

DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

2022



ÍNDICE

Relatório da Administração	Pág.
Mensagem da Administração	1
Capitalização das Empresas Eletrobras	3
Prêmios e Reconhecimentos	3
Geração e Transmissão de Energia Elétrica	3
Geração	4
Modernização do Sistema de Geração	8
Usina Termelétrica	9
Geração Distribuída	9
Transmissão	9
Qualidade do Fornecimento	32
Tecnologia da Informação	35
Novos Negócios e Parcerias	36
Composição Acionária	36
Relacionamento com Acionistas	36
Investimentos	36
Conjuntura Econômica	37
Desempenho Econômico-Financeiro	38
Relacionamento com Auditores Independentes	43
Gestão	43
Informações de Natureza Social e Ambiental	52
 Demonstrações Financeiras	
 Balanço Patrimonial	
Ativo	54
Passivo e Patrimônio Líquido	55
Demonstração do Resultado	56
Demonstração do Resultado Abrangente	57
Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido	58
Demonstração do Fluxo de Caixa	59
Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis Regulatórias	60
Composição da Diretoria e dos Conselhos de Administração e Fiscal	127
Parecer dos Auditores Independentes	

MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

Inauguramos um novo tempo na Eletrobras Chesf. Em 2022, iniciamos o processo de mudança e adequação organizacional que irá redirecionar o rumo da companhia. Concluímos, em junho, a capitalização da Eletrobras, que diluiu a participação direta e indireta da União na composição acionária da organização, desestatizando-a e transformando-a em uma corporação, ou seja, uma companhia sem controlador definido.

A mudança cria um marco na trajetória de 75 anos da companhia, nascida como a primeira empresa pública do setor elétrico do Brasil. A desestatização revoluciona a forma de condução da Eletrobras Chesf, com impactos positivos em nossa capacidade de investimento e, principalmente, na criação de sinergias e oportunidades de negócio que poderão impulsionar o crescimento sustentável das subsidiárias que fazem parte da Eletrobras holding.

Trata-se de uma verdadeira transformação na forma de gestão e na cultura organizacional da companhia. Uma nova etapa em que a mentalidade de todos se volta para a eficiência, para a meritocracia e para a geração de resultados sustentáveis que assegurem a perenidade de nossos negócios, a partir de um novo paradigma de relacionamento com os stakeholders, sempre pautado pela ética, integridade, transparência e em *compliance* com as normas e arcabouço legal de onde atuamos.

Planejamos e implementamos as ações de curto prazo necessárias para adequação de nossos processos e normas e mapeamos os desafios estratégicos da nova Eletrobras Chesf, considerando as tendências do mercado de energia, diante do novo cenário organizacional.

Ingressamos, de fato, em uma nova fase, em que o relacionamento com fornecedores e com colaboradores deixa de ser norteado por regras que regem o funcionamento de empresas estatais, como as leis de licitação ou de realização de concursos para contratação de pessoas, passando a operar de acordo com as práticas de mercado. Isso significa mais celeridade e eficiência para uma série de iniciativas de negócios, renovação e digitalização de nossos ativos de geração e transmissão - todas englobadas em um novo plano de expansão, que abrange, inclusive, o Programa de Modernização das Instalações de Geração, lançado em 2021.

Renovamos, também, nossos marcos estratégicos, lançando olhares de longo prazo e visando ser parte importante da engrenagem da Eletrobras holding, com alinhamento, sinergia e objetivando ganharmos ainda mais protagonismo como um dos maiores players do mercado global de energia sustentável. Na Eletrobras Chesf, seguiremos gerando a partir de fontes renováveis e com baixa emissão de gases de efeito estufa, características de nosso parque - eólicas, solares e hídricas -, além de investirmos em soluções inovadoras como hidrogênio verde, hibridização de plantas e tecnologias para armazenamento de energia.

Com a desestatização, todo esse diversificado parque gerador estará, de maneira gradual, disponível para comercialização no mercado livre de energia. Os novos contratos de concessão de nossas usinas hidrelétricas, assinados após a capitalização, têm duração de 30 anos e preveem a descotização da energia gerada nesses empreendimentos ao ritmo de 20% por ano, com início em 1º de janeiro de 2023.

Adentramos, com a descotização de ativos, em um novo período de relacionamento com o mercado, que nos impõe uma necessidade de ampliação e diversificação da base de clientes, além de maior interação com eles. Essas mudanças requerem um aprimoramento do modelo de negócios e de precificação na companhia.

Em um cenário de concorrência acirrada, seguimos investindo em pesquisa e desenvolvimento e ampliando nosso relacionamento com o ecossistema de inovação brasileiro. Intensificamos as iniciativas com startups e com centros de tecnologia, para encontrarmos soluções modernas e condizentes com o momento em que vivemos, no qual a atuação empresarial necessariamente deve ser dinâmica, adaptativa e sustentável, sempre voltada para enfrentar as mudanças climáticas e promover a preservação do meio ambiente.

Na Eletrobras Chesf estamos prontos para isso. Essa nova fase da companhia começou num momento em que, felizmente, contamos com reservatórios cheios. Tivemos aumento em nossos índices de disponibilidade da geração de energia e obtivemos resultados operacionais e financeiros muito positivos.

Importante registrar nosso agradecimento a todos os colaboradores. Somente foi possível entregar esses resultados em função do profissionalismo, da competência técnica e do compromisso de cada um dos colegas que atuaram juntos.

Nas páginas seguintes, apresentamos de forma detalhada os principais resultados e projetos que desenvolvemos em 2022, considerando seus aspectos e impactos ambientais, sociais e de governança corporativa. Trazemos essas informações como signatários do Pacto Global da Organização das Nações Unidas (ONU) e como empresa comprometida com seus dez princípios relacionados a direitos humanos, trabalho, meio ambiente e anticorrupção. Dessa maneira, retratamos nosso desempenho do ano e como nos preparamos, com energia renovada, para construir a Eletrobras Chesf do futuro.

Boa leitura,

Fábio Lopes Alves

Presidente da Eletrobras Chesf

Elvira Baracuhy Cavalcanti Presta

Presidente do Conselho de Administração

CAPITALIZAÇÃO DAS EMPRESAS ELETROBRAS

Em 2022, ano em que completou seis décadas de existência, a Eletrobras passou por um dos momentos mais relevantes de sua história, alterando de maneira significativa a forma como a companhia é gerida: o processo de capitalização da empresa, com o lançamento de mais de 800 milhões de novas ações no mercado e a diluição da participação da União de 51% para 45%.

Em 14 de junho, foi realizada a cerimônia na sede da B3, a bolsa de valores brasileira, em São Paulo (SP), que simbolizou o início da nova fase da Eletrobras. O processo de capitalização, realizado com uma oferta pública de ações, movimentou R\$ 33,68 bilhões, com recursos de investidores de diferentes partes do mundo. Contou, ainda, com a inclusão de 370 mil trabalhadores brasileiros na composição acionária da companhia, que participaram da iniciativa aportando, ao todo, R\$ 6 bilhões oriundos de suas reservas no Fundo de Garantia do Tempo de Serviço (FGTS).

A capitalização resultou na privatização da Eletrobras, uma vez que a União deixou de ser majoritária no controle da empresa. Dessa maneira, a companhia se tornou uma corporação, estrutura societária e de gestão organizacional na qual não há um único sócio-controlador. Como consequência, em 17 de junho, foram celebrados com o Governo Federal os novos contratos de concessão de geração de energia elétrica para 22 usinas hidrelétricas (UHEs), atendendo a todas as condições do processo de desestatização.

PRÊMIOS E RECONHECIMENTOS

Em 2022, a Eletrobras Chesf recebeu os seguintes prêmios, reconhecimentos e certificações:

- Reconhecimento da Childhood Brasil pelo cumprimento de todos os requisitos estabelecidos pelo Programa Na Mão Certa para o ano de 2022.
- A Regional Salvador é reconhecida em mais uma edição do Selo da Diversidade Étnico-Racial 2022, concedido pela Prefeitura Municipal do Salvador, através da Secretaria de Reparação, fruto do compromisso das políticas de combate ao racismo no ambiente de trabalho.
- As empresas Eletrobras receberam o Selo Bloomberg Gender-Equality Index 2022, integrando o grupo de 418 instituições, em 45 países e regiões, que estão comprometidas com a transparência na divulgação de dados sobre igualdade de gênero.
- As duas usinas de maior porte do parque gerador da Companhia, Xingó e Paulo Afonso IV, mantiveram seus certificados na norma ISO 45001:2018, pela Certificadora Brasileira de Gestão, que traz como foco a melhoria do desempenho em termos de saúde e segurança do trabalho, sendo essas as primeiras usinas entre as empresas Eletrobras a conseguirem essa certificação. Outra conquista de 2022, foi certificação ISO 45001:2018, pela mesma certificadora, para a usina hidrelétrica Boa Esperança (PI).
- A Operação da Eletrobras Chesf manteve a Certificação ISO 9001:2015 em todos os processos dos seus 13 órgãos e suas Instalações que compõem o Sistema Organizacional da Operação;
- A Eletrobras Chesf obteve a certificação ISO 55001:2014 pela Fundação Vanzolini, por meio da implementação e manutenção do Sistema de Gestão de Ativos de Transmissão e Geração de Energia Elétrica operados e mantidos pela Chesf, considerando as subestações, linhas de transmissão e parques de geração hidráulica, eólica e solar, incluindo os sistemas de automação, proteção e telecomunicações.

GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Atualmente, as usinas e linhas de transmissão da Outorgada atendem parcialmente a nove estados da região Nordeste, sendo a energia necessária para suprir esta região, fornecida também por geração eólica e solar. Devido a sazonalidade das fontes de geração de energia, eventualmente a região Nordeste se comporta como uma região exportadora de energia para as demais regiões do País ou importadora.

Para atender aos requisitos inerentes à operação de seus ativos de geração e transmissão, a Outorgada possui 4 (quatro) Centros de Operação de Sistema, responsáveis pela supervisão, comando e execução da operação das suas usinas e subestações.

GERAÇÃO

Em 31/12/2022, a Concessionária detinha 10.460,43 MW em base de controladora (propriedade integral) e 2.642,95 MW equivalentes por meio da participação em SPEs, conforme Tabela 1 a seguir:

Tabela 1 - Parque Gerador – Características Físicas

sina	Potência Instalada (MW)	Garantia Física (MW Médios)	Propriedade	Potência Instalada (MW) Proporc.	Garantia Física (MW Médios) Proporc.	Início de Operação Comercial	Vencimento da Outorga
Integral e Compartilhada	10.460,43	5.801,35		10.460,43	5.801,35		
UHE Paulo Afonso I	180,001	2.113,80 (*)	100,00%	180	2.113,80 (*)	dez/54	jun/52
UHE Paulo Afonso II	443		100,00%	443		out/61	jun/52
UHE Paulo Afonso III	794,2		100,00%	794,2		out/71	jun/52
UHE Paulo Afonso IV	2.462,40		100,00%	2.462,40		dez/79	jun/52
UHE Apolônio Sales	400		100,00%	400		abr/77	jun/52
UHE Luiz Gonzaga	1.479,60	911,1	100,00%	1.479,60	911,1	jun/88	jun/52
UHE Xingó	3.162,00	2.042,40	100,00%	3.162,00	2.042,40	dez/94	jun/52
UHE Sobradinho	1.050,30	504,5	100,00%	1.050,30	504,5	nov/79	jun/52
UHE Boa Esperança	237,3	135,9	100,00%	237,3	135,9	out/70	jun/52
UHE Funil	30	10,91	100,00%	30	10,91	ago/62	jun/52
UHE Pedra	20,007	3,74	100,00%	20,01	3,74	nov/78	jun/52
UHE Curemas	3,52	1	100,00%	3,52	1	jan/57	nov/24
UEE Casa Nova II	32,9	9,4	100,00%	32,9	9,4	nov/17	mai/49
UEE Casa Nova III	28,2	9,4	100,00%	28,2	9,4	dez/17	mai/49
UEE Casa Nova A	27	6,8	100,00%	27	6,8	set/20	jun/54
UEE Acauã	6	3,1	100,00%	6	3,1	nov/19	abr/49
UEE Angical 2	10	5,1	100,00%	10	5,1	set/19	abr/49
UEE Arapapá	4	2,2	100,00%	4	2,2	nov/19	abr/49
UEE Caititu 2	10	5,1	100,00%	10	5,1	jan/20	abr/49
UEE Caititu 3	10	4,7	100,00%	10	4,7	jan/20	abr/49
UEE Carcará	10	4,6	100,00%	10	4,6	fev/20	abr/49
UEE Corupião 3	10	4,2	100,00%	10	4,2	fev/20	abr/49
UEE Teiú 2	8	4,2	100,00%	8	4,2	nov/19	abr/49
UEE Papagaio	10	4,9	100,00%	10	4,9	out/19	mai/49
UEE Coqueirinho 2	16	7,4	100,00%	16	7,4	set/19	mai/49
UEE Tamandua Mirim 2	16	7,4	100,00%	16	7,4	nov/19	jun/49
(*) A garantia física é definida para o Complexo Paulo Afonso, composto pelas Usinas Paulo Afonso I, II, III, IV e Apolônio Sales							
Sociedade de Propósito Específico	15.738,98	7.230,90		2.642,95	1.250,20		
UHE Dardanelos (Energética Águas da Pedra S.A)	261	154,9	24,50%	63,95	37,95	ago/11	nov/48
UHE Jirau (Energia Sustentável do Brasil S.A)	3.750,00	2.211,6	20,00%	750	442,32	nov/16	dez/45
UHE Belo Monte (Norte Energia S.A)	11.233,10	4.571,00	15,00%	1.684,97	685,65	dez/15	jul/46
UHE Sinop (Companhia Energética Sinop S.A. - CES)	401,88	242,8	24,50%	98,46	59,49	out/19	jan/50
UEE (EOL) Junco I (Usina de Energia Eólica Junco I S.A.)	24	13,1	49,00%	11,76	6,42	dez/15	jul/47
UEE (EOL) Junco II (Usina de Energia Eólica Junco II S.A.)	24	13,3	49,00%	11,76	6,52	dez/15	jul/47
UEE (EOL) Caiçara I (Usina de Energia Eólica Caiçara I S.A.)	27	14,6	49,00%	13,23	7,15	dez/15	jun/47
UEE (EOL) Caiçara II (Usina de Energia Eólica Caiçara II S.A.)	18	9,6	49,00%	8,82	4,7	dez/15	jul/47
Total	26.199,41	13.032,25		13.103,38	7.051,55		

Empreendimentos Corporativos

Os estudos relacionados aos empreendimentos hidrelétricos foram retomados em 2022, mais precisamente com os aproveitamentos do Rio Parnaíba, que voltaram a ser estudados. No final do ano já havia sido contratada uma empresa para fazer os levantamentos e obter a Declaração de Reserva de Recursos Hídricos – DRDH, como também já estava em fase final de contratação de uma empresa para desenvolver estudos de otimização e verificação de atratividade dos aproveitamentos, visando a alcançar êxito na venda de energia em leilões futuros.

Quanto à Geração Eólica, considerando o êxito obtido com a o parque de Casa Nova I-A (27 MW), teve prosseguimento um processo similar para aprovação, nas governanças interna e externa (Eletrobras), para a contratação de um fornecedor visando a finalizar a implantação do parque eólico de Casa Nova I-B (27 MW), com previsão de assinatura do contrato para o início de 2023.

Em 2022 também foi aprovado pela governança externa (Eletrobras) o início do processo de contratação de um fornecedor para a implantação da Usina Eólica de Frei Damião I, na Paraíba, com potência instalada de 110 MW e com previsão de conclusão para 2026, possibilitando assim a disputa da venda de energia desses projetos no mercado livre (ACL).

A Companhia também tem projetos em desenvolvimento para outros parques eólicos para implantação, no decorrer dos próximos anos, que totalizam 865 MW de potência instalada. Com relação aos levantamentos para estudos de novos aproveitamentos eólicos, a Companhia efetua medições em 11 estações anemométricas instaladas no nordeste, visando a obter informações para o desenvolvimento de projetos próprios de geração eólica no decorrer dos próximos anos.

Na área de Geração Solar, em 2021 a Companhia avançou com a consolidação do Complexo Fotovoltaico Lapa Solar I (350 MWac), situado no Município de Bom Jesus da Lapa, na Bahia. A implantação futura desse projeto deverá ter a venda de sua energia no ACL. Com igual objetivo, a Companhia permanece nas áreas de estudos e efetua medições em 11 estações solarimétricas, instaladas no semiárido nordestino, visando a acompanhar e desenvolver projetos próprios de geração solar com tecnologias fotovoltaicas ou heliotérmicas. Essas medições propiciarão o desenvolvimento de novos projetos solares no decorrer dos próximos anos, que totalizam 1.436 MW de potência instalada.

Empreendimentos em Sociedade de Propósito Específico – SPEs

Em 16 de dezembro de 2022, foi assinado um Contrato de Compra e Venda de Ações e Outras Avenças por meio do qual a Chesf vende para as Centrais Elétricas do Norte do Brasil (“Eletronorte”) a sua participação no capital social e votante da SPE Energética Águas da Pedra S.A. – EAPSA. Tal operação só será consumada após o cumprimento das condições precedentes previstas no Contrato mencionado.

Tabela 2 - Projetos de Usinas – Características Físicas

Usina	Potência Instalada (MW)	Garantia Física (MW Médios)	Propriedade	Potência Instalada (MW) Proporc.	Garantia Física (MW Médios) Proporc.	Início de Operação Comercial	Vencimento da Outorga
Integral e Compartilhada	587,50	200,88		587,50	200,88		
UEE (EOL) Casa Nova I-B (27 MW) – 2ª Etapa (*)	27,00	10,78	100%	27,00	10,78	mar/24	(**)
UEE (EOL) Casa Nova I-D a G (126 MW) – 3ª Etapa (*)	100,50	40,90	100%	100,50	40,90	fev/26	(**)
UEE (EOL) Frei Damião I (110 MW)	110,00	47,90	100%	110,00	47,90	abr/26	set/57
UFV Lapa Solar I (350 MW)	350,00	101,30	100%	350,00	101,30	jan/26	(**)
Sociedade de Propósito Específico	0	0		0	0		
Total	587,50	200,88		587,50	200,88		

(*) Após a paralisação das obras da Usina Eólica de Casa Nova, o planejamento para sua retomada levou em conta o grau de completude dos seus 120 aerogeradores, dividindo a usina em 3 partes: Usina Eólica de Casa Nova I-A, com 18 aerogeradores; Usina Eólica de Casa Nova I-B, com 18 aerogeradores; e as Usinas Eólicas de Casa Nova C a G, com 84 aerogeradores. Em 2021 foi decidido que a usina de Casa Nova C não será mais implantada.

(**) Chesf aguarda Outorga, já solicitada.

Tabela 3 - Projetos de Usinas – Evolução Física e Investimentos - Controladora

Usina - R\$ mil	Evolução Física em 31/dez/2021	Investimento Realizado até 31/dez/2021	Evolução Física em 31/dez/2022	Investimento Realizado até 31/dez/2022
Integral		737.218		751.886
UEE (EOL) Casa Nova I-A (27 MW) - 1ª Etapa	100,0%	321.021	100,0%	328.037
UEE (EOL) Casa Nova I-B (27 MW) - 2ª Etapa	60,0%	222.992	60,0%	225.951
UEE (EOL) Casa Nova I-D a G (126 MW) - 3ª Etapa	15,0%	193.096	15,0%	193.096.
UEE (EOL) Frei Damião I (110 MW)	0,0%	109	0,0%	4.802
SPE Proporcional				
Total		737.218		751.886

Tabela 4 - Projetos de Usinas – Evolução Física e Investimentos - Em Bases Totais

Usina - R\$ mil	Evolução Física em 31/dez/2021	Investimento Realizado até 31/dez/2021	Evolução Física em 31/dez/2022	Investimento Realizado até 31/dez/2022
Integral		737.218		751.886
UEE (EOL) Casa Nova I-A (27 MW) - 1ª Etapa	100,0%	321.021	100,0%	328.037
UEE (EOL) Casa Nova I-B (27 MW) - 2ª Etapa	60,0%	222.992	60,0%	225.951
UEE (EOL) Casa Nova I-D a G (126 MW) - 3ª Etapa	15,0%	193.096	15,0%	193.096.
UEE (EOL) Frei Damião I (110 MW)	0,0%	109	0,0%	4.802
SPE Proporcional				
Total		737.218		751.886

Nas tabelas 3 e 4 não constam valores relativos a projetos em SPE, visto que a Chesf não tem SPEs em construção no ano de 2022.

Tabela 5 - Garantia Física Esperada e Realizada

Usina - Garantia Física GWh/ano Proporcional	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Controladora								
Integral	50.495	50.730	50.846	42.030	42.145	42.030	42.030	42.030
UHE Boa Esperança	1.194	1.190	1.190	1.193	1.196	1.193	1.193	1.193
UHE Complexo P. Afonso	18.568	18.517	18.517	14.531	14.571	14.531	14.531	14.531
UHE Funil	96	96	96	42	42	42	42	42
UHE Luiz Gonzaga	8.003	7.981	7.981	6.369	6.386	6.369	6.369	6.369
UHE Pedra	33	33	33	15,2	15	15	15	15
UHE Xingó	17.940	17.891	17.891	15.153	15.195	15.153	15.153	15.153
UHE Sobradinho	4.432	4.419	4.419	4.008	4.019	4.008	4.008	4.008
UHE Curemas	9	9	9	9	9	9	1	9
EOL Casa Nova II	78	82	82	82	83	82	82	82
EOL Casa Nova III	83	82	82	82	83	82	82	82
EOL Casa Nova A	60	81	83	83	83	83	83	83
EOL Acauã	0	20	27	27	27	27	27	27
EOL Angical 2	0	34	45	45	45	45	45	45
EOL Arapapá	0	15	19	19	19	19	19	19

EOL Caititu 2	0	34	45	45	45	45	45	45
EOL Caititu 3	0	31	41	41	41	41	41	41
EOL Carcará	0	30	40	40	40	40	40	40
EOL Corrupião 3	0	28	37	37	37	37	37	37
EOL Teiú 2	0	28	37	37	37	37	37	37
EOL Coqueirinho 2	0	49	65	65	65	65	65	65
EOL Papagaio	0	32	43	43	43	43	43	43
EOL Tamandua Mirim 2	0	49	65	58	58	58	58	65
Sociedade de Propósito Específico	7.047	7.047	6.975	6.964	6.964	6.964	6.967	6.967
UHE Dardanelos (Energética Águas da Pedra S.A.)	154	154	154	154	154	154	154	154
UHE Jirau (Energia Sustentável do Brasil S.A.)	2.184	2.184	2.112	2.101	2.101	2.101	2.101	2.101
UHE Belo Monte (Norte Energia S.A.)	4.419	4.419	4.419	4.419	4.419	4.419	4.419	4.419
UHE Sinop (Companhia Energética Sinop S.A.)	240	240	240	240	240	240	243	243
VamCruz I Participações S.A.	50	50	50	50	50	50	50	50

Até 31/12/2022, parte considerável da garantia física da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf encontrava-se alocada no regime de cotas de garantia física para distribuidoras de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN, cuja remuneração é dada por meio da Receita Anual de Geração – RAG e definida anualmente pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

Com a publicação da Lei 14.182/2021, ocorreu a capitalização da Eletrobras e, por conseguinte, a a partir de 2023, esses montantes serão descotizados gradualmente na proporção de 20% a cada ano. Como consequência do processo de capitalização, a Portaria MME 544/2021 definiu novas garantias físicas para as usinas da Eletrobras e todas as usinas hidráulicas da Chesf, a exceção de Curemas, terão novos valores de garantia física com vigência a partir de 01/01/2023 cujos montantes sofreram redução a exceção da usina de Boa Esperança.

Tabela 6 - Modelo de Negócio e Condições no ACR

Usina	Modelo de Negócio em 31/12/2022	Preço no ACR em 01/07/2022	Data e índice de reajuste no ACR
Integral e Compartilhada			
UHE Boa Esperança	97,79% ACR cotas - Lei 12.783/2013	RAG (JAN A DEZ/2022) R\$ 81.635.920,98	1º/jul - IPCA
	2,21% ACL - Lei 13.182/2015		
UHE Complexo de Paulo Afonso	97,79% ACR cotas - Lei 12.783/2013	RAG (JAN A DEZ/2022) R\$ 1.240.668.131,18	1º/jul - IPCA
	2,21% ACL - Lei 13.182/2015		
UHE Funil	97,79% ACR cotas - Lei 12.783/2013	RAG (JAN A DEZ/2022) R\$ 14.466.373,50	1º/jul - IPCA
	2,21% ACL - Lei 13.182/2015		
UHE Luiz Gonzaga	97,79% ACR cotas - Lei 12.783/2013	RAG (JAN A DEZ/2022) R\$ 421.125.602,72	1º/jul - IPCA
	2,21% ACL - Lei 13.182/2015		
UHE Pedra	97,79% ACR cotas - Lei 12.783/2013	RAG (JAN A DEZ/2022) R\$ 7.649.004,42	1º/jul - IPCA
	2,21% ACL - Lei 13.182/2015		
UHE Xingó	97,79% ACR cotas - Lei 12.783/2013	RAG (JAN A DEZ/2022) R\$ 772.907.442,99	1º/jul - IPCA
	2,21% ACL - Lei 13.182/2015		
UHE Sobradinho	100% ACL até o vencimento da outorga, atendendo aos consumidores da Lei 13.182/2015	Não aplicável	Não aplicável
UHE Curemas	100% ACL até o vencimento da outorga	Não aplicável	Não aplicável
EOL Casa Nova II	79,78% ACR	R\$ 207,05 /MWh	1º/jan - IPCA
	20,22% ACL	Não aplicável	Não aplicável

EOL Casa Nova III	58,51% ACR	R\$ 206,99 / MWh	1º/jan - IPCA
	41,49% ACL	Não aplicável	Não aplicável
EOL Casa Nova A	100% ACL	Não aplicável	Não aplicável
EOL Acauã	100% ACR	R\$ 167,09 / MWh	1º/set - IPCA
EOL Angical 2	100% ACR	R\$ 167,09 / MWh	1º/set - IPCA
EOL Arapapá	100% ACR	R\$ 167,09 / MWh	1º/set - IPCA
EOL Caititu 2	100% ACR	R\$ 167,09 / MWh	1º/set - IPCA
EOL Caititu 3	100% ACR	R\$ 167,09 / MWh	1º/set - IPCA
EOL Carcará	100% ACR	R\$ 167,09 / MWh	1º/set - IPCA
EOL Corrupião 3	100% ACR	R\$ 167,09 / MWh	1º/set - IPCA
EOL Teiú 2	100% ACR	R\$ 167,09 / MWh	1º/set - IPCA
EOL Coqueirinho 2	100% ACR	R\$ 202,51 / MWh	1º/jan - IPCA
EOL Papagaio	100% ACR	R\$ 201,72 / MWh	1º/jan - IPCA
EOL Tamanduá Mirim 2	100% ACR	R\$ 197,49 / MWh	1º/jan - IPCA

A partir de 2023, a parcela de energia vinculada ao regime de cotas será descotizada na proporção de 20% ao ano de acordo com a Lei 14.182/2021 que trata da desestatização da Eletrobras.

MODERNIZAÇÃO DO SISTEMA DE GERAÇÃO

Em 2022, a Companhia investiu cerca de R\$ 348 milhões nas usinas hidrelétricas sob concessão e em regime de cotas, para manter os níveis operacionais de continuidade e disponibilidade satisfatórios ao atendimento da demanda, com destaque para as seguintes realizações:

- Usina de Sobradinho: modernização e digitalização da usina, com contrato assinado em 09/04/2020, obras iniciadas em 15/07/2020 e duração prevista de 81 meses. Em 2022 foi concluída a etapa de Projeto Executivo e iniciados os serviços de modernização propriamente ditos. A parada e o descomissionamento da primeira unidade geradora (UG2) aconteceu em 31/10/2022;
- Usina Paulo Afonso IV: modernização e digitalização da usina, contrato assinado em 11/06/2021 e as obras iniciadas em 28/06/2021, com duração prevista de 75 meses. Em 2022, após a conclusão da fase de “*workstatement*”, foi iniciada a elaboração do Projeto Executivo. A parada e o descomissionamento da primeira unidade geradora (UG3) está prevista para acontecer em 16/01/2023.
- Usinas de Xingó (UXG), Paulo Afonso IV (USQ), Apolônio Sales (UAS), Luiz Gonzaga (ULG) e Paulo Afonso I, II, III (UPA): Modernização de 40 equipamentos de elevação e transporte. Contrato assinado em 11/11/2020, obras iniciadas em 07/12/2020 e a previsão de conclusão é para dezembro de 2023. Em 2022 foram elaborados os projetos executivos das UHEs de Xingó, Apolônio Sales e Paulo Afonso I, II e III. Foram também concluídos os serviços nas UHEs de Paulo Afonso IV e Luiz Gonzaga e, ao final de 2022, estavam sendo realizados os serviços nas UHEs de Apolônio Sales e Xingó.

Além dos investimentos acima, no sentido de manter a continuidade dos serviços, foram realizados as seguintes ações:

- Usina Sobradinho: Conclusão da substituição dos dez transformadores elevadores, disjuntores e relés de sincronismos das unidades geradoras, e da pavimentação dos acessos, barragem e diques;
- Usina Paulo Afonso II: Início da Modernização da unidade geradora G8 e tomada d’água;
- Usina Paulo Afonso III: Contratação e início de obras de recuperação do gerador da unidade geradora G12;
- Usina Paulo Afonso IV: Conclusão da substituição de nove transformadores elevadores e da pavimentação da barragem principal e acessos;
- Usina Luiz Gonzaga: Substituição dos centros de controle de motores (CCM) e quadro de emergência (QE) do sistema de autorrestabelecimento; instalação de 02 pontes rolantes para a galeria de drenagem; fornecimento e

instalação de novos mancais de escora; substituição dos reguladores de velocidade e de tensão, PSS e relés de proteção; e substituição das válvulas de interligação dos sistemas de refrigeração das unidades geradoras;

- Usina Xingó: Conclusão da implantação do sistema de injeção dicloro de combate a mexilhão; modernização do sistema de detecção e alarme contra incêndio e serviços de pavimentação da barragem principal e acessos;

Além destas modernizações relacionadas foram executados diversos serviços de adequação e manutenção no Sistema de Geração em operação, objetivando a eliminação de pendências técnicas, legais e ambientais, bem como a substituição de equipamentos e componentes por obsolescência ou vida útil esgotada.

USINA TERMELÉTRICA

Na área de Geração Térmica, a Usina Térmica de Camaçari, localizada no município de Dias D'Ávila, no Estado da Bahia, teve sua concessão extinta em 05 de outubro de 2018 por meio da Portaria MME 420/2018. Como alternativa para uso da área, a Chesf decidiu realizar estudos para implantar no local uma nova usina termelétrica, movida a gás, com uma potência instalada inicial de cerca de 380 MW, podendo ser ampliada até 1.520 MW. O contrato para a elaboração do Projeto Básico terá início em janeiro de 2023, com previsão de 120 dias para sua execução.

GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Com um amplo e diversificado parque de geração e transmissão de energia elétrica nos estados do Nordeste, tendo edificações muitas delas na região semiárida, favorável à geração solar fotovoltaica, a Chesf desenvolveu em 2018 e 2019 projetos para implantação de sistemas de minigeração de energia em instalações próprias.

Esta iniciativa, intitulada de Programa Conta Zero, consiste na implantação de projetos de minigeração fotovoltaica em subestações e em regime de condomínio solar (autoconsumo remoto). O Programa lança mão de espaços físicos disponíveis e das conexões elétricas existentes nas instalações mais viáveis. Em 2019, teve início a implantação de 3 dos 6 empreendimentos previstos e distribuídos nos estados do nordeste (AL, CE, PB, PE, PI e RN), que totalizam 4,8 MWac em sistemas e que resultarão numa significativa redução de custos operacionais. Ao final de 2022 já havia 5 usinas em operação, sendo que a sexta estava em fase de comissionamento.

Este Programa se mostra como uma opção de fonte limpa e renovável para suprimento complementar da energia elétrica dos serviços auxiliares de subestações e usinas. Em alguns casos, por meio da associação com sistemas de armazenamento, a confiabilidade e a segurança operativa poderão ser ampliadas das instalações beneficiadas com o sistema. Esse programa reduz gastos com energia elétrica das instalações, além de contribuir para incentivar o uso de fonte renovável, sintonizada com políticas de combate às mudanças de clima.

Esta alternativa tecnológica se tornou viável pelas Resoluções Normativas ANEEL nº 482/2012 e nº 678/2016.

TRANSMISSÃO

Em 31/12/2022, a Concessionária detinha 138 subestações (sendo 18 de propriedade de terceiros e que possui ativos) e 21.999,32 km de linhas de transmissão, nas tensões de 500, 230, 138 e 69kV, que transporta tanto a energia gerada pelas usinas próprias quanto a recebida do Sistema Interligado Nacional – SIN.

O quadro a seguir apresenta as características físicas de cada linha de transmissão e subestação.

Tabela 7 - Linhas de Transmissão e subestações em Operação - Características Físicas

Linha de Transmissão / Subestação	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Capacidade Transformação (MVA)	Início Operação Comercial	Vencimento da Outorga
Integral			21.999,32	79.193,67		
LT 069 kV ABAIXADORA /MOXOTO C-1 BA	C1	69	5,3		out/70	dez/42
LT 069 kV ABAIXADORA /ZEBU C-1 BA/AL	C1	69	5,4		out/72	dez/42
LT 069 kV CAMACARI II /CAMACARI II C-1 BA	C1	69	1,4		jun/60	dez/42

LT 069 kV CATU /COTEGIPE C-1 BA	C1	69	48,7		jun/60	dez/42
LT 069 kV CATU /COTEGIPE C-2 BA	C2	69	48,7		jun/60	dez/42
LT 069 kV COTEGIPE/ITINGA C-2 BA	C2	69	10,364		jun/60	dez/42
LT 069 kV MATATU /PITUACU C-1 BA	C1	69	7,5		jun/60	dez/42
LT 069 kV MATATU /PITUACU C-2 BA	C2	69	7,4		jun/60	dez/42
LT 069 kV PEDRA /JEQUIE C-1 BA	C1	69	20,5		nov/78	dez/42
LT 069 kV PITUACU /LAURO DE FREITAS C-1 BA	C1	69	11,779		jun/60	dez/42
LT 069 kV RECIFE II/PIRAPAMA C-2 PE	C2	69	21,3		jan/65	dez/42
LT 069 kV ZEBU /MOXOTO C-1 BA	C1	69	7,2		abr/83	dez/42
LT 138 kV ACU II /SAN.MATOS II C-1 RN	C1	138	49,6		dez/67	dez/42
LT 138 kV C.GRANDE II /PILOES C-1 PB	C1	138	79,3		jan/68	dez/42
LT 138 kV C.GRANDE II /SANTA CRUZ II C-1 PB/RN	C1	138	117,2		out/67	dez/42
LT 138 kV CUR.NOVOS II /SANTA CRUZ II C-1 RN	C1	138	55		out/65	dez/42
LT 138 kV PARAISO /SANTA CRUZ II C-1 RN	C1	138	8,6		jan/68	dez/42
LT 138 kV PILOES /PARAISO C-1 PB/RN	C1	138	107,9		jan/18	dez/42
LT 138 kV SAN.MATOS II /CUR.NOVOS II C-1 RN	C1	138	38,8		dez/67	dez/42
LT 138 kV USINA PA-II /ZEBU C-1 BA	C1	138	6		dez/64	dez/42
LT 230 kV ACU III /ACU II C-1 RN	C1	230	15,16265		nov/21	dez/42
LT 230 kV ACU III /ACU II C-2 RN	C2	230	17,96994		dez/21	dez/42
LT 230 kV ANGELIM /MESSIAS C-1 PE/AL	C1	230	78,9		abr/77	dez/42
LT 230 kV ANGELIM /MESSIAS C-2 PE/AL	C2	230	78,5		out/76	dez/42
LT 230 kV ANGELIM /MESSIAS C-3 PE/AL	C3	230	79,1		ago/86	dez/42
LT 230 kV ANGELIM /RECIFE II C-1 PE	C1	230	171,7		jan/61	dez/42
LT 230 kV ANGELIM /RIBEIRAO C-1 PE	C1	230	115,7		jan/53	dez/42
LT 230 kV ANGELIM /RIBEIRAO C-2 PE	C2	230	115,2		ago/19	dez/42
LT 230 kV ANGELIM /TACAIMBO C-1 PE	C1	230	63,9		mar/63	dez/42
LT 230 kV ANGELIM /TACAIMBO C-2 PE	C2	230	64,1		mar/73	dez/42
LT 230 kV ANGELIM /TACAIMBO C-3 PE	C3	230	65,7		jun/98	dez/42
LT 230 kV AQUIRAZ II /FORTALEZA C-1 CE	C1	230	30,1		ago/78	dez/42
LT 230 kV AQUIRAZ II /FORTALEZA C-2 CE	C2	230	30,1		out/20	dez/42
LT 230 kV AQUIRAZ II /FORTALEZA C-3 CE	C3	230	30,1		nov/20	dez/42
LT 230 kV AQUIRAZ II/(FORTALEZA-LIBRA) C1 CE	C1	230	1,5		dez/91	dez/42
LT 230 kV ARAPIRACA III /PENEDO C-1 AL	C1	230	89,6		jan/98	dez/42
LT 230 kV B. ESPERANCA /TERESINA C-1 PI	C1	230	198		mar/70	dez/42
LT 230 kV B. ESPERANCA /TERESINA C-2 PI	C2	230	198		dez/81	dez/42
LT 230 kV B.JESUS LAPA /TABOCAS DO B. VELHO C-1 BA	C1	230	124		mai/19	dez/42
LT 230 kV BANABUIU /AQUIRAZ II C-1 CE	C1	230	182,031		ago/78	dez/42
LT 230 kV BANABUIU /AQUIRAZ II C-2 CE	C2	230	181,8		out/20	dez/42
LT 230 kV BANABUIU /AQUIRAZ II C-3 CE	C3	230	182,092		nov/20	dez/42
LT 230 kV BANABUIU /ICO C-1 CE	C1	230	124,7		dez/77	dez/42
LT 230 kV BANABUIU /MOSSORO II C-1 CE/RN	C1	230	177,2		jul/03	dez/42
LT 230 kV BANABUIU /RUSSAS II C-1 CE	C1	230	110,4		mai/71	dez/42
LT 230 kV BANABUIU-ALEX,C1	C1	230	112		ago/21	dez/42
LT 230 kV BARREIRAS II /BARREIRAS C-1 BA	C1	230	21		jun/19	dez/42
LT 230 kV BOM NOME /MILAGRES C-1 PE/CE	C1	230	83,7		set/61	dez/42
LT 230 kV BOM NOME /MILAGRES C-2 PE/CE	C2	230	84,1		dez/74	dez/42
LT 230 kV BOM NOME /MILAGRES C-3 PE/CE	C3	230	83,9		set/79	dez/42
LT 230 kV BONGI /ACONORTE C-1 PE	C1	230	6		ago/76	dez/42
LT 230 kV BONGI /JOAIRAM C-1 PE	C1	230	6,3		jan/53	dez/42
LT 230 kV BONGI /JOAIRAM C-2 PE	C2	230	6,4		jan/67	dez/42
LT 230 kV BONGI /JOAIRAM C-3 PE	C3	230	6,4		jan/61	dez/42
LT 230 kV BROT.MACAUBAS /B.JESUS LAPA C-1 BA	C1	230	204,6		set/81	dez/42
LT 230 kV BRUMADO II /IBICOARA C-1 BA	C1	230	94,5		mar/12	jun/37
LT 230 kV C.GRANDE II /COTEMINAS C-1 PB	C1	230	2,5		out/99	dez/42
LT 230 kV C.GRANDE II /PARAISO C-1 PB/RN	C1	230	118,1		jan/18	dez/42
LT 230 kV C.GRANDE II /PARAISO C-2 PB/RN	C2	230	119		jan/18	dez/42

LT 230 kV C.GRANDE III /C.GRANDE II C-1 PB	C1	230	9,8		out/19	out/41
LT 230 kV C.GRANDE III /C.GRANDE II C-2 PB	C2	230	10,6		out/99	dez/42
LT 230 kV C.GRANDE III /C.GRANDE II C-3 PB	C2	230	10,6		out/02	dez/42
LT 230 kV C.GRANDE III /EXTREMOZ II C-1 PB/RN	C1	230	191,467		out/99	dez/42
LT 230 kV C.GRANDE III /EXTREMOZ II C-2 PB/RN	C2	230	191,467		dez/19	dez/42
LT 230 kV CAMACARI II /BRAS.C.SODA C-1 BA	C1	230	7,2		mai/92	dez/42
LT 230 kV CAMACARI II /BRASKEM C-1 BA	C1	230	6		dez/15	dez/42
LT 230 kV CAMACARI II /BRASKEM C-2 BA	C2	230	6		dez/15	dez/42
LT 230 kV CAMACARI II /CARAIBAS C-1 BA	C1	230	3,2		fev/82	dez/42
LT 230 kV CAMACARI II /COTEGIPE C-2 BA	C2	230	23,5		out/76	dez/42
LT 230 kV CAMACARI II /G.MANGABEIRA C-1 BA	C1	230	83,7		set/82	dez/42
LT 230 kV CAMACARI II /MATATU C-1 BA	C1	230	47		ago/53	dez/42
LT 230 kV CAMACARI II /PITUACU C-2 BA	C2	230	39,2		jan/02	dez/42
LT 230 kV CAMAÇARI II/FEIRA DE SANTANA III C-1 BA	C1	230	96,2		set/22	dez/42
LT 230 kV CAMACARI IV /COTEGIPE C-1 BA	C1	230	22,9		jun/70	dez/42
LT 230 kV CAMACARI IV /JACARACANGA C-1 BA	C1	230	19,2		jul/77	dez/42
LT 230 kV CAMACARI IV /JACARACANGA C-2 BA	C2	230	19,2		mar/77	dez/42
LT 230 kV CAMACARI IV /PITUACU C-1 BA	C1	230	39,2		out/84	dez/42
LT 230 kV CAMPO FORMOSO /OUROLANDIA II C-1 BA	C1	230	103,44		set/81	dez/42
LT 230 kV CASA NOVA II/SOBRADINHO C-1 BA	C1	230	67,1		set/17	dez/42
LT 230 kV CATU /CAMACARI IV C-1 BA	C1	230	25		jun/70	dez/42
LT 230 kV CATU /CAMACARI IV C-2 BA	C2	230	25		ago/53	dez/42
LT 230 kV CATU /G.MANGABEIRA C-1 BA	C1	230	77,2		ago/67	dez/42
LT 230 kV CAUIPE /FORTALEZA II C-1 CE	C1	230	58		nov/03	dez/42
LT 230 kV CAUIPE /FORTALEZA II C-3 CE	C1	230	58,2		nov/73	dez/42
LT 230 kV CAUIPE /MARACANAU C-1 CE	C1	230	39,6		mai/22	dez/42
LT 230 kV CAUIPE /SOBRAL II C-1 CE	C1	230	177,4		jun/01	dez/42
LT 230 kV CEARA MIRIM II /EXTREMOZ II C-1 RN	C1	230	19,2		out/19	out/41
LT 230 kV CEARA MIRIM II /EXTREMOZ II C-2 RN	C2	230	31,4		fev/14	nov/40
LT 230 kV CEARA MIRIM II /JOAO CAMARA II C-1 RN	C1	230	74,5		fev/14	nov/40
LT 230 kV CIC. DANTAS /CATU C-1 BA	C1	230	200,7		mar/68	dez/42
LT 230 kV CIC. DANTAS /CATU C-2 BA	C2	230	201,3		abr/72	dez/42
LT 230 kV COTEGIPE /JACARACANGA C-1 BA	C1	230	15,2		dez/71	dez/42
LT 230 kV COTEGIPE /MATATU C-1 BA	C1	230	30		mai/77	dez/42
LT 230 kV COTEMINAS /LAGOA DO CARRO C-1 PB/PE	C1	230	96,172		set/20	dez/42
LT 230 kV DELM. GOUVEIA /FORTALEZA II C-1 CE	C1	230	7,1		jun/89	dez/42
LT 230 kV DELM. GOUVEIA /FORTALEZA II C-2 CE	C2	230	7,1		jun/89	dez/42
LT 230 kV EUNAPOLIS /TEIX. FREITAS II C-1 BA	C1	230	145,01		mar/19	out/38
LT 230 kV EUNAPOLIS /TEIX. FREITAS II C-2 BA	C2	230	144,8		abr/19	ago/39
LT 230 kV EXTREMOZ II /NATAL III C-1 RN	C1	230	17		fev/14	dez/42
LT 230 kV EXTREMOZ II /NATAL III C-2 RN	C2	230	15		dez/19	dez/42
LT 230 kV FLORESTA II /BOM NOME C-2 PE	C2	230	92,2		dez/74	dez/42
LT 230 kV FORTALEZA /FORTALEZA II C-1 CE	C1	230	0,3		fev/00	dez/42
LT 230 kV FORTALEZA /FORTALEZA II C-2 CE	C2	230	0,3		fev/00	dez/42
LT 230 kV FORTALEZA /FORTALEZA II C-3 CE	C3	230	0,3		out/05	dez/42
LT 230 kV FORTALEZA II /PICI II C-1 CE	C1	230	27,5		mai/09	dez/42
LT 230 kV FORTALEZA II /PICI II C-2 CE	C2	230	27,5		mai/09	dez/42
LT 230 kV FUNIL /ITAPEBI C-1 BA	C1	230	198,1		jul/90	dez/42
LT 230 kV FUNIL/ITABUNA III C1 BA/BA	C1	230	99		nov/21	dez/42
LT 230 kV G.MANGABEIRA /SAPEACU C-1 BA	C1	230	23,5		dez/68	dez/42
LT 230 kV G.MANGABEIRA /SAPEACU C-2 BA	C2	230	22,5		fev/84	dez/42
LT 230 kV G.MANGABEIRA /SAPEACU C-3 BA	C3	230	22,6		fev/84	dez/42
LT 230 kV G.MANGABEIRA/FEIRA DE SANTANA III C-1 BA	C1	230	95,84		set/22	dez/42
LT 230 kV GARANHUNS II /ANGELIM C-1 PE	C1	230	12,3		jan/61	dez/42
LT 230 kV GARANHUNS II /ANGELIM C-2 PE	C2	230	11,6		dez/73	dez/42
LT 230 kV GOIANINHA /C.GRANDE II C-1 PE/PB	C1	230	99,3		fev/70	dez/42

LT 230 kV GOIANINHA /JOÃO PESSOA II C-1 PE/PB	C1	230	36,9		out/22	dez/42
LT 230 kV GOIANINHA /SANTA RITA II C-1 PE/PB	C1	230	59		out/77	dez/42
LT 230 kV GPEXPAN/PINDAÍ C-1 BA	C1	230	3,4		abr/21	dez/42
LT 230 kV IBIAPINA II /SOBRAL II C-1 CE	C1	230	103		ago/73	dez/42
LT 230 kV ICO /MILAGRES C-1 CE	C1	230	103,4		dez/77	dez/42
LT 230 kV IGAPORA II /B.J.LAPA II C-1 BA	C1	230	115		mai/14	nov/40
LT 230 kV IGAPORA II /IGAPORA III C-1 BA	C1	230	5,4		out/15	mai/42
LT 230 kV IGAPORA II /IGAPORA III C-2 BA	C2	230	5,4		out/15	mai/42
LT 230 kV IGAPORA III /PINDAÍ II C-1 BA	C1	230	49,5		out/15	mai/42
LT 230 kV IRECE /BROT.MACAUBAS C-1 BA	C1	230	135,4		set/81	dez/42
LT 230 kV ITABAIANA /ITABAIANINHA C-1 SE	C1	230	76,8		ago/53	dez/42
LT 230 kV ITABAIANA /JARDIM C-1 SE	C1	230	44		ago/79	dez/42
LT 230 kV ITABAIANA /JARDIM C-2 SE	C2	230	44		ago/79	dez/42
LT 230 kV ITABAIANINHA /CATU C-1 SE/BA	C1	230	143,9		ago/53	dez/42
LT 230 kV ITABUNA III/ITAPEBI C1 BA/BA	C1	230	147		nov/21	dez/42
LT 230 kV ITAPEBI /EUNAPOLIS C-1 BA	C1	230	47		jul/90	dez/42
LT 230 kV ITAPEBI /EUNAPOLIS C-2 BA	C2	230	47		jul/90	dez/42
LT 230 kV JABOATAO II /PIRAPAMA II C-1 PE	C1	230	34		jun/80	dez/42
LT 230 kV JACARACANGA /ALCAN C-1 BA	C1	230	1,8		mai/83	dez/42
LT 230 kV JACARACANGA /DOW QUIMICA C-1 BA	C1	230	7,9		jul/77	dez/42
LT 230 kV JACARACANGA /DOW QUIMICA C-2 BA	C2	230	7,8		mar/77	dez/42
LT 230 kV JAGUARARI-SE /SR.BONFIM II C-1 BA	C1	230	80,7		jan/80	dez/42
LT 230 kV JARDIM/CIA VALE DO RIO DOCE C-1 SE	C1	230	0,8		fev/07	dez/42
LT 230 kV JOÃO PESSOA II/MUSSURÉ II C-1 PB	C1	230	5,6		set/22	dez/42
LT 230 kV JOÃO PESSOA II/MUSSURÉ II C-2 PB	C2	230	13,7		set/22	dez/42
LT 230 kV JUAZEIRO II /JAGUARARI-SE C-1 BA	C1	230	88		jan/80	dez/42
LT 230 kV JUAZEIRO II /SR.BONFIM II C-1 BA	C1	230	148,6		abr/81	dez/42
LT 230 kV LAGOA DO CARRO /PAU FERRO C-1 PE	C1	230	50,288		set/20	dez/42
LT 230 kV MARACANAU /FORTALEZA II C-1 CE	C1	230	20,6		mai/22	dez/42
LT 230 kV MESSIAS /MACEIO C-1 AL	C1	230	25,9		nov/96	dez/42
LT 230 kV MESSIAS /MACEIO C-2 AL	C2	230	25,9		nov/96	dez/42
LT 230 kV MESSIAS /MACEIO II C-1 AL	C1	230	19,7		fev/19	mai/42
LT 230 kV MESSIAS /MACEIO II C-2 AL	C2	230	19,7		fev/19	mai/42
LT 230 kV MESSIAS /RIO LARGO II C-1 AL	C1	230	11,9		ago/86	dez/42
LT 230 kV MESSIAS /RIO LARGO II C-2 AL	C2	230	11,6		out/76	dez/42
LT 230 kV MESSIAS /RIO LARGO II C-3 AL	C3	230	11,6		abr/77	dez/42
LT 230 kV MILAGRES /BANABUIU C-1 CE	C1	230	225,9		fev/65	dez/42
LT 230 kV MILAGRES /BANABUIU C-2 CE	C2	230	225,1		dez/77	dez/42
LT 230 kV MILAGRES /COREMAS C-1 CE/PB	C1	230	119,4		nov/86	dez/42
LT 230 kV MILAGRES /COREMAS C-2 CE/PB	C2	230	119,8		jun/09	mar/35
LT 230 kV MILAGRES /TAUA II C-1 CE	C1	230	208,1		dez/07	mar/35
LT 230 kV MORRO CHAPEU II /IRECE C-1 BA	C1	230	64,1		dez/17	out/41
LT 230 kV MOSSORÓ II-AÇU III, C1	C1	230	62,665		nov/21	dez/42
LT 230 kV MOSSORÓ II-AÇU III, C2	C2	230	64,34256		dez/21	nov/40
LT 230 kV MOSSORÓ II-ALEX,C1	C1	230	74		ago/21	dez/42
LT 230 kV MOSSORO IV /MOSSORO II C-1 RN	C1	230	36,1		out/17	mai/42
LT 230 kV N.S.SOCORRO /FAFEN C-1 SE	C1	230	11,9		fev/21	dez/42
LT 230 kV N.S.SOCORRO /JARDIM C-1 SE	C1	230	1		fev/21	mai/42
LT 230 kV N.S.SOCORRO /JARDIM C-2 SE	C2	230	1,2		fev/19	mai/42
LT 230 kV N.S.SOCORRO /PENEDO C-1 SE/AL	C1	230	110,2		mar/14	mar/38
LT 230 kV NATAL III /NATAL II C-1 RN	C1	230	11,6		out/99	dez/42
LT 230 kV NATAL III /NATAL II C-2 RN	C2	230	11,6		out/02	dez/42
LT 230 kV OLINDINA /RL (CIC. DANTAS / CATU) C-1 BA	C1	230	0,2		mai/80	dez/42
LT 230 kV OLINDINA /RL (CIC. DANTAS / CATU) C-2 BA	C2	230	0,2		mai/80	dez/42
LT 230 kV OUROLANDIA II /IRECE C-1 BA	C1	230	86,6		set/81	dez/42
LT 230 kV P. AFONSO IV /P.AFONSO III C-1 BA/AL	C1	230	1,1		out/79	dez/42

