

**DEMONSTRAÇÕES  
CONTÁBEIS REGULATÓRIAS  
2021**



## ÍNDICE

<b>Relatório da Administração</b>	<b>Pág.</b>
<b>Mensagem da Administração</b>	<b>1</b>
<b>Prêmios e Reconhecimentos</b>	<b>3</b>
<b>Geração e Transmissão de Energia Elétrica</b>	<b>3</b>
<b>Geração</b>	<b>3</b>
<b>Modernização do Sistema de Geração</b>	<b>8</b>
<b>Usina Termelétrica</b>	<b>10</b>
<b>Geração Distribuída</b>	<b>10</b>
<b>Transmissão</b>	<b>10</b>
<b>Qualidade do Fornecimento</b>	<b>38</b>
<b>Tecnologia da Informação</b>	<b>41</b>
<b>Novos Negócios e Parcerias</b>	<b>41</b>
<b>Composição Acionária</b>	<b>41</b>
<b>Relacionamento com Acionistas</b>	<b>42</b>
<b>Investimentos</b>	<b>42</b>
<b>Conjuntura Econômica</b>	<b>43</b>
<b>Desempenho Econômico-Financeiro</b>	<b>44</b>
<b>Relacionamento com Auditores Independentes</b>	<b>49</b>
<b>Gestão</b>	<b>49</b>
<b>Informações de Natureza Social e Ambiental</b>	<b>56</b>
 <b>Demonstrações Financeiras</b>	
 <b>Balanço Patrimonial</b>	
<b>Ativo</b>	<b>59</b>
<b>Passivo e Patrimônio Líquido</b>	<b>60</b>
<b>Demonstração do Resultado</b>	<b>61</b>
<b>Demonstração do Resultado Abrangente</b>	<b>62</b>
<b>Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido</b>	<b>63</b>
<b>Demonstração do Fluxo de Caixa</b>	<b>64</b>
<b>Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis Regulatórias</b>	<b>65</b>
<b>Parecer dos Auditores Independentes</b>	

## MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

---

Consolidamos, em 2021, a base do que miramos para o futuro da Chesf no âmbito do setor elétrico brasileiro - ser referência em soluções sustentáveis e inovadoras em energia com alto valor para a sociedade. Para tanto, as ações empresariais têm sido pautadas por visão estratégica, gestão voltada ao monitoramento de indicadores e cumprimento dos planos traçados.

Temos agido de forma diligente e eficiente, promovendo evoluções importantes na nossa gestão, com ganhos em eficiência regulatória e aumento da nossa maturidade comercial, o que nos possibilita apresentar ao mercado uma empresa em constante evolução.

O cumprimento dos planos de operação e manutenção; o investimento em modernização da geração e da transmissão; a implementação de teleassistência; o monitoramento constante das condições de operação e da segurança das barragens, possibilitaram maior disponibilidade e confiabilidade de nossas instalações. Assim, diante de uma histórica seca nas regiões Sul e Sudeste, a Chesf se valeu da robustez de suas usinas hidrelétricas, parques eólicos e linhas de transmissão para levar energia aos quatro cantos do Brasil, por meio do Sistema Interligado Nacional (SIN), contribuindo para garantir o abastecimento desse bem tão essencial para a saúde e para a qualidade de vida dos brasileiros.

Com a reorganização de áreas e processos, além da criação de uma nova diretoria para atuar nos segmentos de regulação e comercialização, incorporamos em todos os setores uma mentalidade que alia inovação, eficiência e sustentabilidade, focada em resultados. A partir dessa transformação da cultura empresarial, buscamos aumentar a rentabilidade do nosso negócio, com o incremento de receitas por meio da excelência na gestão e operação dos ativos. Também ampliamos o nosso portfólio de negócios, com diversificação de fontes de energia, desenvolvimento de novos modelos de negócios, aquisição e incorporação de ativos, afora a compra e venda de energia para além do que já geramos e operamos na Companhia.

Para ampliar a eficiência, a disponibilização, a rentabilidade e a vida útil de nossos ativos, investimos na modernização das nossas usinas hidrelétricas. Em 2021, lançamos o Programa de Modernização das Instalações de Geração. Por meio dele, destinaremos R\$ 1,5 bilhão, nos próximos dez anos, para a troca de dispositivos analógicos por digitais, substituição de turbinas por outras mais eficientes e digitalização das salas de comando. Esse esforço foi reconhecido pelo Governo Federal como o maior projeto de modernização do setor elétrico brasileiro.

Tecnologia e transformação digital, aliás, são alicerces para que possamos seguir sempre em contínua evolução, acompanhando a dinâmica do mercado e nos mantendo relevantes para a sociedade, com geração de lucro para nossos acionistas.

A atuação íntegra e alinhada aos três pilares ESG - a sigla, em inglês, para ambiental, social e governança - permite à Chesf se colocar para o mercado de energia e para a sociedade brasileira como portadora de futuro. Unimos o nosso compromisso de atuar de maneira sustentável e responsável com a força de um dos maiores parques de geração e transmissão do país.

Signatária do Pacto Global da Organização das Nações Unidas (ONU) desde 2009, a Chesf atualmente monitora nove Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS), atuando em estrita consonância com os aspectos ESG. O alinhamento da nossa atuação aos ODS fortalece os laços com os nossos públicos prioritários, com a sociedade e com o planeta.

A aplicação de planejamento estratégico bem dimensionado, com monitoramento e adequação às necessidades empresariais, culminou em melhoria no desempenho econômico-financeiro ao longo dos anos.

Fechamos o ano de 2021 com um lucro líquido regulatório de 3.266,8 milhões, uma geração de caixa no valor de R\$ 3.791,1 milhões e receita operacional líquida (ROL) de R\$ 7.434,0 milhões.

Em um ano desafiador, marcado por uma grave crise hídrica e ainda pela continuidade da pandemia de Covid-19, atuamos com a seriedade que o presente exige, resguardando a vida e gerando e transmitindo energia de forma ininterrupta.

Aqui, mais do que justo, um necessário agradecimento. Tudo isso só foi possível graças à entrega diuturna dos empregados da Chesf, de nossos terceiros e parceiros, que colocaram a serviço do País a sua força de trabalho e entregaram energia de qualidade para a sociedade. Formamos um time integrado e que busca a excelência operacional de forma contínua.

É justamente a visão de uma produção responsável, eficiente e sustentável que norteia a elaboração deste relatório. Aqui, contamos de forma objetiva o desempenho da Chesf sob esses aspectos, mostrando resultados, riscos e planos para o futuro.

Boa leitura!

Fábio Lopes Alves  
Presidente da Chesf

Elvira Baracuhy Cavalcanti Presta  
Presidente do Conselho de Administração

## PRÊMIOS E RECONHECIMENTOS

---

Em 2021, a Chesf recebeu os seguintes prêmios, reconhecimentos e certificações:

- Manteve a Acreditação do Laboratório de Metrologia da Chesf - MetroChesf na norma ISO IEC 17025 INMETRO, nas grandezas elétricas tensão, corrente, resistência, potência e energia, com a finalidade de proporcionar a calibração/certificação dos padrões de serviço, utilizados na manutenção dos sistemas de proteção, medição e automação;
- A Operação da 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.
- Reconhecimento da Childhood Brasil pelo cumprimento de todos os requisitos estabelecidos pelo Programa Na Mão Certa para o ano de 2021.
- A Regional Salvador é reconhecida em mais uma edição do Selo da Diversidade Étnico-Racial, concedido pela Prefeitura Municipal do Salvador, através da Secretaria de Reparação. Fruto do compromisso das políticas de combate ao racismo no ambiente de trabalho.
- A Chesf é premiada, pela 5ª vez consecutiva, com o Selo da 6ª Edição do Programa Pro-Equidade de Gênero e Raça, concedido pelo Ministério da Mulher, Família e Direitos Humanos, ONU Mulheres e Organização Internacional do Trabalho (IOT).
- 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, tiveram os seus SGSSO certificados na norma ISO 45.001:2018, 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.

## 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 pelas regiões Norte e Sudeste/Centro-Oeste, além de geração eólica e solar.

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 31/12/2021, 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**

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
<b>Integral e Compartilhada</b>	<b>10.460,43</b>	<b>5.801,35</b>		<b>10.460,43</b>	<b>5.801,35</b>		
UHE Paulo Afonso I	180,00	2.113,80 (*)	100,00%	180,00	2.113,80 (*)	dez/54	dez/42
UHE Paulo Afonso II	443,00		100,00%	443,00		out/61	dez/42
UHE Paulo Afonso III	794,20		100,00%	794,20		out/71	dez/42
UHE Paulo Afonso IV	2.462,40		100,00%	2.462,40		dez/79	dez/42
UHE Apolônio Sales	400,00		100,00%	400,00		abr/77	dez/42
UHE Luiz Gonzaga	1.479,60	911,10	100,00%	1.479,60	911,10	jun/88	dez/42
UHE Xingó	3.162,00	2.042,40	100,00%	3.162,00	2.042,40	dez/94	dez/42
UHE Sobradinho	1.050,30	504,50	100,00%	1.050,30	504,50	nov/79	fev/52
UHE Boa Esperança	237,30	135,90	100,00%	237,30	135,90	out/70	dez/42
UHE Funil	30,00	10,91	100,00%	30,00	10,91	ago/62	dez/42
UHE Pedra	20,01	3,74	100,00%	20,01	3,74	nov/78	dez/42
UHE Curemas	3,52	1,00	100,00%	3,52	1,00	jan/57	nov/24
UEE Casa Nova II	32,90	8,90	100,00%	32,90	8,90	nov/17	mai/49
UEE Casa Nova III	28,20	9,40	100,00%	28,20	9,40	dez/17	mai/49
UEE Casa Nova A	27,00	6,80	100,00%	24,00	6,80	set/20	mai/49
UEE Acauã	6,00	3,10	100,00%	6,00	3,10	nov/19	abr/49
UEE Angical 2	10,00	5,10	100,00%	10,00	5,10	set/19	abr/49
UEE Arapapá	4,00	2,20	100,00%	4,00	2,20	nov/19	abr/49
UEE Caititu 2	10,00	5,10	100,00%	10,00	5,10	jan/20	abr/49
UEE Caititu 3	10,00	4,70	100,00%	10,00	4,70	jan/20	abr/49
UEE Carcará	10,00	4,60	100,00%	10,00	4,60	fev/20	abr/49
UEE Corrupião 3	10,00	4,20	100,00%	10,00	4,20	fev/20	abr/49
UEE Teiú 2	8,00	4,20	100,00%	8,00	4,20	nov/19	abr/49
UEE Papagaio	10,00	4,90	100,00%	10,00	4,90	out/19	mai/49
UEE Coqueirinho 2	16,00	7,40	100,00%	16,00	7,40	set/19	mai/49
UEE Tamandua	16,00	7,40	100,00%	16,00	6,14	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							
<b>Sociedade de Propósito Específico</b>	<b>15.738,98</b>	<b>7.230,90</b>		<b>2.642,95</b>	<b>1.250,20</b>		
UHE Dardanelos (Energética Águas da Pedra S.A)	261	154,9	24,50%	63,95	37,95	ago/11	jul/48
UHE Jirau (Energia Sustentável do Brasil S.A)	3.750,00	2.211,6	20,00%	750	442,32	nov/16	set/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	fev/49
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
<b>Total</b>	<b>26.199,41</b>	<b>13.032,25</b>		<b>13.103,38</b>	<b>7.051,55</b>		

## Empreendimentos Corporativos

Os estudos relacionados aos empreendimentos hidrelétricos, que estiveram temporariamente paralisadas em 2020, foram retomados em 2021 na companhia. Mais precisamente com os aproveitamentos do Rio Parnaíba, que podem ser reestudados e otimizados visando a alcançar êxito na venda de energia em leilões futuros. Nesse sentido, já estão previstos recursos para a contratação de consultoria para o início desses estudos em 2022.

Quanto à Geração Eólica, o parque eólico de Casa Nova I-A (27 MW), que entrou em operação comercial no mês de dezembro de 2020, teve 2 dos seus 18 geradores substituídos em 2021. Considerando o êxito obtido com a sua conclusão dessa usina, foi iniciado em 2021 um processo similar para aprovação, nas governanças interna e externa

(Eletrobras), para a contratação de um fornecedor para finalizar a implantação do parque eólico de Casa Nova I-B (27 MW), com previsão de assinatura do contrato para o 1º semestre de 2022.

Em 2021 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 2024, possibilitando assim a disputa da venda de energia desses projetos em futuros leilões a serem promovidos pela Aneel no ambiente regulado (ACR) ou também no mercado livre (ACL).

A Companhia também tem projetos em desenvolvimento para outros parques eólicos para implantação, no decorrer dos próximos anos, que totalizam 876 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 também terá a venda de sua energia em futuros Leilões no ACR ou mesmo em venda direta no ACL. Com igual objetivo, a Companhia permanece nas áreas de estudos e efetua medições em 21 estações solarimétricas, instaladas no semiárido nordestino, visando 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 1.536 MW de potência instalada.

### Empreendimentos em Sociedade de Propósito Específico – SPEs

Em março de 2021 foi concluída a incorporação das onze usinas eólicas que compunham o Complexo Eólico Pindaí, as quais figuravam como SPEs e agora fazem parte do parque gerador coroporativo da companhia. Além disso, de acordo com a Resolução Homologatória 2932/2021 da ANEEL, as usinas hidrelétricas Dardanelos, Jirau, Belo Monte e Sinop tiveram suas concessões estendidas em 2148 dias, 754 dias, 319 dias e 2 dias, respectivamente.

**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
<b>Integral e Compartilhada</b>	<b>180,00</b>	<b>61,40</b>		<b>180,00</b>	<b>61,40</b>		
UEE (EOL) Casa Nova I-A (27 MW) - 1ª Etapa (*) (**)	27,00	9,00	100%	27,00	9,00	dez/20	jun/54
UEE (EOL) Casa Nova I-B (27 MW) – 2ª Etapa (*)	27,00	10,78	100%	27,00	10,78	dez/23	(***)
UEE (EOL) Casa Nova I-D a G (126 MW) – 3ª Etapa (*)	100,50	40,90	100%	100,50	40,90	dez/26	(***)
UEE (EOL) Frei Damião I (110 MW)	110,00	47,90	100%	110,00	47,90	jun/25	(***)
<b>Sociedade de Propósito Específico</b>							
<b>Total</b>	<b>180,00</b>	<b>61,40</b>		<b>180,00</b>	<b>61,40</b>		

(\*) 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.

(\*\*) Apesar de ter entrado em operação comercial em dezembro de 2020, a usina de Casa Nova teve 2 dos seus 18 geradores substituídos em 2021.

(\*\*\*) Outorga a ser solicitada.

**Tabela 3 - Projetos de Usinas – 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
<b>Integral</b>		<b>722.773</b>		<b>737.218</b>
UEE (EOL) Casa Nova I-A (27 MW) - 1ª Etapa	100,0%	310.153	100,0%	321.021
UEE (EOL) Casa Nova I-B (27 MW) - 2ª Etapa	60,0%	220.064	60,0%	222.992
UEE (EOL) Casa Nova I-D a G (126 MW) - 3ª Etapa	15,0%	192.556	15,0%	193.096
UEE (EOL) Frei Damião I (110 MW)	0,0%	0	0,0%	109
<b>SPE Proporcional</b>				
<b>Total</b>		<b>722.773</b>		<b>737.218</b>

**Tabela 4 - Projetos de Usinas – 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
<b>Integral</b>		<b>722.773</b>		<b>737.218</b>
UEE (EOL) Casa Nova I-A (27 MW) - 1ª Etapa	100,0%	310.153	100,0%	321.021
UEE (EOL) Casa Nova I-B (27 MW) - 2ª Etapa	60,0%	220.064	60,0%	222.992
UEE (EOL) Casa Nova I-D a G (126 MW) - 3ª Etapa	15,0%	192.556	15,0%	193.096
UEE (EOL) Frei Damião I (110 MW)	0,0%	0	0,0%	109
<b>SPE Proporcional</b>				
<b>Total</b>		<b>722.773</b>		<b>737.218</b>

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 2021.

**Tabela 5 - Garantia Física Esperada e Realizada**

Usina - Garantia Física GWh/ano Proporcional	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
<b>Controladora</b>							
<b>Integral</b>	<b>50.495</b>	<b>50.709</b>	<b>50.823</b>	<b>50.823</b>	<b>50.965</b>	<b>50.823</b>	<b>50.823</b>
UHE Boa Esperança	1.194	1.190	1.190	1.190	1.194	1.190	1.190
UHE Complexo P. Afonso	18.568	18.517	18.517	18.517	18.568	18.517	18.517
UHE Funil	96	96	96	96	96	96	96
UHE Luiz Gonzaga	8.003	7.981	7.981	7.981	8.003	7.981	7.981
UHE Pedra	33	33	33	33	33	33	33
UHE Xingó	17.940	17.891	17.891	17.891	17.940	17.891	17.891
UHE Sobradinho	4.432	4.419	4.419	4.419	4.432	4.419	4.419
UHE Curemas	9	9	9	9	9	9	9
EOL Casa Nova II	78	82	82	82	83	82	82
EOL Casa Nova III	83	82	82	82	83	82	82
EOL Casa Nova A	60	60	60	60	60	60	60
EOL Acauã	0	20	27	27	27	27	27
EOL Angical 2	0	34	45	45	45	45	45



EOL Arapapá	0	15	19	19	19	19	19
EOL Caititu 2	0	34	45	45	45	45	45
EOL Caititu 3	0	31	41	41	41	41	41
EOL Carcará	0	30	40	40	40	40	40
EOL Corrução 3	0	28	37	37	37	37	37
EOL Teiú 2	0	28	37	37	37	37	37
EOL Coqueirinho 2	0	49	65	65	65	65	65
EOL Papagaio	0	32	43	43	43	43	43
EOL Tamandú Mirim 2	0	49	65	65	65	65	65
<b>Sociedade de Propósito Específico</b>	<b>7.047</b>	<b>7.047</b>	<b>7.047</b>	<b>7.047</b>	<b>7.047</b>	<b>7.047</b>	<b>7.078</b>
UHE Dardanelos (Energética Águas da Pedra S.A.)	154	154	154	154	154	154	154
UHE Jirau (Energia Sustentável do Brasil S.A.)	2.184	2.184	2.184	2.184	2.184	2.184	2.212
UHE Belo Monte (Norte Energia S.A.)	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
VamCruz I Participações S.A.	50	50	50	50	50	50	50

Desde 01/01/2013, parte considerável da garantia física da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf encontra-se alocada no regime de cotas às concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN, cuja remuneração dada por meio da Receita Anual de Geração – RAG definida anualmente pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

**Tabela 6 - Modelo de Negócio e Condições no ACR**

Usina	Modelo de Negócio em 31/12/2021	Preço no ACR em 01/07/2021	Data e índice de reajuste no ACR
<b>Integral e Compartilhada</b>			
UHE Boa Esperança	97,79% ACR cotas - Lei 12.783/2013	RAG (JAN A DEZ/2021) R\$ 76.076.173,50	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/2021) R\$ 1.125.528.081,84	1º/jul - IPCA
	2,21% ACL - Lei 13.182/2015		
UHE Funil	97,79% ACR cotas - Lei 12.783/2013	RAG (JAN A DEZ/2021) R\$ 14.953.195,80	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/2021) R\$ 378.738.999,06	1º/jul - IPCA
	2,21% ACL - Lei 13.182/2015		
UHE Pedra	97,79% ACR cotas - Lei 12.783/2013	RAG (JAN A DEZ/2021) R\$ 6.821.615,94	1º/jul - IPCA
	2,21% ACL - Lei 13.182/2015		
UHE Xingó	97,79% ACR cotas - Lei 12.783/2013	RAG (JAN A DEZ/2021) R\$ 699.912.622,62	1º/jul - IPCA
	2,21% ACL - Lei 13.182/2015		
UHE Sobradinho	100% ACL até 09/02/2032. A partir daí transferência de 1/6 a cada ano para o regime de cotas. A partir de 09/02/2037 100% regime de cotas até o vencimento da outorga - 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\$ 172,56 /MWh	1º/jan - IPCA
	20,22% ACL	Não aplicável	Não aplicável
EOL Casa Nova III	58,51% ACR	R\$ 172,56 /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	152,34	1º/jan - IPCA
EOL Angical 2	100% ACR	152,34	1º/jan - IPCA
EOL Arapapá	100% ACR	152,34	1º/jan - IPCA
EOL Caititu 2	100% ACR	152,34	1º/jan - IPCA
EOL Caititu 3	100% ACR	152,34	1º/jan - IPCA
EOL Carcará	100% ACR	152,34	1º/jan - IPCA
EOL Corrupião 3	100% ACR	152,34	1º/jan - IPCA
EOL Teiú 2	100% ACR	152,34	1º/jan - IPCA
EOL Coqueirinho 2	100% ACR	177,27	1º/jan - IPCA
EOL Papagaio	100% ACR	176,59	1º/jan - IPCA
EOL Tamanduá Mirim 2	100% ACR	172,89	1º/jan - IPCA

## MODERNIZAÇÃO DO SISTEMA DE GERAÇÃO

Em 2021, a Companhia investiu cerca de R\$ 162 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 da usina, com contrato assinado em 09/04/2020, obras iniciadas em 15/07/2020 e duração prevista de 81 meses. Em 2021 foi concluída a etapa de “*workstatement*” e iniciada a elaboração do Projeto Executivo para implantação dos sistemas digitais e modernização das unidades geradoras;
- Usina Paulo Afonso IV: modernização da usina, conclusão da licitação, contrato assinado em 11/06/2021, obras iniciadas em 28/06/2021 e duração prevista de 75 meses. Em 2021 foi iniciada a etapa de “*workstatement*” para a elaboração do Projeto Executivo das Obras de implantação dos sistemas digitais e modernização das unidades geradoras;
- 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 2021 foram realizados os levantamentos de campo e iniciada a elaboração dos projetos executivos e as obras nos equipamentos de elevação das usinas de Paulo Afonso IV e Luiz Gonzaga;
- Usina Sobradinho: Conclusão da substituição dos disjuntores das unidades geradoras;
- Usina Sobradinho: Contratação da substituição dos transformadores elevadores, com aprovação do projeto concluída em 2021;
- Usina Paulo Afonso IV: Conclusão da modernização dos reguladores de velocidade, reguladores de tensão, centro de comando de motores, sistemas de frenagem e transformadores de excitação das Unidades Geradoras;
- Usina Paulo Afonso IV: Contratação da substituição dos transformadores elevadores, com aprovação do projeto concluída em 2021;
- Usina Paulo Afonso I: Substituição de barramentos de 13,8kV das Unidades Geradoras por cabos isolados;
- Usina Paulo Afonso II: Contratação da modernização das unidades geradoras G8 e G9;
- Complexo Paulo Afonso: Conclusão da implantação de Grupo Gerador de Emergência nas UHE Paulo Afonso I, UHE Paulo Afonso II e UHE Paulo Afonso III.

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

- Assinatura do contrato e emissão da ordem de início dos serviços de modernização dos pórticos da UHE Boa Esperança;
- Assinatura do contrato dos serviços de modernização dos pórticos das UHE Pedra e UHE Funil;
- Assinatura do contrato para substituição dos centros de controle de motores (CCM) da UHE Luiz Gonzaga;
- Assinatura de contrato e recebimento de novos PSS para a UHE Paulo Afonso IV, UHE Luiz Gonzaga e UHE Xingó;
- Assinatura do contrato e aprovação dos projetos para fornecimento de novos elevadores para a UHE Sobradinho, UHE Boa Esperança e UHE Funil;
- Assinatura do contrato para fornecimento de motobombas de drenagem e esgotamento de diversas usinas;
- Assinatura do contrato para fornecimento de 02 novos mancais de escora para a UHE Luiz Gonzaga;
- Assinatura do contrato para fornecimento de 01 novo jogo de stop-log para a UHE Sobradinho;
- Assinatura do contrato para fornecimento de diversos moto ventiladores e moto exaustores para a UHE Xingó;
- Assinatura do contrato para fornecimento de 01 novo servomotor para comporta da UHE Luiz Gonzaga;
- Assinatura de contrato e aprovação dos projetos para fornecimento de serpentinas de resfriamento dos reguladores de velocidade da UHE Luiz Gonzaga;
- Assinatura de contrato e aprovação dos projetos para fornecimento de 02 pontes rolantes para a galeria de drenagem da UHE Luiz Gonzaga;
- Realização do pregão da implantação de sistema de rebaixamento para operação como compensador síncrono das unidades geradoras da UHE Xingó;
- Realização do pregão para substituição dos transformadores elevadores da UHE Paulo Afonso III e UHE Apolônio Sales;
- Realização do pregão dos serviços de adequação de vasos de pressão das usinas à norma NR13;
- Realização de pregão para fornecimento de banco de baterias para a UHE Luiz Gonzaga, UHE Xingó e UHE Paulo Afonso IV;
- Realização de pregão dos serviços de modernização da UHE Funil;
- Realização de pregão dos serviços de modernização das aletas móveis das turbinas da UHE Xingó;
- Emissão de processo de licitação para substituição dos oscilos da UHE Luiz Gonzaga e UHE Boa Esperança;
- Execução de melhorias civis nos diques e implantação de áreas de segurança de barragens na UHE Luiz Gonzaga, UHE Boa Esperança, UHE Paulo Afonso IV e UHE Xingó;
- 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.

#### Principais serviços executados:

- Conclusão da substituição dos PLCs das unidades geradoras da UHE Xingó;
- Substituição dos reguladores de velocidade das unidades geradoras da UHE Luiz Gonzaga e UHE Xingó;
- Modernização dos reguladores de tensão de unidades geradoras da UHE Luiz Gonzaga;
- Modernização da monovia do vertedouro e ponte rolante da casa de força da UHE Boa Esperança.

#### Principais bens adquiridos:

- Aquisição de equipamentos para reserva técnica;
- Aquisição de moto compressores diversos.

## USINA TERMELÉTRICA

Com a extinção da concessão da UTE Camaçari, no final de 2018, após avaliação das alternativas e negociações com a empresa interessada, a Chesf assinou um contrato de locação dos bens e instalações da UTE Camaçari por um período de 15 anos. Em 2020 foram iniciadas as adequações necessárias para a entrada em implementação da UTE por parte da locatária. Neste contrato, estavam previstas algumas etapas específicas de realização da obra para adequação das instalações para fins operacionais e comerciais, além de atendimento aos contratos de venda de energia da empresa locatária. Porém, o atendimento das premissas dessas etapas não foi concretizado, o que acarretou, por parte da locatária, na apresentação à Chesf da intenção de fazer uma rescisão contratual unilateral, alegando a inviabilidade atual do negócio. Muito embora as discussões entre a Chesf e locatária não tenham sido exauridas em 2021, o encaminhamento é pela assinatura de um distrato a ser acordado no início de 2022. A Chesf já iniciou em 2021 estudos para uma nova usina termelétrica (UTE Nova Camaçari – 1.080 MW) no mesmo local da usina atual.

## 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. A previsão é de que todos estejam em operação em 2022. 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.

Ressalte-se que a implantação de Sistemas de Minigeração Fotovoltaica, na forma do Programa Conta Zero idealizado pela Chesf, tornará possível o suprimento de energia elétrica dos sistemas elétricos de suas edificações administrativas, bem como, dos serviços auxiliares de subestações e usinas, reduzindo gastos com energia elétrica destas 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 31/12/2021, a Concessionária detinha 136 subestações (sendo 15 de propriedade de terceiros e que possui ativos) e 21.801,22 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
<b>Integral</b>			<b>21.801,22</b>	<b>58.909,84</b>		
LT 069 kV RECIFE II/PIRAPAMA C-2 PE	C2	69	21,3		jan/65	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		jan/18	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	15,1627		nov/21	dez/42
LT 230 kV ACU III /ACU II C-2 RN	C2	230	17,969		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-2 PE	C3	230	171,7		jan/61	dez/99
LT 230 kV ANGELIM /RIBEIRAO C-1 PE	C2	230	115,2		ago/19	dez/42
LT 230 kV ANGELIM /RIBEIRAO C-1 PE	C1	230	115,7		jan/53	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-143 CE	C2	230	30,1		nov/20	dez/42
LT 230 kV AQUIRAZ II /FORTALEZA C-2 CE	C1	230	30,1		ago/78	dez/42
LT 230 kV AQUIRAZ II /FORTALEZA C-3 CE	C3	230	29,97		out/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 BANABUIÚ-ALEX,C1	C1	230	112		ago/21	dez/42
LT 230 kV BANABUIU /AQUIRAZ II C-1 CE	C2	230	182,031		out/20	dez/42
LT 230 kV BANABUIU /AQUIRAZ II C-2 CE	C1	230	181,8		ago/78	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 BARREIRAS II /BARREIRAS C-1 BA	C1	230	21		jun/19	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 Brejo Velho C-1 BA	C1	230	124		mai/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 CAMACARI II /BRAS.C.SODA C-1 BA	C1	230	7,2		mai/92	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 /G.MANGABEIRA C-2 BA	C2	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 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 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-2 CE	C2	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 /SOBRAL II C-1 CE	C1	230	177,4		nov/73	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 C.GRANDE II /COTEMINAS C-1 PB	C1	230	2,5		out/99	dez/42
LT 230 kV C.GRANDE III /C.GRANDE II C-1 PB	C3	230	9,8		out/19	out/41
LT 230 kV C.GRANDE III /C.GRANDE II C-2 PB	C1	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 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 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/99
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	C2	230	145,01		mar/19	out/38
LT 230 kV EUNAPOLIS /TEIX. FREITAS II C-2 BA	C1	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 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/ITABUNA III C1 BA/BA	C1	230	99		nov/21	dez/42
LT 230 kV FUNIL /ITAPEBI C-1 BA	C1	230	198,1		jul/90	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 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 GOIANINHA /C.GRANDE II C-1 PE/PB	C1	230	99,3		fev/70	dez/42
LT 230 kV GOIANINHA /MUSSURE II C-2 PE/PB	C2	230	50,6		out/77	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 RIO DOCE C-1 SE	C1	230	0,8		fev/07	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	C2	230	148,6		abr/81	dez/42
LT 230 kV LAGOA DO CARRO /PAU FERRO C-2 PE	C1	230	50,288		set/20	dez/99

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	C3	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	64,3426		dez/21	dez/99
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 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 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 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 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 /GARANHUNS II C-2 AL/PE	C1	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	C3	230	214,1		dez/73	dez/42
LT 230 kV P.AFONSO III /ITABAIANA C-1 AL/SE	C2	230	162,5		abr/87	dez/42
LT 230 kV P.AFONSO III /ITABAIANA C-2 AL/SE	C3	230	162,5		set/85	dez/42
LT 230 kV P.AFONSO III /SE Floresta II C-2 AL/PE	C1	230	79		dez/74	dez/99
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		out/71	dez/42
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-III C-2 AL/BA	C2	230	0,6		abr/72	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 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 PARAISO /ACU II C-2 RN	C2	230	132,8		set/10	jun/37
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	C2	230	97,2		abr/79	dez/42
LT 230 kV PARAISO /NATAL II C-2 RN	C1	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	106,7944		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 /IBIAPINA 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	C1	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	C2	230	112		set/20	ago/39
LT 230 kV RUSSAS II /QUIXERE C-1 CE	C1	230	25,4		abr/81	dez/42
LT 230 kV Santana II-Angelim, C1	C1	230	155,744		set/21	dez/42
LT 230 kV SANTA RITA II /MUSSURE II C-1 PB	C1	230	17		out/77	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	C2	230	32		fev/84	dez/42
LT 230 kV SAPEACU /STO.A.JESUS C-2 BA	C3	230	32		fev/84	dez/42
LT 230 kV SE CAMPO FORMOSO /OUROLANDIA II C-1 BA	C1	230	103,44		set/81	dez/99
LT 230 kV SE Floresta II /BOM NOME C-2 PE	C1	230	92,2		dez/74	dez/99
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 SOBRAL II /CCCP C-1 CE	C1	230	2,9		jun/01	dez/42
LT 230 kV SOBRAL III /ACARAU II C-1 CE	C2	230	91,3		set/15	nov/40
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 SR.BONFIM II /SE CAMPO FORMOSO C-1 BA	C1	230	64,7		set/81	dez/99
LT 230 kV STO.A.JESUS /FUNIL C-1 BA	C2	230	162,6		fev/84	dez/42
LT 230 kV STO.A.JESUS /FUNIL C-2 BA	C3	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 Tabocas do 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 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 TERESINA /PIRIPIRI C-1 PI	C1	230	154,7		nov/71	dez/42
LT 230 kV TOUROS /CEARA MIRIM II C-1 RN	II	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 UB.ESPERANCA /B. ESPERANCA C-1 PI	C1	230	2,8		dez/80	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 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	C2	500	221,5		jul/79	dez/42
LT 500 kV P. AFONSO IV /OLINDINA C-1 BA	C2	500	212,8		jun/78	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 P. AFONSO IV /US. L.GONZAGA C-1 BA/PE	C1	500	37,4		out/79	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/99
LT 500 kV TIANGUA II /SOBRAL III C-1 CE	C1	500	100,5		set/19	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

LT 500 kV US. L.GONZAGA /GARANHUNS II C-2 PE	C1	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 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 69 kV ABAIXADORA /MOXOTO C-1 BA	C1	69	5,3		out/70	dez/42
LT 69 kV ABAIXADORA /MULUNGU C-1 BA	C1	69	6,5		mai/75	dez/42
LT 69 kV ABAIXADORA /ZEBU C-1 BA/AL	C1	69	5,4		out/72	dez/42
LT 69 kV CAMACARI II /CAMACARI II C-1 BA	C1	69	1,4		jun/60	dez/42
LT 69 kV CATU /COTEGIPE C-1 BA	C1	69	48,7		jun/60	dez/42
LT 69 kV CATU /COTEGIPE C-2 BA	C2	69	48,7		jun/60	dez/42
LT 69 kV JABOATAO /RECIFE II C-1 RJ/PE	C1	69	3,1		jan/65	dez/42
LT 69 kV MATATU /PITUACU C-1 BA	C1	69	7,5		jun/60	dez/42
LT 69 kV MATATU /PITUACU C-2 BA	C2	69	7,4		jun/60	dez/42
LT 69 kV MOD.REDUZIDO /RL (ABAIXADORA / MOXOTO) C-1 BA	C1	69	0,5		abr/73	dez/42
LT 69 kV PEDRA /JEQUIE C-1 BA	C1	69	20,5		nov/78	dez/42
LT 69 kV PITUACU /COTEGIPE C-1 BA	C1	69	22,1		jun/60	dez/42
LT 69 kV PITUACU /COTEGIPE C-2 BA	C2	69	21,9		jun/60	dez/42
LT 69 kV ZEBU /ITAPARICA C-1 BA/PE	C1	69	27		jul/77	dez/42
LT 69 kV ZEBU /MOXOTO C-1 BA	C1	69	7,2		abr/83	dez/42
ABAIXADORA		230		110	abr/14	dez/42
ACARAÚ II		230		200	nov/89	out/40
AÇU II		230		378	jan/56	dez/42
AÇU III		230		0	dez/21	dez/42
ALEX		230		0	ago/21	dez/42
ANGELIM		230		310	jan/80	dez/42
ANGELIM II		500		0	dez/13	dez/42
AQUIRAZ II		230		450	jun/13	dez/43
ARAPIRACA III		230		200	mar/70	out/40
BANABUIÚ		230		287,5	jun/96	jun/37
BARREIRAS		230		401	dez/15	jun/37
BARREIRAS II		230		0	out/14	jun/37
BOA ESPERANÇA 230 KV		230		127,34	set/81	dez/42
BOA ESPERANÇA 500 KV		500		300	out/79	out/40
BOM JESUS DA LAPA		230		228,93	jan/64	dez/42
BOM JESUS DA LAPA II		230		0	out/63	dez/42
BOM NOME		230		510	mai/56	jun/37
BONGI		230		530	jul/12	dez/42

BROTAS DE MACAÚBAS	230	0	ago/10	dez/42
BRUMADO II	230	0	mai/64	out/40
CAMAÇARI II	500	2600	nov/12	dez/42
CAMAÇARI IV	500	2400	dez/15	jul/40
CAMPINA GRANDE II	230	410	jan/79	dez/42
CAMPINA GRANDE III	500	1200	dez/15	dez/42
CAMPO FORMOSO	230	0	nov/17	jun/37
CASA NOVA II	230	180	mai/56	dez/37
CATU	230	300	mar/01	dez/42
CAUÍPE	230	300	set/14	dez/42
CEARÁ MIRIM II	500	900	mai/56	dez/42
CÍCERO DANTAS	230	151	dez/90	jun/37
COREMAS	230	300	jan/56	dez/42
COTEGIPE	230	502	dez/09	dez/42
COTEMINAS	230	0	nov/75	dez/42
CURRAIS NOVOS	138	93,67	jun/89	dez/42
DELMIRO GOUVEIA	230	400	jan/06	dez/42
ELISEU MARTINS	230	101	set/98	dez/42
EUNÁPOLIS	230	400	fev/14	dez/42
EXTREMOZ II	230	0	jan/64	nov/40
FLORESTA II	230	0	mai/18	dez/42
FORTALEZA	230	400	mai/00	dez/42
FORTALEZA II	500	2400	jan/56	dez/42
FUNIL	230	494,1	mar/60	dez/42
GARANHUNS II	500	0	jan/61	dez/41
GOIANINHA	230	400	set/16	dez/42
GOVERNADOR MANGABEIRA	230	200	dez/15	dez/42
IBIAPINA II	230	200	jan/11	ago/41
IBICOARA	500	710	mai/97	jun/37
ICÓ	230	200	jun/14	dez/42
IGAPORÃ	230	450	dez/15	nov/40
IGAPORÃ III	500	3000	set/81	jun/42
IRECÊ	230	323,76	mai/57	dez/42
ITABAIANA	230	300	fev/96	dez/42
ITABAIANINHA	230	239	jan/83	dez/42
ITABUNA III	230	0	nov/21	dez/42
ITAPEBI	230	0	jan/82	dez/42
JABOATÃO II	230	300	jan/19	dez/42
JACARACANGA	230	300	jan/80	dez/42
JAGUARARI	230	0	ago/79	dez/42
JARDIM	500	2200	jul/06	dez/42

JOAIRAM		230		450	fev/14	dez/42
JOÃO CÂMARA II		230		540	abr/81	dez/42
JOÃO CÂMARA III		500		1800	set/14	out/41
JUAZEIRO DA BAHIA II		230		402	dez/15	dez/42
JUAZEIRO DA BAHIA III		500		0	mai/12	dez/42
LAGOA DO CARRO		230		0	set/20	dez/42
LAGOA NOVA II		230		450	set/02	out/41
LUIZ GONZAGA		500		0	nov/94	dez/42
MACEIÓ		230		400	jan/65	dez/42
MACEIÓ II		230		400	mai/12	out/41
MATATU		230		480	nov/94	dez/42
MESSIAS		500		1200	jan/64	dez/42
MILAGRES		500		2120	ago/78	dez/42
MIRUEIRA		230		400	abr/16	dez/42
MIRUEIRA II		230		300	jan/67	jun/42
MODELO REDUZIDO		69		12,5	jul/17	dez/42
MORRO DO CHAPÉU		230		150	jan/77	dez/42
MOSSORÓ II		230		400	out/17	dez/42
MOSSORÓ IV		230		100	jan/72	dez/42
MOXOTÓ		69		20	mai/75	dez/42
MULUNGU		69		10	mar/79	dez/42
MUSSURÉ II		230		400	jan/79	dez/42
NATAL II		230		400	ago/12	dez/42
NATAL III		230		450	abr/80	ago/39
NOSSA SENHORA DO SOCORRO		230		300	mai/18	dez/42
OLINDINA		500		40	jan/79	dez/42
OUROLÂNDIA II		230		0	jun/18	dez/42
PARÁISO		230		200	ago/02	dez/42
PAU FERRO		500		400	out/13	dez/42
PAULO AFONSO III		230		0	fev/04	dez/42
PAULO AFONSO IV		500		1200	mar/74	dez/42
PECÉM II		500		3600	mai/97	jul/40
PENEDO		230		300	mai/05	dez/42
PICI II		230		500	jul/92	dez/42
PICOS		230		240	dez/15	dez/42
PILÕES		138		0	nov/73	dez/42
PINDAÍ II		230		300	fev/72	jun/42
PIRAPAMA II		230		400	ago/73	dez/42
PIRIPIRI		230		335	mar/83	dez/42
PITUAÇU		230		400	abr/16	dez/42
POÇÕES		230		200	out/19	dez/42

POLO		230		300	jul/03	out/40
QUIXADÁ		500		0	nov/14	dez/42
QUIXERÊ		230		0	jan/79	dez/42
RECIFE II		500		2410	out/94	dez/42
RIBEIRÃO		230		400	dez/62	dez/42
RIO LARGO II		230		300	nov/82	dez/42
RUSSAS II		230		300	nov/80	dez/42
SANTA CRUZ II		138		165	jul/12	dez/42
SANTANA DOS MATOS II		138		100	mar/63	dez/42
SANTANA II		230		0	set/21	dez/42
SANTA RITA II		230		450	mai/03	dez/42
SANTO ANTÔNIO DE JESUS		230		301	dez/12	dez/42
SÃO JOÃO DO PIAUÍ		500		416,66	nov/75	dez/42
SÃO LUIS II		230		0	out/21	jul/40
SÃO LUIS III		230		0	out/21	jul/40
SAPEAÇU		230		0	out/12	dez/42
SE GPEXPAN		230		200	abr/21	dez/42
SENHOR DO BONFIM II		230		500	mar/97	dez/42
SOBRADINHO 500 KV		500		900	mai/88	dez/42
SOBRAL II		230		400	abr/00	dez/42
SOBRAL III		500		1200	mai/81	dez/42
SUAPE II		500		1200	jul/12	jan/39
SUAPE III		230		300	jun/17	jan/39
TABOCAS DO BREJO VELHO		230		0	jun/85	jun/47
TACAIMBÓ		230		400	dez/14	jan/39
TACARATÚ		230		0	dez/07	jan/39
TAUÁ II		230		202	abr/70	jan/39
TEIXEIRA DE FREITAS II		230		199,98	set/19	mar/35
TERESINA		230		590	mai/00	dez/42
TERESINA II		500		900	out/17	dez/42
TERESINA III		230		600	mai/17	dez/42
TIANGUÁ II		500		0	jan/19	mar/35
TOUROS		230		150	nov/80	mar/35
XINGÓ 500 KV		500		0	nov/76	dez/42
ZEBU		138		38,4	jul/12	dez/42
ZEBU II		230		300	jun/12	ago/39
<b>Sociedade de Propósito Específico</b>			<b>6.037,95</b>	<b>2.100,00</b>		
Sistema de Transmissão Nordeste S.A. - STN LT Teresina II/ Sobral III/Pecem II/Fortaleza II	CS	500 kV	546,00	-	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 Chesf é composto também por 12 subestações elevadoras das usinas que somadas às subestações de potência acima, totalizam 70.296,37 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
<b>Integral</b>		<b>1.361.927</b>	<b>1.361.927</b>			
LT 069 kV ABAIXADORA /MOXOTO C-1 BA	100%	61,92	61,92	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 069 kV ABAIXADORA /MULUNGU C-1 BA	100%	75,94	75,94	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 069 kV ABAIXADORA /ZEBU C-1 BA/AL	100%	63,09	63,09	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 069 kV CAMACARI II /CAMACARI II C-1 BA	100%	17,62	17,62	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 069 kV CATU /COTEGIPE C-1 BA	100%	658,24	658,24	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 069 kV CATU /COTEGIPE C-2 BA	100%	658,24	658,24	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 069 kV MATATU /PITUACU C-1 BA	100%	384,27	384,27	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 069 kV MATATU /PITUACU C-2 BA	100%	69,78	69,78	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 069 kV MOD.REDUZIDO /RL (ABAIXADORA / MOXOTO) C-1 BA	100%	6,33	6,33	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 069 kV PEDRA /JEQUIE C-1 BA	100%	436,75	436,75	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 069 kV PITUACU /COTEGIPE C-1 BA	100%	191,03	191,03	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 069 kV PITUACU /COTEGIPE C-2 BA	100%	189,30	189,30	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 069 kV ZEBU /MOXOTO C-1 BA	100%	427,45	427,45	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 138 kV ACU II /SAN.MATOS II C-1 RN	100%	563,06	563,06	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 138 kV C.GRANDE II /PILOES C-1 PB	100%	2.262,16	2.262,16	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 138 kV C.GRANDE II /SANTA CRUZ II C-1 PB/RN	100%	1.052,67	1.052,67	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 138 kV PARAISO /SANTA CRUZ II C-1 RN	100%	331,52	331,52	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 138 kV PILOES /PARAISO C-1 PB/RN	100%	2.537,15	2.537,15	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 138 kV USINA PA-II /ZEBU C-1 BA	100%	81,73	81,73	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV ACU III /ACU II C-1 RN	100%	1.318,94	1.318,94	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV ANGELIM /MESSIAS C-1 PE/AL	100%	2.032,25	2.032,25	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV ANGELIM /MESSIAS C-2 PE/AL	100%	2.021,95	2.021,95	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV ANGELIM /MESSIAS C-3 PE/AL	100%	6.647,22	6.647,22	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV ANGELIM /RECIFE II C-1 PE	100%	2.269,94	2.269,94	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV ANGELIM /RIBEIRAO C-1 PE	100%	8.473,43	8.473,43	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV ANGELIM /TACAIMBO C-1 PE	100%	1.070,29	1.070,29	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV ANGELIM /TACAIMBO C-2 PE	100%	1.073,64	1.073,64	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV ANGELIM /TACAIMBO C-3 PE	100%	5.521,14	5.521,14	Não Aplicável	jun/21	IPCA



LT 230 kV AQUIRAZ II /FORTALEZA C-1 CE	100%	1.233,38	1.233,38	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV AQUIRAZ II /FORTALEZA C-2 CE	100%	2.221,01	2.221,01	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV ARAPIRACA III /PENEDO C-1 AL	100%	3.362,46	3.362,46	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV B. ESPERANCA /TERESINA C-1 PI	100%	3.316,40	3.316,40	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV B. ESPERANCA /TERESINA C-2 PI	100%	16.639,05	16.639,05	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV B.JESUS LAPA /TABOCCAS DO B. VELHO C-1 BA	100%	10.300,61	10.300,61	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV BANABUIU /AQUIRAZ II C-2 CE	100%	13.697,86	13.697,86	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV BANABUIU /FORTALEZA C-1 CE	100%	25,35	25,35	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV BANABUIU /FORTALEZA C-3 CE	100%	4.740,60	4.740,60	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV BANABUIU /ICO C-1 CE	100%	3.104,60	3.104,60	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV BANABUIU /MOSSORO II C-1 CE/RN	100%	18.554,31	18.554,31	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV BANABUIU /MOSSORO II C-2 CE/RN	100%	4.841,31	4.841,31	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV BANABUIU /RUSSAS II C-1 CE	100%	4.733,24	4.733,24	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV BANABUIU /RUSSAS II C-2 CE	100%	4.977,41	4.977,41	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV BARREIRAS II /BARREIRAS C-1 BA	100%	1.222,78	1.222,78	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV BOM NOME /MILAGRES C-1 PE/CE	100%	1.401,93	1.401,93	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV BOM NOME /MILAGRES C-2 PE/CE	100%	1.408,63	1.408,63	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV BOM NOME /MILAGRES C-3 PE/CE	100%	2.737,92	2.737,92	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV BONGI /ACONORTE C-1 PE	100%	236,09	236,09	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV BONGI /JOAIRAM C-1 PE	100%	126,63	126,63	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV BONGI /JOAIRAM C-2 PE	100%	101,53	101,53	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV BONGI /JOAIRAM C-3 PE	100%	101,53	101,53	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV BROT.MACAUBAS /B.JESUS LAPA C-1 BA	100%	25.927,62	25.927,62	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV BRUMADO II /IBICOARA C-1 BA	100%	3.584,02	3.584,02	2027	jun/21	IPCA
LT 230 kV C.GRANDE II /COTEMINAS C-1 PB	100%	162,74	162,74	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV C.GRANDE II /PARAISO C-1 PB/RN	100%	3.041,94	3.041,94	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV C.GRANDE II /PARAISO C-2 PB/RN	100%	3.065,12	3.065,12	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV C.GRANDE III /C.GRANDE II C-1 PB	100%	201,32	201,32	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV C.GRANDE III /C.GRANDE II C-2 PB	100%	222,09	222,09	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV C.GRANDE III /C.GRANDE II C-3 PB	100%	388,77	388,77	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV C.GRANDE III /EXTREMOZ II C-1 PB/RN	100%	11.528,28	11.528,28	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV C.GRANDE III /EXTREMOZ II C-2 PB/RN	100%	7.509,87	7.509,87	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV CAMACARI II /BRAS.C.SODA C-1 BA	100%	723,68	723,68	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV CAMACARI II /BRASKEM C-1 BA	100%	603,07	603,07	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV CAMACARI II /BRASKEM C-2 BA	100%	236,09	236,09	Não Aplicável	jun/21	IPCA

LT 230 kV CAMACARI II /CARAIBAS C-1 BA	100%	348,44	348,44	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV CAMACARI II /COTEGIPE C-2 BA	100%	1.152,09	1.152,09	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV CAMACARI II /G.MANGABEIRA C-1 BA	100%	5.551,77	5.551,77	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV CAMACARI II /G.MANGABEIRA C-2 BA	100%	5.660,25	5.660,25	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV CAMACARI II /MATATU C-1 BA	100%	787,23	787,23	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV CAMACARI II /PITUACU C-2 BA	100%	2.600,11	2.600,11	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV CAMACARI IV /COTEGIPE C-1 BA	100%	1.152,97	1.152,97	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV CAMACARI IV /JACARACANGA C-1 BA	100%	1.684,47	1.684,47	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV CAMACARI IV /JACARACANGA C-2 BA	100%	1.683,20	1.683,20	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV CAMACARI IV /PITUACU C-1 BA	100%	2.999,45	2.999,45	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV CAMPO FORMOSO /OUROLANDIA II C-1 BA	100%	7.492,11	7.492,11	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV CATU /CAMACARI IV C-1 BA	100%	636,85	636,85	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV CATU /CAMACARI IV C-2 BA	100%	637,06	637,06	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV CATU /G.MANGABEIRA C-1 BA	100%	1.323,36	1.323,36	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV CAUIPE /FORTALEZA II C-1 CE	100%	803,80	803,80	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV CAUIPE /FORTALEZA II C-2 CE	100%	766,78	766,78	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV CAUIPE /FORTALEZA II C-3 CE	100%	4.874,07	4.874,07	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV CAUIPE /SOBRAL II C-1 CE	100%	3.059,48	3.059,48	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV CEARA MIRIM II /EXTREMOZ II C-1 RN	100%	697,04	697,04	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV CEARA MIRIM II /EXTREMOZ II C-2 RN	100%	792,71	792,71	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV CEARA MIRIM II /JOAO CAMARA II C-1 RN	100%	2.457,39	2.457,39	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV CIC. DANTAS /CATU C-1 BA	100%	3.414,25	3.414,25	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV CIC. DANTAS /CATU C-2 BA	100%	3.435,25	3.435,25	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV COTEGIPE /JACARACANGA C-1 BA	100%	763,59	763,59	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV COTEGIPE /MATATU C-1 BA	100%	1.076,89	1.076,89	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV COTEMINAS /LAGOA DO CARRO C-1 PB/PE	100%	140,07	140,07	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV COTEMINAS /PAU FERRO C-1 PB/PE	100%	8.288,98	8.288,98	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV DELM. GOUVEIA /FORTALEZA II C-1 CE	100%	565,13	565,13	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV DELM. GOUVEIA /FORTALEZA II C-2 CE	100%	565,13	565,13	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV EUNAPOLIS /TEIX. FREITAS II C-1 BA	100%	3.013,06	3.013,06	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV EUNAPOLIS /TEIX. FREITAS II C-2 BA	100%	7.850,16	7.850,16	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV EXTREMOZ II /NATAL III C-1 RN	100%	288,13	288,13	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV EXTREMOZ II /NATAL III C-2 RN	100%	6.268,63	6.268,63	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV FLORESTA II /BOM NOME C-2 PE	100%	1.540,19	1.540,19	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV FORTALEZA /FORTALEZA II C-1 CE	100%	6,53	6,53	Não Aplicável	jun/21	IPCA

LT 230 kV FORTALEZA /FORTALEZA II C-2 CE	100%	6,53	6,53	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV FORTALEZA /FORTALEZA II C-3 CE	100%	6,53	6,53	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV FORTALEZA II /PICI II C-1 CE	100%	2.006,46	2.006,46	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV FORTALEZA II /PICI II C-2 CE	100%	2.006,46	2.006,46	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV FUNIL /ITAPEBI C-1 BA	100%	13.139,85	13.139,85	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV FUNIL /ITAPEBI C-2 BA	100%	13.139,85	13.139,85	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV G.MANGABEIRA /SAPEACU C-1 BA	100%	1.141,36	1.141,36	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV G.MANGABEIRA /SAPEACU C-2 BA	100%	1.641,65	1.641,65	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV G.MANGABEIRA /SAPEACU C-3 BA	100%	1.648,95	1.648,95	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV GARANHUNS II /ANGELIM C-1 PE	100%	280,32	280,32	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV GARANHUNS II /ANGELIM C-2 PE	100%	280,32	280,32	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV GARANHUNS II /ANGELIM C-3 PE	100%	319,93	319,93	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV GOIANINHA /C.GRANDE II C-1 PE/PB	100%	2.621,04	2.621,04	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV GOIANINHA /MUSSURE II C-2 PE/PB	100%	1.303,32	1.303,32	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV GOIANINHA /SANTA RITA II C-1 PE/PB	100%	1.258,24	1.258,24	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV IBIAPINA II /SOBRAL II C-1 CE	100%	1.618,83	1.618,83	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV ICO /MILAGRES C-1 CE	100%	2.966,02	2.966,02	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV IGAPORA II /B.J.LAPA II C-1 BA	100%	3.735,17	3.735,17	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV IGAPORA II /IGAPORA III C-1 BA	100%	117,83	117,83	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV IGAPORA II /IGAPORA III C-2 BA	100%	117,83	117,83	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV IGAPORA III /PINDAI II C-1 BA	100%	2.710,01	2.710,01	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV IRECE /BROT.MACAUBAS C-1 BA	100%	11.126,82	11.126,82	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV ITABAIANA /ITABAIANINHA C-1 SE	100%	1.852,34	1.852,34	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV ITABAIANA /JARDIM C-1 SE	100%	1.133,32	1.133,32	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV ITABAIANA /JARDIM C-2 SE	100%	1.133,32	1.133,32	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV ITABAIANINHA /CATU C-1 SE/BA	100%	2.568,29	2.568,29	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV ITAPEBI /EUNAPOLIS C-1 BA	100%	3.117,48	3.117,48	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV ITAPEBI /EUNAPOLIS C-2 BA	100%	3.117,48	3.117,48	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV JABOATAO II /PIRAPAMA II C-1 PE	100%	791,27	791,27	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV JACARACANGA /ALCAN C-1 BA	100%	187,85	187,85	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV JACARACANGA /DOW QUIMICA C-1 BA	100%	310,85	310,85	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV JACARACANGA /DOW QUIMICA C-2 BA	100%	306,92	306,92	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV JAGUARARI-SE /SR.BONFIM II C-1 BA	100%	2.443,40	2.443,40	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV JUAZEIRO II /JAGUARARI-SE C-1 BA	100%	2.056,12	2.056,12	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV JUAZEIRO II /SR.BONFIM II C-1 BA	100%	3.827,54	3.827,54	Não Aplicável	jun/21	IPCA

LT 230 kV LAGOA DO CARRO /PAU FERRO C-1 PE	100%	140,07	140,07	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV MESSIAS /MACEIO C-1 AL	100%	1.889,72	1.889,72	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV MESSIAS /MACEIO C-2 AL	100%	1.889,72	1.889,72	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV MESSIAS /MACEIO II C-1 AL	100%	713,92	713,92	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV MESSIAS /MACEIO II C-2 AL	100%	713,92	713,92	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV MESSIAS /RIO LARGO II C-1 AL	100%	1.200,03	1.200,03	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV MESSIAS /RIO LARGO II C-2 AL	100%	358,54	358,54	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV MESSIAS /RIO LARGO II C-3 AL	100%	358,54	358,54	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV MILAGRES /BANABUIU C-1 CE	100%	3.786,88	3.786,88	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV MILAGRES /BANABUIU C-2 CE	100%	5.801,15	5.801,15	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV MILAGRES /COREMAS C-1 CE/PB	100%	10.033,85	10.033,85	2023	jun/21	IGPM
LT 230 kV MILAGRES /COREMAS C-2 CE/PB	100%	11.221,95	11.221,95	2023	jun/21	IGPM
LT 230 kV MILAGRES /TAUA II C-1 CE	100%	16.482,01	16.482,01	2024	jun/21	IGPM
LT 230 kV MORRO CHAPEU II /IRECE C-1 BA	100%	1.867,05	1.867,05	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV MOSSORO II /ACU II C-1 RN	100%	5.991,74	5.991,74	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV MOSSORO II /ACU II C-2 RN	100%	2.085,40	2.085,40	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV MOSSORO IV /MOSSORO II C-1 RN	100%	1.432,33	1.432,33	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV N.S.SOCORRO /FAFEN C-1 SE	100%	1.256,39	1.256,39	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV N.S.SOCORRO /JARDIM C-1 SE	100%	99,15	99,15	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV N.S.SOCORRO /JARDIM C-2 SE	100%	99,15	99,15	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV N.S.SOCORRO /PENEDO C-1 SE/AL	100%	3.139,24	3.139,24	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV NATAL III /NATAL II C-1 RN	100%	995,47	995,47	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV NATAL III /NATAL II C-2 RN	100%	995,47	995,47	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV OLINDINA /RL (CIC. DANTAS / CATU) C-1 BA	100%	8,48	8,48	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV OLINDINA /RL (CIC. DANTAS / CATU) C-2 BA	100%	8,48	8,48	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV OUROLANDIA II /IRECE C-1 BA	100%	6.539,53	6.539,53	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV P. AFONSO IV /P.AFONSO III C-1 BA/AL	100%	46,67	46,67	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV P. AFONSO IV /P.AFONSO III C-2 BA/AL	100%	59,39	59,39	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /ANGELIM C-1 AL/PE	100%	3.706,66	3.706,66	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /BOM NOME C-3 AL/PE	100%	5.877,96	5.877,96	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /CIC. DANTAS C-1 AL/BA	100%	5.148,44	5.148,44	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /CIC. DANTAS C-2 AL/BA	100%	2.264,51	2.264,51	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /FLORESTA II C-2 AL/PE	100%	1.318,95	1.318,95	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /GARANHUNS II C-2 AL/PE	100%	2.712,82	2.712,82	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /GARANHUNS II C-3 AL/PE	100%	2.712,82	2.712,82	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /GARANHUNS II C-4 AL/PE	100%	4.378,56	4.378,56	Não Aplicável	jun/21	IPCA

