras mantém transações com outras entidades governamentais, sob controle comum, no curso de suas operações. Os saldos das principais transações com estas entidades estão resumidos a seguir:

NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
	31/12/2021			31/12/2020		
	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
Direito de Ressarcimento						
Poder Público Federal	6.396.234	-	-	5.588.131	-	-
Cauções e depósitos vinculados - Poder Público Federal						
FIDC Infinity DI	29.323	-	-	89.501	-	-
Empréstimos e Financiamentos a Pagar - Poder Público Federal (a)						
Banco do Brasil	-	2.036.300	-	-	2.505.777	-
Caixa Econômica Federal	-	3.878.939	-	-	4.769.371	-
BNDES	-	5.126.501	-	-	5.245.281	-
Reserva Global de Reversão	-	1.950.629	-	-	2.314.672	-
BNB	-	1.053.997	-	-	-	-
Petrobras	-	5.527.830	-	-	7.121.333	-
FINEP	-	52.465	-	-	69.992	-
BASA	-	357.049	-	-	-	-
FIDC Infinity DI	-	28.269	-	-	326.778	-
Obrigações de Ressarcimento - Poder Público Federal (b)						
Tesouro Nacional - Itaipu	-	4.151.585	-	-	5.306.972	-
Despesas Financeiras - Poder Público Federal						
Banco do Brasil	-	-	(60.629)	-	-	(37.113)
Caixa Econômica Federal	-	-	(32.667)	-	-	(40.692)
BNDES	-	-	(45.665)	-	-	(25.718)
BNB	-	-	(63.225)	-	-	-
Petrobras	-	-	(262.797)	-	-	-
BASA	-	-	(5.968)	-	-	-
FINEP	-	-	(2.342)	-	-	(2.822)
FIDC Infinity DI	-	-	(17.678)	-	-	(29.822)
Receitas Financeiras - Poder Público Federal						
FIDC Infinity DI	-	-	3.215	-	-	1.829
Total	6.425.557	24.163.564	(487.756)	5.677.632	27.660.176	(134.338)

A seguir, identificam-se as principais transações com outras entidades governamentais:

(a) Empréstimos e financiamentos a pagar:

- Reforço de caixa e capital de giro

Empréstimo entre Banco do Brasil – BB e Furnas: Os contratos de empréstimos entre Furnas o BB tem como destinação dos recursos o reforço de caixa e do capital de giro.

- Aplicações na Usina Angra 3

Empréstimo entre CEF e Eletronuclear: Contrato entre a Eletronuclear e a CEF (contrato principal) para financiamento complementar de Angra 3, referente à importação de equipamentos e serviços.

Empréstimo entre o BNDES e Eletronuclear: Contrato de financiamento entre o BNDES e a Eletronuclear, com interveniência da Eletrobras destinados à implantação da usina Angra 3.

- Reserva Global de Reversão – RGR:

A Eletrobras era responsável pela gestão de recursos setoriais da RGR e outros. Em conformidade com a Lei nº 13.360/2016, regulamentada pelo Decreto nº 9.022/2017, e com o Despacho da ANEEL nº 1.079, de 18 de abril de 2017, a responsabilidade pelo orçamento, gestão e movimentação desses Fundos Setoriais foi transferida para a CCEE, desde 1º de maio de 2017.

- Operações com Petrobras:

Com a venda da controlada Amazonas Energia S.A, tornou-se eficaz a cessão de direitos da Amazonas Energia S.A. para a Eletrobras, referentes à CCC e a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, reconhecidos nas Demonstrações Financeiras da Distribuidora. A Eletrobras assumiu obrigações em valores equivalentes como empréstimos adquiridos, conforme condições estabelecidas na Resolução nº 20 do CPPI, de 08 de novembro de 2017 e alterações posteriores.

Garantia dos empréstimos:

A participação da Eletrobras como garantidora de empréstimos tomados por suas controladas pode ser observada em maiores detalhes na nota 26.2.

(b) Obrigações de ressarcimento – Itaipu:

Ativos (passivos) financeiros indenizáveis decorrentes da concessão Itaipu, maiores detalhes na nota 18, item b.