LT 230 kV P. AFONSO IV /P.AFONSO III C-2 BA/AL	C2	230	1,4		fev/81	dez/42
LT 230 kV P.AFONSO III /BOM NOME C-3 AL/PE	C3	230	170,8		nov/78	dez/42
LT 230 kV P.AFONSO III /CIC. DANTAS C-1 AL/BA	C1	230	134,2		mar/68	dez/42
LT 230 kV P.AFONSO III /CIC. DANTAS C-2 AL/BA	C2	230	133,8		jun/72	dez/42
LT 230 kV P.AFONSO III /FLORESTA II C-2 AL/PE	C2	230	79		dez/74	dez/42
LT 230 kV P.AFONSO III /GARANHUNS II C-2 AL/PE	C2	230	209,3		jan/67	dez/42
LT 230 kV P.AFONSO III /GARANHUNS II C-3 AL/PE	C2	230	209,3		jan/61	dez/42
LT 230 kV P.AFONSO III /GARANHUNS II C-4 AL/PE	C4	230	214,1		dez/73	dez/42
LT 230 kV P.AFONSO III /ITABAIANA C-1 AL/SE	C1	230	162,5		abr/87	dez/42
LT 230 kV P.AFONSO III /ITABAIANA C-2 AL/SE	C2	230	162,5		set/85	dez/42
LT 230 kV P.AFONSO III /TACARUTU C-1 AL/PE	C1	230	47,4		out/61	dez/42
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-I C-1 AL/BA	C1	230	0,6		jan/55	dez/42
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-I C-2 AL/BA	C2	230	0,6		jan/55	dez/42
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-II C-1 AL/BA	C1	230	0,7		out/61	dez/42
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-II C-3 AL/BA	C3	230	0,7		mai/67	dez/42
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-II C-4 AL/BA	C4	230	0,7		mai/67	dez/42
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-II C-5 AL/BA	C5	230	0,7		dez/67	dez/42
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-III C-1 AL/BA	C1	230	0,6		abr/72	dez/42
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-III C-2 AL/BA	C2	230	0,6		out/71	dez/42
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-III C-3 AL/BA	C3	230	0,6		abr/74	dez/42
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-III C-4 AL/BA	C4	230	0,6		ago/74	dez/42
LT 230 kV P.AFONSO III /ZEBU C-1 AL	C1	230	5,4		ago/12	ago/39
LT 230 kV P.AFONSO III /ZEBU C-2 AL	C2	230	5,4		ago/12	ago/39
LT 230 kV PARAISO /ACU II C-2 RN	C2	230	132,8		set/10	jun/37
LT 230 kV PARAISO /ACU II C-3 RN	C3	230	132,79		set/22	nov/40
LT 230 kV PARAISO /LAGOA NOVA II C-1 RN	C1	230	65,4		dez/16	out/41
LT 230 kV PARAISO /NATAL II C-1 RN	C1	230	97,2		abr/79	dez/42
LT 230 kV PARAISO /NATAL II C-2 RN	C2	230	96,2		mai/79	dez/42
LT 230 kV PAU FERRO /C.GRANDE II C-2 PE/PB	C2	230	125,9		out/99	dez/42
LT 230 kV PAU FERRO /GOIANINHA C-1 PE	C1	230	41		mai/19	dez/42
LT 230 kV PAU FERRO /MIRUEIRA II C-1 PE	C1	230	22,726		out/99	dez/42
LT 230 kV PAU FERRO /MIRUEIRA II C-2 PE	C2	230	22,726		mai/19	dez/42
LT 230 kV PAU FERRO /SANTA RITA II C-1 PE/PB	C1	230	84,8417		jan/21	ago/39
LT 230 kV Paulo Afonso III-Santana II, C1	C1	230	106,794		set/21	dez/42
LT 230 kV PICOS /TAUA II C-1 PI/CE	C1	230	183,2		fev/13	jun/37
LT 230 kV PIRAPAMA II /SUAPE II C-1 PE	C1	230	20,9		dez/12	jan/39
LT 230 kV PIRAPAMA II /SUAPE II C-2 PE	C2	230	20,9		dez/12	jan/39
LT 230 kV PIRIPIRI /BIAPINA II C-1 PI/CE	C1	230	86		ago/73	dez/42
LT 230 kV PITUACU /NARANDIBA C-1 BA	C1	230	3,6		nov/83	dez/42
LT 230 kV PITUACU /NARANDIBA C-2 BA	C2	230	3,6		nov/83	dez/42
LT 230 kV PITUACU /RL (COTEGIPE / MATATU) C-1 BA/PE	C1	230	0,3		jan/77	dez/42
LT 230 kV QUIXERE /MOSSORO II C-1 CE/RN	C1	230	50,2		abr/81	dez/42
LT 230 kV RECIFE II /GOIANINHA C-1 PE	C1	230	71,4		fev/72	dez/42
LT 230 kV RECIFE II /GOIANINHA C-2 PE	C2	230	71,5		fev/72	dez/42
LT 230 kV RECIFE II /JABOATAO II C-1 PE	C1	230	16		jun/80	dez/42
LT 230 kV RECIFE II /JOAIRAM C-1 PE	C1	230	7,4		jan/67	dez/42
LT 230 kV RECIFE II /JOAIRAM C-2 PE	C2	230	7,4		jan/67	dez/42
LT 230 kV RECIFE II /JOAIRAM C-3 PE	C3	230	7,4		jan/61	dez/42
LT 230 kV RECIFE II /MIRUEIRA C-1 PE	C1	230	31		jun/80	dez/42
LT 230 kV RECIFE II /MIRUEIRA C-2 PE	C2	230	31,5		jun/80	dez/42
LT 230 kV RECIFE II /MIRUEIRA C-3 PE	C3	230	31,5		jun/86	dez/42
LT 230 kV RECIFE II /PAU FERRO C-1 PE	C1	230	33,2		set/04	dez/42
LT 230 kV RECIFE II /PAU FERRO C-2 PE	C2	230	33,2		set/04	dez/42
LT 230 kV RECIFE II /PIRAPAMA II C-2 PE	C2	230	27,798		jun/80	dez/42
LT 230 kV RIBEIRAO /RECIFE II C-1 PE	C1	230	56,6		jan/53	dez/42
LT 230 kV RIBEIRAO /RECIFE II C-2 PE	C2	230	56,7		ago/19	dez/42

LT 230 kV RIO LARGO II /ARAPIRACA III C-1 AL	C1	230	124,7		jan/98	dez/42
LT 230 kV RIO LARGO II /BRASKEM C-1 AL	C1	230	23,2		jun/76	dez/42
LT 230 kV RUSSAS II /BANABUIU C-1 CE	C1	230	112		dez/20	mai/42
LT 230 kV RUSSAS II /QUIXERE C-1 CE	C1	230	25,4		abr/81	dez/42
LT 230 kV S.JOAO PIAUI /ELISEU MARTIN C-1 PI	C1	230	172,9		fev/98	dez/42
LT 230 kV S.JOAO PIAUI /PICOS C-1 PI	C1	230	167,8		jul/85	dez/42
LT 230 kV SANTA RITA II /JOÃO PESSOA II C-1 PB	C1	230	13		set/22	dez/42
LT 230 kV Santana II-Angelim, C1	C1	230	155,744		set/21	dez/42
LT 230 kV SAO LUIS II /SAO LUIS III C-2 MA	C2	230	34,28		out/21	jul/40
LT 230 kV SAPEACU /FUNIL C-1 BA	C1	230	195,7		dez/68	dez/42
LT 230 kV SAPEACU /STO.A.JESUS C-1 BA	C1	230	32		fev/84	dez/42
LT 230 kV SAPEACU /STO.A.JESUS C-2 BA	C2	230	32		fev/84	dez/42
LT 230 kV SOBRAL II /SOBRAL III C-1 CE	C1	230	13,8		mai/09	dez/42
LT 230 kV SOBRAL II /SOBRAL III C-2 CE	C2	230	13,8		mai/09	dez/42
LT 230 kV SOBRAL II /CCCCP C-1 CE	C1	230	2,9		jun/01	dez/42
LT 230 kV SOBRAL III /ACARAU II C-1 CE	C1	230	91,3		set/15	nov/40
LT 230 kV SR.BONFIM II /CAMPO FORMOSO C-1 BA	C1	230	64,7		set/81	dez/42
LT 230 kV STO.A.JESUS /FUNIL C-1 BA	C1	230	162,6		fev/84	dez/42
LT 230 kV STO.A.JESUS /FUNIL C-2 BA	C2	230	162,1		fev/84	dez/42
LT 230 kV SUAPE II /SUAPE III C-1 PE	C1	230	3,6		dez/12	jan/39
LT 230 kV SUAPE II /SUAPE III C-2 PE	C2	230	3,6		dez/12	jan/39
LT 230 kV T. BREJO VELHO /BARREIRAS II C-1 BA	C1	230	95,8		mai/19	dez/42
LT 230 kV TACAIMBO /C.GRANDE II C-1 PE/PB	C1	230	124,7		mar/63	dez/42
LT 230 kV TACAIMBO /C.GRANDE II C-2 PE/PB	C2	230	124,7		mar/73	dez/42
LT 230 kV TACARUTU /BOM NOME C-1 PE	C1	230	137,1		out/61	dez/42
LT 230 kV TERESINA /PIRIPIRI C-1 PI	C1	230	154,7		nov/71	dez/42
LT 230 kV TERESINA II /TERESINA C-1 PI	C1	230	25,3		set/02	dez/42
LT 230 kV TERESINA II /TERESINA C-2 PI	C2	230	25,3		set/02	dez/42
LT 230 kV TERESINA II /TERESINA III C-1 PI	C1	230	22,8		out/17	dez/41
LT 230 kV TERESINA II /TERESINA III C-2 PI	C2	230	22,8		out/17	dez/41
LT 230 kV TOUROS /CEARA MIRIM II C-1 RN	C1	230	61,5		mai/17	mai/42
LT 230 kV U. A. SALES /P.AFONSO III C-1 BA/AL	C1	230	5,8		out/77	dez/42
LT 230 kV U. A. SALES /P.AFONSO III C-2 BA/AL	C2	230	5,7		mar/77	dez/42
LT 230 kV U.SOBRADINHO /JUAZEIRO II C-1 BA	C1	230	42,5		jan/80	dez/42
LT 230 kV U.SOBRADINHO /JUAZEIRO II C-2 BA	C2	230	42,5		abr/81	dez/42
LT 230 kV UB.ESPERANCA /B. ESPERANCA C-1 PI	C1	230	2,8		dez/80	dez/42
LT 500 kV ANGELIM II /PAU FERRO C-1 PE	C1	500	219,4		ago/77	dez/42
LT 500 kV ANGELIM II /RECIFE II C-2 PE	C2	500	170,7		mar/80	dez/42
LT 500 kV CAMACARI IV /CAMACARI II C-1 BA	C1	500	0,3		nov/12	dez/42
LT 500 kV CEARA MIRIM II /C.GRANDE III C-1 RN/PB	C1	500	192,371		out/19	out/41
LT 500 kV GARANHUNS II /ANGELIM II C-1 PE	C1	500	13,2		fev/77	dez/42
LT 500 kV JARDIM /CAMACARI IV C-1 SE/BA	C1	500	249,6		mai/00	dez/42
LT 500 kV JOAO CAMARA III /CEARA MIRIM II C-1 RN	C1	500	63,6		out/19	out/41
LT 500 kV JUAZEIRO III /U.SOBRADINHO C-1 BA	C1	500	37,6		out/79	dez/42
LT 500 kV L.GONZAGA /US. L.GONZAGA C-1 PE	C1	500	0,6		mai/79	dez/42
LT 500 kV L.GONZAGA /US. L.GONZAGA C-2 PE	C2	500	0,6		mai/79	dez/42
LT 500 kV L.GONZAGA /US. L.GONZAGA C-3 PE	C3	500	0,6		mai/79	dez/42
LT 500 kV MESSIAS /SUAPE II C-1 AL/PE	C1	500	176,6		dez/98	dez/42
LT 500 kV MILAGRES /QUIXADA C-1 CE	C1	500	268		set/03	dez/42
LT 500 kV OLINDINA /CAMACARI II C-1 BA	C1	500	147,2		out/76	dez/42
LT 500 kV OLINDINA /CAMACARI II C-2 BA	C2	500	146,9		set/78	dez/42
LT 500 kV OLINDINA /US. L.GONZAGA C-1 BA/PE	C1	500	248,6		mai/76	dez/42
LT 500 kV P. AFONSO IV /ANGELIM II C-1 BA/PE	C1	500	221,5		jul/79	dez/42
LT 500 kV P. AFONSO IV /OLINDINA C-1 BA	C1	500	212,8		jun/78	dez/42
LT 500 kV P. AFONSO IV /US. L.GONZAGA C-1 BA/PE	C1	500	37,4		out/79	dez/42
LT 500 kV P. AFONSO IV /USINA PA-IV C-1 BA	C1	500	0,6		dez/79	dez/42

LT 500 kV P. AFONSO IV /USINA PA-IV C-2 BA	C2	500	0,6		mai/80	dez/42
LT 500 kV P. AFONSO IV /USINA PA-IV C-3 BA	C3	500	0,6		out/80	dez/42
LT 500 kV P. AFONSO IV /USINA PA-IV C-4 BA	C4	500	0,6		jul/81	dez/42
LT 500 kV P. AFONSO IV /USINA PA-IV C-5 BA	C5	500	0,6		dez/81	dez/42
LT 500 kV P. AFONSO IV /USINA PA-IV C-6 BA	C6	500	0,6		mai/83	dez/42
LT 500 kV P. AFONSO IV /USINA XINGO C-1 BA/AL	C1	500	53,8		fev/93	dez/42
LT 500 kV PAU FERRO /RECIFE II C-1 PE	C1	500	114,5		ago/77	dez/42
LT 500 kV PECEM II /FORTALEZA II C-1 CE	C1	500	73,1		mai/00	dez/42
LT 500 kV QUIXADA /FORTALEZA II C-1 CE	C1	500	136,5		set/03	dez/42
LT 500 kV S.JOAO PIAUI /B. ESPERANCA C-1 PI	C1	500	233,5		dez/80	dez/42
LT 500 kV SOBRAL III /PECEM II C-1 CE	C1	500	176,6		mai/00	dez/42
LT 500 kV SUAPE II /RECIFE II C-1 PE	C1	500	45,46		dez/98	dez/42
LT 500 kV TERESINA II /P.DUTRA C-1 PI/MA	C1	500	207,9		mai/00	dez/42
LT 500 kV TERESINA II /P.DUTRA C-2 PI/MA	C2	500	207,7		abr/03	dez/42
LT 500 kV TERESINA II /TIANGUA II C-1 PI/CE	C1	500	267,7		set/19	dez/42
LT 500 kV TIANGUA II /SOBRAL III C-1 CE	C1	500	100,5		set/19	dez/42
LT 500 kV U.SOBRADINHO /S.JOAO PIAUI C-1 BA/PI	C1	500	211		dez/80	dez/42
LT 500 kV U.SOBRADINHO /SOBRADINHO C-1 BA	C1	500	0,4		out/79	dez/42
LT 500 kV U.SOBRADINHO /SOBRADINHO C-2 BA	C2	500	0,3		out/79	dez/42
LT 500 kV U.SOBRADINHO /SOBRADINHO C-3 BA	C3	500	0,3		out/79	dez/42
LT 500 kV US. L.GONZAGA /GARANHUNS II C-2 PE	C2	500	238,7		fev/77	dez/42
LT 500 kV US. L.GONZAGA /JUAZEIRO III C-1 PE/BA	C1	500	253,1		out/79	dez/42
LT 500 kV US. L.GONZAGA /MILAGRES C-1 PE/CE	C1	500	230,8		fev/02	dez/42
LT 500 kV US. L.GONZAGA /U.SOBRADINHO C-2 PE/BA	C2	500	316		jun/88	dez/42
LT 500 kV USINA XINGO /JARDIM C-1 AL/SE	C1	500	159,8		mai/00	dez/42
LT 500 kV USINA XINGO /MESSIAS C-1 AL	C1	500	219		fev/93	dez/42
LT 500 kV USINA XINGO /XINGO C-1 AL	C1	500	0,9		out/95	dez/42
LT 500 kV USINA XINGO /XINGO C-2 AL	C2	500	0,9		out/95	dez/42
LT 500 kV USINA XINGO /XINGO C-3 AL	C3	500	0,9		out/95	dez/42
LT 500 kV USINA XINGO /XINGO C-4 AL	C4	500	0,9		out/95	dez/42
LT 500 kV USINA XINGO /XINGO C-5 AL	C5	500	0,8		mar/94	dez/42
LT 500 kV USINA XINGO /XINGO C-6 AL	C6	500	0,8		nov/94	dez/42
ABAIXADORA				183	out/67	dez/42
ACARAU II				200	abr/14	nov/40
ACU II				378	nov/89	dez/42
AÇU III				0	dez/21	dez/42
ALEX				0	ago/21	dez/42
ANGELIM				310	jan/56	dez/42
ANGELIM II				0	jan/80	dez/42
AQUIRAZ II				450	dez/13	jul/40
ARAPIRACA III				200	jun/13	out/40
B. ESPERANCA				127,3	nov/80	dez/42
B.J.LAPA II				0	dez/15	nov/40
B.JESUS LAPA				348,93	set/81	dez/42
BANABUIU				346,25	jan/64	dez/42
BARREIRAS				401	jun/96	dez/42
BARREIRAS II				0	out/14	dez/42
BOM NOME				510	out/63	dez/42
BONGI				530	mai/56	dez/42
BROT.MACAUBAS				0	jul/12	dez/42
BRUMADO II				0	ago/10	jun/37
C.GRANDE II				776,68	mai/64	dez/42
C.GRANDE III				1400	dez/15	out/41
CAMACARI II				3127,52	jan/79	dez/42
CAMACARI IV				2800	nov/12	jul/40
CAMPO FORMOSO				0	nov/17	dez/42

CASA NOVA II				240	mai/56	dez/37
CATU				300	mai/56	dez/42
CAUIPE				301	mar/01	dez/42
CEARA MIRIM II				1250	set/14	out/41
CIC. DANTAS				151	mai/56	dez/42
COREMAS				300	dez/90	dez/42
COTEGIPE				502	jan/56	dez/42
COTEMINAS				0	dez/09	dez/42
CUR.NOVOS II				88,67	nov/75	dez/42
DELM. GOUVEIA				401	jun/89	dez/42
ELISEU MARTINS				101	jan/06	dez/42
EUNAPOLIS				400	set/98	dez/42
EXTREMOZ II				200	fev/14	nov/40
FEIRA DE SANTANA III				0	set/22	dez/42
FLORESTA II				0	mai/18	dez/42
FORTALEZA				671,68	jan/64	dez/42
FORTALEZA II				2600	mai/00	dez/42
FUNIL				892,11	jan/56	dez/42
G.MANGABEIRA				200	mar/60	dez/42
GARANHUNS II				0	jan/61	dez/42
GOIANINHA				400	jan/61	dez/42
IBIAPINA II				200	set/16	out/41
IBICOARA				810	jan/11	jun/37
ICO				200	mai/97	dez/42
IGAPORA II				450	jun/14	nov/40
IGAPORA III				3250	dez/15	jun/42
IRECE				503,76	set/81	dez/42
ITABAIANA				300	mai/57	dez/42
ITABAIANINHA				240	fev/96	dez/42
ITABUNA III				0	nov/21	dez/42
ITAPEBI				0	jan/03	dez/42
JABOATAO II				300	mai/18	jun/42
JACARACANGA				301	jan/82	dez/42
JAGUARARI				0	jan/80	dez/42
JARDIM				2401	ago/79	dez/42
JOAIRAM				451	jul/06	dez/42
JOAO CAMARA II				540	fev/14	nov/40
JOAO CAMARA III				1950	set/14	dez/42
JOÃO PESSOA II				0	set/22	dez/42
JUAZEIRO II				402	abr/81	dez/42
JUAZEIRO III				0	mai/12	dez/42
LAGOA DO CARRO				0	set/20	dez/42
LAGOA NOVA II				450	dez/15	out/41
LUIZ GONZAGA				0	jan/74	dez/42
MACEIO				400	set/02	dez/42
MACEIO II				400	mai/12	mai/42
MARACANAÚ II				0	mai/22	dez/42
MATATU				520	jan/65	dez/42
MESSIAS				1401	nov/94	dez/42
MILAGRES				2472,07	jan/64	dez/42
MIRUEIRA				401	ago/78	dez/42
MIRUEIRA II				300	abr/16	jun/42
MORRO CHAPEU II				150	jul/17	out/41
MOSSORO II				420	jan/77	dez/42
MOSSORO IV				100	out/17	jun/42
MOXOTO				20	jan/72	dez/42

MULUNGU				10	mai/75	dez/42
MUSSURE II				401	mar/79	dez/42
N.S.SOCORRO				300	mai/12	mai/42
NATAL II				461	jan/79	dez/42
NATAL III				450	ago/12	ago/39
OLINDINA				120	abr/80	dez/42
OUROLANDIA II				0	jun/18	dez/42
P. AFONSO IV				1400	jan/79	dez/42
P.AFONSO III				0	mar/74	dez/42
PARAISO				200	fev/04	dez/42
PAU FERRO				401	ago/02	dez/42
PCH CUREMAS				4,2	jan/57	nov/24
PECEM II				4000	mai/97	jul/40
PEDRA				26,66	nov/78	dez/42
PENEDO				302	mai/97	dez/42
PICI II				500	mai/05	dez/42
PICOS				240	jul/92	dez/42
PILOES				0	out/12	dez/42
PINDAI II				300	dez/15	jun/42
PIRAPAMA II				400	fev/72	dez/42
PIRIPIRI				366,5	ago/73	dez/42
PITUACU				402	mar/83	dez/42
POCOES II				200	out/19	dez/42
POLO				300	jul/03	out/40
QUIXADA				0	jul/03	dez/42
QUIXERE				0	nov/14	dez/42
RECIFE II				3010,092	jan/79	dez/42
RIBEIRAO				400,15	out/94	dez/42
RIO LARGO II				301	dez/62	dez/42
RUSSAS II				300	nov/82	dez/42
S.JOAO PIAUI				517,66	nov/80	dez/42
SAN.MATOS II				100	nov/75	dez/42
SANTA CRUZ II				155	mar/63	dez/42
SANTA RITA II				450	jul/12	ago/39
SANTANA II				0	set/21	dez/42
SÃO LUIS II				0	out/21	jul/40
SÃO LUIS III				0	out/21	jul/40
SAPEACU				0	mai/03	dez/42
SE GPEXPAN				200	abr/21	dez/42
SOBRADINHO				1100,0	nov/79	fev/52
SOBRAL II				400	nov/73	dez/42
SOBRAL III				1400	abr/00	dez/42
SR.BONFIM II				533,34	mai/81	dez/42
STO.A.JESUS				301	mar/97	dez/42
SUAPE II				1400	dez/12	jan/39
SUAPE III				300	jul/12	jan/39
TABOCAS DO BREJO VELHO				0	jun/85	dez/42
TACAIMBO				401	jun/85	dez/42
TACARUTU				0	dez/14	dez/42
TAUA II				322	dez/07	mar/35
TEIX. FREITAS II				233,31	set/19	out/38
TERESINA				590	abr/70	dez/42
TERESINA II				1500,046	mai/00	dez/42
TERESINA III				600	out/17	dez/41
TIANGUA II				0	jan/19	dez/42
TOUROS				150	mai/17	jun/42

U. A. SALES				560	fev/77	dez/42
U.SOBRADINHO				1333,3	out/79	fev/52
UB.ESPERANCA				400	mar/70	dez/42
US. FUNIL				48	jan/59	dez/42
US. L.GONZAGA				1850	mai/88	dez/42
USINA BOA ESPERANCA				280	mar/70	dez/42
USINA PA-I				225	jan/55	dez/42
USINA PA-II				550	jan/62	dez/42
USINA PA-III				1040	jan/71	dez/42
USINA PA-IV				3000	nov/79	dez/42
USINA XINGO				3700	nov/94	dez/42
XINGO				0	nov/94	dez/42
ZEBU				38,4	jul/12	dez/42
ZEBU II				300	jun/12	ago/39
Sociedade de Propósito Específico			6.130,32	2.100,00		
Sistema de Transmissão Nordeste S.A. - STN LT Teresina II/ Sobral III/Pecem II/Fortaleza II	CS	500 kV	638,37	-	jan/06	fev/34
Interligação Elétrica do Madeira LT Porto Velho/Araraquara II/Estação Retificadora/500/600 kV/3150 MW/Estação Inversora/600/500kV/2950 MW	CS	600 kV	4.858,95	6.150,00	ago/13	fev/39
Interligação Elétrica Garanhuns S.A. - LT 500 kV Luis Gonzaga – Garanhuns, LT 500 kV Garanhuns II – Campina Grande III, LT 500 kV Garanhuns II – Pau Ferro, LT 230 kV Garanhuns – Angelim I, SE Garanhuns, SE Pau Ferro	CS	500/230 kV	633,00	2.100,00	nov/15	dez/41

O sistema físico da Eletrobras Chesf é composto também por 12 subestações elevadoras das usinas que somadas às subestações de potência acima, totalizam 79.193,67 MVA (Geração + Transmissão) de capacidade de transformação.

Tabela 8 - Linhas de Transmissão em Operação - Características Financeiras

Linha de Transmissão	Propriedade	RAP (R\$ Mil)	RAP Proporc. (R\$ Mil)	Ano de degraú da RAP	Mês Base Reajuste	Índice de Correção
Integral		1.689.081	1.689.081			
LT 069 kV ABAIXADORA /MOXOTO C-1 BA	100%	71,36	71,36	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 069 kV ABAIXADORA /MULUNGU C-1 BA	100%	87,52	87,52	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 069 kV ABAIXADORA /ZEBU C-1 BA/AL	100%	72,71	72,71	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 069 kV CAMACARI II /CAMACARI II C-1 BA	100%	20,30	20,30	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 069 kV CATU /COTEGIPE C-1 BA	100%	748,93	748,93	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 069 kV CATU /COTEGIPE C-2 BA	100%	748,93	748,93	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 069 kV MATATU /PITUACU C-1 BA	100%	431,84	431,84	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 069 kV MATATU /PITUACU C-2 BA	100%	80,42	80,42	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 069 kV MOD.REDUZIDO /RL (ABAIXADORA / MOXOTO) C-1 BA	100%	7,29	7,29	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 069 kV PEDRA /JEQUIE C-1 BA	100%	602,31	602,31	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 069 kV PITUACU /COTEGIPE C-1 BA	100%	220,16	220,16	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 069 kV PITUACU /COTEGIPE C-2 BA	100%	218,17	218,17	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 069 kV ZEBU /MOXOTO C-1 BA	100%	524,33	524,33	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 138 kV ACU II /SAN.MATOS II C-1 RN	100%	648,93	648,93	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 138 kV C.GRANDE II /PILOES C-1 PB	100%	2.546,06	2.546,06	Não Aplicável	jun-22	IPCA

LT 138 kV C.GRANDE II /SANTA CRUZ II C-1 PB/RN	100%	1.213,21	1.213,21	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 138 kV PARAISO /SANTA CRUZ II C-1 RN	100%	371,27	371,27	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 138 kV PILOES /PARAISO C-1 PB/RN	100%	2.852,46	2.852,46	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 138 kV USINA PA-II /ZEBU C-1 BA	100%	94,20	94,20	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV ACU III /ACU II C-1 RN	100%	1.615,47	1.615,47	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV ACU III /ACU II C-3 RN	100%	1.747,00	1.747,00	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV ALEX /MOSSORO II C-1 CE/RN	100%	8.890,87	8.890,87	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV ANGELIM /MESSIAS C-1 PE/AL	100%	2.816,16	2.816,16	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV ANGELIM /MESSIAS C-2 PE/AL	100%	4.154,46	4.154,46	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV ANGELIM /MESSIAS C-3 PE/AL	100%	8.127,04	8.127,04	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV ANGELIM /RECIFE II C-1 PE	100%	2.574,56	2.574,56	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV ANGELIM /RIBEIRAO C-1 PE	100%	9.833,98	9.833,98	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV ANGELIM /RIBEIRAO C-2 PE	100%	1.751,05	1.751,05	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV ANGELIM /TACAIMBO C-1 PE	100%	1.213,92	1.213,92	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV ANGELIM /TACAIMBO C-2 PE	100%	1.217,72	1.217,72	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV ANGELIM /TACAIMBO C-3 PE	100%	6.750,27	6.750,27	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV AQUIRAZ II /FORTALEZA C-1 CE	100%	461,38	461,38	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV AQUIRAZ II /FORTALEZA C-2 CE	100%	2.202,09	2.202,09	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV AQUIRAZ II /FORTALEZA C-3 CE	100%	1.568,04	1.568,04	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV ARAPIRACA III /PENEDO C-1 AL	100%	4.068,44	4.068,44	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV B. ESPERANCA /TERESINA C-1 PI	100%	3.761,45	3.761,45	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV B. ESPERANCA /TERESINA C-2 PI	100%	20.343,28	20.343,28	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV B.JESUS LAPA /TABOCCAS BREJO VELHO C-1 BA	100%	12.593,65	12.593,65	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV BANABUIU /ALEX C-1 CE	100%	13.889,24	13.889,24	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV BANABUIU /AQUIRAZ II C-1 CE	100%	7.760,09	7.760,09	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV BANABUIU /AQUIRAZ II C-2 CE	100%	5.820,54	5.820,54	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV BANABUIU /AQUIRAZ II C-3 CE	100%	4.283,12	4.283,12	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV BANABUIU /ICO C-1 CE	100%	4.246,95	4.246,95	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV BANABUIU /MOSSORO II C-2 CE/RN	100%	5.409,26	5.409,26	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV BANABUIU /RUSSAS II C-1 CE	100%	5.319,73	5.319,73	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV BARREIRAS II /BARREIRAS C-1 BA	100%	1.490,13	1.490,13	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV BOM NOME /MILAGRES C-1 PE/CE	100%	1.590,07	1.590,07	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV BOM NOME /MILAGRES C-2 PE/CE	100%	1.597,67	1.597,67	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV BOM NOME /MILAGRES C-3 PE/CE	100%	3.794,02	3.794,02	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV BONGI /ACONORTE C-1 PE	100%	325,59	325,59	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV BONGI /JOAIRAM C-1 PE	100%	143,62	143,62	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV BONGI /JOAIRAM C-2 PE	100%	115,16	115,16	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV BONGI /JOAIRAM C-3 PE	100%	115,16	115,16	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV BROT.MACAUBAS /B.JESUS LAPA C-1 BA	100%	31.632,25	31.632,25	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV BRUMADO II /IBICOARA C-1 BA	100%	4.244,65	4.244,65	2027	jun-22	IPCA
LT 230 kV C.GRANDE II /COTEMINAS C-1 PB	100%	198,96	198,96	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV C.GRANDE II /PARAISO C-1 PB/RN	100%	4.215,31	4.215,31	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV C.GRANDE II /PARAISO C-2 PB/RN	100%	4.247,44	4.247,44	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV C.GRANDE III /C.GRANDE II C-1 PB	100%	252,52	252,52	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV C.GRANDE III /C.GRANDE II C-2 PB	100%	265,54	265,54	Não Aplicável	jun-22	IPCA

LT 230 kV C.GRANDE III /C.GRANDE II C-3 PB	100%	469,32	469,32	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV C.GRANDE III /EXTREMOZ II C-1 PB/RN	100%	14.072,37	14.072,37	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV C.GRANDE III /EXTREMOZ II C-2 PB/RN	100%	9.047,28	9.047,28	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV CAMACARI II /BRAS.C.SODA C-1 BA	100%	887,71	887,71	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV CAMACARI II /BRASKEM C-1 BA	100%	739,76	739,76	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV CAMACARI II /BRASKEM C-2 BA	100%	325,59	325,59	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV CAMACARI II /CARAIBAS C-1 BA	100%	427,41	427,41	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV CAMACARI II /COTEGIPE C-1 BA	100%	1.513,68	1.513,68	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV CAMACARI II /G.MANGABEIRA C-1 BA	100%	6.787,72	6.787,72	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV CAMACARI II /G.MANGABEIRA C-2 BA	100%	6.908,93	6.908,93	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV CAMACARI II /MATATU C-1 BA	100%	1.421,52	1.421,52	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV CAMACARI II /PITUACU C-1 BA	100%	3.178,95	3.178,95	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV CAMACARI IV /COTEGIPE C-1 BA	100%	1.295,38	1.295,38	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV CAMACARI IV /JACARACANGA C-1 BA	100%	2.028,10	2.028,10	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV CAMACARI IV /JACARACANGA C-2 BA	100%	2.026,68	2.026,68	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV CAMACARI IV /PITUACU C-1 BA	100%	3.625,14	3.625,14	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV CAMPO FORMOSO /OUROLANDIA II C-1 BA	100%	9.135,07	9.135,07	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV CATU /CAMACARI IV C-1 BA	100%	1.109,55	1.109,55	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV CATU /CAMACARI IV C-2 BA	100%	1.562,26	1.562,26	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV CATU /G.MANGABEIRA C-1 BA	100%	1.500,44	1.500,44	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV CAUIPE /FORTALEZA II C-1 CE	100%	911,67	911,67	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV CAUIPE /FORTALEZA II C-2 CE	100%	869,68	869,68	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV CAUIPE /MARACANAU C-1 CE	100%	3.904,27	3.904,27	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV CAUIPE /SOBRAL II C-1 CE	100%	3.468,57	3.468,57	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV CEARA MIRIM II /EXTREMOZ II C-1 RN	100%	874,29	874,29	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV CEARA MIRIM II /EXTREMOZ II C-2 RN	100%	885,70	885,70	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV CEARA MIRIM II /JOAO CAMARA II C-1 RN	100%	2.745,67	2.745,67	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV CIC. DANTAS /CATU C-1 BA	100%	3.871,55	3.871,55	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV CIC. DANTAS /CATU C-2 BA	100%	3.895,17	3.895,17	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV COTEGIPE /JACARACANGA C-1 BA	100%	857,90	857,90	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV COTEGIPE /MATATU C-1 BA	100%	1.492,28	1.492,28	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV COTEMINAS /LAGOA DO CARRO C-1 PB/PE	100%	7.516,60	7.516,60	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV DELM. GOUVEIA /FORTALEZA II C-1 CE	100%	690,94	690,94	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV DELM. GOUVEIA /FORTALEZA II C-2 CE	100%	690,94	690,94	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV EUNAPOLIS /TEIX. FREITAS II C-1 BA	100%	3.366,52	3.366,52	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV EUNAPOLIS /TEIX. FREITAS II C-2 BA	100%	8.771,08	8.771,08	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV EXTREMOZ II /NATAL III C-1 RN	100%	355,78	355,78	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV EXTREMOZ II /NATAL III C-2 RN	100%	7.555,58	7.555,58	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV FLORESTA II /BOM NOME C-1 PE	100%	1.751,84	1.751,84	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV FORTALEZA /FORTALEZA II C-1 CE	100%	7,41	7,41	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV FORTALEZA /FORTALEZA II C-2 CE	100%	7,41	7,41	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV FORTALEZA /FORTALEZA II C-3 CE	100%	7,41	7,41	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV FORTALEZA II /PICI II C-1 CE	100%	2.453,15	2.453,15	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV FORTALEZA II /PICI II C-2 CE	100%	2.453,15	2.453,15	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV FUNIL /ITABUNA III C-1 BA	100%	5.861,50	5.861,50	Não Aplicável	jun-22	IPCA

LT 230 kV FUNIL /ITAPEBI C-1 BA	100%	16.065,07	16.065,07	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV G.MANGABEIRA /SAPEACU C-1 BA	100%	1.282,57	1.282,57	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV G.MANGABEIRA /SAPEACU C-2 BA	100%	2.007,12	2.007,12	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV G.MANGABEIRA /SAPEACU C-3 BA	100%	2.016,04	2.016,04	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV GARANHUNS II /ANGELIM C-1 PE	100%	316,55	316,55	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV GARANHUNS II /ANGELIM C-2 PE	100%	316,55	316,55	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV GARANHUNS II /ANGELIM C-3 PE	100%	361,98	361,98	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV GOIANINHA /C.GRANDE II C-1 PE/PB	100%	3.434,94	3.434,94	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV GOIANINHA /MUSSURE II C-2 PE/PB	100%	1.806,05	1.806,05	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV GOIANINHA /SANTA RITA II C-1 PE/PB	100%	1.714,52	1.714,52	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV IBIAPINA II /SOBRAL II C-1 CE	100%	1.834,61	1.834,61	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV ICO /MILAGRES C-1 CE	100%	4.092,11	4.092,11	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV IGAPORA II /B.J.LAPA II C-1 BA	100%	4.173,35	4.173,35	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV IGAPORA II /IGAPORA III C-1 BA	100%	143,54	143,54	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV IGAPORA II /IGAPORA III C-2 BA	100%	143,54	143,54	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV IGAPORA III /PINDAI II C-1 BA	100%	3.301,47	3.301,47	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV IRECE /BROT.MACAUBAS C-1 BA	100%	13.486,04	13.486,04	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV ITABAIANA /ITABAIANINHA C-1 SE	100%	2.091,36	2.091,36	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV ITABAIANA /JARDIM C-1 SE	100%	1.570,48	1.570,48	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV ITABAIANA /JARDIM C-2 SE	100%	1.570,48	1.570,48	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV ITABAIANINHA /CATU C-1 SE/BA	100%	6.074,55	6.074,55	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV ITABUNA III /ITAPEBI C-1 BA	100%	10.881,33	10.881,33	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV ITAPEBI /EUNAPOLIS C-1 BA	100%	3.811,50	3.811,50	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV ITAPEBI /EUNAPOLIS C-2 BA	100%	3.811,50	3.811,50	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV JABOATAO II /PIRAPAMA II C-1 PE	100%	1.029,35	1.029,35	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV JACARACANGA /ALCAN C-1 BA	100%	230,43	230,43	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV JACARACANGA /DOW QUIMICA C-1 BA	100%	428,69	428,69	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV JACARACANGA /DOW QUIMICA C-2 BA	100%	423,27	423,27	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV JAGUARARI-SE /SR.BONFIM II C-1 BA	100%	3.366,47	3.366,47	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV JUAZEIRO II /JAGUARARI-SE C-1 BA	100%	2.849,23	2.849,23	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV JUAZEIRO II /SR.BONFIM II C-1 BA	100%	5.303,94	5.303,94	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV LAGOA DO CARRO /PAU FERRO C-1 PE	100%	2.930,69	2.930,69	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV MARACANAU /FORTALEZA II C-1 CE	100%	2.054,88	2.054,88	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV MESSIAS /MACEIO C-1 AL	100%	2.310,42	2.310,42	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV MESSIAS /MACEIO C-2 AL	100%	2.310,42	2.310,42	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV MESSIAS /MACEIO II C-1 AL	100%	880,64	880,64	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV MESSIAS /MACEIO II C-2 AL	100%	880,64	880,64	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV MESSIAS /RIO LARGO II C-1 AL	100%	1.467,18	1.467,18	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV MESSIAS /RIO LARGO II C-2 AL	100%	496,84	496,84	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV MESSIAS /RIO LARGO II C-3 AL	100%	496,84	496,84	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV MILAGRES /BANABUIU C-1 CE	100%	4.295,01	4.295,01	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV MILAGRES /BANABUIU C-2 CE	100%	8.037,98	8.037,98	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV MILAGRES /COREMAS C-1 CE/PB	100%	12.267,61	12.267,61	2023	jun-22	IGPM
LT 230 kV MILAGRES /COREMAS C-2 CE/PB	100%	12.425,32	12.425,32	2023	jun-22	IGPM

LT 230 kV MILAGRES /TAUA II C-1 CE	100%	13.588,96	13.588,96	2024	jun-22	IGPM
LT 230 kV MORRO CHAPEU II /IRECE C-1 BA	100%	2.288,97	2.288,97	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV MOSSORO II /ACU III C-1 RN	100%	6.239,91	6.239,91	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV MOSSORO II /ACU III C-2 RN	100%	659,64	659,64	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV MOSSORO IV /MOSSORO II C-1 RN	100%	1.743,83	1.743,83	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV N.S.SOCORRO /Fafen C-1 SE	100%	1.541,16	1.541,16	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV N.S.SOCORRO /JARDIM C-1 SE	100%	139,68	139,68	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV N.S.SOCORRO /JARDIM C-2 SE	100%	122,30	122,30	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV N.S.SOCORRO /PENEDO C-1 SE/AL	100%	3.593,44	3.593,44	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV NATAL III /NATAL II C-1 RN	100%	1.236,96	1.236,96	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV NATAL III /NATAL II C-2 RN	100%	1.236,96	1.236,96	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV OLINDINA /RL (CIC. DANTAS / CATU) C-1 BA	100%	11,76	11,76	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV OLINDINA /RL (CIC. DANTAS / CATU) C-2 BA	100%	11,76	11,76	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV OUROLANDIA II /IRECE C-1 BA	100%	7.970,43	7.970,43	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV P. AFONSO IV /P.AFONSO III C-1 BA/AL	100%	64,67	64,67	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV P. AFONSO IV /P.AFONSO III C-2 BA/AL	100%	82,30	82,30	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /BOM NOME C-3 AL/PE	100%	8.063,61	8.063,61	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /CIC. DANTAS C-1 AL/BA	100%	5.790,37	5.790,37	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /CIC. DANTAS C-2 AL/BA	100%	2.568,00	2.568,00	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /FLORESTA II C-1 AL/PE	100%	1.500,90	1.500,90	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /GARANHUNS II C-1 AL/PE	100%	4.950,19	4.950,19	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /GARANHUNS II C-2 AL/PE	100%	3.076,88	3.076,88	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /GARANHUNS II C-3 AL/PE	100%	3.076,88	3.076,88	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /ITABAIANA C-1 AL/SE	100%	13.365,34	13.365,34	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /ITABAIANA C-2 AL/SE	100%	13.365,34	13.365,34	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /SANTANA II C-1 AL	100%	1.959,60	1.959,60	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /TACARUTU C-1 AL/PE	100%	912,22	912,22	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-I C-1 AL/BA	100%	14,82	14,82	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-I C-2 AL/BA	100%	14,82	14,82	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-II C-1 AL/BA	100%	14,82	14,82	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-II C-2 AL/BA	100%	80,14	80,14	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-II C-3 AL/BA	100%	14,82	14,82	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-II C-4 AL/BA	100%	17,29	17,29	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-II C-5 AL/BA	100%	17,29	17,29	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-III C-1 AL/BA	100%	14,82	14,82	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-III C-2 AL/BA	100%	14,82	14,82	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-III C-3 AL/BA	100%	14,82	14,82	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-III C-4 AL/BA	100%	14,82	14,82	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /ZEBU C-1 AL	100%	203,22	203,22	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /ZEBU C-2 AL	100%	203,22	203,22	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV PARAISO /ACU II C-2 RN	100%	5.383,44	5.383,44	2025	jun-22	IPCA
LT 230 kV PARAISO /ACU II C-3 RN	100%	3.530,38	3.530,38	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV PARAISO /LAGOA NOVA II C-1 RN	100%	4.157,10	4.157,10	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV PARAISO /NATAL II C-1 RN	100%	5.042,54	5.042,54	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV PARAISO /NATAL II C-2 RN	100%	3.469,33	3.469,33	Não Aplicável	jun-22	IPCA

LT 230 kV PAU FERRO /C.GRANDE II C-2 PE/PB	100%	1.887,81	1.887,81	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV PAU FERRO /GOIANINHA C-1 PE	100%	4.275,33	4.275,33	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV PAU FERRO /MIRUEIRA II C-1 PE	100%	1.651,24	1.651,24	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV PAU FERRO /MIRUEIRA II C-2 PE	100%	3.287,54	3.287,54	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV PAU FERRO /SANTA RITA II C-1 PE/PB	100%	7.361,95	7.361,95	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV PICOS /TAUA II C-1 PI/CE	100%	7.177,92	7.177,92	2025	jun-22	IPCA
LT 230 kV PIRAPAMA II /SUAPE II C-1 PE	100%	1.071,28	1.071,28	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV PIRAPAMA II /SUAPE II C-2 PE	100%	1.071,28	1.071,28	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV PIRIPIRI /IBIAPINA II C-1 PI/CE	100%	1.540,32	1.540,32	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV PITUACU /NARANDIBA C-1 BA	100%	70,17	70,17	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV PITUACU /NARANDIBA C-2 BA	100%	379,53	379,53	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV PITUACU /RL (COTEGIPE / MATATU) C-1 BA/PE	100%	117,57	117,57	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV QUIXERE /MOSSORO II C-1 CE/RN	100%	2.264,55	2.264,55	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV RECIFE II /GOIANINHA C-1 PE	100%	1.070,61	1.070,61	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV RECIFE II /GOIANINHA C-2 PE	100%	1.070,61	1.070,61	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV RECIFE II /JABOATAO II C-1 PE	100%	613,17	613,17	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV RECIFE II /JOAIRAM C-1 PE	100%	168,70	168,70	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV RECIFE II /JOAIRAM C-2 PE	100%	133,15	133,15	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV RECIFE II /JOAIRAM C-3 PE	100%	133,15	133,15	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV RECIFE II /MIRUEIRA C-1 PE	100%	1.134,01	1.134,01	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV RECIFE II /MIRUEIRA C-2 PE	100%	1.124,32	1.124,32	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV RECIFE II /MIRUEIRA C-3 PE	100%	3.236,43	3.236,43	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV RECIFE II /PAU FERRO C-1 PE	100%	1.185,00	1.185,00	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV RECIFE II /PAU FERRO C-2 PE	100%	1.185,00	1.185,00	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV RECIFE II /PIRAPAMA II C-2 PE	100%	1.083,63	1.083,63	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV RIBEIRAO /RECIFE II C-1 PE	100%	8.616,70	8.616,70	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV RIBEIRAO /RECIFE II C-2 PE	100%	876,87	876,87	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV RIO LARGO II /ARAPIRACA III C-1 AL	100%	9.441,78	9.441,78	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV RIO LARGO II /BRASKEM C-1 AL	100%	1.154,03	1.154,03	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV RUSSAS II /BANABUIU C-1 CE	100%	6.059,86	6.059,86	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV RUSSAS II /QUIXERE C-1 CE	100%	1.134,03	1.134,03	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV S.JOAO PIAUI /ELISEU MARTIN C-1 PI	100%	18.433,05	18.433,05	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV S.JOAO PIAUI /PICOS C-1 PI	100%	17.240,41	17.240,41	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV SANTA RITA II /MUSSURE II C-1 PB	100%	333,42	333,42	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV SANTANA II /ANGELIM C-1 AL/PE	100%	2.894,65	2.894,65	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV SAO LUIS II /SAO LUIS III C-2 MA	100%	2.254,10	2.254,10	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV SAPEACU /FUNIL C-1 BA	100%	3.717,76	3.717,76	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV SAPEACU /STO.A.JESUS C-1 BA	100%	479,82	479,82	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV SAPEACU /STO.A.JESUS C-2 BA	100%	2.595,07	2.595,07	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV SOBRAL II /SOBRAL III C-1 CE	100%	248,31	248,31	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV SOBRAL II /SOBRAL III C-2 CE	100%	248,31	248,31	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV SOBRAL III /ACARAU II C-1 CE	100%	3.819,75	3.819,75	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV SR.BONFIM II /CAMPO FORMOSO C-1 BA	100%	5.410,96	5.410,96	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV STO.A.JESUS /FUNIL C-1 BA	100%	2.438,11	2.438,11	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV STO.A.JESUS /FUNIL C-2 BA	100%	15.740,69	15.740,69	Não Aplicável	jun-22	IPCA

LT 230 kV SUAPE II /SUAPE III C-1 PE	100%	629,84	629,84	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV SUAPE II /SUAPE III C-2 PE	100%	629,84	629,84	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV TABOÇAS BREJO VELHO /BARREIRAS II C-1 BA	100%	10.012,67	10.012,67	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV TACAIMBO /C.GRANDE II C-1 PE/PB	100%	12.812,16	12.812,16	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV TACAIMBO /C.GRANDE II C-2 PE/PB	100%	12.812,16	12.812,16	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV TACARUTU /BOM NOME C-1 PE	100%	2.483,27	2.483,27	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV TERESINA /PIRIPIRI C-1 PI	100%	2.938,87	2.938,87	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV TERESINA II /TERESINA C-1 PI	100%	2.256,90	2.256,90	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV TERESINA II /TERESINA C-2 PI	100%	2.256,90	2.256,90	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV TERESINA II /TERESINA III C-1 PI	100%	1.529,58	1.529,58	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV TERESINA II /TERESINA III C-2 PI	100%	1.529,58	1.529,58	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV TOUROS /CEARA MIRIM II C-1 RN	100%	3.268,32	3.268,32	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV U. A. SALES /P.AFONSO III C-1 BA/AL	100%	314,74	314,74	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV U. A. SALES /P.AFONSO III C-2 BA/AL	100%	309,31	309,31	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV U.SOBRADINHO /JUAZEIRO II C-1 BA	100%	1.906,32	1.906,32	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV U.SOBRADINHO /JUAZEIRO II C-2 BA	100%	1.906,32	1.906,32	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 230 kV UB.ESPERANCA /B. ESPERANCA C-1 PI	100%	164,60	164,60	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 500 kV ANGELIM II /PAU FERRO C-1 PE	100%	17.990,92	17.990,92	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 500 kV ANGELIM II /RECIFE II C-2 PE	100%	19.783,17	19.783,17	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 500 kV CAMACARI IV /CAMACARI II C-1 BA	100%	264,27	264,27	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 500 kV CEARA MIRIM II /C.GRANDE III C-1 RN/PB	100%	13.228,03	13.228,03	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 500 kV GARANHUNS II /ANGELIM II C-1 PE	100%	1.935,29	1.935,29	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 500 kV JARDIM /CAMACARI IV C-1 SE/BA	100%	62.363,52	62.363,52	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 500 kV JOAO CAMARA III /CEARA MIRIM II C-1 RN	100%	4.212,82	4.212,82	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 500 kV JUAZEIRO III /U.SOBRADINHO C-1 BA	100%	4.665,62	4.665,62	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 500 kV L.GONZAGA /US. L.GONZAGA C-1 PE	100%	86,10	86,10	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 500 kV L.GONZAGA /US. L.GONZAGA C-2 PE	100%	86,10	86,10	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 500 kV L.GONZAGA /US. L.GONZAGA C-3 PE	100%	86,10	86,10	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 500 kV MESSIAS /SUAPE II C-1 AL/PE	100%	40.695,65	40.695,65	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 500 kV MILAGRES /QUIXADA C-1 CE	100%	67.212,64	67.212,64	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 500 kV OLINDINA /CAMACARI II C-1 BA	100%	16.248,22	16.248,22	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 500 kV OLINDINA /CAMACARI II C-2 BA	100%	16.215,10	16.215,10	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 500 kV OLINDINA /US. L.GONZAGA C-1 BA/PE	100%	27.440,94	27.440,94	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 500 kV P. AFONSO IV /ANGELIM II C-1 BA/PE	100%	24.449,59	24.449,59	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 500 kV P. AFONSO IV /OLINDINA C-1 BA	100%	23.489,27	23.489,27	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 500 kV P. AFONSO IV /US. L.GONZAGA C-1 BA/PE	100%	5.471,53	5.471,53	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 500 kV P. AFONSO IV /USINA PA-IV C-1 BA	100%	86,10	86,10	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 500 kV P. AFONSO IV /USINA PA-IV C-2 BA	100%	86,10	86,10	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 500 kV P. AFONSO IV /USINA PA-IV C-3 BA	100%	86,10	86,10	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 500 kV P. AFONSO IV /USINA PA-IV C-4 BA	100%	86,10	86,10	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 500 kV P. AFONSO IV /USINA PA-IV C-5 BA	100%	195,62	195,62	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 500 kV P. AFONSO IV /USINA PA-IV C-6 BA	100%	195,62	195,62	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 500 kV P. AFONSO IV /USINA XINGO C-1 BA/AL	100%	13.492,69	13.492,69	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 500 kV PAU FERRO /RECIFE II C-1 PE	100%	674,66	674,66	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 500 kV PECEM II /FORTALEZA II C-1 CE	100%	11.024,45	11.024,45	Não Aplicável	jun-22	IPCA