LT 230 kV P.AFONSO III /ITABAIANA C-1 AL/SE	100%	10.946,14	10.946,14	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /ITABAIANA C-2 AL/SE	100%	10.946,14	10.946,14	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /TACARUTU C-1 AL/PE	100%	805,38	805,38	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-I C-1 AL/BA	100%	12,86	12,86	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-I C-2 AL/BA	100%	12,86	12,86	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-II C-1 AL/BA	100%	12,86	12,86	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-II C-2 AL/BA	100%	65,33	65,33	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-II C-3 AL/BA	100%	12,86	12,86	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-II C-4 AL/BA	100%	15,24	15,24	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-II C-5 AL/BA	100%	15,24	15,24	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-III C-1 AL/BA	100%	12,86	12,86	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-III C-2 AL/BA	100%	12,86	12,86	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-III C-3 AL/BA	100%	12,86	12,86	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-III C-4 AL/BA	100%	12,86	12,86	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /ZEBU C-1 AL	100%	181,88	181,88	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /ZEBU C-2 AL	100%	181,88	181,88	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV PARAISO /ACU II C-2 RN	100%	4.553,42	4.553,42	2025	jun/21	IPCA
LT 230 kV PARAISO /LAGOA NOVA II C-1 RN	100%	3.386,57	3.386,57	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV PARAISO /NATAL II C-1 RN	100%	2.477,86	2.477,86	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV PARAISO /NATAL II C-2 RN	100%	2.503,61	2.503,61	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV PAU FERRO /C.GRANDE II C-2 PE/PB	100%	1.664,45	1.664,45	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV PAU FERRO /GOIANINHA C-1 PE	100%	3.549,22	3.549,22	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV PAU FERRO /MIRUEIRA II C-1 PE	100%	1.477,87	1.477,87	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV PAU FERRO /MIRUEIRA II C-2 PE	100%	2.822,77	2.822,77	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV PAU FERRO /SANTA RITA II C-1 PE/PB	100%	6.588,98	6.588,98	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV PICOS /TAUA II C-1 PI/CE	100%	6.071,22	6.071,22	2025	jun/21	IPCA
LT 230 kV PIRAPAMA II /SUAPE II C-1 PE	100%	958,80	958,80	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV PIRAPAMA II /SUAPE II C-2 PE	100%	958,80	958,80	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV PIRIPIRI /IBIAPINA II C-1 PI/CE	100%	1.359,37	1.359,37	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV PITUACU /NARANDIBA C-1 BA	100%	61,87	61,87	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV PITUACU /NARANDIBA C-2 BA	100%	310,42	310,42	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV PITUACU /RL (COTEGIPE / MATATU) C-1 BA/PE	100%	84,85	84,85	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV QUIXERE /MOSSORO II C-1 CE/RN	100%	1.634,80	1.634,80	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV RECIFE II /GOIANINHA C-1 PE	100%	943,94	943,94	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV RECIFE II /GOIANINHA C-2 PE	100%	943,94	943,94	Não Aplicável	jun/21	IPCA

LT 230 kV RECIFE II /JABOATAO II C-1 PE	100%	490,94	490,94	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV RECIFE II /JOAIRAM C-1 PE	100%	148,74	148,74	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV RECIFE II /JOAIRAM C-2 PE	100%	117,40	117,40	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV RECIFE II /JOAIRAM C-3 PE	100%	117,40	117,40	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV RECIFE II /MIRUEIRA C-1 PE	100%	823,12	823,12	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV RECIFE II /MIRUEIRA C-2 PE	100%	811,36	811,36	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV RECIFE II /MIRUEIRA C-3 PE	100%	2.647,12	2.647,12	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV RECIFE II /PAU FERRO C-1 PE	100%	855,14	855,14	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV RECIFE II /PAU FERRO C-2 PE	100%	855,14	855,14	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV RECIFE II /PIRAPAMA II C-2 PE	100%	781,99	781,99	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV RIBEIRAO /RECIFE II C-1 PE	100%	7.263,68	7.263,68	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV RIBEIRAO /RECIFE II C-2 PE	100%	773,48	773,48	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV RIO LARGO II /ARAPIRACA III C-1 AL	100%	7.757,39	7.757,39	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV RIO LARGO II /BRASKEM C-1 AL	100%	836,81	836,81	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV RUSSAS II /QUIXERE C-1 CE	100%	818,97	818,97	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV S.JOAO PIAUI /ELISEU MARTIN C-1 PI	100%	15.128,20	15.128,20	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV S.JOAO PIAUI /PICOS C-1 PI	100%	14.101,18	14.101,18	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV SANTA RITA II /MUSSURE II C-1 PB	100%	261,58	261,58	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV SAO LUIS II /SAO LUIS III C-2 MA	100%	2.017,43	2.017,43	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV SAPEACU /FUNIL C-1 BA	100%	3.277,88	3.277,88	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV SAPEACU /STO.A.JESUS C-1 BA	100%	423,05	423,05	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV SAPEACU /STO.A.JESUS C-2 BA	100%	2.122,54	2.122,54	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV SOBRAL II /SOBRAL III C-1 CE	100%	218,93	218,93	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV SOBRAL II /SOBRAL III C-2 CE	100%	218,93	218,93	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV SOBRAL III /ACARAU II C-1 CE	100%	3.418,70	3.418,70	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV SR.BONFIM II /CAMPO FORMOSO C-1 BA	100%	4.425,70	4.425,70	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV STO.A.JESUS /FUNIL C-1 BA	100%	2.149,64	2.149,64	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV STO.A.JESUS /FUNIL C-2 BA	100%	12.874,53	12.874,53	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV SUAPE II /SUAPE III C-1 PE	100%	563,71	563,71	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV SUAPE II /SUAPE III C-2 PE	100%	563,71	563,71	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV T. BREJO VELHO /BARREIRAS II C-1 BA	100%	8.193,58	8.193,58	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV TACAIMBO /C.GRANDE II C-1 PE/PB	100%	10.479,24	10.479,24	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV TACAIMBO /C.GRANDE II C-2 PE/PB	100%	10.479,24	10.479,24	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV TACARUTU /BOM NOME C-1 PE	100%	2.190,54	2.190,54	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV TERESINA /PIRIPIRI C-1 PI	100%	2.591,15	2.591,15	Não Aplicável	jun/21	IPCA

LT 230 kV TERESINA II /TERESINA C-1 PI	100%	1.845,95	1.845,95	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV TERESINA II /TERESINA C-2 PI	100%	1.845,95	1.845,95	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV TERESINA II /TERESINA III C-1 PI	100%	1.247,40	1.247,40	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV TERESINA II /TERESINA III C-2 PI	100%	1.247,40	1.247,40	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV TOUROS /CEARA MIRIM II C-1 RN	100%	2.684,51	2.684,51	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV U. A. SALES /P.AFONSO III C-1 BA/AL	100%	228,22	228,22	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV U. A. SALES /P.AFONSO III C-2 BA/AL	100%	224,29	224,29	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV U.SOBRADINHO /JUAZEIRO II C-1 BA	100%	1.443,19	1.443,19	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV U.SOBRADINHO /JUAZEIRO II C-2 BA	100%	1.443,19	1.443,19	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 230 kV UB.ESPERANCA /B. ESPERANCA C-1 PI	100%	118,78	118,78	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 500 kV ANGELIM II /PAU FERRO C-1 PE	100%	12.982,98	12.982,98	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 500 kV ANGELIM II /RECIFE II C-2 PE	100%	14.439,48	14.439,48	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 500 kV CAMACARI IV /CAMACARI II C-1 BA	100%	217,29	217,29	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 500 kV CEARA MIRIM II /C.GRANDE III C-1 RN/PB	100%	10.546,30	10.546,30	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 500 kV GARANHUNS II /ANGELIM II C-1 PE	100%	1.427,06	1.427,06	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 500 kV JARDIM /CAMACARI IV C-1 SE/BA	100%	51.009,15	51.009,15	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 500 kV JOAO CAMARA III /CEARA MIRIM II C-1 RN	100%	3.358,75	3.358,75	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 500 kV JUAZEIRO III /U.SOBRADINHO C-1 BA	100%	3.372,03	3.372,03	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 500 kV L.GONZAGA /US. L.GONZAGA C-1 PE	100%	62,43	62,43	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 500 kV L.GONZAGA /US. L.GONZAGA C-2 PE	100%	62,43	62,43	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 500 kV L.GONZAGA /US. L.GONZAGA C-3 PE	100%	62,43	62,43	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 500 kV MESSIAS /SUAPE II C-1 AL/PE	100%	33.341,42	33.341,42	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 500 kV MILAGRES /QUIXADA C-1 CE	100%	54.974,17	54.974,17	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 500 kV OLINDINA /CAMACARI II C-1 BA	100%	11.725,38	11.725,38	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 500 kV OLINDINA /CAMACARI II C-2 BA	100%	11.701,48	11.701,48	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 500 kV OLINDINA /US. L.GONZAGA C-1 BA/PE	100%	19.802,51	19.802,51	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 500 kV P. AFONSO IV /ANGELIM II C-1 BA/PE	100%	17.643,83	17.643,83	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 500 kV P. AFONSO IV /OLINDINA C-1 BA	100%	16.950,82	16.950,82	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 500 kV P. AFONSO IV /US. L.GONZAGA C-1 BA/PE	100%	4.181,35	4.181,35	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 500 kV P. AFONSO IV /USINA PA-IV C-1 BA	100%	62,43	62,43	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 500 kV P. AFONSO IV /USINA PA-IV C-2 BA	100%	62,43	62,43	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 500 kV P. AFONSO IV /USINA PA-IV C-3 BA	100%	62,43	62,43	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 500 kV P. AFONSO IV /USINA PA-IV C-4 BA	100%	62,43	62,43	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 500 kV P. AFONSO IV /USINA PA-IV C-5 BA	100%	159,47	159,47	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 500 kV P. AFONSO IV /USINA PA-IV C-6 BA	100%	159,47	159,47	Não Aplicável	jun/21	IPCA

LT 500 kV P. AFONSO IV /USINA XINGO C-1 BA/AL	100%	11.035,86	11.035,86	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 500 kV PAU FERRO /RECIFE II C-1 PE	100%	486,86	486,86	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 500 kV PECEM II /FORTALEZA II C-1 CE	100%	9.017,06	9.017,06	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 500 kV QUIXADA /FORTALEZA II C-1 CE	100%	28.007,78	28.007,78	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 500 kV S.JOAO PIAUI /B. ESPERANCA C-1 PI	100%	18.599,70	18.599,70	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 500 kV SOBRAL III /PECEM II C-1 CE	100%	34.223,82	34.223,82	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 500 kV SUAPE II /RECIFE II C-1 PE	100%	4.058,33	4.058,33	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 500 kV TERESINA II /P.DUTRA C-1 PI/MA	100%	43.391,68	43.391,68	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 500 kV TERESINA II /P.DUTRA C-2 PI/MA	100%	8.491,78	8.491,78	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 500 kV TERESINA II /TIANGUA II C-1 PI/CE	100%	10.113,48	10.113,48	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 500 kV TIANGUA II /SOBRAL III C-1 CE	100%	4.427,62	4.427,62	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 500 kV U.SOBRADINHO /S.JOAO PIAUI C-1 BA/PI	100%	16.807,44	16.807,44	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 500 kV U.SOBRADINHO /SOBRADINHO C-1 BA	100%	159,47	159,47	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 500 kV U.SOBRADINHO /SOBRADINHO C-2 BA	100%	159,47	159,47	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 500 kV U.SOBRADINHO /SOBRADINHO C-3 BA	100%	159,47	159,47	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 500 kV US. L.GONZAGA /GARANHUNS II C-2 PE	100%	20.214,85	20.214,85	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 500 kV US. L.GONZAGA /JUAZEIRO III C-1 PE/BA	100%	19.828,98	19.828,98	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 500 kV US. L.GONZAGA /MILAGRES C-1 PE/CE	100%	47.343,43	47.343,43	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 500 kV US. L.GONZAGA /U.SOBRADINHO C-2 PE/BA	100%	64.820,29	64.820,29	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 500 kV USINA XINGO /JARDIM C-1 AL/SE	100%	32.779,38	32.779,38	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 500 kV USINA XINGO /MESSIAS C-1 AL	100%	44.922,92	44.922,92	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 500 kV USINA XINGO /XINGO C-1 AL	100%	204,21	204,21	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 500 kV USINA XINGO /XINGO C-2 AL	100%	204,21	204,21	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 500 kV USINA XINGO /XINGO C-3 AL	100%	204,21	204,21	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 500 kV USINA XINGO /XINGO C-4 AL	100%	204,21	204,21	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 500 kV USINA XINGO /XINGO C-5 AL	100%	181,52	181,52	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LT 500 kV USINA XINGO /XINGO C-6 AL	100%	181,52	181,52	Não Aplicável	jun/21	IPCA
<b>Subestação</b>	<b>Propriedade</b>	<b>RAP (R\$ Mil)</b>	<b>RAP Proporc. (R\$ Mil)</b>	<b>Ano de degraú da RAP</b>	<b>Mês Base Reajuste</b>	<b>Índice de Correção</b>
<b>Integral</b>		<b>2.011.055</b>	<b>2.011.055</b>			
ABAIXADORA	100%	4.365,64	4.365,64	Não Aplicável	jun/21	IPCA
ACARAU II	100%	5.599,74	5.599,74	Não Aplicável	jun/21	IPCA
ACU II	100%	12.955,47	12.955,47	2025	jun/21	IPCA
ANGELIM	100%	21.674,74	21.674,74	Não Aplicável	jun/21	IPCA
ANGELIM II	100%	8.050,61	8.050,61	Não Aplicável	jun/21	IPCA
AQUIRAZ II	100%	10.980,37	10.980,37	Não Aplicável	jun/21	IPCA



ARAPIRACA III	100%	13.499,61	13.499,61	Não Aplicável	jun/21	IPCA
BANABUIU	100%	19.257,88	19.257,88	Não Aplicável	jun/21	IPCA
BARREIRAS	100%	11.597,17	11.597,17	Não Aplicável	jun/21	IPCA
BARREIRAS II	100%	2.420,61	2.420,61	Não Aplicável	jun/21	IPCA
BOA ESPERANCA	100%	26.901,21	26.901,21	Não Aplicável	jun/21	IPCA
BOM JESUS DA LAPA	100%	22.951,49	22.951,49	Não Aplicável	jun/21	IPCA
BOM JESUS DA LAPA II	100%	259,12	259,12	Não Aplicável	jun/21	IPCA
BOM NOME	100%	15.020,71	15.020,71	Não Aplicável	jun/21	IPCA
BONGI	100%	18.711,52	18.711,52	Não Aplicável	jun/21	IPCA
BROT.MACAUBAS	100%	912,55	912,55	Não Aplicável	jun/21	IPCA
BRUMADO II	100%	391,89	391,89	2027	jun/21	IPCA
CAMACARI II	100%	91.204,48	91.204,48	Não Aplicável	jun/21	IPCA
CAMACARI IV	100%	25.812,48	25.812,48	Não Aplicável	jun/21	IPCA
CAMPINA GRANDE II	100%	41.739,71	41.739,71	Não Aplicável	jun/21	IPCA
CAMPINA GRANDE III	100%	15.232,05	15.232,05	Não Aplicável	jun/21	IPCA
CATU	100%	12.769,92	12.769,92	Não Aplicável	jun/21	IPCA
CAUÍPE	100%	12.139,48	12.139,48	Não Aplicável	jun/21	IPCA
CEARA MIRIM II	100%	15.221,19	15.221,19	Não Aplicável	jun/21	IPCA
CÍCERO DANTAS	100%	7.311,36	7.311,36	Não Aplicável	jun/21	IPCA
COREMAS	100%	8.791,97	8.791,97	2023	jun/21	IGPM e IPCA
COTEGIPE	100%	11.199,77	11.199,77	Não Aplicável	jun/21	IPCA
COTEMINAS	100%	871,90	871,90	Não Aplicável	jun/21	IPCA
DELMIRO GOUVEIA	100%	19.670,33	19.670,33	Não Aplicável	jun/21	IPCA
ELISEU MARTIN	100%	1.894,26	1.894,26	Não Aplicável	jun/21	IPCA
EUNAPOLIS	100%	20.622,02	20.622,02	Não Aplicável	jun/21	IPCA
EXTREMOZ II	100%	7.769,91	7.769,91	Não Aplicável	jun/21	IPCA
FORTALEZA	100%	35.024,59	35.024,59	Não Aplicável	jun/21	IPCA
FORTALEZA II	100%	67.999,35	67.999,35	Não Aplicável	jun/21	IPCA
FUNIL	100%	34.444,51	34.444,51	Não Aplicável	jun/21	IPCA
GOIANINHA	100%	19.162,71	19.162,71	Não Aplicável	jun/21	IPCA
GOVERNADOR MANGABEIRA	100%	13.304,24	13.304,24	Não Aplicável	jun/21	IPCA
IBIAPINA II	100%	4.268,37	4.268,37	Não Aplicável	jun/21	IPCA
IBICOARA	100%	13.233,09	13.233,09	2027	jun/21	IPCA
ICO	100%	8.861,94	8.861,94	Não Aplicável	jun/21	IPCA
IGAPORA II	100%	8.651,72	8.651,72	Não Aplicável	jun/21	IPCA
IGAPORA III	100%	38.949,59	38.949,59	Não Aplicável	jun/21	IPCA

IRECE	100%	25.748,86	25.748,86	Não Aplicável	jun/21	IPCA
ITABAIANA	100%	10.238,66	10.238,66	Não Aplicável	jun/21	IPCA
ITABAIANINHA	100%	13.847,06	13.847,06	Não Aplicável	jun/21	IPCA
ITAPEBI	100%	1.540,85	1.540,85	Não Aplicável	jun/21	IPCA
JABOATAO II	100%	6.385,30	6.385,30	Não Aplicável	jun/21	IPCA
JACARACANGA	100%	11.866,66	11.866,66	Não Aplicável	jun/21	IPCA
JAGUARARI-SE	100%	2.824,62	2.824,62	Não Aplicável	jun/21	IPCA
JARDIM	100%	60.618,42	60.618,42	Não Aplicável	jun/21	IPCA
JOAIRAM	100%	4.651,11	4.651,11	Não Aplicável	jun/21	IPCA
JOAO CAMARA II	100%	10.904,24	10.904,24	Não Aplicável	jun/21	IPCA
JOAO CAMARA III	100%	26.729,95	26.729,95	Não Aplicável	jun/21	IPCA
JUAZEIRO II	100%	16.009,68	16.009,68	Não Aplicável	jun/21	IPCA
JUAZEIRO III	100%	329,39	329,39	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LAGOA DO CARRO	100%	263,98	263,98	Não Aplicável	jun/21	IPCA
LAGOA NOVA II	100%	6.482,37	6.482,37	Não Aplicável	jun/21	IPCA
MACEIO	100%	12.532,50	12.532,50	Não Aplicável	jun/21	IPCA
MACEIO II	100%	5.752,90	5.752,90	Não Aplicável	jun/21	IPCA
MATATU	100%	20.731,22	20.731,22	Não Aplicável	jun/21	IPCA
MESSIAS	100%	55.149,33	55.149,33	Não Aplicável	jun/21	IPCA
MILAGRES	100%	68.610,40	68.610,40	2023	jun/21	IGPM e IPCA
MIRUEIRA	100%	11.847,38	11.847,38	Não Aplicável	jun/21	IPCA
MIRUEIRA II	100%	6.880,40	6.880,40	Não Aplicável	jun/21	IPCA
MODELO REDUZIDO	100%	811,36	811,36	Não Aplicável	jun/21	IPCA
MORRO CHAPEU II	100%	3.980,73	3.980,73	Não Aplicável	jun/21	IPCA
MOSSORO II	100%	24.264,11	24.264,11	Não Aplicável	jun/21	IPCA
MOSSORO IV	100%	3.848,40	3.848,40	Não Aplicável	jun/21	IPCA
MOXOTO	100%	2.107,36	2.107,36	Não Aplicável	jun/21	IPCA
MULUNGU	100%	1.736,54	1.736,54	Não Aplicável	jun/21	IPCA
MUSSURE II	100%	10.172,48	10.172,48	Não Aplicável	jun/21	IPCA
NATAL II	100%	24.315,50	24.315,50	Não Aplicável	jun/21	IPCA
NATAL III	100%	10.060,53	10.060,53	Não Aplicável	jun/21	IPCA
NOSSA SENHORA DO SOCORRO	100%	7.225,70	7.225,70	Não Aplicável	jun/21	IPCA
OLINDINA	100%	16.316,67	16.316,67	Não Aplicável	jun/21	IPCA
OUROLANDIA II	100%	263,98	263,98	Não Aplicável	jun/21	IPCA
PAULO AFONSO IV	100%	23.112,15	23.112,15	Não Aplicável	jun/21	IPCA

PAULO AFONSO III	100%	16.254,72	16.254,72	Não Aplicável	jun/21	IPCA
PARAISO	100%	6.383,40	6.383,40	2025	jun/21	IPCA
PAU FERRO	100%	11.509,40	11.509,40	Não Aplicável	jun/21	IPCA
PECEM II	100%	28.846,89	28.846,89	Não Aplicável	jun/21	IPCA
PENEDO	100%	14.689,81	14.689,81	Não Aplicável	jun/21	IPCA
PICI II	100%	14.570,98	14.570,98	Não Aplicável	jun/21	IPCA
PICOS	100%	16.464,82	16.464,82	2025	jun/21	IPCA
PILOES	100%	4.192,14	4.192,14	Não Aplicável	jun/21	IPCA
PINDAI II	100%	5.118,78	5.118,78	Não Aplicável	jun/21	IPCA
PIRAPAMA II	100%	12.203,37	12.203,37	Não Aplicável	jun/21	IPCA
PIRIPIRI	100%	24.638,63	24.638,63	Não Aplicável	jun/21	IPCA
PITUACU	100%	19.139,53	19.139,53	Não Aplicável	jun/21	IPCA
POCOES II	100%	6.244,33	6.244,33	Não Aplicável	jun/21	IPCA
POLO	100%	7.814,80	7.814,80	Não Aplicável	jun/21	IPCA
QUIXADA	100%	4.069,41	4.069,41	Não Aplicável	jun/21	IPCA
QUIXERE	100%	325,66	325,66	Não Aplicável	jun/21	IPCA
RECIFE II	100%	80.944,01	80.944,01	Não Aplicável	jun/21	IPCA
RIBEIRAO	100%	18.655,55	18.655,55	Não Aplicável	jun/21	IPCA
RIO LARGO II	100%	16.071,90	16.071,90	Não Aplicável	jun/21	IPCA
RUSSAS II	100%	10.039,31	10.039,31	Não Aplicável	jun/21	IPCA
SÃO JOÃO DO PIAUI	100%	32.290,95	32.290,95	Não Aplicável	jun/21	IPCA
SANTA CRUZ II	100%	9.437,30	9.437,30	Não Aplicável	jun/21	IPCA
SANTA RITA II	100%	10.127,93	10.127,93	Não Aplicável	jun/21	IPCA
SANTANA DOS MATOS II	100%	7.830,48	7.830,48	Não Aplicável	jun/21	IPCA
SANTO ANTÔNIO DE JESUS	100%	14.321,79	14.321,79	Não Aplicável	jun/21	IPCA
SÃO LUIS II	100%	488,19	488,19	Não Aplicável	jun/21	IPCA
SÃO LUIS III	100%	488,19	488,19	Não Aplicável	jun/21	IPCA
SAPEACU	100%	1.237,60	1.237,60	Não Aplicável	jun/21	IPCA
SENHOR DO BONFIM II	100%	12.017,09	12.017,09	Não Aplicável	jun/21	IPCA
SOBRAL II	100%	15.551,68	15.551,68	Não Aplicável	jun/21	IPCA
SOBRAL III	100%	30.680,04	30.680,04	Não Aplicável	jun/21	IPCA
SUAPE II	100%	16.739,22	16.739,22	Não Aplicável	jun/21	IPCA
SUAPE III	100%	5.526,47	5.526,47	Não Aplicável	jun/21	IPCA
TABOCAS DO BREJO VELHO	100%	451,74	451,74	Não Aplicável	jun/21	IPCA
TACAIMBO	100%	16.310,67	16.310,67	Não Aplicável	jun/21	IPCA

TACARUTU	100%	325,66	325,66	Não Aplicável	jun/21	IPCA
TAUA II	100%	23.781,26	23.781,26	2024	jun/21	IGPM e IPCA
TEIXEIRA DE FREITAS II	100%	5.660,19	5.660,19	Não Aplicável	jun/21	IPCA
TERESINA	100%	25.347,80	25.347,80	Não Aplicável	jun/21	IPCA
TERESINA II	100%	77.755,41	77.755,41	Não Aplicável	jun/21	IPCA
TERESINA III	100%	9.150,97	9.150,97	Não Aplicável	jun/21	IPCA
TIANGUA II	100%	329,39	329,39	Não Aplicável	jun/21	IPCA
TOUROS	100%	4.059,37	4.059,37	Não Aplicável	jun/21	IPCA
USINA BOA ESPERANCA	100%	9.253,18	9.253,18	Não Aplicável	jun/21	IPCA
USINA FUNIL	100%	1.835,97	1.835,97	Não Aplicável	jun/21	IPCA
USINA LUIZ GONZAGA	100%	27.009,53	27.009,53	Não Aplicável	jun/21	IPCA
USINA SOBRADINHO	100%	45.756,71	45.756,71	Não Aplicável	jun/21	IPCA
USINA XINGO	100%	39.914,75	39.914,75	Não Aplicável	jun/21	IPCA
ZEBU	100%	9.336,04	9.336,04	Não Aplicável	jun/21	IPCA
<b>Sociedade de Propósito Específico</b>	<b>Propriedade</b>	<b>RAP (R\$ Mil)</b>	<b>RAP Proporc. (R\$ Mil)</b>	<b>Ano de degra da RAP</b>	<b>Mês Base Reajuste</b>	<b>Índice de Correção</b>
		<b>858.138</b>	<b>274.217</b>			
Sistema de Transmissão Nordeste S.A. - STN - LT Teresina II/ Sobral III/Pecem II/Fortaleza II	49%	150.692,25	73.839,20	2020	jun/21	IGPM
Interligação Elétrica do Madeira - LT Porto Velho/Araraquara II/Estação Retificadora/500/600 kV/3150 MW/Estação Inversora/600/500kV/2950 MW	25%	597.022,23	146.270,45	Não aplicável	jun/21	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%	110.423,23	54.107,38	Não aplicável	jun/21	IPCA

A Chesf tem investido continuamente nas instalações de transmissão, na busca de ganhos de confiabilidade e disponibilidade, visando à melhoria do seu desempenho operacional, por meio de um plano plurianual. Este plano contempla a implantação de melhorias nos ativos de Transmissão e Geração, e que no ano de 2021 foram executados mais de 2640 modernizações, dentre estas substituições de 971 para-raios, 816 transformador de Instrumento, 112 chaves, 52 disjuntores, 69 buchas, 191 radiadores, além das melhorias nos sistemas de proteção, automação e telecomunicações.

No quadro a seguir, são apresentados os empreendimentos de transmissão em estágio de implantação. (Não se aplica as SPEs pois não temos SPE de transmissão em construção).

**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
<b>Integral</b>			<b>123</b>			
LT 230 kV Paraíso / Açú II / Mossoró II (Construção do 3º circuito da LT 230 kV Paraíso / Açú II)	CS	230	123	-	30/10/2022	nov/40
<b>Sociedade de Propósito Específico</b>			<b>0</b>	<b>0</b>		

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
<b>Integral</b>		<b>3.789,50</b>	<b>3.789,50</b>			
Paraíso-Açu II	100%	3.789,50	3.789,50	não aplicável	jul/21	IPCA
<b>Sociedade de Propósito Específico</b>		<b>0</b>	<b>0</b>			

**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
<b>Integral</b>		<b>97.455</b>		<b>123.495</b>
LT 230 kV Paraíso / Açú II / Mossoró II	68%	97.455	77%	123.495
<b>SPE Proporcional</b>		<b>0</b>		<b>0</b>
<b>Total</b>		<b>97.455</b>		<b>123.495</b>

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
<b>Integral</b>		<b>97.455</b>		<b>123.495</b>
LT 230 kV Paraíso / Açú II / Mossoró II	68%	97.455	77%	123.495
<b>SPE Proporcional</b>		<b>0</b>		<b>0</b>
<b>Total</b>		<b>97.455</b>		<b>123.495</b>

Fonte: SIGET/CMET/SAP

**Tabela 13 - RAP Esperada - R\$ Mil**

Linha de Transmissão - RAP Proporcional	2020	2021	2022	2023	2024
<b>Sociedade de Propósito Específico</b>					
Sistema de Transmissão Nordeste S.A. - STN - LT Teresina II/ Sobral III/Pecem II/Fortaleza II	88.792	73.839	73.839	73.839	73.839
Interligação Elétrica do Madeira - LT Porto Velho/Araraquara II/Estação Retificadora/500/600 kV/3150 MW/Estação Inversora/600/500kV/2950 MW	116.132	146.270	146.270	146.270	146.270
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	51.604	54.107	54.107	54.107	54.107
<b>Consolidado Proporcional</b>	<b>256.528</b>	<b>274.217</b>	<b>274.217</b>	<b>274.217</b>	<b>274.217</b>

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

**Tabela 15 - Mercado Atendido**

Mercado Atendido - GWh	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Energia Faturada	51.997	51.994	49.446	48.896	48.594	49.163

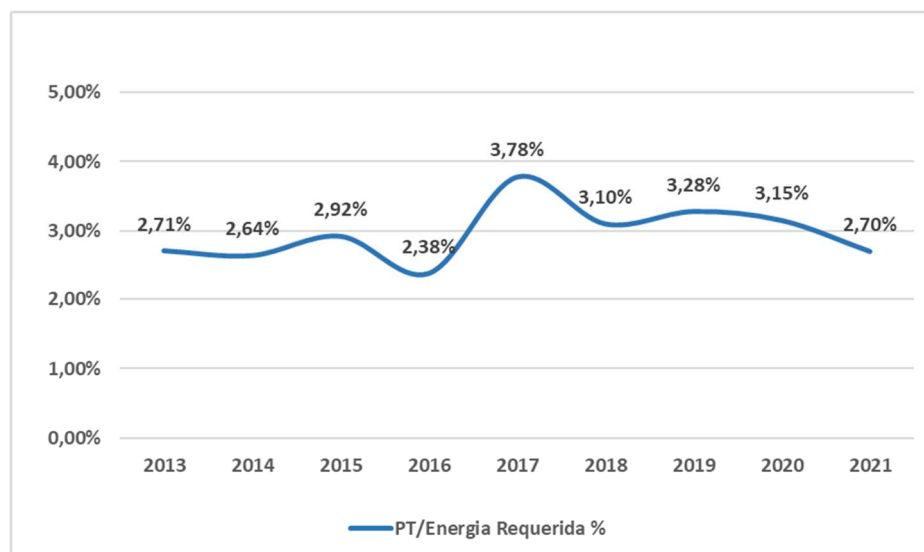
Fornecimento	4.918	5.044	4.645	4.082	3.662	3.908
Residencial	0	0	0	0	0	0
Comercial	0	0	0	0	0	0
Industrial	4.918	5.044	4.645	4.082	3.662	3.908
Rural	0	0	0	0	0	0
Poderes Públicos	0	0	0	0	0	0
Iluminação Pública	0	0	0	0	0	0
Serviço Público	0	0	0	0	0	0
Suprimento p/ agentes de distribuição	47.079	46.950	44.801	44.814	44.932	45.255
Uso da Rede de Distribuição	1.811	1.406	783	90	766	1.033
Consumidores Livres/Dist./Ger.	1.811	1.406	783	90	766	1.033
Consumidores Rede Básica	0	0	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>53.808</b>	<b>53.400</b>	<b>50.229</b>	<b>48.986</b>	<b>49.360</b>	<b>50.196</b>
<b>Varição</b>	<b>1,56%</b>	<b>-0,76%</b>	<b>-5,94%</b>	<b>-2,47%</b>	<b>0,76%</b>	<b>1,69%</b>

**Tabela 16 - Balanço Energético**

Energia Requerida - GWh	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Venda de Energia	51.997	51.994	49.446	48.896	48.594	49.163
Fornecimento (1)	4.918	5.044	4.645	4.082	3.662	3.908
Suprimento p/ agentes de distribuição (2)	47.079	46.950	44.801	44.814	44.932	45.255
Consumidores Livres/Dist./Ger.	1.811	1.406	783	90	766	1.033
Consumidores Rede Básica	0	0	0	0	0	0
<b>Mercado Atendido</b>	<b>53.808</b>	<b>53.400</b>	<b>50.229</b>	<b>48.986</b>	<b>49.360</b>	<b>50.196</b>
Perdas na Rede Básica (3)	160	244	171	140	143	141
Perdas na Distribuição	0	0	0	0	0	0
PNT / Energia Requerida %	2,38%	3,78%	3,10%	3,28%	3,15%	2,70%
<b>Perdas Totais - PT</b>	<b>160</b>	<b>244</b>	<b>171</b>	<b>140</b>	<b>143</b>	<b>141</b>
<b>Total</b>	<b>53.968</b>	<b>53.644</b>	<b>50.400</b>	<b>49.126</b>	<b>49.503</b>	<b>50.337</b>

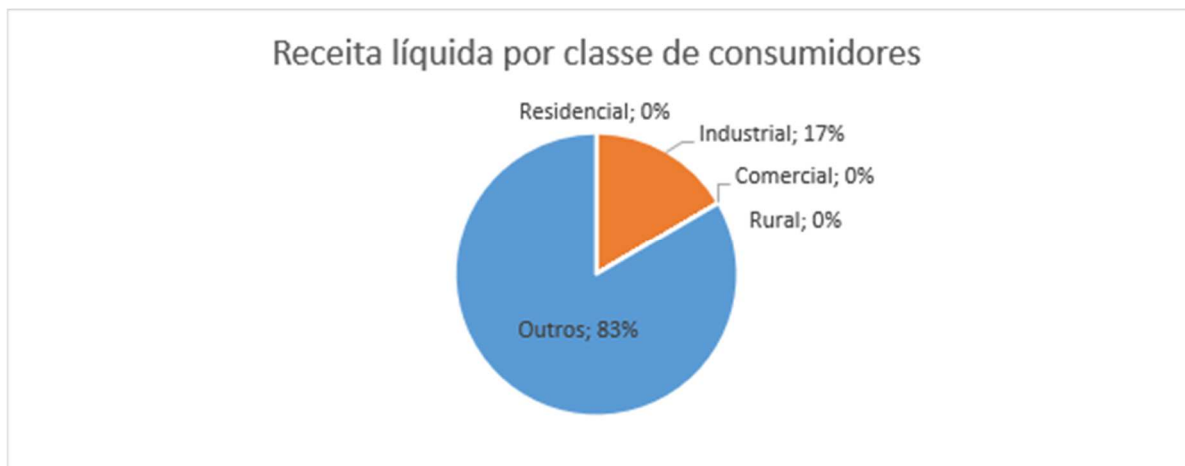
Observações:

- 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\$ 3.568,7 milhões, conforme quadro a seguir:

Receita líquida em R\$ mil			
Classe	2021	2020	%
Residencial	0,00	0,00	0,00%
Industrial	591.015,72	534.969,08	10,48%
Comercial	0,00	0,00	0,00%
Rural	0,00	0,00	0,00%
Outros	2.977.669,15	2.708.512,62	9,94%
<b>TOTAL</b>	<b>3.568.684,87</b>	<b>3.243.481,70</b>	<b>10,03%</b>



Número de consumidores - O número de clientes faturados em 2021 apresentou expansão de 7,5% sobre o mesmo número do ano anterior, como se pode observar no quadro a seguir:

Número de Consumidores			
Classe	2021	2020	%
Residencial	-	-	0,00%
Industrial	12	12	0,00%
Comercial	-	-	-
Rural	-	-	-
Outros	74	68	8,8%
<b>TOTAL</b>	<b>86</b>	<b>70</b>	<b>7,5%</b>

Preço - O preço médio da energia elétrica vendida em 2021 atingiu R\$ 71,75/MWh, com aumento de 9,2% em relação a 2020.

Preço médio de venda de energia - R\$/MWh		
Classe	2021	2020

Residencial	-	-
Industrial	151,24	146,08
Comercial	-	-
Rural	-	-
Poder Público	-	-
Outros (*)	60,96	59,27
<b>PREÇO MÉDIO</b>	<b>71,75</b>	<b>65,71</b>

Observação:

(\*) Outros: inclui comercializadores, geradores e distribuidores

## QUALIDADE DO FORNECIMENTO

O ano de 2021 continuou sendo um momento excepcional e sem precedentes, diante da pandemia causada pela Covid-19 e das diversas variantes que surgiram ao longo do ano, adotando diversas medidas e ações preventivas, conforme protocolo de saúde e segurança, visando a proteção dos empregados da Companhia e a continuidade da prestação dos serviços de geração e transmissão de energia elétrica.

A Chesf empreendeu todos os esforços visando cumprir todos os procedimentos de operação e manutenção, atendendo no segmento de transmissão o Plano Mínimo de Manutenção estabelecido pela ANEEL, conforme Resolução Normativa nº 905, de 08 de dezembro de 2020, e no segmento de geração realizando todas as manutenções necessárias, incluindo as inspeções e ensaios para garantia da segurança das barragens.

Todos estas ações refletem nos Indicadores Operacionais, que em 2021 superaram as suas metas, conforme planejado, mesmo diante das restrições impostas pela pandemia.

## INDICADORES DE DESEMPENHO

O resultado em 2021 para o indicador de Parcela Variável – PV foi o segundo melhor do histórico da empresa, mantendo praticamente o indicador do ano anterior. Como fatores relevantes na redução da PV, destacam-se a reversão de valores mediante recursos administrativos junto ao ONS, a compatibilização das intervenções, as modernizações realizadas nos sistemas e a disseminação do conhecimento através do fórum mensal de PV.

No ranking de menor PV, dentre as maiores empresas de transmissão que compõem o Sistema Interligado Nacional – SIN, a Chesf ficou entre as oitos melhores, destacando-se dentro do grupo Eletrobras como a segunda melhor.

O indicador de Robustez do Sistema apresentou resultado satisfatório em 91,40%, com queda comparada ao ano anterior devido, principalmente, aos eventos ocorridos no 1º trimestre de 2021 com corte de carga.

O indicador de Disponibilidade Operacional de Geração, apresentou o resultado acima da meta de 1,000, mantendo o valor de disponibilidade em 1,125.

O indicador de Disponibilidade Operacional de Linhas de Transmissão apresentou resultado dentro da média dos últimos cinco anos e acima da meta de 99,91%, refletindo um ótimo desempenho no serviço prestado e mantendo o valor de disponibilidade em 99,95%.

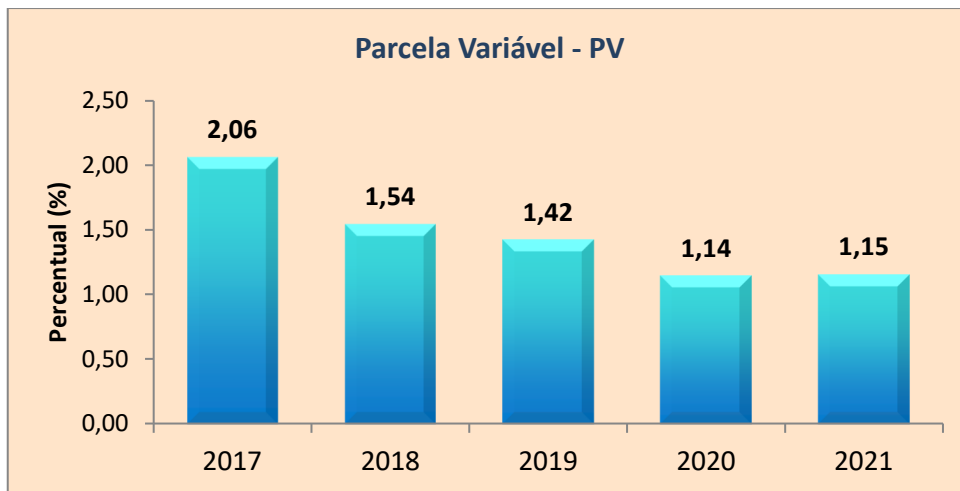
O indicador de Disponibilidade Operacional de Transformadores apresentou o resultado acima da meta de 99,89%, mantendo o valor de disponibilidade em 99,92%.

Esses bons resultados operacionais são fruto da eficácia dos Programas de Manutenção, de iniciativas de compatibilização de intervenções, da modernização e melhorias implantadas, da reavaliação dos processos e incorporação de novas tecnologias, visando à eficiência e à maximização da rentabilidade das operações.

## PARCELA VARIÁVEL – PV



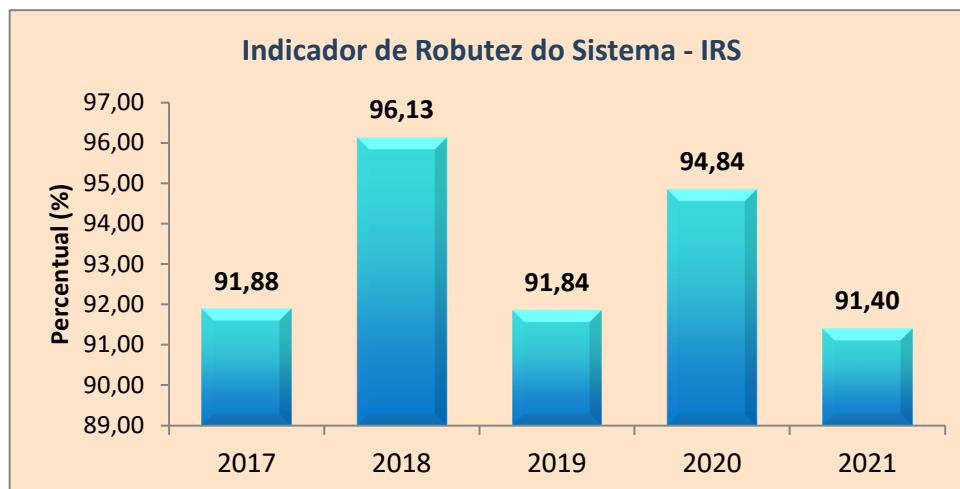
Indica o percentual de desconto da Receita Anual Permitida (RAP) das Funções de Transmissão, devido a indisponibilidades dos equipamentos da Rede Básica das concessões da Chesf, conforme legislação Aneel.



↓  
**Melhor**

#### 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



Melhor

## TECNOLOGIA DA INFORMAÇÃO

---

Os recursos de Tecnologia da Informação – TI têm se tornado nos últimos tempos imprescindíveis para a execução dos processos que suportam os negócios empresariais.

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\$ 64 milhões com destaque para as ações a seguir:

- Desenvolvimento de soluções para tratamento analítico avançado de dados, baseadas em plataforma de Business Intelligence – BI/Business Analytics – BA e soluções preditivas utilizando Inteligência Artificial e plataforma de Ciência de Dados, possibilitando assertividade no processo de tomada de decisão;
- 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;
- Conclusão do assessment técnico que consistiu em avaliar o ambiente computacional interno da Chesf (*on-premises*) para identificar os ativos de TI (hardware/software) que podem ser migrados para a nuvem (cloud), incluindo infraestrutura, plataformas, sistemas e serviços;
- 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 Chesf busca continuamente estar alinhada às melhores práticas de gestão empresarial para ampliação do seu portfólio de negócios, seguindo as diretrizes estratégicas estabelecidas pela holding Eletrobras. Na agenda de negócios da empresa, foram priorizados os investimentos em pesquisa e desenvolvimento tanto para a aplicação de novas tecnologias nos processos existentes como para a exploração de novos negócios no setor de energia, participando ativamente de eventos e discussões, em busca das mais avançadas tecnologias do mercado. A Companhia também tem buscado soluções para aumentar e diversificar seu portfólio de negócios, de forma a obter um incremento de receitas em longo prazo.

Em relação aos novos empreendimentos de transmissão, a Chesf continua priorizando a implantação dos empreendimentos já contratados, de reforços em instalações de transmissão existentes e a modernização das instalações e substituição de equipamentos de transmissão em final de vida útil.

## COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA

---

O Capital Social da 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 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.gov.br](http://www.chesf.gov.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 - SPEs.

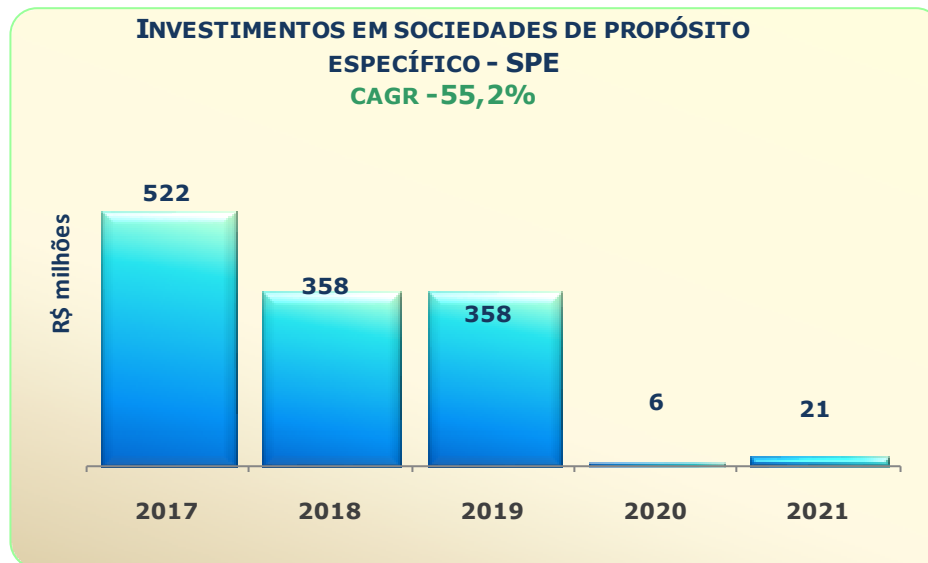
### INVESTIMENTO EM ATIVOS PRÓPRIOS

No ano de 2021, os investimentos corporativos para a expansão e modernização da capacidade produtiva da Companhia, totalizaram R\$ 1.064,8 milhões, um aumento de 73,7% em relação ao ano de 2020. Este montante está assim distribuído: R\$ 205,7 milhões em geração de energia; R\$ 679,1 milhões em obras do sistema de transmissão; e R\$ 180,0 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 2021, a Chesf realizou investimentos da ordem de aproximadamente R\$ 20,6 milhões para a compra da participação privada nas SPEs que compunham o Complexo Eólico Pindaí I, II e III. Tais SPEs foram incorporadas pela Companhia em 31.03.2021.



## CONJUNTURA ECONÔMICA

A chegada ao Brasil da crise sanitária decorrente da pandemia de Covid-19 em 2020 impôs sucessivos rearranjos às cadeias produtivas e elevações dos custos industriais – em função das medidas restritivas adotadas para a contenção da disseminação do vírus – que tiveram reflexo no diagnóstico econômico do ano: a atividade econômica contraiu, a inflação se manteve abaixo do teto, mas excedeu o centro da meta, e a deterioração do mercado de trabalho interrompeu o ciclo de queda do desemprego iniciado em 2018. O ano de 2021, por sua vez, permitiu o surgimento dos primeiros indícios de recuperação, mas alguns impactos do choque inicial da pandemia ainda reverberam no ambiente econômico.

A inflação, medida pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) produzido pelo IBGE, encerrou 2021 em 10,06%, a maior taxa anual desde 2015. O índice extrapolou tanto a meta estabelecida para o ano pelo Conselho Monetário Nacional (3,75%, com teto de 5,25%) como a expectativa divulgada pelo Banco Central do Brasil no mês de junho – 6,79%, de acordo com o Boletim Focus do dia 02 de junho de 2021. O grupo de preços dos Transportes foi o principal impulsionador da pressão inflacionária, respondendo por mais de 40% do índice geral (4,19%) e afetado principalmente pelos sucessivos reajustes no preço da gasolina, cuja alta acumulada representou 24% do IPCA (2,34%). O grupo de preços de Habitação, o segundo de maior impacto na inflação do ano, foi pressionado majoritariamente pela energia elétrica, que acumulou alta de 21,21% após a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) ter promovido reajustes na bandeira vermelha e acionado a bandeira tarifária de escassez hídrica em setembro de 2021 em resposta à baixa histórica nos níveis dos reservatórios enfrentada pelo país.

Como resultado da forte retração da indústria, do setor de serviços, do consumo das famílias e do investimento em capital fixo, a economia brasileira registrou uma contração de 4,1% em 2020 de acordo com o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE). Já em 2021, conforme divulgado pelo IBGE, o Produto Interno Bruto (PIB) iniciou nova trajetória ascendente e cresceu 4,6%. O resultado foi puxado principalmente pela retomada da indústria, com destaque para a construção civil, e dos serviços, cujo crescimento ainda é tímido devido à corrosão causada pela pressão inflacionária sobre o poder de compra das famílias e às restrições de mobilidade ainda impostas pela pandemia, de acordo com a Carta de Conjuntura nº 53 do IPEA, de 22 de dezembro de 2021.

No mercado de trabalho, após oscilar fortemente em 2020 em decorrência das medidas de contenção da pandemia, seguindo os movimentos de restrição ao funcionamento da economia determinados pelas autoridades, a taxa média de desocupação encerrou 2020 em 13,5% e chegou a atingir 14,9% no primeiro trimestre de 2021. No entanto, de acordo com o IBGE, o crescimento da ocupação tanto entre aqueles que buscavam emprego como entre os que estavam fora da força de trabalho fez com que a taxa encerrasse 2021 no patamar de 11,1%. A melhora quantitativa nos indicadores, entretanto, foi impulsionada principalmente pela informalidade (54%), o que denota que esse aumento não foi acompanhado de uma melhora qualitativa nas condições de trabalho. Apesar da conjuntura econômica ainda convalescente, o ano de 2021 foi positivo para a estratégia de agregação de novas receitas para a

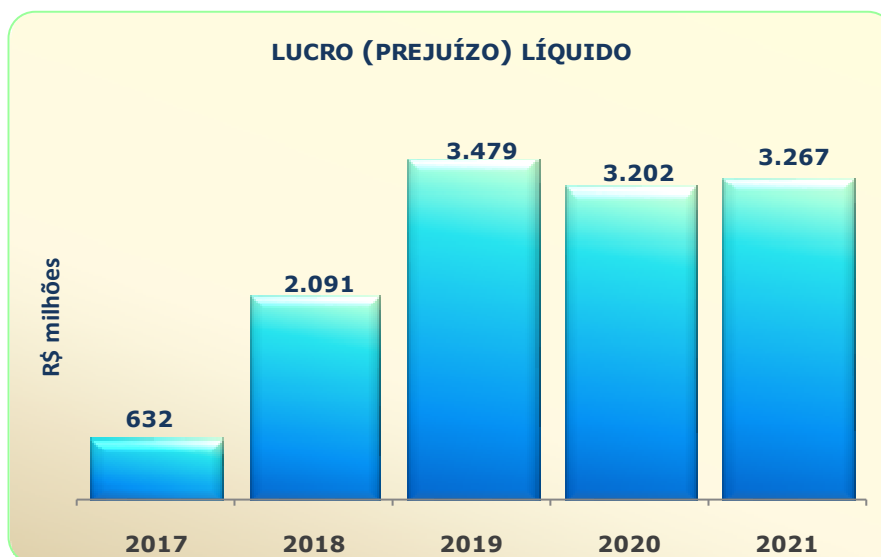
CHESF. No mês de março, o processo de incorporação das Sociedades de Propósito Específico (SPE) de geração de energia eólica Complexo Pindaí I, Complexo Pindaí II e Complexo Pindaí III foi aprovado em Assembleia Geral dos Acionistas da Companhia. Essa incorporação agregará em torno de R\$ 80 milhões por ano à receita da CHESF. No segmento de Transmissão, as obras corporativas concluídas e reconhecidas ao longo de 2021 acrescentaram R\$ 76,9 milhões ao faturamento anual da Companhia de acordo com os valores estabelecidos pela Resolução Homologatória ANEEL nº 2.959/2021. Além disso, a CHESF realizou R\$ 1,06 bilhão em investimentos em 2021, um crescimento de 73,7% em relação a 2020 que reflete os esforços de adaptação da Companhia aos novos protocolos de convivência com o coronavírus, que permitiram a retomada gradativa das atividades. Desse total, 63,78% foram dedicados à Transmissão, 19,32% à Geração e 16,9% à Infraestrutura.

## DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

O desempenho econômico-financeiro está sendo apresentado em conformidade com as demonstrações financeiras da Companhia dos exercícios de 2017 a 2021.

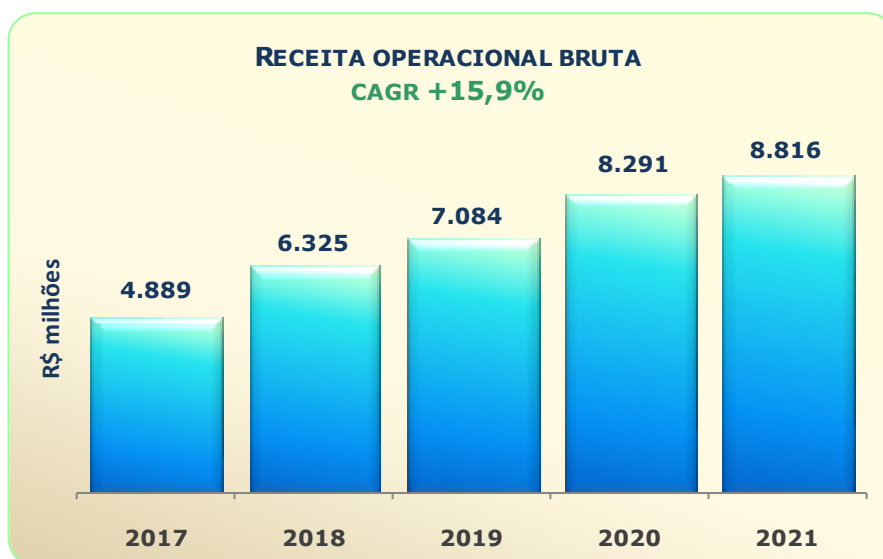
### RESULTADO DO EXERCÍCIO

A Companhia registrou no exercício de 2021 um lucro de R\$ 3.266,8 milhões (R\$ 3.202,0 milhões em 2020), representando um aumento de 2,0% em relação ao ano anterior.



### RECEITA OPERACIONAL BRUTA – ROB

A Companhia registrou em 2021 uma receita operacional bruta de R\$ 8.816,3 milhões (R\$ 8.290,9 em 2020), apresentando uma variação positiva de 6,3% 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\$ 329,0 milhões) e de operação e manutenção do sistema de transmissão (R\$ 392,9 milhões). No período de 2017 a 2021, a Taxa de Crescimento Anual Composta (CAGR) foi de +15,9%.



#### TRIBUTOS E ENCARGOS REGULATORIOS SOBRE VENDAS

Os tributos e encargos regulatórios sobre vendas totalizaram R\$ 1.382,3 milhões no ano de 2021 representando um aumento de 9,0% em relação ao exercício anterior. Deste total, R\$ 903,6 milhões correspondem a impostos e contribuições sociais e R\$ 478,7 milhões a encargos regulatórios. A Taxa de Crescimento Anual Composta (CAGR) no período de 2017 a 2021 foi de +13,8%.



#### RECEITA OPERACIONAL LIQUIDA - ROL

A receita operacional líquida (ROL), que considera as deduções de impostos e encargos setoriais, apresentou um crescimento de 5,9% em relação ao exercício anterior, passando de R\$ 7.023,1 (em 2020) para R\$ 7.434,0 (em 2021). Os indicadores responsáveis por este crescimento são os mesmos que afetaram a ROB. De 2017 a 2021, a Taxa de Crescimento Anual Composta (CAGR) foi +16,3%.



#### CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

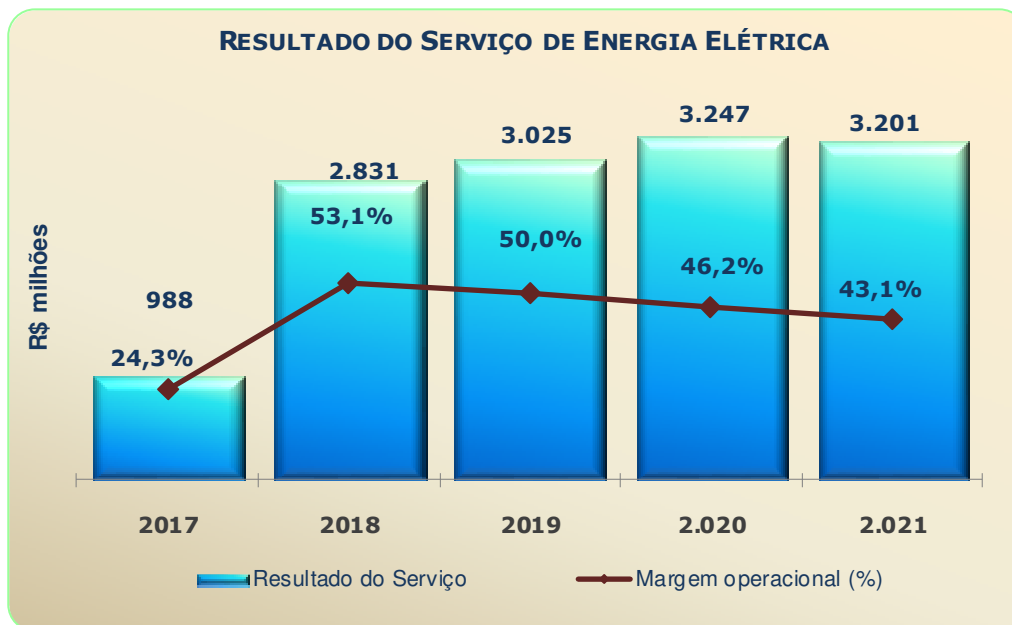
Os custos e despesas operacionais totalizaram R\$ 4.233,3 milhões no exercício de 2021, apresentando um crescimento de R\$ 457,5 milhões (12,1%) em relação ao exercício anterior.