46.3 - Transações com controladas, controladas em conjunto e coligadas - Controladora

Abaixo se encontram resumidas as transações comerciais e respectivos saldos com partes relacionadas da Controladora:

	Saldos e Transações por Natureza - Controladora					
	31/12/2021			31/12/2020		
	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
Empréstimos e financiamentos (a)	5.301.263	-	-	10.506.018	-	-
Adiantamento para futuro aumento de capital (b)	3.932.463	-	-	1.223.108	-	-
Dividendo a receber	5.013.710	-	-	4.683.178	-	-
Créditos com Controladas - CCD's (c)	1.974.022	-	-	2.230.317	-	-
Outros Ativos	114.618	-	-	107.964	-	-
Provisões	-	849.766	-	-	1.129.242	-
Fundo de Descomissionamento	-	2.055.713	(78.680)	-	1.842.034	(405.281)
Outros Passivos	-	62.525	-	-	-	-
Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial (d)	-	-	808.438	-	-	3.099.448
Taxas	-	-	(3.783)	-	-	(4.001)
Total	16.336.076	2.968.004	725.975	18.750.585	2.971.276	2.690.166

	Saldos e Transações por Entidade - Controladora					
	31/12/2021			31/12/2020		
	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
Controladas						
Furnas	1.666.119	-	195.093	2.039.113	-	192.291
Eletrobrás (e)	6.518.079	-	(113.454)	4.139.400	-	408.757
Amazonas GT (e)	-	-	-	2.270.943	-	130.984
Eletrobrás (f)	4.221.566	2.118.238	11.187	1.784.950	1.842.034	(280.524)
CGT Eletrosul	1.648.759	-	120.129	1.823.618	-	18.092
Chesf	1.299.219	-	143.551	1.801.006	-	78.052
Eletropar	5.330	-	109	9.448	-	88
	15.359.072	2.118.238	356.615	13.868.478	1.842.034	547.740
Controladas em conjunto e coligadas						
Itaipu Binacional	732.954	-	596.346	4.241.949	-	2.120.648
Fundação Eletrobrás de Seguridade Social – Eletros	-	849.766	(3.783)	-	1.129.242	(4.001)
Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia S.A.	-	-	-	157.993	-	19.015
Lajeado Energia S.A.	101.320	-	-	100.280	-	-
CEB Lajeado S.A.	17.270	-	-	12.150	-	-
Paulista Lajeado Energia S.A.	5.371	-	-	15.202	-	-
Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D	76	-	406	10.270	-	770
Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT	-	-	-	15.897	-	-
Companhia Estadual de Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-T (g)	19.961	-	-	-	-	-
Companhia Estadual de Geração de Energia Elétrica - CEEE-G (g)	18.598	-	-	-	-	-
Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista S.A. - CTEEP	81.452	-	1	236.193	-	5.978
Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A. - EMAE	2	-	-	92.173	-	-
Rouar	-	-	342	-	-	16
	977.004	849.766	593.312	4.882.107	1.129.242	2.142.426
Total	16.336.076	2.968.004	949.927	18.750.585	2.971.276	2.690.166

A seguir, identificam-se as condições das principais transações realizadas com partes relacionadas da Controladora:

(a) Empréstimos e financiamentos:

Itaipu Binacional

Conforme convencionado no Tratado de Itaipu, os recursos necessários aos estudos, construção e operação da central elétrica e das obras e instalações auxiliares, serão supridos pela Eletrobras e pela *Administración Nacional De Electricidad* – ANDE, ou obtidos pela Itaipu mediante a operação de crédito. Os principais contratos firmados com a Eletrobras são relativos a:

- Refinanciamento dos saldos devedores vencidos e a vencer de toda a dívida da Itaipu por contratos de financiamentos com a Eletrobras;
- Financiamento do custo dos investimentos remanescentes do Plano de Conclusão de Obras;
- Financiamento da instalação das duas últimas unidades geradoras da Itaipu; e

- Cobertura do custo total do Programa de Investimentos Complementares – PIC.

CGT Eletrosul

Os financiamentos cedidos pela Eletrobras destinaram-se à viabilização da construção da UTE Candiota III (Fase C) e, também, para viabilizar as compras de energia que a controlada CGT Eletrosul necessitou nos últimos anos.