LT 500 kV QUIXADA /FORTALEZA II C-1 CE	100%	34.242,11	34.242,11	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 500 kV S.JOAO PIAUI /B. ESPERANCA C-1 PI	100%	25.774,17	25.774,17	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 500 kV SOBRAL III /PECEM II C-1 CE	100%	41.842,81	41.842,81	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 500 kV SUAPE II /RECIFE II C-1 PE	100%	4.893,49	4.893,49	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 500 kV TERESINA II /P.DUTRA C-1 PI/MA	100%	52.973,11	52.973,11	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 500 kV TERESINA II /P.DUTRA C-2 PI/MA	100%	9.631,35	9.631,35	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 500 kV TERESINA II /TIANGUA II C-1 PI/CE	100%	11.463,25	11.463,25	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 500 kV TIANGUA II /SOBRAL III C-1 CE	100%	5.014,42	5.014,42	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 500 kV U.SOBRADINHO /S.JOAO PIAUI C-1 BA/PI	100%	23.290,58	23.290,58	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 500 kV U.SOBRADINHO /SOBRADINHO C-1 BA	100%	195,62	195,62	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 500 kV U.SOBRADINHO /SOBRADINHO C-2 BA	100%	195,62	195,62	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 500 kV U.SOBRADINHO /SOBRADINHO C-3 BA	100%	195,62	195,62	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 500 kV US. L.GONZAGA /GARANHUNS II C-2 PE	100%	27.556,56	27.556,56	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 500 kV US. L.GONZAGA /JUAZEIRO III C-1 PE/BA	100%	27.470,52	27.470,52	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 500 kV US. L.GONZAGA /MILAGRES C-1 PE/CE	100%	57.883,13	57.883,13	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 500 kV US. L.GONZAGA /U.SOBRADINHO C-2 PE/BA	100%	79.250,73	79.250,73	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 500 kV USINA XINGO /JARDIM C-1 AL/SE	100%	40.076,79	40.076,79	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 500 kV USINA XINGO /MESSIAS C-1 AL	100%	54.923,77	54.923,77	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 500 kV USINA XINGO /XINGO C-1 AL	100%	250,49	250,49	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 500 kV USINA XINGO /XINGO C-2 AL	100%	250,49	250,49	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 500 kV USINA XINGO /XINGO C-3 AL	100%	250,49	250,49	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 500 kV USINA XINGO /XINGO C-4 AL	100%	250,49	250,49	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 500 kV USINA XINGO /XINGO C-5 AL	100%	222,66	222,66	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LT 500 kV USINA XINGO /XINGO C-6 AL	100%	222,66	222,66	Não Aplicável	jun-22	IPCA

Subestação	Propriedade	RAP (R\$ Mil)	RAP Proporc. (R\$ Mil)	Ano de degrau da RAP	Mês Base Reajuste	Índice de Correção
Integral		2.431.383	2.431.383			
ABAIXADORA	100%	5.778,53	5.778,53	Não Aplicável	jun-22	IPCA
ACARAU II	100%	6.256,65	6.256,65	Não Aplicável	jun-22	IPCA
ACU II	100%	16.040,89	16.040,89	2025	jun-22	IPCA
ACU III	100%	865,46	865,46	Não Aplicável	jun-22	IPCA
ALEX	100%	647,11	647,11	Não Aplicável	jun-22	IPCA
ANGELIM	100%	28.167,28	28.167,28	Não Aplicável	jun-22	IPCA
ANGELIM II	100%	10.105,26	10.105,26	Não Aplicável	jun-22	IPCA
AQUIRAZ II	100%	12.586,11	12.586,11	Não Aplicável	jun-22	IPCA
ARAPIRACA III	100%	15.083,28	15.083,28	Não Aplicável	jun-22	IPCA
B. ESPERANCA	100%	33.654,85	33.654,85	Não Aplicável	jun-22	IPCA
B.J.LAPA II	100%	289,52	289,52	Não Aplicável	jun-22	IPCA
B.JESUS LAPA	100%	27.654,14	27.654,14	Não Aplicável	jun-22	IPCA

BANABUIU	100%	22.280,85	22.280,85	Não Aplicável	jun-22	IPCA
BARREIRAS	100%	14.236,41	14.236,41	Não Aplicável	jun-22	IPCA
BARREIRAS II	100%	2.854,52	2.854,52	Não Aplicável	jun-22	IPCA
BOM NOME	100%	17.970,26	17.970,26	Não Aplicável	jun-22	IPCA
BONGI	100%	18.241,23	18.241,23	Não Aplicável	jun-22	IPCA
BROT.MACAUBAS	100%	1.019,60	1.019,60	Não Aplicável	jun-22	IPCA
BRUMADO II	100%	465,65	465,65	2027	jun-22	IPCA
C.GRANDE II	100%	54.896,11	54.896,11	Não Aplicável	jun-22	IPCA
C.GRANDE III	100%	18.457,48	18.457,48	Não Aplicável	jun-22	IPCA
CAMACARI II	100%	112.040,36	112.040,36	Não Aplicável	jun-22	IPCA
CAMACARI IV	100%	29.386,38	29.386,38	Não Aplicável	jun-22	IPCA
CAMPO FORMOSO	100%	647,11	647,11	Não Aplicável	jun-22	IPCA
CATU	100%	16.288,42	16.288,42	Não Aplicável	jun-22	IPCA
CAUIPE	100%	14.536,69	14.536,69	Não Aplicável	jun-22	IPCA
CEARA MIRIM II	100%	19.544,32	19.544,32	Não Aplicável	jun-22	IPCA
CIC. DANTAS	100%	8.489,48	8.489,48	Não Aplicável	jun-22	IPCA
COREMAS	100%	10.868,07	10.868,07	2023	jun-22	IGPM e IPCA
COTEGIPE	100%	16.346,43	16.346,43	Não Aplicável	jun-22	IPCA
COTEMINAS	100%	988,90	988,90	Não Aplicável	jun-22	IPCA
DELM. GOUVEIA	100%	24.327,74	24.327,74	Não Aplicável	jun-22	IPCA
ELISEU MARTIN	100%	2.152,99	2.152,99	Não Aplicável	jun-22	IPCA
EUNAPOLIS	100%	25.004,13	25.004,13	Não Aplicável	jun-22	IPCA
EXTREMOZ II	100%	8.719,02	8.719,02	Não Aplicável	jun-22	IPCA
FLORESTA II	100%	504,80	504,80	Não Aplicável	jun-22	IPCA
FORTALEZA	100%	43.835,66	43.835,66	Não Aplicável	jun-22	IPCA
FORTALEZA II	100%	81.414,42	81.414,42	Não Aplicável	jun-22	IPCA
FUNIL	100%	41.921,59	41.921,59	Não Aplicável	jun-22	IPCA
G.MANGABEIRA	100%	15.670,79	15.670,79	Não Aplicável	jun-22	IPCA
GARANHUNS II	100%	1.502,18	1.502,18	Não Aplicável	jun-22	IPCA
GOIANINHA	100%	22.849,42	22.849,42	Não Aplicável	jun-22	IPCA
IBIAPINA II	100%	5.938,79	5.938,79	Não Aplicável	jun-22	IPCA
IBICOARA	100%	15.923,33	15.923,33	2027	jun-22	IPCA
ICO	100%	10.719,64	10.719,64	Não Aplicável	jun-22	IPCA
IGAPORA II	100%	9.790,10	9.790,10	Não Aplicável	jun-22	IPCA
IGAPORA III	100%	48.191,35	48.191,35	Não Aplicável	jun-22	IPCA
IRECE	100%	30.973,76	30.973,76	Não Aplicável	jun-22	IPCA
ITABAIANA	100%	12.318,38	12.318,38	Não Aplicável	jun-22	IPCA
ITABAIANINHA	100%	16.074,22	16.074,22	Não Aplicável	jun-22	IPCA
ITABUNA III	100%	430,76	430,76	Não Aplicável	jun-22	IPCA
ITAPEBI	100%	1.750,89	1.750,89	Não Aplicável	jun-22	IPCA
JABOATAO II	100%	7.748,62	7.748,62	Não Aplicável	jun-22	IPCA
JACARACANGA	100%	14.394,87	14.394,87	Não Aplicável	jun-22	IPCA
JAGUARARI-SE	100%	3.183,52	3.183,52	Não Aplicável	jun-22	IPCA
JARDIM	100%	72.249,40	72.249,40	Não Aplicável	jun-22	IPCA
JOAIRAM	100%	5.271,69	5.271,69	Não Aplicável	jun-22	IPCA

JOAO CAMARA II	100%	12.192,96	12.192,96	Não Aplicável	jun-22	IPCA
JOAO CAMARA III	100%	30.771,23	30.771,23	Não Aplicável	jun-22	IPCA
JUAZEIRO II	100%	18.773,72	18.773,72	Não Aplicável	jun-22	IPCA
JUAZEIRO III	100%	368,03	368,03	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LAGOA DO CARRO	100%	294,95	294,95	Não Aplicável	jun-22	IPCA
LAGOA NOVA II	100%	7.456,19	7.456,19	Não Aplicável	jun-22	IPCA
MACEIO	100%	15.247,52	15.247,52	Não Aplicável	jun-22	IPCA
MACEIO II	100%	7.096,34	7.096,34	Não Aplicável	jun-22	IPCA
MATATU	100%	25.338,17	25.338,17	Não Aplicável	jun-22	IPCA
MESSIAS	100%	67.356,70	67.356,70	Não Aplicável	jun-22	IPCA
MILAGRES	100%	80.861,88	80.861,88	2023	jun-22	IGPM e IPCA
MIRUEIRA	100%	14.524,73	14.524,73	Não Aplicável	jun-22	IPCA
MIRUEIRA II	100%	8.351,48	8.351,48	Não Aplicável	jun-22	IPCA
MOD.REDUZIDO	100%	920,67	920,67	Não Aplicável	jun-22	IPCA
MORRO CHAPEU II	100%	4.707,46	4.707,46	Não Aplicável	jun-22	IPCA
MOSSORO II	100%	28.934,36	28.934,36	Não Aplicável	jun-22	IPCA
MOSSORO IV	100%	4.567,92	4.567,92	Não Aplicável	jun-22	IPCA
MOXOTO	100%	2.557,53	2.557,53	Não Aplicável	jun-22	IPCA
MULUNGU	100%	2.116,37	2.116,37	Não Aplicável	jun-22	IPCA
MUSSURE II	100%	12.552,70	12.552,70	Não Aplicável	jun-22	IPCA
N.S.SOCORRO	100%	9.465,15	9.465,15	Não Aplicável	jun-22	IPCA
NATAL II	100%	29.750,32	29.750,32	Não Aplicável	jun-22	IPCA
NATAL III	100%	12.102,28	12.102,28	Não Aplicável	jun-22	IPCA
OLINDINA	100%	20.030,57	20.030,57	Não Aplicável	jun-22	IPCA
OUROLANDIA II	100%	294,95	294,95	Não Aplicável	jun-22	IPCA
P. AFONSO IV	100%	27.826,03	27.826,03	Não Aplicável	jun-22	IPCA
P.AFONSO III	100%	19.637,47	19.637,47	Não Aplicável	jun-22	IPCA
PARAISO	100%	7.602,47	7.602,47	2025	jun-22	IPCA
PAU FERRO	100%	13.665,26	13.665,26	Não Aplicável	jun-22	IPCA
PECEM II	100%	32.599,01	32.599,01	Não Aplicável	jun-22	IPCA
PENEDO	100%	17.969,82	17.969,82	Não Aplicável	jun-22	IPCA
PICI II	100%	17.168,48	17.168,48	Não Aplicável	jun-22	IPCA
PICOS	100%	19.187,26	19.187,26	2025	jun-22	IPCA
PILOES	100%	4.683,93	4.683,93	Não Aplicável	jun-22	IPCA
PINDAI II	100%	6.199,95	6.199,95	Não Aplicável	jun-22	IPCA
PIRAPAMA II	100%	15.234,55	15.234,55	Não Aplicável	jun-22	IPCA
PIRIPIRI	100%	28.661,69	28.661,69	Não Aplicável	jun-22	IPCA
PITUACU	100%	23.822,57	23.822,57	Não Aplicável	jun-22	IPCA
POCOES II	100%	7.702,53	7.702,53	Não Aplicável	jun-22	IPCA
POLO	100%	8.731,57	8.731,57	Não Aplicável	jun-22	IPCA
QUIXADA	100%	4.606,78	4.606,78	Não Aplicável	jun-22	IPCA
QUIXERE	100%	363,86	363,86	Não Aplicável	jun-22	IPCA
RECIFE II	100%	100.785,21	100.785,21	Não Aplicável	jun-22	IPCA
RIBEIRAO	100%	22.318,62	22.318,62	Não Aplicável	jun-22	IPCA
RIO LARGO II	100%	19.349,71	19.349,71	Não Aplicável	jun-22	IPCA

RUSSAS II	100%	11.808,73	11.808,73	Não Aplicável	jun-22	IPCA
S.JOAO PIAUI	100%	35.444,16	35.444,16	Não Aplicável	jun-22	IPCA
SAN.MATOS II	100%	8.977,61	8.977,61	Não Aplicável	jun-22	IPCA
SANTA CRUZ II	100%	10.633,84	10.633,84	Não Aplicável	jun-22	IPCA
SANTA RITA II	100%	11.316,06	11.316,06	Não Aplicável	jun-22	IPCA
SANTANA II	100%	432,73	432,73	Não Aplicável	jun-22	IPCA
SAO LUIS II	100%	545,46	545,46	Não Aplicável	jun-22	IPCA
SAO LUIS III	100%	545,46	545,46	Não Aplicável	jun-22	IPCA
SAPEACU	100%	1.403,08	1.403,08	Não Aplicável	jun-22	IPCA
SOBRAL II	100%	18.454,63	18.454,63	Não Aplicável	jun-22	IPCA
SOBRAL III	100%	36.402,55	36.402,55	Não Aplicável	jun-22	IPCA
SR.BONFIM II	100%	13.511,64	13.511,64	Não Aplicável	jun-22	IPCA
STO.A.JESUS	100%	17.198,34	17.198,34	Não Aplicável	jun-22	IPCA
SUAPE II	100%	18.702,93	18.702,93	Não Aplicável	jun-22	IPCA
SUAPE III	100%	6.174,80	6.174,80	Não Aplicável	jun-22	IPCA
TABOCAS BREJO VELHO	100%	504,74	504,74	Não Aplicável	jun-22	IPCA
TACAIMBO	100%	19.634,35	19.634,35	Não Aplicável	jun-22	IPCA
TACARUTU	100%	363,86	363,86	Não Aplicável	jun-22	IPCA
TAUA II	100%	24.922,62	24.922,62	2024	jun-22	IGPM e IPCA
TEIX. FREITAS II	100%	6.324,19	6.324,19	Não Aplicável	jun-22	IPCA
TERESINA	100%	31.062,68	31.062,68	Não Aplicável	jun-22	IPCA
TERESINA II	100%	99.938,68	99.938,68	Não Aplicável	jun-22	IPCA
TERESINA III	100%	12.813,62	12.813,62	Não Aplicável	jun-22	IPCA
TIANGUA II	100%	368,03	368,03	Não Aplicável	jun-22	IPCA
TOUROS	100%	4.814,45	4.814,45	Não Aplicável	jun-22	IPCA
U.SOBRADINHO	100%	55.634,47	55.634,47	Não Aplicável	jun-22	IPCA
UB.ESPERANCA	100%	11.491,46	11.491,46	Não Aplicável	jun-22	IPCA
US. FUNIL	100%	2.340,39	2.340,39	Não Aplicável	jun-22	IPCA
US. L.GONZAGA	100%	35.656,17	35.656,17	Não Aplicável	jun-22	IPCA
USINA XINGO	100%	48.766,89	48.766,89	Não Aplicável	jun-22	IPCA
ZEBU	100%	10.893,96	10.893,96	Não Aplicável	jun-22	IPCA

Sociedade de Propósito Específico	Propriedade	RAP (R\$ Mil)	RAP Proporc. (R\$ Mil)	Ano de degrau da RAP	Mês Base Reajuste	Índice de Correção
		963.047,78	313.463,66			
Sistema de Transmissão Nordeste S.A. - STN - LT Teresina II/ Sobral III/Pecem II/Fortaleza II	49%	168.798,80	87.711,41	2020	jun/22	IGPM
Interligação Elétrica do Madeira - LT Porto Velho/Araraquara II/Estação Retificadora/500/600 kV/3150 MW/Estação Inversora/600/500kV/2950 MW	24,5%	667.060,18	163.429,74	Não aplicável	jun/22	IPCA
Interligação Elétrica Garanhuns S.A. - IEG- LT 500 kV Luis Gonzaga – Garanhuns, LT 500 kV Garanhuns – Campina Grande III, LT 500 kV Garanhuns – Pau Ferro, LT 230 kV Garanhuns – Angelim I, SE Garanhuns, SE Pau Ferro	49%	127.188,80	62.322,51	Não aplicável	jun/22	IPCA

No ano, a Eletrobras Chesf deu sequência às ações de implementação de melhorias, por meio de um eficiente Plano Plurianual de Modernização que abrange os ativos de geração e transmissão de energia, com o objetivo de substituir equipamentos em final de vida útil,, gerando e transmitindo energia de maneira regular e com segurança.

Em 2022, foram executadas mais de 2.323 modernizações no sistema de transmissão:

- 571 para-raios;
- 458 transformadores de instrumento;
- 225 chaves seccionadores;
- 8 reatores;
- 95 disjuntores;
- 27 buchas;
- 13 radiadores.

Além destas foram executadas melhorias nos sistemas de proteção, automação e telecomunicações.

Em 2022 entrou em operação a LT 230 kV Paraíso / Açú II / Mossoró II, com a construção de seu 3º circuito, sendo a última LT em construção existente. Desta forma foi cumprida a última obrigação das outorgas de contratos de concessão, o que permite à companhia voltar a participar de leilões de transmissão de energia.

Desta forma, as planilhas 9,10,11 e 12 abaixo encontram-se sem dados.

Tabela 9 - Projetos de Linhas de Transmissão - Características Físicas

Linha de Transmissão	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Capacidade Transformação (MVA)	Início Operação Comercial	Vencimento da Outorga
Integral						
-	-	-	-	-	-	-
Sociedade de Propósito Específico		-	-	-	-	-

Fonte: SIGET/CMET

Tabela 10 - Linhas de Transmissão em Projeto - Características Financeiras

Linha de Transmissão	Propriedade	RAP (R\$ Mil)	RAP Proporc. (R\$ Mil)	Ano de degrau da RAP	Mês Base Reajuste	Índice de Correção
Integral	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-
Sociedade de Propósito Específico	-	-	-	-	-	-

Tabela 11 - Projetos de Linhas – Evolução Física e Investimentos – Controladora

Usina - R\$ mil	Evolução Física em 31/dez/2020	Investimento Realizado até 31/dez/2020	Evolução Física em 31/dez/2021	Investimento Realizado até 31/dez/2021
Integral	-	-	-	-
-	-	-	-	-
SPE Proporcional	-	-	-	-
Total	-	-	-	-

Fonte: SIGET/CMET/SAP

Tabela 12 - Projetos de Linhas – Evolução Física e Investimentos - Em bases totais

Usina - R\$ mil	Evolução Física em 31/dez/2020	Investimento Realizado até 31/dez/2020	Evolução Física em 31/dez/2021	Investimento Realizado até 31/dez/2021
Integral	-	-	-	-
-	-	-	-	-
SPE Proporcional	-	-	-	-
Total	-	-	-	-

Fonte: SIGET/CMET/SAP

Tabela 13 - RAP Esperada - R\$ Mil

Linha de Transmissão - RAP Proporcional	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Sociedade de Propósito Específico							
Sistema de Transmissão Nordeste S.A. - STN - LT Teresina II/ Sobral III/Pecem II/Fortaleza II	76.132	78.793	83.457	83.457	83.457	83.457	83.457
Interligação Elétrica do Madeira - LT Porto Velho/Araraquara II/Estação Retificadora/500/600 kV/3150 MW/Estação Inversora/600/500kV/2950 MW	140.818	154.850	163.430	163.430	163.430	163.430	163.430
Interligação Elétrica Garanhuns S.A. - IEG - LT 500 kV Luis Gonzaga – Garanhuns, LT 500 kV Garanhuns – Campina Grande III, LT 500 kV Garanhuns – Pau Ferro, LT 230 kV Garanhuns – Angelim I, SE Garanhuns, SE Pau Ferro	51.488	61.976	68.019	68.019	68.019	68.019	68.019
Consolidado Proporcional	268.437	295.619	314.906	314.906	314.906	314.906	314.906

A seguir são apresentados resultados sobre o consumo e sua variação no período:

Tabela 15 - Mercado Atendido

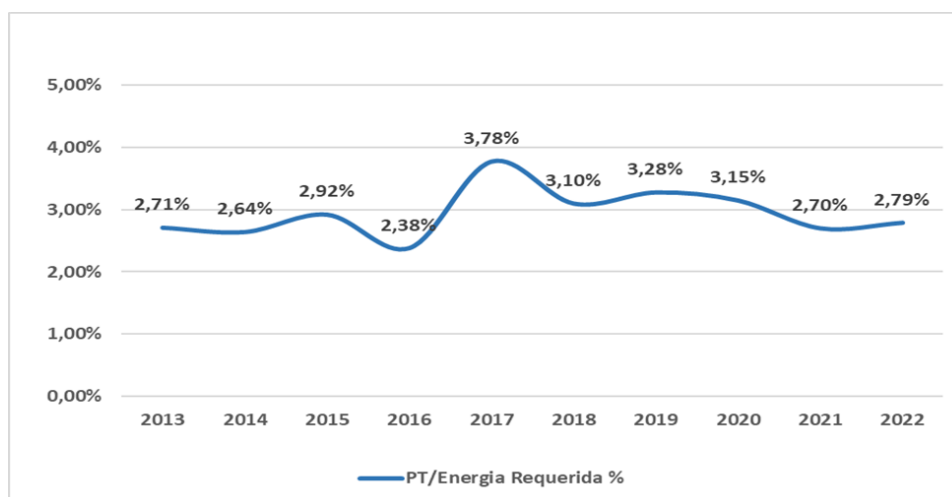
Mercado Atendido - GWh	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Energia Faturada	51.994	49.446	48.896	48.594	49.163	49.549
Fornecimento	5.044	4.645	4.082	3.662	3.908	4.294
Residencial	0	0	0	0	0	0
Comercial	0	0	0	0	0	0
Industrial	5.044	4.645	4.082	3.662	3.908	4.294
Rural	0	0	0	0	0	0
Poderes Públicos	0	0	0	0	0	0
Iluminação Pública	0	0	0	0	0	0
Serviço Público	0	0	0	0	0	0
Suprimento p/ agentes de distribuição	46.950	44.801	44.814	44.932	45.255	45.255
Uso da Rede de Distribuição	1.406	783	90	766	1.033	284
Consumidores Livres/Dist./Ger.	1.406	783	90	766	1.033	284
Consumidores Rede Básica	0	0	0	0	0	0
Total	53.400	50.229	48.986	49.360	50.196	49.833
Variação	-0,76%	-5,94%	-2,47%	0,76%	1,69%	-0,72%

Tabela 16 - Balanço Energético

Energia Requerida - GWh	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Venda de Energia	51.994	49.446	48.896	48.594	49.163	49.549
Fornecimento (1)	5.044	4.645	4.082	3.662	3.908	4.294
Suprimento p/ agentes de distribuição (2)	46.950	44.801	44.814	44.932	45.255	45.255
Consumidores Livres/Dist./Ger.	1.406	783	90	766	1.033	284
Consumidores Rede Básica	0	0	0	0	0	0
Mercado Atendido	53.400	50.229	48.986	49.360	50.196	49.833
Perdas na Rede Básica (3)	244	171	140	143	141	136
Perdas na Distribuição	0	0	0	0	0	0
PNT / Energia Requerida %	3,78%	3,10%	3,28%	3,15%	2,70%	2,79%
Perdas Totais - PT	244	171	140	143	141	136
Total	53.644	50.400	49.126	49.503	50.337	49.969

Observações:

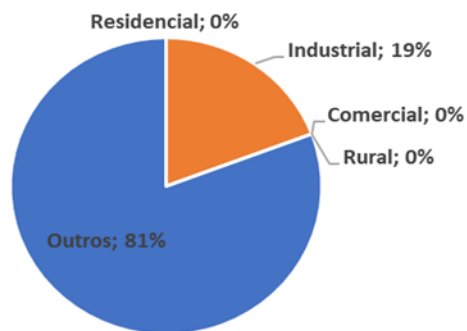
- 1) As perdas na rede básica correspondem às perdas entre o ponto de entrega de cada contrato às barras das usinas;
- 2) Os pontos de entrega das energias cotistas estão nas barras das usinas, portanto já incluem as perdas;
- 3) O ponto de entrega dos demais contratos está no centro de gravidade do Sistema Interligado.



Receita - A receita decorrente dos contratos de venda de energia elétrica no exercício, líquida do ICMS, importou em R\$ 3.908,7 milhões, conforme quadro a seguir:

Receita líquida em R\$ mil			
Classe	2022	2021	%
Residencial	0,00	0,00	0,00%
Industrial	753.433,66	591.015,72	27,48%
Comercial	0,00	0,00	0,00%
Rural	0,00	0,00	0,00%
Outros	3.155.310,76	2.977.669,15	5,97%
TOTAL	3.908.744,42	3.568.684,87	9,53%

Receita líquida por classe de consumidores



Número de consumidores - O número de clientes faturados em 2022 apresentou expansão de 47,7% sobre o mesmo número do ano anterior, como se pode observar no quadro a seguir:

Número de Consumidores			
Classe	2022	2021	%
Residencial	-	-	0,00%
Industrial	12	12	0,00%
Comercial	-	-	-
Rural	-	-	-
Outros	115	74	55,4%
TOTAL	127	86	47,7%

Preço - O preço médio da energia elétrica vendida em 2022 atingiu R\$ 78,44/MWh, com aumento de 9,32% em relação a 2021.

Preço médio de venda de energia - R\$/MWh		
Classe	2022	2021
Residencial	-	-
Industrial	175,46	151,24
Comercial	-	-
Rural	-	-
Poder Público	-	-
Outros (*)	69,29	60,96
PREÇO MÉDIO	78,44	71,75

Observação:

(*) Outros: inclui comercializadores, geradores e distribuidores

QUALIDADE DO FORNECIMENTO

A Eletrobras Chesf teve mais um ano de desempenho operacional excepcional, fruto da execução dos planos de manutenção, de iniciativas de compatibilização de intervenções, da modernização e melhorias implantadas, da reavaliação dos processos e incorporação de novas tecnologias, e do cumprimento das exigências regulatórias, proporcionando mais rentabilidade para a Companhia e maior confiabilidade e segurança operacional ao sistema elétrico.

Em 2022, o desempenho operacional dos ativos de geração e transmissão da Eletrobras Chesf esteve acima das metas estabelecidas pela Aneel e pela holding.

INDICADORES DE DESEMPENHO

A companhia gerou, em 2022, 40.079 GWh, 52% a mais que em 2021. Esse resultado foi influenciado pela condição hidrológica favorável ocorrida no período úmido de 2021/2022, tornando possível o reenchimento dos reservatórios de Sobradinho, Itaparica e Boa Esperança, sendo inclusive realizado, em grande parte do período úmido, vertimento em todas as usinas da Cascata do São Francisco e na usina de Boa Esperança, para controle de nível dos reservatórios. Outro aspecto importante ocorrido no ano de 2022 é o fato do Reservatório de Sobradinho, principal reservatório do Nordeste, ter operado ao longo de todo período seco na Faixa de Operação Normal, ou seja, acima de 60 % do seu volume útil, atingindo o armazenamento de 69,63% do seu volume útil em 31 de dezembro de 2022. A afluência média à UHE Sobradinho, no período úmido 2021/2022, foi 213% acima da média do período úmido 2020/2021.

O indicador de Disponibilidade Operacional de Linhas de Transmissão apresentou o melhor resultado do histórico da empresa e acima da meta de 99,91%, refletindo um excelente desempenho no serviço prestado e alcançando o valor de disponibilidade em 99,97%.

O indicador de Disponibilidade Operacional de Transformadores também apresentou o melhor resultado histórico da empresa e acima da meta de 99,89%, alcançando o valor de disponibilidade em 99,97%.

Esses indicadores, anteriormente citados, representam a probabilidade de um equipamento estar em operação ou pronto para desempenhar sua função.

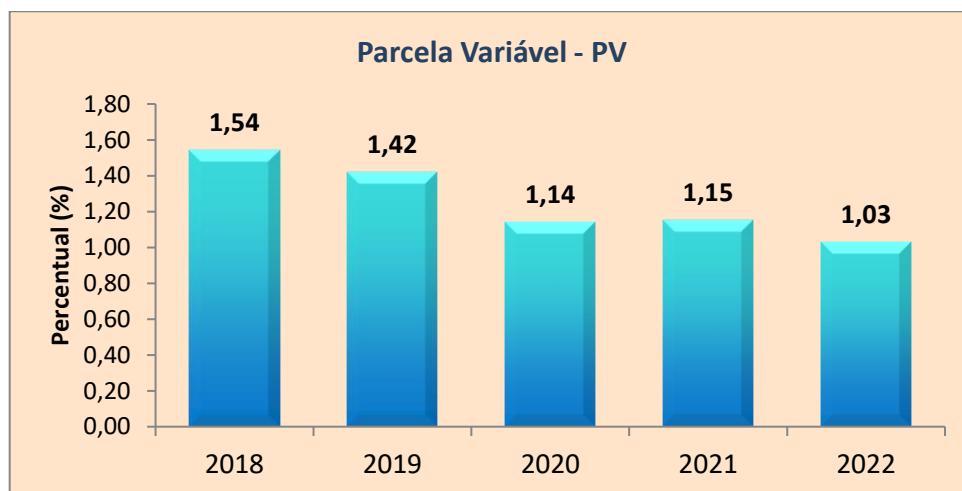
O resultado para o indicador de Parcela Variável (PV), em 2022, foi 1,03% sendo o melhor do histórico da empresa.

O indicador de robustez do sistema ficou em 96,55%, alcançando o melhor resultado dos últimos 5 anos.

A disponibilidade operacional de geração ficou acima da meta de 1, mantendo o valor de disponibilidade em 1,09.

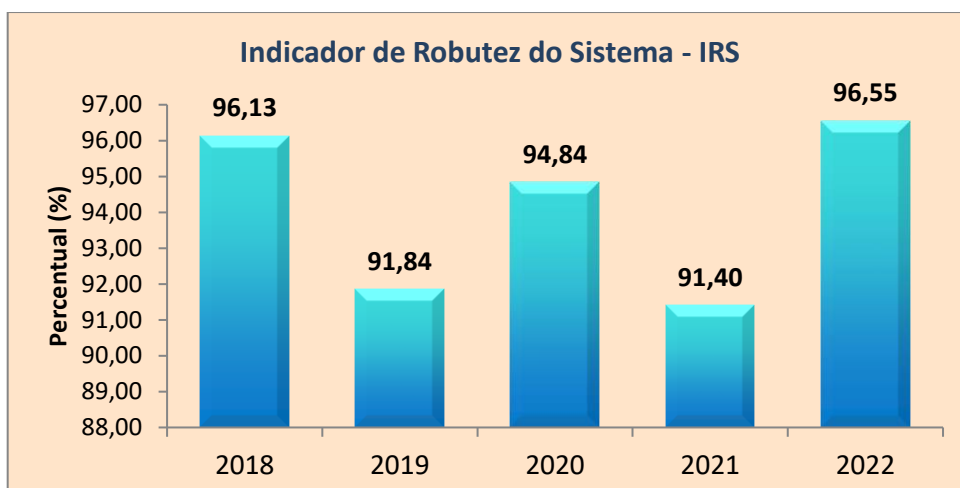
PARCELA VARIÁVEL – PV

Indica o percentual de desconto da Receita Anual Permitida (RAP) das Funções de Transmissão, devido a indisponibilidades dos equipamentos da Rede Básica das concessões da Chesf, conforme legislação Aneel.



INDICADOR DE ROBUSTEZ DO SISTEMA – IRS

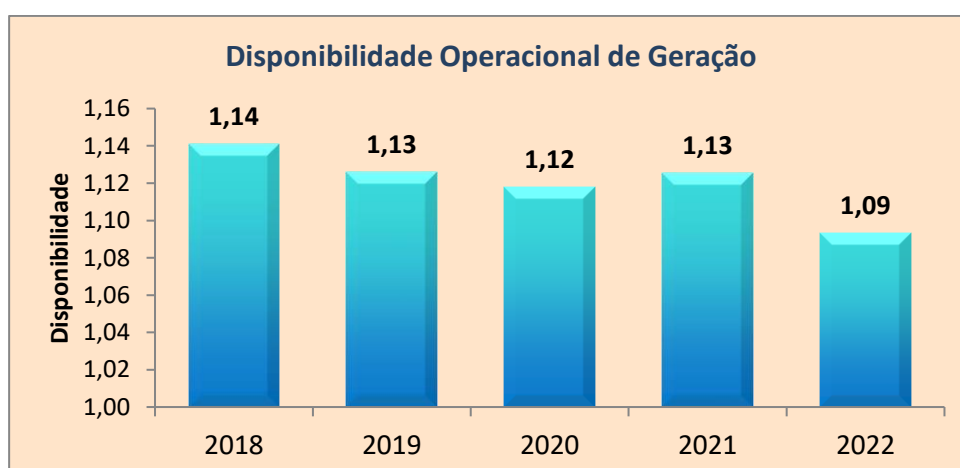
Avalia a capacidade da Rede Básica da Chesf em suportar contingências sem interrupção de fornecimento de energia elétrica aos consumidores (perda de carga).



↑
Melhor

DISPONIBILIDADE OPERACIONAL – DO

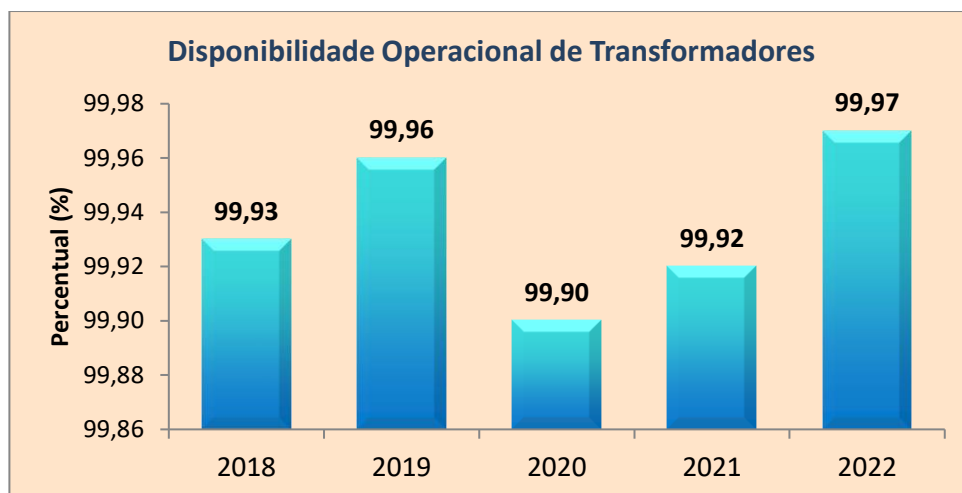
Indica a probabilidade de, num dado momento, o equipamento estar operando, desempenhando sua função ou pronto para operar.



↑
Melhor



↑
Melhor



TECNOLOGIA DA INFORMAÇÃO

Em busca de maior eficiência, produtividade, agilidade e inovação em seus processos, os recursos de Tecnologia da Informação – TI têm se tornado nos últimos tempos imprescindíveis para a execução dos processos que suportam os negócios empresariais, sendo fundamentais para o alcance dos objetivos.

Na Chesf, a infraestrutura, os serviços e os sistemas de TI estão presentes em todas as áreas da empresa, desde a operação e manutenção do sistema elétrico, engenharia, até as atividades realizadas pelas áreas administrativas e financeiras, possibilitando que as equipes desenvolvam seu trabalho com maior produtividade e segurança.

A Chesf vem atuando nos pilares que suportam a visão estratégica dos segmentos de TI e na criação dos instrumentos para torná-la realidade. A fim de alcançar o alinhamento das iniciativas, constantes no Plano Diretor de TI – PDTI e no Planejamento Estratégico de TI – PETI, aos objetivos estratégicos empresariais, bem como proporcionar a implantação dos instrumentos constantes do modelo de governança de TIC das empresas Eletrobras, foram estabelecidos direcionadores estratégicos, dentre os quais ressalta-se o fomento na utilização de tecnologias disruptivas impulsionadoras da Transformação Digital, que possibilitam uma alavancagem nos resultados das diversas áreas de negócio da empresa e a aceleração da Cultura Analítica.

Neste contexto, foram realizados investimentos na ordem de R\$ 75 milhões com destaque para as ações a seguir:

Desenvolvimento de soluções para tratamento analítico avançado de dados, baseadas em tecnologias de Advanced Analytics, envolvendo diversas plataformas relevantes, como machine learning, modelagem preditiva, métodos estatísticos e técnicas de automação de processos, além de ferramentas de business intelligence (BI) para analisar informações. Estas tecnologias têm impulsionado a ciência de dados na empresa viabilizando tendências, prevendo eventos potenciais e possibilitando assertividade no processo de tomada de decisão.

Consolidação da Cultura Data-driven business em toda a empresa, que vem impulsionando os negócios com a geração de informações estratégicas a partir de diversas fontes de dados.

Automação de atividades e processos de negócio baseada em Robotic Process Automation – RPA, cuja entrega compõe o indicador de processos automatizados do IGS 2.0 – Sistema de Indicadores Socioambientais para Gestão da Sustentabilidade Empresarial do Sistema Eletrobras;

Implantação de novos sistemas de informação em arquitetura de instância única e em nuvem, em atendimento às demandas legais, ao planejamento empresarial estratégico e com abrangência corporativa;

No aspecto da mobilidade, desenvolvimento e implantação de aplicativos móveis proporcionando atendimentos mais ágeis às demandas empresariais;

Implantação de novas soluções e serviços de segurança de TI, alinhadas com as estratégias de negócio da empresa, para aprimorar a proteção contra ameaças cibernéticas;

Implantação de novos módulos, serviços e modernização da arquitetura do sistema integrado de gestão SAP ERP em instância única centralizada no ambiente computacional da holding Eletrobras.

NOVOS NEGÓCIOS E PARCERIAS

A Companhia vem pautando suas iniciativas em novos negócios e parcerias na busca do aproveitamento de oportunidades e sinergias operacionais, sempre alinhada à estratégia e diretrizes emanadas da Eletrobras Holding.

No ano de 2022, o foco de atuação foi direcionado para o aprimoramento dos mecanismos de prospecção e análise de novos negócios, por meio da definição de critérios, papéis e procedimentos adotados para avaliar as oportunidades de negócio e subsidiar a tomada de decisões estratégicas sobre o portfólio da companhia, considerando uma visão global das empresas Eletrobras, objetivando a melhoria dos resultados empresariais.

No tocante à gestão das Sociedades de Propósito Específico - SPEs, destaca-se a atuação em consonância com as diretrizes da Holding, voltada para racionalização e otimização da carteira de SPEs, de forma a potencializar o portfólio das empresas Eletrobras como um todo, sem perder de vista o monitoramento e controle efetivos do desempenho operacional, financeiro e da Governança dos ativos que atualmente compõem a carteira de SPEs da Eletrobras Chesf.

Além disso, de forma a continuar sendo referência em indicadores de segurança e qualidade operacional, continua-se investindo em negócios que envolvem a implantação de reforços e melhorias em instalações de transmissão existentes, bem como a modernização e substituição de equipamentos de transmissão em final de vida útil.

Uma das ações efetivas da Eletrobras Chesf foi o desenvolvimento dos novos negócios de telecomunicações e como primeiro resultado foram realizados contratos envolvendo fibras apagadas, por meio de objeto de um chamamento público, e em 2022, a companhia obteve receita da ordem de R\$ 45 milhões.

Deste modo a Eletrobras Chesf tem conseguido avançar no desenvolvimento deste novo negócio iniciando também oferta de serviços para empresas do setor elétrico, operadoras de telecomunicações e provedores de internet, por meio de prestação de serviço.

COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA

O Capital Social da Eletrobras Chesf, no montante de R\$ 9,754 bilhões, é representado por 55.905 mil ações nominativas, divididas em 54.151 mil ações ordinárias e 1.754 mil ações preferenciais, todas sem valor nominal. Deste total, 99,578% pertencem à Eletrobras, 0,347% à União Federal, 0,075% à demais acionistas.

RELACIONAMENTO COM ACIONISTAS

A Eletrobras Chesf, como empresa de capital aberto, está sujeita às regras da Comissão de Valores Mobiliários – CVM. A política de relacionamento da Companhia é pautada pela divulgação de informações com transparência, caracterizada pelo respeito aos princípios legais e éticos, alinhados às normas a que está submetida como concessionária de serviço público.

A Companhia possui um canal de divulgação de informações em seu portal corporativo na Internet, www.chesf.com.br, link “Investidores”. A comunicação com seus acionistas é feita via atendimento telefônico, presencial e endereçamento eletrônico.

INVESTIMENTOS

Nos últimos anos, a Chesf vem diversificando seus investimentos em geração e transmissão de energia elétrica, empregando recursos na construção de ativos próprios e por meio de parcerias em Sociedades de Propósito Específico - SPE.

INVESTIMENTO EM ATIVOS PRÓPRIOS

No ano de 2022, os investimentos corporativos para a expansão e modernização da capacidade produtiva da Companhia, totalizaram R\$ 1.600,9 milhões, um aumento de 50,3% em relação ao ano de 2021. Este montante está assim distribuído: R\$ 363,7 milhões em geração de energia; R\$ 1.071,2 milhões em obras do sistema de transmissão; e R\$ 166,0 milhões em outros gastos de infraestrutura. O gráfico a seguir apresenta os montantes anuais investidos pela Chesf ao longo dos últimos cinco anos.



INVESTIMENTOS EM SOCIEDADES DE PROPÓSITO ESPECÍFICO

No ano de 2022, não foi necessária a realização de investimentos em SPEs por parte da Eletrobras Chesf. Todas as sociedades em que a Companhia possui participação encontram-se em plena operação comercial.



CONJUNTURA ECONÔMICA

Após os ajustes impostos às cadeias produtivas globais pela pandemia de Covid-19 em 2020 em função das medidas adotadas para a contenção da disseminação do vírus, a retomada em curso desde meados de 2021 encontra limites à plena expansão em virtude tanto dos impactos do choque inicial da pandemia que ainda reverberam no ambiente econômico como de políticas econômicas que precisam equacionar a pressão inflacionária da reaceleração do consumo devido ao relaxamento das restrições de mobilidade, pelo lado da demanda, e da guerra na Ucrânia, pelo lado da oferta. No Brasil, a política monetária contracionista praticada pelo Banco Central do Brasil (BCB) ao longo de 2022 por meio da elevação da taxa básica de juros (Selic) teve participação na contenção da inflação do ano, mas seus efeitos de contenção também sobre o crescimento econômico e a dinâmica do mercado de trabalho começam a ser percebidos.

A inflação, medida pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) produzido pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), encerrou 2022 em 5,79%. Apesar de inferior ao patamar de fechamento de 2021 (10,06%), o índice extrapolou pelo segundo ano consecutivo a meta estabelecida pelo Conselho Monetário Nacional (3,5%, com teto de 5%). Em carta aberta publicada em 10 de janeiro de 2023, o BCB caracterizou a retomada dos serviços e do emprego devido ao arrefecimento da pandemia de Covid-19 e a elevação do preço das commodities,

em especial o petróleo, como principais fatores para a ultrapassagem da meta de inflação em 2022. Por outro lado, a autoridade monetária reconheceu como principais freios da inflação a elevação da taxa de juros por ela praticada, as condições favoráveis de geração de energia – sinalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) por meio da migração da bandeira tarifária de escassez hídrica para a bandeira verde em meados de abril – e a desoneração dos combustíveis.

Como resultado da elevação da taxa de juros com a finalidade de conter a inflação por meio da contenção da demanda, a economia brasileira cresceu em 2022 de maneira mais modesta quando comparada a 2021. De acordo com o IBGE, a expansão do Produto Interno Bruto (PIB) encerrou o ano em 2,9%, inferior ao crescimento de 4,6% registrado em 2021. A elevação dos juros aumenta o custo dos financiamentos, reduzindo, pela ótica da indústria, o consumo de bens de capital (maquinário) e, consequentemente, a produção, e redirecionando, pela ótica das famílias, o consumo para o setor de serviços – consumo este já comprometido pelo endividamento passado e pela inflação dos alimentos.

No mercado de trabalho, foi registrado o segundo declínio consecutivo do nível de desemprego depois do forte choque sofrido em 2020 em decorrência das medidas de contenção da pandemia de Covid-19. Após cair de 13,5% em 2020 para 11,1% em 2021, a taxa de desemprego encerrou o ano em 7,9%, o menor patamar anual desde 2014. O desempenho do mercado de trabalho acompanha a retomada do crescimento da economia iniciada em 2021 e ainda não reflete os efeitos da elevação da taxa de juros sobre a atividade econômica, pois existe uma defasagem na repercussão desse impacto entre os setores produtivos que só deve ser percebida integralmente em 2023, ano para o qual o Banco Itaú projeta, em boletim emitido em 13 de janeiro de 2023, que a taxa de desemprego avance para 8,5%.

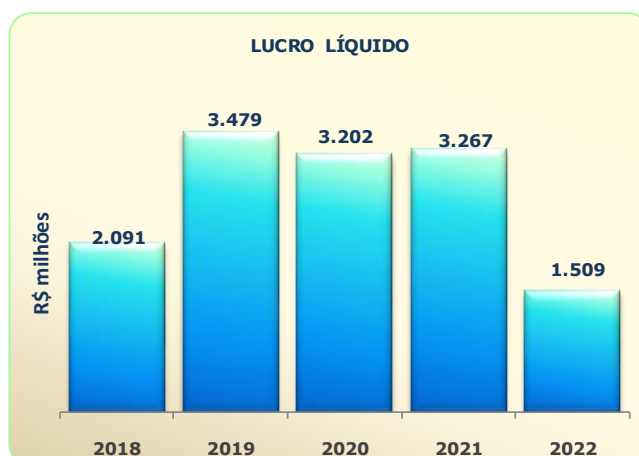
No setor elétrico, o processo de capitalização da Eletrobras foi concluído em junho de 2022. Publicada em 12 de julho de 2021, a Lei Federal nº 14.182 abriu caminho para a desestatização da Eletrobras condicionada à outorga de novas concessões de geração de energia elétrica. Em 14 de junho de 2022, o processo de Capitalização foi concluído na Bolsa de Valores de São Paulo e, em 17 de junho de 2022, foram celebrados os novos contratos de concessão cujo objeto é o conjunto de Usinas Hidrelétricas constantes do Anexo I da Lei. Na Eletrobras Chesf, as usinas afetadas foram Boa Esperança, Xingó, Luiz Gonzaga, Complexo Paulo Afonso, Funil, Pedra e Sobradinho, cuja concessão passa a vigorar por 30 anos a partir da data de assinatura do novo contrato. Além disso, a Eletrobras Chesf realizou R\$ 1,6 bilhão em investimentos em 2022, um crescimento de 51% em relação a 2021 que reflete os esforços da Companhia na retomada das atividades pós-pandemia e na agregação de instalações ao sistema elétrico brasileiro. Desse total, 66,4% foram dedicados à Transmissão, 23,3% à Geração e 10,3% à Infraestrutura.

DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

O desempenho econômico-financeiro está sendo apresentado em conformidade com as demonstrações financeiras da Companhia dos exercícios de 2018 a 2022.

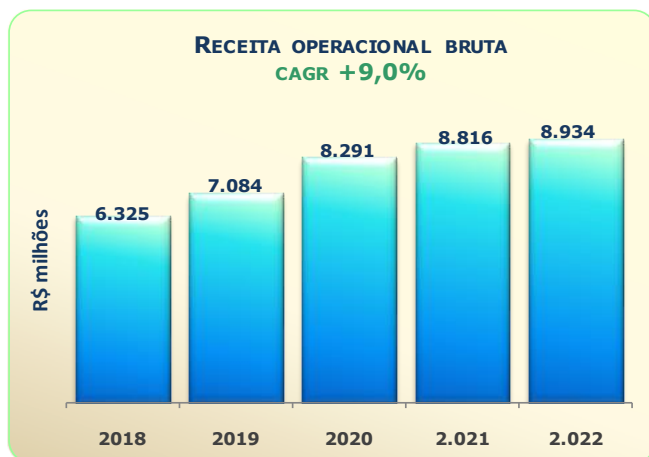
14.1 RESULTADO DO EXERCÍCIO

A Companhia registrou no exercício de 2022 um lucro de R\$ 1.509,1 milhões (R\$ 3.266,8 milhões em 2021), representando uma redução de 53,8% em relação ao ano anterior.



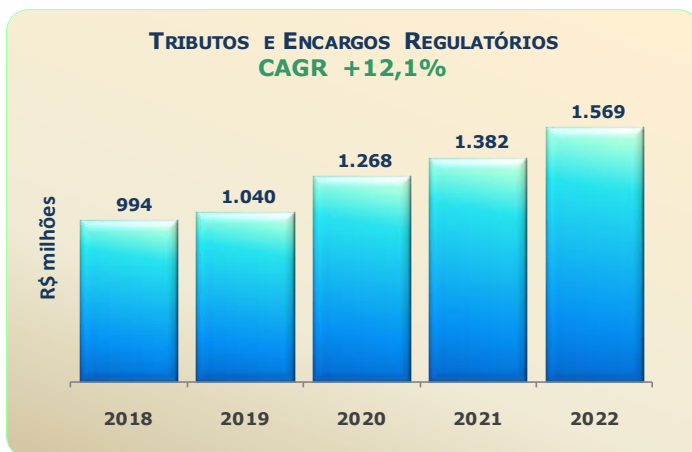
14.2 RECEITA OPERACIONAL BRUTA – ROB

A Companhia registrou em 2022 receita operacional bruta de R\$ 8.934,3 milhões (R\$ 8.816,3 milhões em 2021), apresentando um ligeiro aumento de 1,3% em comparação ao exercício anterior. Dentre os indicadores que contribuíram para esse desempenho estão o crescimento em relação ao ano anterior das receitas com fornecimento, suprimento e operação e manutenção de usinas (R\$ 342,2 milhões); crescimento das receitas com operação e manutenção do sistema de transmissão (R\$ 5,9 milhões); redução da receita de energia elétrica de curto prazo na CCEE (R\$ 277,7 milhões); e aumento de outras receitas operacionais (R\$ 47,6 milhões).



14.3 TRIBUTOS E ENCARGOS REGULATÓRIOS SOBRE VENDAS

Os tributos e encargos regulatórios sobre vendas totalizaram R\$ 1.568,6 milhões no ano de 2022 representando um aumento de 13,5% em relação ao exercício anterior. Deste total, R\$ 938,6 milhões correspondem a impostos e contribuições sociais e R\$ 630,0 milhões a encargos regulatórios.



14.4 RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA - ROL

A receita operacional líquida (ROL), que considera as deduções de impostos e encargos setoriais, apresentou uma redução de 0,9% em relação ao exercício anterior, passando de R\$ 7.434,0 milhões em 2021, para R\$ 7.365,8 milhões em 2022. Os indicadores responsáveis por este crescimento são os mesmos que afetaram à ROB.