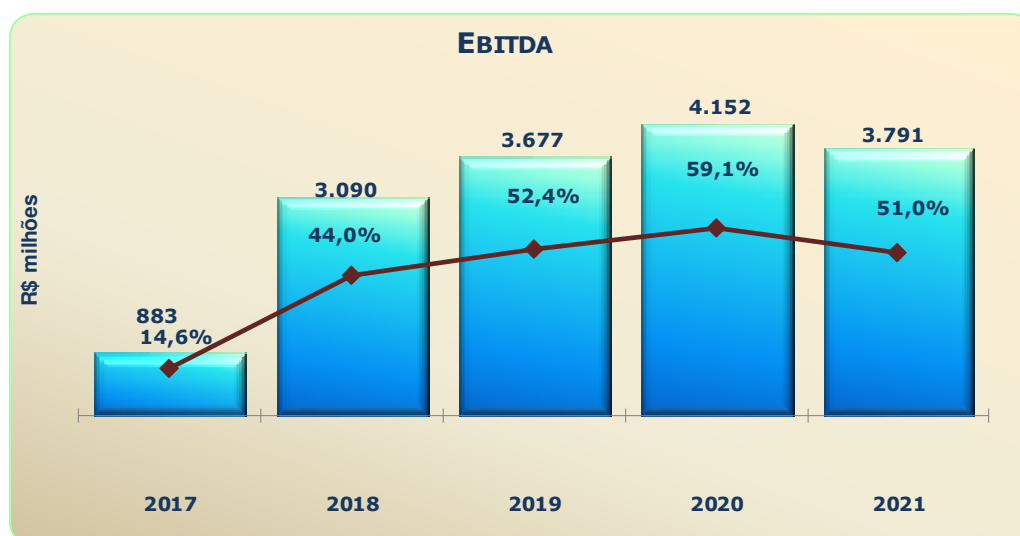
### RESULTADO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA E MARGEM OPERACIONAL

O resultado do serviço (EBIT) em 2021 foi de R\$ 3.200,7 milhões, representando uma redução de 1,4% em relação ao montante de R\$ 3.247,3 milhões obtido em 2020. Com este resultado, a margem operacional do serviço (razão entre o resultado do serviço e a receita operacional líquida) passou de 46,2% em 2020, para 43,1% em 2021.



### GERAÇÃO OPERACIONAL DE CAIXA (EBITDA)

A geração operacional de caixa, expressa pelo EBITDA, foi R\$ 3.791,1 milhões em 2021, contra o montante de R\$ 4.152,4 milhões em 2020. A margem EBITDA (razão entre o EBITDA e a Receita operacional líquida) foi de 51,0% em 2021 contra 59,1% obtida em 2020.



	(R\$ milhões)	
	2020	2021
<b>DEMONSTRAÇÃO DO EBITDA</b>		
<b>Lucro líquido</b>	<b>3.202,0</b>	<b>3.266,8</b>
(+) Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o lucro líquido	323,4	337,8
(+) Despesas (receitas) financeiras líquidas	(279,0)	(242,9)
(+) Depreciação	385,3	405,4
<b>(=) EBITDA</b>	<b>3.631,8</b>	<b>3.767,1</b>
(+) Provisões para contingências	730,7	1.121,6
(+) Provisão/Reversão Impairment	(523,2)	(625,8)
(+) Provisões para perdas em investimentos	(58,2)	12,0
(+) Outras Provisões - GAG Melhoria	0,0	233,9
(+) Contrato oneroso	61,3	(33,2)
(+) Outras Provisões	310,0	(684,5)
<b>(=) EBITDA Ajustado</b>	<b>4.152,4</b>	<b>3.791,1</b>

### RESULTADO FINANCEIRO

O resultado financeiro do exercício de 2021 foi de R\$ 242,9 milhões, contra um montante de R\$ 279,0 milhões registrados em 2020, cuja composição está demonstrada a seguir:

	(R\$ milhões)	
	2020	2021
<b>Receitas (despesas) financeiras</b>		
Resultado de aplicações financeiras	71,2	59,6
Variações monetárias e acréscimos moratórios - energia vendida	294,9	100,5
Encargos de dívida dos empréstimos e financiamentos	(81,3)	(87,6)
Variações monetárias de empréstimos e financiamentos	(6,9)	(17,0)
Outras receitas (despesas) financeiras	1,1	187,5
<b>(=) Resultado financeiro líquido</b>	<b>279,0</b>	<b>242,9</b>

### FINANCIAMENTOS, EMPRÉSTIMOS E DEBÊNTURES

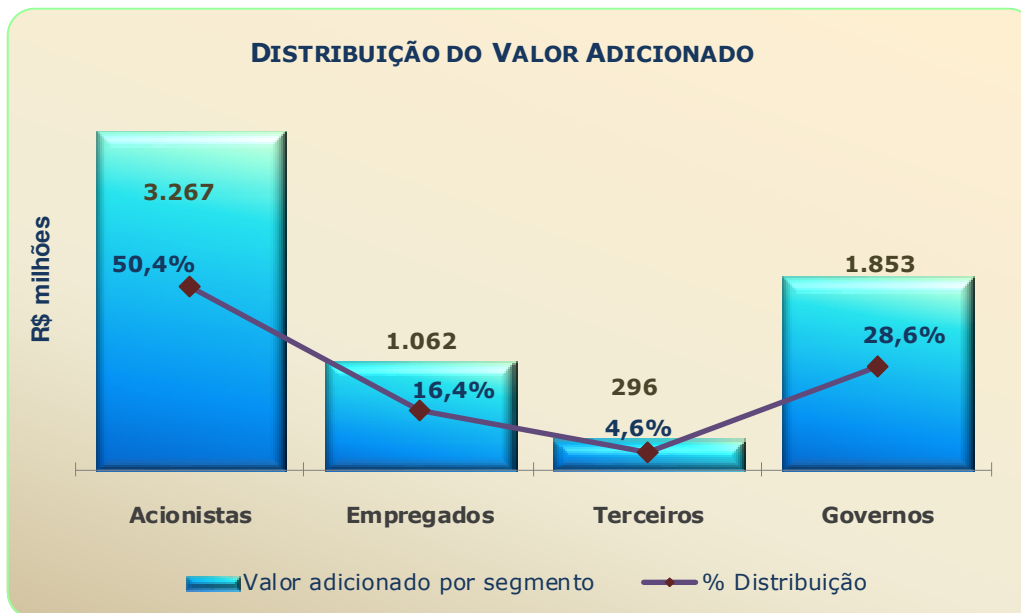
O endividamento bruto, que inclui os encargos contabilizados e o principal da dívida com instituições financeiras, encerrou no exercício de 2021 com R\$ 1.189,6 milhões, uma redução de 5,0% em relação aos R\$ 1.252,8 milhões de 2020.

A posição da dívida líquida (financiamentos, empréstimos e debêntures, deduzidos das disponibilidades) apresentou ao final do exercício, o saldo negativo de R\$ 1.378,5 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)		Δ%
	2020	2021	
Curto prazo – moeda nacional	239,3	199,5	(16,6)
Longo prazo – moeda nacional	1.013,5	990,2	(2,3)
<b>Dívida Bruta Total</b>	<b>1.252,8</b>	<b>1.189,6</b>	<b>(5,0)</b>
(-) Caixa e equivalentes de caixa e TVM	2.088,8	2.568,2	23,0
<b>Dívida líquida</b>	<b>(836,0)</b>	<b>(1.378,5)</b>	<b>64,9</b>

## VALOR ADICIONADO

O valor econômico gerado pela Companhia em 2021 foi de R\$ 6.477,1 milhões, contra R\$ 6.066,1 milhões gerados em 2020, agregando valor aos seguintes segmentos da sociedade, conforme distribuição a seguir: salários, encargos e benefícios aos empregados (16,4%); impostos, taxas e contribuições aos governos federal, estaduais e municipais (28,6%); terceiros (4,6%); e lucro aos acionistas (50,4%).



## 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 2021, 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, bem como fixar a remuneração dos administradores e dos membros do Conselho Fiscal;

- deliberar sobre alienação 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, 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, dentre outras.

### **CONSELHO FISCAL**

O Conselho Fiscal é permanente, composto por três membros efetivos e respectivos suplentes, eleitos pela Assembleia Geral, todos brasileiros e domiciliados no país, acionistas ou não, com prazo de atuação de dois anos, permitidas, no máximo, duas reconduções consecutivas. Os membros do Conselho Fiscal observam a seguinte composição: um membro e respectivo suplente indicados pelo Ministério da Economia, como representante do Tesouro Nacional, que deverão ser servidores públicos com vínculo permanente com a administração pública federal, um membro e respectivo suplente indicados pelo Ministério de Minas e Energia, e um membro e respectivo suplente indicados pela Eletrobras.

O Conselho Fiscal é responsável pela fiscalização de atos de gestão e dispõe de Regimento Interno que norteia seu funcionamento. Reúne-se mensalmente e, extraordinariamente, mediante a convocação do Presidente do Conselho.

### **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 de funções deliberativas, é formado por sete membros, eleitos pela Assembleia Geral, todos brasileiros, com prazo de gestão unificado de dois anos, sendo permitidas, no máximo, três reconduções consecutivas. Os membros do Conselho de Administração observam a seguinte composição: um membro é indicado pelo Ministro de Estado do Planejamento, Orçamento, Desenvolvimento e Gestão, um membro é eleito representante dos empregados, um membro é indicado pelo acionista controlador, que será eleito Diretor-Presidente, e quatro membros indicados pela Eletrobras, dentre os quais dois são independentes.

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. Reúne-se mensalmente e, extraordinariamente, mediante a convocação do Presidente do Conselho.

O Conselho de Administração conta com o assessoramento do Comitê de Auditoria e Riscos Estatutário e do Comitê de Pessoas, Elegibilidade, Sucessão e Remuneração da Eletrobras conforme estabelece a Lei nº 13.303/16 e o Decreto nº 8.945/16 que a regulamenta.

A Diretoria Executiva é 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, no máximo, três reconduções consecutivas, devendo ser brasileiros, residentes e domiciliados nos países.

A Diretoria Executiva, órgão executivo de administração e representação, é responsável, dentro da orientação traçada pela Assembleia Geral e pelo Conselho de Administração, por assegurar o funcionamento regular da Chesf. Reúne-se ordinariamente uma vez por semana e, extraordinariamente, mediante a convocação do Diretor-Presidente.

### **COMITES DE ACESSORAMENTO 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 Estratégico da Chesf é um processo robusto, dinâmico e integrativo, o qual, em sua formulação, envolve a constante avaliação de cenários, dos fatores internos e externos que influenciam o desempenho empresarial, e a consequente adequação dos objetivos estratégicos e visão, objetivando aprimoramento da gestão empresarial, e atingimento das metas e resultados propostos, considerando uma perspectiva de longo prazo. O processo é fruto de um trabalho colaborativo e resultante da integração de esforços da Diretoria, das lideranças estratégicas e principais stakeholders. Em sua elaboração, são levadas em consideração as perspectivas de autoridades públicas, de agentes do Setor e de diversos públicos de interesse, e principalmente dos cenários em avaliação.

Diante das mudanças ocorridas nos cenários nacionais e mundiais, com impactos nos ambientes interno e externo da Chesf nos últimos anos, e da necessidade de desenvolvimento de conteúdo estratégico de longo prazo, visando o crescimento nos próximos 15 anos, a Chesf vem implementando um trabalho de reposicionamento em sintonia com as diretrizes estratégicas da Eletrobras para alcançar os seguintes objetivos específicos de planejamento:

Implantação e acompanhamento do planejamento estratégico de longo prazo da Chesf que norteie a Organização para o seu crescimento nos próximos 15 anos, utilizando a projeção de cenários e diagnóstico interno;

- ✓ Proposição e implantação de metodologia de governança e gestão da estratégia;
- ✓ Implantação do processo de monitoramento contínuo para alcance da estratégia.

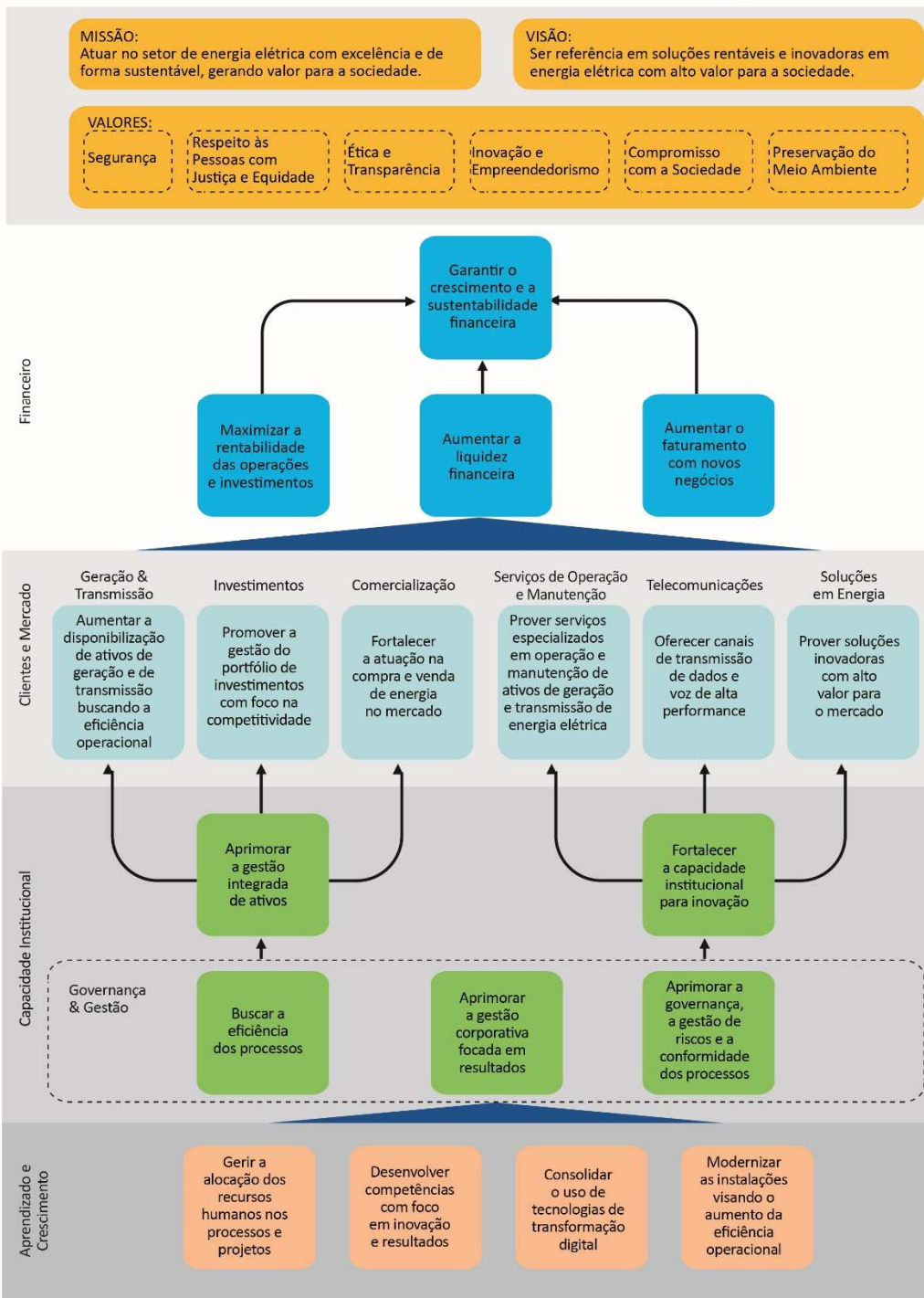
Como resultado do trabalho do Planejamento Estratégico, previsto nos instrumentos normativos da Empresa, implantamos um Mapa Estratégico que considera os principais desafios do atual cenário do Setor Elétrico nacional.

Este planejamento estratégico é elaborado em consonância com o Plano Estratégico da Eletrobras e de seu Plano Diretor de Negócios e Gestão (PDNG). Atualmente, os instrumentos utilizados para o planejamento são o Mapa Estratégico da Chesf (instrumento de longo prazo), o Plano de Negócios e Gestão (PNG) e o Contrato de Metas de Desempenho Empresarial (CMDE), Programa de Remuneração Variável (RVA) (instrumentos de curto/médio prazo). Esses instrumentos são institucionalizados por meio de apreciação e aprovação em Reunião de Diretoria Executiva e com Deliberação do Conselho de Administração.

O monitoramento do Planejamento Empresarial da Chesf é realizado mensalmente por meio de reuniões da Diretoria Executiva e Conselho de Administração, para acompanhamento do Plano de Negócios e Gestão (PNG). Além deste acompanhamento, periodicamente também são realizadas Reuniões de Avaliação da Estratégia (RAE) onde são acompanhados os Objetivos, Indicadores e Projetos do Planejamento Estratégico de Longo Prazo da Companhia, realizando o controle dos desvios entre as metas e os resultados apurados, atuando sobre ocorrências e melhorando o desempenho empresarial, visando alcance da visão estratégica da Companhia.

Apresentamos, abaixo, o Mapa Estratégico da Chesf para o ciclo de 2020-2035.

## MAPA ESTRATÉGICO - Chesf 2020-2035



### GESTÃO PELA QUALIDADE TOTAL

Em 2021, no segmento da qualidade total, a Chesf:

- Manteve a Acreditação do Laboratório de Metrologia da Chesf - MetroChesf na norma ISO IEC 17025 INMETRO, nas grandezas elétricas tensão, corrente, resistência, potência e energia, com a finalidade de proporcionar a calibração/certificação dos padrões de serviço, utilizados na manutenção dos sistemas de proteção, medição e automação;

- A Operação da 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;

## RECURSOS HUMANOS

Em 31 de dezembro de 2021, a Chesf contava com uma força de trabalho (quadro efetivo de pessoal) de 3.084 empregados. Do total, havia 553 mulheres e 2.531 homens.

No mesmo período, a taxa de rotatividade foi de 2,56%. Registra-se diminuição de 25% no número de admissões em 2021 (6) em relação a 2020 (8). Ressalve-se que em 2021 e 2020 as admissões ocorreram por medidas judiciais. Houve aumento de 90% no número de desligamentos em 2021 (80) em relação a 2020 (42).

O Sistema de Gestão de Desempenho – SGD, em sua etapa de avaliação do Ciclo 2021, foi implementado no início de 2021. Para este ciclo, foram utilizadas as metas empresarial e de equipe e as competências vinculadas aos cargos dos empregados. Ainda neste ano, foi contratada nova ferramenta do SGD pela Chesf, com a adesão de todas as empresas Eletrobras, permitindo modernização do processo, maior integração e produtividade, sendo uma plataforma muito acessível e com funcionalidades que oferecem agilidade e simplicidade ao processo.

Em 2021, o número de horas de treinamento por empregado foi de 52,94 horas, correspondendo a 2,76% das horas de trabalho. Foram computadas 620 ações educacionais, contemplando 163.280 horas e atendendo 3083 empregados, representando 99,97% do quadro de pessoal.

Tais resultados foram possíveis devido ao aumento no uso de soluções criativas, como o incentivo à atuação do empregado educador, o uso de videoconferências, cursos online (síncronos e assíncronos), a ampliação de número de vagas por ação educacional, quando possível, as parcerias com instituições diversas para ações gratuitas, ampliação de cursos fornecidos na plataforma de educação da empresa e a divulgação de ações online gratuitas, buscando constante otimização dos recursos financeiros, mantendo ou aumentando a qualidade das ações educacionais da Companhia.

A Educação Corporativa da organização se adaptou com agilidade às necessidades de atendimento aos empregados com fortalecimento da plataforma de Educação à Distância (Conexão) disponibilizando mais de 30 cursos distribuídos nas áreas de Informática, Gerenciamento e Cultura e Inovação, Liderança e Comportamento e Finanças. Além de formatação de treinamentos à distância (síncronos e assíncronos), que antes eram realizados apenas presencialmente, e execução de eventos à distância.

Destaca-se ainda que a também atuou fortemente no acompanhamento das ações educacionais realizando um total de 163.280 horas de treinamento, aumentando esse indicador em 2,6 vezes o valor de 2020, o que mostra o empenho e dedicação para superar as metas estabelecidas.

Visando melhoria contínua de processos e aprimoramento profissional dos seus empregados, foram ministradas 2504 horas em cursos de Pós-Graduação (longa duração), 2.898 horas em Congressos, Seminários e Simpósios. Além de 157.878 horas nas demais ações educacionais. Na perspectiva das ações de conformidade (Ética, Compliance, Conflito de Interesses, Assédio, Equidade de Gênero e Raça), foram realizadas inúmeras ações educacionais, tais como: LGPD para Gestão Pessoas e Suprimentos, LGPD Responsabilidade dos Gestores, Ética Empresarial e Integridade na Prática, Ética, Indivíduo, Sociedade e Empresa, Oficina de Letramento Racial, Palestra Entendendo LGBTQIA+ no trabalho, Pessoas com Deficiência no Ambiente de Trabalho, Questão Racial no Brasil: HRacial e Racis, Formação de Supervisores do Programa de Aprendizizes, Integração de Aprendizizes da Chesf, Melhores Práticas de Governança Corporativa, Os Direitos Humanos nas Empresas, Palestra ODS ONU Contribuições das Empresas, Curso Compliance Online, LGPD: Lei Geral de Proteção de Dados, Meio Ambiente e Sustentabilidade, Riscos e Oportunidades No Setor Elétrico Online, Gerenciamento de Resíduos Sólidos para a Criação do PGRS, MTR na Prática, Repovoamento da ICTIO, Fauna do Rio São Francisco, Governança Corporativa Aplicada às Estatais, ISMP – Information Security Management Program, Transações com Partes Relacionadas – TPR.

Com apoio do SENAI, outras empresas, e com instrutoria interna, foram realizados cursos técnicos, tais como: NR-10 Básico; NR-10 Complementar; NR-10 Reciclagem Integrada; NR33 Espaço Confinado Supervisor, NR33 Espaço Confinado Trabalhador, NR35 Trabalho em Altura. Na plataforma de Educação da Chesf — Conexão: Direção Defensiva e NR05 Cipa. Além desses, existem outras ações educacionais de cunho técnico, com foco nos negócios

da Companhia, como: Termografia, Curso Básico de Telecomunicações, Metrologia e Proteção de Sistemas Elétricos de Potência, Operação de Drones e Certificação de Operadores.

No ano de 2021, a pandemia de Covid-19 continuou impactando e direcionando diversas atividades de Saúde e Segurança do Trabalho. Porém, no decorrer do ano, com o retorno pleno ao trabalho presencial dos empregados, outras ações rotineiras voltaram a ser realizadas, mas sempre seguindo os protocolos definidos pela Companhia em relação à prevenção e enfrentamento de doenças.

Mesmo durante o período da pandemia, houve continuidade das ações de saúde e segurança do trabalho, tanto de forma presencial quanto remota; em algumas situações, até mesmo incrementadas, pela própria necessidade de sua natureza essencial. Entre essas ações, destacam-se: a) continuidade da realização de ações previstas no projeto de implantação do Sistema Integrado de Gestão de Saúde e Segurança Ocupacional – SSO nas instalações de geração da Chesf, conforme Norma ISO 45.001:2018, com participação dos segmentos envolvidos; b) desenvolvimento do Programa de Saúde e Segurança do Trabalho das empresas Eletrobras, por meio da consultoria DuPont, incorporando a implementação da Governança em SSO com a realização mensal de Reuniões de Análise Crítica (RAC), envolvendo as Diretorias de Operação, de Engenharia e de Gestão Corporativa, contemplando também a Diretoria Executiva, bem como a formação de multiplicadores em Risk Factor; c) Prevenção de Desligamentos por Erro Humano – DEH, incluindo a realização de mais uma turma de capacitação na modalidade à distância síncrona, contemplando empregados da Sede e das Regionais, e implementação do B.I. para acompanhamento das ocorrências e relatórios com respectivas recomendações, em uma ação conjunta da Operação e da Segurança do Trabalho.

Foi mantido o mapeamento e o monitoramento epidemiológico, por teleatendimento, dos empregados com suspeita de Covid-19, 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 diariamente 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 sistema permitiu, ao longo do ano, quando do aumento de casos na população, subsidiar a decisão para que os empregados passassem a trabalhar presencialmente em modalidade de rodízio. 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.

Tendo como foco a saúde dos empregados próprios e de prestadores de serviços presentes nas instalações da Empresa, foram mantidos os protocolos de medidas de prevenção e de contingência diante da ocorrência de casos suspeitos, como desinfecção do ambiente e isolamento de casos e contactantes. Também continuam em vigor ações preventivas como distribuição de máscaras de tecido, álcool a 70%, sensores de aferição de temperatura por aproximação na entrada dos locais de trabalho, disponibilização de dispensadores de álcool em gel em toda a Empresa, sinalização, cartazes e cartilhas educativas. A campanha tem sido disseminada por meios de comunicação eletrônica e impressa da Empresa, como Chesf Hoje, Jornal Mural e um portal específico na Intranet e na Internet, agregando todos os comunicados e orientações sobre prevenção ao novo coronavírus para conhecimento de todos os colaboradores.

Dentre os temas trabalhados em eventos na Empresa, destacam-se: a prevenção das arboviroses como dengue, zica e chikungunya, prevenção do câncer de mama, do câncer de próstata, controle da diabetes, prevenção ao suicídio, prevenção de acidentes de trânsito, envelhecimento saudável, yoga e meditação como práticas acessíveis ao equilíbrio emocional; estas últimas como temáticas do Projeto Café e Prosa, que foi retomado em 2021.

Especificamente em relação ao tema da Saúde Mental, os atendimentos psicossociais em sua maioria foram realizados por meio de sistema de videochamada, favorecendo o distanciamento social preconizado em época de pandemia. Atendimentos presenciais também foram feitos quando a situação assim o exigia. 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. Na Sede, foram realizadas Intervenções Psicossociais em Equipes, também utilizando ferramenta de videoconferência.

Ainda foi inaugurado o Espaço Energize, com uma sala específica para a prática de meditação, yoga e ginástica laboral na Sede da empresa. A feira de orgânicos da Sede foi retomada em 2021, em que quinzenalmente agricultores de cultivo livre de agrotóxicos vendem seus produtos. Ainda no estímulo a uma alimentação saudável, em parceria com Furnas, foi oferecida sequência de três palestras estimulando a melhoria dos hábitos alimentares dos empregados: Alimentação Consciente, Esteatose Hepática e Dicas Práticas para Alimentação, sempre realizadas por meio de videoconferência.



Também é importante salientar as ações das Comissões Internas de Prevenção de Acidentes – CIPA, nas inspeções, auditorias e monitoramento do cumprimento dos protocolos contra a Covid-19 na Empresa, como também a realização da Semana Interna de Prevenção de Acidentes – SIPAT, digital, realizada por meio da Plataforma Teams, engajando muitos empregados e com olhar também voltado para a transformação digital, abordando temas relacionados sobre Gestão de Saúde e Segurança do Trabalho em Tempos de Pandemia. Dentre as palestras virtuais oferecidas em parceria com as CIPA e o Comitê de Gênero, diversos temas foram abordados como “Longevidade e envelhecimento saudável”; “Cuide-se por você e por quem ama”; “Uma atuação responsável rumo à jornada de excelência em segurança” ministrada pela Dupont; “Prevenindo acidentes de trabalho e desligamento por erro humano”; “Segurança de barragens”; “Covid-19 – cenário atual e futuro”.

## RESPONSABILIDADE SOCIAL

A 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.

Em 2021, a companhia investiu R\$ 1,6 milhão em projeto social voltado à Geração de Trabalho e Renda, beneficiando milhares de pessoas. O projeto de Responsabilidade Social Lagos do São Francisco, termo de cooperação técnico-financeira firmado entre 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.

Em 2021, a Chesf participou do Edital de Projetos Socioambientais das Empresas Eletrobras, com o aporte de R\$ 634.736,00, voltados para iniciativas que unem a proteção do meio ambiente e o impacto social nas localidades em que serão executados, em articulação com a inclusão social de públicos em vulnerabilidade socioeconômica, geração de renda e ações de desenvolvimento local como um todo.

Em 2021, a Chesf realizou, pela primeira vez, processo seletivo público com objetivo de apoiar 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\$ 1.200.000,00 para os Fundos de Defesa dos Direitos da Criança e do Adolescente e da Pessoa Idosa.

Em 2021, o Programa de Voluntariado Empresarial da Chesf, formado por empregados da Companhia, manteve sua atuação em todas as unidades da Empresa. Com a “Alimente quem tem fome”, foram arrecadadas e distribuídas cestas básicas para famílias em condições de vulnerabilidade social de comunidades do entorno de seus empreendimentos. Foram arrecadadas cerca de 810 cestas básicas, na Sede e Regionais. Para cada cesta doada pelos empregados, a Chesf também doou uma, gerando assim mais de treze toneladas de alimentos. A campanha “Estrelinha de Noel” arrecadou mais de 450 brinquedos para crianças, moradoras de comunidades do entorno da Sede e, ainda, 90 brinquedos arrecadados pelos empregados da regional Salvador. Para essas ações, a Chesf contou com a parceria da ONG Comitê da Cidadania dos Chesfianos de Recife.

Diante da situação de emergência e calamidade pública devido às fortes chuvas na Bahia, ocorridas em dezembro, a Chesf realizou uma doação de mil cestas básicas para os desabrigados das cidades atingidas.

Para marcar o Dia Internacional do Voluntariado (05/12), foi promovida uma oficina de culinária sustentável para mulheres da comunidade do Vietnã e empregadas terceirizadas da Chesf, com a ONG Angu das Artes. Nessa oficina foram feitas três receitas reaproveitando alimentos que seriam descartados, despertamos assim o empreendedorismo e a economia entre as participantes.

Em 2021, a Chesf realizou a doação de 165 livros patrocinados pela Companhia às bibliotecas públicas de Recife e Tacaimbó, em Pernambuco, e Salvador, na Bahia.

Destaque também para a arrecadação de armações de óculos usadas para doação à Fundação Altino Ventura, que realiza a restauração e o repasse para pessoas que fazem os exames de vista nas suas instalações e não têm condições de adquirir novas.

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).

#### CHESF EM NÚMEROS

<b>Atendimento</b>	<b>2021</b>	<b>2020</b>	<b>%</b>
Número de empregados	3.084	3.162	-2,47%
<b>Operacionais</b>			
Número de usinas em operação (*)	26	15	73,33%
Número de subestações	136	129	5,43%
Linhas de transmissão (Km)	21.801,2	21.491,9	1,44%
Capacidade instalada (MW)	10.460,4	10.347,4	1,09%
<b>Financeiros</b>			
Receita operacional bruta (R\$ mil)	8.816,3	8.290,9	6,34%
Receita operacional líquida (R\$ mil)	7.434,0	7.023,1	5,85%
Margem operacional da atividade líquida (%)	43,1%	46,2%	-6,88%
EBITDA OU LAJIDA	3.791,1	3.842,4	-1,34%
Lucro líquido (R\$ mil)	3.266,8	3.202,0	2,02%
Patrimônio líquido (R\$ mil)	15.776,2	13.867,0	13,77%
Rentabilidade do patrimônio líquido (%)	20,7%	23,1%	-

#### 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:

<b>1 - Geração e Distribuição de Riqueza</b>		<b>Em 2021:</b>		<b>6.477.114</b>		<b>Em 2020:</b>		<b>6.066.069</b>	
Distribuição do Valor Adicionado		28,61%go verno		16,38%empregados		28,07%go verno		15,68%empregados	
A Demonstração do Valor Adicionado - DVA está apresentada, na íntegra, no conjunto das Demonstrações Contábeis.		50,43%acionistas		4,58%terceiros		52,79%acionistas		3,46%terceiros	
<b>2 - RECURSOS HUMANOS</b>		<b>Em 2021:</b>				<b>Em 2020:</b>			
<b>2.1 - Remuneração</b>									
Folha de pagamento bruta (FPB)		686.028				1028.346			
- Empregados		681.508				1021.744			
- Administradores		4.520				6.602			
Relação entre a maior e a menor remuneração:									
- Empregados		34,1				32,3			
- Administradores		1,1				12			
<b>2.2 - Benefícios Concedidos</b>		<b>Valor (mil)</b>	<b>% sobre FPB</b>	<b>% sobre RL</b>	<b>Valor (mil)</b>	<b>% sobre FPB</b>	<b>% sobre RL</b>		
Encargos Sociais		211.733	30,9%	2,8%	225.492	21,9%	3,2%		
Alimentação		51.914	7,6%	0,7%	57.144	5,6%	0,8%		
Transporte		127	0,0%	0,0%	52	0,0%	0,0%		
Previdência privada		48.518	7,1%	0,7%	47.935	4,7%	0,7%		
Saúde		93.963	13,7%	1,3%	120.688	11,7%	1,7%		
Segurança e medicina do trabalho		-	0,0%	0,0%	2.301	0,2%	0,0%		
Educação e Creche		15.717	2,3%	0,2%	14.823	1,4%	0,2%		
Cultura		-	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%		
Capacitação e desenvolvimento profissional		4.558	0,7%	0,1%	1.196	0,1%	0,0%		
Creches ou auxílio creche		-	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%		
Participação nos lucros ou resultados		56.407	8,2%	0,8%	119.342	11,6%	1,7%		
Outros		3.595	0,5%	0,0%	16.968	1,7%	0,2%		
<b>Total</b>		<b>486.532</b>	<b>70,9%</b>	<b>6,5%</b>	<b>605.941</b>	<b>58,9%</b>	<b>8,6%</b>		
<b>2.3 - Composição do Corpo Funcional</b>									
Nº de empregados no final do exercício		3.084				3.162			
Nº de admissões		15				8			
Nº de demissões		93				357			
Nº de estagiários no final do exercício		19				55			
Nº de empregados portadores de necessidades especiais no final do exercício		155				142			
Nº de prestadores de serviços terceirizados no final do exercício		-				1			
Nº de empregados por sexo:									
- Masculino		2.531				3.097			
- Feminino		553				744			
Nº de empregados por faixa etária:									
- Menores de 18 anos		-				-			
- De 18 a 35 anos		249				497			
- De 36 a 60 anos		2.236				2.630			
- Acima de 60 anos		599				714			
Nº de empregados por nível de escolaridade:									
- Analfabetos		-				-			
- Com ensino fundamental		199				217			
- Com ensino médio		326				354			
- Com ensino técnico		879				1015			
- Com ensino superior		1.237				1.446			
- Pós-graduados		443				448			
Percentual de ocupantes de cargos de chefia, por sexo:									
- Masculino		78,0%				79,0%			
- Feminino		22,0%				21,0%			
<b>2.4 - Contingências e Passivos Trabalhistas:</b>									
Nº de processos trabalhistas movidos contra a entidade		485				554			
Nº de processos trabalhistas julgados procedentes		282				290			
Nº de processos trabalhistas julgados improcedentes		61				945			
Valor total de indenizações e multas pagas por determinação da justiça		0				76			

<b>3 - Interação da Entidade com o Ambiente Externo</b>	<b>Valor (mil)</b>	<b>% sobre RO</b>	<b>% sobre RL</b>	<b>Valor (mil)</b>	<b>% sobre RO</b>	<b>% sobre RL</b>
<b>3.1 - Relacionamento com a comunidade</b>						
Total dos investimentos em:						
Educação	1000	0,0%	0,0%	1000	0,0%	0,0%
Cultura	2.975	0,1%	0,0%	780	0,0%	0,0%
Saúde e infraestrutura	200	0,0%	0,0%	32.663	0,9%	0,5%
Esporte e lazer	800	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%
Alimentação	91	0,0%	0,0%	125	0,0%	0,0%
Geração de trabalho e renda	1.917	0,1%	0,0%	1.600	0,0%	0,0%
Reassentamento de famílias	-	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%
<b>Total dos investimentos</b>	<b>6.983</b>	<b>0,2%</b>	<b>0,1%</b>	<b>36.168</b>	<b>1,0%</b>	<b>0,5%</b>
Tributos (excluídos encargos sociais)	1.579.350	43,8%	21,2%	1.414.560	40,1%	20,1%
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	150.783	4,2%	2,0%	183.091	5,2%	2,6%
<b>Total - Relacionamento com a comunidade</b>	<b>1.737.116</b>	<b>48,2%</b>	<b>23,4%</b>	<b>1.633.819</b>	<b>46,3%</b>	<b>23,3%</b>
<b>3.2 - Interação com os Fornecedores</b>	<b>São exigidos controles sobre:</b>					
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, perigo ou insalubre de menores de 18 anos; nem menores de dezesseis anos em qualquer atividade, salvo na condição de menor aprendiz.					
<b>4 - Interação com o Meio Ambiente</b>	<b>Em 2021:</b>			<b>Em 2020:</b>		
	<b>Valor (mil)</b>	<b>% sobre RO</b>	<b>% sobre RL</b>	<b>Valor (mil)</b>	<b>% sobre RO</b>	<b>% sobre RL</b>
Investimentos e gastos com manutenção nos processos operacionais para a melhoria do meio ambiente	7.395	0,2%	0,1%	5.742	0,2%	0,1%
Investimentos e gastos com a preservação e/ou recuperação de ambientes degradados	3.398	0,1%	0,0%	2.041	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	1.812	0,1%	0,0%	1.398	0,0%	0,0%
Investimentos e gastos com outros projetos ambientais	3.118	0,1%	0,0%	81	0,0%	0,0%
Quantidade de processos ambientais, administrativos e judiciais movidos contra a entidade	-	0,0%	0,0%	4	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	681	0,0%	0,0%	506	0,0%	0,0%
<b>Total da Interação com o meio ambiente</b>	<b>16.404</b>	<b>0,5%</b>	<b>0,2%</b>	<b>9.768</b>	<b>0,3%</b>	<b>0,1%</b>
<b>5 - Outras informações</b>	<b>Em 2021:</b>			<b>Em 2020:</b>		
Receita Líquida (RL)	7.434.012			7.023.092		
Resultado Operacional (RO)	3.604.580			3.525.446		

Recife, 03 de maio de 2022

**A Administração**

**BALANÇO PATRIMONIAL REGULATÓRIO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2021 E 2020**

(valores expressos em milhares de reais)

	Notas	31/12/2021	31/12/2020
<b>ATIVO</b>			
<b>CIRCULANTE</b>			
Caixa e equivalência de caixa	5	9.762	9.256
Títulos e valores mobiliários	6	2.558.187	2.079.294
Consumidores, concessionárias e permissionárias	8	1.031.836	2.124.067
Tributos a recuperar	9	70.705	63.879
Imposto de renda e contribuição social		565.998	191.250
Cauções e depósitos vinculados	11	26.491	31.890
Almoxarifado	12	83.927	89.610
Serviços em curso	13	409.514	332.140
Dividendos a receber	14	74.693	27.108
Fachesf Saúde Mais	15	100.988	76.806
Outros ativos circulantes	16	147.056	193.529
		<b>5.079.157</b>	<b>5.218.829</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>			
<b>Realizável a Longo Prazo</b>			
Tributos a recuperar	9	204.383	201.189
Tributos diferidos	10	710.155	1.035.146
Títulos e valores mobiliários	6	219	210
Cauções e depósitos vinculados	11	322.601	488.241
Benefícios para reinvestimento	7	37.788	32.983
Outros ativos não circulantes	16	15.722	25.911
		<b>1.290.868</b>	<b>1.783.680</b>
<b>Investimentos</b>	17	<b>5.409.581</b>	<b>6.117.611</b>
<b>Imobilizado</b>	18	<b>13.683.571</b>	<b>12.046.993</b>
<b>Intangíveis</b>	19	<b>1.288.011</b>	<b>913.227</b>
		<b>21.672.031</b>	<b>20.861.511</b>
<b>TOTAL DO ATIVO</b>		<b>26.751.188</b>	<b>26.080.340</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

**BALANÇO PATRIMONIAL REGULATÓRIO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2021 E 2020**

(valores expressos em milhares de reais)

	Notas	31/12/2021	31/12/2020
<b>PASSIVO</b>			
<b>Circulante</b>			
Fornecedores	20	460.611	404.181
Folha de pagamento		36.741	4.815
Tributos e contribuições sociais	21	155.839	149.398
Financiamentos e empréstimos	22	185.006	228.033
Outras provisões operacionais	24	95.403	120.382
Remuneração aos acionistas	42	1.298.929	1.807.003
Obrigações estimadas	25	113.011	104.510
Incentivo ao desligamento de pessoal	26	108.747	122.420
Benefícios pós-emprego	27	167.869	149.177
Encargos setoriais	28	36.123	73.516
Debentures	23	14.474	11.224
Outros passivos circulantes	29	35.336	29.554
		<b>2.708.089</b>	<b>3.204.213</b>
<b>Não Circulante</b>			
Financiamentos e empréstimos	22	848.721	875.548
Benefícios pós-emprego	27	3.314.875	3.522.069
Incentivo ao desligamento de pessoal	26	13.046	57.506
Encargos setoriais	28	459.416	489.939
Provisões para contingências	30	3.130.760	3.592.441
Debêntures	23	141.445	137.991
Provisão contrato oneroso	31	67.298	100.478
Obrigações vinculadas à concessão	33	184.183	212.804
Outros passivos não circulantes	29	107.195	20.361
		<b>8.266.939</b>	<b>9.009.137</b>
<b>Patrimônio Líquido</b>			
Capital social	34	9.753.953	9.753.953
Reserva de capital	34	4.916.199	4.916.199
Reservas de lucros	34	1.611.129	1.337.702
Outros resultados abrangentes	34	(148.615)	(89.771)
Prejuízos acumulados		(356.506)	(2.051.093)
		<b>15.776.160</b>	<b>13.866.990</b>
<b>TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>		<b>26.751.188</b>	<b>26.080.340</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

**DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO REGULATÓRIO DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2021 E 2020**

(valores expressos em milhares de reais)

	Notas	31/12/2021	31/12/2020
<b>RECEITA</b>	35		
Fornecimento de Energia Elétrica		658.343	585.719
Suprimento de Energia Elétrica		2.969.543	2.713.160
Energia elétrica de curto prazo		388.431	597.206
Disponibilidade do sistema de transmissão e distribuição		4.766.736	4.373.877
Outras receitas		33.271	20.902
		<b>8.816.324</b>	<b>8.290.864</b>
<b>Tributos</b>	35		
ICMS		(120.375)	(94.026)
PIS-PASEP		(139.595)	(129.247)
Cofins		(643.008)	(610.569)
ISS		(621)	(460)
<b>ENCARGOS - PARCELA "A"</b>	36		
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D		(70.232)	(65.276)
Outros Encargos - CCEE		-	97
Reserva Global de Reversão - RGR		(70.248)	(50.396)
Conta de Desenvolvimento Econômico - CDE		(99.850)	(74.790)
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH		(150.783)	(183.091)
Taxa de Fiscalização da Aneel		(24.331)	(21.722)
Outros Encargos		(63.269)	(38.292)
		<b>(1.382.312)</b>	<b>(1.267.772)</b>
<b>RECEITA LÍQUIDA</b>		<b>7.434.012</b>	<b>7.023.092</b>
<b>CUSTOS NÃO GERENCIÁVEIS - Parcela "A"</b>	37		
Energia Elétrica Comprada para revenda		(475.601)	(351.735)
Encargos de Uso do Sistema de Transmissão/Distribuição		(868.871)	(807.515)
		<b>(1.344.472)</b>	<b>(1.159.250)</b>
<b>RESULTADO ANTES DOS CUSTOS GERENCIÁVEIS</b>		<b>6.089.540</b>	<b>5.863.842</b>
<b>CUSTOS GERENCIÁVEIS - Parcela "B"</b>	37		
Pessoal e Administradores	38	(1.184.310)	(1.056.497)
Material		(35.193)	(32.487)
Serviço de terceiros		(295.730)	(261.257)
Arrendamentos e Aluguéis		(11.371)	(15.328)
Seguros		(12.846)	(13.912)
Doações, Contribuições e Subvenções		(12.018)	(13.896)
Provisões		(23.954)	(520.603)
(-) Recuperação de Despesas		18.000	11.672
Tributos		(11.565)	(11.043)
Depreciação e Amortização		(405.399)	(385.318)
Gastos Diversos		(914.423)	(317.879)
		<b>(2.888.809)</b>	<b>(2.616.548)</b>
<b>RESULTADO DA ATIVIDADE</b>		<b>3.200.731</b>	<b>3.247.294</b>
Equivalência Patrimonial	17.5	160.966	(850)
<b>Resultado Financeiro</b>			
Receita financeira	39	515.407	459.654
Despesa financeira	39	(272.524)	(180.652)
<b>RESULTADO ANTES DOS IMPOSTOS SOBRE O LUCRO</b>	46	<b>3.604.580</b>	<b>3.525.446</b>
Imposto de renda e contribuição social	40	(337.822)	(323.401)
<b>LUCRO/PREJUÍZO DO EXERCÍCIO</b>	46	<b>3.266.758</b>	<b>3.202.045</b>
<b>Lucro básico por ação (R\$)</b>	43	58,43	57,28
<b>Lucro diluído por ação (R\$)</b>	43	58,43	57,28

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

**DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO ABRANGENTE REGULATÓRIO DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2021 E 2020***(valores expressos em milhares de reais)*

	Notas	31/12/2021	31/12/2020
<b>Lucro do exercício</b>		<b>3.266.758</b>	<b>3.202.045</b>
<b>Outros componentes do resultado abrangente</b>			
Resultado atuarial com benefícios pós-emprego	34	189.516	(1.982.159)
Reavaliação de ativos - RBSE	34	(258.948)	(526.858)
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos sobre resultado atuarial	34	(28.902)	309.904
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos		39.490	80.346
<b>Outros componentes do resultado abrangente do exercício</b>		<b>(58.844)</b>	<b>(2.118.767)</b>
<b>Total do resultado abrangente do exercício</b>		<b>3.207.914</b>	<b>1.083.278</b>

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 SUBSCRITO/ REALIZADO	RESERVAS DE CAPITAL	RESERVA DE LUCROS		OUTROS RESULTADOS ABRANGENTES	PREJUÍZOS ACUMULADOS	TOTAL
			LEGAL	INCENTIVOS FISCAIS			
<b>SALDO EM 31/12/2019 (Reapresentado)</b>	<b>9.753.953</b>	<b>4.916.199</b>	<b>301.490</b>	<b>510.102</b>	<b>2.028.996</b>	<b>(2.920.147)</b>	<b>14.590.593</b>
Resultado atuarial com benefícios pós-emprego	-	-	-	-	(1.672.255)	-	(1.672.255)
Reavaliação de Ativos - RBSE	-	-	-	-	(446.512)	-	(446.512)
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	3.202.045	3.202.045
Reserva de incentivos fiscais	-	-	-	440.034	-	(440.034)	-
Destinação:							
Reserva legal	-	-	86.076	-	-	(86.076)	-
Dividendos mínimos	-	-	-	-	-	(408.858)	(408.858)
Dividendos não distribuídos de exercícios anteriores	-	-	-	-	-	(1.398.023)	(1.398.023)
			-	-	-	-	-
<b>SALDO EM 31/12/2020</b>	<b>9.753.953</b>	<b>4.916.199</b>	<b>387.566</b>	<b>950.136</b>	<b>(89.771)</b>	<b>(2.051.093)</b>	<b>13.866.990</b>
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
Reserva de incentivos fiscais	-	-	-	-	-	-	-
Destinação:							
Reserva legal	-	-	273.420	-	-	(273.420)	-
Dividendos mínimos	-	-	-	-	-	(1.298.744)	(1.298.744)
Reserva especial	-	-	-	7	-	(7)	-
<b>SALDO EM 31/12/2021</b>	<b>9.753.953</b>	<b>4.916.199</b>	<b>660.986</b>	<b>950.143</b>	<b>(148.615)</b>	<b>(356.506)</b>	<b>15.776.160</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

**DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA REGULATÓRIO DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2021 E 2020**  
(valores expressos em milhares de reais)

	31/12/2021	31/12/2020
<b>Atividades operacionais</b>		
Lucro/Prejuízo antes do imposto de renda e da contribuição social	3.604.580	3.525.446
Despesas (Receitas) que não afetam o caixa:		
Depreciação e amortização	405.399	385.318
Variações monetárias líquidas	(283.038)	(71.980)
Equivalência patrimonial	(160.966)	850
Provisão para contingências	1.121.568	730.738
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	223.281	309.969
Provisões para perda na realização de investimentos	11.966	(58.188)
Benefícios pós-emprego – ajuste atuarial	226.349	125.072
Outras provisões operacionais	233.908	-
Atualização de cauções e depósitos vinculados	(219.382)	(16.314)
Atualização de títulos da dívida agrária (TDA)	(165)	(165)
Provisão/reversão contrato oneroso	(33.180)	61.328
Provisão para impairment	(625.804)	(523.244)
Participações nos lucros e resultados	(24.224)	28.919
Encargos financeiros	87.639	81.265
	<b>4.567.931</b>	<b>4.579.014</b>
Encargos financeiros pagos a instituições financeiras e outras	(73.715)	(31.748)
Pagamentos à entidade de previdência privada	(217.981)	(180.688)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(402.171)	(663.575)
Pagamento de participações nos lucros ou resultados	(56.463)	(120.700)
Depósitos vinculados a litígios	145.640	186.523
Variações nos Ativos e Passivos		
Consumidores, concessionárias e permissionárias	935.683	(901.869)
Almoxarifado	5.683	(7.273)
Tributos e contribuições sociais	23.844	(13.541)
Adiantamentos a empregados	13.718	(1.163)
Cauções e depósitos vinculados	10.873	38.074
Serviços em curso	(77.374)	29.569
Alienação em curso	(11.445)	11.477
Fachesf Saúde Mais	(24.182)	(10.952)
Fornecedores	56.430	(70.647)
Obrigações estimadas	8.501	(17.994)
Encargos setoriais	(54.792)	(25.945)
Provisão para contingências	(136.626)	(45.776)
Outras provisões	41.676	-
Repactuação do Risco Hidrológico	(1.446.623)	-
Outros ativos e passivos operacionais	193.213	29.647
	<b>(1.066.111)</b>	<b>(1.796.581)</b>
<b>Total das atividades operacionais</b>	<b>3.501.820</b>	<b>2.782.433</b>
<b>Atividades de investimentos</b>		
Aplicações em Ativos Imobilizado e Intangível	(1.064.826)	(613.094)
Investimentos em participações societárias permanentes	(20.614)	-
Dividendos recebidos	105.607	68.301
Resgates de títulos e valores mobiliários	(478.902)	(989.699)
AFAC em controlada em conjunto	-	(6.000)
	<b>(1.458.735)</b>	<b>(1.540.492)</b>
<b>Atividades de financiamentos</b>		
Financiamentos e empréstimos obtidos	122.640	48.551
Pagamentos de financiamentos e empréstimos	(195.255)	(162.544)
Remuneração paga aos acionistas	(1.949.037)	(1.252.820)
Debêntures	(20.927)	(19.141)
Outros	-	151.957
	<b>(2.042.579)</b>	<b>(1.233.997)</b>
<b>TOTAL DE EFEITOS NO CAIXA</b>	<b>506</b>	<b>7.944</b>
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	9.256	1.312
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício	9.762	9.256
<b>VARIAÇÃO NO CAIXA</b>	<b>506</b>	<b>7.944</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS  
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2021 E DE 2020**

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

**1 - INFORMAÇÕES GERAIS**

A Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf, 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 sociedade de economia mista de capital aberto, controlada da 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.

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 (10.347,4 MW em 2020) e na atividade de transmissão de energia o sistema é composto por 136 (129 em 2020) subestações e 21.801,2 km (21.491,9 km em 2020) 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 2020) e 93,0 MW (203,0 MW, em 2020), respectivamente. Há também empreendimentos de transmissão compostos por 6.037,9 km (3.554,0 km em 2020) de linhas de transmissão, conforme nota 2.2. Houve redução de 110 MW na capacidade instalada, devido a incorporação dos ativos de 11 SPE's do Complexo Pindaí aos empreendimentos corporativos da companhia.

Com a Medida Provisória nº 579, de 11/09/2012, convertida na Lei nº 12.783/2013, as concessões das usinas hidrelétricas, linhas de transmissão e subestações que tinham seus prazos vencendo no ano de 2015, foram prorrogadas por 30 anos a partir de janeiro/2013, mediante novas condições estabelecidas nos Termos Aditivos aos respectivos Contratos de Concessão com o Poder Concedente, conforme nota 2.3.

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 DA ELETROBRAS**

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

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

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

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

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

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

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

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

- a) tenham sido prorrogadas nos termos do art. 1º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013 (usinas “cotizadas”);
- b) sejam alcançadas pelo disposto no inciso II do § 2º do art. 22 da Lei nº 11.943, de 28 de maio de 2009 (Sobradinho);
- c) sejam alcançadas pelo disposto no § 3º do art. 10 da Lei nº 13.182, de 3 de novembro de 2015 (Itumbiara);
- d) tenham sido outorgadas por meio do Contrato de Concessão nº 007/2004-ANEEL-Eletronorte (Tucuruí e Curuá-Una); e
- e) tenham sido outorgadas por meio do Contrato de Concessão nº 004/2004-ANEEL-Furnas, especificamente para a Usina Hidrelétrica - UHE Mascarenhas de Moraes.

As usinas de geração da Chesf que serão impactadas no processo de desestatização, nos termos da Lei nº 14.182/2021, são as seguintes: Boa Esperança, Complexo Paulo Afonso, Luiz Gonzaga, Xingó, Sobradinho, Funil – BA e Pedra.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

## 1.2 – COVID-19

A Companhia mantém acompanhamento diligente quanto à potencial materialização de impactos financeiros no que diz respeito à pandemia de COVID 19 sobre a sua capacidade de pagamento de seus compromissos financeiros.

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

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

## 2 - DAS CONCESSÕES

### 2.1 - Chesf

A Companhia detém as seguintes concessões:

#### 2.1.1 - Geração

- **Geração hidráulica**

Número do Contrato	USINAS	Rio	Potência Instalada (MW) (*)	Capacidade Utilizada em 2021 (MW médio/ano) (*)	Data da Concessão / Permissão	Data de Vencimento
<b>Em Serviço:</b>						
006/2004	Paulo Afonso I	São Francisco	180,001	0,386	03/10/1945	30/04/2043
006/2004	Paulo Afonso II	São Francisco	443,000	0,632	03/10/1945	30/04/2043
006/2004	Paulo Afonso III	São Francisco	794,200	0,998	03/10/1945	30/04/2043
006/2004	Paulo Afonso IV	São Francisco	2.462,400	981,663	03/10/1945	30/04/2043
006/2004	Apolônio Sales (Moxotó)	São Francisco	400,000	0,877	03/10/1945	30/04/2043
006/2004	Luiz Gonzaga (Itaparica)	São Francisco	1.479,600	453,311	03/10/1945	06/05/2043
006/2004	Xingó	São Francisco	3.162,000	1.122,807	03/10/1945	06/05/2043
006/2004	Funil	de Contas	30,000	5,552	25/08/1961	13/02/2043
006/2004	Pedra	de Contas	20,007	3,384	25/08/1961	31/12/2042
006/2004	Boa Esperança (Castelo Branco)	Parnaíba	237,300	129,747	11/10/1965	02/05/2043
006/2004	Sobradinho	São Francisco	1.050,300	254,493	10/02/1972	07/02/2059
006/2004	Curemas	Piarcó	3,520	-	26/11/1974	14/02/2026

(\*) Informações não auditadas.

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 2021 (MW médio/ano) (*)	Data da Concessão / Permissão	Data de Vencimento
<b>Em Serviço:</b>						
220/2014	Casa Nova II (***)	Casa Nova - BA	32,900	9,994	26/05/2014	26/05/2049
225/2014	Casa Nova III (***)	Casa Nova - BA	28,200	9,428	28/05/2014	28/05/2049
7.907/2019	Casa Nova A (**)	Casa Nova - BA	27,000	9,264	01/01/2013	01/01/2043
150/2014	Acauã	Pindaí (BA)	6,000	2,126	10/04/2014	10/04/2049
151/2014	Arapapá	Pindaí (BA)	4,000	1,206	10/04/2014	10/04/2049
152/2014	Angical 2	Pindaí (BA)	10,000	4,964	10/04/2014	10/04/2049
153/2014	Teiú 2	Pindaí (BA)	8,000	2,309	10/04/2014	10/04/2049
154/2014	Caititú 2	Pindaí (BA)	10,000	3,853	10/04/2014	10/04/2049
174/2014	Carcará	Pindaí (BA)	10,000	3,928	17/04/2014	17/04/2049
176/2014	Corrupião 3	Pindaí (BA)	10,000	3,032	28/04/2014	28/04/2049
177/2014	Caititú 3	Pindaí (BA)	10,000	2,837	28/04/2014	28/04/2049
213/2014	Papagaio	Pindaí (BA)	10,000	4,034	22/05/2014	22/05/2049
219/2014	Coqueirinho 2	Pindaí (BA)	16,000	5,718	26/05/2014	26/05/2049
286/2014	Tamanduá Mirim 2	Pindaí (BA)	16,000	5,078	20/06/2014	20/06/2049
<b>Em Construção</b>						
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
<b>Em serviço:</b>					
006/2004	SE Elev. Usina Apolônio Sales	BA	1,0	12/11/2004	31/12/2042
006/2004	SE Elev. Usina Luiz Gonzaga	BA	1,0	12/11/2004	31/12/2042
006/2004	SE Elev. Usina PAF I	BA	1,0	12/11/2004	31/12/2042
006/2004	SE Elev. Usina PAF II	BA	1,0	12/11/2004	31/12/2042
006/2004	SE Elev. Usina PAF III	BA	1,0	12/11/2004	31/12/2042
006/2004	SE Elev. Usina PAF IV	BA	1,0	12/11/2004	31/12/2042
006/2004	SE Elev. Usina Xingó	BA	1,0	12/11/2004	31/12/2042
006/2004	SE Elev. Usina Boa Esperança	BA	1,0	12/11/2004	31/12/2042
006/2004	SE Elev. Usina Funil	BA	1,0	12/11/2004	31/12/2042
006/2004	SE Elev. Usina Pedra	BA	1,0	12/11/2004	31/12/2042
006/2004	SE Elev. Usina de Curemas	PB	1,0	12/11/2004	25/11/2024
006/2004	SE Elev. Usina de Sobradinho	BA	1,0	12/11/2004	10/02/2052
220/2014	SE Elev. Casa Nova II	BA	1,0	26/05/2014	26/05/2049
225/2014	SE Elev. Casa Nova III	BA	1,0	28/05/2014	28/05/2049
7.907/2019	SE Elev. Casa Nova A	BA	1,0	01/01/2013	01/01/2043

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.

Com a edição da Medida Provisória nº 579, de 11/09/2012, convertida na Lei nº 12.783, de 11/01/2013, parte dessas usinas, objeto do contrato de concessão nº 006/2004 e das instalações de transmissão do contrato de concessão nº 061/2001, foram prorrogadas a partir dos aditivos a esses contratos, assinados em 05/12/2012, em novas condições, conforme nota 2.3.

A Companhia apresentou à Aneel, pleito referente à redução dos encargos associados ao uso do sistema de transmissão (CUST) da UTE Camaçari, bem como a revogação da concessão da usina.

Em reunião pública ordinária realizada em 03/02/2015, a diretoria da Aneel procedeu à avaliação do pleito da Companhia, conforme Despacho nº 247, de 03/02/2015, com as seguintes decisões tomadas:

- i) determinar o aditamento do Contrato de Uso do sistema de Transmissão – CUST nº 095/2012 para redução do Montante de Uso do Sistema de Transmissão – MUST de 346,598 MW para 70 MW a partir de 16/12/2014, com valor a ser ressarcido à CHESF de R\$ 1.266, referente ao mês de janeiro de 2015, a ser considerado como crédito na Apuração Mensal dos Serviços e Encargos - AMSE realizado pelo ONS na apuração subsequente a essa decisão;
- ii) os encargos de uso referente à unidade geradora nº 3 – UG3, em operação são devidos até a data de extinção da concessão da UTE Camaçari, quando deverão ser encerrados o CUST e o CCT associado à central de geração e liquidados eventuais encargos de uso do sistema de transmissão remanescentes; e
- iii) encaminhar ao Ministério de Minas e Energia, com pronunciamento favorável, o pedido de extinção da concessão da Usina Termelétrica Camaçari, outorgada por meio da Portaria DNAEE nº 1.068, de 10/08/1977, c/c a Portaria nº 88, de 11 de março de 2010, localizada no município de Dias D'Ávila, estado da Bahia.