- (b) Adiantamentos para futuros aumentos de capital: As informações referentes aos AFAC estão demonstradas na nota 19;
- (c) Outros ativos: Cessão de Crédito – Eletronorte: Referente aos créditos da CCC de determinadas distribuidoras transferidos à Eletrobras que serão pagos pela controlada Eletronorte, corrigidos até a data do pagamento. O total atualizado desses créditos em 31 de dezembro de 2021 é de R\$ 1.974.022 (R\$ 2.147.136 em 31 de dezembro de 2020);
- (d) Receitas de juros, comissões, taxas e variação cambial: Partes desses valores são referentes aos encargos financeiros sobre empréstimos de acordo com a nota 26 e parte refere-se à variação cambial decorrente das operações de Itaipu, cujos detalhes encontram-se na nota 18;
- (e) A Eletrobras realizou no exercício aportes na Eletronuclear, por meio de novos adiantamentos para futuro aumento de capital, para posterior integralização de capital. Para maiores informações, vide nota 19;
- (f) Em julho de 2021 a Amazonas GT foi incorporada pela Eletronorte; e
- (g) A Coligada Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – “CEEE GT” foi cindida entre a Companhia Estadual de Transmissão de Energia Elétrica – “CEEE T” e a Companhia Estadual de Geração de Energia Elétrica – “CEEE G” em abril de 2021.

46.4 - Transações com coligadas e controladas em conjunto – Consolidado

Abaixo se encontram resumidas as transações comerciais e respectivos saldos com partes relacionadas do consolidado:

	Saldos e Transações por Natureza - Consolidado					
	31/12/2021			31/12/2020		
	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
Clientes	72.415	-	-	59.147	-	-
Contas a receber	2.436	-	-	20.628	-	-
Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	1.540	-	-
Dividendos / JCP a receber	425.888	-	-	333.997	-	-
Empréstimos e financiamentos	688.884	-	-	4.296.503	-	-
Outros Ativos	106.679	-	-	48.649	-	-
Fornecedores	-	46.382	-	-	44.279	-
Provisões	-	849.766	-	-	1.129.242	-
Contribuições previdenciárias	-	18.797	-	-	-	-
Contratos de dívidas atuariais	-	891.726	-	-	-	-
Obrigações diversas	-	9.933	-	-	-	-
Empréstimos e financiamentos	-	17.310	-	-	-	-
Contas a pagar	-	141.914	-	-	29.877	-
Outros passivos	-	216	-	-	1.901	-
Receita de uso de Energia Elétrica	-	-	206.983	-	-	394.725
Receita de venda de energia	-	-	146.987	-	-	85.315
Receitas de prestação de serviços	-	-	111.445	-	-	116.580
Outras receitas	-	-	313.405	-	-	12.649
Compra de Energia Elétrica	-	9.222	(821.623)	-	-	(809.451)
Encargos de Uso da Rede	-	-	(51.517)	-	-	(93.536)
Taxas	-	-	(3.783)	-	-	(4.001)
Outras Despesas	-	-	(438.426)	-	-	(327.528)
Receitas de Juros, Comissões e Taxas e Variação Cambial	-	-	373.142	-	-	2.140.449
Receitas Financeiras	-	-	691	-	-	437
Despesas Financeiras	-	-	(11.679)	-	-	-
Despesas atuariais	-	-	(56.712)	-	-	-
Total	1.296.302	1.985.266	(231.087)	4.760.464	1.205.299	1.515.639