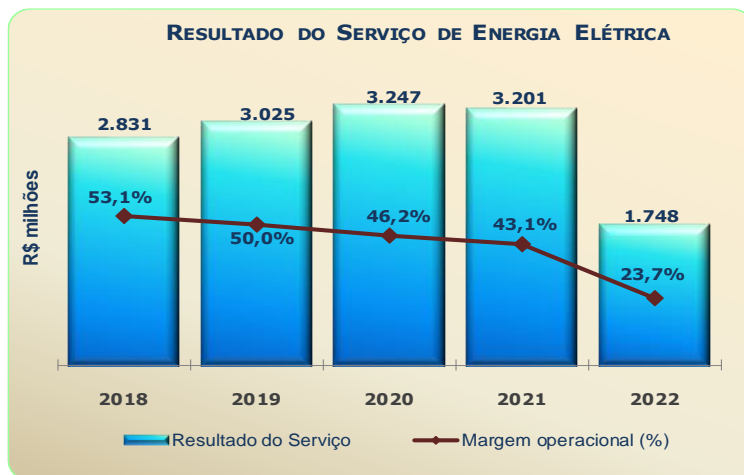
14.5 CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os custos e despesas operacionais totalizaram R\$ 5.618,0 milhões no exercício de 2022, representando um aumento de 32,7% em relação ao exercício anterior. Esse aumento foi decorrente do: (i) crescimento da despesa de pessoal, da ordem de R\$ 561,3 milhões, impactado principalmente, pelo registro do Plano de Demissão Voluntária, da ordem de R\$ 391,6 milhões; (ii) variação positiva da provisão/reversão para créditos de liquidação duvidosa, em relação ao ano anterior, no valor de R\$ 775,7 milhões; e (iii) do registro de provisão para perdas do ativo imobilizado em função da implementação do disposto na Lei nº 14.182/2021.



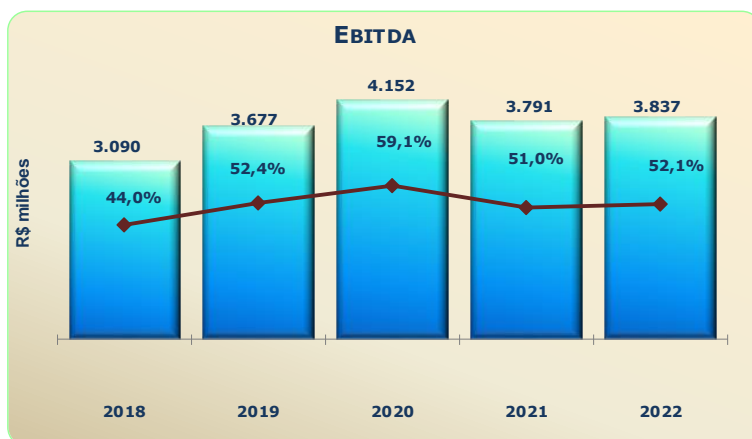
14.6 RESULTADO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA E MARGEM OPERACIONAL

O resultado do serviço (EBIT) em 2022 foi de R\$ 1.747,7 milhões, representando uma variação negativa de 45,4% em relação ao ano anterior que foi de R\$ 3.200,7 milhões. Com este resultado, a margem operacional do serviço (razão entre o resultado do serviço e a receita operacional líquida) passou de 43,1% em 2021 para 23,7% em 2022.



14.7 GERAÇÃO OPERACIONAL DE CAIXA (EBITDA)

A geração operacional de caixa, expressa pelo EBITDA, foi de R\$ 3.836,5 milhões em 2022, contra o montante de R\$ 3.791,1 milhões em 2021. A margem EBITDA (razão entre o EBITDA e a Receita operacional líquida) foi de 52,1% em 2022, contra 51,0% obtida em 2021.



	(R\$ milhões)	
DEMONSTRAÇÃO DO EBITDA	2022	2021
Lucro líquido	1.509,1	3.266,8
(+) Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o lucro líquido	(218,2)	337,8
(+) Despesas (receitas) financeiras líquidas	479,2	(242,9)
(+) Depreciação	477,0	405,4
(=) EBITDA	2.247,0	3.767,1
(+) Provisões para contingências	921,2	1.121,6
(+) Reversão Impairment	(20,2)	(625,8)
(+) Provisões para perda na realização de investimentos	566,1	12,0
(+) Contrato oneroso	23,2	(33,2)
(+) Outras Provisões	99,2	(684,5)
(=) EBITDA Ajustado	3.836,5	3.791,1

14.8 RESULTADO FINANCEIRO

O resultado financeiro foi negativo em 2022, no valor de R\$ 479,2 milhões, contra o valor positivo de R\$ 242,9 milhões registrado em 2021, representando uma variação negativa de R\$ 722,1 milhões.

Receitas (despesas) financeiras	(R\$ milhões)	
	2022	2021
Resultado de aplicações financeiras	251,6	59,6
Variações monetárias e acréscimos moratórios - energia vendida	7,8	100,5
Outras variações monetárias ativas	116,4	300,1
Encargos de dívida dos empréstimos e financiamentos	(92,8)	(87,6)
Encargos de dívida - obrigações com CDE	(457,3)	-
Encargos de dívida - revitalização das bacias hidrográficas	(74,8)	-
Variações monetárias de empréstimos e financiamentos	(21,3)	(17,0)
Outras receitas (despesas) financeiras	(208,8)	(112,6)
(=) Resultado financeiro líquido	(479,2)	242,9

14.9 FINANCIAMENTOS, EMPRÉSTIMOS E DEBÊNTURES

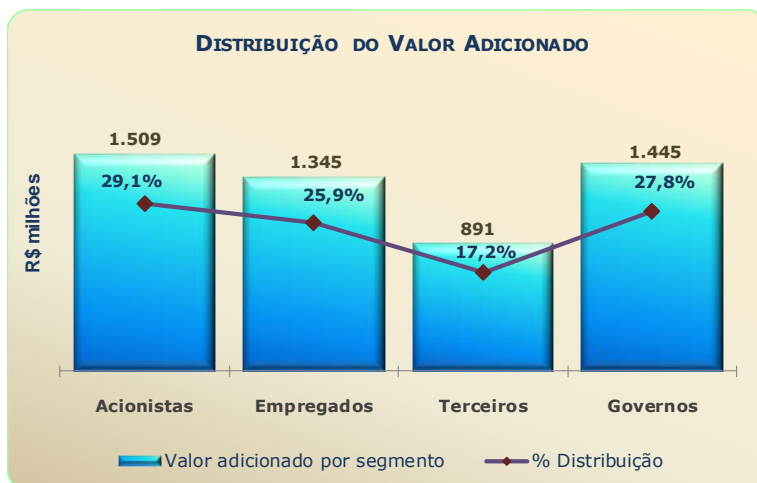
O endividamento bruto, que inclui os encargos contabilizados e o principal da dívida com instituições financeiras, encerrou no exercício de 2022 com R\$ 1.035,1 milhões, uma redução de 13,0% em relação à 2021.

A posição da dívida líquida (financiamentos, empréstimos e debêntures, deduzidos das disponibilidades) apresentou ao final do exercício, o saldo negativo de R\$ 629,3 milhões, que demonstra a condição superavitária de caixa e equivalentes de caixa em relação ao endividamento bruto da companhia, conforme demonstrado a seguir:

FINANCIAMENTOS, EMPRÉSTIMOS E DEBÊNTURES			
Dívida Bruta	(R\$ milhões)		
	2022	2021	Δ%
Curto prazo – moeda nacional	207,4	199,5	4,0
Longo prazo – moeda nacional	827,7	990,2	(16,4)
Dívida Bruta Total	1.035,1	1.189,6	(13,0)
(-) Caixa e equivalentes de caixa e TVM	1.664,4	2.568,2	(35,2)
Dívida líquida	(629,3)	(1.378,5)	(54,4)

14.10 VALOR ADICIONADO

O valor adicionado gerado pela Companhia em 2022 foi de R\$ 5.189,7 milhões, contra R\$ 6.154,6 milhões gerados em 2021, agregando valor aos seguintes segmentos da sociedade, conforme distribuição a seguir: salários, encargos e benefícios aos empregados (25,9%); impostos, taxas e contribuições aos governos federal, estaduais e municipais (27,8%); terceiros (17,2%); e lucro aos acionistas (29,1%).



RELACIONAMENTO COM AUDITORES INDEPENDENTES

A política da Chesf em relação aos seus auditores independentes fundamenta-se em princípios que preservam a independência desses profissionais. Em atendimento à Instrução CVM nº 381, de 14/01/2003, a administração informa que a auditoria, Pricewaterhousecoopers Auditores Independentes, durante o exercício de 2022, não prestou outros serviços além dos serviços de auditoria das suas demonstrações financeiras. Os referidos auditores foram contratados em contrato único para todas as empresas do Sistema Eletrobras, para um período de dois anos, prorrogáveis por mais dois anos, com início dos trabalhos no exercício de 2019.

Em atendimento à Lei Societária, as demonstrações financeiras da Chesf são auditadas por auditor independente, contratado por meio de licitação e aprovado pelo Conselho de Administração, com restrição de prestação de outros serviços e com a adoção de rodízio a cada período de cinco anos.

GESTÃO

ASSEMBLEIA GERAL DE ACIONISTAS

O mais alto órgão da estrutura de governança é a Assembleia Geral de Acionistas, cujas principais funções são:

- tomar as contas dos administradores, examinar, discutir e votar as demonstrações financeiras;
- deliberar sobre a destinação do lucro líquido do exercício e a distribuição de dividendos;
- eleger e destituir os membros do Conselho de Administração e os do Conselho Fiscal, e fixar a remuneração global e específica dos administradores e dos membros do Conselho Fiscal;
- deliberar sobre alienação, no todo ou em parte, de ações do seu capital social ou de suas controladas, abertura ou alteração do capital social, venda de valores mobiliários, se em tesouraria, venda de debêntures de que seja titular, de empresas das quais participe e emissão de debêntures conversíveis em ações;
- deliberar sobre operações de cisão, fusão, incorporação societária, dissolução e liquidação da empresa, sobre permuta de ações ou outros valores mobiliários;
- deliberar sobre reforma do Estatuto Social;

- deliberar sobre autorização para a empresa mover ação de responsabilidade cível contra os administradores pelos prejuízos causados ao seu patrimônio;
- deliberar sobre eleição e destituição, a qualquer tempo, de liquidantes, julgando-lhes as contas;
- deliberar sobre avaliação de bens que o acionista concorrer para a formação do capital social; e
- deliberar sobre outros assuntos que forem propostos pelo Conselho de Administração ou pelo Conselho Fiscal.

CONSELHO FISCAL

O Conselho Fiscal tem caráter não permanente, composto por três membros efetivos e igual número de suplentes, e somente será instalado mediante convocação dos acionistas, sendo seus membros todos domiciliados no país, acionistas ou não, com prazo de atuação de um ano, sendo permitidas reeleições.

O Conselho Fiscal é responsável pela fiscalização de atos de gestão e dispõe de Regimento Interno que norteia seu funcionamento.

O Conselho Fiscal se reuniu mensalmente até o final de 2022. Em função da alteração do Estatuto Social ocorrida em 31/10/2022, o Colegiado decidiu manter a frequência mensal até a realização da Assembleia Geral Ordinária de 2023. A partir de então, quando instalado, reunir-se-á, ordinariamente, a cada 3 (três) meses, e, extraordinariamente, sempre que convocado pelo Presidente do Colegiado, e as suas reuniões serão registradas em atas, que serão assinadas por todos os membros presentes.

ADMINISTRAÇÃO

A Chesf é administrada por um Conselho de Administração e por uma Diretoria Executiva, ambos com atribuições previstas em lei e no Estatuto Social.

O Conselho de Administração, órgão colegiado superior da Companhia, é formado por até cinco membros, eleitos pela Assembleia Geral, com prazo de gestão unificado de dois anos, sendo permitidas reeleições, incluindo-se um conselheiro eleito representante dos empregados.

Compete ao Conselho de Administração a fixação da orientação geral dos negócios da Chesf, o controle superior dos programas aprovados, bem como a verificação dos resultados obtidos.

O Conselho de Administração se reuniu mensalmente até o final de 2022. Em função da alteração do Estatuto Social ocorrida em 31/10/2022, a partir de 2023, o Colegiado reunir-se-á, ordinariamente, 1 (uma) vez a cada 3 (três) meses, e, extraordinariamente, sempre que se fizer necessário.

O Conselho de Administração conta com o assessoramento de Comitês da Eletrobras, nos termos e limites fixados pela Eletrobras.

A Diretoria Executiva é o órgão executiva de administração e representação, cabendo-lhe, dentro da orientação traçada pela Assembleia Geral e pelo Conselho de Administração, assegurar o funcionamento regular da Companhia, sendo constituída por um Diretor-Presidente e até cinco Diretores, respeitando o mínimo de três membros, eleitos pelo Conselho de Administração, que exercerão suas funções em regime de tempo integral, com prazo de gestão unificado de dois anos, sendo permitidas reeleições.

Reúne-se ordinariamente uma vez por semana e, extraordinariamente, mediante a convocação do Diretor-Presidente.

COMITÊS DE ASSESSORAMENTO AO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Instituído pela Eletrobras, o Comitê de Pessoas, Elegibilidade, Sucessão e Remuneração - CPES tem o objetivo de analisar e emitir recomendações sobre riscos e estratégias a serem adotadas pelas empresas do Sistema Eletrobras, concernentes aos processos de indicação, de avaliação, de sucessão e de remuneração de membros da administração e conselheiros fiscais.

Instituído pela Eletrobras, o Comitê de Auditoria e Riscos Estatutários - CAE, com atuação extensiva às empresas controladas, tem o objetivo de analisar e emitir recomendações sobre trabalhos de auditoria interna, contabilidade e

da auditoria independente, supervisão, riscos a serem assumidos pela Companhia, controles internos e gestão de riscos e gestão financeira, conforme previsto em Regimento Interno.

PLANEJAMENTO EMPRESARIAL

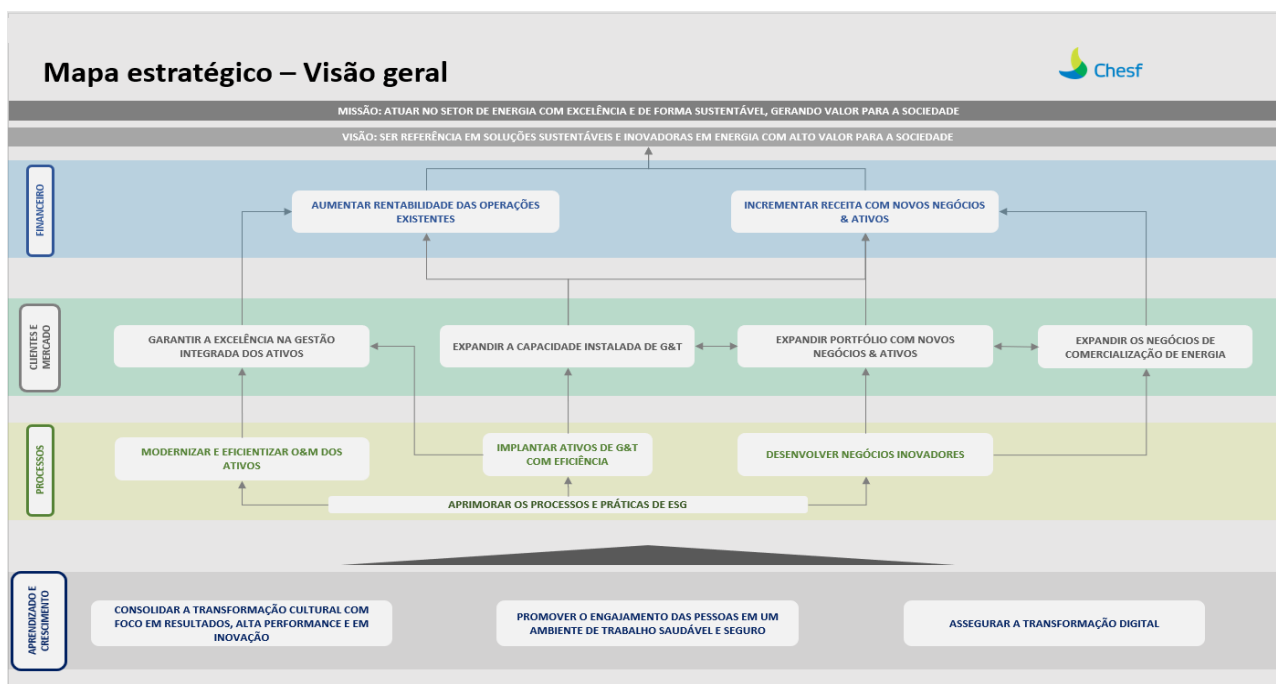
O Planejamento e Gestão Estratégica da Eletrobras Chesf é um processo dinâmico e robusto, fruto de um trabalho colaborativo, resultante da atuação integrada e do engajamento de todas as Diretorias, das lideranças estratégicas e dos principais stakeholders da companhia. Esse processo é composto por várias etapas que abrangem todo o ciclo PDCA, desde a concepção da estratégia empresarial, seu desdobramento em todos os níveis da organização, sua implementação, monitoramento, controle e revisões periódicas do modelo estabelecido.

A etapa inicial consiste na formulação estratégica, que contempla a definição da identidade empresarial (seu propósito, visão e valores); a avaliação de cenários, considerando fatores dos ambientes interno e externo que influenciam o desempenho da empresa; e a consequente definição dos objetivos, metas e iniciativas estratégicas da companhia, sob uma visão de longo prazo. Essas informações são representadas no principal produto dessa etapa, o Mapa Estratégico da empresa. A partir da consolidação do Mapa, as estratégias são implementadas por meio de iniciativas e projetos, viabilizadores e alavancadores dos objetivos estratégicos, que são periodicamente monitorados e avaliados de forma a garantir a execução e o bom desempenho empresarial e o alcance das metas estabelecidas. Para tanto, são realizadas Reuniões de Avaliação da Estratégia (RAE) com a alta gestão da Empresa, nas quais são estabelecidas ações preventivas e/ou corretivas para eventuais desvios identificados. A última etapa do processo de Planejamento e Gestão Estratégica consiste na revisão periódica do modelo estabelecido, visando ao aprimoramento da gestão empresarial, bem como à melhoria contínua do desempenho e resultados organizacionais.

Diante das mudanças ocorridas nos cenários nacional e global do mercado de energia, com impactos significativos nos ambientes interno e externo da Eletrobras Chesf, e da necessidade de uma visão estratégica de longo prazo, visando ao crescimento sustentável da empresa, a Eletrobras Chesf vem implementando um trabalho de reposicionamento estratégico, em sintonia com as diretrizes e políticas da Holding. Como resultado desse trabalho, foi construído o Mapa Estratégico 2021-2031 da Eletrobras Chesf, com horizonte de 10 anos, que estabelece os principais norteadores e desafios estratégicos da companhia, frente ao novo contexto empresarial de modelo privado de gestão, considerando as tendências do Setor Elétrico.

O Planejamento Estratégico é elaborado em consonância com o Plano Estratégico de longo prazo da Eletrobras e seu Plano Diretor de Negócios e Gestão (PDNG), fortalecendo nosso alinhamento estratégico com a Holding. Atualmente, os instrumentos de gestão estratégica utilizados na Eletrobras Chesf são o Mapa Estratégico (que tem uma visão de longo prazo); o Plano de Negócios e Gestão (PNG), que representa o desdobramento do Plano Estratégico e PDNG da Holding no âmbito da subsidiária Eletrobras Chesf; e os instrumentos que estabelecem as metas de desempenho empresarial, quais sejam: o Contrato de Metas de Desempenho Empresarial (CMDE); o Programa de Remuneração Variável dos Dirigentes (RVA); o programa de Participação nos Lucros e Resultados (PLR); e o Sistema de Gestão do Desempenho empresarial, de equipes e individual (SGD). Esses instrumentos são formalizados por meio de apreciação e aprovação junto à alta gestão (Diretoria Executiva e Conselho de Administração), e monitorados periodicamente no âmbito dessas instâncias de Governança, visando ao alcance das metas e estratégias da Companhia.

Apresentamos, abaixo, o Mapa Estratégico da Eletrobras Chesf para o ciclo de 2021-2031.



GESTÃO PELA QUALIDADE TOTAL

Em 2022, no segmento da qualidade total:

- A Eletrobras Chesf obteve a certificação ISO 55001:2014 pela Fundação Vanzolini, por meio da implementação e manutenção do Sistema de Gestão de Ativos de Transmissão e Geração de Energia Elétrica operados e mantidos pela Chesf, considerando as subestações, linhas de transmissão e parques de geração hidráulica, eólica e solar, incluindo os sistemas de automação, proteção e telecomunicações.
- A Operação da Eletrobras Chesf manteve a Certificação ISO 9001:2015 em todos os processos dos seus 13 órgãos e suas Instalações que compõem o Sistema Organizacional da Operação;
- As duas usinas de maior porte do parque gerador da Companhia, Xingó e Paulo Afonso IV, mantiveram seus certificados na norma ISO 45001:2018, pela Certificadora Brasileira de Gestão, que traz como foco a melhoria do desempenho em termos de saúde e segurança do trabalho, sendo essas as primeiras usinas entre as empresas Eletrobras a conseguirem essa certificação. Outra conquista de 2022, foi certificação ISO 45001:2018, pela mesma certificadora, para a usina hidrelétrica Boa Esperança (PI).

GESTÃO DE PESSOAS

Em 31 de dezembro de 2022, a Chesf contava com uma força de trabalho (quadro efetivo de pessoal) de 2.694 empregados. Do total, havia 466 mulheres e 2.228 homens.

No mesmo período, a taxa de rotatividade foi de 6,71%. Em 2022, houve 3 admissões por medidas judiciais. Houve aumento de aproximadamente 413% no número de desligamentos em 2022 (410) em relação a 2021 (80), principalmente em virtude da implementação do Plano de Demissão Voluntária – PDV 2022.

O Sistema de Gestão de Desempenho – SGD, em sua etapa de avaliação do Ciclo 2021, foi implementado no início de 2022. Para este ciclo, foram utilizadas a meta empresarial, as metas de equipe e as metas individuais, além das competências vinculadas aos cargos dos empregados conforme o Plano de Carreira e Remuneração das Empresas Eletrobras (PCR).

A nova ferramenta contratada para dar o suporte ao SGD se mostrou bastante eficaz e produziu os efeitos esperados em relação à produtividade, agilidade e simplicidade.

Em 2022, ao todo, foram 192.454 horas de treinamento realizadas, representando um incremento de 17,87% em relação ao valor de 163.280 horas, em 2021, evidenciando-se empenho e dedicação para superar as metas estabelecidas, refletindo no maior resultado de Horas de Treinamento por Empregado – HTE já registrado na Empresa: 62,40, com investimento médio de R\$ 1.636,38 por empregado e menor custo de hora de treinamento (R\$ 26,22).

O Planejamento Estratégico definido para o período norteou a realização das ações educacionais que capacitaram os empregados e gestores nas competências prioritárias, sejam técnicas, gerenciais ou gerais, melhor preparando-os para atuarem frente aos desafios organizacionais.

Foram realizadas ações educacionais das mais diversas formas: palestras, oficinas, seminários, cursos de curta, média e longa duração, presenciais e/ou à distância, alinhados aos programas e projetos em execução, em consonância com os objetivos empresariais.

A Eletrobras Chesf busca de forma ativa e permanente a melhoria de seus processos, o aprimoramento e a atualização profissional dos seus empregados. Cursos de longa duração foram adquiridos e iniciados em 2022, em relevantes temas como Gerenciamento de Projetos, ESG, Segurança de Barragens, Direitos Humanos, Regulação do Setor Elétrico, dentre outros. Nos pilares de Responsabilidade Sócio-ambiental e de Cultura e Valores, foram realizadas mais de 9 mil horas de treinamento, nos mais diversos temas de Diversidade e Inclusão, Direitos Humanos, Sustentabilidade Empresarial, Integridade e Ética, ODS, dentre outros.

As ações educacionais obrigatórias ou recomendadas foram ministradas nas modalidades presenciais e/ou à distância, em conformidade com as recomendações ou requisitos legais exigidos, abrangendo os mais diversos temas, como Cargas Indivisíveis; MOPP (Movimentação Operacional de Produtos Perigosos; Normas Regulamentadoras (NR); Risk Factor; Observação Comportamental; Índice de Práticas Seguras (IPS); Direção Defensiva; Proteção de Sistemas Elétricos de Potência; Termografia, Telecomunicações, Metrologia; Operação de Drones; Certificação de Operadores; Gestão de Ativos; Transação entre Partes Relacionadas; Compliance; Formação de Auditores, dentre outras.

A Companhia oferece aos empregados os seguintes benefícios, com vistas à melhoria da qualidade de vida e do bem-estar de seus empregados: Assistência Materno Infantil; Assistência Educacional; Reembolso com Despesas de Uniforme e Material Escolar; Auxílio Educacional Ensino Superior para Empregados; Atendimento Médico e de Enfermagem nos Ambulatórios da Empresa; Benefício de Assistência à Saúde – BAS, abrangendo assistência médico-hospitalar, odontológica e demais serviços de saúde; Reembolso de Medicamentos; Auxílio Óculos e Lentes; Assistência à Pessoa com Deficiência; Complementação de Auxílio-doença; Auxílio Funeral; Pecúlio por Morte ou Invalidez, decorrente de acidente de trabalho; Vale Refeição/Alimentação; Vale Transporte; Seguro de Vida em Grupo; e Previdência Privada, por intermédio da Fundação Chesf de Assistência e Seguridade Social – Fachesf. As condições dos benefícios estão estabelecidas em acordo coletivo de trabalho e em instrumentos normativos.

No ano de 2022, com o arrefecimento da pandemia de Covid-19, as medidas preventivas foram sendo atualizadas ao longo do ano, conforme o momento epidemiológico de cada localidade. Pode-se destacar que apenas os casos sintomáticos e confirmados de Covid-19 mantiveram o protocolo de isolamento. O uso das máscaras de proteção foi flexibilizado em toda a Empresa, voltando a ser obrigatório em alguns estados como Piauí e Bahia. Também continuaram em vigor ações preventivas como disponibilização de álcool 70% em toda a Chesf, sinalização, cartazes e cartilhas educativas. A campanha tem sido disseminada por meios de comunicação eletrônica e impressa da Empresa, como Chesf Hoje e Jornal Mural. As ações de Saúde e Segurança do Trabalho presenciais aumentaram em relação à 2021, no entanto, muitas delas ocorreram de forma on-line pela mudança na cultura e não mais pela necessidade de distanciamento social.

Ainda em relação à Covid-19, foram mantidos o mapeamento e o monitoramento epidemiológico, por teleatendimento, dos empregados com sintomas suspeitos e o acompanhamento dos casos confirmados até seu desfecho. O aplicativo “DSS Transform Check-in Saúde em Dia” continuou a ser a porta de entrada dos dados, sendo utilizado em parceria com as demais empresas Eletrobras e a consultoria DuPont, desde 2020, permitindo ao empregado registrar a presença ou a ausência de sintomas associados à Covid-19, objetivando rastrear novos casos de contaminação, evitando assim a propagação do vírus na Empresa e propiciando o início de tratamento imediato. O aplicativo também permitiu melhor controle dos empregados vacinados contra a Covid-19, aumentando o nível de saúde e de segurança dos empregados na pandemia. Vale registrar que foi dada continuidade ao Projeto de P&D desenvolvido em conjunto com o Laboratório de Imunopatologia Keizo Asami – LIKA da Universidade Federal de Pernambuco – UFPE, com o objetivo de promover a

atenção à saúde e segurança dos trabalhadores, tendo em 2022 atuado especialmente na realização de exames de Covid-19 e coleta de dados de pesquisa no Centro de Testagem implantado na Chesf, provisoriamente.

Sobre a realização do Exame Médico Periódico – EMP, foi dada continuidade à realização por todos os empregados, tendo sido retomado o conjunto completo de exames, contribuindo para o controle das doenças crônicas mais prevalentes na população brasileira, como as doenças cardiovasculares e os cânceres de mama, próstata e colo do útero. Devido a um Plano de Demissão Voluntária – PDV, houve um aumento expressivo na realização de exames demissionais ao final de 2022.

Entre as campanhas programáticas, foi realizada a vacinação contra a influenza, atendendo a 1.858 empregados próprios e a 981 de prestadores de serviços em toda a Empresa, resultando em 2.839 pessoas da força de trabalho alcançadas, tendo uma cobertura vacinal maior que o ano anterior. Também foram realizadas palestras referentes à Proteção Auditiva, além das campanhas Outubro Rosa e Novembro Azul, para prevenção ao Câncer de Mama e Câncer de Próstata, respectivamente. Além disso, em parceria com as outras empresas Eletrobras, foram realizadas palestras on-line relativas ao Dia Mundial da Saúde e ao Dia Nacional de Prevenção e Combate à Hipertensão Arterial.

Em relação à Saúde Mental, os atendimentos psicossociais foram realizados tanto por meio de sistema de videochamada, como também de modo presencial, dependendo de cada situação. O serviço de agendamento pela Rede de Apoio Psicossocial, em parceria com as empresas Eletrobras, continuou disponível para que empregados de qualquer empresa Eletrobras pudessem agendar eletronicamente seu atendimento com Psicóloga(o) ou Assistente Social da Rede. Também foram realizados Trabalhos de Grupo atendendo demandas específicas, com os seguintes temas: O Desafio das Mudanças, Comunicação Prevencionista, Saúde Mental e Trabalho. Foram também realizadas ações interventivas sobre perda e luto em equipes de trabalho vítimas de acidente de trabalho fatal e/ou recomendações decorrentes dos Relatórios de Desligamento por Erro Humano. Atendendo a um público mais amplo, foram realizadas diversas palestras com especialistas, como a Campanha Janeiro Branco sobre Saúde Mental, Melhoria da Atenção e Foco, contribuindo para a melhoria do desempenho operacional, Saúde Mental e Trabalho e ainda três edições do Projeto Café e Prosa, no formato on-line, com as temáticas sobre Autoconhecimento, Ansiedade e Mudanças.

O Programa Viver+, voltado à promoção da saúde integral e bem-estar dos operadores, foi realizado pela equipe psicossocial com a aplicação de pesquisa diagnóstica e entrevistas individuais aos operadores de turno da Companhia e a elaboração de Planos de Ação Individuais de Grupo sempre que necessário.

Na Eletrobras Chesf, o Programa de Prevenção à Aposentadoria – PPA foi retomado, oferecendo ações de educação financeira e de investimentos, workshop vivencial em todas as regionais sobre o aspecto socioemocional da aposentadoria, além da orientação da Fundação Chesf de Assistência e Seguridade Social – Fachesf, quanto aos aspectos de previdência privada e plano de saúde, quando do desligamento do empregado no Plano de Demissão Voluntária – PDV. Em parceria com a Eletrobras holding, foram disponibilizadas palestras on-line que também abordaram aspectos da vida financeira e planejamento de vida na aposentadoria, oferecendo novas oportunidades de preparação para o desligamento da Empresa. Todas estas ações buscaram dar um suporte aos empregados em relação a este momento de mudança de vida.

Em 2022, o Centro de Promoção da Saúde – CPS de Sobradinho voltou a funcionar, que, juntamente com os CPS de Recife e Salvador, estimularam o combate ao sedentarismo ao longo do ano, permitindo a prática de atividade física, junto ao local de trabalho, logo cedo do dia, no intervalo de almoço e após o expediente de trabalho, contribuindo também para controle de doenças crônicas, melhoria do clima organizacional e da integração dos empregados. Neste ano, o CPS Recife comemorou o aniversário de 15 anos em uma celebração festiva, premiando os alunos mais assíduos da academia e da ginástica laboral com a Medalha Prêmio de Qualidade de Vida. O serviço de Ginástica Laboral On-line continuou a ser oferecido em 2022 para todos os empregados, assim como a Ginástica Laboral Presencial continuou no escritório Sede da Empresa. Ambas contribuem para a redução de adoecimento osteomuscular, promovendo o bem-estar e melhoria do clima, bem como incentivando a prática de atividades físicas.

O Projeto Vamos Juntos foi realizado em sua primeira edição, tendo como público inicial os alunos dos Centros de Promoção da Saúde de Recife, Salvador e Sobradinho. Trata-se de uma mentoria multidisciplinar reunindo profissionais de psicologia, nutrição e educação física, com vistas à melhoria da saúde e estilo de vida dos empregados, aumentando o engajamento e a regularidade com o autocuidado.

Ainda no âmbito da área esportiva, foi retomado o incentivo às corridas de rua, quando tivemos a participação de 67 empregados na Corrida do SESI-PE. Na ocasião, a Eletrobras Chesf foi premiada pelo 3º lugar na prova de 10km feminino.

A feira de orgânicos da Sede e de Salvador continuou funcionando, quinzenalmente e semanalmente, respectivamente, oferecendo produtos livres de agrotóxicos cultivados por agricultores da região, estimulando uma alimentação saudável e valorizando os produtores locais.

Destacam-se ainda a realização do 1º Seminário de Saúde e Segurança da Diretoria de Gestão Corporativa – DG, e dos 1º e 2º Seminários de Saúde e Segurança da Diretoria de Engenharia – DE, quando se criou maior aproximação das áreas clientes com os serviços oferecidos pelo Departamento de Saúde, Segurança e Bem Estar no Trabalho – DGPS.

Neste ano, a Taxa de Frequência Acumulada de Acidentes Típicos com Afastamento (TFAT) fechou o ano com um valor de 2,67, superior ao limite de tolerância especificado para a Empresa, de 2,19. A Taxa de Gravidade Acumulada de Acidentes Típicos com Afastamento (TGAT), por sua vez, fechou o ano de 2022 com um valor de 2.995, bem acima de 106, estabelecido como limite tolerável para este indicador. Isto se deveu, principalmente, devido ao acidente com um helicóptero da Companhia, ocorrido no mês de junho, vitimando fatalmente três empregados.

Salienta-se também que, em 2022, a Eletrobras Chesf passou a ter um controle mais efetivo sobre os dados de acidentes com as empresas contratadas, com esses indicadores sendo acompanhados pela Diretoria Executiva da Empresa, bem como pelo seu Conselho de Administração. Diversas auditorias de Saúde e Segurança do Trabalho foram realizadas pelas equipes da Companhia, verificando não conformidades nos aspectos de Saúde e Segurança Ocupacional (SSO) com exigências de correções por parte das empresas contratadas. Além das auditorias, integrações de saúde e segurança com os empregados das contratadas foram realizadas antes do início dos contratos, a fim de apresentar o padrão em SSO exigido pela Eletrobras Chesf a todos os trabalhadores que forem executar atividades em seu sistema elétrico de potência.

No final do ano, as duas usinas de maior porte do parque gerador da Companhia, Xingó e Paulo Afonso IV, tiveram suas certificações na norma ISO 45.001:2018 revalidadas, tendo ainda a inclusão da Usina de Boa Esperança, no Piauí, que também teve seu Sistema de Gestão de Saúde e Segurança Ocupacional – SGSSO certificado nesta norma. Isto comprova o compromisso da Companhia com a melhoria do desempenho em termos de SST, sendo essas as únicas usinas entre as empresas Eletrobras a conseguirem essa certificação.

Também é importante ressaltar que as ações das Comissões Internas de Prevenção de Acidentes – CIPA, em toda a Companhia, foram de extrema importância no monitoramento do cumprimento dos protocolos contra a Covid-19, bem como, mediante suas inspeções, colaborou efetivamente e proativamente com um ambiente de trabalho mais seguro e saudável. Deve-se destacar, também, a realização da Semana Interna de Prevenção de Acidentes – SIPAT Digital, sendo a segunda edição contando com a integração de todas as 20 (vinte) Comissões Internas de Prevenção de Acidentes (CIPA) da Empresa, bem como das áreas de Educação Corporativa e de Comunicação. Como destaque da programação, podem ser citadas as palestras “Gestão das Emoções em Tempos de Transformação”, com Jairo Bouer, “Click – Mudança de Comportamento para uma Vida Saudável”, com Patrícia Gomes e “Cultura de Saúde e Segurança – Responsabilidade de Cada Um”, com Eugênio Mussak. Neste ano, a SIPAT integrada e Digital inovou, disponibilizando a Plataforma Gamificada Weex, com acesso pela web, 24 horas por dia, que continuou disponível aos empregados por alguns dias, mesmo após o encerramento do evento.

RESPONSABILIDADE SOCIAL

A Eletrobras Chesf apoia e realiza iniciativas e projetos de investimento social privado de forma estratégica, com o objetivo de contribuir com a redução da desigualdade social e com o desenvolvimento sustentável de seus territórios de convivência.

O projeto de Responsabilidade Social Lagos do São Francisco, termo de cooperação técnico-financeira firmado entre a Eletrobras Chesf, Embrapa Semiárido e BNDES, tem como objetivo estimular o desenvolvimento sustentável de comunidades rurais no entorno das barragens do Complexo de Paulo Afonso e as usinas hidroelétricas de Itaparica (Luiz Gonzaga) e Xingó, no rio São Francisco, beneficiando, cerca de quatro mil agricultores familiares, moradores de doze municípios dos estados de Alagoas (Piranhas, Olho D'Água do Casado, Delmiro Gouveia e Pariconha),

Bahia (Paulo Afonso, Glória e Rodelas), Pernambuco (Jatobá e Petrolândia) e Sergipe (Canindé de São Francisco, Poço Redondo e Nossa Senhora da Glória). Ao promover ações de pesquisa, desenvolvimento e transferência de tecnologias e de capacitação de técnicos, estudantes, produtores e pescadores, o projeto visa à melhoria da renda e da qualidade de vida dos moradores da região.

O projeto socioambiental “Semeando Resiliência no Território Chapada Diamantina: Implantação de Núcleos Agroecológicos de Restauração Ambiental” está sendo implementado pelo Instituto Pedagógico de Desenvolvimento Agro-social e Comunitário – Inpac em 21 comunidades localizadas nos municípios de Piatã, Abaíra, Ibicoara, Boninal, Seabra e Morro do Chapéu, no Território da Chapada Diamantina (BA). Entre os objetivos do projeto estão: promover técnicas de conservação e restauração de solos; implementar técnicas de reuso de resíduos sólidos e líquidos para utilização nas propriedades; formar agentes locais para multiplicar as ações nas demais comunidades; contribuir na implantação de tecnologias sociais de baixo custo; e criar oportunidades de geração de renda.

As ações do projeto Conservação e Desenvolvimento para o Entorno de Áreas Protegidas da Caatinga: Comunidades da Zona de Amortecimento do Parque Estadual das Sete Passagens já estão sendo executados em oito comunidades rurais e quilombolas localizadas no município de Miguel Calmon (BA). Tem como principais objetivos a definição por meio de Diagnóstico Rural Participativo de um planejamento voltado para a conservação e gestão dos recursos hídricos das comunidades localizadas no entorno de uma reserva da biosfera da Caatinga e a implementação de tecnologias sociais hídricas voltadas à melhoria no acesso e oferta da água e à produção agrícola familiar.

Em 2022, a Eletrobras Chesf realizou seleção de projetos sociais voltados ao enfrentamento a quaisquer formas de violência e exploração sexual de crianças e adolescentes, assim como projetos que promovam a inclusão social e a qualidade de vida da pessoa idosa. No total, foram destinados recursos financeiros por meio de leis incentivos fiscais no valor de R\$ 2.400.000,00 para os Fundos de Defesa dos Direitos da Criança e do Adolescente e da Pessoa Idosa.

O Programa de Voluntariado Empresarial da Eletrobras Chesf, formado por empregados da Companhia, manteve sua atuação em todas as unidades da Empresa. Foi realizada Campanha de Arrecadação de Doativos para ajudar os desabrigados, prestadores de serviço e Instituições beneficentes atingidos pelas chuvas na Região Metropolitana do Recife (PE) e para os estados de Alagoas e Rio Grande do Norte, com distribuição de refeições, água mineral, cestas básicas, roupas, material de limpeza e higiene pessoal.

Para marcar o Dia Nacional do Voluntariado (28/08), o Programa de Voluntariado promoveu uma ação, em parceria com o Projeto AmorForte promoveu um dia com várias atividades e conscientização de preservação do meio ambiente, para os moradores da Comunidade do Vietnã, com venda de vassouras produzidas a partir de garrafas pet, plantio de mudas, contação de histórias e oficina de grafiteagem no muro do anexo da Empresa em Recife.

Para celebrar o Dia das Crianças, a Companhia promoveu um evento para as comunidades do entorno de sua Sede, em Recife (PE), reunindo mais de 350 crianças e seus familiares, com brincadeiras de rua e distribuição de lanches. Uma ação que envolveu também demonstrações da prática de xadrez, com a participação dos alunos do projeto Xadrez na Escola, iniciativa patrocinada pela Eletrobras Chesf com crianças e adolescentes de escolas públicas do município de Ipojuca (PE).

A campanha Natal Solidário Eletrobras Chesf 2022 arrecadou cerca de 700 brinquedos para crianças, moradoras de comunidades do entorno da Sede, e das instalações da Companhia em de Mauriti (CE) e Salvador (BA), além de presentes para idosos de uma instituição próxima à Usina de Sobradinho.

A Companhia mantém, de forma permanente, a Campanha Banho do Bem, em parceria com a ONG PROSOL, com doação itens de higiene pessoal para moradores de rua do Recife (PE). Em parceria com a ONG Comitê de Cidadania dos Chesfianos do Recife, arrecadou caixas de leite para produção de mantas térmicas que são distribuídas para a população em situação de rua.

CHESF EM NÚMEROS

Atendimento	2022	2021	%
Número de empregados	2.694	3.084	-12,65%
Operacionais	2022	2021	
Número de usinas em operação (*)	26	26	0,00%
Número de subestações	138	136	1,47%
Linhas de transmissão (Km)	21.999,3	21.801,2	0,91%
Capacidade instalada (MW)	10.460,4	10.460,4	0,00%
Financeiros	2022	2021	
Receita operacional bruta (R\$ mil)	8.934.331,0	8.816.324,0	1,34%
Receita operacional líquida (R\$ mil)	7.365.778,0	7.434.012,0	-0,92%
Margem operacional da atividade líquida (%)	23,7%	43,1%	-44,89%
EBITDA OU LAJIDA (R\$ mil)	3.836.546,0	3.791.050,0	1,20%
Lucro líquido (R\$ mil)	1.509.054,0	3.266.758,0	-53,81%
Patrimônio líquido (R\$ mil)	15.490.711,0	15.776.160,0	-1,81%
Rentabilidade do patrimônio líquido (%)	9,7%	20,7%	-

INFORMAÇÕES DE NATUREZA SOCIAL E AMBIENTAL

Os principais indicadores que representam a responsabilidade corporativa e socioambiental da Chesf, com base no Balanço Social consolidado, são demonstrados a seguir:

(Valores expressos em milhares de reais)

1 - Geração e Distribuição de Riqueza		Em 2022:		5.189.692		Em 2021:		6.154.578	
Distribuição do Valor Adicionado		27,84% governo		25,91% empregados		28,12% governo		13,99% empregados	
A Demonstração do Valor Adicionado - DVA está apresentada, na íntegra, no conjunto das Demonstrações Contábeis.		29,08% acionistas		17,17% terceiros		53,08% acionistas		4,81% terceiros	
2 - RECURSOS HUMANOS		Em 2022:				Em 2021:			
2.1 - Remuneração									
Folha de pagamento bruta (FPB)		964.214				686.028			
- Empregados		959.694				681.508			
- Administradores		4.520				4.520			
Relação entre a maior e a menor remuneração:									
- Empregados		34,1				34,1			
- Administradores		1,1				1,1			
2.2 - Benefícios Concedidos		Valor (mil)	%sobre FPB	%sobre RL	Valor (mil)	%sobre FPB	%sobre RL		
Encargos Sociais		222.870	23,1%	3,0%	211.733	30,9%	2,8%		
Alimentação		60.509	6,3%	0,8%	51.914	7,6%	0,7%		
Transporte		186	0,0%	0,0%	127	0,0%	0,0%		
Previdência privada		64.978	6,7%	0,9%	48.518	7,1%	0,7%		
Saúde		75.588	7,8%	1,0%	93.963	13,7%	1,3%		
Segurança e medicina do trabalho		11.383	1,2%	0,2%	-	0,0%	0,0%		
Educação e Creche		16.372	1,7%	0,2%	15.717	2,3%	0,2%		
Cultura		-	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%		
Capacitação e desenvolvimento profissional		5.046	0,5%	0,1%	4.558	0,7%	0,1%		
Creches ou auxílio creche		-	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%		
Participação nos lucros ou resultados		86.925	9,0%	1,2%	56.407	8,2%	0,8%		
Outros		856	0,1%	0,0%	3.595	0,5%	0,0%		
Total		544.713	56,5%	7,4%	486.532	70,9%	6,5%		
2.3 - Composição do Corpo Funcional									
Nº de empregados no final do exercício		2.694			3.084				
Nº de admissões		3			15				
Nº de demissões		410			93				
Nº de estagiários no final do exercício		1			19				
Nº de empregados portadores de necessidades especiais no final do exercício		144			155				
Nº de prestadores de serviços terceirizados no final do exercício		3.455			-				
Nº de empregados por sexo:									
- Masculino		2.228			2.531				
- Feminino		466			553				
Nº de empregados por faixa etária:									
- Menores de 18 anos					-				
- De 18 a 35 anos		192			249				
- De 36 a 60 anos		2.109			2.236				
- Acima de 60 anos		393			599				
Nº de empregados por nível de escolaridade:									
- Analfabetos					-				
- Com ensino fundamental		106			199				
- Com ensino médio		230			326				
- Com ensino técnico		791			879				
- Com ensino superior		1.143			1.237				
- Pós-graduados		424			443				
Percentual de ocupantes de cargos de chefia, por sexo:									
- Masculino		77,0%			78,0%				
- Feminino		23,0%			22,0%				
2.4 - Contingências e Passivos Trabalhistas:									
Nº de processos trabalhistas movidos contra a entidade		348			485				
Nº de processos trabalhistas julgados procedentes		518			282				
Nº de processos trabalhistas julgados improcedentes		171			61				
Valor total de indenizações e multas pagas por determinação da justiça		0			-				

3 - Interação da Entidade com o Ambiente Externo	Valor (mil)	%sobre RO	%sobre RL	Valor (mil)	%sobre RO	%sobre RL
3.1 - Relacionamento com a comunidade						
Total dos investimentos em:						
Educação	1.200	0,1%	0,0%	1.000	0,0%	0,0%
Cultura	2.793	0,2%	0,0%	2.975	0,1%	0,0%
Saúde e infraestrutura	1.200	0,1%	0,0%	200	0,0%	0,0%
Esporte e lazer	930	0,1%	0,0%	800	0,0%	0,0%
Alimentação	-	0,0%	0,0%	91	0,0%	0,0%
Geração de trabalho e renda	-	0,0%	0,0%	1.917	0,1%	0,0%
Reassentamento de famílias	-	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%
Total dos investimentos	6.123	0,5%	0,1%	6.983	0,2%	0,1%
Tributos (excluídos encargos sociais)	1.022.152	79,2%	13,9%	1.579.350	43,8%	21,2%
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	222.458	17,2%	3,0%	150.783	4,2%	2,0%
Total - Relacionamento com a comunidade	1.250.733	96,9%	17,0%	1.737.116	48,2%	23,4%
3.2 - Interação com os Fornecedores	São exigidos controles sobre:					
Crítérios de responsabilidade social utilizados para a seleção de seus fornecedores	Riscos ambientais, condições ambientais de trabalho, controle médico de saúde ambiental, prática de trabalho noturno, perigoso ou insalubre de menores de 18 anos; nem menores de dezesseis anos em qualquer atividade, salvo na condição de menor aprendiz.					
4 - Interação com o Meio Ambiente	Em 2022:			Em 2021:		
	Valor (mil)	%sobre RO	%sobre RL	Valor (mil)	%sobre RO	%sobre RL
Investimentos e gastos com manutenção nos processos operacionais para a melhoria do meio ambiente	10.730	0,8%	0,1%	7.395	0,2%	0,1%
Investimentos e gastos com a preservação e/ou recuperação de ambientes degradados	2.264	0,2%	0,0%	3.398	0,1%	0,0%
Investimentos e gastos com a educação ambiental para empregados, terceirizados, autônomos e administradores da entidade	-	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%
Investimentos e gastos com educação ambiental para a comunidade	2.361	0,2%	0,0%	1.812	0,1%	0,0%
Investimentos e gastos com outros projetos ambientais	3.998	0,3%	0,1%	3.118	0,1%	0,0%
Quantidade de processos ambientais, administrativos e judiciais movidos contra a entidade	3	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%
Valor das multas e das indenizações relativas à matéria ambiental, determinadas administrativas e/ou judicialmente	-	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%
Passivos e contingências ambientais	420.325	32,6%	5,7%	681	0,0%	0,0%
Total da Interação com o meio ambiente	439.678	34,1%	6,0%	16.404	0,5%	0,2%
5 - Outras informações	Em 2022:			Em 2021:		
Receita Líquida (RL)	7.365.778			7.434.012		
Resultado Operacional (RO)	1.290.849			3.604.580		

Recife, 28 de abril de 2023

A Administração

BALANÇO PATRIMONIAL REGULATÓRIO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2022 E 2021

(valores expressos em milhares de reais)

ATIVO	NOTA	31/12/2022	31/12/2021
CIRCULANTE			
Caixa e equivalentes de caixa	6	874.173	9.762
Títulos e valores mobiliários	7	386.643	2.417.482
Consumidores, concessionárias e permissionárias	8	1.061.548	1.031.836
Remuneração de participações societárias	9	54.279	74.693
Tributos a recuperar	10	81.575	70.705
Imposto de renda e contribuição social	11	630.323	565.998
Cauções e depósitos vinculados	12	28.782	26.491
Almoxarifado		126.087	83.927
Serviço em curso	13	495.319	409.514
Outros		321.197	248.044
		4.059.926	4.938.452
Ativos mantidos para venda	40	143.622	-
		4.203.548	4.938.452
NÃO CIRCULANTE			
REALIZÁVEL A LONGO PRAZO			
Títulos e valores mobiliários	7	403.589	140.924
Tributos a recuperar	10	214.093	204.383
Imposto de renda e contribuição social diferido		989.039	710.155
Cauções e depósitos vinculados	12	541.800	322.601
Outros		60.641	53.510
		2.209.162	1.431.573
INVESTIMENTOS			
Avaliados por equivalência patrimonial	14	4.811.210	5.392.699
Outros investimentos		16.882	16.882
		4.828.092	5.409.581
IMOBILIZADO	15	13.643.881	13.683.571
INTANGÍVEL	16	29.611.755	1.288.011
		50.292.890	21.812.736
TOTAL DO ATIVO		54.496.438	26.751.188

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

BALANÇO PATRIMONIAL REGULATÓRIO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2022 E 2021
(valores expressos em milhares de reais)

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	NOTA	31/12/2022	31/12/2021
CIRCULANTE			
Empréstimos, financiamentos e debêntures	19	207.407	199.480
Fornecedores	18	622.384	460.611
Tributos a recolher	20	285.739	155.839
Remuneração aos acionistas	22	592.047	1.298.929
Obrigações estimadas	28	557.716	353.902
Benefício pós-emprego	25	187.658	167.869
Encargos setoriais	21	353.427	36.123
Obrigações decorrentes da Lei 14.182/2021	27	597.699	-
Outros		41.374	35.336
		3.445.451	2.708.089
NÃO CIRCULANTE			
Empréstimos, financiamentos e debêntures	19	827.706	990.166
Provisões para litígios	26	4.208.697	3.130.760
Benefício pós-emprego	25	3.579.524	3.314.875
Obrigações decorrentes da Lei 14.182/2021	27	14.604.759	-
Contratos onerosos	24	90.499	67.298
Adiantamentos para futuro aumento de capital	23	11.766.222	-
Encargos setoriais	21	219.571	459.416
Obrigações vinculadas à concessão	30	197.003	184.183
Outros		66.295	120.241
		35.560.276	8.266.939
PATRIMÔNIO LÍQUIDO			
	31		
Capital social		9.753.953	9.753.953
Reservas de capital		4.916.199	4.916.199
Reservas de lucros		1.763.644	1.611.129
Dividendo adicional proposto		695.808	-
Outros resultados abrangentes acumulados		(569.824)	(148.615)
Prejuízos acumulados		(1.069.069)	(356.506)
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		15.490.711	15.776.160
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		54.496.438	26.751.188

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO REGULATÓRIO DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2022 E 2021
(valores expressos em milhares de reais)