Em agosto de 2016, a Aneel, através do Despacho nº 258/2016, suspendeu a operação comercial da Usina Termelétrica de Camaçari – UTE Camaçari, devido à deterioração de vários de seus equipamentos, que já se encontravam com a vida útil ultrapassada, repercutindo no desempenho operacional e, conseqüentemente, na eficiência e confiabilidade desta UTE.

Em 3 de outubro de 2018, através da Portaria nº 420 do MME, o governo extinguiu a concessão da UTE Camaçari. Ainda em outubro de 2018, a Chesf publicou Chamada Pública para cadastrar empresas interessadas em firmar parceria com vistas à viabilização de negócio em sociedade, utilizando os ativos remanescentes da extinta concessão desta UTE.

A chamada pública resultou na impossibilidade de se formar parceria, por dissenso quanto à participação societária da Chesf com a valoração de seus ativos e no prazo exíguo para estabelecimento e regularização formal da entrada no negócio exigido pela outra parte envolvida. No entanto, foi apresentada à Chesf, pelas empresas que participaram da etapa final de negociação da Chamada Pública (Pecém Energia S.A. e Energética Camaçari Muricy II S.A.), proposta sugerindo o arrendamento dos bens e instalações da UTE Camaçari durante o período de atendimento aos contratos que as SPE's possuem, qual seja, 15 anos.

Em 30 de agosto de 2019 foi assinado o contrato de locação de ativos da extinta UTE Camaçari, entre a Chesf, como locadora, Pecém Energia S.A. e Energética Camaçari Muricy II S.A., como locatárias. O referido contrato tem como objeto a locação irrevogável e irretroatável do Ativo existente na Área Locada pela Locadora às Locatárias, pelo Prazo Total de Locação.

Em atendimento ao Pronunciamento Técnico CPC 06 (R2)/IFRS 16 (“arrendamentos”) e mediante a assinatura do contrato de locação, foi registrada a baixa dos ativos líquidos da UTE Camaçari e constituído um Contas a Receber, que corresponde ao fluxo de recebíveis, ajustado ao seu valor presente.

No exercício de 2021, por questões técnicas, as locatárias solicitaram a rescisão amigável do contrato de locação, baseada nos dispositivos do referido contrato. A Companhia não se opôs a referida rescisão, e registrou a baixa do “contas a receber” (nota 37).

- **Generation Scaling Factor (GSF) – Lei n.º 14.052/2020**

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

A alteração legal teve como objetivo a compensação aos titulares das usinas hidrelétricas participantes do MRE por riscos não hidrológicos causados por: (i) empreendimentos de geração denominados usinas estruturantes, relacionados à diferença entre a garantia física outorgada na fase de motorização e os valores da agregação efetiva de cada unidade geradora motorizada ao SIN, (ii) restrições ao escoamento da energia das usinas estruturantes em função de atraso na entrada em operação ou de entrada em operação em condição técnica insatisfatória das instalações de transmissão de energia elétrica destinadas e (iii) por geração termelétrica que exceder aquela por ordem de mérito e importação de energia elétrica sem garantia física. Referida compensação dar-se-á mediante a extensão da outorga, limitada a 7 anos, calculada com base nos valores dos parâmetros aplicados pela Aneel.



A Aneel, por meio das resoluções 2.919/2021 e 2.932/2021, homologou a extensão das outorgas das usinas/complexos hidrelétricos.

Nome da Usina	Prazo de extensão da outorga em dias	Resolução Homologatória
Boa Esperança (Castelo Branco)	122	2.919/2021
Complexo Paulo Afonso / Moxotó (UHEs Apolônio Sales (Moxotó), Paulo Afonso I, Paulo Afonso II, Paulo Afonso III e Paulo Afonso IV.	120	2.919/2021
Curemas	446	2.919/2021
Funil	44	2.919/2021
Luiz Gonzaga (Itaparica)	126	2.919/2021
Sobradinho	2.555	2.919/2021
Xingó	126	2.919/2021

A Administração da Companhia aprovou a repactuação do risco hidrológico, nos termos da Lei nº 14.052/2020.

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

Nome da Usina	Cálculo da CCEE - Impacto financeiro
Boa Esperança (Castelo Branco)	4.562
Complexo Paulo Afonso / Moxotó (UHEs Apolônio Sales (Moxotó), Paulo Afonso I, Paulo Afonso II, Paulo Afonso III e Paulo Afonso IV.	69.580
Curemas	644
Funil	135
Luiz Gonzaga (Itaparica)	31.623
Sobradinho	451.610
Xingó	70.520
	<b>628.674</b>
Perdas (limitação de 7 anos) - Sobradinho	(337.769)
<b>Total</b>	<b>290.905</b>

#### Adesão à repactuação do risco hidrológico

Em 09/07/2021, a Companhia aprovou a adesão à repactuação do risco hidrológico na forma, condições e prazos estabelecidos pela Lei n.º 14.052/2020. Em razão da referida adesão, a Chesf desistiu do processo judicial no qual possuía em seu favor uma medida liminar que lhe garantia a neutralidade dos efeitos do rateio de liminares de outros agentes e dos efeitos do GSF, quando inferior a 95%, nas contabilizações no Mercado de Curto Prazo.

A Chesf requereu junto à CCEE a incidência dos efeitos relativos à repactuação do risco hidrológico. Com a desistência do processo judicial, houve o pagamento do valor retido na CCEE de R\$ 1.419.935, em 05 de agosto de 2021.

O valor pago pela Chesf à CCEE foi calculado da seguinte forma:

CCEE	Em 31/07/2021
Obrigações	1.824.794
Créditos	404.859
<b>Saldo a Pagar</b>	<b>1.419.935</b>

Em contrapartida a desistência do processo judicial, a Companhia foi beneficiada, nos termos das condições de repactuação do risco hidrológico, com a postergação da concessão das usinas, com destaque para UHE Sobradinho, que terá sua concessão por mais 7 anos.

A operação do referido processo judicial estava classificada como provável e se encontrava registrado no passivo e os créditos com a CCEE estavam registros no ativo.

## 2.1.2 – Transmissão

### • Linhas de transmissão

Número do Contrato	Empreendimento	Estado da Federação	Extensão (km) (*)	Data da Concessão	Data de Vencimento
<b>Em serviço:</b>					
061/2001	Diversos Empreendimentos	PE, CE, SE, BA, AL, PI, MA, PB, RN	19.251,3	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 Ibiçara - 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 - Igarorã II - 230 kv	BA	115,0	23/11/2010	23/11/2040
019/2012	LT Igarorã II - Igarorã III - 230 KV, C1, C2	BA	10,8	01/06/2012	01/06/2042
019/2012	LT Igarorã 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	10,6	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
			<b>21.801,6</b>		
<b>Em construção:</b>					
019/2010	LT Paraíso - Açú II - 230 kV, C3	RN	123,0	23/11/2010	23/11/2040
			<b>123,0</b>		

(\*) Informações não auditadas.

• **Subestações**

Número do Contrato	Empreendimento	Estado da Federação	Quantidade (*)	Data da Concessão	Data de Vencimento
<b>Em serviço:</b>					
061/2001	Diversos Empreendimentos	PE, CE, SE, BA, AL, PI, MA, PB, RN	96,0	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 Ibiocoara - 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	
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 Igarorã - 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 Igarorã III 500/230 KV	BA	1,0	01/06/2012	01/06/2042
019/2012	SE Pindaí 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 Touros 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 GPXPAN	BA	1,0	10/04/2014	10/04/2049
004/2010	SE SÃO LUÍZ II	MA	1,0	12/07/2010	12/07/2040
004/2010	SE SÃO LUÍZ III	MA	1,0	12/07/2010	12/07/2040
019/2010	SE AÇU III	RN	1,0	23/11/2010	23/11/2040
			<b>136,0</b>		

(\*) Informações não auditadas.

## 2.2 – Controladas, controladas em conjunto e coligada

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

### 2.2.1 - Geração

#### • Geração Hidráulica

Número do Contrato	Usinas	Empresa	Participação da Companhia	Rio	Capacidade em MW (*)	Ano da Concessão	Ano de Vencimento
<b>Em serviço:</b>							
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
002/2008	UHE Jirau	Energia Sustentável do Brasil S.A.	20,00%	Madeira	3.750,00	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
<b>Em serviço:</b>							
388/2012	UEE Caiçara 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 Caiçara II	Vamcruz I Participações S.A.	49,00%	Serra do Mel (RN)	18,00	2012	2047

### 2.2.2 – Transmissão

#### • Linhas de transmissão

Número do Contrato	Empreendimento	Empresa	Participação da Companhia	Estado da Federação	Extensão (km) (*)	Ano da Concessão	Ano de Vencimento
<b>Em serviço:</b>							
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	546,0	2004	2034
015/2009	LT Coleitora Porto Velho / Araraquara II, em 600 KV	Interligação Elétrica do Madeira S.A.	24,50%	RO, SP	2.375,0	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
					<b>3.554,0</b>		

(\*) Informações não auditadas.

#### • Subestações

Número do Contrato	Empreendimento	Empresa	Participação da Companhia	Estado da Federação	Quantidade (*)	Ano da Concessão	Ano de Vencimento
<b>Em serviço:</b>							
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
					<b>4,0</b>		

(\*) Informações não auditadas.

## 2.3 - Prorrogação das concessões de serviço público de energia elétrica

Em 11/01/2013, o Governo Federal emitiu a Lei nº 12.783/2013, regulamentada pelo Decreto nº 7.891, de 23/01/2013, que dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, sobre a modicidade tarifária, e dá outras providências.

Por meio da aludida Lei, as concessões de energia elétrica, tratadas nos artigos 17, §5º, 19 e 22 da Lei nº 9.074, de 07/07/1995, cujos prazos de vencimento ocorreriam a partir de 2015, foram prorrogadas por mais 30 anos, conforme condições estabelecidas na referida Lei e nos respectivos aditivos aos Contratos de Concessão.

Destacam-se entre as mudanças no modelo de negócios, a alteração do regime de preço para tarifa calculada com base nos custos de operação e manutenção, acrescidos de remuneração, com revisões periódicas e alocação das cotas de garantia físicas de energia e de potência das usinas hidrelétricas às concessionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN. E para a transmissão a tarifa (nova Receita Anual Permitida – RAP) foi definida para cobrir os custos de operação e manutenção, acrescida de remuneração.

A Resolução Normativa ANEEL nº 596, de 19/12/2013, em complemento ao art. 2º do Decreto nº 7.850, de 30/11/2012, estabelece critérios e procedimentos para cálculo da parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis de aproveitamentos hidrelétricos, realizados até 31/12/2012 e ainda não amortizados ou depreciados. A concessionária manifestou interesse, em 27/12/2013 no recebimento do valor referente aos investimentos posteriores ao Projeto Básico, e em 11/12/2014, apresentou à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, documentação comprobatória para requerimento dos valores dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, dos ativos de geração de energia elétrica, dos Aproveitamentos Hidrelétricos, previsto nos termos da Lei nº 12.783, de 11/01/2013. O valor requerido à Aneel é de R\$ 4.802,3 milhões, em valores de dezembro de 2012, correspondente aos seguintes Aproveitamentos Hidrelétricos: Xingó, Paulo Afonso I, II, III e IV, Apolônio Sales (Moxotó), Luiz Gonzaga (Itaparica), Boa Esperança, Pedra e Funil, com potência total instalada de 9.208,5 MW. O valor e a forma de recebimento serão homologados pela Aneel.

Em 10/12/2013, a Aneel publicou a Resolução Normativa nº 589, que define os critérios para cálculo do Valor Novo de Reposição - VNR, para fins de indenização das instalações de transmissão das concessionárias que optaram pela prorrogação prevista na Lei nº 12.783/2013. Essa resolução estabelece que a concessionária deverá contratar uma empresa credenciada junto à Aneel para elaborar um laudo de avaliação, que deverá contemplar o Valor Novo de Reposição-VNR dos ativos que compõem as instalações existentes em 31/05/2000 e ainda não depreciados até 31/12/2012. Em 06/03/2015, a Chesf apresentou à Aneel, documentação comprobatória para requerimento desse valor complementar, elaborada por empresa credenciada junto à Aneel, para fins do processo de apuração dos valores referentes as instalações da denominada Rede Básica do Sistema Existente – RBSE e Demais Instalações de Transmissão – RPC, conforme a Lei nº 12.783/2013.

Em 20/04/2016, o Ministério de Minas e Energia, por meio da Portaria nº 120/2016, determinou que os valores homologados pela Aneel relativos aos ativos previstos no artigo 15, § 2º, da Lei nº 12.783, de 11/01/2013 (denominados Rede Básica Sistemas Existentes – RBSE), passem a compor a Base de Remuneração Regulatória das concessionárias de transmissão de energia elétrica a partir do processo tarifário de 2017. A portaria também estabelece que o custo de capital incorrido pelas empresas possa ser incluído nos referidos valores.

São abrangidos pela portaria os ativos reversíveis que não estavam depreciados até 31/12/2012, quando essas empresas tiveram antecipados os vencimentos de contratos de concessão, nos termos da Medida Provisória nº 579/2012, convertida na Lei nº 12.783/2013.

Esses ativos, não depreciados e nem incorporados na base para remuneração regulatória no período de Janeiro/2013 a Junho/2017, serão atualizados pelo IPCA e serão remunerados pelo custo do capital próprio, real, (composto por parcelas de remuneração e depreciação, acrescidos dos devidos tributos) do segmento de transmissão, serão incluídos na base de remuneração regulatória de 2017, atualizados pelo IPCA e remunerados pelo Custo Ponderado Médio do Capital a partir do referido processo, pelo prazo de oito anos (nota 16.3).

Em 03/08/2016, a Diretoria da Aneel homologou, mediante o Despacho nº 2.076/2016, o Relatório de Fiscalização- RF nº 0084/2016, da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira-SFF, que apresentou o seu posicionamento acerca dos valores que passam a compor a base de remuneração regulatória prevista no artigo 15, parágrafo 2º, da Lei nº 12.783/2016, a que a Chesf tem direito, fixando-o em R\$ 5.092,4 milhões, data-base de 31/12/2012. O valor requerido à Aneel, pela Companhia, foi de R\$ 5.627,2 milhões, em valores de dezembro de 2012. A Companhia mantinha em seus registros, o montante de R\$ 1.187,0 milhões para esses ativos.

Foi aberta em outubro/2016, pela Aneel, audiência pública para acolhimento de sugestões de aprimoramento nos procedimentos de registros da nova Base de Remuneração Regulatória da transmissão, no entanto, a homologação do referido laudo e principalmente a regulamentação estabelecida na portaria nº 120/2016, trouxeram condições necessárias para o reconhecimento contábil do laudo.

No reajuste tarifário do ciclo 2020/2021, a Aneel reconheceu a parcela controversa da RBSE. Em seguida foi interposto recurso administrativo, pela Chesf e pela Associação Brasileira das Empresas de Transmissão de Energia Elétrica - ABRATE, e, recentemente, foi emitido Parecer pela Procuradoria da Aneel recomendando a remuneração, pelo ke, da parcela controversa da RBSE e pagamento no período de 8 anos, a partir de julho/2020.

O fornecimento de energia pela Chesf para consumidores industriais no Nordeste teve início no ano de 1970. Em 2004, com a publicação da Lei nº 10.848, de 15/03/2004, e do Decreto nº 5.163, de 30/07/2004, os contratos foram adequados ao novo modelo setorial e desdobrados em três instrumentos: conexão ao sistema de transmissão, uso do sistema de transmissão e compra e venda de energia de elétrica. Esses instrumentos foram firmados com as seguintes empresas, listadas por estado: Bahia (Braskem UNIB, Braskem UCS/MVC/PVC, Brasil Kirin, Dow Brasil, Ferbasa, Gerdau BA, Mineração Caraíba, Novelis, Paranapanema, Vale Manganês), Pernambuco (Gerdau PE), Alagoas (Braskem UCS) e Ceará (Libra), com vigência até 31/12/2010, conforme o Art. 25 da Lei nº 10.848/2004 e o Art. 54 do Decreto nº 5.163. Em novembro de 2010, a Chesf aditou, com exceção da Novelis que fechou sua planta, os Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica – CCVE com vigência até 30/06/2015, com base no Artigo 22 da Lei nº 11.943, de 28/05/2009, regulamentada pelo do Decreto nº 7.129/2010.

Em 22/06/2015 foi publicada a Medida Provisória MP nº 677, convertida na Lei nº 13.182, de 03/11/2015, com a seguinte concepção: **a)** prorrogação da concessão da UHE Sobradinho até fevereiro de 2052; **b)** prorrogação dos contratos com os Consumidores Industriais até fevereiro de 2037, com redução gradual dos montantes de energia nos últimos 6 anos; e **c)** criação do Fundo de Energia do Nordeste – FEN a partir de recursos da diferença entre o preço de contrato dos Consumidores Industriais e a Receita Anual de Geração - RAG.

Com a publicação da MP nº 677/2015, a Chesf analisou as condições estabelecidas na referida MP, sob as óticas técnica, comercial, econômico-financeira e jurídica, sendo essa análise objeto da Nota Técnica “Avaliação da Prorrogação dos Contratos dos Consumidores Industriais com base na MP nº 677/2015”, de julho/2015, e do Parecer Jurídico “Regime Jurídico e Riscos Envolvidos na Prorrogação de Contratos de Fornecimento de Energia Elétrica sob a Égide da MP nº 677/15”, emitido pelo Professor Dr. Alexandre Santos de Aragão, de 28/07/2015, ratificado pelo Despacho Chesf n.º DJU- 3.2015.001, de 28/07/2015. A referida Nota Técnica concluiu pela vantajosidade da formalização da prorrogação através de Aditivos aos Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica com os Consumidores Industriais.

O Conselho de Administração ao tomar conhecimento da matéria, pela relevância, decidiu encaminhar o assunto à Assembleia Geral Extraordinária de Acionistas, realizada em 21/08/2015, que: i) referendou o requerimento feito à Aneel pela Chesf, por meio da CE-PR-168/2015, de 10/07/2015, para prorrogação do prazo da concessão da Usina Hidrelétrica de Sobradinho, por mais 30 (trinta) anos, contados a partir de fevereiro de 2022, nas condições estabelecidas na Medida Provisória nº 677, de 22/06/2015; e ii) autorizou a celebração dos Aditivos aos Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica, nos termos da Medida Provisória nº 677, de 22/06/2015.

## **2.4. REVISÃO TARIFÁRIA**

### **2.4.1 – Contrato de Concessão 061/2001**

A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, finalizou a fiscalização dos relatórios de avaliação da Base de Remuneração Regulatória – BRR do Contrato nº 061/2001, outorgado à Companhia, prorrogado nos termos da Lei nº 12.783/13. Com isso, foram homologados os valores definitivos da Revisão Periódica de 2018 da Receita Anual Permitida – RAP respectiva, mediante a publicação da Resolução Homologatória ANEEL nº 2.935 de 28/09/2021.

Com as alterações na BRR, a RAP revisada neste contrato, na data-base de Junho/2018, foi alterada para R\$ 2,9 bilhões e a Parcela de Ajuste - PA referente à revisão foi alterada para R\$ 720,7 milhões (base julho/2019).

## **3 – APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS**

### **3.1. Declaração de conformidade**

As demonstrações contábeis para fins regulatórios foram preparadas de acordo com as normas, procedimentos e diretrizes contidas no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE, aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL através da Resolução Normativa no 605, de 11 de março de 2014.

Essas demonstrações foram preparadas em consonância com as orientações emitidas pelo Órgão Regulador para demonstrações contábeis. As demonstrações contábeis para fins regulatórios são separadas das demonstrações financeiras societárias da Sociedade. Há diferenças entre as práticas contábeis adotadas no Brasil e a base de preparação das informações previstas nas demonstrações para fins regulatórios, uma vez que as instruções contábeis para fins regulatórios especificam um tratamento ou divulgação diferentes em certos aspectos. Quando as instruções contábeis regulatórias não tratam de uma questão contábil de forma específica, faz-se necessário seguir as práticas contábeis adotadas no Brasil. No entanto, a base para apuração fiscal corrente e dos dividendos é o lucro apurado com base nas práticas contábeis societárias e divulgado nas demonstrações financeiras societárias da Sociedade.

A autorização para a conclusão destas Demonstrações Contábeis Regulatórias foi dada pela Administração da Companhia em 30 de abril de 2022.

### 3.2. Base de elaboração e mensuração

As demonstrações contábeis regulatórias foram elaboradas com base no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE, aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL por meio da Resolução Normativa nº 605, de 11 de março de 2014 e esclarecimentos prestados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira - SFF da Aneel que confirmam a não obrigatoriedade de preparação das práticas de consolidação de controladas, e permitem o cálculo da equivalência patrimonial de investimentos com base nas suas demonstrações contábeis societárias.

### 3.3. Moeda funcional e moeda de apresentação

As demonstrações contábeis são apresentadas na moeda corrente e legal do País, o Real, que é a moeda funcional da Companhia. Todos os saldos foram arredondados para o milhar mais próximo, exceto quando indicado de outra forma.

A administração da Companhia declara que todas as informações relevantes das demonstrações financeiras, e somente elas, estão sendo evidenciadas, e que correspondem às utilizadas por ela na sua gestão.

## 4 - PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

A Companhia aplicou as políticas contábeis descritas abaixo de maneira consistente a todos os exercícios apresentados nestas demonstrações contábeis regulatórias.

### 4.1. Investimentos em controladas em conjunto

Nas demonstrações contábeis regulatórias da Companhia, os investimentos em sociedades controladas e/ou controladas em conjunto são registrados e avaliados pelo método de equivalência patrimonial, com base nas demonstrações financeiras societárias, conforme CPC 18 (R2) (*IAS 28*), reconhecido no resultado do exercício como receita (ou despesa) operacional.

Para efeitos do cálculo da equivalência patrimonial, ganhos ou transações a realizar entre a Companhia e suas investidas e equiparadas são eliminados na medida da participação da Companhia.

Quando necessário, as práticas contábeis das controladas e/ou controladas em conjunto são ajustadas para garantir consistência com as práticas adotadas pela Companhia. Os dividendos recebidos provenientes desses investimentos societários são registrados como redução do valor dos respectivos investimentos.

### 4.2. Investimentos em coligadas

Uma coligada é uma entidade sobre a qual a Companhia possui influência significativa, mas que não se configura como uma controlada nem como uma participação em um empreendimento sob controle comum (*joint venture*). Influência significativa é o poder de participar das decisões sobre as políticas financeiras e operacionais da investida, sem exercer controle individual ou conjunto sobre essas políticas.

Os resultados ativos e passivos das coligadas são incorporados às demonstrações contábeis regulatórias com base no método de equivalência patrimonial, pelo qual os investimentos são inicialmente registrados pelo valor de custo e em seguida ajustados para fins de reconhecimento da participação da Companhia no lucro ou prejuízo e outros resultados abrangentes da coligada.

### 4.3. Investimentos em controladas

Controladas são todas as entidades nas quais a Companhia detém o controle. A Companhia controla uma entidade quando está exposta ou tem direito a retornos variáveis decorrentes de seu envolvimento com a entidade e tem a capacidade de interferir nesses retornos devido ao poder que exerce sobre a entidade.

Nas demonstrações contábeis regulatórias da Companhia, as participações em entidades controladas são reconhecidas pelo método de equivalência patrimonial.

### 4.4. Reconhecimento de receita

A receita compreende o valor justo da contraprestação recebida ou a receber decorrente do curso normal das atividades da Companhia, excluídos descontos, abatimentos e encargos sobre vendas.

A Companhia reconhece a receita quando: (i) o seu valor pode ser mensurado com segurança; (ii) é provável que benefícios econômicos fluirão para a Companhia; e (iii) quando critérios específicos tiverem sido atendidos para cada uma de suas atividades.

#### 4.5. Subvenções governamentais

As subvenções governamentais decorrentes de incentivos fiscais são registradas no resultado do período, como redução do imposto apurado, em atendimento ao Pronunciamento Técnico CPC 07(R1) (IAS 20). A parcela do lucro decorrente desses incentivos fiscais é 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 é utilizada para aumento do capital social ou eventual absorção de prejuízos.

#### 4.6. Tributação

O imposto de renda e contribuição social do exercício corrente e diferido são calculados com base nas alíquotas de 15%, acrescidas do adicional de 10% sobre o lucro tributável excedente de R\$ 240 para imposto de renda e 9% sobre o lucro tributável para contribuição social sobre o lucro líquido, e consideram a compensação de prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social, limitada a 30% do lucro real. 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 imposto de renda e a contribuição social, correntes e diferidos, são reconhecidos no resultado do exercício, exceto quando estão relacionados com itens registrados em “Outros resultados abrangentes” ou diretamente no patrimônio líquido, caso em que os impostos correntes e diferidos também são reconhecidos em “Outros resultados abrangentes” ou diretamente no patrimônio líquido, respectivamente.

##### 4.6.1. Tributos correntes

A provisão para imposto de renda e contribuição social está baseada no lucro tributável do exercício. O lucro tributável difere do lucro apresentado na demonstração do resultado porque exclui receitas ou despesas tributáveis ou dedutíveis em outros exercícios, além de excluir itens não tributáveis ou não dedutíveis de forma permanente. A provisão para imposto de renda e contribuição social é calculada individualmente por cada investida com base nas alíquotas vigentes no fim do exercício.

##### 4.6.2. Tributos diferidos

O imposto de renda e a contribuição social diferidos (tributos diferidos) são reconhecidos sobre as diferenças temporárias no final de cada exercício, entre os saldos de ativos e passivos reconhecidos nas demonstrações contábeis e as bases fiscais correspondentes usadas na apuração do lucro tributável, incluindo saldo de prejuízos fiscais, quando aplicável. Os tributos diferidos passivos são geralmente reconhecidos sobre todas as diferenças temporárias tributáveis e os tributos diferidos ativos são reconhecidos sobre todas as diferenças temporárias dedutíveis, apenas quando for provável que a Companhia apresentará lucro tributável futuro em montante suficiente para que tais diferenças temporárias dedutíveis possam ser utilizadas.

A recuperação do saldo dos tributos diferidos ativos é revisada no final de cada exercício e, quando não for mais provável que lucros tributáveis futuros estarão disponíveis para permitir a recuperação de todo o ativo, ou parte dele, o saldo do ativo é ajustado pelo montante que se espera que seja recuperado.

Tributos diferidos ativos e passivos são mensurados pelas alíquotas aplicáveis no período no qual se espera que o passivo seja liquidado ou o ativo seja realizado, com base nas alíquotas previstas na legislação tributária vigente no final de cada exercício, ou quando uma nova legislação tiver sido aprovada. A mensuração dos tributos diferidos ativos e passivos reflete as consequências fiscais que resultariam da forma na qual a Companhia espera recuperar ou liquidar o valor contábil desses ativos e passivos no final de cada exercício.

#### 4.7. Imobilizado

É registrado ao custo de aquisição ou construção, deduzido da depreciação acumulada e quaisquer perdas acumuladas por redução ao valor recuperável (*impairment*). Inclui principalmente os ativos de geração, de transmissão, e ativos administrativos.

Os gastos de natureza ambiental com ações e programas realizados até a liberação da primeira licença de operação são registrados no Imobilizado, e os gastos realizados a partir de então passam a ser registrados no resultado do exercício.

Os custos de financiamentos e empréstimos também são acrescentados ao custo total dos ativos adquiridos ou construídos, até a data em que tais ativos estiverem prontos para o uso.



Gastos subsequentes são capitalizados apenas quando é provável que benefícios econômicos futuros associados com os gastos serão auferidos pela Companhia.

A depreciação é calculada para amortizar o custo de itens do ativo imobilizado, utilizando o método linear baseado nas taxas anuais estabelecidas pela Aneel as quais são revisadas periodicamente e aceitas pelo mercado como uma estimativa adequada para efeitos contábeis e regulatórios e que representa a melhor estimativa de vida útil dos bens. A depreciação é geralmente reconhecida no resultado.

#### 4.8. Ativos intangíveis

Ativos intangíveis com vidas úteis definidas, adquiridos separadamente, são registrados ao custo, deduzido da amortização e das perdas por redução ao valor recuperável acumuladas. A amortização é reconhecida linearmente com base na vida útil estimada dos ativos.

Os *softwares* corporativos são capitalizados com base nos custos incorridos para aquisição e para fazer com que eles estejam prontos para ser utilizados, amortizados durante sua vida útil estimável.

Os gastos associados à manutenção de *softwares* são reconhecidos como despesa, conforme incorridos.

Os custos de desenvolvimento que são diretamente atribuíveis ao projeto e são identificáveis e exclusivos, controlados pela Companhia, são reconhecidos como ativos intangíveis quando os seguintes critérios são atendidos:

- É tecnicamente viável concluir o projeto para que ele esteja disponível para uso;
- A Administração pretende concluir o projeto e usá-lo ou vendê-lo;
- O projeto pode ser vendido ou usado;
- Pode-se demonstrar que é provável que o projeto gerará benefícios econômicos;
- Estão disponíveis adequados recursos técnicos, financeiros e outros recursos para concluir o desenvolvimento e para usar ou vender o projeto;
- O gasto atribuível ao projeto durante seu desenvolvimento pode ser mensurado com segurança.

Outros gastos de desenvolvimento que não atendam a esses critérios são reconhecidos como despesa, a medida em que forem incorridos.

#### 4.9. Obrigações especiais vinculadas à concessão

Estão representadas pelos valores nominais ou bens recebidos de consumidores das concessionárias e de consumidores não cooperados das permissionárias, para realização de empreendimentos necessários ao atendimento de pedidos de fornecimento de energia elétrica. Esta conta é amortizada pela taxa média de depreciação dos ativos correspondentes a essas obrigações, conforme legislação vigente.

#### 4.10. Impairment de ativos não financeiros

A Companhia revisa anualmente os eventos ou mudanças nas circunstâncias econômicas, operacionais ou tecnológicas de cada ativo ou unidade geradora de caixa (UGC), que possam indicar deterioração ou perda de seu valor recuperável. Sendo tais evidências identificadas, e o valor contábil líquido exceder o valor recuperável, é constituída provisão para desvalorização ajustando o valor contábil líquido ao valor recuperável.

Perdas por redução no valor recuperável são reconhecidas no resultado e são revertidas somente na condição em que o valor contábil do ativo ou da UGC não exceda o valor contábil que teria sido apurado, caso nenhuma perda por redução ao valor recuperável tivesse sido reconhecida para o ativo ou UGC em exercícios anteriores.

A reversão da perda por redução ao valor recuperável é reconhecida imediatamente no resultado.

Uma UGC é definida como o menor grupo identificável de ativos que geram fluxos de entrada de caixa independente dos fluxos de entrada de caixa de outros ativos ou grupo de ativos. O valor recuperável de uma UGC é definido como sendo o maior entre o valor em uso e o valor justo deduzido das despesas de venda.

Na estimativa do valor em uso do ativo, os fluxos de caixa futuros estimados são descontados ao seu valor presente, utilizando uma taxa de desconto antes dos impostos que reflita o custo médio ponderado de capital para o segmento em que opera a UGC. O valor justo é determinado, sempre que possível, com base em contrato de venda firme em uma transação em bases comutativas, entre partes conhecedoras e interessadas, ajustado por despesas atribuíveis à venda do ativo, ou, quando não há contrato de venda firme, com base no preço de mercado de um mercado ativo, ou no preço da transação mais recente com ativos semelhantes.

Evidência objetiva de que ativos não financeiros tiveram perda de valor inclui:

- Indicativos observáveis de redução significativas do valor do ativo;
- Mudanças tecnológicas, de mercado, econômico ou legal na qual a entidade opera o ativo;

- Aumento de taxas de juros praticados no mercado de retorno sobre investimentos afetando a taxa de desconto utilizado pela Companhia;
- O valor contábil do patrimônio líquido da entidade é maior do que o valor de suas ações no mercado;
- Evidência disponível de obsolescência ou de dano físico de um ativo;
- Descontinuidade ou reestruturação da operação à qual um ativo pertence;

Dados observáveis indicando que o desempenho econômico de um ativo é ou será pior que o esperado.

#### 4.11. Almojarifado

Os materiais em almojarifado, classificados no Ativo Circulante, bem como aqueles destinados a investimentos, classificados no Ativo Não Circulante/Imobilizado, estão registrados ao custo médio de aquisição, deduzidos de provisão para perda, quando aplicável, e não excedem a seus custos de reposição ou valores de realização.

#### 4.12. Instrumentos financeiros

A Companhia e suas controladas aplicaram os requerimentos do CPC 48 – Instrumentos Financeiros, a partir de 01/01/2018, relativos a classificação e mensuração dos ativos e passivos financeiros e a mensuração e o reconhecimento de perdas por redução ao valor recuperável.

##### a) Ativos financeiros

No reconhecimento inicial, os ativos financeiros podem ser classificados como mensurados ao custo amortizado, instrumento de dívida mensurado ao valor justo por meio de outros resultados abrangente (VJORA), instrumento patrimonial mensurado ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes ou mensurado ao valor justo por meio do resultado. A classificação é baseada no modelo de negócios da Companhia no qual o ativo é mantido e nas características de fluxo de caixa contratual do ativo financeiro e é determinada na data do reconhecimento inicial.

1) Um ativo financeiro é mensurado ao custo amortizado 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 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;

2) Um instrumento de dívida é mensurado ao 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 ORA. Essa escolha é feita investimento por investimento.

3) 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 Diretoria.

##### • **Avaliação sobre se 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 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 entenderia essa condição.

- **Redução ao valor recuperável de ativos financeiros**

Em cada data de balanço, a Companhia avalia se os ativos financeiros contabilizados pelo custo amortizado e os títulos de dívida mensurados ao VJORA estão com problemas de recuperação. Um ativo financeiro possui "problemas de recuperação" quando ocorrem um ou mais eventos com impacto prejudicial nos fluxos de caixa futuros estimados do ativo financeiro.

A provisão para perdas para ativos financeiros mensurados pelo custo amortizado é deduzida do valor contábil bruto dos ativos. Para títulos de dívida mensurados ao VJORA, a provisão para perdas é debitada no resultado e reconhecida em outros resultados abrangentes.

Para os ativos contratuais dentro do alcance do pronunciamento contábil CPC 47 - Receita de Contrato com Cliente, a entidade adotou a abordagem simplificada e mensura a perda esperada de crédito com base no valor da vida do ativo.

#### **b) Passivos financeiros**

Os passivos financeiros são classificados como ao valor justo por meio do resultado quando são mantidos para negociação ou designados ao valor justo por meio do resultado. Os outros passivos financeiros (incluindo empréstimos) são mensurados pelo valor de custo amortizado o método de juros efetivos.

### **4.13. Benefícios a empregados**

#### **4.13.1. Benefícios de curto prazo**

Obrigações de benefícios de curto prazo a empregados são reconhecidas como despesas de pessoal conforme o serviço correspondente seja prestado. O passivo é reconhecido pelo montante do pagamento esperado caso o Grupo tenha uma obrigação legal ou construtiva presente de pagar esse montante em função de serviço passado prestado pelo empregado, e a obrigação possa ser estimada de maneira confiável.

#### **4.13.2. Benefícios pós-emprego**

##### **a) Obrigações de aposentadoria**

As obrigações por contribuições aos planos de contribuição definida são reconhecidas no resultado como despesas com pessoal quando os serviços relacionados são prestados pelos empregados. As contribuições pagas antecipadamente são reconhecidas como um ativo na extensão em que um ressarcimento de caixa ou uma redução em futuros pagamentos esteja disponível.

A obrigação líquida quanto aos planos de benefício definido é calculada individualmente para cada plano mediante estimativa do valor do benefício futuro que os empregados receberão como retorno pelos serviços prestados no período atual e em períodos anteriores. Esse benefício é descontado para determinar o seu valor presente. Quaisquer custos de serviços passados não reconhecidos e os valores justos de quaisquer ativos do plano são deduzidos.

O cálculo da obrigação de plano de benefício definido é realizado anualmente por um atuário qualificado utilizando o método de crédito unitário projetado. Quando o cálculo resulta em um potencial ativo para a Companhia, o ativo a ser reconhecido é limitado ao valor presente dos benefícios econômicos disponíveis na forma de reembolsos futuros do plano ou redução nas futuras contribuições ao plano. Para calcular o valor presente dos benefícios econômicos são levadas em consideração quaisquer exigências de custeio mínimas aplicáveis.

##### **b) Outras obrigações pós-emprego**

A Companhia subsidia parte dos prêmios decorrentes de uma apólice de seguro de vida para os empregados ativos. Os ex-empregados aposentados, que optaram por permanecer vinculados a essa apólice, pagam integralmente o prêmio que é estabelecido de forma coletiva para toda a massa de ativos e inativos. Todavia, dadas as características etárias das massas populacionais de ativos e inativos, o cálculo atuarial do prêmio segregado atribuível à massa inativa identifica a existência de um subsídio pós-emprego indireto pago pela Companhia. Essas obrigações são avaliadas, anualmente, por atuários independentes e os ganhos e perdas atuariais, decorrentes de ajustes com base na experiência e em mudanças de premissas atuariais, são debitados ou creditados diretamente no patrimônio líquido - "outros resultados abrangentes", no período em que ocorrem.

#### 4.14. Resultado por ação

O resultado por ação básico é calculado por meio do resultado do período atribuível aos detentores de ações ordinárias e preferenciais e na média ponderada de ações em circulação no respectivo período. O resultado por ação diluído é calculado por meio da quantidade das ações em circulação, ajustada pelos instrumentos potencialmente conversíveis em ações, com efeito diluidor nos períodos apresentados, nos termos do CPC 41.

#### 4.15. Distribuição de dividendos

A política de reconhecimento contábil de dividendos está em consonância com as normas previstas nos CPC 25 e ICPC 08(R1), as quais determinam que os dividendos propostos a serem pagos e que estejam fundamentados em obrigações estatutárias, devem ser registrados no passivo circulante.

O estatuto social da Companhia estabelece que, no mínimo, 25% do lucro líquido anual sejam distribuídos a título de dividendos.

Desse modo, no encerramento do exercício social e após as compensações de prejuízos acumulados e as devidas destinações legais, a Companhia registra provisão equivalente ao dividendo mínimo obrigatório, no passivo circulante, e os dividendos propostos excedentes ao mínimo obrigatório como dividendo adicional proposto, no patrimônio líquido.

Os dividendos não reclamados no prazo de três anos são revertidos para a Companhia, conforme previsão legal.

#### 4.16. Demais Práticas Contábeis

##### a) Estimativas e julgamentos contábeis críticos

Na preparação das presentes Demonstrações Contábeis a Companhia adotou estimativas e premissas baseada na experiência e em outros fatores que entende como razoáveis e relevantes para a sua adequada apresentação. Ainda que essas estimativas e premissas sejam permanentemente monitoradas e revistas pela Companhia, a materialização sobre o valor contábil de ativos e passivos e de resultado das operações é incerta, por decorrer do uso de julgamento.

No que se refere às estimativas contábeis avaliadas como sendo as mais críticas, a Companhia forma seus julgamentos sobre eventos futuros, variáveis e premissas, como a seguir:

- Ativos e passivos fiscais diferidos - são calculados e reconhecidos utilizando-se as alíquotas aplicáveis às estimativas de lucro tributável para compensação nos anos em que essas diferenças temporárias e os prejuízos fiscais de imposto de renda e bases negativas de contribuição social acumulados deverão ser realizados.

Os prejuízos fiscais e base negativa não prescrevem e sua compensação fica restrita ao limite de 30% do lucro tributável gerado em determinado exercício fiscal. As estimativas de lucro tributável são baseadas no plano estratégico da Companhia, revisado periodicamente. Entretanto, o lucro tributável futuro pode ser maior ou menor que as estimativas consideradas quando da definição da necessidade de registrar ou não o montante do ativo fiscal diferido.

- Provisões - São reconhecidas quando um evento gera uma obrigação futura com probabilidade provável de saída de recursos e seu valor pode ser estimado com segurança. Desta forma, o valor constituído como provisão é a melhor estimativa de liquidação de uma provável obrigação na data das demonstrações contábeis, levando em consideração os riscos e incertezas relacionados.

As provisões são revisadas e ajustadas para levar em conta alterações nas circunstâncias, tais como prazo de prescrição aplicável ou exposições adicionais identificadas com base em novos assuntos ou decisões de tribunais. Os resultados reais podem diferir das estimativas.

- Contratos onerosos - obrigações presentes resultantes de contratos onerosos são reconhecidas e mensuradas como provisões. Um contrato oneroso existe quando os custos inevitáveis para satisfazer as obrigações do contrato excedem os benefícios econômicos que se esperam que sejam recebidos ao longo do mesmo contrato. A Companhia utiliza-se de premissas relacionadas aos custos e benefícios econômicos de cada contrato para a determinação da existência ou não de um contrato oneroso.

O montante relativo ao período de longo prazo estão reconhecidos a valor presente, com base em taxa de desconto pós impostos aprovados pela Administração.

A estimativa crítica na determinação do montante de provisão para a venda futura do contrato é o PLD médio histórico aprovado pelo Sistema Eletrobras como premissa para o cálculo da provisão do contrato oneroso, exclusivamente para fins contábeis.

- Valor recuperável de ativos de longa duração – A Administração da Companhia adota variáveis e premissas em teste de determinação de recuperação de ativos de longa duração para determinação do valor recuperável de ativos e reconhecimento de *impairment*, quando necessário. Nesta prática, são aplicados julgamentos baseados

na experiência na gestão do ativo, conjunto de ativos ou unidade geradora de caixa, que podem eventualmente não se verificar no futuro, inclusive quanto à vida útil econômica estimada, que representa as práticas determinadas pela Aneel aplicáveis aos ativos vinculados à concessão do serviço público de energia elétrica, que podem variar em decorrência da análise periódica do prazo de vida útil econômica de bens, em vigor. Também impactam na determinação das variáveis e premissas utilizadas na determinação dos fluxos de caixa futuro descontados, para fins de reconhecimento do valor recuperável de ativos de longa duração, diversos eventos intrinsecamente incertos. Dentre esses eventos destacam-se a manutenção dos níveis de consumo de energia elétrica, a taxa de crescimento da atividade econômica do país, a disponibilidade de recursos hídricos, além daquelas inerentes ao fim dos prazos de concessão de serviços públicos de energia elétrica detidas pela Companhia, em especial quanto ao valor de sua reversão ao final do prazo de concessão. Neste ponto, foi adotada a premissa de indenização contratualmente prevista, quando aplicável, pelo menor entre o valor contábil residual existente no final do prazo das concessões de geração e transmissão de energia elétrica e o valor novo de reposição.

- Obrigações atuariais - As obrigações atuariais são determinadas por cálculos atuariais elaborados por atuários independentes e os resultados reais futuros das estimativas contábeis utilizadas nestas Demonstrações contábeis podem ser distintos, sob variáveis, premissas e condições diferentes daquelas existentes e utilizadas na época do julgamento.
- Vida útil dos bens do imobilizado – A Companhia utiliza os critérios definidos na resolução Aneel nº 367, de 02 de junho de 2009, atualizada pela Resolução nº 474 de 07/02/2012, na determinação da vida útil estimada dos bens do ativo imobilizado.
- Definição de controle e controle compartilhado na determinação das controladas, controladas em conjuntos e coligadas.

#### **b) Caixa e equivalentes de caixa**

Caixa e equivalentes de caixa incluem saldos de caixa, depósitos bancários à vista e as aplicações financeiras com liquidez imediata, ou seja, prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa e que estão sujeitas a um insignificante risco de mudança de valor.

#### **c) Contas a receber de clientes**

As contas a receber de clientes, são decorrentes da venda de energia, da disponibilização do sistema de transmissão, de serviços prestados, acréscimos moratórios e outros, até o encerramento do exercício, contabilizados com base no regime de competência e ajustados a valor presente.

A provisão para créditos de liquidação duvidosa é constituída em montante considerado suficiente pela Administração para cobrir eventuais perdas na realização dessas contas a receber.

#### **d) Títulos e valores mobiliários**

As aplicações financeiras em Letras do Tesouro Nacional – LTN e Notas do Tesouro Nacional - NTN, séries B e F, são mantidas para negociação em fundo de investimento exclusivo, conforme regulamentação em vigor. Os demais títulos e valores mobiliários, correspondentes a menor parte, estão relacionados a Títulos da Dívida Agrária – TDA e Notas do Tesouro Nacional – NTN, série P, com vencimentos definidos, para os quais a Companhia tem a intenção de manter até o vencimento. São registrados pelo custo de aquisição acrescido por juros e atualização monetária, com impactos no resultado e são ajustados ao valor provável de realização, quando aplicável.

#### **e) Cauções e depósitos vinculados**

As cauções e depósitos vinculados referem-se a garantias prestadas a instituições financeiras e em leilões de energia elétrica e depósitos judiciais vinculados a processos existentes nas esferas judicial e administrativa, estão registradas ao custo, acrescidos dos respectivos rendimentos auferidos até a data do balanço.

#### **f) Ativos indexados**

Os ativos indexados estão atualizados até a data do balanço, e os demais demonstrados ao custo, deduzidos de eventuais provisões para perdas.

#### **g) Ajuste a Valor Presente**

Os ativos e passivos decorrentes de operações de longo prazo e as de curto prazo quando o efeito é considerado relevante em relação às demonstrações contábeis, são ajustados a valor presente com base em taxas de desconto de mercado na data da transação.

#### **h) Resultado**

É apurado pelo regime de competência e considera a constituição e a realização dos créditos fiscais no exercício e a redução do imposto de renda com origem em incentivos fiscais Sudene, calculada com base no lucro da exploração (nota 40).

#### **i) Receitas e despesas financeiras**

As receitas e despesas financeiras são compostas principalmente de juros e variações monetárias decorrentes de aplicações financeiras, dos valores a receber - Lei nº 12.783/2013 e financiamentos e empréstimo, e são reconhecidas pelo regime de competência.

### **4.17. ASPECTOS ESPECÍFICOS DO SETOR ELÉTRICO**

#### **4.17.1 - Receita Anual Permitida – RAP**

A Receita Anual Permitida - RAP definida no Contrato de Concessão do Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica refere-se ao valor autorizado pela Aneel, mediante resolução, a ser auferido pela Companhia pela disponibilização das instalações do seu Sistema de Transmissão. É composta pela parcela referente às instalações da Rede Básica mais as parcelas referentes às demais instalações de transmissão e conexões.

De acordo com o primeiro termo aditivo ao Contrato de Concessão nº 061/2001, a RAP desse contrato será reajustada pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA, em substituição ao IGP-M, e passará por revisões tarifárias a cada 5 anos, alterando a determinação anterior, vigente até a prorrogação da sua concessão, que previa revisões tarifárias a cada 4 anos.

Nas novas concessões, obtidas em Leilões Públicos de Transmissão, a receita corresponderá ao valor indicado nos lances, sendo fixa e reajustada anualmente pelo IPCA ao longo do período de concessão e está sujeita, também, a revisões tarifárias a cada cinco anos, durante os 30 anos de duração da concessão.

#### **4.17.2. Receita Anual de Geração - RAG**

Homologada pela Aneel, corresponde à receita pela disponibilização da garantia física, em regime de cotas, de energia e de potência de suas usinas, a ser paga em parcelas duodecimais e sujeita a ajustes por indisponibilidade ou desempenho de geração, excluído o montante necessário à cobertura das despesas com as contribuições sociais ao Programa de Integração Social e ao Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PIS/Pasep), e com a Contribuição Social para o Financiamento da Seguridade Social (Cofins).

#### **4.17.3. Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica**

Representam o saldo de valores e/ou bens recebidos da União Federal e de Consumidores em geral, em parceria com a Companhia.

#### **4.17.4. Reserva Global de Reversão - RGR**

Encargo criado pelo Decreto nº 41.019, de 26/02/1957, tendo a sua vigência estendida até 2035, por intermédio da Lei nº 12.431, de 24/06/2011. Refere-se a um valor anual estabelecido pela Aneel, pago mensalmente em duodécimos pelas concessionárias, com a finalidade de prover recursos para reversão e/ou encampação do Serviço Público de Energia Elétrica, como também para financiar a expansão e a melhoria desse serviço. Seu valor anual equivale a 2,5% dos investimentos efetuados pela concessionária em ativos vinculados à prestação do serviço de energia elétrica e limitado a 3,0% da sua receita anual. As concessões de Geração e Transmissão de energia elétrica prorrogada ou licitada nos termos da lei nº 12.783/2013, ficam desobrigadas, a partir de 1ª de janeiro de 2013, do recolhimento da cota anual da RGR.

#### **4.17.5. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - Proinfra**

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.

#### **4.17.6. Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH**

Criada pela Lei nº 7.990/1989, destina-se a compensar os municípios afetados pela perda de terras produtivas, ocasionada por inundação de áreas na construção de reservatórios de usinas hidrelétricas. Do montante arrecadado mensalmente a título de compensação financeira, 45% destinam-se aos Estados, 45% aos Municípios, 3% ao Ministério do Meio Ambiente, 3% ao Ministério de Minas e Energia e 4% ao Ministério da Ciência e Tecnologia. O cálculo da CFURH baseia-se na geração efetiva das usinas hidrelétricas, de acordo com a seguinte fórmula:  $CFURH = TAR \times GH \times 6,75\%$ , onde TAR refere-se à Tarifa Atualizada de Referência, estabelecida anualmente pela Aneel (em R\$/MWh) e GH é o montante (em MWh) da geração mensal da usina hidrelétrica. Sua gestão está a cargo da Aneel. A partir da Lei nº 12.783/2013, a compensação financeira pela utilização de recursos hídricos relativa às usinas hidrelétricas que tiveram sua concessão prorrogada, passou a ser recolhida pela Companhia e arrecadada das distribuidoras por meio de seu faturamento.

#### **4.17.7. 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.

#### **4.17.8. Pesquisa e Desenvolvimento - P&D**

Criado pela Lei nº 9.991/2000, o programa de P&D estabelece que as concessionárias e permissionárias do serviço público de geração e transmissão de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, 1% (um por cento) de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do Setor Elétrico. Os recursos são destinados ao Ministério da Ciência e Tecnologia, Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT, ao Ministério de Minas e Energia e aos agentes, a serem aplicados em projetos aprovados pela Aneel. Estão envolvidos com a sua gestão os Ministérios da Ciência e Tecnologia e de Minas e Energia, como também a Aneel e os próprios agentes.

#### **4.17.9. 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.

#### **4.17.10. Encargo de Energia de Reserva - EER**

Encargo cobrado de todos os usuários do SIN, decorrente da comercialização da Energia de Reserva existente a partir do Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008, com objetivo de elevar a segurança no fornecimento de energia elétrica do SIN. Em janeiro de 2009, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE passou a representar os agentes de consumo dessa energia e a responder pela centralização da relação contratual entre as partes (Contratos de Energia de Reserva - CER), pelo recolhimento do encargo e gestão da Conta de Energia de Reserva - CONER. O encargo é apurado de acordo com as Regras de Comercialização de Energia Elétrica, aprovadas por meio da Resolução Normativa da ANEEL nº 385/2009.

**5 - CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA**

	31/12/2021	31/12/2020
Caixa e depósitos bancários	9.762	4.173
Aplicações financeiras	-	5.083
<b>Total</b>	<b>9.762</b>	<b>9.256</b>

Caixa e equivalentes de caixa incluem saldos de caixa, depósitos bancários à vista e as aplicações financeiras com liquidez imediata, ou seja, prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa e que estão sujeitos a um insignificante risco de mudança de valor.

A Companhia mantém suas aplicações financeiras de curto prazo, de liquidez imediata, em fundos de investimentos de renda fixa, cujas rentabilidades tendem a se igualar à taxa DI, sem vencimento pré-determinado, podendo ser resgatados a qualquer momento pela Companhia.

A composição das aplicações financeiras era a seguinte em 31 de dezembro de 2021 e 2020:

	Remuneração anual	31/12/2021	31/12/2020
<b>Aplicação financeira</b>			
<b>Banco do Brasil</b>			
BB CP 50	5,07%	-	-
CDB	Taxa DI	-	121
<b>Caixa Econômica Federal</b>			
Renda Fixa	Taxa DI	-	4.844
<b>Banco Santander S.A.</b>			
Renda Fixa	Taxa DI	-	118
<b>Total</b>		<b>-</b>	<b>5.083</b>

**6 - TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS**

Os Títulos e valores mobiliários possuem a seguinte composição:

	Agente Financeiro Custodiante	Vencimento	Remuneração	31/12/2021	31/12/2020
Participações minoritárias	-	-	JCP/Dividendos	23	25
Fundo Exclusivo - Letras Financeiras do Tesouro Nacional (LFT)	CEF	Após 90 dias	SELIC	292.072	100.928
Fundo Exclusivo - Letras Tesouro Nacional (LTN)	CEF	Após 90 dias	Pré Fixado	128.670	168.710
Fundo Exclusivo - Notas Tesouro Nacional (NTN-B)	CEF	Após 90 dias	Pré Fixado	136.766	80.872
Fundo Exclusivo - Notas Tesouro Nacional (NTN-F)	CEF	Após 90 dias	Pré Fixado	-	36.873
Operações Compromissadas	CEF	-	-	127.032	104.847
Fundo Exclusivo - Letras Tesouro Nacional (LTN)	Banco do Brasil	-	Pré Fixado	1.473.677	1.029.505
Fundo Exclusivo - Notas Tesouro Nacional (NTN-F)	Banco do Brasil	-	Pré Fixado	56.069	261.318
Operações Compromissadas	Banco do Brasil	-	-	194.773	172.410
Títulos da dívida agrária – TDA	-	Março/2022	TR + 3% a.a.	8.400	8.237
TVM - Fundo de Energia do Nordeste - FEN	CEF	-	Pré Fixado	140.705	115.569
<b>Total Circulante</b>				<b>2.558.187</b>	<b>2.079.294</b>
Notas do Tesouro Nacional – NTN - P		01/01/2030	TR + 6% a.a.	219	210
<b>Total Não Circulante</b>				<b>219</b>	<b>210</b>
<b>Total</b>				<b>2.558.406</b>	<b>2.079.504</b>

As ações ordinárias e preferenciais representam participações minoritárias em empresas de telecomunicações, registradas ao valor de custo de aquisição no Ativo Circulante, ajustadas a valor de mercado quando este for inferior ao valor de custo.

As Notas do Tesouro Nacional – NTN - série P são provenientes da venda de títulos de ações representativos de participações minoritárias, depositados no Fundo Nacional de Desestatização - FND, no âmbito do Decreto nº 1.068/1994 classificadas como *títulos mantidos até o vencimento*.



Os Títulos da Dívida Agrária – TDA são provenientes da ação desapropriatória da União Federal, por interesse social, para fins de reforma agrária, de propriedades rurais da Companhia, nos termos do Estatuto da Terra - Lei nº 4.504, de 30/11/1964, e estão classificados como *títulos mantidos até o vencimento*.

#### **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.

#### **7 – BENEFÍCIOS PARA REINVESTIMENTOS**

São decorrentes de benefício fiscal instituído pelo Governo Federal, através da Lei nº 5.508/1968, modificado pela Lei nº 8.167/1991, Lei nº 9.532/1997, e Medida Provisória nº 2.199/2014, que permite às empresas dos setores industrial, agroindustrial, infra-estrutura e turismo, considerados prioritários conforme Decreto nº 4.213/2002, que estejam em operação na área da Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste – SUDENE, reinvestir em seus próprios projetos de modernização ou complementação de equipamentos. O reinvestimento corresponde a 30% do Imposto de Renda devido, calculado sobre o lucro da exploração, acrescido de outra parcela (50% desses 30%) de Recursos Próprios.

Os valores são recolhidos ao BNB e podem ser utilizados no ressarcimento de despesas já realizadas no ano-calendário correspondente à opção, ou para adquirir equipamentos novos, sendo vedada a utilização dos recursos em equipamentos usados ou reconicionados.

## 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:

DESCRIÇÃO	VALORES CORRENTES					Provisão p/ Devedores Duvidosos	VALORES RENEGOCIADOS			Provisão p/ Devedores Duvidosos	31/12/2021	31/12/2020
	CORRENTE A VENCER	CORRENTE VENCIDO					RENEGOCIADO A VENCER	RENEGOCIADO VENCIDO				
	Até 60 dias	Até 90 dias	De 91 a 180 dias	De 181 a 360 dias	Mais de 360 dias		Mais de 60 dias	Até 60 dias	Mais de 60 dias			
Fornecimento de Energia	58.812	4.481	4.496	37.730	137.245	(116.624)	-	368	11.204	-	137.712	105.784
- Industrial	58.812	4.481	4.496	37.730	137.245	(116.624)	-	368	11.204	-	137.712	105.784
Suprimento Energia - Moeda Nacional	508.081	666	178	330	3.082	(3.815)	-	-	-	-	508.522	1.581.800
Encargos de Uso da Rede Elétrica	375.834	13.197	4.744	19.677	87.506	(115.356)	-	-	-	-	385.602	436.483
<b>TOTAL</b>	<b>942.727</b>	<b>18.344</b>	<b>9.418</b>	<b>57.737</b>	<b>227.833</b>	<b>(235.795)</b>	<b>-</b>	<b>368</b>	<b>11.204</b>	<b>-</b>	<b>1.031.836</b>	<b>2.124.067</b>

A provisão para perdas esperadas é reconhecida em valor considerado suficiente pela Administração para cobrir as prováveis perdas na realização das contas a receber, cuja recuperação é considerada improvável. Considera uma análise individual das contas a receber vencidas, de forma que se obtenha um julgamento adequado dos créditos considerados de difícil recebimento, baseando-se na experiência da Administração em relação às perdas efetivas, na existência de garantias reais, entre outros. Neste exercício, as principais variações ocorridas foram decorrentes de variação monetária, juros incorporados ao contas a receber de clientes e a inadimplência do exercício.

• **PROVISÃO PARA PERDAS ESPERADAS**

<b>Saldos em 31/12/2019</b>	<b>(691.899)</b>
Constituição	(297.425)
Reversão	2.293
<b>Saldos em 31/12/2020</b>	<b>(987.031)</b>
Constituição	(173.701)
Reversão	924.937
<b>Saldos em 31/12/2021</b>	<b>(235.795)</b>

A provisão para perdas esperadas é reconhecida em valor considerado suficiente pela Diretoria para cobrir as prováveis perdas na realização das contas a receber, cuja recuperação é considerada improvável. Considera uma análise individual das contas a receber vencidas, de forma que se obtenha um julgamento adequado dos créditos considerados de difícil recebimento, baseando-se na experiência da Diretoria em relação às perdas efetivas, na existência de garantias reais, entre outros. Neste exercício, em função do resultado da análise da situação de créditos vencidos de longa data dos clientes Liga do Brasil S.A., Equatorial Alagoas e Energisa Sergipe, realizada por escritório de advocacia, a Companhia registrou uma perda, através da conta retificadora de clientes, Redução Provisória de Crédito – RPC, no valor de R\$ 907.785, tendo como contrapartida o valor de R\$ 790.126, registrado em outras despesas operacionais e o valor de R\$ 117.659 como estorno de atualização monetária, registrado em resultado financeiro. Concomitantemente a Companhia registrou uma reversão da Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa (“PCLD”), no ativo, no valor de R\$ 907.785, tendo como contrapartida a “PCLD” no resultado. Esta operação gerou apenas os efeitos tributários positivos no resultado, da ordem de R\$ 138 milhões.