Saldos e Transações por Entidade - Consolidado

	31/12/2021			31/12/2020		31/12/2020
	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
Associação de Assistência à Saúde - ELOSAÚDE	-	108	(30.248)	-	-	-
Baguari Energia S.A.	6.538	-	101	355	-	450
Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. - BMTE	37.964	3.187	17.672	34.674	2.738	(50.568)
Brasil Ventos Energia S.A.	-	-	92	-	-	-
Caldas Novas Transmissão S.A.	1.905	2	728	483	2	692
CEB Lajeado S.A.	17.270	-	-	12.150	-	-
Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D	76	-	406	10.270	-	770
Companhia Estadual de Geração de Energia Elétrica - CEEE-G	18.598	-	-	-	-	-
Companhia Estadual de Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-T	19.961	-	-	-	-	-
Chapecoense Geração S.A.	740	-	-	740	-	-
Companhia Energética Sinop S.A. - SINOP	834	411	(1.219)	1.071	772	(5.207)
Companhia Hidrelétrica Teles Pires S.A. - CHTP	4.030	17.906	(161.037)	4.996	17.221	(149.448)
Centro de Soluções Estratégicas S.A.	-	-	-	1.697	-	3.445
Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista S.A. - CTEEP	81.452	-	-	-	-	-
Empresa de Energia São Manuel S.A.	1.049	2.738	(6.976)	1.446	3.440	(95.137)
Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A. - EMAE	2	-	-	92.174	-	-
Energia Olímpica S.A.	-	-	-	-	-	(1.673)
Energética Águas das Pedras S.A. - EAPSA	22.187	-	-	-	-	-
Enerpeixe S.A.	420	8.816	(116.938)	12.259	10.249	(112.221)
Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia S.A.	-	-	-	85.838	-	19.015
Energia Sustentável do Brasil S.A. - ESBR	15.121	34.011	(393.843)	15.276	34.380	(368.612)
Foz do Chapecó Energia S.A.	3.356	-	41.712	959	-	11.098
Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A. - FOTE (a)	-	-	473	341	2	428
Fundação Eletrosul de Previdência e Assistência Social - ELOS	55	61.091	(46.051)	-	-	-
Fundação CEEE de Seguridade Social	-	-	(2.691)	-	-	-
Fundação Real Grandeza - FRG	934	151.371	(314.129)	-	-	-
Fundação Eletrobrás de Seguridade Social - Eletros (b)	-	849.766	(3.783)	-	1.129.242	(4.001)
Goiás Transmissão S.A.	10.594	157	(1.744)	8.146	134	(1.607)
Interligação Elétrica Garanhuns S.A. - IE Garanhuns	14.453	480	(3.484)	8.055	263	(3.404)
Interligação Elétrica do Madeira S.A. - IE Madeira	60.238	3.942	(81.643)	5.717	3.719	(139.669)
Itaipu Binacional (c)	732.954	-	372.394	4.241.949	-	2.120.648
Lago Azul Transmissão S.A.	838	10	(4.549)	132	9	6.514
Lajeado Energia S.A.	101.318	-	-	100.280	-	-
Madeira Energia S.A. - MESA	-	-	66.373	-	-	9.796
Manaus Construtora LTDA	31.495	-	-	23.298	-	-
Mata de Santa Genebra Transmissão S.A.	13.999	663	44.705	438	659	(128.619)
MGE Transmissão S.A.	10.518	112	(898)	5.634	78	(720)
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A. - NBTE (d)	-	-	-	80	605	(7.738)
Norte Energia S.A. - NESA	31.549	-	198.154	39.854	-	171.256
NUCLEOS - Instituto de Seguridade Social	-	849.525	(11.878)	-	-	-
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	4.997	359	(4.116)	6.163	338	(3.834)
Paulista Lajeado Energia S.A.	5.371	-	-	-	-	-
Retiro Baixo Energética S.A.	7.072	-	-	5.083	-	-
Rouar	-	-	342	-	-	16
Santo Antônio Energia S.A.	12.737	-	198.268	19.725	811	230.628
Serra Facão Energia S.A.	2.281	-	(1.983)	-	-	68
Sistema de Transmissão Nordeste S.A. - STN	9.896	368	509	344	365	(1.514)
Tijó Participações e Investimentos S.A.	7.152	-	11.407	1.187	-	12.524
Transenergia Goiás S.A.	50	31	2.459	46	28	2.003
Transenergia São Paulo S.A.	2.691	31	(263)	14.760	24	(272)
Transenergia Renovável S.A.	3.435	44	(510)	520	42	(479)
Transnorte Energia S.A.	143	14	689	134	11	764
Triângulo Mineiro Transmissora S.A.	11	58	(1.077)	11	90	(1.108)
Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A. - TSLE	-	-	1.544	4.162	17	1.428
Vale do São Bartolomeu Transmissora de Energia S.A.	18	65	(55)	17	60	(73)
Total	1.296.302	1.985.266	(231.087)	4.760.464	1.205.299	1.515.639

A seguir, identificam-se as principais transações realizadas com partes relacionadas do consolidado:

(a) A CGT Eletrosul incorporou a FOTE em agosto de 2021;

(b) Eletros - Fundação Eletrobras de Seguridade Social: em 31 de dezembro de 2021, o saldo das provisões de benefícios aos empregados totaliza R\$ 849.766 (R\$ 1.129.242 em 31 de dezembro de 2020);

(c) Itaipu: Estão atrelados ao empréstimo descritos na nota 11 (a), as receitas de juros, comissões, taxas e variação cambial decorrem principalmente dos encargos financeiros e pela variação cambial das operações de Itaipu, cujos detalhes podem ser observados na nota 18; e

(d) Em 2021 a Controlada Eletronorte alienou totalmente sua participação na Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.