	Notas	31/12/2022	31/12/2021
RECEITA	33		
Fornecimento de Energia Elétrica		863.486	658.343
Suprimento de Energia Elétrica		3.106.590	2.969.543
Energia elétrica de curto prazo		110.777	388.431
Disponibilidade do sistema de transmissão e distribuição		4.772.638	4.766.736
Outras receitas		80.840	33.271
		8.934.331	8.816.324
Tributos	33		
ICMS		(148.724)	(120.375)
PIS-PASEP		(140.727)	(139.595)
Cofins		(648.183)	(643.008)
ISS		(968)	(621)
ENCARGOS - PARCELA "A"	36		
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D		(72.607)	(70.232)
Reserva Global de Reversão - RGR		(43.164)	(70.248)
Conta de Desenvolvimento Econômico - CDE		(152.582)	(99.850)
CFURH		(222.458)	(150.783)
Taxa de Fiscalização da Aneel		(36.184)	(24.331)
Outros Encargos		(102.956)	(63.269)
		(1.568.553)	(1.382.312)
RECEITA LÍQUIDA		7.365.778	7.434.012
CUSTOS NÃO GERENCIÁVEIS - Parcela "A"	34		
Energia Elétrica Comprada para revenda		(235.667)	(475.601)
Encargos de Uso do Sistema de Transmissão/Distribuição		(948.925)	(868.871)
		(1.184.592)	(1.344.472)
RESULTADO ANTES DOS CUSTOS GERENCIÁVEIS		6.181.186	6.089.540
CUSTOS GERENCIÁVEIS - Parcela "B"	34		
Pessoal e Administradores	35	(1.545.188)	(983.896)
Material		(43.454)	(35.193)
Serviço de terceiros		(326.597)	(295.730)
Arrendamentos e Aluguéis		(9.327)	(11.371)
Seguros		(14.803)	(12.846)
Doações, Contribuições e Subvenções		(12.235)	(12.018)
Provisões		(1.589.513)	(23.954)
(-) Recuperação de Despesas		14.942	18.000
Tributos		(18.856)	(11.565)
Depreciação e Amortização		(477.013)	(405.399)
Gastos Diversos		(411.396)	(1.114.837)
		(4.433.440)	(2.888.809)
RESULTADO DA ATIVIDADE		1.747.746	3.200.731
Equivalência Patrimonial		22.274	160.966
Resultado Financeiro	36		
Receita financeira		390.107	515.407
Despesa financeira		(869.278)	(272.524)
RESULTADO ANTES DOS IMPOSTOS SOBRE O LUCRO		1.290.849	3.604.580
Imposto de renda e contribuição social		218.205	(337.822)
LUCRO/PREJUÍZO DO EXERCÍCIO		1.509.054	3.266.758
Lucro básico por ação (R\$)	32	26,99	58,43
Lucro diluído por ação (R\$)	32	26,99	58,43

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

**DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO ABRANGENTE REGULATÓRIO DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM
31 DE DEZEMBRO DE 2022 E 2021**
(valores expressos em milhares de reais)

	Notas	31/12/2022	31/12/2021
Lucro do exercício		1.509.054	3.266.758
Outros componentes do resultado abrangente			
Resultado atuarial com benefícios pós-emprego		(240.628)	189.516
Reavaliação de ativos - RBSE		(217.277)	(258.948)
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos sobre		36.696	(28.902)
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos		-	39.490
Outros componentes do resultado abrangente do exercício		(421.209)	(58.844)
Total do resultado abrangente do exercício		1.087.845	3.207.914

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO REGULATÓRIO DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO
(valores expressos em milhares de reais)

	CAPITAL SOCIAL	RESERVAS DE CAPITAL	RESERVAS DE LUCROS		DIVIDENDOS ADICIONAIS PROPOSTOS	PREJUÍZOS ACUMULADOS	OUTROS RESULTADOS ABRANGENTES	PATRIMÔNIO LÍQUIDO
			LEGAL	INCENTIVOS FISCAIS				
Em 31 de dezembro de 2020	9.753.953	4.916.199	387.566	950.136	-	(2.051.093)	(89.771)	13.866.990
Resultado atuarial com benefícios pós-emprego	-	-	-	-	-	-	160.614	160.614
Reavaliação de Ativos - RBSE	-	-	-	-	-	-	(219.458)	(219.458)
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	3.266.758	-	3.266.758
Constituição de reservas	-	-	273.420	-	-	(273.420)	-	-
Dividendos propostos	-	-	-	-	-	(1.298.744)	-	(1.298.744)
Reserva especial	-	-	-	7	-	(7)	-	-
Em 31 de dezembro de 2021	9.753.953	4.916.199	660.986	950.143	-	(356.506)	(148.615)	15.776.160
Ajuste de exercícios anteriores	-	-	-	-	-	(677.485)	-	(677.485)
Resultado atuarial com benefício pós-emprego - nota 27	-	-	-	-	-	-	(203.932)	(203.932)
Reavaliação de Ativos - RBSE	-	-	-	-	-	-	(217.277)	(217.277)
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	1.509.054	-	1.509.054
Constituição de reservas	-	-	82.137	-	-	(82.137)	-	-
Dividendos adicionais propostos	-	-	-	-	695.808	(695.808)	-	-
Juros sobre o Capital Próprio - JCP	-	-	-	-	-	(695.809)	-	(695.809)
Recuperação de créditos de incentivo fiscal	-	-	-	70.378	-	(70.378)	-	-
Em 31 de dezembro de 2022	9.753.953	4.916.199	743.123	1.020.521	695.808	(1.069.069)	(569.824)	15.490.711

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA REGULATÓRIO DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2022 E 2021
(valores expressos em milhares de reais)

	31/12/2021	31/12/2021
Atividades operacionais		
Lucro/Prejuízo antes do imposto de renda e da contribuição social	1.290.849	3.604.580
Despesas (Receitas) que não afetam o caixa:		
Depreciação e amortização	477.013	405.399
Variações monetárias líquidas	1.275	(283.038)
Equivalência patrimonial	(22.274)	(160.966)
Provisão para contingências	921.240	1.121.568
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	91.181	223.281
Provisões para perda na realização de investimentos	(371.529)	11.966
Prov. p/ Cred. Liq. Duvidosa - Leniência	-	-
Benefícios pós-emprego – ajuste atuarial	358.139	226.349
Outras provisões operacionais	7.994	233.908
Atualização de cauções e depósitos vinculados	(50.290)	(219.382)
Atualização de títulos da dívida agrária (TDA)	(242)	(165)
Provisão para perda	937.669	-
Provisão/reversão contrato oneroso	23.201	(33.180)
Provisão para impairment	(20.243)	(625.804)
Participações nos lucros e resultados	45.254	(24.224)
Encargos financeiros	624.922	87.639
Incentivo ao desligamento de pessoal	262.783	-
	4.576.942	4.567.931
Encargos financeiros pagos a instituições financeiras e outras	(82.180)	(73.715)
Pagamentos à entidade de previdência privada	(245.525)	(217.981)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(384.754)	(402.171)
Pagamento de participações nos lucros ou resultados	(86.943)	(56.463)
Depósitos vinculados a litígios	(169.311)	145.640
Variações nos Ativos e Passivos		
Consumidores, concessionárias e permissionárias	(97.268)	935.683
Almoxarifado	(42.160)	5.683
Tributos e contribuições sociais	405.766	23.844
Adiantamentos a empregados	(902)	13.718
Cauções e depósitos vinculados	(9.883)	10.873
Serviços em curso	(85.805)	(77.374)
Alienação em curso	4.225	(11.445)
Fachesf Saúde Mais	(35.328)	(24.182)
Fornecedores	161.773	56.430
Obrigações estimadas	12.142	8.501
Encargos setoriais	67.621	(54.792)
Provisão para contingências	156.697	(136.626)
Outras provisões	(1.982.374)	41.676
Repactuação do Risco Hidrológico	(52.325)	(1.446.623)
Outros ativos e passivos operacionais	(25.542)	193.213
	(2.492.076)	(1.066.111)
Total das atividades operacionais	2.084.866	3.501.820
Atividades de investimentos		
Aplicações em Ativos Imobilizado e Intangível	(12.208.030)	(1.064.826)
Investimentos em participações societárias permanentes	-	(20.614)
Dividendos recebidos	182.993	105.607
Resgates de títulos e valores mobiliários	1.768.174	(478.902)
	(10.256.863)	(1.458.735)
Atividades de financiamentos		
Recursos recebidos de acionistas e partes relacionadas	10.607.118	-
Financiamentos e empréstimos obtidos	-	122.640
Pagamentos de financiamentos e empréstimos	(150.528)	(195.255)
Remuneração paga aos acionistas	(1.394.720)	(1.949.037)
Debêntures	(25.463)	(20.927)
	9.036.407	(2.042.579)
TOTAL DE EFEITOS NO CAIXA	864.410	506
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	9.762	9.256
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício	874.173	9.762
VARIAÇÃO NO CAIXA	864.411	506

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DESMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2022

(valores expressos em milhares de reais, exceto os mencionados em contrário)

NOTA 1 – CONTEXTO OPERACIONAL

A Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf (“Companhia”), com sede na Rua Delmiro Gouveia, 333, Bairro de San Martin, CEP 50761-901, na cidade do Recife, capital do Estado de Pernambuco, é uma empresa de capital aberto, controlada pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras, criada pelo Decreto-Lei nº 8.031/1945, com operações iniciadas em 15/03/1948. Tem como atividades principais a geração e a transmissão de energia elétrica, atuando em todo o território nacional, tendo hoje como principais compradoras as regiões Sudeste e Nordeste.

As operações da Companhia contam na atividade de Geração de energia com 12 usinas hidrelétricas e 14 usinas eólicas, perfazendo uma potência instalada de 10.460,4 MW (10.460,4 MW em 2021) e na atividade de transmissão de energia o sistema é composto por 137 (136 em 2021) subestações e 21.999,3 km (21.801,2 km em 2021) de linhas de alta tensão.

A Companhia possui ainda, empreendimentos nos segmentos de geração e transmissão, de forma corporativa, em fase de construção, conforme nota 2.1.

Além do parque de geração e sistemas de transmissão próprios, antes mencionados, a Companhia participa, em sociedade com outras empresas, da construção e operação de usinas de geração hidráulica e de geração eólica com capacidades instaladas de 15.646,0 MW (15.646,0 MW, em 2021) e 93,0 MW (93,0 MW, em 2021), respectivamente. Há também empreendimentos de transmissão compostos por 6.130,3 km (6.037,9 km em 2021) de linhas de transmissão, conforme nota 2.

A emissão destas demonstrações contábeis foi aprovada pelo Conselho de Administração, em 13 de março de 2023.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, associação civil de direito privado, sem fins lucrativos, com funcionamento autorizado pela Resolução nº 351/1998, da Aneel, desde 01 de março de 1999, assumiu o controle e a operação do Sistema Interligado Nacional – SIN. Nesse contexto, as usinas e a rede básica de transmissão estão sob a coordenação operacional, supervisão e controle do referido órgão.

1.1 – Capitalização Eletrobras

Em junho de 2022, a Eletrobras concluiu a oferta pública de ações, que consistiu na distribuição primária e secundária de ações ordinárias de sua emissão, todas nominativas, escriturais, sem valor nominal, livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames, através da B3, simultaneamente no Brasil e no exterior. O preço de subscrição da ação foi de R\$ 42,00 (quarenta e dois reais) perfazendo o montante total de R\$ 29.294.028, sendo:

- (a) oferta primária - 627.675.340 ações ordinárias no valor de R\$ 26.362.364 de emissão da Eletrobras, inclusive sob a forma de *American Depositary Shares* (ADS), representados por *American Depositary Receipts* (ADR), sendo:
 - no Brasil, em mercado de balcão não organizado, nos termos da Instrução CVM nº 400/2003, e demais disposições legais e regulamentares aplicáveis, com esforços de colocação das ações no exterior; e
 - no exterior, mediante uma oferta pública de distribuição primária de ações, sob a forma de ADS, representados por ADR, nos termos do *U.S. Securities Act of 1933*.
- (b) secundária de ações - 69.801.516 ações ordinárias perfazendo o valor de R\$ 2.931.664 de titularidade do BNDESPAR, realizada no Brasil; e
- (c) Em julho de 2022, a Eletrobras realizou a emissão do lote suplementar de ações, que consistiu em 15% do total de ações inicialmente ofertadas, correspondendo a um total de 104.621.528 ações conforme previsto na Instrução da CVM nº 400/2003. Com a emissão do lote suplementar, a oferta pública realizada pela Eletrobras compreendeu uma distribuição primária

final de 732.296.868 ações ordinárias de emissão da Eletrobras incluindo sob a forma de ADS e uma distribuição secundária final de 69.801.516 ações de titularidade do BNDES Participações S.A. – BNDESPAR.

O preço por ação foi fixado após a conclusão do procedimento de coleta de intenções de investimento, conduzido no Brasil em conjunto pelos coordenadores, em conformidade com os artigos 23, § 1º, e 44 da Instrução CVM nº 400/2003, e no exterior pelos coordenadores da Oferta Internacional (procedimento de *BookBuilding*), tendo como parâmetro (i) a cotação das ações ordinárias de emissão da Eletrobras na B3; (ii) a cotação dos ADS na NYSE; e (iii) as indicações de interesse em função da qualidade e quantidade da demanda por ações coletadas perante investidores institucionais por meio do procedimento de *Bookbuilding*. O preço por ação sob a forma de ADS no valor de US\$ 8,63 por ADS corresponde ao preço por ação convertido para dólares dos Estados Unidos da América (US\$), incluindo taxas de emissão do ADS, com base na taxa de câmbio de venda (PTAX) divulgada pelo Banco Central do Brasil.

Não foi realizado qualquer registro da oferta ou das ações, incluindo sob a forma de ADS, representados por ADR, em qualquer agência ou órgão regulador do mercado de capitais de qualquer outro país, exceto no Brasil, junto à CVM, e no Estados Unidos da América, junto à SEC.

Após a conclusão da oferta de ações, o controle da Eletrobras foi pulverizado. A União, que em 31 de dezembro de 2021 detinha 72,33% das ações ordinárias com direito a voto (ON) passou a deter em 30 junho de 2022 o montante de 45,00% dessas ações e 40,94% do total do capital social, configurando a desestatização da Eletrobras. Após a emissão do lote suplementar de ações (*Green Shoe*), o percentual de ações ordinárias passou a ser de 42,67%.

Impactos decorrentes da capitalização

1.1.1 – Novos contratos de concessões

A Lei nº 14.182/2021 condicionou a desestatização da Eletrobras à celebração de novos contratos de concessão de geração de energia elétrica, por trinta anos, em substituição aos contratos vigentes, para as usinas hidrelétricas:

- que tenham sido prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783/2013 (usinas cotistas); e
- Sobradinho (Chesf), Itumbiara (Furnas), Curuá-Una (Eletronorte), Tucuruí (Eletronorte) e Mascarenhas de Moraes (Furnas).

A Chesf, em conjunto com a Eletrobras, celebrou novos contratos de concessão de geração de energia elétrica, vide nota 3. Os novos contratos possibilitaram a alteração do regime de exploração para produção independente das usinas cotistas (descotização), nos termos da Lei nº 9.074/1995, inclusive quanto às condições de extinção das outorgas, da encampação das instalações e das indenizações.

Os novos contratos geraram aumento no ativo intangível da Chesf no montante de R\$ 28.337.782, vide nota 16, originado pelo direito de regular a exploração dos potenciais de energia hidráulica por meio das usinas hidrelétricas bem como as instalações de transmissão de interesse restrito dessas usinas pelo prazo de 30 anos. Em contrapartida ao direito de explorar as usinas de geração de energia elétrica, a Companhia assumiu compromisso de pagamento à União, a título de bônus de outorga, de pagamentos à conta de desenvolvimento energético (CDE) e de pagamentos para revitalização dos recursos hídricos de bacias hidrográficas.

Bônus de outorga	10.617.150
Obrigações com a CDE	13.883.958
Obrigações com a revitalização das bacias hidrográficas	2.677.569
	27.178.677

- o valor do bônus de outorga em 17 de junho de 2022 referente aos novos contratos de concessão de geração de energia elétrica no montante de R\$ 10.617.150;
- obrigação, ao longo dos próximos 25 anos, de repassar recursos à CDE no montante de R\$ 13.883.958, vide nota 27; e
- desenvolvimento de programa de revitalização dos recursos hídricos das bacias do Rio São Francisco e do Rio Parnaíba, no montante de R\$ 2.677.569, vide nota 29.

Valores adicionados ao ativo intangível por usinas:

Usinas Hidrelétricas (UHE)	Ativo Intangível
Xingó	11.267.333
Complexo Paulo Afonso	10.590.724
Luiz Gonzaga (Itaparica)	4.693.535
Boa Esperança	876.032
Sobradinho	874.546
Funil (BA)	28.489
Pedra	7.123
	28.337.782

1.1.2 – Impactos no resultado

Com a assinatura dos novos contratos de concessão e nos termos da resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) nº 15/2021, as concessionárias passaram a não fazer jus às indenizações por investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, cujas concessões foram prorrogadas, nos termos da Lei nº 12.783/2013.

Os investimentos ainda não amortizados, relativos as concessões não renovadas pela Lei nº 12.783/2013, foram considerados pelo CNPE para utilização na aquisição dos novos contratos de concessão, porém, de acordo com os cálculos do CNPE, para a UHE Sobradinho não foram previstos valores a indenizar, visto que na data base 1º de janeiro de 2022 e em qualquer data posterior, as máquinas e equipamentos dessa usina estarão 100% depreciados. Os valores residuais mantidos até a assinatura dos novos contratos, em razão da irrecuperabilidade apurada pelo CNPE, foram baixados contra o resultado do exercício.

A seguir, os efeitos no resultado da Companhia por empreendimento:

Usinas hidrelétricas	Valor contábil líquido	Indenização CNPE 15/2021	Resultado
Usinas cotistas			
Boa esperança	98.219	-	(98.219)
Apolônio Sales (Moxotó)	38.250	-	(38.250)
Paulo Afonso I	92.612	-	(92.612)
Paulo Afonso II	107.093	-	(107.093)
Paulo Afonso III	66.259	-	(66.259)
Paulo Afonso IV	20.832	-	(20.832)
Luiz Gonzaga (Itaparica)	15.150	-	(15.150)
Xingó	28.174	-	(28.174)
Funil (BA)	12.626	-	(12.626)
Pedra	8.067	-	(8.067)
Usinas não cotistas			
Sobradinho	131.948	-	(131.948)
Impacto total	619.230	-	(619.230)

NOTA 2 – DESTAQUES DE 2022

2.1 – Programa de Demissão Voluntária - PDV

Em 2022 foi implantado o Plano de Demissão Voluntária 2022 (PDV 2022), de forma incentivada e com caráter voluntário de adesão para o público elegível, como instrumento de adequação do quadro de pessoal.

NOTA 3 – CONCESSÕES E AUTORIZAÇÕES DE ENERGIA ELÉTRICA

A Chesf detém, diretamente ou por meio de suas controladas em conjunto e coligadas, concessões de energia elétrica nos segmentos de Geração e Transmissão, cujo detalhamento, capacidade instalada e prazos de vencimento estão listados a seguir:

I – Concessões e Autorizações de Geração

- Geração hidráulica

Número do Contrato	USINAS	Rio	Potência Instalada (MW) (*)	Capacidade Utilizada em 2022 (MW médio/ano) (*)	Data da Concessão / Permissão	Data de Vencimento
Em Serviço:						
001/2022	Paulo Afonso I	São Francisco	180,001	6,829	17/06/2022	17/06/2052
001/2022	Paulo Afonso II	São Francisco	443,000	5,083	17/06/2022	17/06/2052
001/2022	Paulo Afonso III	São Francisco	794,200	47,658	17/06/2022	17/06/2052
001/2022	Paulo Afonso IV	São Francisco	2.462,400	1.399,244	17/06/2022	17/06/2052
001/2022	Apolônio Sales (Moxotó)	São Francisco	400,000	27,857	17/06/2022	17/06/2052
001/2022	Luiz Gonzaga (Itaparica)	São Francisco	1.479,600	706,175	17/06/2022	17/06/2052
001/2022	Xingó	São Francisco	3.162,000	1.732,783	17/06/2022	17/06/2052
001/2022	Funil	de Contas	30,000	2,396	17/06/2022	17/06/2052
001/2022	Pedra	de Contas	20,007	5,089	17/06/2022	17/06/2052
001/2022	Boa Esperança (Castelo Branco)	Parnaíba	237,300	139,692	17/06/2022	17/06/2052
001/2022	Sobradinho	São Francisco	1.050,300	448,871	17/06/2022	17/06/2052
006/2004	Curemas1	Piancó	3,520	-	12/11/2004	14/02/2026

(*) Informações não auditadas.

1 - Data de vencimento alterada conforme Resolução Homologatória nº 2.919/2021.

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.

- Geração eólica

Número do Contrato	USINAS	Localidade	Potência Instalada (MW) (*)	Capacidade Utilizada em 2022 (MW médio/ano) (*)	Data da Concessão / Permissão	Data de Vencimento
Em Serviço:						
220/2014	Casa Nova II (***)	Casa Nova - BA	32,900	9,170	26/05/2014	26/05/2049
225/2014	Casa Nova III (***)	Casa Nova - BA	28,200	8,839	28/05/2014	28/05/2049
7.907/2019	Casa Nova A (**)	Casa Nova - BA	27,000	9,460	01/01/2013	01/01/2043
150/2014	Acauã	Pindaí (BA)	6,000	1,039	10/04/2014	10/04/2049
151/2014	Arapapá	Pindaí (BA)	4,000	0,918	10/04/2014	10/04/2049
152/2014	Angical 2	Pindaí (BA)	10,000	2,888	10/04/2014	10/04/2049
153/2014	Teiú 2	Pindaí (BA)	8,000	1,932	10/04/2014	10/04/2049
154/2014	Caititú 2	Pindaí (BA)	10,000	2,858	10/04/2014	10/04/2049
174/2014	Carcará	Pindaí (BA)	10,000	2,084	17/04/2014	17/04/2049
176/2014	Corrupião 3	Pindaí (BA)	10,000	1,516	28/04/2014	28/04/2049
177/2014	Caititú 3	Pindaí (BA)	10,000	1,925	28/04/2014	28/04/2049
213/2014	Papagaio	Pindaí (BA)	10,000	3,205	22/05/2014	22/05/2049
219/2014	Coqueirinho 2	Pindaí (BA)	16,000	4,072	26/05/2014	26/05/2049
286/2014	Tamanduá Mirim 2	Pindaí (BA)	16,000	3,663	20/06/2014	20/06/2049
Em Construção						
7.907/2019	Casa Nova (**)	Casa Nova - BA	153,000	-	01/01/2013	01/01/2043

(*) Informações não auditadas.

(**) Referente leilão 007/2010

(***) Referente leilão 010/2010

Subestações Elevatórias

Número do Contrato	Empreendimento	Estado da Federação	Quantidade (*)	Data da Concessão	Data de Vencimento
Em serviço:					
001/2022	SE Elev. Usina Apolônio Sales	BA	1,0	17/06/2022	17/06/2052
001/2022	SE Elev. Usina Luiz Gonzaga	BA	1,0	17/06/2022	17/06/2052
001/2022	SE Elev. Usina PAF I	BA	1,0	17/06/2022	17/06/2052
001/2022	SE Elev. Usina PAF II	BA	1,0	17/06/2022	17/06/2052
001/2022	SE Elev. Usina PAF III	BA	1,0	17/06/2022	17/06/2052
001/2022	SE Elev. Usina PAF IV	BA	1,0	17/06/2022	17/06/2052
001/2022	SE Elev. Usina Xingó	BA	1,0	17/06/2022	17/06/2052
001/2022	SE Elev. Usina Boa Esperança	BA	1,0	17/06/2022	17/06/2052
001/2022	SE Elev. Usina Funil	BA	1,0	17/06/2022	17/06/2052
001/2022	SE Elev. Usina Pedra	BA	1,0	17/06/2022	17/06/2052
006/2004	SE Elev. Usina de Curemas	PB	1,0	12/11/2004	25/11/2024
001/2022	SE Elev. Usina de Sobradinho	BA	1,0	17/06/2022	17/06/2052

A capacidade utilizada corresponde à geração média, em MW, no exercício.

A potência instalada das usinas, que é sempre superior à sua produção, considera:

- a existência de períodos, tanto ao longo do dia, como no horizonte anual, em que ocorrem maior ou menor demanda de energia no sistema para o qual a usina, ou sistema de geração, está dimensionado;
- a existência de períodos também em que máquinas são retiradas da operação para a execução de manutenção, seja preventiva ou corretiva;
- que a produção das usinas hidráulicas depende ainda da disponibilidade hídrica do rio onde está localizada. Em períodos de maior hidraulicidade pode ser possível elevar a geração, bem como pode haver a necessidade de sua redução durante os períodos de escassez d'água, como ocorre nos períodos de racionamento de energia elétrica.

II – Concessões de Transmissão de Energia Elétrica

- Linhas de transmissão

Número do Contrato	Empreendimento	Estado da Federação	Extensão (km) (*)	Data da Concessão	Data de Vencimento
Em serviço:					
061/2001	Diversos Empreendimentos	PE, CE, SE, BA, AL, PI, MA, PB, RN	19.326,8	29/06/2001	31/12/2042
007/2005	LT Milagres - Tauá - 230 kv, C1	CE	208,1	04/03/2005	03/03/2035
008/2005	LT Milagres - Curemas - 230 kv, C2	CE, PB	119,8	04/03/2005	03/03/2035
010/2007	LT Ibicoara - Brumado - 230 kv, C1	BA	94,5	14/06/2007	14/06/2037
012/2007	LT Paraíso - Açú II - 230 kv, C2	PI, CE, RN	132,8	14/06/2007	14/06/2037
012/2007	LT Picos - Tauá II - 230 kv, C1	PI, CE	183,2	14/06/2007	14/06/2037
005/2008	LT Nossa Senhora do Socorro - Penedo - 230 kv, C1	SE, AL	110,2	17/03/2008	17/03/2038
006/2009	LT Pirapama II - Suape II - 230 kv, C1, C2	PE	41,8	28/01/2009	28/01/2039
006/2009	LT Suape III - Suape II - 230 kv, C1, C2	PE	7,2	28/01/2009	28/01/2039
017/2009	LT Paulo Afonso III - Zebu II - 230 kv, C1, C2	PE, PB, AL, RN	10,8	03/08/2009	03/08/2039
019/2010	LT C. Mirim II - João Camara II - 230 kv, C1	RN	74,5	23/11/2010	23/11/2040
019/2010	LT Extremoz II - C. Mirim - 230 kv, C2	RN	31,4	23/11/2010	23/11/2040
020/2010	LT Bom Jesus da Lapa II - Igaporã II - 230 kv	BA	115,0	23/11/2010	23/11/2040
019/2012	LT Igaporã II - Igaporã III - 230 kV, C1, C2	BA	10,8	01/06/2012	01/06/2042
019/2012	LT Igaporã III - Pindaí II - 230 kV	BA	49,5	01/06/2012	01/06/2042
021/2010	LT Sobral III - Acaraú II, - 230 kV	CE	91,3	23/11/2010	23/11/2040
010/2011	LT Paraíso - Lagoa Nova II - 230 kV;	RN/CE	65,4	13/10/2011	13/10/2041
018/2012	LT Ceará-Mirim II - Touros II - 230 kV	RN	61,5	01/06/2012	01/06/2042
018/2012	LT Mossoró II - Mossoró IV - 230 kV	RN	36,1	01/06/2012	01/06/2042
225/2014	LT Casa Nova II - Sobradinho - C1	BA	67,1	28/05/2014	28/05/2049
009/2011	LT Morro do Chapéu II - Irecê - 230 kV	BA	64,1	13/10/2011	13/10/2041
017/2011	LT Teresina II - Teresina III - 230 kV, C1/C2	PI	45,6	09/12/2011	09/12/2041
005/2012	LT Messias - Maceió II - 230 kV, C1/C2	SE/AL/BA	39,4	10/05/2012	10/05/2042
005/2012	LT Jardim - Nossa Senhora do Socorro - 230 kV	SE/AL/BA	1,2	10/05/2012	10/05/2042
014/2008	LT Eunápolis - Teixeira de Freitas II - 230kV, C1	BA	145,0	16/10/2008	16/10/2038
018/2009	LT Eunápolis - Teixeira de Freitas II - 230 kV, C2	BA	144,8	03/08/2009	03/08/2039
008/2011	LT Ceará-Mirim II - João Câmara III, em 500 kV	RN/PB	63,6	13/10/2011	13/10/2041
008/2011	LT Ceará-Mirim - Extremoz II, em 230 kV	RN/PB	19,2	13/10/2011	13/10/2041
008/2011	LT Ceará-Mirim - Campina Grande III, em 500 kV	RN/PB	192,4	13/10/2011	13/10/2041
008/2011	LT Campina Grande III - Campina Grande II, em 230 kV	RN/PB	9,8	13/10/2011	13/10/2041
018/2012	LT Russas II - Banabuiu C2, em 230 kV	RN	112,0	01/06/2012	01/06/2042
004/2010	LT São Luiz II - São Luiz III C2, em 230 kV	MA	34,3	12/07/2010	12/07/2040
017/2009	LT Pau Ferro - Santa Rita II - 230kV	PE, PB, AL, RN	84,8	03/08/2009	03/08/2039
019/2010	LT Mossoró II - Açú III - 230 kV, C2	RN	64,3	23/11/2010	23/11/2040
019/2010	LT Açú III - Açú II - 230 kV, C2	RN	18,0	23/11/2010	23/11/2040
019/2010	LT Paraíso - Açú II - 230 kV, C3	RN	123,0	23/11/2010	23/11/2040
			21.999,3		

(*) Informações não auditadas.

• Subestações

Número do Contrato	Empreendimento	Estado da Federação	Quantidade (*)	Data da Concessão	Data de Vencimento
Em serviço:					
061/2001	Diversos Empreendimentos	PE, CE, SE, BA, AL, PI, MA, PB, RN	98,0	29/06/2001	31/12/2042
007/2005	SE Tauá II - 230 kV	CE	1,0	04/03/2005	03/03/2035
010/2007	SE Ibicoara - 500/230 kV	BA	1,0	01/06/2007	01/06/2037
006/2009	SE Suape II - 500/230 kV	PE	1,0	28/01/2009	28/01/2039
006/2009	SE Suape III - 230/69 kV	PE	1,0	28/01/2009	28/01/2039
017/2009	SE Santa Rita II - 230/69kV	PE, PB, AL, RN	1,0	03/08/2009	03/08/2039
017/2009	SE Zebu - 230/69kV	PE, PB, AL, RN	1,0	03/08/2009	03/08/2039
017/2009	SE Natal III - 230/69kV	PE, PB, AL, RN	1,0	03/08/2009	03/08/2039
007/2010	SE Camaçari IV - 500/230 kV	BA	1,0	12/07/2010	12/07/2040
013/2010	SE Arapiraca III - 230/69 kv	AL	1,0	06/10/2010	06/10/2040
019/2010	SE Extremoz II - 230 kv	RN	1,0	23/11/2010	23/11/2040
019/2010	SE João Câmara II - 230 kv	RN	1,0	23/11/2010	23/11/2040
020/2010	SE Igaporã - 230 kv	BA	1,0	23/11/2010	23/11/2040
021/2010	SE Acaraú II - 230 kv	CE	1,0	23/11/2010	23/11/2040
010/2007	SE Brumado II	BA	1,0	01/06/2007	01/06/2037
020/2010	SE Bom Jesus da Lapa II	BA	1,0	23/11/2010	23/11/2040
010/2011	SE Lagoa Nova II 230 kV	RN/CE	1,0	13/10/2011	13/10/2041
019/2012	SE Igaporã III 500/230 kV	BA	1,0	01/06/2012	01/06/2042
019/2012	SE Pindai II 230 kV	BA	1,0	01/06/2012	01/06/2042
014/2010	SE Pólo 230/69 kV	BA	1,0	06/10/2010	06/10/2040
010/2011	SE Ibiapina II 230 kV	CE	1,0	13/10/2011	13/10/2041
017/2012	SE Mirueira II 230/69 Kv	PE	1,0	01/06/2012	01/06/2042
018/2012	SE Touro II, 230 kV	RN	1,0	01/06/2012	01/06/2042
018/2012	SE Mossoró IV, 230 kV	RN	1,0	01/06/2012	01/06/2042
009/2011	SE Morro do Chapéu II 230 kV	BA	1,0	13/10/2011	13/10/2041
017/2011	SE Teresina III em 230/69 kV	PI	1,0	09/12/2011	09/12/2041
225/2014	SE Casa Nova II	BA	1,0	28/05/2014	28/05/2049
017/2012	SE Jaboatão II 230/69 kV	PE	1,0	01/06/2012	01/06/2042
008/2011	SE João Câmara III, em 500/138 kV.	RN/PB	1,0	13/10/2011	13/10/2041
008/2011	SE Ceará-Mirim II, em 500/230 kV.	RN/PB	1,0	13/10/2011	13/10/2041
008/2011	SE Campina Grande III, em 500/230 kV	RN/PB	1,0	13/10/2011	13/10/2041
014/2008	SE Teixeira de Freitas II - 230/138 kv	BA	1,0	16/10/2008	16/10/2038
005/2012	SE Nossa Senhora do Socorro 230/69 kV	SE	1,0	10/05/2012	10/05/2042
005/2012	SE Maceió II, 230/69 kV	AL/BA	1,0	10/05/2012	10/05/2042
005/2012	SE Poções II 230/138kV	AL/BA	1,0	10/05/2012	10/05/2042
004/2010	SE Pecém II, em 500/230 kV	MA/CE	1,0	01/01/2010	01/01/2040
004/2010	SE Aquiraz II, em 230/69 kV	MA/CE	1,0	01/01/2010	01/01/2040
150/2014	SE GPEXPAN	BA	1,0	10/04/2014	10/04/2049
004/2010	SE SÃO LUIZ II	MA	1,0	12/07/2010	12/07/2040
004/2010	SE SÃO LUIZ III	MA	1,0	12/07/2010	12/07/2040
019/2010	SE AÇU III	RN	1,0	23/11/2010	23/11/2040
			138,0		

(*) Informações não auditadas.

3.3 – Controladas em conjunto e coligada

A Companhia detém ainda, por intermédio de suas controladas em conjunto e coligada, as seguintes concessões:

3.3.1 - Geração

• Geração Hidráulica

Número do Contrato	Usinas	Empresa	Participação da Companhia	Rio	Capacidade em MW (*)	Ano da Concessão	Ano de Vencimento
Em serviço:							
001/2010	UHE Belo Monte	Norte Energia S.A.	15,00%	Xingu	11.233,10	2010	2045
002/2007	UHE Dardanelos	Energética Águas da Pedra S.A.	24,50%	Aripuanã	261,00	2007	2042
	UHE Jirau				3.750,00		
002/2008		Energia Sustentável do Brasil S.A.	20,00%	Madeira		2008	2043
001/2014	UHE Sinop	Companhia Energética SINOP S.A.	24,50%	Teles Pires	401,88	2014	2049

(*) Informações não auditadas.

• Geração Eólica

Número da Portaria	Usinas	Empresa	Participação da Companhia	Localidade	Capacidade em MW (*)	Ano da Autorização	Ano de Vencimento
Em serviço:							
388/2012	UEE Caçara I	Vamcruz I Participações S.A.	49,00%	Serra do Mel (RN)	27,00	2012	2047
399/2012	UEE Junco I	Vamcruz I Participações S.A.	49,00%	Serra do Mel (RN)	24,00	2012	2047
417/2012	UEE Junco II	Vamcruz I Participações S.A.	49,00%	Serra do Mel (RN)	24,00	2012	2047
418/2012	UEE Caçara II	Vamcruz I Participações S.A.	49,00%	Serra do Mel (RN)	18,00	2012	2047

(*) Informações não auditadas.

3.3.2 – Transmissão

- Linhas de transmissão

Número do Contrato	Empreendimento	Empresa	Participação da Companhia	Estado da Federação	Extensão (km) (*)	Ano da Concessão	Ano de Vencimento
Em serviço:							
005/2004	LT Teresina II - Sobral III / Teresina II - Fortaleza II / Sobral III - Fortaleza II, em 500 kV	STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	49,00%	PI, CE	638,3	2004	2034
015/2009	LT Coletora Porto Velho / Araraquara II, em 600 kV	Interligação Elétrica do Madeira S.A.	24,50%	RO, SP	4.859,0	2009	2039
022/2011	LT Luis Gonzaga - Garanhuns II, em 500 kV	Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	49,00%	AL/PE/PB	218,0	2011	2041
022/2011	LT Garanhuns II - Campina Grande III, em 500 kV	Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	49,00%	AL/PE/PB	194,0	2011	2041
022/2011	LT Garanhuns II - Pau Ferro, em 500 kV	Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	49,00%	AL/PE/PB	209,0	2011	2041
022/2011	LT Garanhuns II - Angelim I	Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	49,00%	AL/PE/PB	12,0	2011	2041
					6.130,3		

(*) Informações não auditadas.

- Subestações

Número do Contrato	Empreendimento	Empresa	Participação da Companhia	Estado da Federação	Quantidade (*)	Ano da Concessão	Ano de Vencimento
Em serviço:							
015/2009	Estação Retificadora nº 02 CA/CC em 500/600 kV; Estação Inversora nº 02 CC/CA em 600/500 kV	Interligação Elétrica do Madeira S.A.	24,50%	RO/SP	2,0	2009	2039
022/2011	SE Garanhuns, em 500/230 kV; SE Pau Ferro, em 500/230 kV	Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	49,00%	AL/PE/PB	2,0	2011	2041
					4,0		

(*) Informações não auditadas.

NOTA 4 – BASE DE ELABORAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

4.1. Declaração de conformidade

As demonstrações contábeis da Companhia, são 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 contábeis, estão sendo evidenciadas e correspondem às utilizadas na gestão da Administração da Chesf.

4.2. Base de preparação e mensuração

A preparação das demonstrações contábeis, 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 contábeis foram elaboradas com base no custo histórico, exceto por determinados instrumentos financeiros mensurados pelos seus valores justos. O custo histórico corresponde aos custos incorridos na aquisição ou elaboração de ativos e o valor da contraprestação recebida para incorrer ou assumir passivos. 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 do preço ser diretamente observável ou estimado usando outra técnica de avaliação.

4.3. Moeda funcional e moeda de apresentação das demonstrações contábeis

A moeda funcional da Companhia é o real, que é a moeda de seu principal ambiente econômico de operação. As demonstrações contábeis 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 contábeis 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 normativas emitidas pelo IASB e pelo CPC:

Revisão de Pronunciamento Técnico	Normas revisadas	Aplicável a partir
19	CPC 15/IFRS 3 - Combinação de Negócios, CPC 25/IAS 37 - Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes, CPC 27/IAS 16 - Ativo Imobilizado, CPC 37/IFRS 1 - Adoção Inicial das Normas Internacionais de Contabilidade e CPC 48/IFRS 9 - Instrumentos Financeiros.	01/01/2022
20	CPC 11/IFRS 4 - Contratos de seguro, CPC 21/IAS 34 - Demonstração Intermediária, CPC 23/IAS 8 - Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro, CPC 26 /IAS 1 - Apresentação das Demonstrações Contábeis, CPC 32/IAS 12 - Tributos sobre o lucro, CPC 37/IFRS 1 - Adoção Inicial das Normas Internacionais de Contabilidade, CPC 40/IFRS 7 - Instrumentos Financeiros: Evidenciação, CPC 47/IFRS 15 - Receita de Contrato com Cliente e CPC 49/IAS 26 - Contabilização e Relatório Contábil de Planos de Benefícios de Aposentadoria.	01/01/2023
21	Estabelece alterações em Pronunciamentos Técnicos decorrentes da emissão do Pronunciamento Técnico CPC 50 – Contratos de Seguro.	01/01/2023

4.5. Investimentos em controladas em conjunto e coligadas

Nas demonstrações contábeis, os investimentos da Companhia em sociedades controladas em conjunto e coligadas são mensurados pelo método de equivalência patrimonial, que reconhece o investimento inicialmente pelo custo e subsequentemente ajusta os valores contábeis desses investimentos com base nos lucros ou prejuízos gerados pelas investidas, na proporção da participação detida, e nas distribuições de dividendos ou juros de capital próprio.

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

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

a) 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.

b) 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.

NOTA 5 - ESTIMATIVAS E JULGAMENTOS CONTÁBEIS

Na aplicação das políticas contábeis, a Administração da Companhia 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 exercício em que as estimativas são revistas, se a revisão afetar apenas este exercício, ou também em exercícios posteriores se a revisão afetar períodos futuros.

Ainda que estas estimativas e premissas sejam permanentemente monitoradas e revistas pela Administração da Companhia, 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 exercícios 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, listamos as estimativas contábeis avaliadas como as mais críticas pela Administração da Eletrobras e de suas controladas, estando o seu detalhamento dentro de cada nota explicativa:

Nº	Nota	Estimativas e julgamentos significativos
8	Consumidores, Concessionárias E Permissionárias	Avaliação de perda esperada de créditos.
11.2	Imposto de renda e contribuição social diferidos - ativo	Realização de créditos tributários com base nas estimativas de lucros tributáveis futuros.
14.1/17/24	Perdas em investimentos, Valor recuperável dos ativos de longo prazo e Contratos Onerosos	Valor presente dos fluxos de caixa futuros, considerando a taxa de desconto determinada pela Companhia.
25	Benefícios a empregados	Premissas atuariais dos planos de benefício pós-emprego.
26	Provisões para litígios e passivos contingentes	Estimativas de perdas em processos judiciais.

NOTA 6 - CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	31/12/2022	31/12/2021
Caixa e Bancos	9.927	9.762
Aplicações Financeiras (a)	864.246	-
Total	874.173	9.762

(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

O caixa compreende o numerário em espécie e os depósitos bancários disponíveis.

Equivalentes de caixa são aplicações financeiras de curto prazo, de alta liquidez, que são prontamente conversíveis em caixa, sujeitas a um insignificante risco de mudança de valor, mantidos com a finalidade de atender a compromissos de caixa de curto prazo e, não, para investimentos ou outros propósitos.

Admite-se que uma aplicação financeira é de curto prazo quando tem vencimento de três meses ou menos, a contar da data de aquisição.

Os saldos de depósitos bancários e de aplicações financeiras de curto prazo com restrições que impeçam o uso generalizado desses valores não são classificados na rubrica de Caixa e Equivalentes de Caixas.

NOTA 7 - TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

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

Títulos	31/12/2022	31/12/2021
Circulante		
Participações minoritárias	25	23
Fundo Exclusivo - Letras Financeiras do Tesouro Nacional (LFT)	105.262	292.072
Fundo Exclusivo - Letras Tesouro Nacional (LTN)	-	128.670
Fundo Exclusivo - Notas Tesouro Nacional (NTN-B)	-	136.766
Fundo Exclusivo - Notas Tesouro Nacional (NTN-F)	-	-
Operações Compromissadas	220.822	127.032
Fundo Exclusivo - Letras Tesouro Nacional (LTN)	25.674	1.473.677
Fundo Exclusivo - Notas Tesouro Nacional (NTN-F)	11.741	56.069
Operações Compromissadas	14.475	194.773
Notas do Tesouro Nacional – NTN - P	-	-
Títulos da dívida agrária – TDA	8.644	8.400
	386.643	2.417.482
Não Circulante		
Notas do Tesouro Nacional – NTN - P	231	219
TVM - Fundo de Energia do Nordeste - FEN (caixa restrito)	403.358	140.705
	403.589	140.924
Total	790.232	2.558.406

Fundo de Energia do Nordeste (FEN)

Fundo setorial, criado pela Medida Provisória nº 677/2015, convertida na Lei nº 13.182, de 03/11/2015. Os recursos que serão revertidos para o fundo correspondem à diferença entre o preço pago pelos grandes consumidores à Companhia 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 sociedades de propósito específico (SPE) nas quais a Companhia venha a possuir participação acionária de até 49% do capital próprio dessas sociedades. Considerando a sua natureza, os saldos deste fundo têm características de caixa restrito.

Prática contábil

Referem-se às aplicações financeiras que não se caracterizam como caixa e equivalentes de caixa, vide nota 6. A Companhia, historicamente, recupera seus investimentos em aplicações financeiras pelo recebimento de juros e principal, por isso são registrados inicialmente pelos valores de transação e, posteriormente, atualizados pelos juros transcorridos, com base na taxa de juros efetiva. As atualizações das aplicações financeiras são receitas da Companhia apresentadas no grupo do Resultado Financeiro, na demonstração de resultados.

NOTA 8 - CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS

Os créditos a receber de curto e longo prazos decorrentes de operações com energia elétrica e da disponibilização do sistema de transmissão apresentam o seguinte perfil:

D E S C R I Ç ã O	VALORES CORRENTES						VALORES RENEGOCIADOS				31/12/2022	31/12/2021
	CORRENTE A VENCER	CORRENTE VENCIDO					RENEGOCIADO A VENCER	RENEGOCIADO VENCIDO		Provisão p/ Devedores Duvidosos		
Até 60 dias	Até 90 dias	De 91 a 180 dias	De 181 a 360 dias	Mais de 360 dias	Provisão p/ Devedores Duvidosos	Mais de 60 dias	Até 60 dias	Mais de 60 dias	Provisão p/ Devedores Duvidosos			
Fornecimento de Energia	72.155	16.255	11.874	9.011	183.952	(145.469)	-	592	13.332	-	161.702	137.712
- Industrial	72.155	16.255	11.874	9.011	183.952	(145.469)	-	592	13.332	-	161.702	137.712
Suprimento Energia - Moeda Nacional	492.517	410	110	435	3.814	(4.518)	-	-	-	-	492.768	508.522
Encargos de Uso da Rede Elétrica	402.694	12.602	21.810	10.070	113.266	(153.364)	-	-	-	-	407.078	385.602
TOTAL	967.366	29.267	33.794	19.516	301.032	(303.351)	-	592	13.332	-	1.061.548	1.031.836

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

O aumento no suprimento de energia em 31 de dezembro de 2022 quando comparado ao mesmo período de 2021 se deve, principalmente, em função de reajustes anuais dos preços de energia e aumento no nível de despacho de energia solicitado pelo ONS para as usinas da Companhia.

b) Disponibilização/Conexão do sistema de transmissão

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

c) 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.

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

A Companhia constitui e mantém 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 2022 e 2021 são as seguintes:

Saldo inicial em 31 de dezembro 2021 e 2020	(235.795)	(987.031)
(+) Constituição	(67.556)	(173.701)
(-) Reversão	-	924.937
Saldo final em 31 de dezembro 2022 e 2021	(303.351)	(235.795)

Prática contábil

As contas a receber de clientes são contabilizados inicialmente pelo preço da transação e subsequentemente pelos juros e correção monetária contratuais menos os valores recebidos e as perdas esperadas - PECLD.

A Companhia adota a abordagem simplificada para reconhecimento de perdas esperadas de créditos, utilizando-se de matriz de cálculo com base no relacionamento histórico das contrapartes com a Companhia e nas garantias. Em síntese, nos contratos que não têm garantias, é verificado, no cenário máximo de dois anos, a relação percentual, por cliente, entre o faturamento e o histórico de recebimentos, sendo o percentual apurado aplicado no saldo em aberto de contas a receber do cliente e registrado como perda esperada.

Adicionalmente, para os clientes com saldos renegociados, a Companhia, com base em análise individual do cliente, avalia o risco de inadimplência desses créditos, podendo chegar ao registro em perdas esperadas de 100% do saldo em aberto, caso o risco de inadimplência seja considerado alto. A análise de crédito individual do cliente, para esses casos, leva em consideração, principalmente, o histórico do cliente, o montante envolvido, as pesquisas em entidades de proteção de créditos e a situação patrimonial do cliente.

NOTA 9 – 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.

	31/12/2022	31/12/2021
Circulante		
Controladas em conjunto		
Vamcruz I Participações S.A.	-	588
Manaus Construtora Ltda.	-	9.178
STN - Sistema de Transmissão	-	9.428
Interligação Elétrica Garanhuns	21.867	14.453
Interligação Elétrica do Madeira	25.058	30.119
Coligadas		
Energética Águas da Pedra S.A.	7.354	10.927
Total	54.279	74.693

Prática contábil

As remunerações de participações societárias a receber, provenientes dos investimentos da Companhia no capital social de suas controladas em conjunto e coligadas, vide a nota 14, são reconhecidas no ativo quando essas investidas destinam dividendos e juros de capital próprio aos seus acionistas.

NOTA 10 - TRIBUTOS A RECUPERAR

	31/12/2022	31/12/2021
Ativo Circulante		
IR Fonte	40.644	42.000
IRPJ - retenção	21.330	12.525
CSLL - retenção	7.473	5.335
PIS/Pasep	1.652	1.652
Cofins	2.398	2.398
Outros	8.078	6.795
	81.575	70.705
Ativo não circulante		
PIS/Pasep	21.551	20.573
Cofins	192.505	183.772
ICMS a recuperar	37	38
	214.093	204.383
Total	295.668	275.088

NOTA 11 – IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL

11.1 – Imposto de renda e contribuição social corrente

	31/12/2022	31/12/2021
Ativo Circulante		
Antecipações/ Saldo negativo de IRPJ e CSLL	630.323	565.998
	630.323	565.998

11.2 – Imposto de renda e contribuição social diferidos

	31/12/2022	31/12/2021
Ativo não circulante		
IRPJ e CSLL Diferidos	1.636.628	1.382.219
Passivo não circulante		
IRPJ e CSLL Diferidos	647.589	672.064
Total	989.039	710.155

11.3 – Composição do imposto de renda e contribuição social diferidos

	31/12/2022	31/12/2021
Tributos diferidos ativos		
Provisões Operacionais	112.486	55.459
Provisão para litígios	710.503	552.362
Provisão para contratos onerosos	13.801	10.263
Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa	65.591	51.686
Registros ORA	683.378	646.682
Adoção inicial Lei 12.973/14	7.813	19.624
Impairment	43.056	46.143
Total Ativo	1.636.628	1.382.219
Tributos diferidos passivos		
Ativo de contrato	586.806	619.940
Adoção inicial Lei 12.973/14	18.684	8.205
Repactuação do Risco Hidrológico	42.099	43.919
Total Passivo	647.589	672.064
Tributos diferidos ativos, líquidos	989.039	710.155

Os montantes reconhecidos nas demonstrações contábeis são resultantes de nossa melhor estimativa dos lucros tributáveis futuros, sendo a base do valor registrado formada pelas diferenças temporárias da entidade.

A Companhia possui tributos diferidos (líquidos) derivados de diferenças temporárias, cuja realização esperada por exercício futuro é como segue:

Tributos Diferidos Líquidos	
2023	96.106
2024	96.106
2025	67.241
2026	66.674
Após 2026	662.912
Total	989.039

11.4 – Conciliação da despesa com imposto de renda e contribuição social

	31/12/2022	31/12/2021
	IRPJ/CSLL	
Resultado operacional antes dos tributos	1.290.849	3.604.580
Total do IRPJ e CSLL calculado às Alíquotas de 25% e 9%, respectivamente	(438.889)	(1.225.557)
Efeitos de adição de exclusões:		
Doações	2.415	4.215
Previdência Privada (Art. 373 dec 9.580/2028)	(102.300)	(9.100)
Impairment / contrato oneroso	1.006	115.640
Provisões	441.861	384.611
Equivalência patrimonial	7.573	139.979
Adoção inicial Lei 12.973/2014	1.226	3.119
Receita finan. Ativo de contrato	-	-
Amortização GSF	4.058	249.264
Diferença CPC 47 x Ifric 12	-	-
Despesas com juros IFRS 16]	-	-
JCP	236.575	-
Incentivos fiscais	64.680	7
Total da despesa de IRPJ e CSLL	218.205	(337.822)
Alíquota efetiva	-16,90%	9,37%

a) Incentivos Fiscais

A Medida Provisória nº 2.199-14, de 24/08/2001, alterada pela Lei nº 11.196, de 21/11/2005, possibilita que as empresas situadas nas regiões de atuação da Sudene 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.

A Chesf detém o direito à redução de 75% (setenta e cinco por cento) do Imposto de Renda e Adicionais não Restituíveis, calculados com base no lucro da exploração.

Sobre os contratos de concessões da geração hídrica (UHE Paulo Afonso I, II, III e IV; UHE Apolônio Sales; UHE Funil; UHE Luiz Gonzaga; UHE Pedra; e UHE Xingó) têm o direito ao incentivo da redução concedido para os anos de 2018 a 2027; as UHE Sobradinho, UHE Boa Esperança e UHE Curemas têm o direito para o período de 2019 a 2028; Os contratos de geração eólica EOL Casa Nova II e EOL Casa Nova III têm o direito ao incentivo da redução concedido para o período de 2019 a 2028; Os contratos de transmissão 008/2005, 010/2007, 014/2008, 017/2011 e 018/2009 tem o direito ao incentivo da redução concedido para o período de 2020 a 2029. Os Contratos de Transmissão nº 005/2008, 006/2009; 007/2005; 007/2010; 010/2011; 012/2007; 017/2009; 018/2012; 019/2010; 019/2012; 020/2010; 014/2010; 006/2004 e 021/2010 têm o direito ao incentivo da redução de 75% do imposto para o período de 2018 a 2027. Os Contratos de Transmissão números 009/2011, 013/2010 e 061/2001 tem o direito ao incentivo da redução de 75% do imposto para o período de 2019 a 2028.