Este registro não afetará o andamento dos processos relacionados às cobranças judiciais em curso.

**9 – TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES A RECUPERAR**

• **Tributos a recuperar**

	31/12/2021	31/12/2020
<b><u>Circulante</u></b>		
IR Fonte	42.000	30.209
PIS/Pasep	1.652	1.652
Cofins	2.398	2.397
Outros	24.655	29.621
	<b>70.705</b>	<b>63.879</b>
<b><u>Não Circulante</u></b>		
PIS/Pasep	20.573	20.252
Cofins	183.772	180.902
ICMS a recuperar	38	35
	<b>204.383</b>	<b>201.189</b>
<b>Total</b>	<b>275.088</b>	<b>265.068</b>

**PIS/Pasep e Cofins – Inconstitucionalidade do alargamento da base de cálculo**

O Supremo Tribunal Federal - STF declarou a inconstitucionalidade do parágrafo 1º do artigo 3º da Lei nº 9.718/1998, que ampliou a base de cálculo do Pis/Pasep e da Cofins e deu novo conceito ao faturamento que passou a abranger todas as receitas auferidas pela pessoa jurídica independentemente do tipo de atividade exercida e a classificação contábil adotada. Tal dispositivo não possuía previsão constitucional que o amparasse, tendo sido objeto de emenda constitucional posterior.

A referida decisão somente beneficiou as empresas autoras dos recursos extraordinários julgados. Com base no Código Tributário Nacional - CTN, a Companhia ingressou, em 09/06/2005, com requerimento administrativo na Secretaria da Receita Federal do Brasil com o fim de obter o reconhecimento do direito e a restituição dos valores pagos a maior em decorrência da declaração de inconstitucionalidade da ampliação da base de cálculo dessas contribuições, pelo STF.

Com o indeferimento do citado recurso pela Secretaria da Receita Federal do Brasil, a Companhia ingressou com ações judiciais ordinárias, em julho de 2006, para a recuperação desses créditos de Pis/Pasep e da Cofins tendo obtido julgamento favorável.

No entanto, o Supremo Tribunal Federal (STF), ao analisar a constitucionalidade da aplicação da Lei Complementar nº 118/2005 (RE 566.621/RS), concluiu que o prazo prescricional de 10 (dez) anos incide apenas sobre os processos ajuizados ou requerimentos administrativos apresentados até 08/06/2005. Tendo em vista esse entendimento da Suprema Corte, a União Federal (Fazenda Nacional) impugnou a liquidação da condenação (apuração dos valores) e também ajuizou ação rescisória perante o Tribunal Regional Federal da 5ª Região, visando desconstituir parcialmente a decisão favorável à Companhia, o que representaria uma redução dos valores devidos. A ação rescisória foi julgada procedente para desconstituir a sentença. Foram interpostos embargos de declaração, que não foram providos, com o que a Chesf interpôs recurso especial, uma vez que a matéria constitucional suscitada pela Chesf na rescisória não havia sido apreciada pelo TRF5. O STJ deu provimento ao recurso da Chesf, anulando o julgamento proferido nos embargos de declaração à rescisória e determinando ao TRF5 que profira outro julgamento.

Em 15/09/2017, foi proferido acórdão no TRF5 confirmando o posicionamento do STF quanto à prescrição quinquenal, e não decenal. Em sede de execução, com relação ao PIS/Pasep foi apontado como devido à Chesf, já deduzidas as compensações eventualmente realizadas, o valor de R\$ 9.969.622,53 (nove milhões, novecentos e sessenta e nove mil, seiscentos e vinte e dois reais e cinquenta e três centavos), atualizado até abril/2013. Esse valor ainda está pendente de confirmação pelo TRF5, em virtude de a União Federal/Fazenda Nacional ter ingressado com recurso de apelação.

Em virtude do posicionamento firmado pelo Supremo Tribunal Federal – STF é provável que os recursos pendentes de julgamento retornem aos órgãos de origem para adequação à orientação da Corte Constitucional.

Consubstanciado na opinião dos seus consultores jurídicos sobre a ação judicial referente à COFINS, com sentença já transitada em julgado, no Comunicado Técnico nº 05/2009 do Ibracon e na Deliberação CVM nº 594/2009, a Companhia mantém registrado contabilmente no grupo de impostos e contribuições a recuperar, o montante estimado de crédito ao valor provável de realização (valor original corrigido), correspondente a R\$ 183.772, os quais serão futuramente compensados com tributos federais devidos pela Companhia.

Em relação ao Pis/Pasep, a ação judicial também teve sua sentença transitada em julgado e atualmente encontra-se em fase de liquidação de valores, com crédito fiscal estimado relativo ao período de agosto de 2001 a novembro de 2002, que, atualizado até o final deste exercício, corresponde a R\$ 20.573, registrado contabilmente no grupo de impostos e contribuições a recuperar de acordo com o comunicado técnico do Ibracon e com a deliberação da CVM citados anteriormente.

## 10 – TRIBUTOS DIFERIDOS

A Companhia mantém reconhecidos integralmente em tributos diferidos, nos termos dos Pronunciamentos Técnicos CPC 26(R1) (IAS 1) e 32 (IAS 12), aprovados pelas Deliberações CVM nºs 595 e 599, ambas de 15/09/2009 resultantes de diferenças temporárias dedutíveis e tributáveis, o montante de R\$ 710.155, em 31/12/2021 (R\$ 1.035.146, em 31/12/2020), conforme distribuição a seguir:

	31/12/2021	31/12/2020
<b>Ativos fiscais diferidos</b>		
<b>Lançamentos do ORA</b>	<b>4.240.540</b>	<b>4.430.056</b>
<b>Diferenças temporárias</b>	<b>4.823.192</b>	<b>6.741.666</b>
	<b>9.063.732</b>	<b>11.171.722</b>
<b>Créditos Fiscais</b>	<b>1.382.219</b>	<b>1.703.688</b>
. Imposto de renda sobre diferenças temporárias	566.483	698.233
. Contribuição social sobre diferenças temporárias	815.736	1.005.455
<b>Passivos fiscais diferidos</b>		
<b>Diferenças temporárias</b>		
Reconhecimento do Laudo (Port. MME n.º 120/2016)	4.065.183	4.324.131
Ajustes decorrentes da ICPC 01	53.797	56.359
GSF - Intangível	287.995	-
Diferenças temporárias	-	3.387
	<b>4.406.975</b>	<b>4.383.877</b>
<b>Débitos Fiscais</b>	<b>672.064</b>	<b>668.542</b>
. Imposto de renda sobre diferenças temporárias	275.436	273.993
. Contribuição social sobre diferenças temporárias	396.628	394.549
<b>Ativos/Passivos fiscais diferidos líquidos</b>	<b>710.155</b>	<b>1.035.146</b>

Tais efeitos contemplam a aplicação da alíquota de 9% para a Contribuição Social e para o Imposto de Renda da alíquota de 15% sobre a base de cálculo, com adicional de 10%, reduzida para um total de 6,25% durante o período de fruição do incentivo fiscal (nota 41) para as diferenças temporárias que influirão no cálculo desse incentivo, em conformidade com a Lei nº 9.430, de 30/12/1996.

Os créditos fiscais relativos a Imposto de Renda - IRPJ e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido - CSLL, provenientes de diferenças temporárias, provisões para contingências, provisões para créditos de liquidação duvidosa, provisão para perdas – estudos e projetos, provisão para seguro de vida e adoções das novas práticas contábeis (BRGAAP), registro do CPC 47, serão utilizados de acordo com, o desfecho das ações judiciais, o ressarcimento e a arrecadação de clientes, conclusão ou destinação dos estudos e projetos, pagamentos aos funcionários e pela movimentação dos benefícios pós-emprego decorrentes da adoção do CPC 33 (R1) (IAS 19) , aprovado pela Deliberação CVM nº 695, de 13/12/2012, definição das tratativas tributárias pela Receita Federal, respectivamente.

Os montantes reconhecidos refletem a melhor estimativa quanto a sua realização, com base em projeções em lucros tributáveis futuros os quais são projetados no prazo dos contratos de concessão.

Os débitos fiscais relativos ao Imposto de renda da pessoa jurídica e à Contribuição social sobre o lucro líquido, provenientes de diferenças temporárias do ICPC 01 (R1) (IFRIC 12); ressarcimento dos investimentos na RBSE - registrados integralmente no Passivo Não Circulante, em atendimento ao Pronunciamento Técnico CPC 26 (R1) (IAS 1), será realizado pela movimentação dos ativos financeiros decorrentes da adoção da ICPC 01 (R1) (IFRIC 12), pelo recebimento via RAP e pela amortização do Intangível.

## 11 – CAUÇÕES E DEPÓSITOS VINCULADOS

### 11.1 - Composição

	31/12/2021	31/12/2020
<b><u>Circulante</u></b>		
Cauções e outros depósitos vinculados	26.491	31.890
	<b>26.491</b>	<b>31.890</b>
<b><u>Não Circulante</u></b>		
Depósitos vinculados a litígios	199.376	359.542
Cauções e outros depósitos vinculados	123.225	128.699
	<b>322.601</b>	<b>488.241</b>
<b>Total</b>	<b>349.092</b>	<b>520.131</b>

### 11.2 - Depósitos vinculados a litígios

	31/12/2021	31/12/2020
Trabalhistas	128.930	126.491
Cíveis	205.050	177.934
Fiscais	99.304	55.117
(-) Provisão - Depósitos judiciais	(233.908)	-
<b>Total</b>	<b>199.376</b>	<b>359.542</b>

Em 2021, a companhia revisitou seu processo de análise e conciliação dos saldos de depósitos judiciais em relação às informações emitidas pelas instituições financeiras. No processo de análise e conciliação não foi possível identificar a totalidade dos montantes registrados referentes aos depósitos judiciais. Desta forma, foi necessário a constituição de provisão para perdas no montante de R\$ 233.908, retificando o saldo de depósitos judiciais registrados no ativo.

### 11.3 - Cauções e outros depósitos vinculados

	31/12/2021	31/12/2020
<b><u>Circulante</u></b>		
Caução contratual CEF - empréstimo	-	19.840
Caução Santander	24.004	12.048
Outros	2.487	2
	<b>26.491</b>	<b>31.890</b>
<b><u>Não Circulante</u></b>		
Caução contratual BB	16.150	16.150
Caução contratual CEF - outras	-	14.989
Caução contratual Bradesco	64.163	61.872
Caução contratual BNB	15.691	15.118
Carta de crédito BNB	27.199	20.570
Outros	22	-
	<b>123.225</b>	<b>128.699</b>
<b>Total</b>	<b>149.716</b>	<b>160.589</b>

A caução contratual CEF – empréstimo foi constituída em garantia ao contrato de empréstimo contraído junto ao banco.

A caução contratual CEF – outras foi constituída em garantia como de operações de liquidação financeira no âmbito da CCEE, ofertada através de contrato de cessão de direitos creditórios, firmado junto ao banco, com recursos aportados em fundo extramercado.

A caução contratual Bradesco foi constituída em garantia junto ao BNDES com saldo equivalente a 6 (seis) prestações de amortização do financiamento concedido.

A carta de crédito BNB refere-se a reserva com saldo equivalente a 3 (três) prestações de amortização do financiamento concedido, em garantia ao contrato junto ao banco.

## 12 – ALMOXARIFADO

	31/12/2021	31/12/2020
<b>Material</b>		
Almoxarifado	73.671	70.522
Destinado à alienação	5.373	14.201
Outros	4.268	4.272
	<b>83.312</b>	<b>88.995</b>
<b>Adiantamentos a fornecedores</b>	<b>615</b>	<b>615</b>
<b>Total</b>	<b>83.927</b>	<b>89.610</b>

## 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.

## 14 – DIVIDENDOS A RECEBER

Correspondem aos dividendos a receber das SPEs conforme quadro abaixo:

	31/12/2021	31/12/2020
Vamcruz I Participações S.A.	588	-
Manaus Construtora Ltda.	9.178	9.178
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	9.428	-
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	14.453	8.055
Energética Águas da Pedra S.A.	10.927	7.017
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	30.119	2.858
<b>Total</b>	<b>74.693</b>	<b>27.108</b>

## 15 – FACHESF SAÚDE MAIS

	31/12/2021	31/12/2020
<b>Circulante</b>		
Fachesf Saúde Mais	100.988	76.806
<b>Total</b>	<b>100.988</b>	<b>76.806</b>

Corresponde a adiantamentos para cobertura dos gastos referentes ao plano de saúde disponibilizado aos empregados participantes dos programas de incentivo ao desligamento (PIDV, PAE e PDC), conforme nota 26. De acordo com o respectivo convênio, ao término do plano os valores por ventura não utilizados serão devolvidos a Companhia.

**16 - OUTROS ATIVOS**

	31/12/2021	31/12/2020
<b>Circulante</b>		
Adiantamentos a empregados	9.379	23.097
Alienações em curso	15.409	3.964
Desativações em curso	43.901	40.716
Prêmios de seguros	5.719	4.672
Gastos reembolsáveis	17.520	16.601
Alienações de bens e direitos	3.611	1.411
Adiantamentos a fornecedores	18.773	18.816
Bens e direitos destinados à alienação	10.971	10.971
Serviços prestados a terceiros	26.542	29.481
Subsídios e redução tarifária equilibrada	11.729	32.573
Ressarcimento CFURH	10.974	24.098
Multa por inadimplemento (*)	24.256	-
PDD (**)	(93.309)	(28.532)
Créditos com SPE (***)	8.197	-
Outros	33.384	15.661
	<b>147.056</b>	<b>193.529</b>
<b>Não Circulante</b>		
FGTS - Conta-Empresa	5.475	5.247
Reserva Global de Reversão	-	11.394
Outros	10.247	9.270
	<b>15.722</b>	<b>25.911</b>
<b>Total</b>	<b>162.778</b>	<b>219.440</b>

(\*) Refere-se a penalidade contratual aplicada a empresa particular de leilão de venda de energia provido pela Companhia por descumprimento de exigências constantes nos editais.

(\*\*) Refere-se à constituição de PDD sobre outros créditos de acordo com a política grupo Eletrobras.

(\*\*) Vide nota 17.2.

**17 - INVESTIMENTOS**
**17.1 - Composição:**

	31/12/2021	31/12/2020
<b>Participações societárias permanentes</b>		
Controladas	-	806.934
Controladas em conjunto	5.733.958	5.757.719
Coligadas	145.724	125.102
Outras participações	481	479
<b>(-) Provisão para perdas em investimentos</b>	<b>(487.464)</b>	<b>(575.926)</b>
<b>Total participações societárias</b>	<b>5.392.699</b>	<b>6.114.308</b>
<b>Outros investimentos</b>		
Bens e direitos para uso futuro	15.791	2.212
Outros	1.091	1.091
<b>Total outros investimentos</b>	<b>16.882</b>	<b>3.303</b>
<b>Total</b>	<b>5.409.581</b>	<b>6.117.611</b>



**17.1.1 – Participação direta**

<b>Empresas</b>	<b>31/12/2021</b>	<b>31/12/2020</b>
<b>Controladas</b>		
<b>Complexo Eólico Pindaí I</b>		
- Acauã Energia S.A.	-	99,93%
- Angical 2 Energia S.A.	-	99,96%
- Arapapá Energia S.A.	-	99,90%
- Caititu 2 Energia S.A.	-	99,96%
- Caititu 3 Energia S.A.	-	99,96%
- Carcará Energia S.A.	-	99,96%
- Corrupião 3 Energia S.A.	-	99,96%
- Teiú 2 Energia S.A.	-	99,95%
<b>Complexo Eólico Pindaí II</b>		
- Coqueirinho 2 Energia S.A.	-	99,98%
- Papagaio Energia S.A.	-	99,96%
<b>Complexo Eólico Pindaí III</b>		
- Tamanduá Mirim 2 Energia S.A.	-	83,01%
<b>Controladas em conjunto</b>		
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	49,00%	49,00%
Energia Sustentável do Brasil S.A.	20,00%	20,00%
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	24,50%	24,50%
Manaus Construtora Ltda.	-	19,50%
Norte Energia S.A.	15,00%	15,00%
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	49,00%	49,00%
Vamcruz I Participações S.A.	49,00%	-
Companhia Energética SINOP S.A.	24,50%	24,50%
<b>Coligada</b>		
Energética Águas da Pedra S.A.	24,50%	24,50%

**Sistema de Transmissão Nordeste S.A.**

A STN – Sistema de Transmissão Nordeste S.A. foi constituída em 27/10/2003, a partir do Leilão nº 001/2003-ANEEL, com o objetivo de construir e operar a linha de transmissão de 500kv, em Teresina-PI/Sobral e Fortaleza-CE, com 546 km de extensão, nos termos do Contrato de Concessão nº 005/2004 ANEEL, firmado em 18/02/2004, com prazo de concessão de 30 (trinta) anos. A sua operação comercial teve início em janeiro de 2006. A participação acionária da Companhia nessa SPE corresponde a 49,0%. Durante o exercício de 2021 a Companhia apurou ganho com equivalência patrimonial no montante de R\$ 50.315 (ganho de R\$ 69.637, em 2020).

**ESBR Participações S.A./ Energia Sustentável do Brasil S.A.**

A ESBR Participações S.A., constituída em 12/02/2009, detém a totalidade das ações da Energia Sustentável do Brasil S.A., que foi constituída a partir do Leilão nº 005/2008-ANEEL, com o objetivo de explorar o potencial de energia hidráulica e a comercialização da energia proveniente da Usina Hidrelétrica Jirau – UHE Jirau, no Rio Madeira, município de Porto Velho, capital do Estado de Rondônia, com potência mínima a ser instalada de 3.750 MW. Em setembro de 2013, a SPE deu início à operação em fase de testes de uma Unidade Geradora, com 75 MW, e finalizou em dezembro de 2016 com 50 unidades em operação comercial, totalizando 3.750 MW. A participação da Companhia nessa SPE corresponde a 20% e o prazo de concessão do empreendimento é de 35 (trinta e cinco) anos contados a partir de 13/08/2008, data da assinatura do seu Contrato de Concessão nº 002/2008 – MME-UHE JIRAU. Em 29/06/2018, decorrente da Assembleia Geral Extraordinária – AGE da ESBR Participações S.A. foi aprovada a incorporação das SPEs ESBR Participações S.A. (“Incorporada”) e Energia Sustentável do Brasil S.A. (“Incorporadora”). A incorporação foi realizada mediante laudo de avaliação do patrimônio líquido, a valor contábil, com base nas demonstrações financeiras da ESBR Participações S.A. e do Protocolo de Justificação de Incorporação. Durante o exercício de 2021 a Companhia apurou perda com equivalência patrimonial no montante de R\$ 38.791 (perda de R\$ 61.847, em 2020).

### **Interligação Elétrica do Madeira S.A.**

A Interligação Elétrica do Madeira S.A. foi constituída em 18/12/2008, através do Leilão ANEEL – 007/2008, e tem por objeto a construção, implantação, operação e manutenção de instalações de transmissão de energia elétrica da rede básica do Sistema Interligado Nacional - SIN, especificamente das LT Coletora Porto Velho (RO) – Araraquara 2 (SP) número 01, em CC, +/- 600 kV, com 2.375 km, Estação Retificadora número 02 CA/CC, 500 kV +/- 600 kV – 3.150 MW, Estação Inversora número 02 CC/CA +/- 600 kV/500 kV – 2.950 MW e demais obras complementares, nos termos dos Contratos de Concessão nº 13/2009-ANEEL e nº 15/2009-ANEEL. A participação da Companhia nessa SPE corresponde a 24,5%, e o prazo de concessão do empreendimento é de 30 (trinta) anos contados a partir de 26/02/2009, data da assinatura do Contrato de Concessão. A sua operação comercial teve início em agosto de 2013. Durante o exercício de 2021, a Companhia apurou ganho com equivalência patrimonial de R\$ 133.953 (ganho de R\$ 12.035, em 2020).

### **Manaus Construtora Ltda.**

Em 30/01/2009, foi constituída a empresa Manaus Construtora Ltda., da qual a Companhia é sócia com 19,5%. Essa empresa foi criada com o objetivo de construção, montagem e fornecimento de materiais, mão de obra e equipamentos para a linha de transmissão 500 kV Oriximiná/Cariri CD, a subestação Silves (antes denominada Itacoatiara) de 500/138 kV e a subestação Lechuga (antes denominada Cariri) de 500/230 kV, entradas de linha e instalações vinculadas, bem como as demais instalações necessárias às funções de medição, supervisão, proteção, comando, controle e telecomunicação, a ser integrada à Rede Básica do Sistema Interligado Nacional. Durante o exercício de 2021 a Companhia apurou ganho com equivalência patrimonial no montante de R\$ 436 (ganho de R\$ 60, em 2020).

Em reunião dos sócios realizada em 12/11/2021 foram aprovadas a dissolução, a declaração de que a empresa encontra-se em processo de liquidação e a nomeação do liquidante da Manaus Construtora, cuja ata foi devidamente arquivada perante a Junta Comercial do Rio de Janeiro (“JUCERJA”) em 01/12/2021 sob o nº 00004658021. Em 31/12/2021, o processo encontra-se na fase de concepção do seu Relatório Final de Liquidação com previsão de conclusão até 31/03/2022. Mediante estes fatos a Companhia passou a classificar esse ativo como outros créditos a receber (nota 16).

### **Norte Energia S.A.**

A Norte Energia S.A. foi constituída em 21/07/2010, a partir do Consórcio Norte Energia, vencedor do Leilão nº 006/2009-ANEEL, com o objetivo de explorar o potencial de energia hidráulica e a comercialização da energia proveniente da Usina Hidrelétrica Belo Monte, da qual a Chesf participa com 15,0%. A UHE Belo Monte, instalada no Rio Xingu, no município de Vitória do Xingu, no Par possui capacidade instalada de 11.233,1 MW, garantia física de 4.571 MW médios e reservatório com área de 478 quilômetros quadrados, com prazo de concessão de 35 (trinta e cinco) anos, a partir de 26/08/2010, data da assinatura do Contrato de concessão nº 001/2010-MME-UHE Belo Monte. O empreendimento é composto por duas Casas de Força: a principal (UHE Belo Monte), abrange 18 unidades geradoras com turbinas tipo Francis, com capacidade instalada de 11.000 MW; e a complementar (UHE Pimental), com seis Unidades Geradoras, com turbinas tipo Bulbo e capacidade instalada de 233,1 MW. No exercício de 2021, a Companhia, apurou perda com equivalência patrimonial no montante de R\$ 64.922 (perda de R\$ 129.059, em 2020).

### **Interligação Elétrica Garanhuns S.A.**

A Interligação Elétrica Garanhuns S.A foi constituída a partir do Consórcio Garanhuns, vencedor do Lote L do Leilão nº 004/2011, promovido pela Aneel, em 02/09/2011, objetivando a construção, montagem, operação e manutenção de instalações de transmissão de energia elétrica da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional, especificamente LT Luis Gonzaga – Garanhuns, em 500 kV, com 224 km; LT Garanhuns – Campina Grande III, em 500 kV, com 190 km; LT Garanhuns – Pau Ferro, em 500 kV, com 239 km; LT Garanhuns – Angelim I, em 230 kV, com 13 Km; SE Garanhuns, 500/230 kV; SE Pau Ferro, 500/230 kV. O prazo de concessão do empreendimento é de 30 (trinta) anos e o início das operações foi em novembro de 2015. A Companhia possui 49,0% da participação na investida. Durante o exercício de 2021 a Companhia apurou ganho com equivalência patrimonial no montante de R\$ 64.694 (ganho de R\$ 36.913, em 2020).

**Vamcruz I Participações S.A.**

A Vamcruz I Participações S.A. constituída em 07/07/2014 tem por objeto social exclusivo a participação direta ou indireta nas SPEs Usina de Energia Eólica Junco I S.A., Usina de Energia Eólica Junco II S.A., Usina de Energia Eólica Caiçara I S.A. e Usina de Energia Eólica Caiçara II S.A., constituídas em março de 2012, e passou a deter a totalidade das ações destas SPEs a partir de junho de 2015. As SPEs foram criadas a partir do Leilão nº 007/2011, promovido pela Aneel, em 20/12/2011, cujo objeto foi a compra de energia proveniente de novos empreendimentos e geração eólica. As usinas Junco I, Junco II, Caiçara I e Caiçara II, totalizarão 93,0 MW de potência instalada, e foram construídas no município de Serra do Mel, no Estado do Rio Grande do Norte. As usinas eólicas entraram em operação em novembro de 2015. Em 12/11/2013, houve a transferência das ações da empresa Voltália para a Envolver Participações S.A, ficando a participação da Chesf nos quatro projetos eólicos de 49,0% e 51,0% da empresa Envolver, por meio das empresas Usina de Energia Eólica Junco I S.A., Usina de Energia Eólica Junco II S.A., Usina de Energia Eólica Caiçara I S.A. e Usina de Energia Eólica Caiçara II S.A. No exercício de 2021 a Companhia registrou ganho com equivalência patrimonial no montante de R\$ 1.511 (perda de R\$ 2.142, em 2020).

**Companhia Energética Sinop S.A.**

A Companhia Energética Sinop S.A. foi constituída, através do Leilão nº 006/2013, promovido pela Aneel em 29/08/2013, cujo objeto foi a compra de energia proveniente de novos empreendimentos de geração de energia que construirá a UHE SINOP, no Rio Teles Pires, nos municípios de Cláudio e Itaúba, no Estado do Mato Grosso, com 408 MW de potência instalada e com início de suprimento previsto para janeiro de 2019 e prazo de duração de 35 (trinta e cinco) anos. A participação da Companhia nesse empreendimento é 24,5%. No exercício de 2021, a Companhia apurou perda com equivalência patrimonial no montante de R\$ 34.954 (ganho de R\$ 44.070 em 2020) neste empreendimento.

**Energética Águas da Pedra S.A.**

A Energética Águas da Pedra S.A. foi constituída em 03/04/2007 a partir do Leilão nº 004/2006-ANEEL e tem como objeto a implantação e exploração da UHE Dardanelos, no Rio Aripuanã, situado no norte do Estado do Mato Grosso, com potência instalada de 261 MW e energia assegurada total de 154,9 MW médios, para suprir o município de Aripuanã e, posteriormente, o Sistema Interligado Nacional - SIN. A participação da Companhia na SPE corresponde a 24,5%, e o prazo de concessão do empreendimento é de 35 (trinta e cinco) anos, a partir de 03/07/2007, data da assinatura do seu Contrato de Concessão nº 002/2007-MME-UHE DARDANELOS. A sua operação comercial teve início em agosto de 2011. Durante o exercício de 2021, a Companhia apurou ganho com equivalência patrimonial, no montante de R\$ 46.007 (ganho de R\$ 29.544, em 2020).

**17.2 – Movimentação das Participações Societárias Permanentes:**

	31/12/2020	Dividendos	Resultado de participação societária	Provisão/ Reversão	Outros	31/12/2021
<b>Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial</b>						
<b>Controladas</b>						
· 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)	-
<b>Controladas em conjunto</b>						
· 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
<b>Coligada</b>						
· Energética Águas da Pedra S.A.	125.102	(25.385)	46.007	-	-	145.724
<b>Avaliadas ao custo</b>						
· Outras participações	479	-	-	-	2	481
<b>Sub-total</b>	<b>6.690.234</b>	<b>(153.191)</b>	<b>160.966</b>	<b>-</b>	<b>(817.846)</b>	<b>5.880.163</b>
<b>Provisão para perdas em investimentos</b>						
· 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)
<b>Sub-total</b>	<b>(575.926)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(11.966)</b>	<b>100.428</b>	<b>(487.464)</b>
<b>Total</b>	<b>6.114.308</b>	<b>(153.191)</b>	<b>160.966</b>	<b>(11.966)</b>	<b>(717.418)</b>	<b>5.392.699</b>

(\*) As SPEs dos Complexos Pindaí foram incorporadas em março/2021 e os efeitos estão apresentados na coluna "Outros"

(\*\*) Em 31/12/2021, o saldo passou a ser classificada como créditos a receber (nota 16)

**17.3 - Incorporação SPEs dos Complexos Pindaí I, II e III**

Em 13/10/2020, foi aprovada pelo Conselho de Administração da Companhia a aquisição da participação acionária da Sequoia Capital Ltda., nas Sociedades de Propósito Específico ("SPE") dos Complexos Pindaí I, II e III, e a posterior incorporação das SPEs pela Companhia.

Em 26/01/2021, foi concluída a compra da totalidade das ações pertencentes a Sequoia Capital Ltda., nas Sociedades de Propósito Específico ("SPE") dos Complexos Pindaí I, II e III. Pela compra mencionada, a Companhia pagou o valor de R\$ 20.615.

Em 31/03/2021 foram realizadas Assembleias Gerais Extraordinárias ("AGE") dos Acionistas da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco ("Chesf") e dos Acionistas das 11 (onze) Sociedades de Propósito Específico ("SPEs") dos Complexos Eólicos Pindaí I, II e III.

Esta operação é mais uma ação da iniciativa “Racionalização das Participações Societárias”, que integra a diretriz estratégica “Eficiência de Geração e Transmissão” do Plano Diretor de Negócios e Gestão (“PDNG”), e que inclui incorporações, venda, troca de participações entre sócios e encerramentos de SPE’s, visando a simplificação das estruturas societárias do Sistema Eletrobras.

#### 17.4 – Provisão para perdas em investimentos

No exercício foi registrada reversão da provisão para perdas dos investimentos nas SPEs, Energia Sustentável do Brasil S.A., Interligação Elétrica Garanhuns S.A., e Vamcruz I Participações no montante de R\$ 106.504, e provisão nas SPEs, Companhia Energética SINOP S.A., e Interligação Elétrica do Madeira S.A. no montante de R\$ 118.470, decorrente de perdas por redução ao valor recuperável nas participações societárias em SPEs, derivado do menor valor, entre o valor contábil e o Preço Mínimo de Venda, conforme quadro abaixo:

SPE	Participação Societária	31/12/2020	Provisão/Reversão	Outros	31/12/2021
<b>Complexo Eólico Pindaí I</b>		<b>(99.263)</b>	<b>-</b>	<b>99.263</b>	<b>-</b>
Usina de Energia Eólica Acauá Energia S.A.	99,93%	(8.759)	-	8.759	-
Usina de Energia Eólica Angical 2 Energia S.A.	99,96%	(14.597)	-	14.597	-
Usina de Energia Eólica Arapapá Energia S.A.	99,90%	(5.839)	-	5.839	-
Usina de Energia Eólica Caititu 2 Energia S.A.	99,96%	(14.597)	-	14.597	-
Usina de Energia Eólica Caititu 3 Energia S.A.	99,96%	(14.597)	-	14.597	-
Usina de Energia Eólica Carcará Energia S.A.	99,96%	(14.597)	-	14.597	-
Usina de Energia Eólica Corrupião 3 Energia S.A.	99,96%	(14.598)	-	14.598	-
Usina de Energia Eólica Teiú 2 Energia S.A.	99,95%	(11.679)	-	11.679	-
<b>Complexo Eólico Pindaí II</b>		<b>(1.014)</b>	<b>-</b>	<b>1.014</b>	<b>-</b>
Coqueirinho 2 Energia S.A.	99,98%	(624)	-	624	-
Papagaio Energia S.A.	99,96%	(390)	-	390	-
<b>Complexo Eólico Pindaí III</b>		<b>(151)</b>	<b>-</b>	<b>151</b>	<b>-</b>
Tamanduá Mirim 2 Energia S.A.	83,01%	(151)	-	151	-
<b>Energia Sustentável do Brasil S.A.</b>	<b>20,00%</b>	<b>(216.216)</b>	<b>61.407</b>	<b>-</b>	<b>(154.809)</b>
<b>Interligação Elétrica do Madeira S.A.</b>	<b>24,50%</b>	<b>(105.045)</b>	<b>(50.160)</b>	<b>-</b>	<b>(155.205)</b>
<b>Interligação Elétrica Garanhuns S.A.</b>	<b>49,00%</b>	<b>(38.069)</b>	<b>38.069</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Vamcruz I Participações S.A.</b>	<b>49,00%</b>	<b>(7.028)</b>	<b>7.028</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Companhia Energética SINOP S.A.</b>	<b>24,50%</b>	<b>(109.140)</b>	<b>(68.310)</b>	<b>-</b>	<b>(177.450)</b>
<b>TOTAL</b>		<b>(575.926)</b>	<b>(11.966)</b>	<b>100.428</b>	<b>(487.464)</b>

Em virtude da incorporação dos Complexos Pindaí I, II e III, ocorrida em 31/03/2021, o saldo de provisões para perdas em investimentos foi reclassificado para ativo imobilizado.

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

O Pronunciamento define o Valor Recuperável como o maior valor entre o Valor Justo líquido de despesas de venda de um ativo ou de unidade geradora de caixa e o seu Valor em Uso.

O Valor Justo, de acordo com o CPC 46/IFRS 13 – Mensuração do Valor Justo, é o preço que seria recebido pela venda de um ativo ou que seria pago pela transferência de um passivo em uma transação não forçada entre participantes do mercado na data de mensuração. Já o Valor em Uso, de acordo com o próprio CPC 01/IAS 36, o é o valor presente de fluxos de caixa futuros esperados que devem advir de um ativo ou de unidade geradora de caixa.

O Valor em Uso, conforme o próprio nome sugere, representa o valor esperado pela companhia (visão interna) decorrente do desempenho do ativo ao longo da sua vida útil. Já o Valor Justo corresponde a mensuração do montante a ser recebido no caso da venda deste ativo (visão externa).

A Companhia estima o valor recuperável de seus ativos imobilizados e intangíveis com base em valor em uso. O valor em uso é avaliado com base no valor presente do fluxo de caixa futuro estimado.

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

Conforme supramencionado, a Chesf, no processo de avaliação de recuperabilidade dos seus ativos, em dezembro de 2021 estimou o valor em uso da sua participação de 15,0% na Norte Energia S.A. – NESAs, resultando no valor recuperável de R\$ 2.438.418 (R\$ 16.256.118 para 100% da NESAs), valor superior ao valor contábil registrado de R\$ 1.916.057.

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

### 17.5 - Equivalência Patrimonial

	Investimento	Patrimônio Líquido	Resultado até 31/12/2021	Equivalência Patrimonial
<b>Controladas</b>				
- Complexo Eólico Pindaí I	-	-	684	682
- Complexo Eólico Pindaí II	-	-	639	640
- Complexo Eólico Pindaí III	-	-	1.394	1.395
<b>Controladas em conjunto</b>				
- STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	258.272	527.086	102.684	50.315
- Energia Sustentável do Brasil S.A.	1.802.622	9.013.110	(193.955)	(38.791)
- Interligação Elétrica do Madeira S.A.	860.198	3.511.009	546.746	133.953
- Manaus Construtora Ltda.	-	-	2.236	436
- Norte Energia S.A.	1.916.057	12.773.717	(432.813)	(64.922)
- Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	413.106	843.074	132.028	64.694
- Vamcruz I Participações S.A.	131.625	268.623	3.083	1.511
- Companhia Energética SINOP S.A.	352.078	1.437.055	(142.665)	(34.954)
<b>Coligada</b>				
- Energética Águas da Pedra S.A.	145.724	594.790	187.784	46.007
<b>TOTAL</b>	<b>5.879.682</b>	<b>28.968.464</b>	<b>207.844</b>	<b>160.966</b>

Obs.: Data-base das demonstrações financeiras 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.

## 17.6 - Resumo das Demonstrações Financeiras das Empresas Controladas, Coligada e Controladas em Conjunto

### BALANÇO PATRIMONIAL

	2021								2020							
	ATIVO				PASSIVO				ATIVO				PASSIVO			
	Não Circulante			Total	Circulante	Não Circulante	Patrimônio Líquido	Total	Não Circulante			Total	Circulante	Não Circulante	Patrimônio Líquido	Total
	Circulante	Outros	Imobilizado, Intangível e Investimentos						Circulante	Outros	Imobilizado, Intangível e Investimentos					
<b>INVESTIDAS</b>																
<b>Controladas</b>																
- Complexo Eólico Pindaí I	-	-	-	-	-	-	-	-	39.741	8.672	539.420	587.833	8.976	78.115	500.742	587.833
- Complexo Eólico Pindaí II	-	-	-	-	-	-	-	-	28.481	4.205	189.643	222.329	3.055	16.489	202.785	222.329
- Complexo Eólico Pindaí III	-	-	-	-	-	-	-	-	13.283	3.044	116.845	133.172	1.149	7.091	124.932	133.172
<b>Controladas em conjunto</b>																
- STN – Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	172.767	608.260	30.036	811.063	44.846	239.131	527.086	811.063	218.049	484.795	31.281	734.125	29.135	186.250	518.740	734.125
- Energia Sustentável do Brasil S.A.	567.089	1.775.702	18.040.868	20.383.659	730.876	10.639.673	9.013.110	20.383.659	1.022.672	1.627.597	18.427.832	21.078.101	978.703	10.892.330	9.207.068	21.078.101
- Interligação Elétrica do Madeira S.A.	928.778	6.073.880	14.503	7.017.161	610.022	2.896.130	3.511.009	7.017.161	953.700	5.670.511	15.040	6.639.251	502.940	2.900.780	3.235.531	6.639.251
- Manaus Construtora Ltda.	-	-	-	-	-	-	-	-	61.011	27.710	-	88.721	1.853	47.067	39.801	88.721
- Norte Energia S.A.	1.489.913	845.372	40.823.217	43.158.503	1.678.941	28.705.845	12.773.717	43.158.503	1.796.877	640.385	42.083.938	44.521.200	1.957.228	29.357.442	13.206.531	44.521.200
- Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	136.381	1.094.615	5.126	1.236.122	79.764	313.284	843.074	1.236.122	113.221	1.005.331	2.681	1.121.233	71.093	309.438	740.702	1.121.233
- Vamcruz I Participações S.A.	110.406	-	400.496	510.902	30.627	211.653	268.623	510.902	45.115	53.225	417.738	516.078	56.304	193.034	266.740	516.078
- Companhia Energética SINOP S.A.	192.906	496.154	2.289.342	2.978.402	93.089	1.448.258	1.437.055	2.978.402	260.131	623.109	2.218.623	3.101.863	85.726	1.436.417	1.579.720	3.101.863
<b>Coligada</b>																
- Energética Águas da Pedra S.A.	191.956	25.568	675.701	893.225	115.865	182.570	594.790	893.225	155.175	25.981	631.781	812.937	110.604	191.715	510.618	812.937
<b>Total</b>	<b>3.790.197</b>	<b>10.919.552</b>	<b>62.279.289</b>	<b>76.989.037</b>	<b>3.384.030</b>	<b>44.636.544</b>	<b>28.968.464</b>	<b>76.989.037</b>	<b>4.707.456</b>	<b>10.174.565</b>	<b>64.674.822</b>	<b>79.556.843</b>	<b>3.806.766</b>	<b>45.616.168</b>	<b>30.133.910</b>	<b>79.556.843</b>

Obs.: Data-base das demonstrações financeiras 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.

## DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO

INVESTIDAS	2021								2020							
	Receita Oper. Líquida	Despesa Oper.	Resultado do Serviço	Resultado Financeiro	Resultado Operacional	I. Renda e C. Social	Incentivos Fiscais	Resultado do Exercício	Receita Oper. Líquida	Despesa Oper.	Resultado do Serviço	Resultado Financeiro	Resultado Operacional	I. Renda e C. Social	Incentivos Fiscais	Resultado do Exercício
<b>Controladas</b>																
- Complexo Eólico Pindaí I	12.796	(10.919)	1.877	(58)	1.819	(1.135)	-	684	37.343	(43.794)	(6.451)	(1.020)	(7.471)	(363)	-	(7.834)
- Complexo Eólico Pindaí II	5.759	(3.970)	1.789	96	1.885	(1.246)	-	639	25.726	(17.609)	8.117	363	8.480	(837)	-	7.643
- Complexo Eólico Pindaí III	3.213	(1.894)	1.319	1.049	2.368	(974)	-	1.394	15.223	(9.822)	5.401	46	5.447	(370)	-	5.077
<b>Controladas em conjunto</b>																
- STN – Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	155.917	(24.787)	131.130	(4.627)	126.503	(39.392)	15.573	102.684	179.784	(21.167)	158.617	(1.667)	156.950	(32.740)	17.906	142.116
- Energia Sustentável do Brasil S.A.	2.783.506	(2.272.429)	511.077	(802.193)	(291.116)	97.161	-	(193.955)	2.676.045	(2.357.493)	318.552	(782.908)	(464.356)	155.122	-	(309.234)
- Interligação Elétrica do Madeira S.A.	938.456	(68.909)	869.547	(160.688)	708.859	(162.113)	-	546.746	595.800	(217.085)	378.715	(329.602)	49.113	12	-	49.125
- Manaus Construtora Ltda.	(182)	(640)	(822)	4.086	3.264	(1.028)	-	2.236	7	(832)	(825)	1.604	779	(467)	-	312
- Norte Energia S.A.	4.836.435	(3.312.536)	1.523.899	(2.009.498)	(485.599)	52.786	-	(432.813)	4.402.647	(3.552.688)	849.959	(1.866.059)	(1.016.100)	155.707	-	(860.393)
- Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	186.031	(25.283)	160.748	(9.332)	151.416	(26.830)	7.442	132.028	115.375	(15.391)	99.984	(11.097)	88.887	(13.556)	-	75.331
- Vamcruz I Participações S.A.	61.922	(40.999)	20.923	(14.996)	5.927	(2.844)	-	3.083	58.058	(39.326)	18.732	(20.659)	(1.927)	(2.445)	-	(4.372)
- Companhia Energética SINOP S.A.	279.390	(355.865)	(76.475)	(130.659)	(207.134)	64.469	-	(142.665)	269.647	81.451	351.098	(116.697)	234.401	(54.525)	-	179.876
<b>Coligada</b>																
- Energética Águas da Pedra S.A.	285.804	(35.135)	250.669	(10.777)	239.892	(52.108)	-	187.784	265.599	(106.969)	158.630	(14.984)	143.646	(23.058)	-	120.588
<b>Total</b>	<b>9.549.046</b>	<b>(6.153.366)</b>	<b>3.395.681</b>	<b>(3.137.598)</b>	<b>258.083</b>	<b>(73.254)</b>	<b>23.015</b>	<b>207.844</b>	<b>8.641.254</b>	<b>(6.300.726)</b>	<b>2.340.529</b>	<b>(3.142.680)</b>	<b>(802.152)</b>	<b>182.480</b>	<b>17.906</b>	<b>(601.766)</b>

Obs.: Data-base das demonstrações financeiras 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.



Em 31/12/2021, as SPEs Energia Sustentável do Brasil S.A. E Norte Energia S.A., apresentaram em seus balanços, capital circulante líquido negativo no montante de R\$ 163.787 e R\$ 189.028 respectivamente.

## 18 – 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.

### 18.1 - Imobilizado segregado por atividade

	Taxas médias anuais de depreciação (%)	31/12/2021	31/12/2020
<b>Geração</b>			
Imobilizações em serviço	2,49%	19.260.082	18.380.917
Depreciação acumulada		(11.042.358)	(10.630.990)
Imobilizações em curso		1.304.178	1.098.052
Retificadora MP 579		(6.743.398)	(7.043.284)
Impairment		(257.579)	(367.647)
<b>Total da Geração</b>		<b>2.520.925</b>	<b>1.437.048</b>
<b>Transmissão</b>			
Imobilizações em serviço	3,23%	37.127.914	36.853.073
Depreciação acumulada		(28.328.654)	(27.781.646)
Imobilizações em curso		3.070.537	2.732.338
Retificadora MP 579		(972.619)	(973.309)
Impairment		(418.065)	(833.373)
<b>Total da Transmissão</b>		<b>10.479.113</b>	<b>9.997.083</b>
<b>Administração</b>			
Imobilizações em serviço	6,00%	1.347.990	1.309.965
Depreciação acumulada		(956.043)	(905.985)
Imobilizações em curso		291.586	208.882
<b>Total da Administração</b>		<b>683.533</b>	<b>612.862</b>
<b>Total</b>		<b>13.683.571</b>	<b>12.046.993</b>

**18.2 - Movimentação do Imobilizado**

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
<b>Geração em Serviço</b>									
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)
<b>Total</b>	<b>7.749.927</b>	<b>-</b>	<b>825.207</b>	<b>(61)</b>	<b>1.924</b>	<b>(359.026)</b>	<b>(247)</b>	<b>-</b>	<b>8.217.724</b>
<b>Geração em Curso</b>									
Máquinas e Equipamentos	288.160	142.195	5.244	-	(1.924)	-	-	-	433.675
Outros	809.892	60.883	-	-	-	-	(272)	-	870.503
<b>Total</b>	<b>1.098.052</b>	<b>203.078</b>	<b>5.244</b>	<b>-</b>	<b>(1.924)</b>	<b>-</b>	<b>(272)</b>	<b>-</b>	<b>1.304.178</b>
Retificadora MP 579	(7.043.284)	-	-	-	-	299.886	-	-	(6.743.398)
Impairment	(367.647)	-	(100.428)	-	-	-	-	210.496	(257.579)
<b>Total de Geração</b>	<b>1.437.048</b>	<b>203.078</b>	<b>730.023</b>	<b>(61)</b>	<b>-</b>	<b>(59.140)</b>	<b>(519)</b>	<b>210.496</b>	<b>2.520.925</b>
<b>Transmissão em Serviço</b>									
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)
<b>Total</b>	<b>9.071.427</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(10.623)</b>	<b>314.722</b>	<b>(576.271)</b>	<b>5</b>	<b>-</b>	<b>8.799.260</b>
<b>Transmissão em Curso</b>									
Máquinas e Equipamentos	1.212.115	466.539	-	-	(281.246)	-	-	-	1.397.408
Outros	1.520.223	186.382	-	-	(33.476)	-	-	-	1.673.129
<b>Total</b>	<b>2.732.338</b>	<b>652.921</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(314.722)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>3.070.537</b>
Retificadora MP 579	(973.309)	-	-	-	-	690	-	-	(972.619)
Impairment	(833.373)	-	-	-	-	-	-	415.308	(418.065)
<b>Total de Transmissão</b>	<b>9.997.083</b>	<b>652.921</b>	<b>-</b>	<b>(10.623)</b>	<b>-</b>	<b>(575.581)</b>	<b>5</b>	<b>415.308</b>	<b>10.479.113</b>
<b>Administração em Serviço</b>									
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)
<b>Total</b>	<b>403.980</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(187)</b>	<b>41.526</b>	<b>(53.303)</b>	<b>(69)</b>	<b>-</b>	<b>391.947</b>
<b>Administração em Curso</b>									
Máquinas e Equipamentos	13.945	104.421	-	-	(35.297)	-	-	-	83.069
Outros	194.937	22.381	-	-	(6.229)	-	(2.572)	-	208.517
<b>Total</b>	<b>208.882</b>	<b>126.802</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(41.526)</b>	<b>-</b>	<b>(2.572)</b>	<b>-</b>	<b>291.586</b>
<b>Total da Administração</b>	<b>612.862</b>	<b>126.802</b>	<b>-</b>	<b>(187)</b>	<b>-</b>	<b>(53.303)</b>	<b>(2.641)</b>	<b>-</b>	<b>683.533</b>
<b>Total do Imobilizado</b>	<b>12.046.993</b>	<b>982.801</b>	<b>730.023</b>	<b>(10.871)</b>	<b>-</b>	<b>(688.024)</b>	<b>(3.155)</b>	<b>625.804</b>	<b>13.683.571</b>

Ativo Imobilizado - R\$ Mil	Valor em 31/12/2019	Adições	Adições (Als)	Baixas	Transferências	Depreciação	Transferências entre Contas	Provisão	Valor em 31/12/2020
<b>Geração em Serviço</b>									
Intangível	2.900	-	-	-	-	-	-	-	2.900
Terrenos	1.855.773	-	-	-	-	-	-	-	1.855.773
Reservatórios, Barragens e Adutoras	10.329.405	-	-	-	-	-	(79.620)	-	10.249.785
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	2.010.650	-	-	-	-	-	-	-	2.010.650
Máquinas e Equipamentos	4.873.541	-	-	(613.151)	14	-	-	-	4.260.404
Veículos	65	-	-	-	-	-	-	-	65
Móveis e Utensílios	1.340	-	-	-	-	-	-	-	1.340
Depreciação	(10.655.175)	-	-	381.147	-	(356.962)	-	-	(10.630.990)
<b>Total</b>	<b>8.418.499</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(232.004)</b>	<b>14</b>	<b>(356.962)</b>	<b>(79.620)</b>	<b>-</b>	<b>7.749.927</b>
<b>Geração em Curso</b>									
Máquinas e Equipamentos	216.388	71.786	-	-	(14)	-	-	-	288.160
Outros	690.616	39.656	-	-	-	-	79.620	-	809.892
<b>Total</b>	<b>907.004</b>	<b>111.442</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(14)</b>	<b>-</b>	<b>79.620</b>	<b>-</b>	<b>1.098.052</b>
<b>Retificadora MP 579</b>	<b>(7.344.552)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>301.268</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(7.043.284)</b>
<b>Impairment</b>	<b>(586.417)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>218.770</b>	<b>(367.647)</b>
<b>Total de Geração</b>	<b>1.394.534</b>	<b>111.442</b>	<b>-</b>	<b>(232.004)</b>	<b>-</b>	<b>(55.694)</b>	<b>-</b>	<b>218.770</b>	<b>1.437.048</b>
<b>Transmissão em Serviço</b>									
Intangível	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Terrenos	26.963	-	-	-	-	-	-	-	26.963
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	659.592	-	-	-	6.647	-	-	-	666.239
Máquinas e Equipamentos	35.579.014	-	355.358	(11.306)	169.604	-	63.905	-	36.156.575
Veículos	96	-	-	-	-	-	-	-	96
Móveis e Utensílios	3.061	-	-	-	139	-	-	-	3.200
Depreciação	(26.777.648)	-	(76.663)	10.459	-	(841.421)	(96.373)	-	(27.781.646)
<b>Total</b>	<b>9.491.078</b>	<b>-</b>	<b>278.695</b>	<b>(847)</b>	<b>176.390</b>	<b>(841.421)</b>	<b>(32.468)</b>	<b>-</b>	<b>9.071.427</b>
<b>Transmissão em Curso</b>									
Máquinas e Equipamentos	998.827	378.682	10.996	-	(176.390)	-	-	-	1.212.115
Outros	1.507.496	12.727	-	-	-	-	-	-	1.520.223
<b>Total</b>	<b>2.506.323</b>	<b>391.409</b>	<b>10.996</b>	<b>-</b>	<b>(176.390)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2.732.338</b>
<b>Retificadora MP 579</b>	<b>(1.017.936)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>44.627</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(973.309)</b>
<b>Impairment</b>	<b>(1.253.791)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>115.944</b>	<b>304.474</b>	<b>(833.373)</b>
<b>Total de Transmissão</b>	<b>9.725.674</b>	<b>391.409</b>	<b>289.691</b>	<b>(847)</b>	<b>-</b>	<b>(796.794)</b>	<b>83.476</b>	<b>304.474</b>	<b>9.997.083</b>
<b>Administração em Serviço</b>									
Intangível	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Terrenos	18.625	-	-	-	-	-	-	-	18.625
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	264.403	-	-	-	-	-	-	-	264.403
Máquinas e Equipamentos	844.945	-	238	(405)	53.606	-	-	-	898.384
Veículos	82.413	-	-	(4.553)	12.639	-	-	-	90.499
Móveis e Utensílios	29.997	-	-	(302)	8.245	-	-	-	37.940
Outros	114	-	-	-	-	-	-	-	114
Depreciação	(865.547)	-	(169)	5.151	-	(45.420)	-	-	(905.985)
<b>Total</b>	<b>374.950</b>	<b>-</b>	<b>69</b>	<b>(109)</b>	<b>74.490</b>	<b>(45.420)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>403.980</b>
<b>Administração em Curso</b>									
Máquinas e Equipamentos	21.314	67.121	-	-	(74.490)	-	-	-	13.945
Outros	209.084	1.998	-	-	-	-	(16.145)	-	194.937
<b>Total</b>	<b>230.398</b>	<b>69.119</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(74.490)</b>	<b>-</b>	<b>(16.145)</b>	<b>-</b>	<b>208.882</b>
<b>Total da Administração</b>	<b>605.348</b>	<b>69.119</b>	<b>69</b>	<b>(109)</b>	<b>-</b>	<b>(45.420)</b>	<b>(16.145)</b>	<b>-</b>	<b>612.862</b>
<b>Total do Imobilizado</b>	<b>11.725.556</b>	<b>571.970</b>	<b>289.760</b>	<b>(232.960)</b>	<b>-</b>	<b>(897.908)</b>	<b>67.331</b>	<b>523.244</b>	<b>12.046.993</b>

### 18.3 - 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:

<b>Taxas anuais de depreciação</b>	
(%)	
<b>Geração</b>	
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
<b>Transmissão</b>	
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
<b>Administração central</b>	
Edificação	3,3
Sistema de Radiocomunicação	6,7
Veículos	14,3
Equipamento Geral	6,3

	Taxas anuais médias de depreciação (%)	2021		2020	
		Bruto	Depreciação e Amortização Acumulada	Valor líquido	Valor líquido
<b>Em serviço</b>					
Geração					
Custo histórico	2,49	19.260.082	(11.042.358)	8.217.724	7.749.927
Transmissão					
Custo histórico	3,23	37.127.914	(28.328.654)	8.799.260	9.071.427
Administração					
Custo histórico	6,00	1.347.990	(956.043)	391.947	403.980
		<b>57.735.986</b>	<b>(40.327.055)</b>	<b>17.408.931</b>	<b>17.225.334</b>
<b>Em curso</b>					
Geração		1.304.178	-	1.304.178	1.098.052
Transmissão		3.070.537	-	3.070.537	2.732.338
Administração		291.586	-	291.586	208.882
		<b>4.666.301</b>	<b>-</b>	<b>4.666.301</b>	<b>4.039.272</b>
<b>Retificadora MP 579</b>					
Geração		(6.743.398)	-	(6.743.398)	(7.043.284)
Transmissão		(972.619)	-	(972.619)	(973.309)
		<b>(7.716.017)</b>	<b>-</b>	<b>(7.716.017)</b>	<b>(8.016.593)</b>
<b>Impairment</b>					
Geração		(257.579)	-	(257.579)	(367.647)
Transmissão		(418.065)	-	(418.065)	(833.373)
		<b>(675.644)</b>	<b>-</b>	<b>(675.644)</b>	<b>(1.201.020)</b>
<b>Total</b>		<b>54.010.626</b>	<b>(40.327.055)</b>	<b>13.683.571</b>	<b>12.046.993</b>

#### 18.4 – 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	-	-
Reservatórios, Barragens e Adutoras	23.338	23.338
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	47.953	47.953
Máquinas e Equipamentos	780.935	780.935
Veículos	28.638	28.638
Móveis e Utensílios	2.339	2.339
A ratear	28.276	28.276
Material em depósito	52.594	52.594
Adiantamentos a fornecedores	18.319	18.319
Outros	409	409
<b>Total das Adições</b>	<b>982.801</b>	<b>982.801</b>

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

	Descrição do bem	em R\$ mil
1.	TRANSFORMADOR DE FORÇA	96.766
2.	EQUIPAMENTO GERAL	53.481
3.	DISJUNTOR	42.350
4.	ESTRUTURA SUPORTE DE EQUIPAMENTO E BARRAMENTO	29.980
5.	VEÍCULOS	24.910
6.	EQUIPAMENTO GERAL DE INFORMÁTICA	21.022
7.	REATOR (OU RESISTOR)	18.481
8.	SISTEMA DE MEDIÇÃO, AUTOMAÇÃO E PROTEÇÃO	17.830
9.	TRANSFORMADOR DE MEDIDA	14.283
10.	PAINEL, MESA DE COMANDO E CUBICULO	13.385

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

	Descrição do bem	em R\$ mil
1.	DISJUNTOR	16.155
2.	TRANSFORMADOR DE MEDIDA	7.975
3.	TRANSFORMADOR DE FORÇA	7.969
4.	PÁRA-RAIOS	3.697
5.	CHAVE	2.369
6.	EQUIPAMENTO GERAL DE INFORMÁTICA	1.750
7.	CONDUTOR	967
8.	REATOR (OU RESISTOR)	894
9.	EQUIPAMENTO GERAL	853
10.	ESTRUTURA	734

#### 18.5 – Teste de recuperabilidade de ativos - Impairment

A Diretoria da Companhia avaliou em 31 de dezembro de 2021 e fará anualmente, ou sempre que alguma circunstância assim determinar, a recuperabilidade dos ativos de longa duração, principalmente o Imobilizado mantido e utilizado nas suas operações, com o objetivo de identificar eventuais deteriorações desses ativos ou grupos de ativos, que levem à sua não recuperação plena, em consonância com o Pronunciamento Técnico CPC 01(R1) – redução ao valor recuperável de ativos.

No processo de avaliação são identificadas as circunstâncias que possam exigir a aplicação de testes de recuperabilidade dos ativos a fim de ser determinado o montante de eventuais perdas, tomando como unidade geradora de caixa para a atividade de geração, cada usina, dada as características operacionais de gestão e operação da Companhia.

O montante recuperável é o maior valor entre o valor justo menos os custos na venda ou o valor em uso. Na avaliação do valor em uso, os fluxos de caixa futuros estimados são descontados a valor presente pela taxa de desconto que reflita uma avaliação atual de mercado do valor da moeda no tempo e os riscos específicos do ativo para o qual a estimativa de fluxos de caixa futuros não foi ajustada.

Se o montante recuperável de um ativo, ou unidade geradora de caixa, calculado for menor que seu valor contábil, o valor contábil do ativo, ou unidade geradora de caixa, é reduzido ao seu valor recuperável, com a perda por redução ao valor recuperável reconhecida no resultado.

A Diretoria da Companhia, amparada em seus contratos de concessão e nas regras aplicadas para indenização de ativos definidas pela Medida Provisória nº 579/2012, convertida na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, considerou a reversão do ativo líquido residual ao final da concessão do serviço público de energia elétrica, tomando por base o menor valor entre valor contábil residual e o Valor Novo de Reposição. Considerou, também, a depreciação levando em consideração o tempo de vida útil dos bens e não o prazo da concessão, tendo em vista a condição de indenização prevista nos contratos.