46.4.1 - Abaixo se encontram as principais transações significativas acerca do uso de rede de transmissão, compra de energia ou prestação de serviços:

Enerpeixe S.A.: Contratos de compra de energia como estratégia de mitigação dos efeitos do GSF na Companhia;

Energia Sustentável do Brasil S.A.: Contratos celebrados para disponibilização do sistema de transmissão e compra de energia, bem como o contrato bilateral de ACL, relativo à compra de energia, com início de vigência em 1º de março de 2013 e fim da vigência em 15 de janeiro de 2035, com volume contratado médio de 107,596 MW méd;

Norte Energia S.A.: Contrato de prestação dos serviços de manutenção e operação das usinas Belo Monte e Pimentel, e disponibilização das redes de transmissão;

Santo Antônio Energia S.A.: Contratos celebrados para disponibilização e uso do sistema de transmissão e compra de energia em decorrência do agravamento do risco hidrológico; e

Companhia Hidrelétrica Teles Pires S.A.: Contratos celebrados para disponibilização do sistema de transmissão e compra de energia, bem como cobrança do uso da rede do sistema de transmissão.

Informações referentes aos empréstimos cedidos pela Eletrobras às suas controladas, controladas em conjunto e coligadas estão demonstradas na nota 11.

Prática contábil

A Companhia elimina nas demonstrações contábeis consolidadas, as transações e os saldos intercompanhias existentes com partes relacionadas, exceto em relação àqueles entre Eletrobras e suas controladas mensuradas ao valor justo por meio do resultado.

De acordo com sua política, a Companhia pode realizar transações com partes relacionadas para aproveitar sinergias e alcançar eficiência operacional, melhorando assim, seu resultado conjuntamente considerado. Sendo realizadas a preços e condições definidos entre as partes, que levam em consideração as condições que poderiam ser praticadas no mercado com partes não relacionadas, garantindo que não haja negócios que beneficiem exclusivamente uma das parte.

Os processos negocial e decisório devem ser efetivos, independentes e dotados de comutatividade ou de pagamento compensatório adequado. Assim, evita-se o favorecimento indevido da parte relacionada em detrimento do interesse da sociedade.

46.5 - Remuneração do pessoal chave

A remuneração do pessoal chave da Companhia (membros da Diretoria Executiva, Conselho de Administração e Conselho Fiscal) é como segue:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Benefícios de curto prazo	8.894	8.572	37.921	38.903
Benefícios pós-emprego	436	444	436	444
Outros benefícios de longo prazo	1.296	383	1.296	383
Benefícios de rescisão de contrato de trabalho	-	-	-	41
Total	10.626	9.399	39.653	39.771

A remuneração máxima, mínima e média dos dirigentes, empregados e conselheiros pode ser observada abaixo:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Remuneração de dirigentes				
Maior remuneração de administradores	52	52	84	72
Menor remuneração de administradores	50	50	25	25
Remuneração média de administradores	51	51	40	38
Remuneração de empregados				
Maior remuneração de empregados	64	58	77	93
Menor remuneração de empregados	5	4	2	2
Remuneração média de empregados	18	16	13	12

Prática contábil

As remunerações totais dos dirigentes e dos empregados da Companhia têm por base as diretrizes estabelecidas pela Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais - SEST, do Ministério da Economia, e pelo Ministério de Minas e Energia, nos quais são divulgadas a maior remuneração, a menor remuneração e a remuneração média de cada uma dessas categorias.

NOTA 47 – ATIVOS MANTIDOS PARA VENDA

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Geração	289.331	289.331	387.690	289.331
Total de ativos classificados como mantidos para venda	289.331	289.331	387.690	289.331
Geração	-	-	168.381	-
Total de passivos classificados como mantidos para venda	-	-	168.381	-

O quadro abaixo demonstra as SPEs classificadas como mantidas para venda em 31 de dezembro de 2021:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Geração				
Chapada Piauí I	124.484	124.484	124.484	124.484
Chapada Piauí II	164.847	164.847	164.847	164.847
Livramento Holding S.A. (a)	-	-	98.359	-
Total Ativo	289.331	289.331	387.690	289.331
Geração				
Livramento Holding S.A. (a)	-	-	168.381	-
Total Passivo	-	-	168.381	-

(a) Em abril de 2021, foi aprovada a adesão da CGT Eletrosul ao Decreto nº 9.188/2017 para desinvestimento da SPE Livramento.