Para os contratos com incentivo fiscal a alíquota do imposto de renda de 25%, sofre redução de 75%, calculado sobre o lucro da exploração dos empreendimentos incentivados.

O incentivo fiscal de redução do Imposto de Renda e Adicionais não restituíveis apurados são registrados no resultado do período como redução do imposto de renda, em atendimento ao Pronunciamento Técnico CPC 07 (R1) (IAS 20). A parcela do lucro decorrente desses incentivos fiscais, são objeto de destinação à Reserva de Lucro denominada Reserva de Incentivos Fiscais, em conformidade com o artigo 195-A da Lei nº 6.404/1976, a qual somente poderá ser utilizada para aumento do capital social ou absorção de prejuízos.

Em virtude de trabalho de otimização tributária que vem sendo realizado, a Companhia incrementou o incentivo fiscal de Redução de 75% do imposto de renda. Esse benefício foi possível em consequência da análise minuciosa das receitas líquidas incentivadas da Companhia de acordo com os laudos obtidos junto à Sudene e ratificados pela Receita Federal do Brasil em seus atos concessórios.

Para o ano de 2022 a Companhia registrou incentivo fiscal de redução de 75% do imposto de renda, na ordem de R\$ 64.680.

11.5 – Imposto de renda e contribuição social reconhecidos em outros resultados abrangentes

	31/12/2022	31/12/2021
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos sobre resultado atuarial	36.696	(28.902)
Imposto de renda e contribuição social difereridos	-	39.490
Total do imposto de renda e da contribuição social reconhecidos em outros resultados abrangentes	36.696	10.588

Prática Contábil

As despesas de Imposto de Renda e Contribuição Social do exercício compreendem os impostos corrente e diferido. Os impostos 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 imposto também é reconhecido no patrimônio líquido ou no resultado abrangente.

O encargo de Imposto de renda e a Contribuição Social corrente e diferido calculados com base nas alíquotas de 6,25% (devido ao incentivo fiscal que reduz o IRPJ em 75%) para imposto de renda e 9% para a contribuição social sobre o lucro, ambos sobre o lucro tributável, considerando-se a compensação de prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social, limitada a 30% do lucro tributável do exercício (quando aplicável).

O Imposto de Renda e a Contribuição Social diferidos são reconhecidos usando-se o método do passivo sobre as diferenças temporárias decorrentes de diferenças ente as bases fiscais dos ativos e passivos e seus valores contábeis nas demonstrações contábeis. 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, impostos diferidos ativos e passivos em diferentes entidades ou em diferentes países, em geral são apresentados em separado, e não pelo líquido.

NOTA 12 – CAUÇÕES E DEPÓSITOS VINCULADOS

	31/12/2022	31/12/2021
Ativo circulante		
Cauções e outros depósitos vinculados	28.782	26.491
	28.782	26.491
Ativo não circulante		
Cíveis	367.688	205.050
Trabalhistas	152.837	128.930
Tributárias	132.360	99.304
(-) Provisão - Depósitos judiciais	(241.902)	(233.908)
Cauções e outros depósitos vinculados	130.817	123.225
	541.800	322.601
	570.582	349.092

NOTA 13 – SERVIÇOS EM CURSO

Os serviços em curso estão relacionados aos gastos com pessoal, material, serviços, dentre outros, que serão utilizados para apuração de custos referentes aos serviços executados para terceiros ou para a própria Companhia, bem como os valores relativos aos gastos com pesquisa e desenvolvimento, gastos reembolsáveis, a exemplo de estudos e projeto que serão objetos de leilão, que quando de sua conclusão poderão em função de seu desfecho, serem classificados como contas a receber, imobilizado, intangível ou resultado.

NOTA 14 - INVESTIMENTOS

	31/12/2022	31/12/2021
Controlada em conjunto		
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	180.735	258.272
Energia Sustentável do Brasil S.A.	1.781.776	1.802.622
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	350.037	860.198
Norte Energia S.A.	1.818.955	1.916.057
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	332.021	413.106
Vamcruz I Participações S.A.	130.333	131.625
Companhia Energética SINOP S.A.	333.059	352.078
	4.926.916	5.733.958
Coligadas		
Energética Águas da Pedra S.A.	-	145.724
	-	145.724
(-) Provisão para perdas em investimentos	(115.935)	(487.464)
Outras participações	229	481
Outros investimentos		
Bens e direitos para uso futuro	15.791	15.791
Outros	1.091	1.091
	16.882	16.882
Total	4.828.092	5.409.581

14.1 – Perdas estimadas em investimentos

A Companhia estima o valor recuperável de seus investimentos 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 Companhia 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:

- Receitas projetadas de acordo com os contratos, sem previsão de prorrogação da concessão/autorização;
- Custos e Despesas Operacionais considerando o Plano de Negócios de cada investida e os valores históricos realizados;
- Cenário Macroeconômico e Balanço Energético alinhados às projeções de mercado;
- Impostos e taxas regulatórias vigentes;
- Saldos das Dívidas e Custos de Financiamento de acordo com os contratos;
- Custo de Capital Próprio - Taxa de desconto ao ano (após os impostos) específica para cada SPE, respeitando o risco setorial, a estrutura de capital e o custo da dívida de cada uma.

O saldo das perdas estimadas em investimentos é demonstrado a seguir:

	31/12/2022	31/12/2021
Energia Sustentável do Brasil S.A.	-	(154.809)
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	(46.096)	(155.205)
Companhia Energética SINOP S.A.	(69.839)	(177.450)
Total	(115.935)	(487.464)

14.2 – Mutação dos investimentos

Participações societárias e outros investimentos	Saldo em 31/12/2021	Transferência para ativo mantido para venda	Dividendos e Juros sobre capital próprio	Equivalência patrimonial	Provisão/Reversão	Outros	Saldo em 31/12/2022
Controladas em conjunto							
STN – Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	258.272	-	(52.964)	43.576	-	(68.149)	180.735
Energia Sustentável do Brasil S.A.	1.802.622	-	-	(20.846)	-	-	1.781.776
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	860.198	-	(61.800)	56.582	-	(504.943)	350.037
Norte Energia S.A.	1.916.057	-	-	(97.102)	-	-	1.818.955
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	413.106	-	(7.414)	30.722	-	(104.393)	332.021
Vamcruz I Participações S.A.	131.625	-	588	(1.880)	-	-	130.333
Companhia Energética SINOP S.A.	352.078	-	-	(19.019)	-	-	333.059
Coligadas							
Energética Águas da Pedra S.A.	145.724	(143.388)	(32.577)	30.241	-	-	-
Avaliadas ao custo							
Outras participações	481	(234)	-	-	-	(18)	229
Provisão para perdas em investimentos							
Energia Sustentável do Brasil S.A.	(154.809)	-	-	-	154.809	-	-
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	(155.205)	-	-	-	109.109	-	(46.096)
Companhia Energética SINOP S.A.	(177.450)	-	-	-	107.611	-	(69.839)
Total	5.392.699	(143.622)	(154.167)	22.274	371.529	(677.503)	4.811.210

Participações societárias e outros investimentos	Saldo em 31/12/2020	Dividendos e Juros sobre capital próprio	Equivalência patrimonial	Reversão/Constituição das perdas estimadas	Outros	Saldo em 31/12/2021
Controladas						
Complexo Eólico Pindaí I (*)	500.499	-	682	-	(501.181)	-
Complexo Eólico Pindaí II (*)	202.728	-	640	-	(203.368)	-
Complexo Eólico Pindaí III (*)	103.707	-	1.395	-	(105.102)	-
Controladas em conjunto						
STN – Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	254.183	(46.226)	50.315	-	-	258.272
Energia Sustentável do Brasil S.A.	1.841.413	-	(38.791)	-	-	1.802.622
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	792.705	(66.460)	133.953	-	-	860.198
Manaus Construtora LTDA	7.761	-	436	-	(8.197)	-
Norte Energia S.A.	1.980.979	-	(64.922)	-	-	1.916.057
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	362.944	(14.532)	64.694	-	-	413.106
Vamcruz I Participações S.A.	130.702	(588)	1.511	-	-	131.625
Companhia Energética SINOP S.A.	387.032	-	(34.954)	-	-	352.078
Coligadas						
Energética Águas da Pedra S.A.	125.102	(25.385)	46.007	-	-	145.724
Avaliadas ao custo						
Outras participações	479	-	-	-	2	481
Provisão para perdas em investimentos						
Complexo Eólico Pindaí I (*)	(99.263)	-	-	-	99.263	-
Complexo Eólico Pindaí II (*)	(1.014)	-	-	-	1.014	-
Complexo Eólico Pindaí III (*)	(151)	-	-	-	151	-
Energia Sustentável do Brasil S.A.	(216.216)	-	-	61.407	-	(154.809)
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	(105.045)	-	-	(50.160)	-	(155.205)
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	(38.069)	-	-	38.069	-	-
Vamcruz I Participações S.A.	(7.028)	-	-	7.028	-	-
Companhia Energética SINOP S.A.	(109.140)	-	-	(68.310)	-	(177.450)
Total	6.114.308	(153.191)	160.966	(11.966)	(717.418)	5.392.699

14.3 - Resumo das Demonstrações Contábeis das Empresas Controladas, Coligada e Controladas em Conjunto

	31/12/2022									
	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										
STN – Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	49,00%	83.116	383.757	466.873	41.291	31.369	394.213	466.873	124.517	83.403
Energia Sustentável do Brasil S.A.	20,00%	1.210.513	19.354.405	20.564.918	1.058.167	10.597.876	8.908.875	20.564.918	3.116.478	(104.235)
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	24,50%	182.558	3.106.166	3.288.724	446.445	1.413.557	1.428.722	3.288.724	548.467	230.946
Norte Energia S.A.	15,00%	1.760.261	41.691.006	43.451.267	2.254.754	29.070.142	12.126.371	43.451.267	5.565.305	(647.345)
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	49,00%	71.355	793.755	865.110	88.130	99.386	677.594	865.110	112.102	62.699
Vamcruz I Participações S.A.	49,00%	136.771	379.219	515.990	40.235	209.770	265.985	515.990	70.297	(3.839)
Companhia Energética SINOP S.A.	24,50%	214.084	2.768.719	2.982.803	137.850	1.485.522	1.359.431	2.982.803	309.785	(77.624)
Coligadas										
Energética Águas da Pedra S.A.	24,50%	190.568	645.196	835.764	102.228	148.278	585.258	835.764	303.890	147.501
Total		3.849.226	69.122.223	72.971.449	4.169.100	43.055.900	25.746.449	72.971.449	10.150.841	(308.494)

Obs.: Data-base das demonstrações contábeis 31/12/2022, exceto, STN – Sistema de Transmissão Nordeste S.A., cujas demonstrações possuem data-base em 30/11/2022.

	31/12/2021									
	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										
Complexo Eólico Pindaí I (*)		-	-	-	-	-	-	-	12.796	684
Complexo Eólico Pindaí II (*)		-	-	-	-	-	-	-	5.759	639
Complexo Eólico Pindaí III (*)		-	-	-	-	-	-	-	3.213	1.394
Controladas em conjunto										
STN – Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	49,00%	172.767	638.296	811.063	44.846	239.131	527.086	811.063	69.248	35.397
Energia Sustentável do Brasil S.A.	20,00%	567.089	19.816.570	20.383.659	730.876	10.639.673	9.013.110	20.383.659	1.342.855	(125.499)
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	24,50%	928.778	6.088.383	7.017.161	610.022	2.896.130	3.511.009	7.017.161	449.880	267.943
Manaus Construtora LTDA	0,00%	-	-	-	-	-	-	-	-	538
Norte Energia S.A.	15,00%	1.489.913	41.668.589	43.158.503	1.678.941	28.705.845	12.773.717	43.158.503	2.330.918	(352.486)
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	49,00%	136.381	1.099.741	1.236.122	79.764	313.284	843.074	1.236.122	83.561	61.278
Vamcruz I Participações S.A.	49,00%	110.406	400.496	510.902	30.627	211.653	268.623	510.902	23.123	(3.548)
Companhia Energética SINOP S.A.	24,50%	192.906	2.785.496	2.978.402	93.089	1.448.258	1.437.055	2.978.402	136.184	(20.415)
Coligadas										
Energética Águas da Pedra S.A.	24,50%	191.956	701.269	893.225	115.865	182.570	594.790	893.225	135.912	68.852
Total		3.790.197	73.198.840	76.989.037	3.384.030	44.636.544	28.968.464	76.989.037	4.593.449	(65.223)

Obs.: Data-base das demonstrações contábeis 31/12/2021, exceto, STN – Sistema de Transmissão Nordeste S.A., VamCruz I Participações S.A., e Manaus Construtora Ltda., cujas demonstrações possuem data-base em 30/11/2021.

14.4 - Energética Águas da Pedra S.A.

Em dezembro de 2022, a Companhia classificou esse investimento como ativo não circulante mantidos para venda (nota 40).

14.5 - SPE Manaus Construtora LTDA.

Em 18 de abril de 2022, a Diretoria aprovou o encerramento da Sociedade de Propósito Específico Manaus Construtora Ltda. ("Manaus Construtora"), criada em abril de 2009 com o objetivo de construir, montar e fornecer materiais, mão de obra e equipamentos para a construção da linha de transmissão e subestações associadas da SPE Manaus Transmissora de Energia S.A. ("MTE"), localizada entre os Estados do Amazonas e Pará.

A SPE Manaus Construtora, que teve suas atividades concluídas em 2014, contava com a participação acionária da Abengoa Construção Brasil Ltda. (50,5%), da Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - Eletronorte (30%) e da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf (19,5%).

O encerramento em tela está no escopo da iniciativa de racionalização das participações societárias da Eletrobras, nos termos do Plano Diretor de Negócios e Gestão ("PDNG 2022-2026") divulgado ao mercado pela Eletrobras por meio de Fato Relevante em 17 de dezembro de 2021.

14.6 – Capital Circulante Líquido de Controladas e Coligadas

Em 31 de dezembro de 2022, as SPEs Interligação Elétrica do Madeira S.A., Norte Energia S.A. e Interligação Elétrica Garanhuns S.A., apresentaram em seus balanços, capital circulante líquido negativo no montante de R\$ 263.887, R\$ 494.493 e R\$ 16.775, respectivamente.

Prática contábil

A Companhia avalia seus investimentos em controladas em conjunto e coligadas pelo método da equivalência patrimonial, e os outros investimentos pelo custo.

NOTA 15 – IMOBILIZADO

Os bens que compõem o ativo imobilizado da Companhia, associados e identificados como ativos da concessão de serviços públicos não podem ser vendidos nem oferecidos em garantia a terceiros.

15.1 - Imobilizado segregado por atividade

	Taxas médias anuais de depreciação (%)	31/12/2022	31/12/2021
Geração			
Imobilizações em serviço	2,49%	19.977.905	19.260.082
Depreciação acumulada		(11.431.801)	(11.042.358)
Imobilizações em curso		982.905	1.304.178
Retificadora MP 579		(7.371.800)	(6.743.398)
Impairment		(234.734)	(257.579)
Total da Geração		1.922.475	2.520.925
Transmissão			
Imobilizações em serviço	3,23%	37.926.219	37.127.914
Depreciação acumulada		(28.849.868)	(28.328.654)
Imobilizações em curso		3.059.026	3.070.537
Retificadora MP 579		(927.993)	(972.619)
Impairment		(369.124)	(418.065)
Total da Transmissão		10.838.260	10.479.113
Administração			
Imobilizações em serviço	6,00%	1.368.969	1.347.990
Depreciação acumulada		(989.383)	(956.043)
Imobilizações em curso		503.560	291.586
Total da Administração		883.146	683.533
Total		13.643.881	13.683.571

15.2 - Movimentação do Imobilizado

Ativo Imobilizado - R\$ Mil	Valor em 31/12/2021	Adições	Baixas	Transferências	Depreciação	Transferências entre Contas	Provisão/Reversão	Valor em 31/12/2022
Geração em Serviço								
Intangível	-	-	-	-	-	-	-	-
Terrenos	1.955.314	-	-	-	-	(1.075)	-	1.954.239
Reservatórios, Barragens e Adutoras	10.279.232	-	-	416.209	-	2.900	-	10.698.341
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	2.014.046	-	-	6.374	-	850	-	2.021.270
Máquinas e Equipamentos	5.006.553	-	(3.979)	296.556	-	-	-	5.299.130
Veículos	1.555	-	(8)	-	-	-	-	1.547
Móveis e Utensílios	3.382	-	(4)	-	-	-	-	3.378
Depreciação	(11.042.358)	-	3.846	-	(393.289)	-	-	(11.431.801)
Total	8.217.724	-	(145)	719.139	(393.289)	2.675	-	8.546.104
Geração em Curso								
Máquinas e Equipamentos	433.675	163.247	-	(296.556)	-	(764)	-	299.602
Outros	870.503	235.383	-	(422.583)	-	-	-	683.303
Total	1.304.178	398.630	-	(719.139)	-	(764)	-	982.905
Retificadora MP 579	(6.743.398)	-	-	-	309.267	-	(937.669)	(7.371.800)
Impairment	(257.579)	-	-	-	-	-	22.845	(234.734)
Total de Geração	2.520.925	398.630	(145)	-	(84.022)	1.911	(914.824)	1.922.475
Transmissão em Serviço								
Terrenos	29.586	-	-	433	-	-	-	30.019
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	671.626	-	-	22.242	-	-	-	693.868
Máquinas e Equipamentos	36.341.957	-	(90.881)	869.429	-	(2.900)	-	37.117.605
Veículos	65.051	-	-	-	-	-	-	65.051
Móveis e Utensílios	19.694	-	(18)	-	-	-	-	19.676
Depreciação	(28.328.654)	-	78.552	-	(599.766)	-	-	(28.849.868)
Total	8.799.260	-	(12.347)	892.104	(599.766)	(2.900)	-	9.076.351
Transmissão em Curso								
Máquinas e Equipamentos	1.397.408	776.529	-	(869.429)	-	(18.542)	-	1.285.966
Outros	1.673.129	122.606	-	(22.675)	-	-	-	1.773.060
Total	3.070.537	899.135	-	(892.104)	-	(18.542)	-	3.059.026
Retificadora MP 579	(972.619)	-	-	-	44.626	-	-	(927.993)
Impairment	(418.065)	-	-	-	-	-	48.941	(369.124)
Total de Transmissão	10.479.113	899.135	(12.347)	-	(555.140)	(21.442)	48.941	10.838.260
Administração em Serviço								
Terrenos	18.739	-	(284)	-	-	225	-	18.680
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	272.351	-	(2.730)	84	-	1.783	-	271.488
Máquinas e Equipamentos	886.750	-	(11.449)	36.217	-	(295)	-	911.223
Veículos	31.265	-	(3.800)	6.692	-	(1.488)	-	32.669
Móveis e Utensílios	138.885	-	(4.028)	52	-	-	-	134.909
Outros	-	-	-	-	-	-	-	-
Depreciação	(956.043)	-	20.352	-	(53.692)	-	-	(989.383)
Total	391.947	-	(1.939)	43.045	(53.692)	225	-	379.586
Administração em Curso								
Máquinas e Equipamentos	83.069	91.754	-	(36.217)	-	35.559	-	174.165
Outros	208.517	127.706	-	(6.828)	-	-	-	329.395
Total	291.586	219.460	-	(43.045)	-	35.559	-	503.560
Total da Administração	683.533	219.460	(1.939)	-	(53.692)	35.784	-	883.146
Total do Imobilizado	13.683.571	1.517.225	(14.431)	-	(692.854)	16.253	(865.883)	13.643.881

Ativo Imobilizado - R\$ Mil	Valor em 31/12/2020	Adições	Incorporação - SPEs	Baixas	Transferências	Depreciação	Transferências entre Contas	Provisão/Reversão	Valor em 31/12/2021
Geração em Serviço									
Intangível	2.900	-	-	-	-	-	(2.900)	-	-
Terrenos	1.855.773	-	541	(60)	-	-	99.060	-	1.955.314
Reservatórios, Barragens e Adutoras	10.249.785	-	-	-	-	-	29.447	-	10.279.232
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	2.010.650	-	3.396	-	-	-	-	-	2.014.046
Máquinas e Equipamentos	4.260.404	-	874.039	(625)	420	-	(127.685)	-	5.006.553
Veículos	65	-	-	-	1.490	-	-	-	1.555
Móveis e Utensílios	1.340	-	156	-	14	-	1.872	-	3.382
Depreciação	(10.630.990)	-	(52.925)	624	-	(359.026)	(41)	-	(11.042.358)
Total	7.749.927	-	825.207	(61)	1.924	(359.026)	(247)	-	8.217.724
Geração em Curso									
Máquinas e Equipamentos	288.160	142.195	5.244	-	(1.924)	-	-	-	433.675
Outros	809.892	60.883	-	-	-	-	(272)	-	870.503
Total	1.098.052	203.078	5.244	-	(1.924)	-	(272)	-	1.304.178
Retificadora MP 379	(7.043.284)	-	-	-	-	299.886	-	-	(6.743.398)
Impairment	(367.647)	-	(100.428)	-	-	-	-	210.496	(257.579)
Total de Geração	1.437.048	203.078	730.023	(61)	-	(59.140)	(519)	210.496	2.520.925
Transmissão em Serviço									
Terrenos	26.963	-	-	-	2.623	-	-	-	29.586
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	666.239	-	-	-	6.450	-	(1.063)	-	671.626
Máquinas e Equipamentos	36.156.575	-	-	(39.815)	305.325	-	(80.128)	-	36.341.957
Veículos	96	-	-	-	-	-	64.955	-	65.051
Móveis e Utensílios	3.200	-	-	(31)	324	-	16.201	-	19.694
Depreciação	(27.781.646)	-	-	29.223	-	(576.271)	40	-	(28.328.654)
Total	9.071.427	-	-	(10.623)	314.722	(576.271)	5	-	8.799.260
Transmissão em Curso									
Máquinas e Equipamentos	1.212.115	466.539	-	-	(281.246)	-	-	-	1.397.408
Outros	1.520.223	186.382	-	-	(33.476)	-	-	-	1.673.129
Total	2.732.338	652.921	-	-	(314.722)	-	-	-	3.070.537
Retificadora MP 379	(973.309)	-	-	-	-	690	-	-	(972.619)
Impairment	(833.373)	-	-	-	-	-	-	415.308	(418.065)
Total de Transmissão	9.997.083	652.921	-	(10.623)	-	(575.581)	5	415.308	10.479.113
Administração em Serviço									
Terrenos	18.625	-	-	-	-	-	114	-	18.739
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	264.403	-	-	-	7.948	-	-	-	272.351
Máquinas e Equipamentos	898.384	-	-	(1.720)	16.128	-	(26.042)	-	886.750
Veículos	90.499	-	-	(721)	15,494	-	(74,007)	-	31,265
Móveis e Utensílios	37.940	-	-	(822)	1,956	-	99,811	-	138,885
Outros	114	-	-	-	-	-	(114)	-	-
Depreciação	(905,985)	-	-	3,076	-	(53,303)	169	-	(956,043)
Total	403.980	-	-	(187)	41.526	(53.303)	(69)	-	391.947
Administração em Curso									
Máquinas e Equipamentos	13.945	104.421	-	-	(35.297)	-	-	-	83.069
Outros	194.937	22.381	-	-	(6.229)	-	(2.572)	-	208.517
Total	208.882	126.802	-	-	(41.526)	-	(2.572)	-	291.586
Total da Administração	612.862	126.802	-	(187)	-	(53.303)	(2.641)	-	683.533
Total do Imobilizado	12.046.993	982.801	730.023	(10.871)	-	(688.024)	(3.155)	625.804	13.683.571

15.3 - Taxas anuais de depreciação

A Companhia calcula e contabiliza as quotas de depreciação com aplicação das taxas estabelecidas pela Resolução ANEEL nº 474, de 07/02/2012, que alterou as tabelas I e XVI do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE, aprovado pela Resolução Normativa nº 367, de 2 de junho de 2009. As taxas são aplicadas considerando os códigos internos que identificam as Unidades de Cadastro.

As principais taxas anuais de depreciação, por atividade, são as seguintes:

Taxas anuais de depreciação (%)	
Geração	
Conduto Forçado	3,1
Comporta	3,3
Edificações - Casa de força	2,0
Gerador	3,3
Reservatórios, barragens e adutoras	2,0
Turbina hidráulica	2,5
Transmissão	
Condutor do Sistema	2,7
Disjuntor	3,0
Estrutura do Sistema	2,7
Painel, Mesa de Comando e Cubículo	3,6
Transformador de Força	2,9
Administração central	
Edificação	3,3
Sistema de Radiocomunicação	6,7
Veículos	14,3
Equipamento Geral	6,3

		2022			2021
	Taxas anuais médias de depreciação (%)	Bruto	Depreciação e Amortização Acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Em serviço					
Geração					
Custo histórico	2,49	19.977.905	(11.431.801)	8.546.104	8.217.724
Transmissão					
Custo histórico	3,23	37.926.219	(28.849.868)	9.076.351	8.799.260
Administração					
Custo histórico	6,00	1.368.969	(989.383)	379.586	391.947
		59.273.093	(41.271.052)	18.002.041	17.408.931
Em curso					
Geração		982.905	-	982.905	1.304.178
Transmissão		3.059.026	-	3.059.026	3.070.537
Administração		503.559	-	503.559	291.586
		4.545.490	-	4.545.490	4.666.301
Retificadora MP 579					
Geração		(7.371.800)	-	(7.371.800)	(6.743.398)
Transmissão		(927.993)	-	(927.993)	(972.619)
		(8.299.793)	-	(8.299.793)	(7.716.017)
Impairment					
Geração		(234.733)	-	(234.733)	(257.579)
Transmissão		(369.124)	-	(369.124)	(418.065)
		(603.857)	-	(603.857)	(675.644)
Total		54.914.933	(41.271.052)	13.643.881	13.683.571

15.4 – Composição das adições do exercício

A composição das adições do exercício, por tipo de gastos capitalizados, é como segue:

Adições do ativo imobilizado e intangível em curso - R\$ Mil	Outros gastos	Total
Terrenos	3.147	3.147
Reservatórios, Barragens e Adutoras	189.232	189.232
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	90.882	90.882
Máquinas e Equipamentos	1.030.766	1.030.766
Veículos	33.979	33.979
Móveis e Utensílios	2.911	2.911
A ratear	38.074	38.074
Material em depósito	56.874	56.874
Adiantamentos a fornecedores	834	834
Outros	69.761	69.761
Total das Adições	1.516.460	1.516.460

As dez principais adições (pelo critério de valor) ao imobilizado em serviço no exercício foram:

	Descrição do bem	em R\$ mil
1.	DIREITO, MARCA E PATENTE	28.452.266
2.	TRANSFORMADOR DE FORÇA	485.390
3.	RESERVATÓRIO, BARRAGEM E ADUTORA	413.972
4.	DISJUNTOR	217.769
5.	TURBINA EÓLICA	190.254
6.	TRAFO DE MEDIDA	135.097
7.	CONDUTOR	129.324
8.	CHAVE	117.185
9.	SISTEMA DE PROTEÇÃO, MEDIÇÃO E AUTOMAÇÃO	115.396
10.	ESTRUTURA SUPORTE DE EQUIPAMENTO E BARRAMENTO	105.981

As dez principais baixas (pelo critério de valor) ao imobilizado em serviço no exercício foram:

	Descrição do bem	em R\$ mil
1.	TRANSFORMADOR DE MEDIDA	24.598
2.	DISJUNTOR	22.150
3.	CHAVE	18.258
4.	PÁRA-RAIOS	17.900
5.	EQUIPAMENTO GERAL DE INFORMÁTICA	11.430
6.	EQUIPAMENTO GERAL	3.996
7.	URBANIZAÇÃO E BENFEITORIAS	3.806
8.	TRANSFORMADOR DE FORÇA	3.066
9.	SISTEMA DE ATERRAMENTO	2.807
10.	EDIFICAÇÃO	2.730

Prática contábil

O imobilizado é mensurado inicialmente pelo seu custo. O custo inclui os gastos diretamente atribuídos à aquisição ou construção dos ativos e os gastos para colocação do ativo em funcionamento. Subsequentemente, os imobilizados são deduzidos pela depreciação e pela perda por redução do valor recuperável, se verificada, vide a nota 17.

Os itens do ativo imobilizado referem-se substancialmente à infraestrutura de geração de energia elétrica das concessões da Companhia. A depreciação desses ativos inicia quando estão prontos para operar, sendo reconhecida linearmente com base na vida útil estimada de cada ativo e no valor residual desses ativos ao final das concessões. A Companhia considera que a vida útil estimada pela ANEEL para os itens do imobilizado expressam adequadamente o tempo de vida útil dos bens, por isso adota as taxas de depreciação determinadas pela ANEEL.

Os ativos de Direito de Uso são depreciados também linearmente, pelos prazos contratuais de arrendamentos.

NOTA 16 – INTANGÍVEL

16.1 - Intangível segregado por natureza e atividade

		31/12/2022		31/12/2021	
	Taxas médias anuais de amortização (%)	Custo	Amortização acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Em serviço					
Geração	20,00%	28.637.895	(31.848)	28.606.047	297.205
Transmissão		572.887	-	572.887	550.643
Administração	20,00%	126.823	(114.786)	12.037	13.023
		29.337.605	(146.634)	29.190.971	860.871
Em curso					
Geração		13.012	-	13.012	37.991
Transmissão		222.569	-	222.569	223.564
Administração		236.746	-	236.746	165.585
		472.327	-	472.327	427.140
Impairment					
Geração		(51.543)	-	(51.543)	-
		(51.543)	-	(51.543)	-
Total		29.758.389	(146.634)	29.611.755	1.288.011

16.2 - Movimentação do Intangível

Intangível - R\$ Mil	Valor em 31/12/2021	Adições	Transferências Curso Serviço	Provisão	Amortização	Transferências entre Contas	Valor em 31/12/2022
Geração em Serviço							
Servidões	297.205	-	28.337.781		(28.939)	-	28.606.047
	297.205	-	28.337.781		(28.939)	-	28.606.047
Geração em Curso							
Servidões	37.991	28.312.802	(28.337.781)		-	-	13.012
	37.991	28.312.802	(28.337.781)	-	-	-	13.012
Geração - Impairment							
	-	-	-	(51.543)	-	-	(51.543)
Transmissão em Serviço							
Servidões	550.643	-	22.244		-	-	572.887
	550.643	-	22.244		-	-	572.887
Transmissão em Curso							
Softwares	223.564	37.505	(22.244)			(16.256)	222.569
	223.564	37.505	(22.244)		-	(16.256)	222.569
Administração em Serviço							
Softwares	126.820		-			-	126.820
Amortização	(113.797)	-	-		(989)	3	(114.783)
	13.023	-	-		(989)	3	12.037
Administração em Curso							
Softwares	165.585	71.161	-		-	-	236.746
	165.585	71.161	-		-	-	236.746
Total do Intangível	1.288.011	28.421.468	-	(51.543)	(29.928)	(16.253)	29.611.755

Intangível - R\$ Mil	Valor em 31/12/2020	Adições	Transferências Curso Serviço	GSF	Amortização	Transferências entre Contas	Incorporação SPE	Valor em 31/12/2021
Geração em Serviço								
Servidões	-		290.904		(2.909)	956	8.254	297.205
	-	-	290.904		(2.909)	956	8.254	297.205
Geração em Curso								
Servidões	35.352	2.627	(290.904)	290.905	-	11		37.991
	35.352	2.627	(290.904)	290.905	-	11		37.991
Transmissão em Serviço								
Servidões	548.879	-	806		-	958		550.643
	548.879	-	806		-	958		550.643
Transmissão em Curso								
Softwares	198.171	26.199	(806)					223.564
	198.171	26.199	(806)		-	-		223.564
Administração em Serviço								
Softwares	127.443		2.623			(3.246)		126.820
Amortização	(109.055)	-	-		(3.777)	(965)		(113.797)
	18.388	-	2.623		(3.777)	(4.211)		13.023
Administração em Curso								
Softwares	112.437	53.199	(2.623)		-	2.572		165.585
	112.437	53.199	(2.623)		-	2.572		165.585
Total do Intangível	913.227	82.025	-	290.905	(6.686)	286	8.254	1.288.011

Prática contábil

O intangível é mensurado inicialmente pelo seu custo e subsequentemente deduzido pela amortização e pela perda por redução do valor recuperável, se verificada, vide a nota 17.

O intangível da Companhia é formado substancialmente pelos direitos adquiridos de explorar empreendimentos de geração de energia elétrica além dos prazos originais das concessões, que foram adquiridos no processo de repactuação do risco hidrológico, ocorrido em 2021, e no processo de desestatização da Eletrobras, ocorrido em 2022.

O custo inicial dos intangíveis provenientes da repactuação do risco hidrológico foi formado com base no valor presente líquido, calculado pela Câmara de Comercialização de Energia elétrica - CCEE, originado pelo prazo estendido para as concessões. A amortização desse custo será linear, considerando o prazo estendido para as concessões.

O custo inicial dos intangíveis provenientes do processo de desestatização da Eletrobras foi formado com base no valor das obrigações e indenizações determinadas pela Lei 14.182/2021, vide a nota 1.1. Os intangíveis provenientes do processo de desestatização da Eletrobras serão amortizados de forma progressiva, de acordo com a projeção de evolução das receitas associadas.

NOTA 17 – VALOR RECUPERÁVEL DOS ATIVOS DE LONGO PRAZO

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 Companhia 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: 4,82% e 5,58% para o segmento de geração sem e com o benefício fiscal SUDAM/SUDENE, respectivamente 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 6,51% e 11,50%;
- 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 de seus empreendimentos como unidades geradoras de caixa independentes.

Em setembro de 2022, mediante os efeitos da capitalização da Eletrobras sobre as receitas e ativos das Unidades Geradoras de Caixa (UCG) participantes do regime de cotas da Companhia, foram identificadas circunstâncias que exigiram a aplicação do teste de recuperabilidade para esses ativos, em consonância com o Pronunciamento Técnico CPC 01 (R1) – Redução ao valor recuperável de ativos (IAS 36), observou-se indicativo de registro de provisão para as UCGs Funil e Pedra, devido, principalmente, à redução da garantia física dessas usinas.

Seguem abaixo as posições de perda estimada por irrecuperabilidade de ativos (impairment) no exercício:

	31/12/2022				31/12/2021			
	Geração	Transmissão	Administração	Total	Geração	Transmissão	Administração	Total
Imobilizado	(234.734)	(369.124)	-	(603.858)	(257.579)	(418.065)	-	(675.644)
Intangível	(51.543)	-	-	(51.543)	-	-	-	-
Total	(286.277)	(369.124)	-	(655.401)	(257.579)	(418.065)	-	(675.644)

A movimentação das estimativas para perda por irrecuperabilidade é como segue:

Unidade geradora de caixa	31/12/2021	Adições	Reversões	31/12/2022
Geração				
Casa Nova	(78.541)	-	22.845	(55.696)
Casa Nova (B a G)	(179.038)	-	-	(179.038)
Funil e Pedra	-	(65.505)	13.962	(51.543)
	(257.579)	(65.505)	36.807	(286.277)
Transmissão				
Contrato n.º 061/2001	-	-	-	-
Demais contratos de transmissão	(418.065)	-	48.941	(369.124)
	(418.065)	-	48.941	(369.124)
Total	(675.644)	(65.505)	85.748	(655.401)

Prática contábil

A Companhia avalia periodicamente se há indicação de desvalorização dos seus principais ativos não financeiros (investimentos em participações societárias, imobilizado e intangível). A avaliação é realizada por Unidade Geradora de Caixa - UGC, que corresponde a um grupo de ativos capaz de gerar entradas de caixa, entradas essas que são em grande parte independentes das entradas de caixa de outros ativos ou outros grupos de ativos.

Se houver indicação de desvalorização, o valor recuperável da UGC é estimado e confrontado com o saldo contábil atual. Caso o valor recuperável seja inferior ao valor contábil, é registrada perda com desvalorização do ativo.

O valor recuperável do ativo é o maior entre o valor em uso e o valor justo. Em síntese, o valor em uso é o valor presente de fluxos de caixa futuros advindos da operação do ativo e o valor justo é o preço que seria recebido pela venda do ativo em transação não forçada.

Por não haver mercado ativo para a negociação dos seus ativos e por acreditar que o cálculo do valor justo a partir de premissas do mercado se aproximariam do valor em uso, na maior parte dos testes de impairment, a Companhia admite como valor recuperável o valor em uso, que corresponde ao valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados, com de taxa de desconto que reflete a avaliação atual de mercado e/ou custo de oportunidade da Companhia, o valor da moeda no tempo e os riscos específicos do ativo.

Para os testes de *impairment* dos ativos que a Companhia iniciou estudos para negociação, ainda não caracterizados contabilmente como disponível para venda, o valor justo é considerado, sendo calculado com base na média dos valores das propostas, ainda não vinculantes, recebidas dos possíveis interessados.

NOTA 18 - FORNECEDORES

O saldo da conta Fornecedores apresenta a seguinte composição:

	31/12/2022	31/12/2021
Circulante		
Bens Materiais e Serviços	469.316	332.617
Encargos de uso de rede elétrica	85.181	62.228
CCEE - Energia de curto prazo	67.887	65.766
Total	622.384	460.611

Prática contábil

As obrigações com os fornecedores da Companhia são reconhecidas pelos valores das transações e liquidadas pelos pagamentos. Não há juros embutidos nessas obrigações.

NOTA 19 – EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E DEBÊNTURES

A composição dos empréstimos, financiamentos e debêntures devidos pela Chesf é divulgada a seguir:

	31/12/2022			31/12/2021		
	Taxa Média	Circulante	Não Circulante	Taxa Média	Circulante	Não Circulante
Moeda Nacional						
Banco do Nordeste	7,43%	44.669	474.786	9,41%	31.612	517.913
BNDES	8,16%	69.063	195.055	6,79%	71.580	261.456
SAFRA	19,58%	74.935	25.710	6,99%	81.814	69.352
Total		188.667	695.551		185.006	848.721

	31/12/2022			31/12/2021		
	Taxa Média	Circulante	Não Circulante	Taxa Média	Circulante	Não Circulante
Debêntures						
Vencimento 15/01/2029	6,96%	18.740	132.155	7,17%	14.474	141.445
Total		18.740	132.155		14.474	141.445
Total Financiamentos, empréstimos e debêntures		207.407	827.706		199.480	990.166

19.1 - Movimentação dos empréstimos, financiamentos e debêntures

A movimentação apresentada a seguir compreende os exercícios findos em 31 de dezembro de 2022 e 2021.

Saldo inicial em 31 de dezembro 2021 e 2020	1.189.646	1.252.796
Captação	-	122.640
Juros, encargos, Variações monetária e incorridos	102.894	115.352
Juros Pagos	(93.378)	(96.448)
Amortização do Principal	(164.793)	(205.265)
Custos de transação apropriado	744	571
Saldo final em 31 de dezembro 2022 e 2021	1.035.113	1.189.646

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

2023	2024	2025	2026	2027	Após 2027	Total
207.407	140.500	101.865	107.893	154.833	322.615	1.035.113

19.2 - Garantias

O montante garantido para as controladas em conjunto é de R\$ 75.980, em 31 de dezembro de 2022, e é apresentado no quadro abaixo.

Empreendimento	Saldo Devedor Garantido em 31/12/2022	Término da Garantia
UHE Sinop	75.980	15/06/2032

19.3 – Obrigações Assumidas - Covenants

A Companhia possui cláusulas restritivas (covenants) em alguns de seus contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures. Os principais covenants são referentes a: (i) dívida líquida sobre EBITDA, (ii) índice de cobertura do serviço da dívida (ICSD), (iii) garantias corporativas, (iv) requisitos para alteração de controle societário e (v) limitação à venda significativa de ativos. Ressalta-se que não houve identificação de evento de descumprimento de covenants no exercício findo em 31 de dezembro de 2022.

Prática contábil

Os empréstimos, financiamentos e debêntures são reconhecidos inicialmente pelo valor da transação e atualizados subsequentemente pelos encargos contratuais (juros, atualizações monetárias e variações cambiais) e pelos pagamentos realizados.

NOTA 20 – TRIBUTOS A RECOLHER

	31/12/2022	31/12/2021
Passivo circulante		
PIS/COFINS	50.784	78.770
IRRF/CSRF	149.868	34.380
ICMS	262	811
INSS/FGTS	73.118	32.265
ISS	10.115	8.265
Outros	1.592	1.348
Total	285.739	155.839

NOTA 21 – ENCARGOS SETORIAIS

	31/12/2022	31/12/2021
Circulante		
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	294.686	8.221
Quota RGR	2.975	4.219
Compensação pelo Uso de Recursos Hídricos	42.837	21.789
Quota PROINFA	8.785	-
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica	4.144	1.894
	353.427	36.123
Não circulante		
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	219.571	459.416
	219.571	459.416
Total	572.998	495.539

21.1. 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.

21.2. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - Proinfa

Instituído pela Lei nº 10.438/2002, em seu art. 3º, alterado pelo art. 9º da Lei nº 10.762/2003, e pelo artigo 2º da Lei nº 10.889/2004, tem o objetivo de aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica, privilegiando empreendedores que não tenham vínculos societários com concessionárias de geração, transmissão, ou distribuição de energia elétrica, e visando, também, ao aumento da participação de agentes no Setor Elétrico.

21.3. Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH

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.

21.4. Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

Criada pela Lei nº 10.438/2002, com a finalidade de prover recursos para: i) o desenvolvimento energético dos Estados; ii) a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral, nas áreas atendidas pelos sistemas elétricos interligados; iii) promover a universalização do serviço público de energia elétrica em todo o território nacional. Os recursos são provenientes: (i) dos pagamentos anuais realizados a título de Uso de Bem Público – UBP, estabelecidos nas concessões de geração; (ii) multas aplicadas pela Aneel; e (iii) dos pagamentos de cotas anuais por parte de todos os agentes que comercializam energia elétrica com o consumidor final no Sistema Interligado Nacional - SIN, com base nos valores da CCC dos sistemas interligados referentes ao ano de 2001, atualizados anualmente pelo crescimento do

mercado e pelo IPCA. A partir do exercício de 2013, como um dos instrumentos para viabilizar a redução na conta de energia, essa contribuição foi reduzida para 25% da taxa vigente.

21.5. Pesquisa e Desenvolvimento - P&D

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.

21.6. Taxa de Fiscalização do Serviço Público de Energia Elétrica – TFSEE

Instituída pela Lei nº 9.427/1996, equivale a 0,5% do benefício econômico anual auferido pela concessionária, permissionária ou autorizada do Serviço Público de Energia Elétrica. Seu valor anual é estabelecido pela Aneel com a finalidade de constituir sua receita para a cobertura do custeio de suas atividades. Para os segmentos de geração e de transmissão (produtores independentes, autoprodutores, concessionários, permissionários) o valor é determinado no início de cada ano civil, e para os distribuidores, o cálculo se dá a cada data de aniversário da concessão. Os valores estabelecidos em resolução são pagos mensalmente em duodécimos, e sua gestão é exercida pela Aneel.

Prática contábil

A Companhia reconhece como obrigações a recolher os encargos setoriais calculados com base na receita bruta do período, de acordo com os percentuais estabelecidos pelas leis. Na demonstração de resultados, os encargos setoriais são apresentados na receita líquida, como redutores da receita bruta.

NOTA 22 – REMUNERAÇÃO AOS ACIONISTAS

	31/12/2022	31/12/2021
JCP do exercício de 2022	591.811	-
Dividendos do exercício de 2021	-	1.298.744
Dividendos não reclamados	236	185
Total	592.047	1.298.929

Prática contábil

A Companhia 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 Reserva especial de dividendos não distribuídos, até a aprovação em Assembleia Geral.

NOTA 23 – ADIANTAMENTO PARA FUTURO AUMENTO DE CAPITAL

A Companhia apresenta no passivo não circulante, valores correspondentes a AFAC, conforme movimentação abaixo:

Saldo em 31 de dezembro de 2021	-
Adições	11.766.222
Saldo em 31 de dezembro de 2022	11.766.222

Prática contábil

Os recursos recebidos da Eletrobras, a título de adiantamento para futuro aumento de capital, são classificados no passivo não circulante quando a totalidade das condições para a integralização desses recursos no capital social da Companhia não estiverem satisfeitas, principalmente no que se relaciona com a quantidade de ações.

Após o período de um ano, os adiantamentos para futuro aumento de capital não integralizados passam a ser atualizados por indexador estabelecido contratualmente.

NOTA 24 – CONTRATO ONEROSO

	Saldo em 31/12/2021	Constituição	Saldo em 31/12/2022
Geração			
Jirau	67.298	23.201	90.499
	67.298	23.201	90.499
Total	67.298	23.201	90.499

	Saldo em 31/12/2020	Reversão	Saldo em 31/12/2021
Geração			
Jirau	100.478	(33.180)	67.298
	100.478	(33.180)	67.298
Total	100.478	(33.180)	67.298

A variação no contrato oneroso da comercialização da compra de energia de Jirau foi decorrente de testes realizados no período à taxa de 5,58% e os períodos de vigência dos respectivos contratos, principalmente devido à variação de preços do Ambiente de Contratação Livre – ACL.

Prática contábil

No processo de teste de impairment dos ativos da Companhia, se verificado contratos de concessão cujos custos inevitáveis de satisfazer as obrigações do contrato excedem os benefícios econômicos que se espera sejam recebidos ao longo contrato, a diferença é registrada no passivo, como provisão de contrato oneroso, e na demonstração de resultados, no grupo de provisões operacionais

NOTA 25 – BENEFÍCIOS AOS EMPREGADOS

25.1 – Benefícios pós emprego

A Chesf oferece aos seus atuais e futuros aposentados e aos seus dependentes benefícios do tipo previdenciário, de assistência à saúde e seguro de vida pós-emprego. Esses benefícios são classificados como Benefícios Definidos – BD, Contribuição Definida – CD e Benefício Saldado – BS.

O plano de benefício definido 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 dos fundos de pensão 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:

	31/12/2022	31/12/2021
Circulante		
Planos de benefícios previdenciários	187.658	167.869
Total	187.658	167.869
Não Circulante		
Planos de benefícios previdenciários	3.579.524	3.314.875
Total	3.579.524	3.314.875

25.1.1 Planos previdenciários

Valores reconhecidos no balanço patrimonial e demonstração do resultado do exercício:

	31/12/2022			
	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Total
Valor presente das obrigações atuariais parciais ou totalmente cobertas (a)	4.565.969	1.631.042	2.995.631	9.192.642
(-) Valor justo dos ativos do plano (b)				
Valores Disponíveis Imediatos	740	54	227	1.021
Realizáveis	86.424	35.516	85.694	207.634
Investimentos em Renda Fixa	1.926.979	1.306.919	2.933.292	6.167.190
Investimentos em Renda Variável	240.859	130.203	637.613	1.008.675
Investimentos Imobiliários	13.119	-	4.608	17.727
Investimentos Estruturados	150.206	232.680	292.213	675.099
Empréstimos e Financiamentos	124.610	22.042	78.708	225.360
(-) Recursos a receber do patrocinador e participante	-	-	(2.363.764)	(2.363.764)
(-) Exigíveis Operacionais	(55.991)	(6.298)	(15.215)	(77.504)
(-) Exigíveis Contingenciais	(90.078)	-	-	(90.078)
(-) Fundos de Investimentos	(403)	(8.850)	(11.622)	(20.875)
(-) Fundos Administrativos	(86.424)	(35.516)	(85.694)	(207.634)
(-) Fundos Previdenciário	-	-	(20.691)	(20.691)
Total do ativos	2.310.041	1.676.750	1.535.369	5.522.160
Superávit Não Recuperável (Efeito do Limite de Ativo)	-	45.708	-	45.708
Contrato de Dívida Já reconhecido	-	50.992	-	50.992
Passivo (Ativo) líquido	2.255.928	50.992	1.460.262	3.767.182

	31/12/2021			
	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Total
Valor presente das obrigações atuariais parciais ou totalmente cobertas (a)	4.780.604	1.651.752	2.995.032	9.427.388
(-) Valor justo dos ativos do plano (b)				
Valores Disponíveis Imediatos	397	31	56	484
Realizáveis	65.721	30.170	93.181	189.072
Investimentos em Renda Fixa	1.903.159	1.342.122	2.656.898	5.902.179
Investimentos em Renda Variável	333.166	149.662	660.320	1.143.148
Investimentos Imobiliários	13.778	7.188	23.482	44.448
Investimentos Estruturados	282.100	214.766	529.768	1.026.634
Empréstimos e Financiamentos	149.435	27.698	95.896	273.029
(-) Recursos a receber do patrocinador e participante	-	-	(2.191.594)	(2.191.594)
(-) Exigíveis previdenciários	(43.339)	(4.500)	(22.714)	(70.553)
(-) Exigíveis Contingenciais	(75.706)	-	-	(75.706)
(-) Fundos de Investimentos	(29.465)	(8.094)	(10.712)	(48.271)
(-) Fundos Administrativos	(63.845)	(29.547)	(60.368)	(153.760)
(-) Fundos Previdenciais	-	-	(21.025)	(21.025)
Total do ativos	2.535.401	1.729.496	1.753.188	6.018.085
Passivo (Ativo) líquido	2.245.203	-	1.241.844	3.409.303

Demonstração do Resultado - Planos Previdenciários	31/12/2022			
	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Total
Custo de serviço corrente	(117)	-	11.564	11.447
Custo de juros líquidos	203.867	-	120.146	324.013
Despesa/(receita) atuarial reconhecida no exercício	203.750	-	131.710	335.460

Demonstração do Resultado - Planos Previdenciários	31/12/2021			
	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Total
Custo de serviço corrente	(96)	-	1.330	1.234
Custo de juros líquidos	126.742	18.825	79.548	225.115
Despesa/(receita) atuarial reconhecida no exercício	126.646	18.825	80.878	226.349

a) Valor presente das obrigações atuariais parciais ou totalmente cobertas

As movimentações nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2022 e 2021, referentes aos planos previdenciários são as seguintes:

	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Total
Saldo inicial em 31 de dezembro de 2021	4.780.604	1.651.752	2.995.032	9.427.388
Custo de serviço corrente	(117)	-	11.563	11.446
Juros sobre a obrigação atuarial	431.000	152.066	280.218	863.284
Benefícios pagos no ano	(487.144)	(125.878)	(235.394)	(848.416)
Contribuições Normais do Participante	189	-	-	189
Perda sobre as obrigações atuariais decorrentes de remensuração	(158.563)	(46.898)	(55.788)	(261.249)
Perdas atuariais decorrentes de mudanças de premissas financeiras	(158.563)	(46.898)	(55.788)	(261.249)
Perdas atuariais decorrentes de ajustes pela experiência	-	-	-	-
Saldo final em 31 de dezembro de 2022	4.565.969	1.631.042	2.995.631	9.192.642

	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Total
Saldo inicial em 31 de dezembro de 2020	5.125.469	1.911.998	3.139.451	10.176.918
Custo de serviço corrente	(96)	-	1.330	1.234
Juros sobre a obrigação atuarial	299.516	120.590	202.097	622.203
Benefícios pagos no ano	(422.095)	(105.636)	(199.608)	(727.339)
Contribuições Normais do Participante	159	-	-	159
Perda sobre as obrigações atuariais decorrentes de remensuração	(222.349)	(275.200)	(148.238)	(645.787)
Perdas atuariais decorrentes de mudanças de premissas financeiras	(222.349)	(275.200)	(148.238)	(645.787)
Perdas atuariais decorrentes de ajustes pela experiência	-	-	-	-
Saldo final em 31 de dezembro de 2021	4.780.604	1.651.752	2.995.032	9.427.388

b) Valor justo dos ativos do plano

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 em empreendimentos imobiliários, para aluguel e renda, são determinados pelo método comparativo direto de dados de mercado, com a adoção dos procedimentos matemáticos recomendados pelas NBR-14653-1 e 2 da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT).