Neste período, a Companhia realizou teste de *impairment*, para suas unidades geradoras de caixa, utilizando o critério do fluxo de caixa descontado a uma taxa de 4,70% (6,11%, em 2020) [5,23% (6,75%, em 2020) para o período de fruição de benefício fiscal] para os empreendimentos de geração não renovados, e 4,68% (6,11%, em 2020) [5,20% (4,36%, em 2020) para o período de fruição de benefício fiscal] para o segmento de geração renovado e de transmissão.

A partir deste teste a Companhia reconheceu no seu resultado uma reversão de provisão para perdas relativa ao valor não recuperável dos ativos de geração e transmissão no montante de R\$ 625.804 (reversão de provisão de R\$ 523.244, em 2020), conforme demonstrado abaixo:

UGC - Impairment	Ano do fim da concessão	Ativo Imobilizado (na data do teste)	Valor em uso	Taxa de Desconto	Efeito no resultado	
					Impairment em 2021	Impairment em 2020
<b>Geração</b>						
				-		-
Casa Nova A	2036	190.301	111.760	4,70%	35.184	53.130
Casa Nova II	2036	137.648	159.189	4,70%	49.154	(32.662)
Casa Nova III	2036	128.183	167.684	4,70%	25.730	(25.730)
UEE Complexo Pindaí I	2049	500.533	559.564	4,70%	99.263	-
UEE Complexo Pindaí II	2049	173.333	256.198	4,70%	1.014	-
UEE Complexo Pindaí III	2049	106.761	146.763	4,70%	151	-
UTE Camaçari	2027	-	-	-	-	224.032
		<b>1.236.759</b>	<b>1.401.158</b>		<b>210.496</b>	<b>218.770</b>
<b>Transmissão</b>						
Contrato nº 061/2001	2042	7.265.926	16.418.918	4,68%	-	367.225
Demais contratos de transmis	Até 2042	3.581.207	3.605.612	4,68%	415.308	(62.751)
		<b>10.847.133</b>	<b>20.024.530</b>		<b>415.308</b>	<b>304.474</b>
<b>Total</b>		<b>12.083.892</b>	<b>21.425.688</b>		<b>625.804</b>	<b>523.244</b>

As reversões de Impairment foram motivadas primordialmente pela redução de aproximadamente 1,5 ponto percentual no custo de capital adotado para desconto dos fluxos de resultados futuros. Além disso, as receitas variáveis dos empreendimentos eólicos, decorrentes das aplicações das regras de comercialização, foram afetadas pelas novas projeções dos Preços de Liquidação das Diferenças - PLD, como também pela consideração de receitas adicionais pela geração de energia excedente.

**19– INTANGÍVEL**
**19.1 - Intangível segregado por natureza e atividade**

	Taxas médias anuais de amortização (%)	Custo	31/12/2021		31/12/2020
			Amortização acumulada	Valor líquido	Valor líquido
<b>Em serviço</b>					
Geração	20,00%	300.114	(2.909)	297.205	-
Transmissão		550.643	-	550.643	548.879
Administração	20,00%	126.820	(113.797)	13.023	18.388
		<b>977.577</b>	<b>(116.706)</b>	<b>860.871</b>	<b>567.267</b>
<b>Em curso</b>					
Geração		37.991	-	37.991	35.352
Transmissão		223.564	-	223.564	198.171
Administração		165.585	-	165.585	112.437
		<b>427.140</b>	<b>-</b>	<b>427.140</b>	<b>345.960</b>
<b>Total</b>		<b>1.404.717</b>	<b>(116.706)</b>	<b>1.288.011</b>	<b>913.227</b>

**19.2 - Movimentação do Intangível**

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

Intangível - R\$ Mil	Valor em 31/12/2019	Adições	Transferências Curso Serviço	Amortização	Transferências entre Contas	Valor em 31/12/2020
<b>Geração em Curso</b>						
Servidões	35.269	83	-	-	-	35.352
	35.269	83	-	-	-	35.352
<b>Transmissão em Serviço</b>						
Servidões	544.922	-	3.957	-	-	548.879
	544.922	-	3.957	-	-	548.879
<b>Transmissão em Curso</b>						
Softwares	223.237	9.612	(3.957)	-	(30.721)	198.171
	223.237	9.612	(3.957)	-	(30.721)	198.171
<b>Administração em Serviço</b>						
Softwares	125.307	-	-	-	2.136	127.443
Amortização	(104.468)	-	-	(4.587)	-	(109.055)
	20.839	-	-	(4.587)	2.136	18.388
<b>Administração em Curso</b>						
Softwares	80.926	31.511	-	-	-	112.437
	80.926	31.511	-	-	-	112.437
<b>Total do Intangível</b>	<b>905.193</b>	<b>41.206</b>	<b>-</b>	<b>(4.587)</b>	<b>(28.585)</b>	<b>913.227</b>

## 20 - FORNECEDORES

O saldo da conta Fornecedores apresenta a seguinte composição:

	31/12/2021	31/12/2020
Energia elétrica comprada	65.766	63.356
Materiais e serviços	332.617	285.254
Encargos de uso da rede elétrica:		
Eletronorte	4.876	6.007
Eletrosul	2.961	3.072
Furnas	6.246	10.223
Outros	48.145	36.269
<b>Total</b>	<b>460.611</b>	<b>404.181</b>

## 21 – TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS

### • Tributos a recolher

A Companhia apresenta nos Passivos Circulante e Não Circulante tributos e contribuições a pagar assim distribuídos:

	31/12/2021	31/12/2020
<b>Circulante</b>		
IRPJ - retenção	2.877	8.965
CSLL - retenção	7.537	4.989
Cofins	67.184	52.404
ICMS	811	12.392
INSS	26.378	24.908
PIS/Pasep	11.586	11.377
IRRF	23.966	25.429
FGTS	5.887	391
Outros	9.613	8.543
<b>Total</b>	<b>155.839</b>	<b>149.398</b>



## 22– FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS

As principais informações a respeito dos financiamentos e empréstimos da Companhia estão demonstradas a seguir:

### 22.1 - Composição:

	31/12/2021					31/12/2020				
	Circulante			Não circulante Principal	Total	Circulante			Não circulante Principal	Total
	Encargos	Principal	Total			Encargos	Principal	Total		
<b>Instituições financeiras</b>										
Banco do Nordeste	3.428	28.184	31.612	517.913	549.525	-	28.495	28.495	423.610	452.105
Caixa Econômica Federal	-	-	-	-	-	67	37.500	37.567	-	37.567
BNDES	1.078	70.502	71.580	261.456	333.036	1.169	70.502	71.671	331.957	403.628
SAFRA	31.185	50.629	81.814	69.352	151.166	31.694	58.606	90.300	119.981	210.281
<b>Total</b>	<b>35.691</b>	<b>149.315</b>	<b>185.006</b>	<b>848.721</b>	<b>1.033.727</b>	<b>32.930</b>	<b>195.103</b>	<b>228.033</b>	<b>875.548</b>	<b>1.103.581</b>

- **Banco do Nordeste**

O saldo de R\$ 549.525, com o Banco do Nordeste é composto pelos contratos discriminados abaixo:

- Contrato de Financiamento Nº 44.2017.10631.6994

Em julho de 2017 foi contratado junto ao Banco do Nordeste financiamento no valor de R\$ 158.420, com recursos do Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste (FNE), voltado às Usinas Eólicas Casa Nova II e III. O valor total desembolsado foi de R\$ 157.132, no qual incidem juros devidos à taxa efetiva de 10,14% a.a. (com bônus de adimplência de 15%). Este contrato será amortizado em 132 (cento e trinta e duas) parcelas mensais e está garantido por cessão fiduciária de conta-reserva, vinculação e centralização de recebíveis, cessão fiduciária e vinculação de direitos creditórios. O saldo de principal e encargos atual deste contrato é de R\$ 155.676.

- Contrato de Financiamento Nº 44.2018.10411.9120

Em 2018 foi contratado junto ao Banco do Nordeste financiamento de R\$ 155.000, voltado para reforços e melhorias de transmissão, com recursos do Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste (FNE). Em novembro de 2019 ocorreu o primeiro desembolso, no valor de R\$ 73.200 e, em setembro de 2020, o segundo, no valor de R\$ 48.551. Restando um saldo a desembolsar de R\$ 34.066.

Do valor contratado, R\$ 115.799 (desembolsados R\$ 90.879) são vinculados aos empreendimentos situados em municípios classificados como prioritários pelo Banco; e R\$ 40.019 (desembolsados R\$ 30.872), para empreendimentos situados em outros municípios.

As taxas destes montantes também são classificadas conforme a localização dos municípios sendo, respectivamente, 2,7382% a.a. (municípios prioritários) e 3,3467% a.a. para os demais, ambas com bônus de adimplência de 15% e multiplicadas pelo Fator de Atualização Monetária (FAM), conforme metodologia definida no art. 2º da Resolução CMN nº 4.622, de 02 de janeiro de 2018.

Este contrato será amortizado em 132 (cento e trinta e duas) parcelas mensais e está garantido por cessão fiduciária de conta-reserva, vinculação e centralização de recebíveis, cessão fiduciária e vinculação de direitos creditórios. O saldo de principal e encargos atual deste contrato é de R\$ 117.563.

- Contrato de Financiamento Nº 44.2020.1760.20650

Em 2020 foi contratado junto ao Banco do Nordeste financiamento de R\$ 263.116, voltado para reforços e melhorias de transmissão, com recursos do Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste (FNE). Em junho de 2021, ocorreu o primeiro desembolso, no valor de R\$ 23.456; em setembro de 2021, mais um desembolso de R\$ 13.314; em novembro de 2021, outro de R\$ 79,589; e, em dezembro de 2021, R\$ 6.281.

Do valor contratado, R\$ 91.718 (desembolsados R\$ 32.796) são vinculados aos empreendimentos situados em municípios classificados como prioritários pelo Banco; e R\$ 171.398 (desembolsados R\$ 89.843), para empreendimentos situados em outros municípios.

As taxas destes montantes também são classificadas conforme a localização dos municípios sendo, respectivamente, 1,5299% a.a. (municípios prioritários) e 1,8698% a.a. para os demais, ambas com bônus

de adimplência de 15% e multiplicadas pelo Fator de Atualização Monetária (FAM), conforme metodologia definida no art. 2º da Resolução CMN nº 4.622, de 02 de janeiro de 2018.

Este contrato será amortizado em 132 (cento e trinta e duas) parcelas mensais e está garantido por cessão fiduciária de conta-reserva, vinculação e centralização de recebíveis, cessão fiduciária e vinculação de direitos creditórios. O saldo de principal e encargos atual deste contrato é de R\$ 125.464.

- Contratos de Financiamento Nº 44.2010.3284.4926 e Nº 44.2012.3697.7181

Com a incorporação da Sociedade de Propósito Específico – SPE Transmissora Delmiro Gouveia S.A. – TDG, a Chesf assumiu as dívidas da empresa referentes aos dois contratos de financiamento celebrados junto ao BNB. Para o contrato Nº 44.2010.3284.4926 que se encerra em maio de 2031, o saldo de principal e juros é de R\$ 48.224 e incidem juros de 9,5% a.a. com bônus de adimplência de 15% e 25%. Para o contrato Nº 44.2012.3697.7181, cujo prazo final é em outubro de 2032, o saldo é de R\$ 102.598 e incidem juros de 2,94% a.a. com bônus de adimplência de 15%. Estes financiamentos possuem garantia fundo de liquidez em conta-reserva, penhor em segundo grau de direitos emergentes e cessão de direitos creditórios.

Alguns dos motivos de vencimento antecipado da dívida, independentemente de aviso extrajudicial ou interpelação judicial:

- a) Deixar de cumprir qualquer obrigação estabelecida neste instrumento de crédito, salvo por exigência legal;
- b) Vier a ser declarada impedida, por normas do Banco Central do Brasil, de participar de operações de crédito, especialmente através de políticas de contingenciamento de crédito para o setor público indireto;
- c) Contratar com outra instituição financeira financiamento para cobertura de itens previstos no orçamento constante neste instrumento de crédito, ou a ele anexo, para financiamento pelo banco;
- d) Incluir em acordo societário ou no estatuto social da creditada, ou da empresa que a controla, dispositivo que importe em restrições ou prejuízo à capacidade de pagamento das obrigações financeiras decorrentes desta operação de crédito;
- e) Não efetuar, num prazo máximo de 30 (trinta) dias, a contar da data da ocorrência, a cobertura de quaisquer insuficiências de recursos na conta reserva no banco, observados os termos da cláusula décima quarta - garantias - item "b" deste instrumento;
- f) Gerar insuficiências na conta reserva, ainda que cobertas dentro do prazo previsto no item "e" retro, em patamares superiores a 03 (três) ocorrências, a cada período de 12 (doze) meses;
- g) Pedir recuperação judicial ou extrajudicial, ou for decretada a sua falência, ou tiver contra si formulação de pedido de liquidação ou decretação de intervenção.

As cláusulas de vencimento antecipado estabelecidas nos contratos de financiamentos e empréstimos estão sendo cumpridas pela Companhia.

- **Caixa Econômica Federal**

O empréstimo junto à Caixa Econômica Federal, contratado em 2016 e destinado à constituição de capital de giro, foi quitado no mês de setembro de 2021.

O contrato previa juros de 140% da taxa média diária do CDI, com amortização em 60 meses, sendo: carência de 12 meses, com pagamento mensal dos juros; e amortização em 48 meses, com pagamento mensal de parcela de juros e amortização.

O contrato foi garantido por aval corporativo da Eletrobras e adicionalmente pela Cessão Fiduciária de Direitos Creditórios da totalidade das Receitas Anuais de Geração – RAG das Usinas do Complexo de Paulo Afonso, Usina de Funil e Usina da Pedra, durante o prazo da operação.

- **BNDES**

O saldo de principal e encargos é de R\$ 333.036 (R\$ 403.628, em 2020). Deste saldo, R\$ 262.792 (R\$ 297.736, em 2020) referem-se a créditos oriundos do FINEM no qual incidem juros de 3,28% a.a. acima da TJLP, pagos mensalmente para os subcréditos A e B do contrato 1148.1 e subcrédito A do contrato 1149.1. A outra parte do saldo no montante de R\$ 67.671 (R\$ 102.978, em 2020) refere-se à créditos da linha FINAME aonde incidem juros de 3,5% a.a., pagos mensalmente para o subcrédito C do contrato 1148.1 e subcrédito B do contrato 1149.1. Por fim, para o saldo de R\$ 2.573 referente ao subcrédito social, cujo primeiro desembolso ocorreu em 2019, incide juros atrelados apenas à TJLP a.a., pagos mensalmente para o subcrédito D do contrato 1148.1

e subcrédito C do contrato 1149.1. Os Contratos foram firmados em 2013, com liberações de recursos a partir de 2015, após a redefinição das garantias a serem prestadas pela Companhia em favor do banco.

Os financiamentos junto ao BNDES destinam-se a implantação das obras de ampliação, reforços, melhorias e modernização da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional, sob responsabilidade da Companhia, para implantação de projetos e programas de Investimentos Sociais de Empresas (ISE), bem como para aquisição de máquinas e equipamentos nacionais que se enquadrem nos critérios da Agência Especial de Financiamento Industrial – Finame, tendo como garantias a cessão fiduciária dos direitos creditórios da Receita Anual de Geração - RAG, a que a beneficiária tem direito pela disponibilização da Garantia Física e de Potência das Usinas Hidroelétricas Luiz Gonzaga (Itaparica), Boa Esperança (Castelo Branco) e Xingó, e Fiança da Eletrobras.

O aporte mais recente ocorreu em 26/12/2019, quando a Companhia recebeu R\$ 3.000 referentes à linha de crédito social. O recurso tem sido utilizado na implementação do Projeto Lagos do São Francisco, por meio de um Convênio celebrado com a EMBRAPA Semiárido, a qual desempenha o papel de executora do referido programa.

Estes financiamentos serão amortizados em até 168 parcelas mensais e sucessivas, vencendo a primeira na data na formalização do aditivo aos respectivos contratos e a última no dia 15/06/2029.

O BNDES poderá declarar vencido antecipadamente a dívida, com a exigibilidade e imediata sustação de qualquer desembolso, se, além das hipóteses previstas nos artigos 39 e 40 das "DISPOSIÇÕES APLICÁVEIS AOS CONTRATOS DO BNDES", a que se refere a Cláusula Décima Primeira, inciso I, forem comprovados pelo BNDES:

- a) a redução do quadro de pessoal da BENEFICIÁRIA sem atendimento ao disposto no inciso IV da Cláusula Décima Primeira;
- b) a inclusão em acordo societário, estatuto ou contrato social da BENEFICIÁRIA, ou das empresas que a controlam, de dispositivo que importe em restrições ou prejuízo à capacidade de pagamento das obrigações financeiras decorrentes desta operação;
- c) o descumprimento de qualquer obrigação prevista no presente Contrato, no "Contrato de Garantia" referido na Cláusula Nona ou no "Contrato de Administração de Contas e Outras Avenças" referido no inciso XXVIII da Cláusula Décima Primeira;
- d) a falsidade da declaração firmada pela BENEFICIÁRIA na Cláusula Oitava (Garantia da Operação) que negava a existência de gravames sobre os direitos creditórios oferecidos ao BNDES;
- e) a constituição sem a prévia autorização do BNDES, de penhor ou gravame sobre os direitos creditórios dados em garantia ao BNDES na Cláusula Oitava (Garantia da Operação); ou
- f) o descumprimento de qualquer obrigação prevista no presente CONTRATO e no CONTRATO de Cessão Fiduciária de Direitos, Administração de Contas e Outras Avenças mencionado no caput da Cláusula Oitava (Garantia da Operação);
- g) aplicação dos recursos concedidos por este Contrato em finalidade diversa da prevista na Cláusula Primeira (Natureza, Valor e Finalidade do Contrato).

As cláusulas de vencimento antecipado estabelecidas nos contratos de financiamentos e empréstimos estão sendo cumpridas pela Companhia.

- **Banco Safra**

Saldo de R\$ 151.166 (R\$ 210.517, em 2020) referente à Cédula de Crédito Bancário – CCB contratada junto ao Banco Safra S.A., com juros de CDI + 2,49% ao ano.

Empréstimo contratado em agosto de 2018 no montante de R\$ 200.000, com juros de CDI + 2,49% ao ano, prazo de 72 (setenta e dois) meses, sendo 24 (vinte e quatro) meses de carência do principal e dos juros, destinado ao financiamento do capital de giro da Companhia, garantido pela cessão fiduciária de recebíveis de Contratos de Compra e Venda de Energia - CCVEs.

Alguns dos motivos de vencimento antecipado da dívida, independentemente de aviso extrajudicial ou interpelação judicial:

- a) Se ocorrer qualquer uma das causas cogitadas nos artigos 333 e 1425 do Código Civil Brasileiro.
- b) Se não realizarem, na respectiva data de vencimento, qualquer pagamento de sua responsabilidade, decorrente da presente Cédula.

- c) Se tiver(em) sua falência, insolvência civil (concurso de credores), recuperação judicial ou extrajudicial requerida(s), deferida(s) ou decretada(s).
- d) Se qualquer autorização governamental necessária ao cumprimento de qualquer obrigação decorrente desta Cédula for suspensa ou revogada.
- e) Se, sem o expresse consentimento do SAFRA sofrer(em), durante a vigência desta Cédula, qualquer operação de transformação, incorporação, fusão ou cisão, ou qualquer outro tipo de reorganização ou transformação societária.

As cláusulas de vencimento antecipado estabelecidas nos contratos de financiamentos e empréstimos estão sendo cumpridas pela Companhia.

## 22.2 - Composição dos financiamentos e empréstimos por indexador:

	31/12/2021	31/12/2020
IPCA	243.028	126.997
CDI	151.166	247.848
TJLP	265.364	300.651
Sem indexador	374.170	428.085
<b>Total</b>	<b>1.033.727</b>	<b>1.103.581</b>
Principal	998.036	1.070.651
Encargos	35.691	32.930
<b>Total</b>	<b>1.033.727</b>	<b>1.103.581</b>

## 22.3 – Vencimentos das parcelas do passivo não circulante

O valor principal dos financiamentos e empréstimos a longo prazo, no montante de R\$ 848.721 (R\$ 875.548, em 2020), tem seus vencimentos assim programados:

	31/12/2021	31/12/2020
2022	-	152.013
2023	152.673	144.263
2024	106.721	96.511
Após 2024	589.327	482.761
<b>Total Não Circulante</b>	<b>848.721</b>	<b>875.548</b>

## 22.4 - Mutação dos financiamentos e empréstimos

	Circulante			Não Circulante
	Encargos	Principal	Total	Principal
<b>Saldo em 31/12/2019</b>	<b>28.294</b>	<b>183.806</b>	<b>212.100</b>	<b>815.698</b>
Ingressos	-	-	-	48.551
Incorporação - SPE	-	-	-	151.957
Encargos transferidos para longo prazo	-	-	-	33.183
Provisão de Encargos	69.568	-	<b>69.568</b>	-
Transferências	-	173.841	<b>173.841</b>	(173.841)
Amortizações/pagamentos	(64.932)	(162.544)	<b>(227.476)</b>	-
<b>Saldo em 31/12/2020</b>	<b>32.930</b>	<b>195.103</b>	<b>228.033</b>	<b>875.548</b>
Ingressos	-	-	-	122.640
Provisão de Encargos	88.292	-	<b>88.292</b>	-
Transferências	-	149.467	<b>149.467</b>	(149.467)
Amortizações/pagamentos	(85.531)	(195.255)	<b>(280.786)</b>	-
<b>Saldo em 31/12/2021</b>	<b>35.691</b>	<b>149.315</b>	<b>185.006</b>	<b>848.721</b>

## 22.5 – Garantias

A Companhia participa, sem custo ou recebimento de remuneração, na qualidade de interveniente garantidora de diversos empreendimentos cujos montantes garantidos, projeções e valores já pagos estão demonstrados abaixo:

Empresa	Banco Financiador	Modalidade	Participação na Investida	Valor do Financiamento (Quota parte da Companhia) (*)	Saldo Devedor em 31/12/2021 (*)	Projeção do Saldo Devedor			Término da Garantia
						2022	2023	Após 2024	
UHE Sinop	Debêntures	SPE	24,5%	57.820	72.836	74.552	73.848	71.378	15/06/2032
<b>Total</b>				<b>57.820</b>	<b>72.836</b>	<b>74.552</b>	<b>73.848</b>	<b>71.378</b>	

(\*) Valor do Financiamento contratado considerando o percentual de participação da Chesf na SPE.

## 23 – DEBÊNTURES

	Taxa de Juros	Vencimento	31/12/2021		31/12/2020	
			Circulante	Não Circulante	Circulante	Não Circulante
Debêntures	IPCA + 7,0291% a.a.	15/01/2029	14.474	141.445	11.224	137.991

Corresponde a emissão de 168.000 debêntures, simples, Série Única, no valor unitário de R\$ 1.000,00, tendo sido totalmente integralizadas, com vencimento em 15/01/2029. Os recursos líquidos captados deverão ser aplicados nos projetos da controlada, objetos da Portaria nº 144 de 29/04/2016, e Portaria nº 18, de 02/02/2017, ambas do Ministério de Minas e Energia, nos termos do artigo 2º, parágrafo 1º, da Lei nº 12.431, do Decreto nº 8.874, e da Resolução do Conselho Monetário Nacional nº 3.947, de 27/01/2011.

Alguns dos motivos de vencimento antecipado são:

- Não pagamento, pela Emissora, do Valor Nominal Atualizado das Debêntures, dos Juros Remuneratórios ou de quaisquer outras obrigações pecuniárias devidas aos Debenturistas, sem que tal descumprimento seja sanado no prazo de até 2 (dois) dias úteis contado do respectivo vencimento;
- Extinção, encerramento das atividades, liquidação, dissolução, ou a decretação de falência da Emissora, bem como o requerimento de autofalência formulado pela Emissora, ou o requerimento de falência relativo à Emissora formulado por terceiros, desde que não tenha sido elidido no prazo legal;
- Extinção da concessão para executar os Projetos objeto do Contrato de Concessão bem como perda definitiva da concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica, prestado mediante a operação e manutenção de instalações de transmissão localizadas nos Estados do Rio Grande do Norte e da Paraíba, objeto do Contrato de Concessão;
- Transformação da Emissora em outro tipo societário;
- Pedido de recuperação judicial ou extrajudicial formulado pela Emissora, independentemente do deferimento ou não pelo juízo;
- Redução do capital social da Emissora, sem a prévia aprovação de Debenturistas, reunidos em Assembleia Geral de Debenturistas, titulares de, no mínimo: (a) 2/3 (dois terços) das Debêntures em Circulação; ou (b) maioria das Debêntures em Circulação, no caso do item “b” somente enquanto Índice de Capital Próprio, definido pela relação “Patrimônio Líquido”/“Ativo Total” da Emissora for igual ou superior a 30% (trinta por cento);
- Não atendimento, pela Emissora, por 2 (dois) anos seguidos ou 3 (três) anos intercalados, do ICSD mínimo de 1,2 (um inteiro e dois décimos), independentemente da realização de depósitos na Conta Complementação do ICSD (conforme definido abaixo) em cada um dos exercícios. O ICSD deverá ser apurado anualmente, com base nas demonstrações financeiras anuais consolidadas e auditadas referentes ao ano civil anterior.

Para assegurar o cumprimento de todas as obrigações inerentes ao processo de emissão das debêntures foram outorgados em 31/03/2017 Contratos de Garantia:

- Contrato de Cessão Fiduciária, onde a Companhia oferece todos os direitos creditórios presentes e futuros, em decorrência do seu Contrato de Concessão nº 008/2011.
- Contrato de Alienação Fiduciária, onde a Companhia oferece todas as ações representativas do seu capital social de titularidade das Acionistas, já subscritas e as que venham a ser subscritas em data posterior a assinatura deste contrato.

As debêntures serão amortizadas em doze anos com parcelas semestrais, sendo a primeira em setembro de 2017 e a última em janeiro de 2029, o saldo devedor é atualizado pela variação do índice Nacional de Preço ao Consumidor – IPCA, divulgado mensalmente pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, com Spread de 7,0291% ao ano, devidos desde a data da integralização até a data do efetivo pagamento.

### 23.1 – Vencimento das parcelas do passivo não circulante:

Ano	Principal	Custos de transação	Total
2023	18.332	(908)	17.424
2024	19.410	(961)	18.449
Após 2024	111.071	(5.500)	105.571
<b>Total</b>	<b>148.813</b>	<b>(7.368)</b>	<b>141.445</b>

### 23.2 – Mutação das debêntures:

<b>Saldo em 31/12/2019</b>	<b>150.322</b>
Provisão de Juros e Variação Monetária	17.542
Pagamento de juros	(10.755)
Amortização de principal	(8.386)
Custos de transação apropriado	492
<b>Saldo em 31/12/2020</b>	<b>149.215</b>
Provisão de Juros	11.038
Variação Monetária	16.022
Pagamento de juros	(10.917)
Amortização de principal	(10.010)
Custos de transação apropriado	571
<b>Saldo em 31/12/2021</b>	<b>155.919</b>

### 24 – OUTRAS PROVISÕES OPERACIONAIS

Refere-se à participação nos lucros e resultados (PLR) calculada conforme as métricas de termos de pactuação firmado entre as empresas do Sistema Eletrobras e as entidades sindicais.

### 25 – OBRIGAÇÕES ESTIMADAS

	31/12/2021	31/12/2020
Contribuições sociais	29.559	27.375
Férias	44.304	40.502
Gratificação de férias	33.228	30.376
Outros	5.920	6.223
<b>Total</b>	<b>113.011</b>	<b>104.510</b>

### 26 – INCENTIVO AO DESLIGAMENTO DE PESSOAL

	31/12/2021	31/12/2020
<b>Circulante</b>		
Provisão plano de saúde	108.747	122.420
	<b>108.747</b>	<b>122.420</b>
<b>Não Circulante</b>		
Provisão plano de saúde	13.046	57.506
	13.046	57.506
<b>TOTAL</b>	<b>121.793</b>	<b>179.926</b>

### **26.1 - Plano de Incentivo ao Desligamento Voluntário – PIDV – Plano de Saúde**

O Fachesf Saúde Mais é um plano privado de assistência à saúde, destinado exclusivamente para os empregados, participantes do Plano Previdenciário da Fachesf, que aderiram ao Plano de Incentivo a Demissão Voluntária – PIDV, e aos seus respectivos dependentes e agregados vinculados ao Plano de Assistência Patronal – PAP da Chesf, na data de adesão.

### **26.2 - Plano de Aposentadoria Extraordinária – PAE – Plano de Saúde**

Aos empregados participantes do PDC, e a seu grupo familiar, será assegurado um plano de saúde administrado pela Fachesf, por um período de 60 (sessenta) meses, a partir da data de seu desligamento. Esse é um plano privado de assistência à saúde, destinado exclusivamente para os empregados, participantes do Plano Previdenciário da Fachesf, que aderirem ao Plano de Demissão Consensual – PDC, e aos seus respectivos dependentes inscritos no Plano de Assistência Patronal – PAP, com participação da Chesf, no momento do desligamento.

### **26.3 - Plano de Demissão Consensual – PDC – Plano de Saúde**

Aos empregados participantes do PDC, e a seu grupo familiar, será assegurado um plano de saúde administrado pela Fachesf, por um período de 60 (sessenta) meses, a partir da data de seu desligamento. Esse é um plano privado de assistência à saúde, destinado exclusivamente para os empregados, participantes do Plano Previdenciário da Fachesf, que aderirem ao Plano de Demissão Consensual – PDC, e aos seus respectivos dependentes inscritos no Plano de Assistência Patronal – PAP, com participação da Chesf, no momento do desligamento.

### **26.4 - Plano de Demissão Consensual 2019 – PDC – Plano de Saúde**

Aos empregados participantes do PDC, e a seu grupo familiar, será assegurado um plano de saúde administrado pela Fachesf, por um período de 36 (trinta e seis) meses, a partir da data de seu desligamento. Esse é um plano privado de assistência à saúde, destinado exclusivamente para os empregados, participantes do Plano Previdenciário da Fachesf, que aderirem ao Plano de Demissão Consensual – PDC, e aos seus respectivos dependentes inscritos no Plano de Assistência Patronal – PAP, com participação da Chesf, no momento do desligamento.

## **27 – BENEFÍCIOS A EMPREGADOS**

A Companhia é patrocinadora da Fundação Chesf de Assistência e Seguridade Social - Fachesf, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, que tem por finalidade principal assegurar a prestação de benefícios complementares aos concedidos pela Previdência Oficial.

O regime atuarial da Fachesf é o de capitalização e o Plano originalmente constituído é do tipo Benefício Definido (Plano BD). Em 29/06/2001, foram implantados os Planos de Contribuição Definida (Plano CD) e de Benefício Saldado (Plano BS), tendo a migração de participantes do Plano BD para os novos Planos, encerrada em 19/11/2001, atingindo o percentual de 97,1%.

A Companhia adota os procedimentos recomendados pelo Pronunciamento Técnico CPC 33(R1) (IAS 19), aprovado pela Deliberação CVM nº 695/2012, procedendo à avaliação atuarial dos passivos decorrentes dos benefícios pós-emprego. Os critérios e hipóteses adotados nessa avaliação podem diferir daqueles adotados pela administração do programa, os quais seguem legislações específicas, impedindo, assim, as comparações simples de resultados.

Em conformidade com as práticas contábeis previstas na Deliberação CVM nº 695/2012, a Companhia adota como política contábil o reconhecimento dos ganhos e perdas atuariais, no período em que ocorrerem, em outros resultados abrangentes conforme orientações do CPC 33(R1) e IAS 19.

A seguir, encontra-se o detalhamento dos compromissos referentes aos Planos de Aposentadoria, na forma da Deliberação CVM nº 695/2012, na data-base de 31/12/2021.

## **PLANO PREVIDENCIÁRIO**

### **• Características Básicas**

A Fachesf administra em favor dos empregados da Chesf três planos de aposentadoria: o Plano de Benefícios Definido, o Plano de Aposentadoria de Contribuição Definida e o Plano de Benefícios Saldados.



O Plano de Benefícios, do tipo benefício definido, garante aos participantes um benefício de 100% da média dos últimos salários.

O Plano de Aposentadoria de Contribuição Definida é um plano onde o participante escolhe o seu nível de contribuição e a patrocinadora contribui com um percentual variável da contribuição escolhida pelo participante. A acumulação desses recursos é que irá determinar o valor do benefício do participante. A Chesf se responsabiliza ainda pelos custos dos benefícios de risco e da administração do plano. Este é o único Plano aberto a novas inscrições.

Os participantes que optaram pela transferência do Plano de Benefícios para o Plano de Aposentadoria de Contribuição Definida tiveram a opção de manter no Plano Benefícios Saldados o valor proporcional que haviam acumulado no plano de origem ou transferir o valor presente de tal benefício para o Plano de Aposentadoria de Contribuição Definida.

- **Política Contábil Adotada pela Entidade no Reconhecimento dos Ganhos e Perdas Atuariais.**

A obrigação com benefícios de aposentadoria reconhecida no balanço patrimonial representa o valor presente da obrigação com os benefícios definidos, ajustada por ganhos e perdas atuariais e pelo custo dos serviços passados, reduzido pelo valor justo dos ativos do plano, conforme previsto no Pronunciamento sobre a Contabilização de Benefícios a Empregados.

Perfil populacional dos participantes:

DADOS POPULACIONAIS	31/12/2021			31/12/2020		
	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Plano BD	Plano BS	Plano CD
<b>Participantes ativos</b>						
Participantes - nº	9	448	3.138	10	462	2.974
Idade Média (anos)	63,67	63,89	50,24	63,84	62,98	48,23
Salário Médio em R\$	12.961,41	2.963,34	13.323,84	13.518,53	2.150,31	13.903,78
<b>Aposentados</b>						
Participantes Aposentados - nº	3.649	1.584	2.273	3.815	1.604	2.544
Idade Média	76,86	68,18	67,60	76,03	67,23	65,52
Benefício em Médio R\$	7.350,46	5.454,78	6.811,27	5.760,75	3.992,63	5.994,04
<b>Pensionistas</b>						
Números de pensões	1.913	217	392	1.844	203	348
Idade Média	73,30	63,89	62,97	72,68	62,88	61,43
Benefício Médio em R\$	2.991,03	2.145,42	3.582,12	2.397,50	1.449,21	3.062,68
<b>População Total</b>	<b>5.571</b>	<b>2.249</b>	<b>5.803</b>	<b>5.669</b>	<b>2.269</b>	<b>5.866</b>

## SEGURO DE VIDA

A Companhia subsidia parte dos prêmios decorrentes de uma apólice de seguro de vida para os empregados ativos. Os ex-empregados aposentados, que optaram por permanecer vinculados a essa apólice, pagam integralmente o prêmio que é estabelecido de forma coletiva para toda a massa de ativos e inativos. Todavia, dadas as características etárias das massas populacionais de ativos e inativos, o cálculo atuarial do prêmio segregado atribuível à massa inativa identifica a existência de um subsídio pós-emprego indireto pago pela Companhia.

Com base nas características apresentadas, a Companhia registra em seu passivo não circulante a avaliação atuarial para cobertura dos segurados inativos, considerando o total da apólice vigente, segregada entre as partes.

Em conformidade com as novas práticas contábeis, a Companhia adota como política contábil o reconhecimento dos ganhos e perdas atuariais apurados relativo ao benefício de seguro de vida, no período em que ocorrerem, em outros resultados abrangentes, conforme orientações do CPC 33(R1) e IAS 19.

## HIPÓTESES ATUARIAIS E ECONÔMICAS

	2021		
	BD	BS	CD
<b>Hipóteses Econômicas</b>			
Taxa de desconto nominal	9,46%	9,57%	9,70%
Taxa de crescimento salarial	5,30%	N/A	5,30%
Taxa de crescimento dos benefícios	4,00%	4,00%	4,00%
Taxa média de inflação anual	4,00%	4,00%	4,00%
Fator de Capacidade Benefícios e Salários	98,00%	98,00%	98,00%
Duration	7,62	9,44	10,99
<b>Hipóteses Demográficas</b>			
Taxa de rotatividade	Nula	Nula	2,48%
Tábua de mortalidade de ativos e inativos	AT-2000 Basic, segregada por sexo	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	AT-49, segregada por sexo
Tábua de invalidez	TASA 1927, agravada em 20%	TASA 1927 agravada em 20%	TASA 1927 agravada em 20%
Composição Familiar	80% de casados com diferença de idade de 6 anos entre o cônjuge masculino e feminino	82% de casados com diferença de idade de 5 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	100% na primeira elegibilidade

	2020		
	BD	BS	CD
<b>Hipóteses Econômicas</b>			
Taxa de juros real de desconto atuarial anual	2,69%	3,09%	3,18%
Projeção de aumento médio dos salários	0,25%	N/A	0,25%
Projeção de aumento médio dos benefícios	Nula	Nula	Nula
Taxa média de inflação anual	3,27%	3,27%	3,27%
Fator de Capacidade Benefícios e Salários	98,00%	N/A	98,00%
Duration	6,92	9,55	10,19
<b>Hipóteses Demográficas</b>			
Tábua de mortalidade de inválidos	AT- 49 Segregada por sexo Alvaro Vindas desagravada em	AT- 49 Segregada por sexo Alvaro Vindas desagravada em	AT- 49 Segregada por sexo Alvaro Vindas desagravada em
Tábua de invalidez	50%	50%	50%
Composição Familiar	80% de casados com diferença de idade de 6 anos entre o cônjuge masculino e feminino	82% de casados com diferença de idade de 5 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	100% na primeira elegibilidade

A taxa de juros de longo prazo considerada baseou-se na 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.

**PLANOS DE BENEFÍCIOS EM 31/12/2021**

	31/12/2021			
	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Total
<b>ALTERAÇÕES NAS OBRIGAÇÕES</b>				
<b>Obrigação de benefício definido no final do ano anterior</b>	<b>5.125.469</b>	<b>1.911.998</b>	<b>3.139.451</b>	<b>10.176.918</b>
Custo de juros	299.516	120.590	202.097	622.203
Custo do serviço corrente	(96)	-	1.330	1.234
Benefícios pagos pelo plano	(422.095)	(105.636)	(199.608)	(727.339)
Reembolso do serviço corrente	-	-	-	-
Contribuições normais e extraordinárias dos participantes ativos	159	-	-	159
(Ganhos)/Perdas atuariais	(222.349)	(275.200)	(148.238)	(645.787)
<b>Obrigação de benefício definido no final do ano</b>	<b>4.780.604</b>	<b>1.651.752</b>	<b>2.995.032</b>	<b>9.427.388</b>
<b>RECONCILIAÇÃO DO VALOR JUSTO DO ATIVO DO PLANO</b>				
<b>Valor justo do ativo do plano no final do ano anterior</b>	<b>2.959.323</b>	<b>1.620.636</b>	<b>1.925.714</b>	<b>6.505.673</b>
Juros sobre o valor justo do ativo do plano	172.774	101.765	122.548	397.087
Contribuição paga pela empresa	173.216	3.506	5.992	182.714
Contribuição de participante	159	-	-	159
Benefício pago pelo plano	(422.095)	(105.636)	(199.608)	(727.339)
Ganhos/(Perdas) nos ativos financeiros	(347.976)	109.225	(101.458)	(340.209)
<b>Valor justo do ativo do plano no final do ano</b>	<b>2.535.401</b>	<b>1.729.496</b>	<b>1.753.188</b>	<b>6.018.085</b>

**PLANOS DE BENEFÍCIOS EM 31/12/2020**

	31/12/2020			
	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Total
<b>ALTERAÇÕES NAS OBRIGAÇÕES</b>				
<b>Obrigação de benefício definido no final do ano anterior</b>	<b>3.920.534</b>	<b>1.476.588</b>	<b>2.080.528</b>	<b>7.477.650</b>
Custo de juros	252.742	99.959	143.442	496.143
Custo do serviço corrente	127	-	801	928
Benefícios pagos pelo plano	(351.863)	(97.599)	(190.360)	(639.822)
Reembolso do serviço corrente	(188)	-	-	(188)
Contribuições normais e extraordinárias dos participantes ativos	162	-	-	162
(Ganhos)/Perdas atuariais	1.303.955	433.050	1.105.040	2.842.045
<b>Obrigação de benefício definido no final do ano</b>	<b>5.125.469</b>	<b>1.911.998</b>	<b>3.139.451</b>	<b>10.176.918</b>
<b>RECONCILIAÇÃO DO VALOR JUSTO DO ATIVO DO PLANO</b>				
<b>Valor justo do ativo do plano no final do ano anterior</b>	<b>2.495.323</b>	<b>1.505.967</b>	<b>1.607.847</b>	<b>5.609.137</b>
Juros sobre o valor justo do ativo do plano	161.585	102.009	110.266	373.860
Contribuição paga pela empresa	136.428	3.735	-	140.163
Contribuição de participante	162	-	-	162
Benefício pago pelo plano	(351.863)	(97.599)	(190.360)	(639.822)
Ganhos/(Perdas) nos ativos financeiros	517.688	106.524	397.961	1.022.173
<b>Valor justo do ativo do plano no final do ano</b>	<b>2.959.323</b>	<b>1.620.636</b>	<b>1.925.714</b>	<b>6.505.673</b>

**ATIVOS GARANTIDORES POR CATEGORIA**

As principais categorias de ativos do plano no final do período são apresentadas a seguir:

Categorias de Ativo	31/12/2021			31/12/2020		
	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Plano BD	Plano BS	Plano CD
Disponível	397	31	56	165	29	233
Realizável	65.721	30.170	93.181	262.046	29.520	73.791
Renda fixa	1.903.159	1.342.122	2.656.898	2.306.055	1.524.529	3.117.128
Renda variável	333.166	149.662	660.320	329.390	24.252	638.570
Investimentos estruturados	282.100	214.766	529.768	127.306	41.754	153.983
Investimentos imobiliários	13.778	7.188	23.482	43.182	9.346	29.424
Empréstimos e financiamentos	149.435	27.698	95.896	153.852	30.189	123.219
(-) Exigíveis Previdenciários	(43.339)	(4.500)	(22.714)	(34.761)	(5.295)	(16.882)
(-) Exigível Contingencial	(75.706)	-	-	(147.255)	-	-
(-) Fundo de Investimentos	(29.465)	(8.094)	(10.712)	(28.042)	(7.892)	(10.396)
(-) Fundo previdencial	-	-	(21.025)	-	-	(19.777)
(-) Fundo Administrativo	(63.845)	(29.547)	(60.368)	(52.615)	(25.796)	(42.736)
Saldo de contas - Patrocinador	-	-	(978.786)	-	-	(950.510)
Saldo de contas - Participante	-	-	(1.212.808)	-	-	(1.170.333)
<b>Valor justo dos ativos do plano</b>	<b>2.535.401</b>	<b>1.729.496</b>	<b>1.753.188</b>	<b>2.959.323</b>	<b>1.620.636</b>	<b>1.925.714</b>

## FLUXO PROJETADO DE PAGAMENTO DE BENEFÍCIOS

Valores esperados	Posição em 31/12/2021		
	Plano BD	Plano BS	Plano CD
Até 1 ano:	449.149	126.996	211.889
De 1 ano a 2 anos:	806.210	232.300	388.976
De 2 anos a 5 anos:	691.846	205.364	345.928
Acima de 5 anos:	2.833.399	1.087.092	2.048.239
<b>Total dos pagamentos esperados pelo Plano:</b>	<b>4.780.604</b>	<b>1.651.752</b>	<b>2.995.032</b>

## MOVIMENTAÇÃO DO PASSIVO COM BENEFÍCIOS POS-EMPREGO

	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Seguro	Planos de saúde (PAE/PDC)	Total
<b>Saldo em 31/12/2019</b>	<b>1.425.211</b>	<b>-</b>	<b>472.682</b>	<b>29.246</b>	<b>(184.674)</b>	<b>1.742.465</b>
Custo dos Juros e do Serviço	91.096	-	33.976	-	-	125.072
Pagamentos	(136.428)	-	-	-	-	(136.428)
Ajuste atuarial	786.267	291.362	707.080	(29.246)	184.674	1.940.137
<b>Saldo em 31/12/2020</b>	<b>2.166.146</b>	<b>291.362</b>	<b>1.213.738</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>3.671.246</b>
Custo dos Juros e do Serviço	126.646	18.825	80.878	-	-	226.349
Pagamentos	(173.327)	(3.506)	(48.502)	-	-	(225.335)
Ajuste atuarial	70.743	(255.989)	(4.270)	-	-	(189.516)
<b>Saldo em 31/12/2021</b>	<b>2.190.208</b>	<b>50.692</b>	<b>1.241.844</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>3.482.744</b>

## CUSTO PERIÓDICO LÍQUIDO

	Exercício de 2021			
	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Total
<b>COMPONENTES DO CUSTO PERIÓDICO</b>				
Custo do serviço	(96)	-	1.330	1.234
Custo dos juros	126.742	18.825	79.548	225.115
Contribuição de participantes	-	-	-	-
<b>CUSTO DOS BENEFÍCIOS NO EXERCÍCIO</b>	<b>126.646</b>	<b>18.825</b>	<b>80.878</b>	<b>226.349</b>

	Exercício de 2020			
	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Total
<b>COMPONENTES DO CUSTO PERIÓDICO</b>				
Custo do serviço	127	-	801	928
Custo dos juros	91.157	-	33.175	124.332
Contribuição de participantes	(188)	-	-	(188)
<b>CUSTO DOS BENEFÍCIOS NO EXERCÍCIO</b>	<b>91.096</b>	<b>-</b>	<b>33.976</b>	<b>125.072</b>

## MOVIMENTAÇÃO DE BENEFÍCIOS PÓS-EMPREGO EM OUTROS RESULTADOS ABRANGENTES

	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Seguro	Planos de saúde (PAE/PDC)	Total
<b>Saldo em 31/12/2019</b>	<b>(1.642.065)</b>	<b>(31.362)</b>	<b>(601.878)</b>	<b>8.414</b>	<b>184.674</b>	<b>(2.082.217)</b>
Ganhos e perdas	(786.267)	(291.362)	(707.080)	(8.414)	(184.674)	(1.977.797)
Tributos Diferidos	134.609	49.881	121.052	-	-	305.542
<b>Saldo em 31/12/2020</b>	<b>(2.293.723)</b>	<b>(272.843)</b>	<b>(1.187.906)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(3.754.472)</b>
Ganhos e perdas	(70.743)	255.989	4.270	-	-	189.516
Tributos Diferidos	10.789	(39.039)	(652)	-	-	(28.902)
<b>Saldo em 31/12/2021</b>	<b>(2.353.677)</b>	<b>(55.893)</b>	<b>(1.184.288)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(3.593.858)</b>

## ANÁLISES DE SENSIBILIDADES NAS HIPÓTESES ADOTADAS

<b>PLANO BD</b>	
<b>Sensibilidade da taxa de desconto sobre a obrigação</b>	
<b>Efeito do aumento de 1 p.p. na taxa de desconto</b>	<b>R\$</b>
Efeito com o aumento de 1 p.p. no custo do serviço	173.555
Efeito com o aumento de 1 p.p. no custo dos juros	11.325.575
Efeito com o aumento de 1 p.p. valor presente das obrigações	(328.067.329)
<b>Efeito do decréscimo de 1 p.p. na taxa de desconto</b>	<b>R\$</b>
Efeito com o decréscimo de 1 p.p. no custo do serviço	190.864
Efeito com o decréscimo de 1 p.p. no custo dos juros	(13.876.767)
Efeito com o decréscimo de 1 p.p. no valor presente das obrigações	375.277.721
<b>Sensibilidade do crescimento salarial sobre as obrigações</b>	
<b>Efeito do aumento de 1 p.p. na taxa de crescimento salarial</b>	<b>R\$</b>
Efeito com o aumento de 1 p.p. no custo do serviço	177.989
Efeito com o aumento de 1 p.p. no custo dos juros	21.136.084
Efeito com o aumento de 1 p.p. valor presente das obrigações	(801.303)
<b>Efeito do decréscimo de 1 p.p. na taxa de crescimento salarial</b>	<b>R\$</b>
Efeito com o decréscimo de 1 p.p. no custo do serviço	175.877
Efeito com o decréscimo de 1 p.p. no custo dos juros	21.199.829
Efeito com o decréscimo de 1 p.p. no valor presente das obrigações	(126.391)
<b>PLANO BS</b>	
<b>Sensibilidade da taxa de desconto sobre a obrigação</b>	
<b>Efeito do aumento de 1 p.p. na taxa de desconto</b>	<b>R\$</b>
Efeito com o aumento de 1 p.p. no custo do serviço	-
Efeito com o aumento de 1 p.p. no custo dos juros	1.429.039
Efeito com o aumento de 1 p.p. valor presente das obrigações	(136.895.276)
<b>Efeito do decréscimo de 1 p.p. na taxa de desconto</b>	<b>R\$</b>
Efeito com o decréscimo de 1 p.p. no custo do serviço	-
Efeito com o decréscimo de 1 p.p. no custo dos juros	(2.141.247)
Efeito com o decréscimo de 1 p.p. no valor presente das obrigações	160.471.564
<b>PLANO CD</b>	
<b>Sensibilidade da taxa de desconto sobre a obrigação</b>	
<b>Efeito do aumento de 1 p.p. na taxa de desconto</b>	<b>R\$</b>
Efeito com o aumento de 1 p.p. no custo do serviço	(2.555.235)
Efeito com o aumento de 1 p.p. no custo dos juros	(980.400)
Efeito com o aumento de 1 p.p. valor presente das obrigações	(279.553.006)
<b>Efeito do decréscimo de 1 p.p. na taxa de desconto</b>	<b>R\$</b>
Efeito com o decréscimo de 1 p.p. no custo do serviço	3.575.093
Efeito com o decréscimo de 1 p.p. no custo dos juros	447.317
Efeito com o decréscimo de 1 p.p. no valor presente das obrigações	337.606.097
<b>Sensibilidade do crescimento salarial sobre as obrigações</b>	
<b>Efeito do aumento de 1 p.p. na taxa de crescimento salarial</b>	<b>R\$</b>
Efeito com o aumento de 1 p.p. no custo do serviço	1.318.887
Efeito com o aumento de 1 p.p. no custo dos juros	1.697.359
Efeito com o aumento de 1 p.p. valor presente das obrigações	17.499.988
<b>Efeito do decréscimo de 1 p.p. na taxa de crescimento salarial</b>	<b>R\$</b>
Efeito com o decréscimo de 1 p.p. no custo do serviço	(1.189.201)
Efeito com o decréscimo de 1 p.p. no custo dos juros	(1.546.275)
Efeito com o decréscimo de 1 p.p. no valor presente das obrigações	(15.942.292)

## PASSIVO ATUARIAL DOS PLANOS PREVIDENCIÁRIOS CONTRATADOS

A Companhia mantém plano de previdência aos seus empregados e seguro de vida pós-emprego conforme a seguir:

<u>Descrição</u>	<b>31/12/2021</b>	<b>31/12/2020</b>
Planos previdenciários	3.482.744	3.671.246
<b>Total</b>	<b>3.482.744</b>	<b>3.671.246</b>
<b>Circulante</b>	<b>167.869</b>	<b>149.177</b>
<b>Não circulante</b>	<b>3.314.875</b>	<b>3.522.069</b>

Os valores reconhecidos no período foram apurados com base no laudo atuarial preparado para o exercício findo em 31/12/2021.

A avaliação atuarial é intrinsecamente incerta e, portanto, está sujeita a alterações quando da revisão atuarial realizada anualmente.

## OUTROS BENEFÍCIOS AOS EMPREGADOS

Além dos benefícios concedidos por intermédio dos planos de previdência complementar, a Companhia oferece outras vantagens a seus empregados, tais como: plano de saúde, seguro de vida, auxílio refeição, auxílio transporte e auxílio educação, que são periodicamente negociadas por ocasião dos acordos coletivos de trabalho.

### 28 – ENCARGOS SETORIAIS

	<b>31/12/2021</b>	<b>31/12/2020</b>
<b><u>Circulante</u></b>		
Pesquisa e Desenvolvimento	8.221	7.661
Encargos do consumidor a recolher	6.113	18.081
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	21.789	47.774
	<b>36.123</b>	<b>73.516</b>
<b><u>Não Circulante</u></b>		
Pesquisa e Desenvolvimento	459.416	489.939
	<b>459.416</b>	<b>489.939</b>
<b>Total</b>	<b>495.539</b>	<b>563.455</b>

### 29 – OUTROS PASSIVOS

	<b>31/12/2021</b>	<b>31/12/2020</b>
<b><u>Circulante</u></b>		
Benefícios pós-emprego – contribuição normal	23.150	16.495
Cauções em garantia	6.966	4.158
Acordo Chesf/Senai	2.136	1.987
Subvenção SESI	2.727	2.482
Outros	357	4.432
	<b>35.336</b>	<b>29.554</b>
<b><u>Não Circulante</u></b>		
Provisão E.S.S.	-	15.114
FGTS Conta-Empresa	5.475	5.247
Provisão para desmobilização	41.676	-
Bens de consórcio	52.325	-
Outras	7.720	-
	<b>107.196</b>	<b>20.361</b>
<b>Total</b>	<b>142.532</b>	<b>49.915</b>

Os saldos das rubricas “Provisão para desmobilização” e “Bens de consórcio”, são decorrentes da incorporação dos Complexos Pindaí I, II e III. Os gastos para desmobilização compreendem os custos adicionais dos ativos, tendo como contrapartida o ativo imobilizado.

### 30 – RISCOS TRIBUTÁRIOS, CÍVEIS, TRABALHISTAS E AMBIENTAIS

	Saldo em 31/12/2020	Adições	Reversões	Baixas	Atualização	(-) Depósitos Judiciais	Saldo em 31/12/2021
Trabalhistas	160.320	68.201	(166.419)	(36.349)	101.538	1.782	129.073
Cíveis	3.429.752	202.152	(1.824.789)	(42.788)	1.223.236	(24.171)	2.963.392
Ambientais	115	2.656	(413)	(87)	-	(31)	2.240
Fiscais	2.254	64.770	(796)	(1.421)	4.809	(33.561)	36.055
<b>Total</b>	<b>3.592.441</b>	<b>337.779</b>	<b>(1.992.417)</b>	<b>(80.645)</b>	<b>1.329.583</b>	<b>(55.981)</b>	<b>3.130.760</b>

A Chesf é parte em processos judiciais, perante vários tribunais e órgãos governamentais, oriundos do curso normal de suas operações, envolvendo questões tributárias, cíveis e trabalhistas.

Em atendimento às práticas contábeis adotadas no Brasil, a Companhia adota o procedimento de classificar as causas impetradas contra ela em função do risco de perda, baseada na opinião de seus consultores jurídicos, da seguinte forma:

- São constituídas provisões para as causas cujo desfecho negativo para a Companhia seja considerado **provável**;
- São divulgadas em notas explicativas as informações correspondentes às causas cujo desfecho negativo para a Companhia seja considerado **possível**;
- Para as causas cujo desfecho negativo para a Companhia seja considerado **remoto**, somente são divulgadas em notas explicativas as informações que, a critério da administração, sejam julgadas de relevância para o pleno entendimento das demonstrações financeiras.

As contingências da área Trabalhista são compostas na sua maioria de ações relativas a periculosidade; horas extras; suplementações de aposentadoria Fachesf; equiparação/enquadramento funcional e de verbas rescisórias decorrentes de inadimplências de empresas terceirizadas.

As Cíveis de maior peso são as ações de caráter indenizatório, desapropriações e de recomposição financeira de contratos.

Na área Tributária há questões envolvendo anulação de autos de infração; pleitos de ressarcimento/compensação de créditos (PIS, Cofins, IRPJ, CSLL, ITR, ICMS entre outros tributos).

Todas essas contingências estão tendo as devidas defesas pela Companhia, tendo sido constituídos os pertinentes depósitos judiciais, quando requeridos.

#### 1) Destacam-se as seguintes ações com **risco de perda provável**:

- 1.1) A Chesf é autora de uma ação na qual pede a declaração de nulidade parcial de aditivo (Fator K de correção analítica de preços) ao contrato de empreitada das obras civis da Usina Hidrelétrica Xingó, firmado com o Consórcio formado pela Companhia Brasileira de Projetos e Obras - CBPO, CONSTRAN S.A. - Construções e Comércio e Mendes Júnior Engenharia S.A. (rés neste processo, e aqui doravante assim referidas), e a devolução de importâncias pagas, a título de Fator K, no valor de aproximadamente R\$ 350.000 (valores da época, convertidos em reais), em dobro. As mesmas rés, além de contestarem o feito, ajuizaram, em paralelo, 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 longa tramitação processual nas instâncias ordinárias, incluindo controvérsia em torno do ramo judiciário competente para seu processamento e julgamento (a Chesf e a União, sua assistente no processo, entendem pela competência da Justiça Federal; o Tribunal Regional Federal da 5ª Região, à luz da Lei nº 8.197/1991, entendeu ser a competência da Justiça Estadual, entendimento este ratificado pelo Tribunal de Justiça de Pernambuco/TJPE – o Superior Tribunal de Justiça/STJ, instado a se pronunciar na matéria, não conheceu do correspondente recurso especial por razões exclusivamente processuais), a ação da Chesf foi julgada improcedente e a reconvenção das rés julgada procedente, ambas as decisões proferidas pelo TJPE.

Em tramitação perante o STJ (REsp 726.446) por força de recurso da Chesf, julgado majoritariamente improcedente (agosto/2010), posteriormente objeto de primeiros Embargos de Declaração de todas as partes, agora já julgados (improcedentes os da Chesf; parcialmente procedentes, em matéria de honorários de sucumbência, os das autoras reconvidadas), e também de segundos Embargos de Declaração de todas as

partes, por igual agora já julgados (conhecidos e providos, porém sem efeitos modificativos relativamente ao anteriormente julgado) e novamente foram opostos Embargos de Declaração pela Chesf, que foram rejeitados com aplicação de multa de 0,01% do valor da causa. Posteriormente, a Chesf apresentou no prazo legal recurso de Embargos de Divergência (EResp) e Recurso Extraordinário (RE): o EResp, por suas particularidades específicas, depende de apreciação em parte pela Corte Especial e em parte pela primeira seção, ambas do mesmo STJ – perante a corte especial do STJ houve julgamento de improcedência (fevereiro/2016), e atualmente o mesmo EResp aguarda apreciação pela primeira seção do mesmo STJ; tendo sido publicada, aos 14/10/2019, decisão do Ministro Sergio Kukina, relator, denegando o EResp, do qual foi interposto recurso de agravo interno; o RE, interposto na mesma oportunidade mas destinado ao STF, apenas será oportunamente apreciado após o esgotamento da apreciação do EResp em todas as suas instâncias internas do STJ.

Foi julgado o Agravo Interno nos Embargos de Divergência em RESP Nº 726446 – PE dando parcial provimento ao agravo interno, tão-somente para examinar o indicado dissenso com o REsp 999.901/RS. Em 02.06.2021 foi publicado despacho julgando os embargos de declaração opostos pela União contra decisão que deu provimento ao Agravo Interno da Chesf para examinar o dissenso com o REsp 999.901/RS, mantendo íntegro o indeferimento liminar dos embargos de divergência. O Exmo. Ministro se pronunciou no sentido da rejeição dos Embargos de Declaração da União. Em 16.07.2021, a União protocolou Agravo Interno, ambas as partes apresentaram impugnação, o Agravo está concluso para decisão do Ministro Sergio Kukina.