Os principais ativos e passivos classificados como mantido para venda em 31 de dezembro de 2021 e 2020 estão demonstrados a seguir:

Geração:

	31/12/2021		
	Eletrobras	CGT Eletrosul	Total
Investimentos	289.331	-	289.331
Outros ativos	-	98.359	98.359
Total de ativos classificados como mantidos para venda	289.331	98.359	387.690
Outros passivos	-	168.381	168.381
Total de passivos classificados como mantidos para venda	-	168.381	168.381

	31/12/2020		
	Eletrobras	CGT Eletrosul	Total
Investimentos	289.331	-	289.331
Total de ativos classificados como mantidos para venda	289.331	-	289.331

47.1 – Alienação da Norte Brasil Transmissora de Energia S.A. – NBTE

Em junho de 2021, o Conselho de Administração da Eletronorte aprovou a alienação da participação societária na NBTE. Posteriormente, em setembro, foi concluída a operação de venda conjunta (*tag along*) das ações da NBTE, da controlada Eletronorte para a Leovac Participações S.A. - Leovac (pertencente a Ontario Teachers' Pension Plan Board - OTPP). Esta venda conjunta foi originada após a Leovac adquirir 100% das ações da Evoltz Participações S.A., esta última, proprietária de 51% das ações da NBTE. Pela venda, a Eletronorte recebeu o valor de R\$ 740.382, impactando negativamente o resultado em R\$ 108.092.

Prática contábil

Os ativos não circulantes e os grupos de ativos são classificados como mantidos para venda caso o seu valor contábil seja recuperado principalmente por meio de uma transação de venda e não através do uso contínuo. Essa condição é atendida somente quando o ativo (ou grupo de ativos) estiver disponível para venda imediata em sua condição atual, sujeito apenas a termos usuais para venda desse ativo (ou grupo de ativos), e sua venda for considerada altamente provável. A Administração deve estar comprometida com a venda, a qual se espera que possa ser concluída dentro de um ano a partir da data de classificação.

Os ativos não circulantes (ou o grupo de ativos) classificados como destinados à venda são mensurados pelo menor valor entre o contábil anteriormente registrado e o valor esperado de alienação.

NOTA 48 – EVENTOS SUBSEQUENTES

48.1. Ressarcimento do ativo imobilizado em curso – AIC

Em janeiro de 2022, o Conselho de Administração da Eletrobras deliberou pela aprovação do valor apurado do AIC ressarcível da Ceron, atual Energisa Rondônia, no montante de R\$ 121.000. Além disso, também foi aprovada a assinatura do Contrato de Ressarcimento do AIC a ser celebrado pela Eletrobras, distribuidora e Energisa. Conforme definido no Contrato de Compra e Venda de Ações e Outras Avenças, a Energisa Rondônia irá realizar o pagamento do valor apurado do AIC ressarcível em 60 parcelas, com o saldo devedor sendo corrigido por 111% da taxa Selic.

48.2. Aumento de capital Eletronorte

Em janeiro de 2022, o Conselho de Administração da Eletrobras aprovou a proposta de aumento do capital social da Eletronorte em R\$1.930.115, mediante a emissão de 13.951.250 novas ações ordinárias nominativas, a serem subscritas e integralizadas pela Eletrobras com as ações ordinárias que detém na Norte Energia S.A. – NESA, equivalente a 15% do capital social. Com a operação citada, a Eletrobras deixará de deter participação direta na NESA e permanecerá com a participação indireta de 49,98%, por meio das controladas Eletronorte e Chesf.

48.3. Convênio Benefício Saúde

Em janeiro de 2022, a Chesf e Fachesf assinaram o 2º Aditivo do Contrato de Convênio CVNE-70.2020.2771.00. O 2º aditivo determina o compartilhamento da estrutura necessária à oferta dos serviços assistenciais, de saúde e de medicina do trabalho, decorrentes do PAP, de responsabilidade da Chesf, e do Fachesf-Saúde, de responsabilidade da Fachesf, bem como dos serviços médicos ambulatoriais. O valor total previsto para execução das atividades discriminadas neste convênio é de R\$ 57.875 e correspondem aos custos inerente às atividades previstas e será despendido durante os 6 meses de execução previstos neste convênio, sendo os valores pagos mensalmente conforme a realização dos serviços contratados.