As movimentações nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2022 e 2021, referentes aos planos previdenciários são as seguintes:

	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Total
Saldo inicial em 31 de dezembro 2021	2.535.401	1.729.496	1.753.188	6.018.085
Benefícios pagos durante o exercício	(487.144)	(125.878)	(235.394)	(848.416)
Contribuições de participante vertidas durante o exercício	189	-	-	189
Contribuições do empregador vertidas durante o exercício	124.651	62.205	-	186.856
Juros sobre o valor justo do ativo do plano	227.133	159.684	160.072	546.889
Ganho sobre os ativos do plano (excluindo as receitas de juros)	(90.188)	(148.756)	(142.497)	(381.441)
Saldo final em 31 de dezembro 2022	2.310.042	1.676.751	1.535.369	5.522.162

	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Total
Saldo inicial em 31 de dezembro 2020	2.959.323	1.620.636	1.925.714	6.505.673
Benefícios pagos durante o exercício	(422.095)	(105.636)	(199.608)	(727.339)
Contribuições de participante vertidas durante o exercício	159	-	-	159
Contribuições do empregador vertidas durante o exercício	173.216	3.506	5.992	182.714
Juros sobre o valor justo do ativo do plano	172.774	101.765	122.548	397.087
Ganho sobre os ativos do plano (excluindo as receitas de juros)	(347.976)	109.225	(101.458)	(340.209)
Saldo final em 31 de dezembro 2021	2.535.401	1.729.496	1.753.188	6.018.085

25.1.2 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		
	31/12/2022	31/12/2021
Plano BD:		
Taxa de Desconto	6,10%	5,25%
Inflação	4,00%	4,00%
Taxa de Crescimento Real dos Salários	1,25%	1,25%
Taxa de Crescimento Real dos Benefícios	Nula	Nula
Fator de Capacidade Benefícios e Salários	98,00%	98,00%
Duration	7,16	7,71
Plano BS:		
Taxa de Desconto	6,11%	5,36%
Inflação	4,00%	4,00%
Taxa de Crescimento Real dos Salários	Não Aplicável	Não Aplicável
Taxa de Crescimento Real dos Benefícios	Nula	Nula
Fator de Capacidade Benefícios e Salários	98%	98%
Duration	8,80	9,44
Plano CD:		
Taxa de Desconto	6,16%	5,48%
Inflação	4,00%	4,00%
Taxa de Crescimento Real dos Salários	1,25%	1,25%
Taxa de Crescimento Real dos Benefícios	Nula	Nula
Fator de Capacidade Benefícios e Salários	98,00%	98,00%
Duration	10,39	10,84

Hipóteses Demográficas		
	31/12/2022	31/12/2021
Plano BD:		
Tábua de Mortalidade Geral	AT-2000 Basic, segregada por sexo	AT-2000 Basic, segregada por sexo
Tábua de Mortalidade de Inválidos	AT-49, segregada por sexo	AT-49, segregada por sexo
Tábua de Entrada em Invalidez	Winklevoss desagravada em 20%	TASA 1927, agravada em 20%
Rotatividade	Nula	Nula
Composição Familiar	80% de casados com diferença de idade de 6 anos entre o cônjuge masculino e feminino	80% de casados com diferença de idade de 6 anos entre o cônjuge masculino e feminino
Entrada em Aposentadoria	100% na primeira elegibilidade	100% na primeira elegibilidade
Plano BS:		
Tábua de Mortalidade Geral	AT-2000 Basic desagravada em 20%, segregada por sexo	AT-2000 Basic desagravada em 20%, segregada por sexo
Tábua de Mortalidade de Inválidos	AT-49, segregada por sexo	AT-49, segregada por sexo
Tábua de Entrada em Invalidez	Winklevoss desagravada em 20%	TASA 1927 agravada em 20%
Rotatividade	Nula	Nula
Composição Familiar	82% de casados com diferença de idade de 4 anos entre o cônjuge masculino e feminino	82% de casados com diferença de idade de 5 anos entre o cônjuge masculino e feminino
Entrada em Aposentadoria	100% na primeira elegibilidade	100% na primeira elegibilidade
Plano CD:		
Tábua de Mortalidade Geral	AT-2000 Basic desagravada em 20%, segregada por sexo	AT-2000 Basic desagravada em 20%, segregada por sexo
Tábua de Mortalidade de Inválidos	AT-49, segregada por sexo	AT-49, segregada por sexo
Tábua de Entrada em Invalidez	Winklevoss desagravada em 20%	TASA 1927 agravada em 20%
Rotatividade	Nula	2,48% a.a
Composição Familiar	82% de casados com diferença de idade de 4 anos entre o cônjuge masculino e feminino	82% de casados com diferença de idade de 5 anos entre o cônjuge masculino e feminino
Entrada em Aposentadoria	100% na primeira elegibilidade	100% na primeira elegibilidade

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.

25.1.3 - Resultados atuariais

Resultados de benefícios definidos previdenciários - Montantes reconhecidos em Outros Resultados Abrangentes:

	2022	2021
Ganhos (perdas) atuariais reconhecidos em ORA no exercício líquidos dos impostos diferidos - Programa Previdenciário	(203.933)	160.614

25.1.4 Contribuições patronais

Em 31 de dezembro de 2022, as contribuições feitas pela Companhia, para a constituição das provisões matemáticas de benefícios do Plano BD e BS atingiram R\$ 124.651 (R\$ 173.216 em 2021) e R\$ 62.205 (R\$ 3.506 em 2021), respectivamente.

A Companhia espera contribuir com R\$ 460.313 com o plano BD e com R\$ 136.428 com o plano BS durante o próximo exercício.

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

Programa Previdenciário	31/12/2022						Total
	2022	2023	2024	2025	2026	2027 em diante	
Plano BD	460.313	425.775	392.846	361.467	331.594	2.593.974	4.565.969
Plano BS	136.428	127.491	119.020	110.995	103.390	1.033.718	1.631.042
Plano CD	229.022	214.845	201.403	188.656	176.424	2.014.275	3.024.625

Programa Previdenciário	31/12/2021						Total
	2022	2023	2024	2025	2026	2027 em diante	
Plano BD	449.149	418.034	388.176	359.593	332.253	2.833.399	4.780.604
Plano BS	126.996	119.669	112.632	105.899	99.465	1.087.091	1.651.752
Plano CD	211.889	200.114	188.862	178.106	167.823	2.048.238	2.995.032

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.

- baixa, a obrigação de benefício definido teria redução de R\$ 416.193 ou aumento de R\$ 480.224, respectivamente.
- Se a expectativa de crescimento salarial sobre as obrigações aumentasse ou diminuísse em 1%, a obrigação de benefício definido teria um aumento de R\$ 79 ou teria uma redução de R\$ 76, respectivamente.

	Cenário I (+1%)		Cenário II (-1%)
Obrigações de benefícios definidos	480.224	-	416.193
Expectativa de crescimento salarial	79	-	76

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.

Prática contábil

Planos previdenciários

A Companhia patrocina 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.

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.

- 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.

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.

NOTA 26 – PROVISÕES PARA LITÍGIOS E PASSIVOS CONTINGENTES

A companhia é parte envolvida em diversas ações em andamento no âmbito do judiciário, principalmente nas esferas cível, trabalhista e fiscal, que se encontram em vários estágios de julgamento. As principais ações se referem a:

26.1 – Provisões para litígios

A companhia constitui provisões em montante suficiente para cobrir as perdas consideradas prováveis e para as quais uma estimativa confiável possa ser realizada nos seguintes valores:

	31/12/2022	31/12/2021
Não Circulante		
Cíveis	3.990.417	2.963.392
Trabalhistas	175.563	129.073
Tributárias	31.556	36.055
Ambientais	11.161	2.240
	4.208.697	3.130.760
Total	4.208.697	3.130.760

As provisões tiveram, no exercício findo em 31 de dezembro de 2022, a seguinte evolução:

Saldo em 31 de dezembro de 2021	3.130.760
Constituição de provisões	739.896
Atualização Monetária	262.079
Depósitos judiciais	156.697
Baixas	(80.735)
Saldo em 31 de dezembro de 2022	4.208.697

A movimentação da constituição de provisões 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 nulidade parcial de aditivo contratual (Fator K).

As provisões para litígios relevantes, acrescidos de juros e atualização monetária, cuja probabilidade de perda é considerada provável, são discutidos a seguir:

26.2.1 - Cíveis

Em 31 de dezembro de 2022 a Companhia possui ações judiciais cíveis de R\$ 3.990.417 (R\$ 2.963.392 em 31 de dezembro de 2021), sendo está a estimativa provável de saída de recursos para liquidar estes processos.

Nos processos cíveis discutem-se principalmente processos decorrentes de pagamentos, multa e encargos por supostos atrasos de inadimplementos, ações coletivas de títulos putativos, e ações cíveis ligadas a relação de consumo, relativas a indenizações por danos morais e materiais decorrentes principalmente de irregularidades na medição de consumo e cobranças indevidas conforme os principais processos descritos abaixo:

- Ação Ordinária nº 0505839-74.1995.8.17.0001 – Rescisão Contratual

Parte Adversa – Consórcio CBPO/CONSTRAN/Mendes Júnior. (Réu e Reconvinte)

Resumo das Decisões de Mérito - Improcedente a ação de declaração de nulidade parcial de aditivo (Fator K de correção analítica de preços) e procedente a reconvenção das rés.

Resumo do Histórico - A Chesf é autora, em face do Consórcio formado pela Companhia Brasileira de Projetos e Obras - CBPO, CONSTRAN S.A. - Construções e Comércio e Mendes Júnior Engenharia S.A., de Ação de Declaração de Nulidade Parcial de Aditivo (Fator K de correção analítica de preços) e devolução em dobro de importâncias pagas, a título de Fator K, no valor de aproximadamente R\$ 350.000 (valores da época, convertidos em reais). As rés contestaram ação e, em paralelo, ajuizaram uma reconvenção pleiteando a condenação da Chesf a pagamentos vencidos decorrentes do mesmo aditivo contratual não tempestivamente liquidados pela Companhia (glosa parcial do Fator K entre julho de 1990 e dezembro de 1993, em obediência à Lei nº 8.030/1990, e suspensão integral do pagamento do Fator K, no período de janeiro de 1994 a janeiro de 1996).

Após tramitação processual nas instâncias ordinárias, foi declarada a competência da Justiça Estadual (TJPE) que julgou improcedente a ação da Chesf e procedente a reconvenção das rés.

Em tramitação perante o STJ (REsp 726.446) por força de recurso da Chesf, foi julgado majoritariamente improcedente (agosto/2010), posteriormente objeto de Embargos de Declarações sucessivos de todas as partes. Pelos Embargos interpostos pelas partes adversas, modificou-se a decisão parcialmente no que diz respeito a honorários de sucumbência. A partir de então, se sucederam diversos recursos das partes envolvidas, sem que nenhum deles tivesse efeito modificativo. O Recurso Extraordinário, destinado ao Supremo Tribunal Federal, interposto oportunamente pela Chesf, aguarda o esgotamento da apreciação do Recurso Especial em todas as suas instâncias internas do STJ.

Em paralelo, tramita em primeira instância procedimento de “Cumprimento provisório de sentença”, proposto pelas mesmas partes adversas à Chesf no caso, onde: a) 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; b) 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; c) Até dezembro de 2016 houve a penhora de ativos financeiros bancários da Chesf em montante aproximado de R\$ 500; e d) A Chesf apresentou recursos de agravo e reclamação pendentes de apreciação pelo TJPE. Em dezembro de 2016, Chesf impetrou Recurso Especial junto ao Superior Tribunal de Justiça - STJ (REsp 1.530.912), que resultou em liminar atribuindo efeito suspensivo ao referido recurso, para suspender a referida ação de liquidação, bem assim a ação “Cumprimento Provisório de Sentença”, liberando-se na íntegra (alvará expedido em 26/01/2017, em favor da Chesf), a totalidade do valor até então bloqueado/penhorado.

Em 21 de outubro de 2022 no Cumprimento Provisório de Sentença, processo n.0505839-74.1995.8.17.0001, o juiz da 12ª Vara determinou que a Diretoria Cível registre a cessão definitiva e dação em pagamento em favor da Mendesprev Sociedade Previdenciária, no valor de R\$ 330.015.685,01 em razão do crédito a que possa ter direito a Mendes Junior Engenharia S.A (exequente), por força do acordo firmado nos autos de nº 1740290-02.2014.8.13.0024 da 35ª Vara Cível da Comarca de Belo Horizonte. Em 23 de dezembro de 2022. Os autos do Cumprimento Provisório de Sentença foram arquivados provisoriamente.

No âmbito da Ação de Liquidação, o REsp 1.530.912 em 20 de abril de 2021 teve proclamado parcial julgamento para acolher a arguição de nulidade do feito pela violação do art. 5º da Lei 9.469/1997, determinando a remessa da ação principal e da liquidação para julgamento pela Justiça.

A Administração da Companhia, fundamentada na opinião de seus procuradores jurídicos, atualizou a provisão, para o montante total de R\$ 2.067.368 (R\$ 1.749.709 em 31 de dezembro de 2021), sendo este valor correspondente ao valor da condenação principal e ao valor da condenação em honorários de sucumbência em favor dos patronos das partes adversas à Chesf.

- Ação de indenização nº 0012492-28.2010.4.05.8300

Parte Adversa – Consórcio CBPO/CONSTRAN/Mendes Júnior.

Resumo das Decisões de Mérito - Proferida sentença condenatória em desfavor da Chesf, determinando o pagamento da importância de R\$ 23.766, a preços de setembro de 2004 (R\$ 51.568, segundo cálculos da Chesf, em 31 de março de 2010).

Em grau recursal, determinou-se a condenação ao pagamento de indenização relativa aos encargos moratórios calculados incorretamente sobre as parcelas pagas com atraso pela Chesf. Prevalecendo as conclusões do perito judicial no que tange ao equívoco da Chesf no cálculo dos encargos contratuais, exceto no que tange à necessidade de correção do anatocismo verificado no pagamento parcial das faturas e na incidência de juros de mora da parte dispositiva da sentença após 30 de setembro de 2001.

Resumo do Histórico - Ação de indenização ajuizada pelo Consórcio formado pelas empresas CBPO/CONSTRAN/Mendes Júnior, ajuizada em 08 de junho de 1999, processo nº 0012492-28.2010.4.05.8300, na qual pede a condenação da Companhia ao pagamento de compensação financeira adicional, em virtude de atraso no pagamento das faturas do contrato referente à Usina Hidrelétrica Xingó, para as faturas emitidas após 30 de abril de 1990 (“Pós-Collor”). Na aludida ação, as autoras formularam pedidos genéricos, limitando-se a apontar a existência de um suposto direito a compensação financeira, remetendo a apuração dos valores para a liquidação da sentença.

A Chesf contestou a ação, inclusive pedindo que a União Federal fosse admitida no feito, com a consequente remessa do processo a uma das Varas da Justiça Federal em Pernambuco. Após a apresentação de perícia foi proferida sentença, pela Justiça Estadual de Pernambuco, sendo a Chesf condenada a pagar aos autores a importância de R\$ 23.766, a preços de setembro de 2004 (R\$ 51.568, segundo cálculos da Chesf, em 31 de março de 2010).

Contra essa decisão, a Chesf interpôs recurso de apelação, onde foi declarada, pelo TJPE, a nulidade da sentença, por ter sido proferida por Juiz incompetente (uma vez que a União Federal havia sido admitida no feito), e determinando o envio dos autos à Justiça Federal. A partir de então, seguem-se sucessivos recursos. Após conclusão de apreciação no STJ, e a depender do respectivo resultado, seguirá para o STF, objetivando apreciar o recurso extraordinário das partes adversas.

Com base na avaliação de seus procuradores jurídicos, a Administração classificou o risco de perda desta ação como “provável”, no montante atualizado de R\$ 292.003 (R\$ 230.093, em 31 de dezembro de 2021). a ser, ainda, reduzido pela decisão de ajuste/exclusão de juros moratórios pronunciada pelo TRF-5ª região e retirados os valores prescritos em atendimento a proclamação parcial de julgamento, caso mantida a prescrição em julgamento final.

- Ação ordinária de indenização nº 0048611-24.2014.8.07.0001

Parte Adversa – Energia Potiguar e outros

Resumo das Decisões de Mérito – Sentença condenatória em desfavor da Chesf para o pagamento de indenização por força dos prejuízos ocasionados pelo suposto atraso na entrega da linha de transmissão 230 kV Extremoz II – João Câmara II, integrante do Contrato de Concessão nº 019/2010.

Resumo do Histórico – Processo n.º 0048611-24.2014.8.07.0001, em trâmite perante a 23.ª Vara Cível da Circunscrição Judiciária de Brasília – DF. Trata-se de ação ordinária proposta pela Energia Potiguar Geradora Eólica S.A. e Outros, 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. A partir de então, as Partes interpuseram os recursos pertinentes.

Oportunamente, a União ingressou no feito manifestando interesse jurídico na demanda, o que foi deferido. A ABRATE – Associação Brasileira das Empresas de Energia Elétrica, requereu ingresso na condição de amicus curiae, o que foi negado pelo desembargador relator.

O recurso de apelação da Chesf foi provido por 4 votos a 1. Acórdão foi publicado aos 10 de outubro de 2019.

Como resultado dos diversos recurso interpostos, em 17 de outubro de 2022 o TJDF anulou o julgamento anterior que havia sido favorável à Chesf e, na mesma sessão, julgou novamente os recursos de apelação interpostos pelas partes contrárias para confirmar a sentença que condenou a Chesf ao pagamento de indenização por força dos prejuízos ocasionados pelo suposto atraso na entrega da linha de transmissão 230 kV Extremoz II – João Câmara II, integrante do Contrato de Concessão nº 019/2010. A Chesf interpôs Recurso Extraordinário e Recurso Especial em 16 de novembro de 2022, aguardando julgamento.

Com base na avaliação de seus procuradores jurídicos, a administração classificou o risco de perda desta ação como “provável”, no montante estimado de R\$ 611.987 (R\$ 512.152 em 31 de dezembro de 2021).

26.1.2 - Tributárias

Em 31 de dezembro de 2022 a Companhia possui ações tributárias de R\$ 31.556 (R\$ 36.055 em 31 de dezembro de 2021), sendo esta a estimativa provável de recursos para liquidar estes processos.

Nos processos tributários discutem-se principalmente anulação de autos de infração; pleitos de ressarcimento/compensação de créditos (PIS, Cofins, IRPJ, CSLL, ITR, ICMS entre outros tributos).

26.1.3 - Trabalhista

Em 31 de dezembro de 2022 a Companhia possui ações judiciais trabalhistas de R\$ 175.563 (R\$ 129.073 em 31 de dezembro de 2021), sendo está a estimativa provável de desembolso de recursos para liquidar estes processos.

Nos processos trabalhistas discutem-se principalmente periculosidade; horas extras; suplementações de aposentadoria Fachesf; equiparação/enquadramento funcional e de verbas rescisórias decorrentes de inadimplências de empresas terceirizadas.

26.2 - Passivos Contingentes

Adicionalmente, a Companhia possui processos avaliados com perda possível nos seguintes montantes:

	31/12/2022	31/12/2021
Cíveis	10.510.672	9.917.313
Trabalhistas	94.506	82.886
Ambientais	362.273	24.650
Regulatórios	2.920.898	2.593.366
Fiscais	186.204	137.512
	14.074.553	12.755.727

26.2.1 - Cíveis, ambientais e regulatórios

Em 31 de dezembro de 2022 a Companhia possui ações judiciais cíveis de R\$ 13.793.843 (R\$ 12.535.329 em 31 de dezembro de 2021), sendo possível sua probabilidade de perda, onde não é realizada provisão, conforme os principais processos descritos abaixo:

- Ação Anulatória nº 0709603-56.2022.8.02.0001

Parte Adversa – Estado de Alagoas

Resumo das Decisões de Mérito - Sentença julgando improcedente o pedido e condenando a Chesf ao pagamento de honorários advocatícios de R\$50, em 19 de dezembro de 2022.

Resumo do Histórico - Ação anulatória movida pela Companhia contra o Estado de Alagoas, processo tombado sob o n. 0709603-56.2022.8.02.0001 em tramite perante a 17ª Vara Cível do Tribunal de Justiça do Estado de Alagoas. O objeto da demanda ação é o inconformismo contra os acórdãos nºs 020/2022 e 021/2022, exarados pelo Plenário do Conselho Tributário Estadual (CTE), que não conheceram os Recursos Especiais Administrativos lançados contra os Acórdãos CTE 1ª Câmara nºs 28/2020 e 29/2020, os quais, anteriormente, haviam negado provimento aos Recursos Ordinários, respectivamente, manejados nos Processos Administrativos Fiscais nºs 1500- 042861/16 e 1500- 013710/17.

A Chesf, por força de decisão judicial proferida em ação judicial da qual não era parte, deixou de pagar – na qualidade de substituta tributária – os tributos devidos pela Brasken. A decisão judicial foi revogada sem que a Chesf tivesse sido notificada. O Fisco Estadual pretendendo recolher os tributos não retidos pela Chesf da Brasken lavrou dois autos de infração 70.64132-001 e 70.64254-001 contra a Chesf. Administrativamente o recurso fiscal interposto pela Chesf foi julgado improcedente por maioria de votos, e o julgamento foi encerrado em 28 de dezembro de 2020, com voto de qualidade do presidente da câmara, tendo em vista o empate verificado entre os dois representantes do fisco - inclusive o relator - que negou provimento ao recurso e os dois representantes dos contribuintes, que o acolheram. Não tendo a Chesf conseguido reverter administrativamente, ajuizou ação anulatória em 28 de março de 2022 visando desconstituir e anular a cobrança feita pelo fisco federal. Em 03 de agosto de 2022 o processo foi concluso para decisão. Em 19 de dezembro de 2022 o Juiz prolatou sentença julgando improcedente o pedido e condenou em honorários advocatícios de R\$50.

Com base na avaliação de seus procuradores jurídicos, a administração classificou o risco de perda desta ação como “possível”, no montante estimado de R\$564.598.

- Ação Ordinária nº 0026448-59.2002.4.01.3400

Parte Adversa – AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia

Resumo das Decisões de Mérito – Decisão em grau de recurso julgou procedente a ação.

Resumo do Histórico – Ação ordinária proposta pela AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia (proc. 0026448-59.2002.4.01.3400– 3ª 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) resultou num débito de aproximadamente R\$ 110.000, com pagamento estipulado para o dia 07 de novembro de 2008. Tal débito onerou a Chesf.

Para suspender a exigibilidade do débito foram adotadas naquela oportunidade as seguintes providências jurídicas: 1) ajuizamento de Pedido de Suspensão de Liminar no STJ; 2) impetração de

Mandado de Segurança perante o Tribunal de Justiça do Distrito Federal – TJDF; 3) protocolização de petição postulando o ingresso da Chesf no processo, na condição de litisconsorte passiva necessária. Foram acolhidos os procedimentos 2 e 3, com a consequente suspensão dos efeitos da liminar e suspensão do débito em questão.

A Chesf ingressou na lide como litisconsorte passiva necessária e contestou a ação. Em 31 de dezembro de 2011 o Tribunal Regional Federal da 1.^a Região havia julgado procedente o mandado de segurança interposto pela Chesf (medida 2), tendo a AES ingressado com Recurso Especial, que após negado provimento, interpôs recurso de apelação.

A Ação Ordinária foi julgada improcedente e os embargos de Declaração rejeitados, havendo assim, a apresentação de recurso de apelação pela autora.

Em 31 de março de 2013 – TRF 1.^a Região julgou procedente o MS interposto pela Chesf (medida 2). Resp da AES julgado. Mantida a Segurança. Ação julgada improcedente. Embargos Declaração rejeitados.

No dia 26 de março de 2014 O julgamento foi revertido. O Recurso de Apelação interposto pela AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia foi julgado e provido pelo TRF 1^a Região.

A partir de então, as Partes interpuseram os recursos pertinentes.

Com base na avaliação de seus procuradores jurídicos, a administração classificou o risco de perda desta ação como “possível”, no montante atualizado de R\$ 499.457 (R\$ 451.894 em 31 de dezembro de 2021).

- Ação Ordinária nº 0028292-95.2010.8.17.0001

Parte Adversa – Libra Ligas do Brasil S/A

Resumo das Decisões de Mérito – Processo ainda não sentenciado.

Resumo do Histórico – Ação Ordinária de Cobrança nº 0028292-95.2010.8.17.0001 proposta pela Chesf, em razão de faturas de energia elétrica não pagas pela ré (empresa Libra Ligas do Brasil S/A), por força do contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica – Contrato CCVE 018/2004. A empresa Liga Libras ingressou com a ação judicial nº 0017540-06.2006.8.17.0001, que lhe concedeu liminar para impedir a Chesf de cessar o fornecimento de energia elétrica. Com base em interpretação equivocada de tal liminar, a empresa passou a não pagar as faturas da energia consumida, o que motivou a Chesf a ingressar com a presente ação de cobrança.

Em 31 de outubro de 2021, o Juízo, uma vez que fora proferida decisão declinatória de competência nos autos da ação conexa à presente (processo nº 0017540-06.2006.8.17.0001), determinando a suspensão do presente processo até o julgamento da referida ação, então em trâmite perante a Justiça Federal, determinou intimação da Chesf para falar a respeito. Em 09 de fevereiro de 2022, a Chesf informa que o único processo em que litigam Chesf e Libra na Justiça Federal (processo nº 0010768-13.2015.4.05.8300) foi definitivamente arquivado.

Em 29 de setembro de 2022, o Juízo proferiu decisão interlocutória indeferindo o pedido cautelar constante da inicial. Em 28 de outubro de 2022, Chesf peticiona juntando a planilha do débito atualizada e desde 24 de novembro de 2022 os autos encontram-se conclusos para Despacho.

Com base na avaliação de seus procuradores jurídicos, a administração classificou o risco de perda desta ação como “possível”, no montante atualizado de R\$ 336.951 (R\$ 754.203, em 31 de dezembro de 2021).

- Ação Ordinária nº 0000421-20.2003.4.05.8500

Parte Adversa – Edileuza Soares dos Santos e outros

Resumo das Decisões de Mérito – Processo ainda não sentenciado.

Resumo do Histórico – Ação Ordinária com pedido de Indenização nº 0000421-20.2003.4.05.8500, em curso na Justiça Federal – 2^a Vara Aracaju, com 219 partes autoras, entre elas Edleuza Soares dos Santos e como réus: Chesf e União Federal.

A petição inicial discorre longamente sobre o direito coletivo e difuso ao meio ambiente ecologicamente equilibrado e sobre danos ambientais. Também traz, como suposto direito, uma indenização paga a uma tribo indígena relocada para a construção da Hidrelétrica de Xingó, situação completamente

distinta da que se discute nesta ação. Os autores pediram a inversão do ônus da prova e o custeio de perícia pela Chesf, além do reconhecimento do interesse da União, por se tratar de terreno de marinha.

A Chesf contesta alegando, em síntese, litispendência com a Ação Civil Pública nº 0000420-35.2003.4.05.8500, autuada na mesma data, proposta pela Associação de Pescadores do Povoado Cabeço e Saramém, que contém exatamente as mesmas partes e os pedidos são exatamente os mesmos, bem como tem idêntica a causa de pedir. Além disso, arguiu a legalidade dos procedimentos da Chesf, a inexistência de comprovação dos elementos essenciais para configurar a responsabilidade civil, bem como o chamamento à lide do IBAMA, do IMA/AL, do IMA/BA e da ADEMA/SE.

Em 18 de outubro de 2022, decisão deferindo a habilitação de sucessores de autores falecidos nos autos, bem assim intimando as partes para aditarem as razões finais. Em 01 de dezembro de 2022, autos conclusos para pronunciamento judicial.

Com base na avaliação de seus procuradores jurídicos, a administração classificou o risco de perda desta ação como “possível”, no montante atualizado de R\$ 325.550 (R\$ 298.857, em 31 de dezembro de 2021).

- Ação Ordinária nº 0012519-31.2017.4.01.3400

Parte Adversa – União Federal

Resumo das Decisões de Mérito – Sentença julgando improcedente o pedido e revogando a liminar anteriormente deferida.

Resumo do Histórico – Ação Ordinária nº 0012519-31.2017.4.01.3400 proposta pela Chesf em face da União Federal, com pedido de Liminar em antecipação de tutela, visando suspender os efeitos da Resolução CNPE 03/2013 Foi deferido, em 06 de abril de 2017, o pedido de tutela de urgência, para que a ré se abstenha de anotar qualquer ato de aplicação da referida Resolução e comunique à ANEEL e à CCEE que se abstenham de promover a execução, aplicação, regulamentação e implementação da aludida Resolução, determinando a suspensão e desconstituição da eficácia de todos os atos de execução, aplicação, regulamentação ou implementação da Resolução já realizados, com efeitos retroativos à data de sua edição, mantendo-se intacta a sistemática da resolução CNPE 8/2007, cessando, imediatamente o pagamento, desonerando a Autora do rateio dos custos dos encargos de serviço do sistema energético. Em 30 de maio de 2018, foi proferida Sentença julgando improcedente o pedido e revogando a liminar anteriormente deferida. Aguardando inclusão em pauta para julgamento da Apelação da Chesf.

Com base na avaliação de seus procuradores jurídicos, a administração classificou o risco de perda desta ação como “possível”, no montante atualizado de R\$ 272.315 (R\$ 237.313, em 31 de dezembro de 2021).

- Ação Ordinária nº 0000377-81.2004.8.17.0001

Parte Adversa – Amadeu Salustiano Souza

Resumo das Decisões de Mérito – Processo ainda não sentenciado.

Resumo do Histórico – Ação Ordinária de Indenização por Dano Moral tombada sob nº 0000377-81.2004.8.17.0001, em curso na 25ª vara cível de Recife, Pernambuco, interposta por Antônio Serapião da Silva e outros, em face da Chesf e União. Os Autores propuseram ação de indenização em face da Chesf alegando dano moral em vista do processo de desapropriação para a formação do lago reservatório de Itaparica, sob a alegação de violação a direitos humanos e patrimoniais. Em contestação, a Chesf alegou preliminarmente litispendência, informando a existência de Ação Civil Pública que trata da questão o que, uma vez reconhecido, resulta em extinção do feito sem julgamento de mérito. No mérito, refuta os argumentos articulados, pugnando pela improcedência total dos pedidos articulados. O processo está na fase de conhecimento e aguardando digitalização.

Com base na avaliação de seus procuradores jurídicos, a administração classificou o risco de perda desta ação como “possível”, no montante estimado de R\$270.708 (R\$ 247.785, em 31 de dezembro de 2021).

- Ação civil pública Nº 0002490-83.2012.4.01.3306

Parte Adversa – Ministério Público Federal na Bahia

Resumo das Decisões de Mérito - 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 VMT para o equivalente a 2,5 salários mínimos; bem como determinou o pagamento das diferenças apuradas, desde 1991, entre a verba efetivamente paga e o valor de 2,5 salários mínimos, nos termos do detalhamento acima.

Resumo do Histórico - Ação civil pública proposta pelo Ministério Público Federal junto à subseção Judiciária de Paulo Afonso – BA (processo n.º 0002490-83.2012.4.01.3306) 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 VMT para o equivalente a 2,5 salários mínimos; bem como 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 extrajudicial e a escritura pública de doação com a requerida, renunciando os 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 30 de novembro de 2016 ao relator Desembargador Federal Néviton Guedes – Quinta Turma. Em 31 de dezembro de 2016 estava concluso para relatório e voto – sendo o processo redistribuído por sucessão para a Desembargadora Federal Danielle Maranhão Costa – Concluso para despacho desde 02 de abril de 2018.

Com base na avaliação de seus procuradores jurídicos, a administração classificou o risco de perda desta ação como “possível”, no montante atualizado de R\$ 4.159.029 (R\$ 3.732.691, em 31 de dezembro de 2021).

- Ação Civil Pública nº 0033328-13.2015.4.01.3400

Parte Adversa – Aneel

Resumo das Decisões de Mérito - Sentença parcialmente procedente para condenar a Chesf ao ressarcimento dos valores pagos pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. O Juízo sentenciante, todavia, 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.

Resumo do Histórico- 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\$ 1.471.000.

Em 20 de 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 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. O Juízo sentenciante, todavia, 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.

A partir de então, as Partes interpuseram os recursos pertinentes.

Com base na avaliação de seus procuradores jurídicos, a administração classificou o risco de perda desta ação como “possível”, no montante estimado de R\$ 2.252.254 (R\$ 1.470.885, em 31 de dezembro de 2021).

- Ação Civil Pública nº 0001209-58.2013.4.01.3306

Parte Adversa – Ministério Público Federal da Bahia

Resumo das Decisões de Mérito - Em 11 de março de 2014, o Juiz Federal de Paulo Afonso proferiu decisão determinando que a Chesf estenda a todos os atingidos pela barragem cadastrados no Relatório de Famílias Relocadas o direito de recebimento de Verba de Manutenção Temporária- VMT, nos termos do acordo firmado em 1986.

Em 15 de janeiro de 2019, foi revertida a Decisão com o reconhecimento da prescrição da pretensão do MPF de reassentamento ou pagamento de Verba de Manutenção Temporária (VMT) pela CHESF às famílias cadastradas no Relatório de Famílias Relocadas, bem como de declaração de inexistência do Aditivo de 1991, bem assim extinto o processo com resolução do mérito.

Resumo do Histórico - Ação Civil Pública, tombada sob nº 0001209-58.2013.4.01.3306, em curso na Justiça Federal – 1ª vara de Paulo Afonso, Bahia, tendo como partes Chesf, Ministério Público Federal e como litisconsorte passivo União Federal.

Trata-se de 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.

Em 11 de março de 2014, o Juiz Federal de Paulo Afonso proferiu decisão determinando que a Chesf estenda a todos os atingidos pela barragem cadastrados no Relatório de Famílias Relocadas, ou seus sucessores, nos limites daquilo devido aos falecidos, o direito de pagamento de Verba de Manutenção Temporária- VMT, nos termos do acordo firmado em 1986 (2,5 salários mínimos), até a efetiva entrega da terra ("Projeto Irrigado"), desde que essas famílias não tenham sido efetivamente reassentadas ou tenham sido indenizadas pelas áreas atingidas, que não se confunde com a indenização pelas benfeitorias realizadas, no prazo de 120 (cento e vinte dias), sob pena de cominação de multa diária no valor de R\$ 50 por dia de atraso, vinculando-se o eventual produto das multas a investimentos voltados ao desenvolvimento dos referidos reassentamentos."

A partir de então, as Partes interpuseram os recursos cabíveis.

Em 15 de janeiro de 2019 foi prolatada Decisão reconhecendo a prescrição da pretensão do MPF de reassentamento ou pagamento de Verba de Manutenção Temporária (VMT) pela Chesf às famílias cadastradas no Relatório de Famílias Relocadas, bem como de declaração de inexistência do Aditivo de 1991, e extinguiu o processo com resolução do mérito. A partir de então, as Partes interpuseram os recursos cabíveis. Encontra-se pendente apreciação de recursos em face dos Tribunais Superiores, STJ e STF.

Com base na avaliação de seus procuradores jurídicos, a administração classificou o risco de perda desta ação como "possível", no montante estimado de R\$ 3.772.158 (R\$ 3.361.748, em 31 de dezembro de 2021).

26.2.2 - Tributárias

Em 31 de dezembro de 2022 a Companhia possui ações judiciais tributárias com probabilidade de perda possível no montante de R\$ 186.204 (R\$ 137.512 em 31 de dezembro de 2021).

26.2.3 - Trabalhistas

Em 31 de dezembro de 2022 a Companhia possui ações judiciais trabalhistas de R\$ 94.506 (R\$ 82.886 em 31 de dezembro de 2021), sendo possível sua probabilidade de perda, onde não é realizada provisão.

26.3 – Decisão do STF - Matéria tributária transitada em julgado

Em 08 de fevereiro de 2023, o Plenário Supremo Tribunal Federal (STF), em decisão por unanimidade, considerou que uma decisão definitiva, a chamada "coisa julgada", sobre tributos recolhidos de forma continuada, perde seus efeitos caso a Corte se pronuncie em sentido contrário. Isso porque, de acordo com a legislação e a jurisprudência, uma decisão, mesmo transitada em julgado, produz os seus efeitos enquanto perdurar o quadro fático e jurídico que a justificou. Havendo alteração, os efeitos da decisão anterior podem deixar de se produzir.

A Companhia não identificou processos judiciais relevantes relacionados com os seus tributos recolhidos de forma continuada, portanto a Chesf não foi, neste momento, impactada pela decisão do STF.

Prática contábil

Os riscos de desembolso futuros com litígios trabalhistas, tributários e cíveis são reconhecidas no balanço patrimonial, na rubrica Provisões para Litígios, 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 são registrados com base nas estimativas dos custos dos desfechos dos referidos processos judiciais.

Os riscos de desembolso futuros com litígios (contingentes), cuja liquidação seja possível, são apenas divulgados em notas explicativas, sem compor o passivo da Companhia.

A avaliação de riscos 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 27 – OBRIGAÇÕES LEI Nº 14.182/2021

A Lei nº 14.182/2021 determinou as condições para a obtenção das novas outorgas de concessão de geração de energia elétrica estabelecendo obrigações de: (i) pagamento à CDE e (ii) implementação de programas de revitalização das bacias hidrográficas.

	Controle Desenvolvimento Energético	Revitalização das bacias hidrográficas
Saldo em 31/12/2021	-	-
Adição	13.883.958	2.677.569
Atualização monetária	81.966	9.207
Encargos	457.323	74.809
Juros pagos	(12.062)	-
Amortização do principal	(1.970.312)	-
Saldo em 31/12/2022	12.440.873	2.761.585
Circulante	248.146	349.553
Não circulante	12.192.727	2.412.032

As parcelas das obrigações com CDE e Revitalização das Bacias Hidrográficas têm seus vencimentos a valor presente, com taxa 7,60% e 5,67%, respectivamente, assim programados:

	Conta de Desenvolvimento Energético	Revitalização das Bacias Hidrográficas
2023	248.147	349.552
2024	461.243	330.795
2025	643.004	313.045
2026	796.792	296.246
2027	925.651	280.349
Após 2027	9.366.036	1.191.598
Total	12.440.873	2.761.585

Na nota 37.2.2, é demonstrado o fluxo de pagamentos (valores futuros) das obrigações da Lei 14.182/2021, determinados pela Resolução CNPE 015/2021, corrigidos monetariamente pelo IPCA.

Prática contábil

As obrigações da Lei nº 14.182/2021 (desestatização da Eletrobras) foram reconhecidas inicialmente a partir dos valores apresentados na Resolução CNPE 015/2021, alterada Pela Resolução CNPE

030/2021. Subsequentemente, essas obrigações são atualizadas pelos juros transcorridos, pela atualização monetária (IPCA) e pelos pagamentos realizados.

A taxas de juros das obrigações não foram apresentadas diretamente na Resolução CNPE 015/2021, em razão disso, foram calculadas, de forma implícita, a partir do valor presente das obrigações, do fluxo futuro de pagamentos e do prazo de pagamento.

Os juros e as atualizações monetárias transcorridas são registrados na demonstração de resultados, no grupo de resultado financeiro.

NOTA 28 – OBRIGAÇÕES ESTIMADAS

	31/12/2022	31/12/2021
Circulante		
Provisão de férias	85.127	77.532
Processos de desligamento - nota 2	378.556	108.747
Folha de Pagamento	5.646	36.741
Encargos sobre férias	6.806	6.199
Participações nos Lucros/Resultados	48.361	95.403
Contribuição Previdenciária	25.540	23.360
Outros	7.680	5.920
Total	557.716	353.902

Prática contábil

As estimativas com obrigações trabalhistas e os respectivos encargos trabalhistas são reconhecidos em contrapartida ao resultado do período, à medida que os empregados obtêm direitos de recebimentos futuros.

NOTA 29 – COMPROMISSOS OPERACIONAIS DE LONGO PRAZO

Os compromissos de longo prazo da Companhia estão apresentados a seguir:

Compromissos	2024	2025	2026	2027	Após 2027
Compra de energia	260.206	259.495	259.495	259.495	1.873.621
Venda de energia	1.228.965	1.075.169	967.310	967.356	7.072.362
Aquisições de imobilizados	439.213	151.185	149.480	212.264	1.279.898

NOTA 30 – OBRIGAÇÕES VINCULADAS À CONCESSÃO DO SETOR PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA

São obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica e representam os valores da União, dos Estados, dos Municípios e dos consumidores, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno a favor do doador e às subvenções destinadas a investimentos no serviço público de energia elétrica na atividade de distribuição. Segue a composição destas obrigações:

Obrigações Especiais - R\$ Mil	Depreciação - Taxa Média Anual	Custo Histórico	Total
Em serviço		384.061	384.061
Participação da União, Estados e Municípios	4,66	276.041	276.041
Participação Financeira do Consumidor	5,75	94.839	94.839
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido	3,22	12.801	12.801
Pesquisa e Desenvolvimento	7,36	380	380
(-) Amortização Acumulada - AIS		(187.738)	(187.738)
Participação da União, Estados e Municípios	-	(155.241)	(155.241)
Participação Financeira do Consumidor	-	(32.397)	(32.397)
Pesquisa e Desenvolvimento	-	(100)	(100)
Em curso		680	680
Pesquisa e Desenvolvimento	-	680	680
Total		197.003	197.003

A movimentação ocorrida no exercício pode assim ser resumida:

	Saldo inicial em 31/12/2021	Adição	Saldo final em 31/12/2022
Em serviço	342.761	41.300	384.061
Participação da União, Estados e Municípios	276.041	-	276.041
Participação Financeira do Consumidor	53.539	41.300	94.839
Doações e Subvenções Destinadas a Investimentos no Serviço Conce	9.529	-	9.529
Pesquisa e Desenvolvimento	3.652		3.652
(-) Amortização Acumulada - AIS	(159.258)	(28.480)	(187.738)
Participação da União, Estados e Municípios	(132.550)	(22.691)	(155.241)
Participação Financeira do Consumidor	(26.636)	(5.761)	(32.397)
Pesquisa e Desenvolvimento	(72)	(28)	(100)
Em curso	680	-	680
Pesquisa e Desenvolvimento	680	-	680
Total	184.183	12.820	197.003

NOTA 31 - PATRIMÔNIO LÍQUIDO

O capital social da Companhia, em 31 de dezembro 2022, é de R\$ 9.753.953 (R\$ 9.753.953, em 2021).

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

ACIONISTA	31/12/2022					
	ORDINÁRIAS		PREFERENCIAIS		CAPITAL TOTAL	
	QUANTIDADE	%	QUANTIDADE	%	QUANTIDADE	%
Eletrobras	54.151	100,00	1.518	86,55	55.669	99,58
Ministério da Fazenda	-	-	194	11,06	194	0,35
Light	-	-	9	0,51	9	0,02
Outros	-	-	33	1,88	33	0,06
Total	54.151	100,00	1.754	100,00	55.905	100,00

ACIONISTA	31/12/2021					
	ORDINÁRIAS		PREFERENCIAIS		CAPITAL TOTAL	
	QUANTIDADE	%	QUANTIDADE	%	QUANTIDADE	%
Eletrobras	54.151	100,00	1.518	86,55	55.669	99,58
Ministério da Fazenda	-	-	194	11,06	194	0,35
Light	-	-	9	0,51	9	0,02
Outros	-	-	33	1,88	33	0,06
Total	54.151	100,00	1.754	100,00	55.905	100,00

As ações ordinárias são nominativas com direito a voto. As ações preferenciais, também nominativas, não têm classe específica nem direito a voto e não são conversíveis em ações ordinárias, gozando, entretanto, de prioridade na distribuição de dividendo, mínimo de 10% ao ano, calculado sobre o capital correspondente a essa espécie de ações.

31.1 - Reservas 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.

	31/12/2022	31/12/2021
Doações/subvenções para investimentos	4.759.353	4.759.353
Remuneração de bens e direitos constituídos com capital próprio	156.846	156.846
	4.916.199	4.916.199

31.2 - Reservas de Lucros

	31/12/2022	31/12/2021
Legal	743.124	660.987
Incentivos fiscais	1.020.521	950.143
Reserva especial de dividendos não distribuídos	8.125.172	7.961.877
	9.888.817	9.573.007

31.2.1 – Reserva legal

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

31.2.2 – Reserva de Incentivos Fiscais

A Reserva de Incentivos Fiscais foi criada pela Lei nº 11.638/2007. Por meio desta última, foi retirada da Lei nº 6.404/1976 a alínea “d” do § 1º Art. 182, que permitia a contabilização de doações e subvenções para investimento como reserva de capital, e incluído o artigo 195-A que possibilita à Assembleia Geral, por proposta dos órgãos da administração, destinar para a reserva de incentivos fiscais a parcela do lucro líquido decorrente de doações ou subvenções governamentais para investimentos, a qual poderá ser excluída da base de cálculo do dividendo obrigatório.

31.3 – Remuneração aos acionistas

De acordo com o Estatuto da Companhia é assegurado aos acionistas, dividendo mínimo obrigatório de 25% sobre o lucro líquido do exercício, ajustado na forma da Lei. Em 2022, a Administração propôs o pagamento dos dividendos aos acionistas no valor de R\$ 1.391.617, sendo R\$ 695.809 na forma de Juros sobre capital próprio e R\$ 695.808 como dividendos adicionais propostos. Considerando que a atual situação financeira da Companhia é incompatível com o pagamento da totalidade dos dividendos, nos termos do Art. 202, da Lei 6.404/76, foi constituída a reserva especial de dividendos não distribuídos no montante de R\$ 168.993, os quais serão pagos quando da reversão dessa situação financeira da Companhia.

Os dividendos constituídos serão pagos na data que vier a ser fixada na Assembleia Geral Ordinária - AGO de acionistas, ou de acordo com a Lei Societária.

De acordo com o artigo 42 do Estatuto Social da Companhia os dividendos não reclamados no prazo de 3 (três) anos, contados a partir da data em que foram disponibilizados, reverterão em favor da Companhia.

	31/12/2022	31/12/2021
Lucro líquido do exercício - regulatório	1.509.054	3.266.758
Ajuste - nota 42	198.373	2.201.646
Lucro líquido do exercício - societário	1.707.427	5.468.404
Constituição da Reserva de Incentivos Fiscais	(64.680)	(7)
Constituição da Reserva legal	(82.137)	(273.420)
Lucro líquido ajustado - base de cálculo da remuneração	1.560.610	5.194.977
Dividendos mínimos obrigatórios	390.153	1.298.744
Remuneração proposta:		
Juros sobre capital próprio	695.809	-
Dividendos adicionais propostos	695.808	1.298.744
Remuneração líquida	1.391.617	1.298.744
Dividendos brutos por ação ordinária e preferencial (R\$)	24,89	23,23

31.4 - Outros Resultados Abrangentes

Em conformidade com o Pronunciamento Técnico – CPC 33 (R1) (IAS 19), a Companhia reconheceu neste exercício perdas atuariais de benefícios pós-emprego, líquidas do imposto de renda e da contribuição social diferidos, em Outros resultados abrangentes, no valor de R\$ 203.932 (ganho de R\$ 160.614, em 2021), perfazendo um montante acumulado de R\$ 569.824 (R\$ 148.615, em 2021).

No exercício de 2022, a Companhia registrou o montante de R\$ 217.277 (R\$ 219.458, em 2021) referente a realização da reavaliação de ativos – RBSE, líquido do imposto de renda e da contribuição

social diferidos, em decorrência do reconhecimento da depreciação dos ativos previstos no artigo 15, § 2º, da Lei nº 12.783/2013, denominados de Rede Básica Sistemas Existentes – RBSE.

NOTA 32 – RESULTADO POR AÇÃO

O resultado básico por ação é calculado mediante a divisão entre o lucro atribuível aos acionistas da Companhia e sua quantidade de ações emitidas, excluindo aquelas compradas pela Companhia 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.

31/12/2022			
Numerador	Ordinárias	Preferenciais	Total
Lucro atribuível a cada classe de ações	1.461.708	47.346	1.509.054
Lucro do exercício	1.461.708	47.346	1.509.054
Denominador			
Quantidade de ações	54.151	1.754	
% de ações em relação ao total	96,86%	3,14%	
Resultado por ação básico (R\$)	26,99	26,99	

31/12/2021			
Numerador	Ordinárias	Preferenciais	Total
Lucro atribuível a cada classe de ações	3.164.264	102.494	3.266.758
Lucro do exercício	3.164.264	102.494	3.266.758
Denominador			
Quantidade de ações	54.151	1.754	
% de ações em relação ao total	96,86%	3,14%	
Resultado por ação básico (R\$)	58,43	58,43	

Prática contábil

A companhia calcula o valor do resultado básico por ação para o lucro ou prejuízo atribuível aos titulares de ações ordinárias (ou capital próprio ordinário) da companhia e, se apresentado, o lucro ou prejuízo resultante das operações continuadas atribuível a esses titulares de ações ordinárias.

NOTA 33 – RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	31/12/2022	31/12/2021
Geração		
Suprimento	3.106.590	2.969.543
Fornecimento	863.486	658.343
CCEE	110.777	388.431
	4.080.853	4.016.317
Transmissão		
Receita de operação e manutenção	4.772.638	4.766.736
	4.772.638	4.766.736
Outras receitas	80.840	33.271
(-) Deduções à Receita operacional		
(-) ICMS	(148.724)	(120.375)
(-) PIS e COFINS	(788.910)	(782.603)
(-) Encargos setoriais	(629.951)	(478.713)
(-) Outras Deduções (inclusive ISS)	(968)	(621)
	(1.568.553)	(1.382.312)
Receita operacional líquida	7.365.778	7.434.012

Prática contábil

A receita operacional do curso normal das atividades da Outorgada é medida pelo valor da contraprestação recebida ou a receber. A receita operacional referente a transmissão de energia é reconhecida no momento em que o ONS apura os valores que a Companhia tem o direito de faturar dos demais agentes do setor de energia elétrica, conforme previsto em contrato de prestação de serviços entre o Poder Concedente e a Outorgada.

NOTA 34 - CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os custos e as despesas gerais e administrativas apresentados na demonstração do resultado do exercício, têm a seguinte composição:

	31/12/2022	31/12/2021
Pessoal	(1.545.188)	(983.896)
Material	(43.454)	(35.193)
Serviços	(326.597)	(295.730)
Energia comprada para revenda	(235.667)	(475.601)
Encargos sobre uso da rede elétrica	(948.925)	(868.871)
Depreciação e amortização	(477.013)	(405.399)
Doação e contribuições	(12.235)	(12.018)
Perdas estimadas/Provisões operacionais - Nota 34.1	(1.589.513)	(23.954)
Outros	(439.440)	(1.132.619)
Total	(5.618.032)	(4.233.281)

34.1 - Perdas estimadas/Provisões operacionais

	31/12/2022	31/12/2021
Provisão para litígios (i)	(921.240)	(1.121.568)
Reversão (Perdas) estimadas em investimentos - nota 14	371.529	(11.966)
PECLD - Consumidores e revendedores (ii)	(91.181)	684.504
Contratos onerosos	(23.201)	33.180
Perda estimada com depósitos judiciais	(7.994)	(233.908)
Reversão (Perda) estimada por irrecuperabilidade de ativos (Impairment)	20.243	625.804
Provisão para perdas (iii)	(937.669)	-
	(1.589.513)	(23.954)

A principal movimentação no período deveu-se aos seguintes fatos:

- (i) provisão para litígios no montante de R\$ 921.240 em função, principalmente, da atualização do fator K (R\$ 142.589), do registro de provisão referente ao processo movido pela Energia Potiguares, para pagamento de indenização por força dos prejuízos ocasionados pelo suposto atraso na entrega da linha de transmissão 230 kV Extremoz II – João Câmara II, integrante do Contrato de Concessão nº 019/2010 (R\$ 611.987) e de processos cíveis, fiscais e trabalhistas (R\$ 191.106);
- (ii) registro de perdas estimadas com créditos de liquidação duvidosa sobre clientes e outros créditos no montante de R\$ 91.181;
- (iii) registro de provisão para perdas do ativo imobilizado em função da implementação no disposto na Lei nº 14.182/2021.

34.2 – Programa de Demissão Voluntária - 2022

O valor registrado referente ao Plano de Demissão Voluntária (PDV) no exercício findo em 31 de dezembro de 2022 totalizou R\$ 391.591, sendo realizado em duas fases, uma em 2022, que corresponde a despesa efetiva no montante de R\$ 128.808 e outra em 2023, que corresponde a provisão no montante estimado em R\$ 262.783. O número total de inscritos foi de 912 empregados.