Por outro lado, tramita em primeira instância, perante a 12ª vara cível de Recife-PE, procedimento de “Cumprimento provisório de sentença”, proposto pelas mesmas partes adversas à Chesf no caso, onde (i) 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/2015) em aproximadamente R\$ 1.035 milhões, (ii) houve a apresentação pela Chesf de “seguro garantia” originalmente acolhido pelo juízo processante, mas, em sede recursal, recusado pelo TJPE, (iii) até dezembro/2016 tinha havido a penhora de ativos financeiros bancários da Chesf em montante aproximado de R\$ 500 milhões. Porém, em 07/12/2016, em face de nova iniciativa recursal da Chesf por meio do REsp 1.530.912, em trâmite no STJ e referido àquele mesmo processo ordinário (“ação de liquidação”), obteve-se decisão monocrática/liminar do respectivo relator (Ministro Mauro Campbell Marques, da 2ª seção) consubstanciada na atribuição de efeito suspensivo no referido recurso, que apresenta como consequência a extinção/suspensão da ação de liquidação e da ação de execução provisória (esta por ser originária da ação de liquidação), conseqüentemente liberando-se na íntegra (alvará expedido em 26.01.2017), em favor da Chesf, a totalidade do valor até então bloqueado/penhorado. À época, em 02/2017, foi interposto Agravo de Instrumento no TJPE 0001397-22.2017.8.17.9000, em 20.10.2020 – a 6ª Câmara Cível do Tribunal de Justiça do Estado de Pernambuco, por unanimidade, em negou provimento ao recurso, o qual interpôs REsp,

Em 19.06.2021 foi proferido despacho ordenando remessa ao CARTRIS, a fim de que se aguarde o trânsito em julgado do Recurso Extraordinário nº. 827.996/PR, em trâmite no Supremo Tribunal Federal. Em 08.07.2021 o consórcio interpôs Embargos de Declaração. Em 29.11.2021 o Exmo 1º Vice-Presidente do TJPE chamou o feito à ordem para tornar sem efeito o despacho que determinou a remessa dos autos ao CARTRIS até o trânsito em julgado do RE 827.996/PR. Não admitido o Recurso Especial.

Atualmente, foi iniciado o julgamento colegiado/definitivo do referido REsp 1.530.912, com um único voto proferido (o do respectivo Relator) em desfavor da CHESF (o julgamento foi posteriormente suspenso em razão de pedido de vista pelo Ministro Herman Benjamin). Em 03/03/2020 apresentação do voto vista do ministro Herman Benjamin, dando provimento ao REsp da Chesf, seguido de debate inicial com o relator originário (ministro Mauro Campbell Marques) e suspensão do julgamento (inicialmente até a sessão seguinte, mas até o dia 31/12/2020 ainda com situação suspensa/indefinida) para eventual revisão pelo indicado relator originário de seu voto inicial à vista do agora referido voto vista - sem antecipação de votos de outros ministros (ministro Francisco Falcão reafirmou o seu impedimento). Em 20/04/2021 foi proclamado parcial julgamento para acolher a arguição de nulidade do feito *ab initio* pela violação do art. 5º da Lei 9.469/1997, determinando a remessa da ação principal e da liquidação para julgamento pela Justiça, estando os autos conclusos para julgamento após pedido de vista.

A Diretoria da Companhia, fundamentada na opinião de seus consultores jurídicos, atualizou a provisão em seu passivo não circulante, no montante de R\$ 1.749.709 (R\$ 1.500.395, em 2020) e outros adicionais de R\$ 175.071, relativamente ao valor da condenação em honorários de sucumbência em favor dos patronos das partes adversas à Chesf (estes fixados à razão de 10% sobre o valor da condenação principal e mais R\$100 tudo o acima referido tomando especialmente por referência, de um lado, a decisão manifestada pelo TJPE na antes nominada Ação de Liquidação, aquela mesma atualmente em curso perante o STJ sob o registro REsp 1.530.912, e, de outro lado, os valores em torno dos quais (inclusive conforme suscitado no mesmo



acima referido REsp 1.530.912) há a firme convicção quando ao seu descabimento/inaplicação ao caso. Inexiste previsão de tempo para o desfecho completo desta lide.

- 1.2)** Ação de Indenização de 14.400 ha. de terra na Fazenda Aldeia, proposta na Comarca de Sento Sé (BA), pelo Espólio de Aderson Moura de Souza e esposa (distribuído e autuado à época sob o número 0085/1993, atualmente 0000023-22.1993.805.0242). A sentença foi julgada procedente no primeiro grau para condenar a Chesf no valor de R\$ 50.000, (principal mais juros e correção monetária). Em 31/12/2008, a Chesf interpôs recurso para o Tribunal de Justiça da Bahia. Em 31/03/2009 o processo foi transferido para a Justiça Federal face intervenção da União Federal na qualidade de assistente (sendo autuado sob o número 0003437-77.2011.4.01.3305). Em 30/06/2011 foi julgado parcialmente procedente recurso de apelação interposto pela Chesf perante o Tribunal Regional Federal da 1ª Região, sendo negado provimento à apelação do autor. Em 30/09/2011 foi ajuizada Ação Rescisória (0054126-49.2011.4.01.0000) perante o Tribunal Regional Federal da Primeira Região, tendo sido deferida liminar em 31/12/2011 determinando a suspensão da execução do processo principal, o que se perdura até este momento. A Companhia possui em seu passivo não circulante provisão para suportar eventual perda nesta Ação no valor de R\$ 210.736 (R\$ 161.139, em 2020). Em 31/12/2021, referida Ação Rescisória ainda encontra-se pendente de julgamento. O processo se encontra concluso para decisão desde 29.07.2021.
- 1.3)** Ação de indenização ajuizada pelo Consórcio formado pelas empresas CBPO/CONSTRAN/Mendes Júnior, ajuizada em 08/06/1999, 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 30/04/1990 (“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, 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 31/03/2010). 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 Justiça Federal de Pernambuco recebeu o processo no estado em que se encontrava, não tendo determinado a realização de nova perícia, e tendo proferido nova sentença, condenando a Chesf ao pagamento das importâncias acima discriminadas. Diante dessa situação a Companhia interpôs recurso de apelação, para o Tribunal Regional Federal da 5.ª Região, no qual requereu a anulação do processo a partir da fase da perícia. Ato contínuo, a autora interpôs recurso de apelação adesivo. Julgados ambos os recursos pela 4ª turma do TRF5, em decisão publicada em 10/12/2014 que determinou 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 30/09/2001. Honorários reduzidos para R\$ 20. Embargos de declaração apresentados pela Chesf, pela União Federal e pela CBPO. Os embargos da CBPO foram providos para fixar os honorários em 2,5% do valor da condenação. Os embargos da Chesf e da União foram improvidos. Apresentados Recursos Especial e Extraordinário, estes foram admitidos e remetidos ao STJ. Distribuído o RESP 1.611.929/PE por dependência ao Ministro Mauro Campbell, 2ª Turma. Vistas ao MPF em 13/09/2016. Houve manifestação/parecer da Procuradoria-Geral da República junto ao STJ parcialmente favorável ao Recurso Especial da Chesf. A referida ação encontra-se pendente de julgamento. Em 09/05/2018 os autos foram conclusos para julgamento ao Ministro Herman Benjamin após pedido de vista em sessão de julgamento de 03/05/2018. Início de julgamento do recurso especial (REsp 1.611.929) na 2ª Turma do STJ, com voto apenas do relator, Ministro Mauro Campbell Marques (recursos especiais da Chesf, do consórcio e da união), em 17/04/2018: REsp/União conhecido (em parte) e provido, REsp/Chesf conhecido (em parte) e provido, REsp/consórcio conhecido (em parte) e provido - pedido de vista antecipado do ministro Herman Benjamin, sem antecipação de votos de outros ministros. Em 20.04.2021, houve proclamação parcial de julgamento para reconhecer a prescrição dos encargos cobrados sobre as faturas pagas em atraso até 9/6/1994; por fundamento diverso, dando parcial provimento ao Recurso Especial das empresas CBPO, Constran e Mendes Júnior, pediu vista dos autos a Sra. Ministra Assusete Magalhães. Os autos estão conclusos para julgamento.

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 Diretoria classificou o risco de perda desta ação como “provável”, no montante atualizado de R\$ 230.093 (R\$ 23.765, em 2020) 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.

- 2) A Chesf possui ações não provisionadas, com **risco de perda possível**, conforme distribuição a seguir:

	31/12/2021	31/12/2020
Trabalhistas	82.886	133.195
Ambientais	24.650	286.860
Cíveis e fiscais	12.648.191	5.923.782
<b>Total</b>	<b>12.755.727</b>	<b>6.343.837</b>

A movimentação do período foi decorrente, principalmente, da atualização monetária advinda da implantação do sistema de solução jurídica.

- 2.1) Dentre essas destacam-se as seguintes:

- 2.1.1) Ação civil pública proposta contra a Companhia pela Associação Comunitária do Povoado do Cabeço e Adjacências, no valor de R\$ 368.548, perante a 2ª Vara Federal em Sergipe, com o objetivo de obter compensação financeira em decorrência de alegados danos ambientais causados aos pescadores do Cabeço, à jusante da UHE Xingó e provocados pela construção desta Usina - Processo nº 0002809-27.2002.4.05.8500.

Foram incluídos no polo passivo da ação o Ibama, o IMA-AL, o CRA-BA, a União Federal e a Adema-SE.

Por outro lado, na comarca de Brejo Grande/SE, também tramitava ação civil pública proposta contra a Chesf pela Associação de Pescadores do Povoado Cabeço e Saramém, à qual foi atribuído o valor de R\$ 309.114 com os mesmos propósitos da demanda anteriormente comentada. Em 15/04/2008 foi proferida sentença reconhecendo a competência da Justiça Federal para processar e julgar o feito e determinando a remessa dos autos à 2ª Vara Federal de Sergipe. Em 19/02/2009 as duas ações foram consideradas processualmente conexas e passaram a tramitar juntas perante a 2ª Vara Federal/SE.

Em 14/05/2009 houve audiência com a finalidade de decidir sobre a natureza da prova processual a ser colhida, inclusive realização de perícia, restando estabelecido prazo de 03 (três) meses para as partes apresentarem quesitos para perícia. Após algumas remarcações de audiências, o Juízo decidiu inverter o ônus da prova e o ônus financeiro para realização da perícia, determinando, assim, que seu custo seja suportado pela Chesf. Contra a decisão que inverteu o ônus da prova e o ônus financeiro, a Chesf interpôs agravo de instrumento o qual foi convertido pelo desembargador relator em agravo retido, restando mantida a decisão agravada. Contra essa decisão a Chesf apresentou outros recursos (Embargos e agravo) que não lograram êxito.

Em 29/03/2011, o juiz de primeira instância nomeou equipe de peritos para produção de laudo e em 08/04/2011 a Chesf apresentou em juízo a relação dos seus assistentes técnicos e os seus quesitos periciais. Em audiência realizada no dia 30/11/2011, para a definição da melhor forma de operacionalização do início dos trabalhos periciais, foi determinado que a Chesf efetivasse depósito judicial de R\$ 50 para fazer face às despesas com os peritos judiciais, depósito esse que foi realizado em 31/01/2012. Em 21/05/2013 foi realizada audiência na qual se traçou um cronograma para os trabalhos periciais, que serão realizados por equipes multidisciplinares, restando consignado previsão de conclusão dos laudos para janeiro de 2015. Em 27/11/2013 foi realizada audiência na qual foram homologados os planos de trabalhos das equipes de realização da perícia, estabelecendo-se, ainda, depósito mensal, a cargo da Chesf, para custeio das despesas com a realização da perícia e com os honorários dos profissionais designados nos autos no valor de R\$ 100, com início no mês de dezembro de 2013 e fim em maio de 2015. Também ficou consignado que ambos os processos restarão com seu trâmite exclusivamente direcionado à realização da perícia e suspensos até que seja apresentado o laudo pericial definitivo.

Em 18/11/2014, foi realizada nova audiência para acompanhamento de perícia e definição de cronograma de atividades com vistas à conclusão do trabalho pericial. Os dois Laudos Periciais foram disponibilizados para a Chesf em 07/12/2015.

Em 04/03/2016, o juiz determinou que a Chesf depositasse em juízo, a título de honorários periciais complementares, o montante de R\$ 755.

O parecer dos assistentes técnicos da Chesf, que impugnou os laudos periciais, foi apresentado em ambos os processos judiciais em 30/05/2016. Por sua vez, as alegações finais da Chesf foram protocolizadas

tempestivamente em 19/09/2016, estando os processos, desde 31/12/2018, conclusos para sentença, e tendo sido providenciada a migração do processo para o sistema PJe em 24/01/2019. Em 2021 houve despacho de inspeção anual indicando que o processo estava em ordem e em 29.07.2021 houve juntada de petição do INEMA solicitando que seja intimado via carta precatória e publicação no diário oficial.

Com base na avaliação de seus procuradores jurídicos, a Diretoria classificou o risco de perda desta ação como “possível”, no montante atualizado de R\$ 325.920 para o processo 0002809-27.2002.4.05.8500 (R\$ 291.972, em 2020) e R\$ 298.857 para o processo 0000420-35.2003.4.05.8500 (R\$ 267.727, em 2020).

- 2.1.2)** Ação ordinária proposta pela AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia (proc. 0026448-59.2002.4.01.3400 – 15ª Vara Federal-DF) visando à contabilização e liquidação pela Aneel das transações do mercado, relativa à exposição positiva (lucro) verificada em razão da não opção pelo alívio (seguro) feita em dezembro de 2000. Decisão interlocutória proferida no bojo do Agravo de Instrumento da AES SUL (Processo nº 2002.01.00.040870-5) interposto contra a Aneel, resultou num débito de aproximadamente R\$ 110.000, com pagamento estipulado para o dia 07/11/2008.

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 reforma da liminar e suspensão do débito em questão. A Chesf ingressou na lide como litisconsorte passiva necessária e contestou a ação. Em 31/12/2011 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 foi julgada improcedente e os embargos de Declaração rejeitados, havendo assim, a apresentação de recurso de apelação pela autora. Em 31/12/2012, haviam sido oferecidos contrarrazões pela Chesf, estando pendente de apreciação a remessa para o TRF 1.ª Região. Em 31/03/2013 – 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. Em 26/03/2014 o Recurso de Apelação interposto pela AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia foi julgado e provido pelo TRF 1ª Região. Contra o acórdão que deu provimento à Apelação a Chesf opôs embargos de declaração, os quais foram rejeitados. Tendo sido publicado o acórdão em 14/01/2016, a Chesf e as demais rés interpuseram recurso de embargos infringentes, com o objetivo de fazer prevalecer o voto vencido. Os recursos das empresas chegaram a ser pautados para o dia 10/06/2019, contudo, a desembargadora federal relatora determinou que estes fossem retirados de pauta em decisão publicada em 14/06/2019. Em 05/07/2019, foi determinada a remessa dos autos para a Procuradoria Regional da República da 1.ª Região, para manifestação, tendo os autos retornado ao gabinete da desembargadora federal relatora aos 11/10/2019, não tendo sido novamente pautado o feito. Em 16/03/2020 foi determinada a migração do processo para o sistema PJe. Em 16/11/2020, digitalização, os autos se encontravam conclusos para a desembargadora relatora. Em 26.10.2021 a AES Tieste e Aes Uruguiana reiteraram pedido para que as publicações sejam feitas em nome dos novos advogados. Com base na avaliação de seus procuradores jurídicos, a Diretoria classificou o risco de perda desta ação como “possível”, no montante atualizado de R\$ 451.894 (R\$ 86.000, em 2020).

- 2.1.3)** Ação civil pública proposta pelo Ministério Público Federal junto à subseção Judiciária de Paulo Afonso – BA (processo n.º 2490-83.2012.4.01.3306) 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 para determinou o pagamento das diferenças apuradas, desde 1991, entre a verba efetivamente paga e o valor de 2,5 salários mínimos, monetariamente corrigidos e acrescidos de juros moratórios para cada família que recebeu ou ainda recebe a VMT, pelo respectivo período que tenha recebido e que pertençam à competência territorial desta Subseção Judiciária, ressalvados os casos dos reassentados que celebraram os termos de acordos 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 30/11/2016 ao relator Desembargador Federal Neviton Guedes – Quinta Turma. Em 31/12/2016 estava concluso para relatório e voto – sendo o processo redistribuído por sucessão para a Desembargadora Federal Danielle Maranhão Costa - concluso para despacho desde 02/04/2018. Em 21/02/2020, o processo foi migrado para o sistema PJe.

Com base na avaliação de seus procuradores jurídicos, a Diretoria classificou o risco de perda desta ação como “possível”, no montante atualizado de R\$ 3.732.691 (R\$ 1.000.000, em 2020).

- 2.1.4)** 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., Torres de Pedra Geradora Eólica S.A., Ponta do Vento Leste Geradora Eólica S.A., Torres de São Miguel Geradora Eólica S.A., Morro dos Ventos Geradora Eólica S.A., Canto da Ilha Geradora Eólica S.A., Campina Potiguar Geradora Eólica S.A., Esquina dos Ventos Geradora Eólica S.A., Ilha dos Ventos Geradora Eólica S.A., Portal do Nordeste Geradora Eólica S.A., e Ventos Potiguares Comercializadora de Energia S.A. tendo por objeto a indenização em danos materiais (danos emergentes e lucros cessantes), no valor de R\$ 243.067, e que seriam decorrentes de suposto atraso na entrada em operação comercial da LT Extremoz II – João Câmara II e da SE João Câmara II. Oferecida contestação e deferida produção de prova pericial em 10/03/2016, laudo apresentado pelo perito do juízo desfavorável à Chesf, com consequente pedido de esclarecimentos. Petição solicitando oitiva do perito em audiência.

O requerimento de oitiva em audiência foi negado pelo MM. Juízo que, no entanto, deferiu a elaboração da perícia contábil, tendo intimado a Chesf a realizar o depósito dos honorários periciais. A Chesf ofereceu quesitos e depositou os honorários do perito do juízo. As autoras impugnam os quesitos apresentados pela Chesf. O MM. Juízo da 23.ª Vara Cível determinou a oitiva da Chesf acerca da impugnação dos quesitos pela parte Autora. Foi deferido parcialmente o pedido de inclusão de novos quesitos por parte das Autoras, o que gerou o pagamento de custas complementares para o perito contábil. O perito contábil apresentou o laudo do qual houve manifestação da Chesf em 25/09/2017. Em 29/01/2018, foi proferida sentença condenatória em desfavor da Chesf no valor de R\$ 432.313.044,18 (quatrocentos e trinta e dois milhões, trezentos e treze mil, quarenta e quatro reais e dezoito centavos), da qual foram interpostos embargos de declaração pela Chesf, aos quais foi negado provimento aos 28/02/2018, tendo sido interposto recurso de apelação pela Chesf aos 26/03/2018. Aos 31/03/2018, o processo se encontrava com prazo para contrarrazões da apelação da Chesf. Ofertadas as contrarrazões pela Chesf, o processo foi encaminhado ao Tribunal de Justiça do Distrito Federal e Territórios para julgamento das apelações interpostas. A União ingressou no feito manifestando interesse jurídico na demanda, o que foi deferido. A ABRATE requereu ingresso na condição de *amicus curiae*. Julgamento iniciado em 13/03/2019, mas suspenso por pedido de vista formulado por um dos Desembargadores que compõem a 5ª Turma do TJDF. Julgamento retomado em 28/08/2019, no qual o recurso de apelação da Chesf foi provido por 4 votos a 1 e o acórdão foi publicado em 10/10/2019. Interposição de embargos de declaração por ambas as partes. Embargos de declaração de ambas as partes desprovidos. Interpostos novos embargos de declaração por parte da parte autora aos 29/01/2020. Em 18/02/2020 determinou-se a digitalização dos autos a fim de que sejam incluídos no sistema PJe. Em 18/10/2020, publicada a pauta de julgamento dos embargos de declaração para o dia 28/10/2020. Em 11/12/2020, os embargos de declaração foram novamente pautados para o dia 10/02/2021. Os embargos de declaração opostos pela Energia Potiguar foram julgados parcialmente procedentes, no sentido de anular o acórdão que deu provimento à Apelação da Companhia. A União peticionou para que o feito fosse chamado à ordem a fim de se declarar a nulidade do acórdão ao argumento da existência de vícios procedimentais quanto ao julgamento dos embargos de declaração e, na mesma assentada, dos recursos de apelação. Em 05.07.2021 a Presidente da turma Desembargadora Maria Ivatonia Barbosa dos Santos indeferiu o pedido de declaração de nulidade de acórdão, contra tal decisão a União interpôs Agravo interno.

Em 17.11.2021 a presidente da 5ª Turma, Presidente da turma Desembargadora Maria Ivatonia Barbosa dos Santos, proferiu decisão rejeitando o agravo interno e determinando à Secretaria da Turma para que restabeleça a classe processual de Embargos de Declaração e faça os autos conclusos ao Relator, Desembargador Josaphá Francisco, para que elabore voto quanto aos embargos de declaração de ID 25857430 ainda pendente de julgamento.

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

- 2.1.5)** Processo n.º 33328-13.2015.4.01.3400 – 15.ª Vara Federal da Seção Judiciária do Distrito Federal. Trata-se de ação civil pública manejada pela Aneel com o intuito de cobrar da Chesf supostos prejuízos que os consumidores finais de energia elétrica teriam tido com os atrasos das obras referentes às chamadas Instalações de Geração Compartilhada – ICGs. Esse prejuízo remontaria a R\$ 1.471 milhões. A Chesf recebeu a citação, tendo apresentado contestação ao feito no dia 04/12/2015. Apresentada réplica pela Aneel, o juiz indeferiu produção de provas requeridas pela Chesf. O MM. Juízo da 15.ª Vara Federal determinou a intimação do Ministério Público Federal para manifestação a qual foi realizada. A Chesf peticionou para suspensão do processo, face estratégia de levar o caso à CCAF/AGU. Em 31/12/2017 o pedido de suspensão foi deferido pelo MM. Juízo da 15.ª Vara Federal, pelo prazo de 6 (seis) meses. Foi protocolado requerimento para a CCAF/AGU em 26/03/2018. A Chesf estava no aguardo da marcação, pela CCAF, da primeira audiência de conciliação entre Chesf e Aneel. Houve audiência de conciliação, na qual as partes não demonstraram

interesse em conciliar. O juízo abriu vistas às partes, tendo a Chesf encaminhado manifestação em 03/10/2018. Em 16/10/2018 os autos foram retirados pelo Ministério Público Federal. Processo encontrava-se concluso para sentença desde o dia 06/12/2018. Em 20/09/2019, 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. Em 07/11/2019, foi interposta apelação pela Aneel. Em 19/11/2019, foi determinada a migração do processo para o PJe, não tendo sido ainda iniciada a contagem de prazo para recurso da Chesf, em virtude da ausência de publicação da sentença. Em 26/03/2020 as partes foram intimadas a se manifestar sobre a conformidade dos autos digitais com os autos físicos e o cumprimento de eventual ato já praticado nos autos físicos. Em 08/05/2020 a Chesf interpôs embargos de declaração, posteriormente rejeitados. A Chesf interpôs apelação. As partes contra-arrazoaram. Remetido os autos para TRF1 em 20.08.2021. Em 24.09.2021 foi redistribuído por sorteio em razão da incompetência.

Em 01.10.2021 o Ministério Público Federal pugna pelo acolhimento da preliminar de julgamento extra petita. No mérito, a manifestação é pelo não provimento dos recursos.

Não há condições de se avaliar, no presente momento, qual seria o desfecho da causa, vez que essa é a primeira ação no País a tratar do tema (não existe histórico no Brasil de ingresso de ações coletivas com conteúdo semelhante).

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

- 2.1.6)** Ação de Desapropriação movida pela Companhia contra Herculano Galdino do Nascimento, sucedido por seu espólio, cujo inventariante é Henrique Morais do Nascimento (Processo 0000538-66.2007.8.05.0245, em trâmite originariamente na Comarca de Sento-Sé – BA). O objeto da demanda é o questionamento do valor da indenização paga ao expropriado na época da formação do reservatório de Sobradinho. Processo em fase de instrução – laudo pericial. O feito foi encaminhado para a Justiça Federal – Subseção Judiciária de Juazeiro – BA, em virtude da manifestação da União Federal em participar do processo na condição de assistente, tendo sido o processo tombado sob o número 0002603-64.2017.4.01.3305. Em 06/07/2018 decisão da Justiça Federal não reconhecendo interesse jurídico da União para intervir no feito e remetendo os autos para a Justiça Estadual, decisão contra a qual a Chesf interpôs o agravo de instrumento n.º 1020874-91.2018.4.01.0000, no qual houve a determinação de apresentação de contrarrazões, tendo o prazo transcorrido sem a manifestação da parte contrária. O recurso encontra-se pendente de julgamento. A Companhia mantém classificado como possível, no valor de R\$ 99.699 (R\$ 52.000, em 2020).
- 2.1.7)** Ação Civil Pública proposta pelo Ministério Público Federal da Bahia (processo 0001209-58.2013.4.01.3306), cujo objeto consiste no reconhecimento da existência de ocupantes da área inundada que não foram reassentados em projetos de irrigação, fazendo jus a todo o previsto no Acordo de 1986 entre a Chesf e as comunidades envolvidas na construção da Barragem de Itaparica. O processo tramita perante a Vara Federal em Paulo Afonso-BA, estando atualmente em fase recursal no TRF 1ª Região (TRF1). Houve liminar deferida em favor do Ministério Público, que foi cassada pelo TRF1. A sentença foi favorável à tese de decadência e existe precedente no STJ contrário à pretensão do MPF. Com base na avaliação de seus procuradores jurídicos, a Diretoria classificou o risco de perda desta ação como “possível”, e tem como valor pedido atualizado o montante de R\$ 3.361.748 (R\$ 1.000.000, em 2020).
- 2.1.8)** Pedido de recuperação judicial, apresentada como defesa contra pedido de falência contido no processo 0006703-65.2014.8.17.0370 (processo ao qual está distribuído por dependência), em razão da requerente (WIND POWER ENERGIA S/A) ser parte de grupo líder de mercado, e com investimentos e contratos que possibilitam a referida recuperação. A lide tramita na 1ª Vara Cível da Comarca do Cabo de Santo Agostinho-PE, estando em fase decisória. Principais andamentos do processo: Apresentação de Plano de recuperação; apresentação de aditivo ao plano de recuperação; novo aditivo ao Plano de recuperação; realização de assembleia geral de credores com análise da última versão do plano de recuperação. Com base na avaliação de seus procuradores jurídicos, a Diretoria classificou o risco de perda desta ação como “possível”, e tem como valor pedido atualizado o montante R\$ 889.819 (R\$ 320.565, em 2020).
- 3)** Com **risco de perda remoto** destaca-se a seguinte ação:
- 3.1)** Ação indenizatória proposta pela Hidroservice, processo nº 0009364-44.2003.4.05.8300 que tramita na 2ª Vara Federal-PE, objetivando a anulação de acordo de securitização setor elétrico com indenização pelo deságio

na negociação de títulos recebidos, juros bancários. O valor atribuído à causa foi de R\$ 250.000 (históricos), estando estimado em R\$ 27.328.413. Apelações improvidas, mantendo a sentença que julgou improcedente a ação. Embargos de Declaração julgados em 26/11/2013 para corrigir o erro material apontado pela Chesf e negar provimento com relação a ambos os Embargos das partes. Apresentação de Recurso Especial e Recurso Extraordinário pela Hidroservice. A Eletrobras e a União Federal apresentaram Recurso Especial pleiteando majoração da verba honorária. O Recurso Extraordinário da Hidroservice e os Recurso Especial da Eletrobras e da União Federal foram inadmitidos e o Recurso Especial da Hidroservice foi remetido ao STJ (RESP 1.513.670/PE), onde se encontra pendente de julgamento. A Hidroservice, a Eletrobras e a União Federal interpuseram agravo de instrumento para que seus recursos tenham seguimento admitidos. Parado desde 17/03/2015. Concluso para decisão desde 24/04/2017, sendo obtida cópia do processo pelo advogado Dr. Adalberto Salvador Perillo Kuhl Junior em 24/08/2018. Em Decisão pelo conhecimento em parte do recurso da Hidroservice apenas para retorno dos autos ao TRF5 para julgamento de agravo retido. Interposição de agravos internos pela Hidroservice e pela Eletrobras. Em 20/11/2019 foram interpostos embargos de declaração pela Hidroservice. Em 13/12/2019, o processo encontrava-se concluso ao Ministro Relator. Em 23/04/2020, dado provimento ao recurso especial da Hidroservice, determinando o retorno dos autos ao TRF5 para julgamento dos embargos de declaração por ela (Hidroservice) opostos. Agravos internos da Hidroservice e da Eletrobras aos quais foi negado provimento, em decisão de 08/10/2020. O processo foi remetido ao TRF da 5.ª Região aos 16/11/2020, para julgamento dos anteriores embargos de declaração opostos pela Hidroservice perante o TRF da 5.ª Região. Em 02.09.2021 distribuído para a 2ª Turma, Desembargador Federal Paulo Roberto. Em 06.09.2021, não obstante à distribuição por sorteio automático executado pelo sistema, nos termos do Ato 89/2018 de 15/03/2018, houve à redistribuição, ao sucessor do relator originário da AC557088-PE Desembargador Federal Paulo Machado. Incluído em pauta de julgamento para 26.10.2021. Em 09.11.2021 a 2ª Turma deu parcial provimento aos embargos, para, conhecendo do agravo retido, negar-lhe provimento. Em 01.12.2021 a união peticionou ratificando o Recurso Especial e em 07.12.2021 a Eletrobras peticionou ratificando o Recurso Especial. Em 09.12.2021 a Hidroservice interpôs Recurso Especial e Recurso Extraordinário. Em 10.12.2021 a Chesf peticionou ratificando o Recurso especial interposto, relativo aos honorários de sucumbência. Atualmente o processo está classificado como remoto com valor estimado R\$ 28.452.621.

Por outro lado, a Chesf ingressou com Ação declaratória de implementação e desobrigação contratual cumulada com consignação em pagamento, nº 0035333-41.1995.8.17.0001 (2ª vara cível, Recife-PE), face os contratos CT-I-92.1.0120.00 e CT-I-92.1.0119.000035333-41.1995.8.17.0001, onde realizou depósito de Cr\$1.602.826.241,73, atualizados em R\$ 2.102.844. onde apenas em abril de 2016 foi julgado seu mérito, em sentença improcedente para a Chesf. Objeto de Embargos de Declaração negados, interpostos recurso de Apelação pela Chesf em 28/03/2017. Distribuído ao Rel. Itabira de Brito Filho em 21/08/2017. Em 30.09.2021 negou-se provimento ao recurso. Em 11.11.2021 a Hidroservice opôs Embargos

- 3.2)** Processo 0800066-80.2017.4.05.8501 (Comarca de Canindé do São Francisco) – Ação movida pelo Município de Canindé do São Francisco, requerendo o DVA devido em face de valor recebido da União Federal pela Chesf, pertinente a indenização referente à Usina de Xingó. O Município de Canindé do São Francisco pleiteia basicamente: (a) que o Estado de Sergipe proceda a inclusão no Valor Adicionado do ano base de 2013 do montante de R\$ 2.925.318, recalculando o IPM em razão do complexo hidroelétrico Usina de Xingó, da mesma forma aos anos subsequentes, para efeito na participação do rateio de ICMS no ano de 2017, com trespasse dos dados ao TCE/SE para republicação do Ato Deliberativo n.º 884/2016, sob pena de multa diária de R\$100; e b) que o Estado de Sergipe compelido a, no prazo de 48 horas, juntar aos autos o mapa de apuração do valor adicionado do ICMS do Município Autor, referente aos exercícios 2013, 2014, 2015 e 2016, destacando-se se houve, na composição do valor do IPM respectivo, a inclusão dos valores percebidos pela CHESF a título de antecipação, na forma do item “a” acima. (c) reconhecer a relação jurídico-tributária decorrente da antecipação de receita realizada pela União Federal em favor da Chesf, como elemento fiscal tributável, atestando a sua inclusão do valor do ICMS devido e ao produto de distribuição afeto ao VAF – Valor Adicionado do Município de Canindé de São Francisco; (d) sejam compelidos todos os Réus a procederem os ajustes contábeis e financeiros necessários à inclusão no Valor Adicionado do ano base de 2013 do montante de R\$ 2.925.318, recalculando o IPM e participação do rateio de ICMS, em razão do complexo hidroelétrico Usina de Xingó para todos os anos subsequentes, condenando-os a ressarcirem o Requerente aos valores suprimidos indevidamente desde 2013, em montante a ser apurado por perícia contábil realizada nos autos. A União Federal, quando citada ainda no âmbito da Justiça Federal, alegou a sua ilegitimidade passiva e requereu a exclusão da lide. A Chesf apresentou defesa. O juízo federal indeferiu a tutela de urgência do município, tendo sido essa decisão atacada por agravo de instrumento, e mantida pelo E. TRF da 5.ª Região. O pedido de ilegitimidade passiva da União foi acolhido, tendo os autos sido remetidos para a Comarca de Canindé do São Francisco – SE. Na Comarca de Canindé do São Francisco – SE, o MM. Juízo proferiu despacho requerendo às partes que procedessem com a especificação de provas. Em 31/03/2018 a Chesf

havia peticionado, requerendo a produção de prova pericial contábil, a ser realizada por especialista em contabilidade do setor elétrico. Em 30/04/2018, o Município Requereu a suspensão do feito. Em 01/05/2018, houve a juntada de contestação por parte do Estado de Sergipe. Em 24/05/2018, despacho do juízo intimando o Município para oferecer réplica à contestação, bem como para que a Chesf e o Estado de Sergipe se manifestem em 15 (quinze) dias após a réplica, caso haja juntada de documentos. Em 26/06/2018, oferecimento de réplica por parte do Município. Em 12/09/2018, a União Federal peticiona manifestando interesse no feito, tendo sido o Município intimado a se manifestar sobre o ingresso da União aos 02/10/2018. Em 31/12/2018 o processo encontra-se aguardando despacho do Juiz de Direito, se vai acolher ou não o pedido. O juízo estadual determinou a suspensão do feito enquanto não sobreviesse decisão da Justiça Federal sobre a competência. Pedido acolhido e o processo foi encaminhado para a Justiça Federal. Em 10/07/2019 sobreveio decisão da Justiça Federal determinando novamente a remessa dos autos para a Justiça Estadual. Dessa decisão foram interpostos agravos de instrumento pela Chesf e pela União aos 12/09/2019. Em 10/03/2020 foram julgados os agravos de instrumento, reconhecendo a competência da Justiça Federal para o processamento do feito. Em 28/08/2020, sobreveio sentença, corrigindo o valor da causa para R\$ 52.970 e julgando improcedente o pedido do Município de Canindé do São Francisco. A sentença está sujeita ao duplo grau obrigatório de jurisdição. O Município de Canindé do São Francisco apresentou recurso de apelação em 21/10/2020. Em 11/11/2020 a Chesf apresentou contrarrazões e recurso de apelação adesivo quanto aos honorários advocatícios. Em 17/12/2020 o Município de Canindé do São Francisco, a União e o Estado de Sergipe foram intimados para contrarrazoar o recurso de apelação adesiva da Chesf. Em 25/06/2021, a segunda turma do Tribunal Regional Federal da 5ª Região, por unanimidade, negou provimento às apelações e deu parcial provimento à remessa oficial.

Em 23 de agosto de 2021 foi realizado comunicado ao mercado. Considerando o trânsito em julgado da decisão.

Em 29.09.2021 juntada de execução/cumprimento de sentença. A Chesf e a União Federal requereram o cumprimento de sentença. Em 09/11/2021 o Juiz ordenou a intimação da Fazenda, atualmente o processo está classificado como remoto com valor estimado R\$ 2.925.318.

#### 4) Riscos ambientais

A Chesf, em decorrência de suas atividades operacionais, possui ações judiciais de natureza ambiental que não estão provisionadas por envolverem riscos de perda classificados pela Administração e por seus consultores jurídicos como *possíveis* ou *remotos*. Com base na opinião desses consultores jurídicos, a Administração acredita que a resolução dessas questões não produzirá efeito material adverso sobre a sua situação financeira e, com base em histórico, acredita que nenhuma provisão ou seguro para perdas, relacionados às questões ambientais, seja necessário.

### 31 – PROVISÃO PARA CONTRATO ONEROSO

Os testes de suas unidades de geração e transmissão realizados em 2021 visam identificar se os custos necessários para satisfazer suas obrigações são superiores a capacidade de individualmente gerarem benefícios econômicos.

Como resultado deste teste, foram realizadas as seguintes provisões:

	31/12/2021	31/12/2020
Jirau	67.298	100.478
<b>Total</b>	<b>67.298</b>	<b>100.478</b>

A variação no contrato oneroso da comercialização da compra de energia de Jirau foi decorrente de testes realizados no período à taxa de desconto de 6,11% e os períodos de vigência dos respectivos contratos.

### 32 – COMPROMISSOS OPERACIONAIS DE LONGO PRAZO

A Companhia possui os seguintes compromissos operacionais de longo prazo. Os valores e preços estão apresentados pelo seu valor nominal e não estão deduzidos de eventuais subvenções e reembolsos de custos que a Companhia porventura tenha direito.

### 32.1 – Compra de energia (não auditada)

Referem-se a contratos de compra de energia elétrica com empresas geradoras.

Posições compradas		2022/2023	2024/2025	2026	A partir de 2027 (pagamento remanescente)
Contratos firmados	Volume (MW)	2.015.998	1.937.840	967.595	7.960.305
	Preço médio (R\$)	250,72	253,52	253,52	253,31

### 32.2 – Venda de energia (não auditada)

Posições vendidas		2022/2023	2024/2025	2026	A partir de 2027 (pagamento remanescente)
Contratos firmados	Volume (MW)	9.827.279	9.837.317	4.913.640	37.392.007
	Preço médio (R\$)	170,72	176,78	179,77	188,85

### 32.3 - Compromissos com aportes em SPEs

SPE	2023
Energia Sustentável do Brasil S.A.	34.340
<b>Total</b>	<b>34.340</b>

### 32.4 – Imobilizado

Fornecedor	2023/2024	Após 2024
SIEMENS LTDA	135.855	112.558
VOITH HYDRO LTDA	96.289	83.894
SIEMENS ENERGY BRASIL LTDA	45.665	101.912
VOITH HYDRO SERVICES LTDA.	91.096	43.317
GRID SOLUTIONS TRANSMISSAO	26.134	54.122
REAL ENERGY LTDA	53.009	23.971
ANDRITZ CONSTRUÇÕES E MONTAGENS	44.757	21.172
JPW ENGENHARIA ELETRICA LTDA	55.391	-
<b>Total</b>	<b>548.196</b>	<b>440.946</b>



**33 – 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
<b>Em serviço</b>		<b>342.761</b>	<b>342.761</b>
Participação da União, Estados e Municípios	4,66	276.041	276.041
Participação Financeira do Consumidor	5,75	53.539	53.539
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido	3,22	12.801	12.801
Pesquisa e Desenvolvimento	7,36	380	380
<b>(-) Amortização Acumulada - AIS</b>		<b>(159.258)</b>	<b>(159.258)</b>
Participação da União, Estados e Municípios	-	(132.550)	(132.550)
Participação Financeira do Consumidor	-	(26.636)	(26.636)
Pesquisa e Desenvolvimento	-	(72)	(72)
<b>Em curso</b>		<b>680</b>	<b>680</b>
Pesquisa e Desenvolvimento	-	680	680
<b>Total</b>		<b>184.183</b>	<b>184.183</b>

A movimentação ocorrida no exercício pode assim ser resumida:

	Saldo inicial em 31/12/2020	Adição	Saldo final em 31/12/2021
<b>Em serviço</b>	<b>342.761</b>	-	<b>342.761</b>
Participação da União, Estados e Municípios	276.041	-	276.041
Participação Financeira do Consumidor	53.539	-	53.539
Doações e Subvenções Destinadas a Investimentos no Serviço Concedido	9.529	-	9.529
Pesquisa e Desenvolvimento	3.652	-	3.652
<b>(-) Amortização Acumulada - AIS</b>	<b>(130.637)</b>	<b>(28.621)</b>	<b>(159.258)</b>
Participação da União, Estados e Municípios	(109.720)	(22.830)	(132.550)
Participação Financeira do Consumidor	(20.876)	(5.760)	(26.636)
Pesquisa e Desenvolvimento	(41)	(31)	(72)
<b>Em curso</b>	<b>680</b>	-	<b>680</b>
Pesquisa e Desenvolvimento	680	-	680
<b>Total</b>	<b>212.804</b>	<b>(28.621)</b>	<b>184.183</b>

### 34- PATRIMÔNIO LÍQUIDO

#### 34.1 - Capital social

O capital social, no valor de R\$ 9.753.953 (R\$ 9.753.953, em 2020), é constituído por ações sem valor nominal com a seguinte distribuição:

Acionistas	31/12/2021					
	Número de ações em milhares					
	Ordinárias		Preferenciais		Total	
	Quant.	%	Quant.	%	Quant.	%
Eletrobras	54.151	100,000	1.518	86,545	55.669	99,578
Ministério da Fazenda	-	-	194	11,060	194	0,347
Light	-	-	9	0,513	9	0,016
Outros	-	-	33	1,882	33	0,059
	<b>54.151</b>	<b>100,000</b>	<b>1.754</b>	<b>100,000</b>	<b>55.905</b>	<b>100,000</b>

Acionistas	31/12/2020					
	Número de ações em milhares					
	Ordinárias		Preferenciais		Total	
	Quant.	%	Quant.	%	Quant.	%
Eletrobras	54.151	100,000	1.518	86,545	55.669	99,578
Ministério da Fazenda	-	-	194	11,060	194	0,347
Light	-	-	9	0,513	9	0,016
Outros	-	-	33	1,882	33	0,059
	<b>54.151</b>	<b>100,000</b>	<b>1.754</b>	<b>100,000</b>	<b>55.905</b>	<b>100,000</b>

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.

#### 34.2- Reservas de Capital

	31/12/2021	31/12/2020
Doações/subvenções para investimentos	4.759.353	4.759.353
Remuneração de bens e direitos constituídos com capital próprio	156.846	156.846
	<b>4.916.199</b>	<b>4.916.199</b>

#### 34.3- Reservas de Lucros

	31/12/2021	31/12/2020
Legal	660.986	387.566
Incentivos fiscais	950.143	950.136
	<b>1.611.129</b>	<b>1.337.702</b>

A Reserva Legal é constituída com base em 5% do lucro líquido do exercício, de acordo com a legislação societária, limitada a 20% do capital social.

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.

### 34.4 - 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\$ 160.614 (perdas de R\$ 1.672.255, em 2020), perfazendo um montante acumulado de R\$ 148.615 (R\$ 89.771, em 2020).

No exercício de 2021, a Companhia registrou o montante de R\$ 219.458 (R\$ 446.512, em 2020) 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.

### 34.5 – Remuneração aos acionistas

O cálculo da remuneração aos acionistas está demonstrado na nota 42.

## 35 – RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

Em atendimento às exigências do CPC 30(R1) – Receitas, demonstramos a seguir a conciliação entre a receita operacional bruta e a receita operacional líquida apresentada na demonstração do resultado. De acordo com as práticas contábeis anteriormente adotadas, a apresentação da receita da Companhia na demonstração do resultado segregava a receita operacional bruta, as deduções sobre a receita operacional bruta e a receita operacional líquida. As novas práticas contábeis estabelecem que a Companhia deve apresentar no seu demonstrativo de resultado somente a receita operacional líquida, por esta representar os ingressos brutos de benefícios econômicos recebidos e a receber originários de suas próprias atividades.

	31/12/2021	31/12/2020
<b>RECEITA OPERACIONAL BRUTA</b>		
<b>GERAÇÃO</b>		
Fornecimento de energia elétrica	658.343	585.719
Operação e manutenção de usinas e suprimento	2.969.543	2.713.160
Energia elétrica de curto prazo (CCEE)	388.431	597.206
Outras receitas operacionais	6.674	4.193
<b>TRANSMISSÃO</b>		
Operação e manutenção do sistema de transmissão	4.766.736	4.373.877
Outras receitas operacionais	26.597	16.709
	<b>8.816.324</b>	<b>8.290.864</b>
<b>DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL</b>		
Encargos setoriais		
Reserva Global de Reversão – RGR	(70.248)	(50.396)
Pesquisa e Desenvolvimento	(70.232)	(65.276)
Outros encargos CCEE	-	97
Taxa de fiscalização da Aneel	(24.331)	(21.722)
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	(99.850)	(74.790)
Compensação financeira p/utilização de recursos hídricos	(150.783)	(183.091)
Proinfa	(63.269)	(38.292)
ICMS sobre energia elétrica	(120.375)	(94.026)
ISS	(621)	(460)
PIS/Pasep	(139.595)	(129.247)
Cofins	(643.008)	(610.569)
	<b>(1.382.312)</b>	<b>(1.267.772)</b>
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>7.434.012</b>	<b>7.023.092</b>

A receita da Companhia é substancialmente proveniente da venda de energia elétrica, de construção, operação e manutenção e atualização do ativo financeiro decorrente do seu sistema de transmissão e geração. Estas operações estão amparadas em contratos de compra e venda de energia, em transações feitas no mercado de curto prazo, no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, e em contratos do sistema de transmissão.

### 36 – ENCARGOS SETORIAIS

A Companhia incorreu, no exercício, em encargos setoriais que totalizaram R\$ 478.713 (R\$ 433.567, em 2020) com a seguinte composição:

	31/12/2021	31/12/2020
Reserva Global de Reversão – RGR	70.248	50.396
Pesquisa e Desenvolvimento – P&D	70.232	65.276
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	99.850	74.790
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – Proinfra	63.269	38.292
Taxa de Fiscalização do Serviço Público de Energia Elétrica – TFSEE	24.331	21.722
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH	150.783	183.091
<b>Total</b>	<b>478.713</b>	<b>433.567</b>

### 37 - CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os custos e as despesas gerais e administrativas apresentados na Demonstração do Resultado do Exercício, têm a seguinte composição:

	31/12/2021	31/12/2020
Energia elétrica comprada para revenda	475.601	351.735
Encargos de uso da rede de transmissão	868.871	807.515
Pessoal	1.184.310	1.056.497
Material	35.193	32.487
Serviço de terceiros	295.730	261.257
Depreciação e amortização	405.399	385.318
Provisão (reversão) contrato oneroso	(33.180)	61.328
Arrendamentos e aluguéis	11.371	15.328
Tributos	11.565	11.043
Provisões para contingências	1.121.568	730.738
Provisão impairment	(625.804)	(523.244)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(684.504)	309.969
Provisão para perdas na realização de investimentos	11.966	(58.188)
Perdas com ativo imobilizado - Camaçari	-	233.136
Outras provisões (reversões) operacionais	233.908	-
Perdas com arrendamento UTE - Camaçari	50.675	-
Outros	870.612	100.879
<b>Total</b>	<b>4.233.281</b>	<b>3.775.798</b>

A principal movimentação no período deveu-se aos seguintes fatos: (i) provisão para contingências no montante de R\$ 1.121.568 em função principalmente atualização do fator K (R\$ 273.150), e de processos cíveis, fiscais e trabalhistas (R\$ 848.417), (ii) registro de reversão de provisão de impairment/contrato oneroso R\$ 658.984; (iii) registro de reversão da provisão para créditos de liquidação duvidosa no montante de R\$ 907.785 e registro de perdas com clientes no montante de R\$ 790.126, em função do resultado da análise da situação de créditos vencidos de longa data dos clientes Liga do Brasil S.A., Equatorial Alagoas e Energisa Sergipe, realizada por escritório de advocacia; (v) registro em julho/2021 dos valores acumulados desde janeiro desse ano, referentes à liminar do GSF no âmbito da CCEE. Esse efeito foi reduzido com o reconhecimento do ativo intangível decorrente da extensão do prazo de cerca de R\$ 291 milhões; (vi) rescisão amigável do contrato de locação, baseada nos dispositivos do referido contrato (R\$ 50.675).

**38 - PESSOAL E ADMINISTRADORES**

<b>Pessoal e Administradores</b>	<b>2021</b>	<b>2020</b>
<b>Pessoal</b>		
Remuneração	614.504	528.899
Encargos	225.153	191.944
Benefício Pós-emprego - Previdência Privada - Déficit ou superávit atuarial	183.681	78.915
Programa de demissão voluntária		-
Participação nos lucros e resultados - PLR	29.817	148.018
Outros	123.461	101.291
<b>Administradores</b>		
Honorários e encargos (Diretoria e Conselho)	7.694	7.430
<b>Total</b>	<b>1.184.310</b>	<b>1.056.497</b>

**39 – RESULTADO FINANCEIRO**

	<b>31/12/2021</b>	<b>31/12/2020</b>
<b>Receitas Financeiras</b>		
Resultado de aplicações financeiras	59.561	71.178
Variações monetárias e acréscimos moratórios - energia vendida	100.544	294.888
Outras variações monetárias ativas	300.086	78.887
Outras receitas financeiras	55.216	14.701
	<b>515.407</b>	<b>459.654</b>
<b>Despesas Financeiras</b>		
Encargos de dívidas	(87.639)	(81.265)
Variações monetárias sobre financiamentos e empréstimos	(17.048)	(6.907)
Juros sobre remuneração aos acionistas	(142.218)	(77.294)
Outras despesas financeiras	(25.619)	(15.186)
	<b>(272.524)</b>	<b>(180.652)</b>
<b>Total</b>	<b>242.883</b>	<b>279.002</b>

A principal movimentação do período corresponde a: (i) em função do resultado da análise da situação de créditos vencidos de longa data dos clientes Liga do Brasil S.A., Equatorial Alagoas e Energisa Sergipe, realizada por escritório de advocacia, foi registrado o estorno dos juros sobre o contas a receber desses clientes contabilizados até maio/2021 com impacto nas rubricas “Variações monetárias e acréscimos moratórios - energia vendida” e “Outras variações monetárias ativas”, no montante de R\$ 117.659; (ii) registro dos juros sobre remuneração aos acionistas, no valor de R\$ 142.218, em decorrência do expressivo valor a pagar de dividendos referentes a exercícios anteriores; (iii) atualização dos depósitos judiciais decorrente da implantação do sistema de solução jurídica.

#### 40 - RECONCILIAÇÃO DAS TAXAS EFETIVAS E NOMINAIS DA PROVISÃO PARA O IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL

	31/12/2021	31/12/2020
<b>Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social</b>	<b>3.604.580</b>	<b>3.525.446</b>
Encargo total do imposto de renda e da contribuição social	(1.225.557)	(1.198.652)
Efeitos fiscais sobre adições ou exclusões temporárias	525.671	(523.644)
Efeitos fiscais sobre outras adições ou exclusões	289.892	370.752
Ajuste IR diferido	72.165	641.881
Incentivo fiscal	7	386.262
<b>Imposto de renda e contribuição social apurados</b>	<b>(337.822)</b>	<b>(323.401)</b>
<b>Imposto de renda e contribuição social corrente</b>	<b>-</b>	<b>(546.510)</b>
Contribuição Social	-	(251.606)
Imposto de Renda	-	(294.904)
<b>Imposto de renda e contribuição social diferidos</b>	<b>(337.822)</b>	<b>223.109</b>
Contribuição Social	(198.649)	131.671
Imposto de Renda	(139.173)	91.438
<b>Imposto de renda do período e contribuição social</b>	<b>(337.822)</b>	<b>(323.401)</b>

#### 41 – INCENTIVOS FISCAIS – SUDENE

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, referente ao ano calendário 2017, em R\$ 160.139; em 2018 R\$ 40.476; em 2019 R\$ 282.469; e em 2020 R\$ 386.262. 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 2021 a Companhia registrou incentivo fiscal de redução de 75% do imposto de renda, na ordem de R\$ 7, face a sua base tributária ter sido impactada, sobretudo, pela baixa do processo vinculado ao GSF.

#### 42 – REMUNERAÇÃO AOS ACIONISTAS

	31/12/2021	31/12/2020
<b>Lucro líquido do exercício - Regulatório</b>	<b>3.266.758</b>	<b>3.202.045</b>
Ajustes - nota 52	2.201.646	(1.094.271)
<b>Lucro líquido do exercício - Societário</b>	<b>5.468.404</b>	<b>2.107.774</b>
Constituição da Reserva de Incentivos Fiscais	(7)	(386.262)
Constituição da Reserva legal	(273.420)	(86.076)
<b>Lucro líquido ajustado - base de cálculo da remuneração</b>	<b>5.194.977</b>	<b>1.635.436</b>
Dividendos mínimos obrigatórios (25%)	1.298.744	408.859
<b>Base para remuneração aos acionistas</b>	<b>5.194.977</b>	<b>1.635.436</b>
Dividendos mínimos obrigatórios	1.298.744	408.859
Constituição de reserva especial de dividendos não distribuídos	3.896.233	1.226.577
<b>Remuneração proposta:</b>		
Dividendos mínimos obrigatórios	1.298.744	408.859
Dividendos propostos - Reserva Especial de dividendos não distribuídos de exercícios anteriores	-	1.398.023
<b>Remuneração líquida</b>	<b>1.298.744</b>	<b>1.806.882</b>
<b>Dividendos brutos por ação ordinária e preferencial (R\$)</b>	<b>23,23</b>	<b>7,31</b>

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 2021, a Administração propôs o pagamento dos dividendos aos acionistas no valor de R\$ 1.298.744, como dividendo mínimo obrigatório. 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\$ 3.896.233, 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, no caso de a AGO não se pronunciar sobre a matéria, e terão os seus valores atualizados monetariamente a partir da data de encerramento do exercício a que se referem, até a data do pagamento, com base na variação da taxa Selic.

De acordo com o artigo 43 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.

#### 43 – LUCRO POR AÇÃO

##### a) Lucro básico

O lucro básico por ação é calculado mediante a divisão do lucro do período atribuível aos acionistas da Companhia pela quantidade média ponderada de ações em circulação representativas do capital social no respectivo período.

A Companhia não possui qualquer efeito diluidor para os resultados apurados nos exercícios de 2021 e 2020, apresentando, portanto, lucro diluído igual ao lucro básico.