48.4. Acordo de Leniência

Em fevereiro de 2022, a Companhia aderiu ao Acordo de Leniência para fins de ressarcimento em relação aos empreendimentos dos quais participa, direta ou indiretamente. Abaixo, as empresas da Companhia que estão sendo beneficiadas pelo referido acordo e os respectivos valores a receber, em 16 parcelas anuais a serem corrigidas pela SELIC.

Empresas	Saldo a receber
Eletrobras	9.866
Chesf	9.866
Eletronorte	13.141
Furnas	63.065
Eletronuclear	43.674
Total	139.612

48.5. Retomada das obras - Angra 3

Em fevereiro de 2022, a controlada Eletronuclear assinou o contrato de prestação de serviços que permite a retomada das obras da Usina Nuclear de Angra 3, no âmbito do Plano de Aceleração do Caminho Crítico entre a Eletronuclear e o consórcio formado por Ferreira Guedes, Matricial e ADtranz. Entre as principais medidas que constam no Plano está a conclusão da superestrutura de concreto do edifício do reator de Angra 3. Posteriormente, será realizada a licitação para contratar a empresa ou o consórcio que vai finalizar as obras civis e a montagem eletromecânica da usina.

48.6. Contrato para fornecimento de aerogeradores

Em fevereiro de 2022, a controlada CGT Eletrosul celebrou contratos com a WEG S.A, por meio da WEG Equipamentos Elétricos S.A, para o fornecimento de 72 aerogeradores de 4,2 MW, incluindo logística, montagem e comissionamento, além dos serviços de operação e manutenção, com o valor de aproximadamente R\$ 2.100.000. Estes aerogeradores serão instalados no Parque Eólico Coxilha Negra, totalizando 302,4 MW de capacidade instalada.

48.7. Retificação das Revisões Periódicas de 2018 da RAP

Em fevereiro de 2022, a ANEEL divulgou, por meio da Nota Técnica nº 13/2022-SGT/ANEEL, a retificação dos resultados das revisões periódicas de 2018 da RAP das concessionárias de transmissão prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783/2013.

As diferenças financeiras relativas aos ciclos tarifários 2020/2021 e 2021/2022, em função da retificação, serão consideradas na forma de Parcela de Ajuste no ciclo 2022/2023.

Os reflexos das revisões das RAPs serão registrados contabilmente logo após a ANEEL publicar a resolução homologatória para o ciclo 2022/2023, momento em que a Companhia conhecerá os reflexos financeiros definitivos decorrentes da retificação das revisões periódicas de 2018.

48.8. Guerra Rússia x Ucrânia

Em fevereiro de 2022, a Rússia deu início à invasão da Ucrânia, iniciando o conflito entre os dois países. Além dos efeitos diretos originados pela luta bélica, a guerra naturalmente afeta a economia da região envolvida, atingindo, portanto, as operações das empresas que lá atuam. No entanto, a Companhia atualmente, não tem dependência de bens e serviços com entidades situadas na região do conflito, para cumprimento das suas atividades.

Em setembro de 2021, a Eletronuclear e a estatal russa de energia atômica Rosatom celebraram um memorando de entendimento não vinculante para trocar informações sobre novos projetos de usinas nucleares de larga escala. O acordo também inclui intercâmbio de dados sobre pequenos reatores modulares terrestres e flutuantes, ciclo de combustível nuclear, suporte no ciclo de vida de novas usinas, além de extensão da vida útil e desenvolvimento tecnológico relacionado ao setor nuclear. O acordo não abrange nenhum dos projetos atualmente em curso pela Eletronuclear.

O memorando citado é um instrumento meramente de cooperação e troca de informações, não implicando em qualquer compromisso contratual ou financeiro para qualquer uma das partes.

Considerando os relatos acima, a Companhia avalia que o conflito na Ucrânia não trará impactos para os seus custos de aquisição de combustível nuclear.

Rodrigo Limp Nascimento

Presidente

Elvira Cavalcanti Presta

Diretora Financeira e de Relações com Investidores

Luiz Augusto Pereira de Andrade Figueira

Diretor de Gestão e Sustentabilidade

Camila Gualda Sampaio Araújo

Diretora de Governança, Riscos e Conformidade

Márcio Szechtman

Diretor de Transmissão

Pedro Luiz de Oliveira Jatobá

Diretor de Geração

Marcos Lopes

Contador - CRC-RJ 100854/O