NOTA 35 – PESSOAL E ADMINISTRADORES

Pessoal e Administradores	2022	2021
Pessoal		
Remuneração	733.728	614.504
Encargos	256.366	225.153
Benefício Pós-emprego - Previdência Privada - Déficit ou superávit	91.316	52.287
Programa de demissão voluntária	391.618	-
Participação nos lucros e resultados - PLR	39.403	29.817
Outros	24.670	54.441
Administradores		
Honorários e encargos (Diretoria e Conselho)	8.087	7.694
Total	1.545.188	983.896

NOTA 36 – RESULTADO FINANCEIRO

	31/12/2022	31/12/2021
Receitas Financeiras		
Receita de aplicações financeiras	251.597	59.561
Acréscimo moratório sobre energia elétrica	7.827	100.544
Outras receitas financeiras	14.299	55.216
	273.723	215.321
Despesas financeiras		
Encargos de dívidas	(92.790)	(87.639)
Encargos de dívidas - obrigações com CDE (i)	(457.323)	-
Encargos de dívidas - revitalização das bacias hidrográficas (i)	(74.809)	-
Encargos sobre recursos de acionistas (ii)	(96.027)	-
Outras despesas financeiras (iii)	(30.670)	(167.837)
	(751.619)	(255.476)
Itens financeiros líquidos		
Variações monetárias ativas	116.384	300.086
Variações monetárias passivas	(117.659)	(17.048)
	(1.275)	283.038
Resultado Financeiro	(479.171)	242.883

A principal movimentação do período corresponde a:

- (i) atualização das obrigações advindas da capitalização da Eletrobras, sendo: R\$ 457.323 referente a CDE e R\$ 74.809 referente a revitalização das bacias hidrográficas
- (ii) registro dos juros sobre remuneração aos acionistas, no valor de R\$ 96.027, em decorrência do expressivo valor a pagar de dividendos referentes a exercícios anteriores;
- (iii) correção do saldo de P&D.

Prática Contábil

No resultado financeiro são registrados, principalmente, os encargos das dívidas sobre empréstimos, financiamentos e debêntures, vide nota 19, os encargos das obrigações com a CDE e revitalização de bacias hidrográficas, vide nota 27, e as receitas de aplicações financeiras.

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.

NOTA 37 – INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GESTÃO DE RISCOS

37.1- Gestão do Risco de Capital

Os objetivos da Companhia ao administrar seu capital são os de salvaguardar a capacidade de continuidade da Companhia 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 19, subtraído do montante de caixa e equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários (sem considerar o caixa restrito e TVM restrito), apresentados nas notas 6 e 7. O capital total é apurado através da soma do patrimônio líquido, conforme demonstrado no balanço patrimonial consolidado, com a dívida líquida.

	31/12/2022	31/12/2021
Total dos empréstimos, financiamentos e debêntures	1.035.113	1.189.646
(-) Caixa e equivalentes de Caixa	(874.173)	(9.762)
(-) Títulos e Valores Mobiliários	(386.874)	(2.417.701)
Exposição líquida	(225.934)	(1.237.817)
(+) Total do Patrimônio Líquido	15.490.711	15.776.160
Total do Capital	15.264.777	14.538.343
Índice de Alavancagem Financeira	-1%	-9%

37.2 - 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:

	Nível	31/12/2022	31/12/2021
Ativos financeiros			
Mensurados ao custo amortizado			
Caixa e equivalentes de caixa		874.173	9.762
Consumidores, concessionárias e permissionárias		1.061.548	1.031.836
Títulos e valores mobiliários		8.900	8.642
Cauções e depósitos vinculados		159.599	149.716
Valor justo por meio do resultado			
Títulos e valores mobiliários	2	781.332	2.549.764
Total Ativos financeiros		2.885.552	3.749.720
Passivos financeiros			
Mensurados ao custo amortizado			
Financiamentos e empréstimos		884.218	1.033.727
Fornecedores		622.384	460.611
Debêntures		150.895	155.919
Obrigações Lei nº 14.182/2021		15.202.458	-
AFAC		11.766.222	-
Total Passivos financeiros		28.626.177	1.650.257

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.

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.

37.3 - 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 Companhia 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:

37.2.1 – Risco de taxa de juros

Esse risco está associado à possibilidade da Companhia contabilizar perdas em razão de oscilações das taxas de juros de mercado, impactando seus demonstrativos pela elevação das despesas financeiras.

a) 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 2022 previsões e/ou estimativas baseadas fundamentalmente em premissas macroeconômicas obtidas do Relatório Focus, divulgado pelo Banco Central, e *Economic Outlook*, publicado pela OCDE.

a.1) Indexadores nacionais

Risco de apreciação das taxas de juros

			Efeito no Resultado			
			Saldo em 31/12/2022	Cenário I - Provável 2022 ¹	Cenário II (+25%) ¹	Cenário III (+50%) ¹
CDI	Empréstimos, Financiamentos e Debêntures		100.645	13.738	17.173	20.607
	Impacto no resultado		100.645	13.738	17.173	20.607
TJLP	Empréstimos, Financiamentos e Debêntures		231.753	16.686	20.858	25.029
	Impacto no resultado		231.753	16.686	20.858	25.029
IPCA	Empréstimos, Financiamentos e Debêntures		382.607	21.809	27.261	32.713
	Impacto no resultado		382.607	21.809	27.261	32.713
Impacto no resultado em caso de apreciação dos indicadores nacionais			715.005	52.233	65.291	78.349
⁽¹⁾ Premissas adotadas:			31/12/2022	Provável	+25%	+50%
	CDI		13,65%	13,65%	17,06%	20,48%
	TJPL		7,20%	7,20%	9,00%	10,80%
	IPCA		5,70%	5,70%	7,13%	8,55%

37.2.2 – Risco de crédito

Esse risco decorre da possibilidade de a Companhia incorrer em perdas resultantes da dificuldade de realização de seus recebíveis de clientes, bem como da inadimplência de instituições financeiras contrapartes em operações.

37.2.2 – Risco de liquidez

As necessidades de liquidez da Companhia 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.

	Fluxo de pagamento				
	Menos de 1 ano	Entre 1 e 2 anos	Entre 2 a 5 anos	Acima de 5 anos	Total
Em 31 de dezembrode 2022					
Fornecedores	554.497	-	-	-	554.497
Financiamentos e empréstimos	188.667	190.651	182.284	322.616	884.218
Obrigações estimadas	125.153	-	-	-	125.153
Debêntures	13.337	17.441	57.453	62.664	150.895
Obrigações Lei nº 14.182/2021	597.699	1.748.087	2.299.038	10.557.634	15.202.458
AFAC	11.766.222	-	-	-	11.766.222
Em 31 de dezembro de 2021					
Fornecedores	460.611	-	-	-	460.611
Financiamentos e empréstimos	232.772	219.131	450.709	520.228	1.422.840
Obrigações estimadas	113.011	-	-	-	113.011
Debêntures	13.820	18.073	59.535	69.103	160.531

Prática Contábil

Reconhecimento e mensuração:

Os ativos e passivos financeiros são reconhecidos quando uma empresa da Companhia 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 Companhia. As taxas recebidas são reconhecidas com base no método linear ao longo da vida da garantia, nota 19.2. Qualquer aumento de obrigações em relação às garantias é apresentado, quando ocorrido, nas despesas operacionais, nota 34.1.

NOTA 38 - INFORMAÇÕES POR SEGMENTOS DE NEGÓCIOS

Em atendimento às instruções e orientações da Aneel, apresentamos a Demonstração do Resultado do Exercício Segregado por atividade e simplificada - até a rubrica de Resultado da Atividade das Unidades de Negócio: Geração (G) e Transmissão (T).

	31/12/2022			31/12/2021		
	Geração	Transmissão	Total	Geração	Transmissão	Total
RECEITA						
Fornecimento de energia elétrica	863.486	-	863.486	658.343	-	658.343
Suprimento de energia elétrica	3.106.590	-	3.106.590	2.969.543	-	2.969.543
Energia Elétrica de Curto Prazo	110.777	-	110.777	388.431	-	388.431
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição	-	4.772.638	4.772.638	-	4.766.736	4.766.736
Outras receitas	2.593	78.247	80.840	6.674	26.597	33.271
	4.083.446	4.850.885	8.934.331	4.022.991	4.793.333	8.816.324
Tributos						
ICMS	(145.177)	(3.547)	(148.724)	(120.375)	-	(120.375)
PIS-PASEP	(66.790)	(73.937)	(140.727)	(63.376)	(76.219)	(139.595)
Cofins	(307.622)	(340.561)	(648.183)	(291.926)	(351.082)	(643.008)
ISS	(39)	(929)	(968)	(149)	(472)	(621)
ENCARGOS - PARCELA "A"						
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(32.316)	(40.291)	(72.607)	(28.388)	(41.844)	(70.232)
Outros encargos CCEE	-	-	-	-	-	-
Reserva Global de Reversão - RGR	(26.952)	(16.212)	(43.164)	(42.893)	(27.355)	(70.248)
Conta de Desenvolvimento Econômico - CDE	-	(152.582)	(152.582)	-	(99.850)	(99.850)
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH	(222.458)	-	(222.458)	(150.783)	-	(150.783)
Taxa de Fiscalização da Aneel	(20.851)	(15.333)	(36.184)	(7.302)	(17.029)	(24.331)
Outros encargos	-	(102.956)	(102.956)	-	(63.269)	(63.269)
	(822.205)	(746.348)	(1.568.553)	(705.192)	(677.120)	(1.382.312)
RECEITA LÍQUIDA	3.261.241	4.104.537	7.365.778	3.317.799	4.116.213	7.434.012
CUSTOS NÃO GERENCIÁVEIS - PARCELA "A"						
Energia elétrica comprada para revenda	(235.667)	-	(235.667)	(475.601)	-	(475.601)
Encargo de transmissão, conexão e distribuição	(948.925)	-	(948.925)	(868.871)	-	(868.871)
	(1.184.592)	-	(1.184.592)	(1.344.472)	-	(1.344.472)
RESULTADO ANTES DOS CUSTOS GERENCIÁVEIS	2.076.649	4.104.537	6.181.186	1.973.327	4.116.213	6.089.540
CUSTOS GERENCIÁVEIS - PARCELA "B"						
Pessoal e administradores	(394.530)	(1.150.658)	(1.545.188)	(284.234)	(699.662)	(983.896)
Material	(13.625)	(29.829)	(43.454)	(9.048)	(26.145)	(35.193)
Serviços de terceiros	(105.132)	(221.465)	(326.597)	(104.422)	(191.308)	(295.730)
Arrendamento e aluguéis	(3.745)	(5.582)	(9.327)	(3.941)	(7.430)	(11.371)
Seguros	(3.905)	(10.898)	(14.803)	(3.235)	(9.611)	(12.846)
Doações, contribuições e subvenções	(6.246)	(5.989)	(12.235)	(8.302)	(3.716)	(12.018)
Provisões	(1.123.897)	(465.616)	(1.589.513)	(268.182)	244.228	(23.954)
(-) Recuperação de despesas	3.924	11.018	14.942	15.773	2.227	18.000
Tributos	(2.330)	(16.526)	(18.856)	(8.232)	(3.333)	(11.565)
Depreciação e amortização	(124.178)	(352.835)	(477.013)	(308.265)	(97.134)	(405.399)
Gastos diversos	(109.253)	(302.143)	(411.396)	(885.893)	(228.944)	(1.114.837)
	(1.882.917)	(2.550.523)	(4.433.440)	(1.867.981)	(1.020.828)	(2.888.809)
RESULTADO DA ATIVIDADE	193.732	1.554.014	1.747.746	105.346	3.095.385	3.200.731
Equivalência Patrimonial	(108.606)	130.880	22.274	(88.431)	249.397	160.966
Resultado Financeiro						
Receita financeira	105.284	284.823	390.107	209.161	306.246	515.407
Despesa financeira	(691.688)	(177.590)	(869.278)	(177.086)	(95.438)	(272.524)
RESULTADO ANTES DOS IMPOSTOS SOBRE O LUCRO	(501.278)	1.792.127	1.290.849	48.990	3.555.590	3.604.580
Imposto de renda e contribuição social	33.772	184.433	218.205	(206.072)	(131.750)	(337.822)
LUCRO DO EXERCÍCIO	(467.506)	1.976.560	1.509.054	(157.082)	3.423.840	3.266.758
Lucro básico por ação (R\$)	(8,36)	35,36	26,99	(2,81)	61,24	58,43
Lucro diluído por ação (R\$)	(8,36)	35,36	26,99	(2,81)	61,24	58,43

Principais práticas contábeis adotadas na elaboração das demonstrações por Unidades de Negócio:

Por serem vinculados a Holding, não foram considerados os valores referentes às participações em outras companhias com seus reflexos em outras operações, ganho no montante de R\$ 22.274 em 2022 (ganho de R\$ R\$ 160.966, em 2021).

Nas Unidades de Negócio foram consideradas as receitas operacionais faturadas aos consumidores externos, acrescidas dos faturamentos de transferências virtuais entre as Unidades de Negócio da Outorgada, conforme segue:

Receita da Unidade	G	T	ANV	TOTAL
Geração - G	4.080.853	-	-	4.080.853
Transmissão - T	-	4.772.638	-	4.772.638
Atividades não vinculadas - ANV	-	-	80.840	80.840
	4.080.853	4.772.638	80.840	8.934.331

Conciliação das Demonstrações de Resultado:

	Unidades de Negócio	Outorgada	Diferença
Receita	8.934.331	8.934.331	-
Deduções da receita	(1.568.553)	(1.568.553)	-
Receita líquida	7.365.778	7.365.778	-
Gastos	(5.618.032)	(5.618.032)	-
Resultado do serviço	1.747.746	1.747.746	-
Resultado financeiro	(479.171)	(479.171)	-
Equivalência patrimonial	-	22.274	(22.274)
Lucro antes da tributação e participações	1.268.575	1.290.849	(22.274)
Imposto de renda e contribuição social	218.205	218.205	-
Lucro do exercício	1.486.780	1.509.054	(22.274)

As receitas e despesas operacionais estão contabilizadas em cada Unidade de Negócio, acrescidas quando aplicável, dos valores apurados com base nas receitas transferidas entre elas.

As deduções, tais como impostos, contribuições e quotas para a Reserva Global de Reversão - RGR, foram calculadas sobre o montante das receitas escrituradas e virtuais, aplicando-se as alíquotas ou taxas efetivamente incorridas na Outorgada.

As receitas financeiras, oriundas de rendimentos de aplicações financeiras, foram classificadas em cada Unidade de Negócio com base na proporcionalidade da receita operacional bruta.

O imposto de renda e a contribuição social foram calculados com base na taxa efetiva dos tributos incidentes nas demonstrações consolidadas e não incidiram sobre os preços de transferências, uma vez que estes não causam efeito no consolidado.

A diferença entre o lucro líquido das Unidades de Negócio e o total da Outorgada, no valor de R\$ 22.274, refere-se ao resultado de equivalência patrimonial.

NOTA 39 – TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

Dentre as principais operações ocorridas com partes relacionadas durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2022, destacamos os empréstimos e financiamentos concedidos estabelecidos de acordo com a legislação específica sobre o assunto:

40.1 – Principais transações ocorridas em 2022

Partes Relacionadas	Data da Operação	Objeto do Contrato	Valor da transação
Chesf e Fachesf	01/01/2022	Segundo Aditivo ao Convênio: 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.	57.875
Chesf e Eletrobras	21/06/2022	Celebração de contrato referente à Adiantamento por Conta de Futuro Aumento de Capital – AFAC, no valor total de R\$ 11.766.222.190,36 (onze bilhões, setecentos e sessenta e seis milhões, duzentos e vinte e dois mil e cento e noventa reais e trinta e seis centavos), que foi destinado à Chesf para pagamento do bônus de outorga conforme determinado na Resolução CNPE nº 15, de 31 de agosto de 2021.	11.766.222
Chesf e Eletronorte	16/12/2022	A aquisição, pela Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. ("Eletronorte"), por meio do Contrato de Compra e Venda de Ações e Outras Avenças ("CCVA"), da participação equivalente a 24,5% do capital social total e votante da Energética Águas da Pedra S.A. – EAPSA (UHE Dardanelos) detida pela Companhia Hidro Elétrica do São Francisco S.A. ("Chesf"), acrescida de 22.675 ações da Afluente Transmissão de Energia Elétrica S.A. ("Neoenergia Afluente T"), 95.981 ações da Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia ("Neoenergia Coelba") e 58.460 ações da Companhia Energética do Rio Grande do Norte ("Neoenergia Cosern") detidas pela Chesf. O valor das participações envolvidas totaliza R\$ 389.452.937,92 (trezentos e oitenta e nove milhões, quatrocentos e cinquenta e dois mil, novecentos e trinta e sete reais e noventa e dois centavos).	389.453

39.2 - Transações com partes relacionadas

Abaixo se encontram resumidas as transações comerciais e respectivos saldos com partes relacionadas:

Patrimonial	31/12/2022				31/12/2021			
	Controladas em conjunto	Coligadas	Entidades benefício pós-emprego e de saúde	Empresas Eletrobras	Controladas em conjunto	Coligadas	Entidades benefício pós-emprego	Empresas Eletrobras
Ativos								
Clientes	22.089	339	-	85.718	25.261	333	-	16.307
Contas a receber	1.289	-	-	7.412	468	-	-	1.134
Dividendos / JCP a receber	46.925	7.354	-	-	63.766	10.927	-	-
Participações Societárias	4.810.981	-	-	-	5.246.494	145.724	-	-
Ativos mantidos para venda	-	143.388	-	-	-	-	-	-
Outros ativos	-	-	136.316	-	8.197	-	-	-
Total Ativo	4.881.284	151.081	136.316	93.130	5.344.186	156.984	-	17.441
Passivos								
Contas a Pagar	16	-	2.415.491	882	(74)	-	1.952.252	190
Fornecedores	22.735	-	-	18.611	19.818	-	-	19.658
Dividendos e JCP a pagar	-	-	-	589.016	-	-	-	1.293.439
Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	11.766.222	-	-	-	-
Outros passivos	-	-	115.773	-	-	-	222.781	-
Total Passivo	22.751	-	2.531.264	12.374.731	19.744	-	2.175.033	1.313.287

Resultado	31/12/2022				31/12/2021			
	Controladas em conjunto	Coligadas	Entidades benefício pós-emprego e de saúde	Empresas Eletrobras	Controladas em conjunto	Coligadas	Entidades benefício pós-emprego	Empresas Eletrobras
Receitas de prestação de serviços	7.238	-	-	-	5.406	-	-	-
Receita financeira	340	-	268	39	457	-	157	50
Outras Receitas (Despesas) Operacionais	371.658	-	(156.145)	1.705	99.427	-	(134.835)	(1.683)
Energia comprada para revenda	(245.238)	-	-	-	(226.149)	-	-	-
Encargo de Uso da Rede	(29.071)	-	-	(209.820)	(28.022)	-	-	(220.398)
Contribuições patrocinadora	-	-	(50.325)	-	-	-	(45.087)	-
Despesa financeira	-	-	-	(95.904)	(5)	-	-	(141.999)
Equivalência patrimonial	71.314	30.241	-	-	114.959	46.007	-	-
Total	176.241	30.241	(206.202)	(303.980)	(33.927)	46.007	(179.765)	(364.030)

39.2.1 - Abaixo se encontram as principais transações significativas acerca do uso de rede de transmissão, compra de energia ou prestação de serviços:

- Ressarcimento dos contratos da auditoria e atuarial;
- Ressarcimento de despesas de empregados cedidos;
- Remuneração pelo capital investido;
- Contratos celebrados para disponibilização do sistema de transmissão;
- Contratos celebrados para uso da rede de transmissão;
- Contratos de compra de energia;
- Empregados cedidos;
- Contratos celebrados de arrendamentos;
- Compromissos atuariais referentes a previdência complementar;
- Intermediação de prestação de serviços de saúde, seguro de vida e outros benefícios aos empregados da Companhia;
- Montante investido na participação societária, avaliado pelo método de equivalência patrimonial;
- Contratos de prestação de serviços de operação e manutenção de linha de transmissão.

39.3 - Remuneração de pessoal-chave

A remuneração do pessoal chave da Companhia (membros da Diretoria Executiva, Conselho de Administração e Conselho Fiscal) é como segue:

	31/12/2022	31/12/2021
Remuneração dos Diretores e dos Conselheiros	4.595	2.670
Encargos Sociais	973	767
Benefícios	233	180
Total	5.801	3.617

A remuneração máxima, mínima e média dos dirigentes, empregados e conselheiros pode ser observada abaixo:

	31/12/2022	31/12/2021
Remuneração de dirigentes		
Maior remuneração de administradores	89.741,99	83.726,87
Menor remuneração de administradores	70.691,40	58.431,65
Remuneração média de administradores	76.898,33	60.106,99
Remuneração de conselheiros		
Maior remuneração de conselheiros	4.588,16	4.595,75
Menor remuneração de conselheiros	4.588,16	4.595,75
Remuneração média de conselheiros	4.588,16	4.595,75
Remuneração de empregados		
Maior remuneração de empregados	79.601,00	66.494,86
Menor remuneração de empregados	2.322,75	2.041,22
Remuneração média de empregados	15.444,24	11.667,31

Prática contábil

A Companhia elimina nas demonstrações contábeis consolidadas, as transações e os saldos intercompanhias existentes com partes relacionadas, exceto em relação àqueles entre a Companhia 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 partes.

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.

NOTA 40 – ATIVOS MANTIDOS PARA VENDA

O quadro abaixo demonstra os investimentos classificados como mantidos para venda em 31 de dezembro de 2022:

	31/12/2022	31/12/2021
Geração		
Energética Águas da Pedra S.A.	143.388	-
Outros		
Participações minoritárias	234	-
Total do Ativo	143.622	-

Prática contábil

Os ativos não circulantes e os grupos de ativos são classificados como mantidos para venda se o seu valor contábil será recuperado, principalmente, por meio de transação de venda e não pelo 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 41 – EVENTOS SUBSEQUENTES

Em 04 de janeiro de 2023, os acionistas da Eletrobras reunidos na 185ª AGE aprovaram a incorporação da totalidade das ações de emissão das subsidiárias: (i) CHESF; (ii) CGT Eletrosul; (iii) Furnas; e (iv) Eletronorte. A aprovação das Incorporações de Ações também ocorreu nas assembleias gerais das subsidiárias.

A operação se justifica como sendo do interesse de todas as partes interessadas, haja vista que as subsidiárias possuem em seus quadros sociais agrupamento de acionistas minoritários que titularizam parcela diminuta do capital social votante dessas empresas. A formatação de um único acionista para essas controladas permitirá, assim, que o próprio escopo de atuação dessas sociedades seja revisto e repensado, com vistas: (i) à completa reestruturação e simplificação de seus sistemas de governança, com enfoque em administrações locais mais enxutas e com perfil de gestão operacional; (ii) centralização e padronização de macroprocessos e estruturas, com eliminação de redundâncias e ganhos de eficiência na operação dos ativos e execução dos projetos de investimento; (iii) robustecimento do papel da Eletrobras no direcionamento estratégico de suas subsidiárias e na definição do modelo ótimo de gestão; e (iv) maior segurança jurídica no processo decisório, haja vista a ausência de potenciais interesses conflitantes normalmente associados ao cenário de pluralidade da base acionária.

NOTA 42 – CONCILIAÇÃO DO BALANÇO PATRIMONIAL REGULATÓRIO E SOCIETÁRIO

Para fins estatutários, a Outorgada seguiu a regulamentação societária para a contabilização e elaboração das Demonstrações Contábeis Societárias, sendo que para fins regulatórios, a Outorgada seguiu a regulamentação regulatória, determinada pela Aneel apresentada no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE. Dessa forma, uma vez que há diferenças entre as práticas societárias e regulatórias, faz-se necessária a apresentação da reconciliação das informações apresentadas seguindo as práticas regulatórias com as informações apresentadas seguindo as práticas societárias.

		2022			2021		
	Nota	Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
Ativos							
Ativo circulante							
Caixa e equivalência de caixa	6	874.173	-	874.173	9.762	-	9.762
Títulos e valores mobiliários	7	386.643	-	386.643	2.417.482	-	2.417.482
Consumidores, concessionárias e permissionárias	8	1.061.548	(192.380)	869.168	1.031.836	(186.368)	845.468
Remuneração de participações societárias	9	54.279	-	54.279	74.693	-	74.693
Tributos a recuperar	10	81.575	64.325	145.900	70.705	-	70.705
Imposto de renda e contribuição social	11	630.323	(60.385)	569.938	565.998	3.940	569.938
Cauções e depósitos vinculados	12	28.782	-	28.782	26.491	-	26.491
Almoxarifado		126.087	(4.544)	121.543	83.927	(4.544)	79.383
Serviços em curso	13	495.319	-	495.319	409.514	-	409.514
Ativo contratual transmissão		-	2.835.271	2.835.271	-	2.237.989	2.237.989
Outros ativos circulantes		321.197	(29.630)	291.567	248.044	(29.629)	218.415
Ativos não circulantes mantidos para venda	40	143.622	-	143.622	-	-	-
Ativo não circulante							
Valores a receber - Lei nº 12.783/2013		-	-	-	-	487.822	487.822
Títulos e valores mobiliários	7	403.589	-	403.589	140.924	-	140.924
Tributos a recuperar	10	214.093	-	214.093	204.383	-	204.383
Imposto de renda e contribuição social diferido	0	989.039	(989.039)	-	710.155	(710.155)	-
Ativo contratual transmissão		-	16.025.528	16.025.528	-	16.119.592	16.119.592
Cauções e depósitos vinculados	12	541.800	-	541.800	322.601	-	322.601
Outros ativos não circulantes		60.641	-	60.641	53.510	(1)	53.509
Investimento	14	4.828.092	822.444	5.650.536	5.409.581	-	5.409.581
Imobilizado	15	13.643.881	(10.832.225)	2.811.656	13.683.571	(11.405.978)	2.277.593
Intangível	16	29.611.755	(840.970)	28.770.785	1.288.011	(831.462)	456.549
Total do ativo		54.496.438	6.798.395	61.294.833	26.751.188	5.681.206	32.432.394
Passivo							
Passivo circulante							
Empréstimos, financiamentos e debêntures	19	207.407	-	207.407	199.480	-	199.480
Fornecedores	18	622.384	(67.887)	554.497	460.611	(65.765)	394.846
Tributos a recolher	20	285.739	-	285.739	155.839	-	155.839
Remuneração aos acionistas	22	592.047	-	592.047	1.298.929	-	1.298.929
Obrigações estimadas	28	557.716	-	557.716	353.902	-	353.902
Benefício pós-emprego	25	187.658	-	187.658	167.869	-	167.869
Encargos setoriais	21	353.427	-	353.427	36.123	-	36.123
Obrigações decorrentes da Lei 14.182/2021	27	597.699	-	597.699	-	-	-
Outros passivos circulantes		41.374	39	41.413	35.336	35	35.371
Passivo não circulante							
Empréstimos, financiamentos e debêntures	19	827.706	-	827.706	990.166	-	990.166
Provisões para litígios	26	4.208.697	-	4.208.697	3.130.760	-	3.130.760
Tributos diferidos		-	588.229	588.229	-	670.192	670.192
Benefício pós-emprego	25	3.579.524	-	3.579.524	3.314.875	-	3.314.875
Obrigações decorrentes da Lei 14.182/2021	27	14.604.759	-	14.604.759	-	-	-
Contratos onerosos	24	90.499	-	90.499	67.298	-	67.298
Adiantamento para futuro aumento de capital	23	11.766.222	-	11.766.222	-	-	-
Encargos setoriais	21	219.571	-	219.571	459.416	-	459.416
Obrigações vinculadas à concessão	30	197.003	(102.811)	94.192	184.183	(129.603)	54.580
Outros passivos não circulantes		66.295	414.550	480.845	120.241	333.206	453.447
Total do passivo		39.005.727	832.120	39.630.440	10.975.028	808.065	11.583.613
Patrimônio líquido							
Capital social	31	9.753.953	-	9.753.953	9.753.953	-	9.753.953
Reservas de capital		4.916.199	-	4.916.199	4.916.199	-	4.916.199
Outros resultados abrangentes		(569.824)	(3.227.967)	(3.797.791)	(148.615)	(3.445.243)	(3.593.858)
Reservas de lucros		1.763.644	8.125.173	9.888.817	1.611.129	7.961.878	9.573.007
Dividendos adicionais propostos		695.808	-	695.808	-	-	-
Prejuízos Acumulados		(1.069.069)	1.069.069	-	(356.506)	356.506	-
Total do patrimônio líquido		15.490.711	5.966.275	21.456.986	15.776.160	4.873.141	20.649.301
Total do passivo e do patrimônio líquido		54.496.438	6.798.395	61.087.426	26.751.188	5.681.206	32.232.914

	2022				2021		
	Nota	Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
Operações em continuidade							
Receita	33						
Fornecimento de energia elétrica		863.486	-	863.486	658.343	-	658.343
Suprimento de energia elétrica		3.106.590	-	3.106.590	2.969.543	-	2.969.543
Energia Elétrica de Curto Prazo		110.777	-	110.777	388.431	-	388.431
Disponibilidade do sistema de transmissão e distribuição		4.772.638	(2.504.387)	2.268.251	4.766.736	(2.732.467)	2.034.269
Receita de construção - Geração/Transmissão		-	605.344	605.344	-	519.125	519.125
Receita contratual		-	2.403.532	2.403.532	-	2.922.291	2.922.291
Outras receitas vinculadas		80.840	-	80.840	33.271	-	33.271
Tributos	33						
ICMS		(148.724)	-	(148.724)	(120.375)	-	(120.375)
PIS-PASEP		(140.727)	-	(140.727)	(139.595)	-	(139.595)
Cofins		(648.183)	-	(648.183)	(643.008)	-	(643.008)
ISS		(968)	-	(968)	(621)	-	(621)
Encargos - Parcela "A"	36						
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D		(72.607)	-	(72.607)	(70.232)	-	(70.232)
Outros encargos CCEE		-	-	-	-	-	-
Reserva Global de Reversão - RGR		(43.164)	-	(43.164)	(70.248)	-	(70.248)
Conta de Desenvolvimento Econômico - CDE		(152.582)	-	(152.582)	(99.850)	-	(99.850)
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH		(222.458)	-	(222.458)	(150.783)	-	(150.783)
Taxa de Fiscalização da Aneel		(36.184)	-	(36.184)	(24.331)	-	(24.331)
Outros Encargos		(102.956)	-	(102.956)	(63.269)	-	(63.269)
Receita líquida		7.365.778	504.489	7.870.267	7.434.012	708.949	8.142.961
Custos não gerenciáveis - Parcela "A"	34						
Energia elétrica comprada para revenda		(235.667)	-	(235.667)	(475.601)	-	(475.601)
Encargo de uso do sistema de transmissão e distribuição		(948.925)	-	(948.925)	(868.871)	-	(868.871)
Custo de Construção		-	(918.099)	(918.099)	-	(679.120)	(679.120)
Custo de Melhoria		-	(50.320)	(50.320)	-	(118.888)	(118.888)
Resultado antes dos custos gerenciáveis		6.181.186	(463.930)	5.717.256	6.089.540	(89.059)	6.000.481
Custos gerenciáveis - Parcela "B"	34						
Pessoal e administradores	35	(1.545.188)	-	(1.545.188)	(983.896)	-	(983.896)
Material		(43.454)	-	(43.454)	(35.193)	-	(35.193)
Serviços de terceiros		(326.597)	-	(326.597)	(295.730)	-	(295.730)
Arrendamento e aluguéis		(9.327)	248	(9.079)	(11.371)	247	(11.124)
Seguros		(14.803)	-	(14.803)	(12.846)	-	(12.846)
Doações, contribuições e subvenções		(12.235)	-	(12.235)	(12.018)	-	(12.018)
Provisões		(1.589.513)	798.230	(791.283)	(23.954)	(428.392)	(452.346)
Recuperação de despesas		14.942	-	14.942	18.000	-	18.000
Tributos		(18.856)	-	(18.856)	(11.565)	-	(11.565)
Depreciação e amortização		(477.013)	310.974	(166.039)	(405.399)	283.339	(122.060)
Gastos diversos da atividade vinculada		(411.396)	(619.231)	(1.030.627)	(1.114.837)	(50.675)	(1.165.512)
Remensurações Regulatórias - Contratos de Transmissão		-	228.155	228.155	-	2.942.521	2.942.521
Resultado da Atividade		1.747.746	254.446	2.002.192	3.200.731	2.657.981	5.858.712
Equivalência patrimonial		22.274	144.959	167.233	160.966	-	160.966
Resultado Financeiro	36						
Receitas financeiras		390.107	(3.891)	386.216	515.407	(4.419)	510.988
Despesas financeiras		(869.278)	(219)	(869.497)	(272.524)	(218)	(272.742)
Resultado antes dos impostos		1.290.849	395.295	1.686.144	3.604.580	2.653.344	6.257.924
Imposto de renda e contribuição social		218.205	(196.922)	21.283	(337.822)	(451.698)	(789.520)
Resultado líquido das operações em continuidade		1.509.054	198.373	1.707.427	3.266.758	2.201.646	5.468.404
Resultado líquido do exercício		1.509.054	198.373	1.707.427	3.266.758	2.201.646	5.468.404
Lucro por ação	32	26,99		30,54	58,43		97,82

A seguir são detalhadas a natureza e explicações dos ajustes apresentados entre a contabilidade societária e a regulatória:

42.1 - Consumidores

Os ajustes são decorrentes de ativos e passivos regulatórios que não atendem a definição de ativo e passivo, segundo a Estrutura Conceitual Básica (Framework), sendo reconhecidos diretamente na demonstração de resultado de acordo com o período de competência.

42.2 - Ativos da concessão de serviço público

Os ajustes são decorrentes de contabilização, na contabilidade societária, de obrigação de performance, de receber caixa (indenização) e atualizações dos saldos. Estes lançamentos na contabilidade societária foram realizados em atendimento ao disposto no CPC 47 – Receita de

Contrato, mas que para fins de contabilidade regulatória tais práticas não são adotadas e desta forma, apresenta-se ajustes nesta conciliação de saldos contábeis societários e regulatórios no montante de R\$ 18.860.799.

42.3. Imobilizado

Os ajustes são decorrentes da aplicação do CPC 47 – Receita de Contrato, que determina a contabilização dos ativos da geração, que tiveram seus contratos prorrogados, e dos ativos da transmissão, como Ativo da concessão de serviço público.

42.4 – Fornecedores

Os ajustes são decorrentes de passivos regulatórios que não atendem a definição de passivo, segundo a Estrutura Conceitual Básica (Framework), que estão sendo reconhecidos diretamente na demonstração de resultado de acordo com o período de competência.

42.5. Efeitos de contabilização de contratos de concessão (CPC 47)

42.5.1 - Receita e custo de construção

Os ajustes, no montante de R\$ 605.344, são decorrentes do andamento das obras do sistema de transmissão, e dos investimentos nas usinas prorrogadas, ambos abrangidos pelo CPC 47 – Receita de Contrato.

42.5.2 – Receita contratual (resultado)

Os ajustes, no montante de R\$ 2.403.532, são decorrentes de atualização do ativo financeiro da transmissão.

42.5.3 – Remensurações regulatórias – Contratos de transmissão

Os ajustes, no montante de R\$ 228.155, são decorrentes dos efeitos do resultado definitivo da revisão tarifária do contrato 61/2001, e reperfilamento da RBSE.

42.5.4 – Equivalência patrimonial (resultado)

Os ajustes são decorrentes dos efeitos de apuração da equivalência patrimonial das investidas que elaboram demonstrações contábeis regulatórias.

42.5.5 - Imposto de renda e contribuição social diferidos (resultado)

Os ajustes são decorrentes dos efeitos de diferenças temporárias de valores provenientes do CPC 33 e do CPC 47.

42.5.6 – Conciliação do patrimônio líquido societário e regulatório

	31/12/2022	31/12/2021
Saldos conforme contabilidade societária	21.456.986	20.649.301
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória	(5.966.275)	(4.873.141)
Remuneração do ativo da concessão de transmissão (IFRS 15)	(21.633.112)	(19.229.580)
Receita de O&M e Receita/Custo de construção (IFRS 15)	16.931.566	14.064.104
Remensurações regulatórias - Contratos de transmissão	(3.647.205)	(3.419.050)
Ajustes CPCs	751.491	1.382.561
Tributos sobre as diferenças de práticas contábeis	1.776.595	1.579.674
Reavaliação de Ativos - RBSE	3.227.966	3.445.243
Ajuste de Exercícios anteriores (*)	(3.204.136)	(2.526.653)
Outros	(169.440)	(169.440)
Saldo conforme contabilidade regulatória	15.490.711	15.776.160

(*) Efeitos do ativo financeiro, equivalência e tributos.

42.5.7 – Conciliação do lucro líquido societário e regulatório

	31/12/2022	31/12/2021
Lucro/Prejuízo conforme contabilidade societária	1.707.427	5.468.404
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória	(198.373)	(2.201.646)
Remuneração do ativo da concessão de transmissão (IFRS 15)	(2.403.532)	(2.922.291)
Remensurações regulatórias - contratos de transmissão	(228.155)	(2.942.521)
Receita de O&M e Receita/Custo de construção (IFRS 15)	2.867.462	3.011.350
Outros (ajustes CPCs)	(631.070)	200.118
Tributos sobre as diferenças de práticas contábeis	196.922	451.698
Lucro/Prejuízo conforme contabilidade regulatória	1.509.054	3.266.758

COMPOSIÇÃO DOS CONSELHOS DE ADMINISTRAÇÃO E FISCAL E DA DIRETORIA EXECUTIVA

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Elvira Baracuhy Cavalcanti Presta
Presidente

Fabio Malina Losso
Conselheiro

Luiz Augusto Pereira de Andrade Figueira
Conselheiro

Lourinaldo Ferreira de Santana
Conselheiro

Pedro Luiz de Oliveira Jatobá
Conselheiro

CONSELHO FISCAL

Hélio Mourinho Garcia Júnior
Presidente

André Luiz Amaral dos Santos
Conselheiro

Henrique Alves Santos
Conselheiro

DIRETORIA EXECUTIVA

Fabio Lopes Alves
Diretor-Presidente

Jenner Guimarães do Rêgo
Diretor Financeiro

Roberto Pordeus Nóbrega
Diretor de Regulação e Comercialização

João Henrique de Araújo Franklin Neto
Diretor de Operação

Ilenildo Macena dos Santos
Diretor de Gestão Corporativa

Reive Barros dos Santos
Diretor de Engenharia

SUPERINTENDÊNCIA DE CONTABILIDADE

José Henrique Mendes de Oliveira
Superintendente
CRC-PE-017904/O-4 – Contador

www.pwc.com.br

***Companhia
Hidro Elétrica do
São Francisco - Chesf***
***Demonstrações contábeis regulatórias em
31 de dezembro de 2022
e relatório do auditor independente***





Relatório do auditor independente sobre as demonstrações contábeis regulatórias

Aos Administradores e Acionistas
Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf

Opinião

Examinamos as demonstrações contábeis regulatórias da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf ("Companhia"), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2022 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo as políticas contábeis significativas e outras informações elucidativas. As demonstrações contábeis foram elaboradas pela administração com base no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE), aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) através da Resolução Normativa nº 933, de 18 de maio de 2021.

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis regulatórias acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf em 31 de dezembro de 2022, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico ("MCSE"), aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL") por meio da Resolução Normativa nº 933, de 18 de maio de 2021.

Base para opinião

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir intitulada "Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis regulatórias". Somos independentes em relação à Empresa, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas conforme essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Ênfase

Base de elaboração das demonstrações contábeis regulatórias

Chamamos a atenção para a Nota 4 às demonstrações contábeis regulatórias, que descrevem a base de elaboração dessas demonstrações contábeis. As demonstrações contábeis regulatórias foram elaboradas para auxiliar a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf a cumprir os requisitos da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Consequentemente, essas demonstrações contábeis regulatórias podem não ser adequadas para outro fim. Nossa opinião não está ressalvada em relação a este assunto.



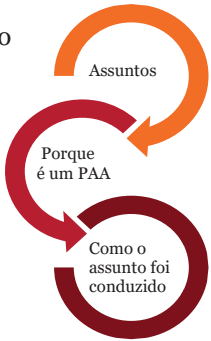
Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf

Situação operacional das empresas controladas em conjunto

Conforme mencionado na Nota 14.3 às demonstrações contábeis regulatórias, as controladas em conjunto Norte Energia S.A., Interligação Elétrica do Madeira S.A. e Interligação Elétrica Garanhuns S.A., apresentam excesso de passivos sobre ativos circulantes relevantes em 31 de dezembro de 2022. As circunstâncias das controladas em conjunto demonstram a necessidade de manutenção do suporte financeiro por parte de terceiros, da Companhia e/ou demais acionistas. Nossa opinião não está ressalvada em função desse assunto.

Principais Assuntos de Auditoria

Principais Assuntos de Auditoria (PAA) são aqueles que, em nosso julgamento profissional, foram os mais significativos em nossa auditoria do exercício corrente. Esses assuntos foram tratados no contexto de nossa auditoria das demonstrações financeiras como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações financeiras e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos.



Porque é um PAA	Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria
<p>Avaliação do valor recuperável do ativo imobilizado (Nota 17) e dos investimentos em coligadas e controladas em conjunto (Nota 14)</p> <p>O ativo imobilizado é composto, principalmente, pelos custos de construção de usinas de geração hidroelétricas e eólicas, para os quais uma provisão para redução ao valor recuperável pode ser necessária sempre que eventos ou mudanças em circunstâncias indicarem que seu valor contábil pode não ser recuperável.</p> <p>A avaliação de recuperabilidade é realizada com base em projeções de fluxos de caixa futuros esperados de cada unidade geradora de caixa - UGC à qual os saldos se relacionam.</p> <p>As projeções de fluxo de caixa foram preparadas com base na melhor estimativa da Administração da Companhia sobre as tendências futuras do setor elétrico e são baseadas tanto em fontes externas de informações como dados históricos das unidades geradoras de caixa e consideram premissas</p>	<p>Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros, o entendimento e a avaliação do ambiente de controles internos dos processos de mensuração do valor recuperável dos investimentos e do ativo imobilizado da Companhia.</p> <p>Para as principais premissas operacionais e financeiras utilizadas pela administração, avaliamos a coerência lógica e aritmética das projeções e envolvemos nossos especialistas em projeções financeiras para revisão da taxa de desconto e do modelo de fluxo de caixa descontado.</p> <p>Adicionalmente, comparamos as projeções anteriores com os resultados auferidos, bem como verificamos os registros contábeis relacionados com a constituição e/ou reversão de perdas do valor recuperável dos ativos.</p>



Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf

Porque é um PAA

relacionadas aos resultados das atividades de cada UGC, bem como outras premissas que subsidiam essas projeções como perspectivas de crescimento da economia brasileira, taxa de desconto, receitas projetadas e despesas por UGC.

Adicionalmente, a Companhia possui saldos relevantes em investimentos contabilizados pelo método de equivalência patrimonial, para os quais também é feita uma avaliação de valor recuperável com base nas projeções de fluxo de caixa descontados para os respectivos investimentos.

A utilização de diferentes premissas poderia modificar significativamente os valores recuperáveis apurados pela Companhia para o ativo imobilizado e os investimentos. Além dos fatores citados acima, e considerando as deficiências de controles identificadas nessas áreas, foi necessário executar testes adicionais a fim de avaliar a integridade e a precisão das informações geradas internamente. Por essa razão, consideramos essa área como foco em nossa auditoria.

Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria

Com base na legislação societária vigente, também avaliamos a existência e valor das obrigações legais nos casos em que a Companhia constitui provisão para perdas adicionais para os investimentos em coligadas cujo saldo contábil de participação é reduzido a zero.

Efetuamos leitura das divulgações em notas explicativas.

Nossos procedimentos de auditoria demonstraram que os julgamentos e as premissas utilizadas pela administração na mensuração do valor recuperável dos ativos são consistentes com dados e informações obtidos.

Contingências cíveis, trabalhistas e fiscais (Nota 26)

A Companhia é parte passiva em processos judiciais de natureza cível, trabalhista e tributária, originados no curso normal dos negócios.

A determinação das probabilidades de perda e, conseqüentemente, do valor das provisões e das demais divulgações requeridas, exigem julgamento significativo da Companhia, sendo reavaliados periodicamente conforme o andamento dos processos nas diversas instâncias judiciais e da jurisprudência aplicável.

Devido à complexidade e incertezas relacionadas aos aspectos legais e constitucionais envolvidos em temas cíveis, trabalhistas e tributários e a seus possíveis impactos nas demonstrações financeiras, bem como aos testes adicionais necessários em decorrência das deficiências de controles internos identificadas, consideramos essa como uma área de foco na nossa auditoria.

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros, o entendimento e avaliação do ambiente de controles internos relacionados à identificação, avaliação, mensuração e divulgação das provisões e das discussões em andamento.

Obtivemos confirmação de assessores jurídicos, internos e externos, que patrocinam as causas da Companhia, para obtenção dos dados relacionados à avaliação do prognóstico, completude das informações e adequação do valor da provisão constituída ou do valor divulgado.

Avaliamos, ainda, a governança em torno desse processo e a experiência dos assessores jurídicos internos e externos envolvidos nas ações.

Para determinadas causas, com o apoio dos nossos especialistas, obtivemos opiniões legais de consultores jurídicos internos e externos, com o



Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf

Porque é um PAA

Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria

objetivo de avaliar a razoabilidade dos prognósticos determinados pelos advogados patronais das respectivas causas, bem como a argumentação e a existência de jurisprudências.

Por fim, efetuamos leitura das divulgações apresentadas em nota explicativa.

Nossos procedimentos de auditoria demonstraram que os julgamentos e as premissas utilizadas pela administração para a determinação das provisões são consistentes com as divulgações efetuadas e os dados e informações obtidos.

Benefício pós emprego (Nota 25)

Em 31 de dezembro de 2022, as obrigações atuariais relacionadas aos planos de benefícios pós emprego patrocinados pela Companhia, líquidas dos ativos do plano, totalizam R\$ 3.767 milhões.

A Companhia possui planos de benefício pós emprego, concedidos a funcionários e ex-funcionários, relativos substancialmente a complemento previdenciário. Certos planos que possuem características de "benefício definido", "contribuição variável" e "benefício saldado", geram passivos relevantes, líquidos dos ativos do plano. Os cálculos das obrigações são efetuados com suporte de atuário independente e consideram premissas atuariais que incluem taxa de desconto, aumento salarial esperado, mortalidade, entre outros, aplicadas sobre a base de assistidos total dos referidos planos.

Devido ao fato de se tratarem de valores relevantes e que envolvem alto grau de julgamento pela Administração na definição das premissas envolvidas na mensuração das obrigações atuariais dos planos, bem como os testes adicionais necessários em decorrência das deficiências de controles internos identificadas, consideramos este assunto relevante para nossa auditoria.

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros, o entendimento e avaliação do ambiente de controles internos relacionados à identificação dos benefícios pós-emprego.

Adicionalmente, efetuamos testes, em base amostral, da consistência dos dados dos participantes que foram utilizados pelo atuário responsável pelo cálculo atuarial de 2022 e avaliamos os principais critérios para a determinação da reserva individual de participantes selecionados.

Também avaliamos as hipóteses atuariais e premissas adotadas pelo atuário, tais como tabela de mortalidade, taxa de desconto e aumento salarial esperado.

Os procedimentos foram executados com a assistência de nossos especialistas atuariais e incluíram também a avaliação das divulgações efetuadas pela Companhia nas demonstrações financeiras.

Nossos procedimentos de auditoria demonstraram que os julgamentos e as premissas utilizadas pela administração na mensuração dos benefícios pós emprego são consistentes com dados e informações obtidos.



Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf

Porque é um PAA

Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria

Reconhecimento do intangível - Novos contratos de concessão (Nota 1.1.1 e 16)

Em 17 de junho de 2022, a Companhia, através das suas controladas, celebrou novos contratos de concessão de geração de energia elétrica em substituição aos contratos de concessão vigentes para as vinte e duas usinas hidrelétricas contempladas pela Lei nº 14.182/2021 que permitiu e determinou as condições para a desestatização da Eletrobras.

Os novos contratos concederam o direito de explorar os potenciais de energia hidráulica por meio das usinas hidrelétricas bem como as instalações de transmissão de interesse restrito dessas usinas pelo prazo de 30 anos, tendo como contraprestação, a obrigação de compromissos de pagamentos à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e para desenvolvimento de projetos determinados pela Lei nº 14.182/2021; a; e o pagamento de bônus de outorga que totalizam o custo de aquisição do ativo intangível referente aos contratos de concessão no montante de R\$ 28.337 milhões.

Consideramos esse assunto como um dos principais assuntos de auditoria devido a sua relevância e pelos aspectos da formação do custo de aquisição no reconhecimento do ativo intangível destes novos contratos de concessão.

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros, o entendimento e avaliação do ambiente de controles internos relacionados à identificação, avaliação, mensuração e divulgação de transações não usuais.

Efetuamos a leitura dos contratos de concessão, leis e normativos associados ao processo de obtenção dos novos contratos de concessão, bem como discutimos com a administração os principais aspectos de mensuração e reconhecimento desses novos contratos.

Como resultado das evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos que as informações divulgadas nas demonstrações financeiras estão alinhadas com as informações analisadas em nossa auditoria.

Outros assuntos

Apresentação das demonstrações contábeis societárias

Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf preparou um conjunto de demonstrações financeiras separados para o exercício findo em 31 de dezembro de 2022, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas *pelo International Accounting Standards Board (IASB)*, sobre qual emitimos nosso correspondente relatório de auditoria independente, sem ressalvas, com data de 13 de março de 2023.

Outras informações que acompanham as demonstrações contábeis regulatórias e o relatório do auditor

A administração da Empresa é responsável por essas outras informações que compreendem o Relatório da Administração.



Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf

Nossa opinião sobre as demonstrações contábeis regulatórias não abrange o Relatório da Administração e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório.

Em conexão com a auditoria das demonstrações contábeis regulatórias, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da Administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações contábeis ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluirmos que há distorção relevante no Relatório da Administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a este respeito.

Responsabilidades da administração e da governança pelas demonstrações contábeis regulatórias

A administração da Empresa é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações contábeis regulatórias de acordo com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE), e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações contábeis regulatórias livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações contábeis regulatórias, a administração é responsável pela avaliação da capacidade de a Empresa continuar operando, divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações contábeis regulatórias, a não ser que a administração pretenda liquidar a Empresa ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

Os responsáveis pela governança da Empresa são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações contábeis regulatórias.

Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis regulatórias

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações contábeis regulatórias, tomadas em conjunto, estão livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro, e emitir relatório de auditoria contendo nossa opinião. Segurança razoável é um alto nível de segurança, mas não uma garantia de que a auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria sempre detectam as eventuais distorções relevantes existentes. As distorções podem ser decorrentes de fraude ou erro e são consideradas relevantes quando, individualmente ou em conjunto, possam influenciar, dentro de uma perspectiva razoável, as decisões econômicas dos usuários tomadas com base nas referidas demonstrações contábeis regulatórias.

Como parte de uma auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso:

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações contábeis regulatórias, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.



Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf

- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas não com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Empresa.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela administração.
- Concluimos sobre a adequação do uso, pela administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Empresa. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações contábeis regulatórias ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Empresa a não mais se manter em continuidade operacional.
- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações contábeis regulatórias, inclusive as divulgações e se essas demonstrações contábeis regulatórias representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.
- Obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente referente às informações financeiras das entidades ou atividades de negócio do grupo para expressar uma opinião sobre as demonstrações contábeis regulatórias. Somos responsáveis pela direção, supervisão e desempenho da auditoria do grupo e, consequentemente, pela opinião de auditoria.

Comunicamo-nos com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance e da época dos trabalhos de auditoria planejados e das constatações significativas de auditoria, inclusive as deficiências significativas nos controles internos que, eventualmente, tenham sido identificadas durante nossos trabalhos.

Dos assuntos que foram objeto de comunicação com os responsáveis pela governança, determinamos aqueles que foram considerados como mais significativos na auditoria das demonstrações contábeis regulatórias do exercício corrente e que, dessa maneira, constituem os Principais Assuntos de Auditoria. Descrevemos esses assuntos em nosso relatório de auditoria, a menos que lei ou regulamento tenha proibido divulgação pública do assunto, ou quando, em circunstâncias extremamente raras, determinarmos que o assunto não deve ser comunicado em nosso relatório porque as consequências adversas de tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.

Recife, 28 de abril de 2023

PricewaterhouseCoopers
PricewaterhouseCoopers
Auditores Independentes Ltda.
CRC 2SP000160/O-5

DocuSigned by:
Helena de Petribu Fraga Rocha
Signed By: HELENA DE PETRIBU FRAGA ROCHA.00912169400
CPF: 00912169400
Signing Time: 28 April 2023 | 19:41 BRT
ICP-Brasil
Helena de Petribu Fraga Rocha
Contadora CRC 1PE020549/O-6