	31/12/2021			31/12/2020		
	Ordinárias	Preferenciais	Total	Ordinárias	Preferenciais	Total
<b>Básico/Diluído</b>						
<b>Numerador</b>						
Lucro líquido atribuível aos acionistas	3.164.264	102.494	3.266.758	3.101.582	100.463	3.202.045
<b>Denominador</b>						
Quantidade de ações	54.151	1.754	55.905	54.151	1.754	55.905
<b>Lucro básico por ação em R\$</b>	<b>58,43</b>	<b>58,43</b>	<b>58,43</b>	<b>57,28</b>	<b>57,28</b>	<b>57,28</b>



**44 – PARTES RELACIONADAS**

As transações com partes relacionadas são realizadas ou baseadas em contratos próprios do Setor Elétrico. Na sequência, identificamos as empresas/entidades relacionadas com a Companhia:

Empresas	Natureza de Operação	Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado
<b>Eletrobras</b>	Clientes	141	-	-	174	-	-
	Contas a receber	666	-	-	794	-	-
	Fornecedores	-	5.575	-	-	-	-
	Contas a pagar	-	190	-	-	605	-
	Dividendos a Pagar	-	1.293.263	-	-	1.800.853	-
	Receita Operac. Disp. Rede Básica	-	-	-	-	-	402
	Receita Uso do Sistema de Transmissão e Conexão	-	-	1.528	-	-	-
	Despesa financeira	-	-	(141.991)	-	-	-
	Outras Despesas Operacionais	-	-	(9.387)	-	-	(9.943)
			<b>807</b>	<b>1.299.028</b>	<b>(149.850)</b>	<b>968</b>	<b>1.801.458</b>
<b>Furnas</b>	Clientes	6.834	-	-	8.341	-	-
	Fornecedores	-	6.246	-	-	10.223	-
	Dividendos a Pagar	-	163	-	-	179	-
	Receita Operac. Disp. Rede Básica	-	-	-	-	-	88.086
	Receita Uso do Sistema de Transmissão e Conexão	-	-	87.553	-	-	-
	Encargo de uso de rede de transmissão	-	-	(110.326)	-	-	(118.278)
	Receita Financeira	-	-	50	-	-	-
	Despesa Financeira	-	-	(7)	-	-	-
	Outras Despesas Operacionais	-	-	-	-	-	(162)
			<b>6.834</b>	<b>6.409</b>	<b>(22.730)</b>	<b>8.341</b>	<b>10.402</b>
<b>CGT Eletrosul</b>	Clientes	-	-	-	508	-	-
	Contas a receber	-	-	-	24	-	-
	Fornecedores	-	2.961	-	-	3.072	-
	Receita Operac. Disp. Rede Básica	-	-	-	-	-	5.705
	Receita Uso do Sistema de Transmissão e Conexão	-	-	3.870	-	-	-
	Energia Comprada para Revenda	-	-	-	-	-	(4.397)
	Encargo de uso de rede de transmissão	-	-	(38.472)	-	-	(40.287)
			<b>2.961</b>	<b>(34.602)</b>	<b>532</b>	<b>3.072</b>	<b>(38.979)</b>
<b>Eletronorte</b>	Clientes	7.912	-	-	8.040	-	-
	Contas a receber	138	-	-	42	-	-
	Fornecedores	-	4.876	-	-	6.007	-
	Receita Operac. Disp. Rede Básica	-	-	-	-	-	90.235
	Receita Uso do Sistema de Transmissão e Conexão	-	-	95.436	-	-	-
	Energia Comprada para Revenda	-	-	-	-	-	(16.904)
	Encargo de uso de rede de transmissão	-	-	(71.600)	-	-	(72.128)
	Outras Despesas Operacionais	-	-	-	-	-	(479)
		<b>8.050</b>	<b>4.876</b>	<b>23.836</b>	<b>8.082</b>	<b>6.007</b>	<b>724</b>
<b>Eletronuclear</b>	Clientes	1.420	-	-	1.524	-	-
	Dividendos a Pagar	-	13	-	-	14	-
	Receita Operac. Disp. Rede Básica	-	-	-	-	-	17.742
	Receita Uso do Sistema de Transmissão e Conexão	-	-	17.124	-	-	-
	Despesa Financeira	-	-	(1)	-	-	-
		<b>1.420</b>	<b>13</b>	<b>17.123</b>	<b>1.524</b>	<b>14</b>	<b>17.742</b>
<b>Eletropar</b>	Contas a receber	330	-	-	-	-	-
	Outras Receitas Operacionais	-	-	7.704	-	-	-
		<b>330</b>		<b>7.704</b>			
<b>Fachesf</b>	Fornecedores	-	24.491	-	-	20.398	-
	Despesa financeira	-	-	(13.126)	-	-	-
	Contratos atuariais	-	-	-	-	-	(37.590)
	Contribuição normal	-	-	(3.384)	-	-	-
	Receita Financeira	-	-	-	-	-	90
	Recuperação Despesas Financeiras	-	-	-	-	-	2.477
			<b>24.491</b>	<b>(16.510)</b>		<b>20.398</b>	<b>(35.023)</b>
<b>STN</b>	Contas a receber	468	-	-	344	-	-
	Partic. societária permanente	258.272	-	-	254.183	-	-
	Fornecedores	-	368	-	-	365	-
	Receita de Prestação de Serviço	-	-	5.388	-	-	4.321
	Dividendos a Receber	9.428	-	-	-	-	-
	Encargo de uso de rede de transmissão	-	-	(4.879)	-	-	(5.835)
Equivalência patrimonial	-	-	50.315	-	-	69.637	
		<b>268.168</b>	<b>368</b>	<b>50.824</b>	<b>254.527</b>	<b>365</b>	<b>68.123</b>
<b>Energética Águas da Pedra S.A.</b>	Partic. societária permanente	145.724	-	-	125.102	-	-
	Clientes	333	-	-	357	-	-
	Dividendos a Receber	10.927	-	-	7.017	-	-
	Receita Operac. Disp. Rede Básica	-	-	-	-	-	4.008
	Receita Uso do Sistema de Transmissão e Conexão	-	-	4.014	-	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	46.007	-	-	29.544
		<b>156.984</b>		<b>50.021</b>	<b>132.476</b>		<b>33.552</b>
<b>Energia Sustentável do Brasil S.A.</b>	Clientes	10.733	-	-	11.465	-	-
	Partic. societária permanente	1.647.813	-	-	1.625.197	-	-
	Fornecedores	-	16.421	-	-	14.178	-
	Receita Operac. Disp. Rede Básica	-	-	-	-	-	128.788
	Receita Uso do Sistema de Transmissão e Conexão	-	-	129.120	-	-	-
	Energia Comprada para Revenda	-	-	(221.314)	-	-	(209.165)
	Outras Receitas (Despesas) Operacionais	-	-	(49)	-	-	-
	Receita Financeira	-	-	-	-	-	1
	Equivalência patrimonial	-	-	(38.791)	-	-	(61.847)
		<b>1.658.546</b>	<b>16.421</b>	<b>(131.034)</b>	<b>1.636.662</b>	<b>14.178</b>	<b>(142.243)</b>
<b>I.E. Madeira</b>	Partic. societária permanente	704.993	-	-	687.660	-	-
	Fornecedores	-	2.138	-	-	2.032	-
	Dividendos a Receber	30.119	-	-	2.858	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	133.953	-	-	12.035
	Despesa financeira	-	-	(5)	-	-	-
	Encargo de uso de rede de transmissão	-	-	(19.372)	-	-	(19.455)
		<b>735.112</b>	<b>2.138</b>	<b>114.576</b>	<b>690.518</b>	<b>2.032</b>	<b>(7.420)</b>

Continuação

Empresas	Natureza da operação	Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado
<b>Manaus Construtora</b>	Partic. societária permanente	-	-	-	7.761	-	-
	Dividendos a Receber	9.178	-	-	9.178	-	-
	Outros Créditos	8.197	-	-	-	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	436	-	-	60
		<b>17.375</b>	-	<b>436</b>	<b>16.939</b>	-	<b>60</b>
<b>TDG</b>	Receita de Prestação de Serviço	-	-	-	-	-	1.236
	Encargo de uso de rede de transmissão	-	-	-	-	-	(322)
	Receita de Prestação de Serviço	-	-	-	-	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(4.082)
		-	-	-	-	-	<b>(3.168)</b>
<b>Norte Energia S.A.</b>	Cientes	14.061	-	-	14.468	-	-
	Partic. societária permanente	1.916.057	-	-	1.980.979	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	(64.922)	-	-	(129.059)
	Receita Operac. Disp. Rede Básica	-	-	-	-	-	146.279
	Receita Uso do Sistema de Transmissão e Conexão	-	-	146.758	-	-	-
	Energia Comprada para Revenda	-	-	-	-	-	(22.885)
	Receita Financeira	-	-	457	-	-	373
		<b>1.930.118</b>	-	<b>82.293</b>	<b>1.995.447</b>	-	<b>(5.292)</b>
<b>IE Garanhuns</b>	Partic. societária permanente	413.106	-	-	324.875	-	-
	Fornecedores	-	480	-	-	262	-
	Contas a pagar	-	(74)	-	-	-	-
	Dividendos a Receber	14.453	-	-	8.055	-	-
	Encargo de uso de rede de transmissão	-	-	(3.484)	-	-	(3.404)
	Outras Receitas (Despesas) Operacionais	-	-	-	-	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	64.694	-	-	36.913
		<b>427.569</b>	<b>406</b>	<b>61.210</b>	<b>332.930</b>	<b>262</b>	<b>33.509</b>
<b>VamCruz I</b>	Partic. societária permanente	131.625	-	-	123.674	-	-
	Dividendos a Receber	588	-	-	-	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	1.511	-	-	(2.142)
		<b>132.213</b>	-	<b>1.511</b>	<b>123.674</b>	-	<b>(2.142)</b>
<b>Cia. Energética SINOP S.A.</b>	Partic. societária permanente	174.628	-	-	277.892	-	-
	Contas a Receber	-	-	-	657	-	-
	Cientes	467	-	-	-	-	-
	Fornecedores	-	411	-	-	374	-
	Receita Operac. Disp. Rede Básica	-	-	-	-	-	5.618
	Receita Uso do Sistema de Transmissão e	-	-	5.629	-	-	-
	Energia Comprada para Revenda	-	-	(4.835)	-	-	(4.621)
Equivalência patrimonial	-	-	(34.954)	-	-	44.070	
		<b>175.095</b>	<b>411</b>	<b>(34.160)</b>	<b>278.549</b>	<b>374</b>	<b>45.067</b>
<b>Amazonas G&amp;T</b>	Cientes	-	-	-	438	-	-
	Fornecedores	-	-	-	-	86	-
	Receita Operac. Disp. Rede Básica	-	-	-	-	-	4.913
	Receita Financeira	-	-	-	-	-	2
	Encargo de uso de rede de transmissão	-	-	(287)	-	-	(1.027)
	Outras Despesas Operacionais	-	-	-	-	-	(302)
		-	-	<b>(287)</b>	<b>438</b>	<b>86</b>	<b>3.586</b>
<b>Complexo Eólico Pindaí I</b>	Partic. societária permanente	-	-	-	401.236	-	-
	Cientes	-	-	-	117	-	-
	Contas a Receber	-	-	-	6	-	-
	Receita Operac. Disp. Rede Básica	-	-	-	-	-	370
	Equivalência patrimonial	-	-	682	-	-	(7.834)
	Receita Financeira	-	-	-	-	-	3
	Receita Prestação de Serviço	-	-	18	-	-	70
		-	-	<b>700</b>	<b>401.359</b>	-	<b>(7.391)</b>
<b>Complexo Eólico Pindaí II</b>	Partic. societária permanente	-	-	-	201.714	-	-
	Cientes	-	-	-	11	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	640	-	-	7.640
	Receita Operac. Disp. Rede Básica	-	-	-	-	-	132
		-	-	<b>640</b>	<b>201.725</b>	-	<b>7.772</b>
<b>Complexo Eólico Pindaí III</b>	Partic. societária permanente	-	-	-	103.556	-	-
	Cientes	-	-	-	7	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	1.395	-	-	4.215
		-	-	<b>1.395</b>	<b>103.563</b>	-	<b>4.300</b>

A seguir, identifica-se as origens das principais transações, por empresa:

#### **Eletrobras (Controladora)**

- Ressarcimento dos contratos da auditoria e atuarial;
- Ressarcimento de despesas de empregados cedidos;
- Remuneração pelo capital investido.

#### **Furnas**

- Contratos celebrados para disponibilização do sistema de transmissão;
- Contratos celebrados para uso da rede de transmissão;
- Remuneração pelo capital investido.

### **CGT Eletrosul**

- Contratos celebrados para disponibilização do sistema de transmissão;
- Contratos celebrados para uso da rede de transmissão;
- Contratos de compra de energia.

### **Eletronorte**

- Contratos celebrados para disponibilização do sistema de transmissão;
- Contratos celebrados para uso da rede de transmissão;
- Contratos de compra de energia;
- Empregados cedidos.

### **Eletronuclear**

- Contratos celebrados para disponibilização do sistema de transmissão;
- Remuneração pelo capital investido.

### **Eletropar**

- Contratos celebrados de arrendamentos.

### **Fachesf**

- Compromissos atuariais referentes a previdência complementar;
- Intermediação de prestação de serviços de saúde, seguro de vida e outros benefícios aos empregados da Companhia.

### **STN – Sistema de Transmissão do Nordeste S.A.**

- Montante investido na participação societária, avaliado pelo método de equivalência patrimonial;
- Contratos de prestação de serviços de operação e manutenção de linha de transmissão;
- Contratos celebrados para uso da rede do sistema de transmissão;
- Remuneração pelo capital investido.

### **Energética Águas da Pedra S.A.**

- Contratos celebrados para disponibilização do sistema de transmissão;
- Montante investido na participação societária avaliado pelo método de equivalência patrimonial;
- Remuneração pelo capital investido.

### **Energia Sustentável do Brasil S.A.**

- Contratos celebrados para disponibilização do sistema de transmissão;
- Montante investido na participação societária, avaliado pelo método de equivalência patrimonial;
- Contratos de compra de energia;

### **Interligação Elétrica do Madeira S.A.**

- Montante investido na participação societária, avaliado pelo método de equivalência patrimonial;
- Contratos celebrados para uso da rede do sistema de transmissão;
- Remuneração pelo capital investido.

### **Manaus Construtora Ltda.**

- Montante investido na participação societária avaliado pelo método de equivalência patrimonial;
- Remuneração pelo capital investido.

### **TDG – Transmissora Delmiro Gouveia S.A.**

- Contratos celebrados para prestação de serviços;
- Montante investido na participação societária avaliado pelo método de equivalência patrimonial;
- Contratos celebrados para uso da rede do sistema de transmissão.

#### **Norte Energia S.A.**

- Contratos celebrados para disponibilização do sistema de transmissão;
- Contratos de compra de energia;
- Montante investido na participação societária avaliado pelo método de equivalência patrimonial.

#### **Interligação Elétrica Garanhuns S.A.**

- Contratos celebrados para uso da rede do sistema de transmissão;
- Contrato celebrado para prestação de serviços;
- Montante investido na participação societária avaliado pelo método de equivalência patrimonial;
- Remuneração pelo capital investido.

#### **Vamcruz I Participações S.A.**

- Montante investido na participação societária avaliado pelo método de equivalência patrimonial;
- Remuneração pelo capital investido.

#### **Companhia Energética SINOP S.A.**

- Montante investido na participação societária avaliado pelo método de equivalência patrimonial;
- Contratos celebrados para disponibilização do sistema de transmissão;
- Contratos de compra de energia.

#### **Amazonas Geração e Transmissão de Energia S.A. - Amazonas G&T**

- Contratos celebrados para disponibilização do sistema de transmissão;
- Contratos celebrados para uso da rede de transmissão.

#### **Complexo Pindaí I (Acauã Energia S.A. - Angical 2 Energia S.A. - Arapapá Energia S.A. - Caititu 2 Energia S.A. - Caititu 3 Energia S.A. - Carcará Energia S.A. - Corrupião 3 Energia S.A. - Teiú 2 Energia S.A.)**

- Montante investido na participação societária avaliado pelo método de equivalência patrimonial;
- Contratos celebrados para disponibilização do sistema de transmissão;
- Contratos de prestação de serviços de operação e manutenção de linha de transmissão.

#### **Complexo Pindaí II (Coqueirinho 2 Energia S.A. - Papagaio Energia S.A.)**

- Montante investido na participação societária avaliado pelo método de equivalência patrimonial;
- Contratos celebrados para disponibilização do sistema de transmissão.

#### **Complexo Pindaí III (Tamanduá Mirim 2 Energia S.A.)**

- Montante investido na participação societária avaliado pelo método de equivalência patrimonial;
- Contratos celebrados para disponibilização do sistema de transmissão.

#### **44.1 - Remuneração de pessoal-chave**

O pessoal-chave da administração inclui os conselheiros de administração e fiscal e diretores. O gasto total no exercício de 2021 está demonstrado a seguir:

	31/12/2021	31/12/2020
Remuneração dos Diretores e dos Conselheiros	3.848	4.135
Encargos Sociais	1.178	1.296
Benefícios	247	399
<b>Total</b>	<b>5.273</b>	<b>5.830</b>

Os administradores não possuem pagamentos baseados em ações da Companhia.

## 45 – INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GESTÃO DE RISCOS

### 45.1 – 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	31/12/2021	31/12/2020
<b>Ativos financeiros</b>			
<b>Mensurados ao custo amortizado</b>			
Caixa e equivalentes de caixa	2	9.762	9.256
Consumidores, concessionárias e permissionárias		1.031.836	2.124.067
Títulos e valores mobiliários		8.642	8.472
Cauções e depósitos vinculados		149.716	160.589
<b>Valor justo por meio do resultado</b>			
Títulos e valores mobiliários	2	2.549.764	-
<b>Total Ativos financeiros</b>		<b>3.749.720</b>	<b>2.302.384</b>
<b>Passivos financeiros</b>			
<b>Mensurados ao custo amortizado</b>			
Financiamentos e empréstimos		1.033.727	1.103.581
Fornecedores		460.611	404.181
Debêntures		155.919	149.215
<b>Total Passivos financeiros</b>		<b>1.650.257</b>	<b>1.656.977</b>

Os ativos e passivos financeiros registrados a valor justo são classificados e divulgados de acordo com os níveis a seguir:

Nível 1 – preços cotados (não ajustados) que 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 ilíquido. Nesse nível a estimativa do valor justo torna-se altamente subjetiva.

### 45.2 - GESTÃO DE RISCO

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.

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

- **Risco de mercado**

É o risco de que mudanças de mercado, como mudanças nas taxas de juros e nos preços, poderão afetar as receitas da Companhia ou o valor de seus instrumentos financeiros.

- **Risco de encargos da dívida**

Este risco é oriundo da possibilidade de a Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros ou outros indexadores de dívida, que aumentem as despesas financeiras relativas a contratos de financiamento, ou diminuam a receita financeira relativa às aplicações financeiras da Companhia.

A Administração da Companhia não identifica entre os valores de mercado e os apresentados nas demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2021, a ocorrência de diferenças relevantes originadas de operações que envolvam instrumentos financeiros que requeiram divulgação específica.

- **Risco de estrutura de capital (ou risco financeiro)**

Decorre da escolha entre capital próprio (aportes de capital e retenção de lucros) e capital de terceiros que a Companhia faz para financiar suas operações. A Companhia segue a estrutura de capital determinada por estudos técnicos elaborados para a definição do negócio, bem como pelos limites estabelecidos pelos agentes financeiros.

- **Risco de vencimento antecipado**

A Companhia possui contratos de financiamentos e empréstimos com cláusulas restritivas que, em geral, requerem a manutenção de índices econômico-financeiros em determinados níveis (*covenants financeiros*). O descumprimento dessas restrições pode implicar o vencimento antecipado da dívida.

- **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.

Exposição à taxa de juros	31/12/2021	31/12/2020
<b>Passivos</b>		
TJLP	265.364	300.651
CDI	151.166	247.848
IPCA	398.947	276.212
<b>Total</b>	<b>815.477</b>	<b>824.711</b>
<b>Passivo líquido exposto</b>	<b>815.477</b>	<b>824.711</b>

- **Risco de preço**

Até 2004, os preços de suprimento de energia elétrica decorrentes da atividade de geração eram fixados pela Aneel. A partir do Leilão nº 001/2004, realizado pela Agência Reguladora, as geradoras passaram a comercializar sua energia elétrica com um maior número de clientes, a preços definidos pelo mercado.

Com a renovação das concessões de acordo com a Lei nº 12.783/2013, as usinas hidrelétricas afetadas da Chesf passam a receber a Receita Anual de Geração - RAG, homologada pela Aneel, pela disponibilização da garantia física, em regime de cotas, de energia e de potência de suas usinas, a ser paga em parcelas duodecimais e sujeita a ajustes por indisponibilidade ou desempenho de geração, excluído o montante necessário à cobertura das despesas com as contribuições sociais ao Programa de Integração Social e ao Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público – Pis/Pasep, e com a Contribuição Social para o Financiamento da Seguridade Social - Cofins.

A atividade de transmissão de energia elétrica tem sua remuneração definida pela Aneel, mediante a fixação de Receita Anual Permitida - RAP, julgada suficiente para a cobertura dos custos operacionais e a manutenção do equilíbrio econômico financeiro da concessão.

- **Risco de crédito**

Risco de Crédito é o risco que decorre da possibilidade da Companhia incorrer em perdas resultantes da dificuldade de realização de seus recebíveis de clientes, bem como da inadimplência de instituições financeiras contrapartes em operações.

O risco é basicamente proveniente das contas a receber de clientes e títulos e valores mobiliários conforme detalhado na Exposição ao Risco de Crédito a seguir:

- **Exposição ao Risco de Crédito**

O valor contábil dos ativos financeiros representa a exposição máxima do crédito. A exposição máxima do risco de crédito na data das demonstrações financeiras foi:

	Nota	31/12/2021	31/12/2020
Caixa e equivalente de caixa	5	9.762	9.256
Títulos e valores mobiliários	6	2.558.406	2.079.504
Consumidores, concessionárias e permissionárias	8	1.031.836	2.124.067

As disponibilidades de caixa são aplicadas em fundos de investimentos, conforme normativo específico do Banco Central do Brasil. Esses fundos são compostos por títulos públicos custodiados na Cetip, não havendo exposição ao risco de contraparte.

Em eventuais relações com instituições financeiras, a Companhia tem como prática a realização de operações somente com instituições de baixo risco avaliadas por agências de rating e que atendam a requisitos patrimoniais previamente definidos e formalizados. Adicionalmente, são definidos limites de crédito que são revisados periodicamente.

A Companhia atua nos mercados de geração e transmissão de energia elétrica amparada em contratos firmados em ambiente regulado. A Companhia busca minimizar seus riscos de crédito através de mecanismos de garantia envolvendo recebíveis de seus clientes e, quando aplicável, através de fianças bancárias. Adicionalmente, são realizadas negociações que viabilizem o recebimento dos créditos em atraso.

- **Risco de liquidez**

A companhia atua no monitoramento permanente dos fluxos de caixa de curto, médio e longo prazos, 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. Os valores divulgados na tabela são os fluxos de caixa não descontados contratados. As tabelas incluem os fluxos de caixa dos juros a incorrer e do principal.

	Saldo contábil	Total do fluxo	Menos de 1 ano	Entre 1 e 2 anos	Entre 2 a 5 anos	Acima de 5 anos
<b>Em 31 de dezembro de 2021</b>						
Fornecedores	460.611	460.611	460.611	-	-	-
Financiamentos e empréstimos	1.033.727	1.422.840	232.772	219.131	450.709	520.228
Obrigações estimadas	113.011	113.011	113.011	-	-	-
Debêntures	155.919	160.531	13.820	18.073	59.535	69.103
<b>Em 31 de dezembro de 2020</b>						
Fornecedores	404.181	404.181	404.181	-	-	-
Financiamentos e empréstimos	1.103.581	1.555.657	278.677	213.357	496.494	567.129
Obrigações estimadas	104.510	104.510	104.510	-	-	-
Debêntures	149.215	156.086	8.256	37.195	46.629	64.006

### 45.3 – GESTÃO DE CAPITAL

Os objetivos da Companhia ao administrar seu capital são os de salvaguardar a capacidade de continuidade para oferecer retorno aos acionistas e benefícios às outras partes interessadas, além de perseguir uma estrutura de capital ideal para a redução de custos.

A Companhia possui uma excelente capacidade de alavancagem, fruto de sua situação econômico-financeira decorrente das concessões, dos recursos das indenizações por ocasião dessa renovação, em conjunto com a expectativa de sua geração operacional de caixa, que garante seus investimentos, que pode ser demonstrada com base no índice de alavancagem financeira, utilizado pela sua controladora para o Sistema Eletrobras. Esse índice corresponde à dívida líquida dividida pelo capital total. A dívida líquida, por sua vez, corresponde ao total de financiamentos e empréstimos, de curto e longo prazos, e fornecedores conforme demonstrado no balanço patrimonial, subtraído do montante de caixa e equivalentes de caixa. O capital total é apurado pela soma do patrimônio líquido, conforme demonstrado no balanço patrimonial, com a dívida líquida.

Os índices de alavancagem financeira em 31 de dezembro de 2021 e 31 de dezembro de 2020, podem ser assim sumarizados:

	31/12/2021	31/12/2020
Financiamentos e empréstimos e debêntures	1.189.646	1.252.796
(-)Caixa e equivalentes de caixa e TVM	2.568.168	2.088.760
<b>Dívida líquida</b>	<b>(1.378.522)</b>	<b>(835.964)</b>
Patrimônio Líquido	15.776.160	13.866.990
<b>Total do capital</b>	<b>14.397.638</b>	<b>13.031.026</b>
<b>Índice de alavancagem financeira</b>	<b>-9,6%</b>	<b>-6,4%</b>

#### 45.4 – ESTIMATIVA DO VALOR JUSTO

Instrumentos Financeiros	31/12/2021		31/12/2020	
	Valor Contábil	Valor de Mercado	Valor Contábil	Valor de Mercado
Títulos e valores mobiliários	2.409.059	2.409.059	1.955.463	1.955.463
Aplicações financeiras	-	-	5.083	5.083
<b>Total</b>	<b>2.409.059</b>	<b>2.409.059</b>	<b>1.960.546</b>	<b>1.960.546</b>

O cálculo do valor justo dos Títulos e Valores Mobiliários e aplicações financeiras foi elaborado levando-se em consideração as cotações de mercado do papel, ou informações de mercado que possibilitem tal cálculo, levando-se em consideração as taxas futuras de juros de papéis similares.

Os valores justos dos instrumentos financeiros são similares aos valores contábeis e refletem substancialmente os valores que seriam obtidos se fossem negociados no mercado.

#### 45.5 – ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

Foram realizadas análises de sensibilidade dos ativos e passivos indexados à taxa de juros pós-fixada em quatro diferentes cenários: dois com elevação das taxas do saldo devedor e dois com diminuição dessas taxas. As análises limitaram-se aos contratos concedidos que apresentem exposição à taxa de juros.

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 o exercício de 2021 previsões e/ou estimativas baseadas fundamentalmente em premissas macroeconômicas obtidas do Relatório Focus, divulgado pelo Banco Central, e Economic Outlook 86, publicado pela OECD.

##### Depreciação dos índices

	Saldo em 31/12/2021	Índice			Valor		
		Cenário provável	Cenário I (-25%)	Cenário II (- 50%)	Cenário provável	Cenário I (-25%)	Cenário II (- 50%)
<b>Passivos</b>							
TJLP	265.364	5,32	3,99	2,66	279.482	275.952	272.423
IPCA	398.947	0,73	0,55	0,37	401.859	401.141	400.423
CDI	151.166	9,15	6,86	4,58	164.998	161.536	158.089
<b>Efeito líquido</b>	<b>(815.477)</b>				<b>(846.339)</b>	<b>(838.629)</b>	<b>(830.935)</b>

##### Apreciação dos índices

	Saldo em 31/12/2021	Índice			Valor		
		Cenário provável	Cenário I (+25%)	Cenário II (+ 50%)	Cenário provável	Cenário I (+25%)	Cenário II (+ 50%)
<b>Passivos</b>							
TJLP	265.364	5,32	6,65	7,98	279.482	283.011	286.540
IPCA	398.947	0,73	0,91	1,10	401.859	402.577	403.335
CDI	151.166	9,15	11,44	13,73	164.998	168.459	171.921
<b>Efeito líquido</b>	<b>(815.477)</b>				<b>(846.339)</b>	<b>(854.047)</b>	<b>(861.796)</b>



#### 46 – DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO DO EXERCÍCIO SEGREGADO POR ATIVIDADE

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).

	31/12/2021			31/12/2020		
	Geração	Transmissão	Total	Geração	Transmissão	Total
<b>RECEITA</b>						
Fornecimento de energia elétrica	658.343	-	658.343	585.719	-	585.719
Suprimento de energia elétrica	2.969.543	-	2.969.543	2.713.160	-	2.713.160
Energia Elétrica de Curto Prazo	388.431	-	388.431	597.206	-	597.206
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição	-	4.766.736	4.766.736	-	4.373.877	4.373.877
Outras receitas	6.674	26.597	33.271	4.193	16.709	20.902
	<b>4.022.991</b>	<b>4.793.333</b>	<b>8.816.324</b>	<b>3.900.278</b>	<b>4.390.586</b>	<b>8.290.864</b>
<b>Tributos</b>						
ICMS	(120.375)	-	(120.375)	(94.026)	-	(94.026)
PIS-PASEP	(63.376)	(76.219)	(139.595)	(58.678)	(70.569)	(129.247)
Cofins	(291.926)	(351.082)	(643.008)	(277.198)	(333.371)	(610.569)
ISS	(149)	(472)	(621)	(110)	(350)	(460)
<b>ENCARGOS - PARCELA "A"</b>						
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(28.388)	(41.844)	(70.232)	(26.385)	(38.891)	(65.276)
Outros encargos CCEE	-	-	-	97	-	-
Reserva Global de Reversão - RGR	(42.893)	(27.355)	(70.248)	(30.772)	(19.624)	(50.396)
Conta de Desenvolvimento Econômico - CDE	-	(99.850)	(99.850)	-	(74.790)	(74.790)
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH	(150.783)	-	(150.783)	(183.091)	-	(183.091)
Taxa de Fiscalização da Aneel	(7.302)	(17.029)	(24.331)	(6.519)	(15.203)	(21.722)
Outros encargos	-	(63.269)	(63.269)	-	(38.292)	(38.292)
	<b>(705.192)</b>	<b>(677.120)</b>	<b>(1.382.312)</b>	<b>(676.682)</b>	<b>(591.090)</b>	<b>(1.267.772)</b>
<b>RECEITA LÍQUIDA</b>	<b>3.317.799</b>	<b>4.116.213</b>	<b>7.434.012</b>	<b>3.223.596</b>	<b>3.799.496</b>	<b>7.023.092</b>
<b>CUSTOS NÃO GERENCIÁVEIS - PARCELA "A"</b>						
Energia elétrica comprada para revenda	(475.601)	-	(475.601)	(351.735)	-	(351.735)
Encargo de transmissão, conexão e distribuição	(868.871)	-	(868.871)	(807.515)	-	(807.515)
	<b>(1.344.472)</b>	<b>-</b>	<b>(1.344.472)</b>	<b>(1.159.250)</b>	<b>-</b>	<b>(1.159.250)</b>
<b>RESULTADO ANTES DOS CUSTOS GERENCIÁVEIS</b>	<b>1.973.327</b>	<b>4.116.213</b>	<b>6.089.540</b>	<b>2.064.346</b>	<b>3.799.496</b>	<b>5.863.842</b>
<b>CUSTOS GERENCIÁVEIS - PARCELA "B"</b>						
Pessoal e administradores	(284.234)	(900.076)	(1.184.310)	(253.559)	(802.938)	(1.056.497)
Material	(9.048)	(26.145)	(35.193)	(8.352)	(24.135)	(32.487)
Serviços de terceiros	(104.422)	(191.308)	(295.730)	(92.250)	(169.007)	(261.257)
Arrendamento e aluguéis	(3.941)	(7.430)	(11.371)	(5.313)	(10.015)	(15.328)
Seguros	(3.235)	(9.611)	(12.846)	(3.503)	(10.409)	(13.912)
Doações, contribuições e subvenções	(8.302)	(3.716)	(12.018)	(9.599)	(4.297)	(13.896)
Provisões	(268.182)	244.228	(23.954)	(644.812)	124.209	(520.603)
Perdas na alienação de bens e direitos	-	-	-	-	-	-
(-) Recuperação de despesas	15.773	2.227	18.000	10.228	1.444	11.672
Tributos	(8.232)	(3.333)	(11.565)	(7.861)	(3.182)	(11.043)
Depreciação e amortização	(308.265)	(97.134)	(405.399)	(292.996)	(92.322)	(385.318)
Gastos diversos	(885.893)	(28.530)	(914.423)	(307.961)	(9.918)	(317.879)
	<b>(1.867.981)</b>	<b>(1.020.828)</b>	<b>(2.888.809)</b>	<b>(1.615.978)</b>	<b>(1.000.570)</b>	<b>(2.616.548)</b>
<b>RESULTADO DA ATIVIDADE</b>	<b>105.346</b>	<b>3.095.385</b>	<b>3.200.731</b>	<b>448.368</b>	<b>2.798.926</b>	<b>3.247.294</b>
Equivalência Patrimonial	(88.431)	249.397	160.966	(115.413)	114.563	(850)
<b>Resultado Financeiro</b>						
Receita financeira	209.161	306.246	515.407	303.139	156.515	459.654
Despesa financeira	(177.086)	(95.438)	(272.524)	(105.617)	(75.035)	(180.652)
<b>RESULTADO ANTES DOS IMPOSTOS SOBRE O LUCRO</b>	<b>48.990</b>	<b>3.555.590</b>	<b>3.604.580</b>	<b>530.477</b>	<b>2.994.969</b>	<b>3.525.446</b>
Imposto de renda e contribuição social	(206.072)	(131.750)	(337.822)	(196.109)	(127.292)	(323.401)
<b>LUCRO DO EXERCÍCIO</b>	<b>(157.082)</b>	<b>3.423.840</b>	<b>3.266.758</b>	<b>334.368</b>	<b>2.867.677</b>	<b>3.202.045</b>
<b>Lucro básico por ação (R\$)</b>	<b>(2,81)</b>	<b>61,24</b>	<b>58,43</b>	<b>5,98</b>	<b>51,30</b>	<b>57,28</b>
<b>Lucro diluído por ação (R\$)</b>	<b>(2,81)</b>	<b>61,24</b>	<b>58,43</b>	<b>5,98</b>	<b>51,30</b>	<b>57,28</b>

### 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\$ 160.966 em 2021 (perda de R\$ R\$ 850, em 2020).

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	4.016.317	-	-	4.016.317
Transmissão - T	-	4.766.736	-	4.766.736
Atividades não vinculadas - ANV	-	-	33.271	33.271
	<b>4.016.317</b>	<b>4.766.736</b>	<b>33.271</b>	<b>8.816.324</b>

### Conciliação das Demonstrações de Resultado:

	Unidades de Negócio	Outorgada	Diferença
Receita	8.816.324	8.816.324	-
Deduções da receita	(1.382.312)	(1.382.312)	-
Receita líquida	7.434.012	7.434.012	-
Gastos	(4.233.281)	(4.233.281)	-
Resultado do serviço	3.200.731	3.200.731	-
Resultado financeiro	242.883	242.883	-
Equivalência patrimonial	-	160.966	(160.966)
Lucro antes da tributação e participações	3.443.614	3.604.580	(160.966)
Imposto de renda e contribuição social	(337.822)	(337.822)	-
<b>Lucro do exercício</b>	<b>3.105.792</b>	<b>3.266.758</b>	<b>(160.966)</b>

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\$ 160.966 refere-se ao resultado de equivalência patrimonial.

#### 47 - SEGUROS

Atualmente a Chesf possui três contratos de seguros cada um com período de duração de um ano e todos com início a partir de 30/04/2021, cujo objetivo é obter cobertura para os seus principais ativos, tais como imobilizado em serviço e almoxarifado. Para isso, esses ativos estão segurados por apólices também anuais, especificadas por modalidade de risco, conforme demonstrado no quadro a seguir:

	Importâncias	Prêmios Anuais
<b>Apólices</b>		
<b>- Riscos Nomeados:</b>		
Incêndio, raio, explosão, danos elétricos, equipamentos eletrônicos	7.642.492	7.300
<b>- Riscos aeronáuticos</b>	50.413	872
<b>- Transporte</b>	163.500	117
	<b>7.856.405</b>	<b>8.289</b>

Para o Seguro de Riscos Nomeados são emitidas duas apólices, sendo uma para as Usinas e outra para as Subestações, relacionando os principais equipamentos com seus respectivos valores segurados e seus limites de indenização, além dos bens em almoxarifados. O seguro possui cobertura securitária básica para: incêndio, queda de raios e explosão de qualquer natureza, danos elétricos, riscos para equipamentos eletrônicos e informática.

Na importância segurada relativa ao seguro aeronáutico, além de R\$ 21.404 referentes a danos causados às aeronaves, estão incluídos R\$ 5.442 para responsabilidade civil e R\$ 23.568 para responsabilidade civil a 2º Risco, previsto no Código Brasileiro de Aeronáutica, que são coberturas contra danos causados a terceiros.

Para o seguro de transporte, a Companhia mantém apólices para garantir a movimentação de materiais nas modalidades terrestre, marítimo e aéreo nacionais, e marítimo e aéreo internacionais, mensalmente endossadas.

#### 48 - REMUNERAÇÃO DOS EMPREGADOS E ADMINISTRADORES (NÃO AUDITADO)

Em atendimento a Resolução nº 3, de 31/12/2010, do Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão, apresentamos a seguir a maior e menor remuneração pagas a empregados e dirigentes, tomando-se por base o mês de dezembro de 2021 e 2020:

	31/12/2021	31/12/2020
<b>Remuneração de empregados (R\$)</b>		
Maior remuneração de empregados	64.455,38	64.455,38
Menor remuneração de empregados	1.993,38	1.993,38
Remuneração média de empregados	11.255,99	11.255,99
Salário médio	8.033,35	8.033,35
<b>Remuneração de dirigentes (R\$)</b>		
Maior remuneração de administradores	83.726,87	83.736,86
Menor remuneração de administradores	58.431,65	69.736,11
Remuneração média de administradores	60.106,99	74.748,37
<b>Remuneração de conselheiros (R\$)</b>		
Maior remuneração de administradores	4.595,75	4.595,75
Menor remuneração de administradores	4.595,75	4.595,75
Remuneração média de administradores	4.595,75	4.595,75

Tais remunerações são compostas de salários permanentes, gratificações e adicionais.

#### 49 – MEIO AMBIENTE (não auditada)

São os seguintes os gastos efetivados pela Companhia, individualmente, de modo a atender aos seus compromissos com o meio ambiente:

Natureza dos Gastos	31/12/2021			31/12/2020
	Imobilizado	Resultado	Total	Total
Manutenção nos processos operacionais para a melhoria do meio ambiente	2.199	5.196	7.395	5.742
Preservação e/ou recuperação de ambientes degradados	-	3.398	3.398	2.041
Educação ambiental para a comunidade	-	1.812	1.812	1.398
Outros projetos ambientais	-	3.118	3.118	81
<b>Total</b>	<b>2.199</b>	<b>13.524</b>	<b>15.723</b>	<b>9.262</b>

- *Manutenção nos processos operacionais para a melhoria do meio ambiente*, compreende os gastos com estudos, diagnósticos, levantamentos, planos de uso e programas de monitoramento, dentre outros, não contemplando as ações de recuperação ou mitigação de impacto ambiental.
- *Preservação e/ou recuperação de ambientes degradados*, compreende os gastos com execução de ações voltadas para preservar e/ou recuperar ambientes degradados com impactos já detectados, com uma ação de reparação em andamento, podendo se referir a ambientes aquáticos, terrestres ou atmosféricos.
- *Educação ambiental para a comunidade*, compreende os gastos com ações de educação e/ou capacitação para sustentabilidade, voltadas às comunidades impactadas pela implantação dos empreendimentos da Companhia.
- *Outros projetos ambientais*, compreende os gastos com as demais ações adotadas pela Companhia, tendo como objeto a preservação do meio ambiente.

A Companhia possui compromissos assumidos de gastos com o meio ambiente, no montante de R\$ 44.115, com previsão de desembolso de R\$ 17.189 para o exercício de 2022 e R\$ 26.926 a partir de 2023.

#### 50 - TREINAMENTOS E DESENVOLVIMENTO DE PESSOAL (não auditada)

A Chesf tem como política permanente a qualificação dos seus dirigentes e empregados, tendo apresentado no período os indicadores a seguir:

Indicadores	31/12/2021	31/12/2020
Empregados treinados	3.083	2.111
Homem/hora treinados	163.280	68.415
Média/hora treinamento	52,94	21,43
Índice de empregados treinados (%)	99,97	66,11
Força de trabalho treinada (%)	2,76	1,12
Investimento total (R\$ mil)	4.558	2.457
Valor médio investido por empregado (R\$ 1,00)	1.478	769

#### 51 – EVENTOS SUBSEQUENTES

- **Retificação das Revisões Periódicas de 2018, da Receita Anual Permitida.**

Em fevereiro de 2022, a ANEEL divulgou, por meio da Nota Técnica nº 13/2022-SGT/ANEEL, a retificação dos resultados das revisões periódicas de 2018 da RAP das concessionárias de transmissão prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783/2013.

As diferenças financeiras relativas aos ciclos tarifários 2020/2021 e 2021/2022, em função da retificação, serão consideradas na forma de Parcela de Ajuste no ciclo 2022/2023.

Os reflexos das revisões das RAPs serão registrados contabilmente logo após a ANEEL publicar a resolução homologatória para o ciclo 2022/2023, momento em que a companhia conhecerá os reflexos financeiros definitivos decorrentes da retificação das revisões periódicas de 2018.

- **Guerra Rússia x Ucrânia**

Em fevereiro de 2022, a Rússia deu início à invasão da Ucrânia, iniciando o conflito entre os dois países. Além dos efeitos diretos originados pela luta bélica, a guerra naturalmente afeta a economia da região envolvida, atingindo, portanto, as operações das empresas que lá atuam. A Companhia, atualmente, não mantém relação contratual econômico-financeira com entidades situadas na região do conflito.

- **Encerramento da 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.

## 52 – 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.

	Nota	2021			2020		
		Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
<b>Ativos</b>							
<b>Ativo circulante</b>							
Caixa e equivalência de caixa	5	9.762	-	9.762	9.256	-	9.256
Títulos e valores mobiliários	6	2.558.187	-	2.558.187	2.079.294	-	2.079.294
Consumidores, concessionárias e permissionárias	8	1.031.836	(186.368)	845.468	2.124.067	(179.540)	1.944.527
Tributos a recuperar	9	70.705	-	70.705	63.879	-	63.879
Imposto de renda e contribuição social		565.998	3.940	569.938	191.250	3.940	195.190
Cauções e depósitos vinculados	11	26.491	-	26.491	31.890	-	31.890
Almoxarifado	12	83.927	(4.544)	79.383	89.610	(4.545)	85.065
Serviços em curso	13	409.514	-	409.514	332.140	-	332.140
Ativo da concessão de serviço público		-	2.237.989	2.237.989	-	3.108.499	3.108.499
Dividendos a receber	14	74.693	-	74.693	27.108	-	27.108
Fachef Saúde Mais	15	100.988	-	100.988	76.806	-	76.806
Ativos não circulantes mantidos para venda	17	-	-	-	-	-	-
Outros ativos circulantes	16	147.056	(29.629)	117.427	193.529	(28.277)	165.252
<b>Ativo não circulante</b>							
Títulos e valores mobiliários	6	219	-	219	210	-	210
Tributos compensáveis	9	204.383	-	204.383	201.189	-	201.189
Depósitos judiciais e cauções	11	322.601	-	322.601	488.241	-	488.241
Benefícios para reinvestimento	7	37.788	-	37.788	32.983	-	32.983
Tributos diferidos	10	710.155	(710.155)	-	1.035.146	(889.159)	145.987
Adiantamentos a investidas	16	-	-	-	-	-	-
Ativo da concessão de serviço público		-	16.119.592	16.119.592	-	11.610.045	11.610.045
Outros ativos não circulantes	16	15.722	487.821	503.543	25.911	537.143	563.054
Investimento	17	5.409.581	-	5.409.581	6.117.611	-	6.117.611
Imobilizado	18	13.683.571	(11.405.978)	2.277.593	12.046.993	(10.809.381)	1.237.612
Intangível	19	1.288.011	(831.462)	456.549	913.227	(796.396)	116.831
<b>Total do ativo</b>		<b>26.751.188</b>	<b>5.681.206</b>	<b>32.432.394</b>	<b>26.080.340</b>	<b>2.552.329</b>	<b>28.632.669</b>
<b>Passivo</b>							
<b>Passivo circulante</b>							
Fornecedores	20	460.611	(65.765)	394.846	404.181	(63.357)	340.824
Folha de pagamento		36.741	-	36.741	4.815	-	4.815
Tributos e contribuições sociais	21	155.839	-	155.839	149.398	-	149.398
Financiamentos e empréstimos	22	185.006	-	185.006	228.033	-	228.033
Remuneração aos acionistas	42	1.298.929	-	1.298.929	1.807.003	-	1.807.003
Outras provisões operacionais	24	95.403	-	95.403	120.382	-	120.382
Obrigações estimadas	25	113.011	-	113.011	104.510	-	104.510
Incentivo ao desligamento voluntário	26	108.747	-	108.747	122.420	-	122.420
Benefício pós-emprego	27	167.869	-	167.869	149.177	-	149.177
Encargos setoriais	28	36.123	-	36.123	73.516	-	73.516
Debêntures	23	14.474	-	14.474	11.224	-	11.224
Outros passivos circulantes	29	35.336	35	35.371	29.554	63.819	93.373
<b>Passivo não circulante</b>							
Tributos diferidos	0	-	670.192	670.192	-	-	-
Financiamentos e empréstimos	22	848.721	-	848.721	875.548	-	875.548
Benefício pós-emprego	27	3.314.875	-	3.314.875	3.522.069	-	3.522.069
Incentivo ao desligamento voluntário	26	13.046	-	13.046	57.506	-	57.506
Encargos setoriais	29	459.416	-	459.416	489.939	-	489.939
Provisões para contingências	30	3.130.760	-	3.130.760	3.592.441	-	3.592.441
Provisão contrato oneroso	31	67.298	-	67.298	100.478	-	100.478
Obrigações vinculadas à concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	33	184.183	(129.603)	54.580	212.804	(156.536)	56.268
Debêntures	23	141.445	-	141.445	137.991	-	137.991
Outros passivos não circulantes	29	107.195	333.206	440.401	20.361	256.366	276.727
<b>Total do passivo</b>		<b>10.975.028</b>	<b>808.065</b>	<b>11.783.093</b>	<b>12.213.350</b>	<b>100.292</b>	<b>12.313.642</b>
<b>Patrimônio líquido</b>							
Capital social	34	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		(148.615)	(3.445.243)	(3.593.858)	(89.771)	(3.664.701)	(3.754.472)
Reservas de lucros		1.611.129	7.961.878	9.573.007	1.337.702	4.065.645	5.403.347
Prejuízos Acumulados		(356.506)	356.506	-	(2.051.093)	2.051.093	-
<b>Total do patrimônio líquido</b>		<b>15.776.160</b>	<b>4.873.141</b>	<b>20.649.301</b>	<b>13.866.990</b>	<b>2.452.037</b>	<b>16.319.027</b>
<b>Total do passivo e do patrimônio líquido</b>		<b>26.751.188</b>	<b>5.681.206</b>	<b>32.432.394</b>	<b>26.080.340</b>	<b>2.552.329</b>	<b>28.632.669</b>

	2021				2020		
	Nota	Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
<b>Operações em continuidade</b>							
<b>Receita</b>	35						
Fornecimento de energia elétrica		658.343	-	658.343	585.719	-	585.719
Suprimento de energia elétrica		2.969.543	-	2.969.543	2.713.160	-	2.713.160
Energia Elétrica de Curto Prazo		388.431	-	388.431	597.206	-	597.206
Disponibilidade do sistema de transmissão e distribuição		4.766.736	(2.732.467)	2.034.269	4.373.877	(2.738.809)	1.635.068
Receita de construção - Geração/Transmissão		-	519.125	519.125	-	326.476	326.476
Receita contratual		-	2.922.291	2.922.291	-	1.439.841	1.439.841
Outras receitas vinculadas		33.271	-	33.271	20.902	50.675	71.577
<b>Tributos</b>	35						
ICMS		(120.375)	-	(120.375)	(94.026)	-	(94.026)
PIS-PASEP		(139.595)	-	(139.595)	(129.247)	-	(129.247)
Cofins		(643.008)	-	(643.008)	(610.569)	-	(610.569)
ISS		(621)	-	(621)	(460)	-	(460)
<b>Encargos - Parcela "A"</b>	35						
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D		(70.232)	-	(70.232)	(65.276)	-	(65.276)
Outros encargos CCEE		-	-	-	97	-	97
Reserva Global de Reversão - RGR		(70.248)	-	(70.248)	(50.396)	-	(50.396)
Conta de Desenvolvimento Econômico - CDE		(99.850)	-	(99.850)	(74.790)	-	(74.790)
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH		(150.783)	-	(150.783)	(183.091)	-	(183.091)
Taxa de Fiscalização da Aneel		(24.331)	-	(24.331)	(21.722)	-	(21.722)
Outros Encargos		(63.269)	-	(63.269)	(38.292)	-	(38.292)
<b>Receita líquida</b>		<b>7.434.012</b>	<b>708.949</b>	<b>8.142.961</b>	<b>7.023.092</b>	<b>(921.817)</b>	<b>6.101.275</b>
<b>Custos não gerenciáveis - Parcela "A"</b>	37						
Energia elétrica comprada para revenda		(475.601)	-	(475.601)	(351.735)	-	(351.735)
Encargo de uso do sistema de transmissão e distribuição		(868.871)	-	(868.871)	(807.515)	-	(807.515)
<b>Custo de Construção</b>		<b>-</b>	<b>(679.120)</b>	<b>(679.120)</b>	<b>-</b>	<b>(447.789)</b>	<b>(447.789)</b>
<b>Custo de Melhoria</b>		<b>-</b>	<b>(118.888)</b>	<b>(118.888)</b>	<b>-</b>	<b>(80.141)</b>	<b>(80.141)</b>
<b>Resultado antes dos custos gerenciáveis</b>		<b>6.089.540</b>	<b>(89.059)</b>	<b>6.000.481</b>	<b>5.863.842</b>	<b>(1.449.747)</b>	<b>4.414.095</b>
<b>Custos gerenciáveis - Parcela "B"</b>	37						
Pessoal e administradores	38	(1.184.310)	-	(1.184.310)	(1.056.497)	-	(1.056.497)
Material		(35.193)	-	(35.193)	(32.487)	-	(32.487)
Serviços de terceiros		(295.730)	-	(295.730)	(261.257)	-	(261.257)
Arrendamento e aluguéis		(11.371)	247	(11.124)	(15.328)	248	(15.080)
Seguros		(12.846)	-	(12.846)	(13.912)	-	(13.912)
Doações, contribuições e subvenções		(12.018)	-	(12.018)	(13.896)	-	(13.896)
Provisões		(23.954)	(428.392)	(452.346)	(520.603)	(407.524)	(928.127)
Recuperação de despesas		18.000	-	18.000	11.672	-	11.672
Tributos		(11.565)	-	(11.565)	(11.043)	-	(11.043)
Depreciação e amortização		(405.399)	283.339	(122.060)	(385.318)	281.151	(104.167)
Gastos diversos da atividade vinculada		(914.423)	(50.675)	(965.098)	(317.879)	(47.945)	(365.824)
<b>Remensurações Regulatórias - Contratos de Transmissão</b>		<b>-</b>	<b>2.942.521</b>	<b>2.942.521</b>	<b>-</b>	<b>476.529</b>	<b>476.529</b>
<b>Resultado da Atividade</b>		<b>3.200.731</b>	<b>2.657.981</b>	<b>5.858.712</b>	<b>3.247.294</b>	<b>(1.147.288)</b>	<b>2.100.006</b>
<b>Equivalência patrimonial</b>	17.5	<b>160.966</b>	<b>-</b>	<b>160.966</b>	<b>(850)</b>	<b>-</b>	<b>(850)</b>
<b>Resultado Financeiro</b>							
Receitas financeiras	39	515.407	(4.419)	510.988	459.654	(3.186)	456.468
Despesas financeiras	39	(272.524)	(218)	(272.742)	(180.652)	(220)	(180.872)
<b>Resultado antes dos impostos</b>	46	<b>3.604.580</b>	<b>2.653.344</b>	<b>6.257.924</b>	<b>3.525.446</b>	<b>(1.150.694)</b>	<b>2.374.752</b>
Imposto de renda e contribuição social		(337.822)	(451.698)	(789.520)	(323.401)	56.423	(266.978)
<b>Resultado líquido das operações em continuidade</b>	46	<b>3.266.758</b>	<b>2.201.646</b>	<b>5.468.404</b>	<b>3.202.045</b>	<b>(1.094.271)</b>	<b>2.107.774</b>
<b>Resultado líquido do exercício</b>		<b>3.266.758</b>	<b>2.201.646</b>	<b>5.468.404</b>	<b>3.202.045</b>	<b>(1.094.271)</b>	<b>2.107.774</b>
<b>Lucro por ação</b>	46	<b>58,43</b>		<b>97,82</b>	<b>58,43</b>		<b>37,70</b>

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

### **52.1 - 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.

### **52.2 - 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\$ 18.357.581.

### **52.3. 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.

### **52.4 – 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.

### **52.5. Efeitos de contabilização de contratos de concessão (CPC 47)**

#### **52.5.1 - Receita e custo de construção**

Os ajustes, no montante de R\$ 278.883, são decorrentes do andamento das obras do sistema de transmissão, e dos investimentos nas usinas prorrogadas, ambos abrangidos pelo CPC 47 – Receita de Contrato.

#### **52.5.2 – Receita contratual (resultado)**

Os ajustes, no montante de R\$ 2.922.291, são decorrentes de atualização do ativo financeiro da transmissão.

#### **52.5.3 – Remensurações regulatórias – Contratos de transmissão**

Os ajustes, no montante de R\$ 2.942.521, são decorrentes dos efeitos do resultado definitivo da revisão tarifária do contrato 61/2001, e reperfilamento da RBSE.

#### **52.5.4 - 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.



### 52.5.5 – Conciliação do patrimônio líquido societário e regulatório

	31/12/2021	31/12/2020
<b>Saldos conforme contabilidade societária</b>	<b>20.649.301</b>	<b>16.319.027</b>
<b>Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória</b>	<b>(4.873.141)</b>	<b>(2.452.037)</b>
Remuneração do ativo da concessão de transmissão (IFRS 15)	(19.229.580)	(16.307.289)
Receita de O&M e Receita/Custo de construção (IFRS 15)	14.064.104	11.052.754
Remensurações regulatórias - Contratos de transmissão	(3.419.050)	(476.529)
Ajustes CPCs	1.382.561	1.182.443
Tributos sobre as diferenças de práticas contábeis	1.579.674	1.127.976
Reavaliação de Ativos - RBSE	3.445.243	3.664.701
Ajuste de Exercícios anteriores (*)	(2.526.653)	(2.526.653)
Outros	(169.440)	(169.440)
<b>Saldo conforme contabilidade regulatória</b>	<b>15.776.160</b>	<b>13.866.990</b>

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

### 52.5.6 – Conciliação do lucro líquido societário e regulatório

	31/12/2021	31/12/2020
<b>Lucro/Prejuízo conforme contabilidade societária</b>	<b>5.468.404</b>	<b>2.107.774</b>
<b>Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória</b>	<b>(2.201.646)</b>	<b>1.094.271</b>
Remuneração do ativo da concessão de transmissão (IFRS 15)	(2.922.291)	(1.439.841)
Remensurações regulatórias - contratos de transmissão	(2.942.521)	(476.529)
Receita de O&M e Receita/Custo de construção (IFRS 15)	3.011.350	2.940.263
Outros (ajustes CPCs)	200.118	126.801
Tributos sobre as diferenças de práticas contábeis	451.698	(56.423)
<b>Lucro/Prejuízo conforme contabilidade regulatória</b>	<b>3.266.758</b>	<b>3.202.045</b>

[www.pwc.com.br](http://www.pwc.com.br)

---

***Companhia Hidro  
Elétrica do  
São Francisco - Chesf***  
***Demonstrações contábeis regulatórias em  
31 de dezembro de 2021  
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 2021 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 605, de 11 de março de 2014.

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 2021, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, de acordo com Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE), aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) através da Resolução Normativa no 605 de 11 de março de 2014.

### **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 Companhia, 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**

Chamamos a atenção para a Nota 3 às demonstrações contábeis regulatórias, que descreve 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 modificada em relação a este assunto.



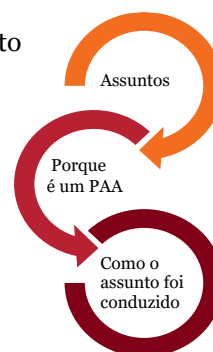
Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf

## Situação operacional das empresas controladas em conjunto

Conforme mencionado na Nota 20.6 às demonstrações financeiras, as controladas em conjunto Norte Energia S.A. e Energia Sustentável do Brasil S.A., apresentam excesso de passivos sobre ativos circulantes relevantes em 31 de dezembro de 2021. 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

#### Avaliação do valor recuperável do ativo imobilizado (Nota 21) e dos investimentos em coligadas e controladas em conjunto (Nota 20)

Os relevantes saldos do ativo imobilizado são compostos, principalmente, pelos custos de construção de usinas de geração hidroelétricas e termoelétricas, 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.

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.

As projeções de fluxo de caixa foram preparadas com base no plano de negócios aprovado pela diretoria e consideram premissas relacionadas aos resultados das atividades de cada UGC, bem como outras premissas que subsidiam essas projeções.

Adicionalmente a Companhia possui saldos relevantes em investimentos contabilizados pelo

### Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria

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.

Avaliamos a governança em torno desse processo, incluindo a aprovação dos orçamentos utilizados nesse cálculo.

Avaliamos a razoabilidade das principais premissas operacionais e financeiras utilizadas pela diretoria, 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.

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.



Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf

---

### **Porque é um PAA**

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 e por suas controladas para o ativo imobilizado e os investimentos. Além dos fatores citados acima, e considerando as deficiências de controles identificadas, 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**

Efetuamos leitura das divulgações efetuadas nas notas explicativas.

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

---

### **Mensuração do ativo contratual transmissão (Nota 16)**

O ativo contratual de transmissão refere-se ao direito da Companhia à contraprestação em decorrência dos investimentos realizados na construção da infraestrutura das linhas de transmissão. A mensuração desse ativo requer o exercício de julgamento significativo por parte da diretoria sobre o cumprimento das obrigações de performance satisfeitas ao longo do tempo.

Adicionalmente, por se tratar de ativos de longo prazo, a determinação das margens de lucro esperadas em relação às obrigações de performance e a identificação das taxas de remuneração, que representam o componente financeiro embutido nos fluxos de recebimentos futuros, também requerem o uso de julgamento significativo por parte da diretoria e afetam a mensuração do valor presente com base nos fluxos de caixa futuros.

Consideramos essa área como foco de auditoria pois a utilização de diferentes premissas e sua revisão a partir das melhores práticas no mercado pode modificar significativamente o valor do ativo mensurado pela Companhia.

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros, o entendimento do ambiente de controles internos relacionados com o processo de mensuração do ativo contratual de concessões das linhas de transmissão de energia elétrica.

Efetuamos a leitura dos contratos de concessão e respectivos aditivos (quando aplicável) e discutimos com a diretoria os principais aspectos, entre eles os componentes variáveis do preço do contrato.

Efetuamos teste de consistência dos dados informados da Receita Anual Permitida ("RAP") nos controles auxiliares com os dados constantes nos contratos de transmissão.

Adicionalmente, avaliamos as premissas relevantes relacionadas aos fluxos financeiros dos respectivos contratos, tais como: (i) definição da taxa de remuneração utilizada; e (ii) margem do contrato.

Consideramos que as premissas e critérios adotados pela diretoria são consistentes com as divulgações em notas explicativas e as informações obtidas em nossos trabalhos.

---



Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf

---

## Porque é um PAA

## Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria

---

### Contingências cíveis, trabalhistas e fiscais (Nota 33)

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

A determinação do valor das provisões e das demais divulgações requeridas, bem como a classificação das probabilidades de perda, 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 fiscais e a seus possíveis impactos nas demonstrações financeiras, bem como os 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.

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 as opiniões legais dos consultores jurídicos internos e externos, com o 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 diretoria para a determinação das provisões são razoáveis e consistentes com as divulgações efetuadas e os dados e informações obtidos.

---

### Benefício pós emprego (Nota 30)

Em 31 de dezembro de 2021, as obrigações atuariais relacionadas aos planos de benefícios pós emprego patrocinados pela Companhia, líquidas dos ativos do plano, totalizam R\$ 3.409 milhões.

A Companhia possui planos vitalícios de benefício pós emprego, concedidos a funcionários e

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros, (i) o entendimento e avaliação do ambiente de controles internos relacionados à identificação dos benefícios pós-emprego, (ii) testes, em base amostral, da consistência dos dados dos participantes que foram utilizados pelo atuário responsável pelo cálculo atuarial de 2021;



Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf

---

### Porque é um PAA

ex-funcionários, relativos substancialmente a complemento previdenciário. Os planos possuem características de "benefício definido, "contribuição variável" e "benefício saldado", os quais geram passivos relevantes, líquidos dos ativos 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, aplicada 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 diretoria 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.

### Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria

(iii) a avaliação dos principais critérios para a determinação da reserva individual de participantes selecionados e, (iv) a avaliação das hipóteses atuariais e premissas adotadas pelo atuário, tais como tábua 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 diretoria na mensuração dos benefícios pós emprego são razoáveis e consistentes com dados e informações obtidos.

---

### Outros assuntos

#### Demonstrações contábeis societárias

A Companhia preparou um conjunto de demonstrações contábeis separado para o exercício findo em 31 de dezembro de 2021, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, sobre o qual emitimos relatório de auditoria independente separado, com data de 18 de março de 2022.

#### Responsabilidades da administração e da governança pelas demonstrações contábeis regulatórias

A administração da Companhia 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 Companhia 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 Companhia ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

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



Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf

### **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.
- 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 Companhia.
- 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 Companhia. 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 Companhia 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 as 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, conseqüentemente, pela opinião de auditoria.

Comunicamo-nos com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance planejado, da época da auditoria e das constatações significativas de auditoria, inclusive as eventuais deficiências significativas nos controles internos que identificamos durante nossos trabalhos.






Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf

Fornecemos também aos responsáveis pela governança declaração de que cumprimos com as exigências éticas relevantes, incluindo os requisitos aplicáveis de independência, e comunicamos todos os eventuais relacionamentos ou assuntos que poderiam afetar, consideravelmente, nossa independência, incluindo, quando aplicável, as respectivas salvaguardas.

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, 3 de maio de 2022



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

DocuSigned by:  
Signed By: VINICIUS FERREIRA BRITTO REGO:92933610515  
CPF: 92933610515  
Signing Time: 03 de maio de 2022 | 18:26 BRT

ICP  
Brasil  
5010CCF0876344B8222CC04C7238979  
Vinicius Ferreira Britto Rego  
Contador CRC 1BA024501/O-9